

**Entwurf und Validierung eines individualitätszentrierten,
interdisziplinären Energiesystemsensors basierend auf
ereignisdiskreter Simulation und Agententheorie**

Von der
Fakultät für Elektro- und Informationstechnik
der
Technischen Universität Dortmund
genehmigte

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von

Chris Kittl
aus Unna

Dortmund, 2021

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz
Korreferent: Univ.-Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff
Tag der mündlichen Prüfung: 22. Dezember 2021

Kurzfassung

Das Energiesystem ist Rückgrat menschlichen Lebens. Eine Fehlfunktion kann erhebliche Folgen für lebenswichtige Leistungen, wie die Trinkwasser- oder Nahrungsversorgung haben. Eingriffe müssen deshalb vor der Durchführung qualifiziert werden. Zu diesem Zweck scheidet das praktische Experimentieren aus. Etablierte Alternativen sind die Modellierung und Simulation, also das Experimentieren mit einem virtuellen Abbild des Systems. Die stetig wachsende Komplexität und Heterogenität des Energiesystems fordert die bekannten Simulationsansätze heraus.

Diese Arbeit zeigt, wie das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und vor allem valide abgebildet werden kann. Die Arbeit leistet zwei konkrete Beiträge durch Weiterentwicklung des Simulationsframeworks SIMONA: Ein generalisiertes, der Agententheorie und ereignisdiskreten Simulation folgendes Modell, ermöglicht die Abbildung einer Vielzahl individueller und rationaler Systemteilnehmer sowie ihres kollektiven Verhaltens. Es reduziert den Modellierungsaufwand und unterstützt eine effiziente Simulation. Darüber hinaus erlauben äquivalente und validierte Transformatormodelle die effiziente Kopplung von Teilmodellen für Netzebenen im Rahmen des Dekompositionsansatzes von SIMONA.

Abstract

Human live is nearly impossible without an energy system. A malfunction poses severe risks to essential services like water and food supply. Every adaption needs accreditation before it is applied. Obviously, practical experimentation is not the method of choice. Modelling and simulation, which is experimenting with a virtual copy, are established alternatives. However, steadily increasing complexity and heterogeneity challenge known approaches.

This thesis contributes to efficient, practical and validated modelling and simulation of an increasingly complex and interdisciplinary energy system. The contribution is twofold and made by further development of the simulation framework SIMONA: A generalized system participant model, based on agent theory and discrete event simulation, eases the modelling process. Moreover, it allows for an efficient simulation. It enables representation of individuality and rationality of a huge number of participants and therefore provides means to examine their collective behavior. Secondly, equivalent and validated transformer models provide efficient coupling of partial models for grid levels within the decomposition principle applied by SIMONA.

Danksagung

*„If you always do what you've always done,
you'll always get what you've always got.“*

Henry Ford

Ein Promotionsverfahren ist nicht nur das Fachliche, sondern vor allem auch eine Zeit der persönlichen Entwicklung. Während meiner Tätigkeit am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft hatte ich die Gelegenheit mich mit diversen Themen zu beschäftigen und entsprechend vielfältig fachlich sowie persönlich weiterzuentwickeln. Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Professor Christian Rehtanz, der mich mit diesen Aufgaben betraute und mit seinem weitreichenden Vertrauen diese freie Entfaltung ermöglichte. Er war durch seine wertschätzenden und wertvollen Ratschläge ein hervorragender Begleiter meines Promotionsverfahrens. Ebenso gilt mein Dank Professor Sebastian Lehnhoff für seine geschätzten Einblicke in die Informatik während der gemeinsamen Forschung sowie für die Übernahme des Korreferats.

Besonders glücklich schätze ich mich für die Kolleginnen und Kollegen im SIMONA-Team sowie der Forschungsgruppe Verteilnetzplanung und -betrieb. Sie zeigen, wie aus unterschiedlichen Kompetenzen ein starkes Team entsteht, an dem jeder Einzelne wächst. Der offene und aufrichtige Umgang miteinander haben mich geprägt. Mein besonderer Dank gilt Dr.-Ing. Johannes Hiry, mit dem ich in dieser Zeit sehr eng und vertrauensvoll zusammenarbeiten konnte. Seine nicht enden wollende Begeisterung für die Sache und sein ausgeprägtes Demokratieverständnis schätze ich sehr und haben mich immer inspiriert. Ebenso danke ich den vielen Studentinnen und Studenten, die im Rahmen ihrer Tätigkeit oder Abschlussarbeit halfen die Forschung voran zu treiben.

Darüber hinaus haben viele Menschen im Hintergrund zu meinem Vorhaben beigetragen: Die vielen Gespräche in den Forschungsprojekten, beim Austausch über Forschungsideen und so fort haben mich viele Perspektiven kennenlernen lassen. Mein besonderer Dank gilt aber denjenigen, die durch ihr ausführliches Lektorat und kritisches Hinterfragen dieser Monografie zur verständlichen Strukturierung meiner Gedanken beigetragen haben. Ohnehin undenkbar wäre dieses Vorhaben ohne die Unterstützung meiner Familie und Freunde. Deshalb danke ich meinen Eltern und meiner Freundin Marina sehr, dass sie in dieser Zeit immer an mich geglaubt, mich unterstützt und mir den Rücken freigehalten haben.

Unna, im Dezember 2021

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation	1
2	Grundlagen der Modellierung und Simulation	7
2.1	Grundkonzepte und Begriffe	7
2.1.1	Entitäten und Zusammenhänge	7
2.1.2	Modellierung	10
2.1.3	Simulation	11
2.1.4	Verifikation, Validierung und Akkreditierung	12
2.2	Ereignisdiskrete Modellierung und Simulation	15
2.2.1	Klassische ereignisdiskrete Modellierung	15
2.2.2	Netzwerkgekoppelte ereignisdiskrete Modellierung	17
2.2.3	Ereignisdiskrete Simulation	18
2.3	Aktor- und Agentenbasierte Modellierung und Simulation	19
2.3.1	Gemeinsame Eigenschaften von Aktoren und Agenten	19
2.3.2	Aktorspezifische Eigenschaften	20
2.3.3	Agentenspezifische Eigenschaften	21
2.3.4	Kritische Diskussion	22
2.4	Ereignisdiskreter und agentenbasierter Ansatz	23
	Conclusio	24
3	Modellierung und Simulation von Energiesystemen	25
3.1	Stand von Wissenschaft und Technik	25
3.1.1	Einordnung in die Taxonomie	25
3.1.2	Aktuelle und offene Forschungsfragen	28
3.1.3	Relevante Arbeiten	33
3.2	Das Simulationsframework SIMONA	35
3.2.1	Intendierter experimenteller Rahmen	35
3.2.2	Diskussion der bestehenden Ansätze	37
3.2.3	Grundkonzepte	38
3.3	Stationäre Leistungsflussrechnung	39
3.3.1	Mathematisches Modell	39
3.3.2	Eigenschaften des mathematischen Modells	42
3.3.3	Mathematische Verfahren als Simulatoren	44
	Conclusio	50

4	Transformatormodelle für eine verteilte Leistungsflussrechnung	51
4.1	Verteilter Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus	51
4.1.1	Modellpartitionierung	52
4.1.2	Simulationsablauf	54
4.1.3	Kommunikative Kopplung der Teilmodelle	56
4.2	Zweiwicklungstransformatoren	58
4.2.1	Modellierung	58
4.2.2	Verifikation und Validierung	61
4.3	Dreiwicklungstransformatoren	69
4.3.1	Modellierung	69
4.3.2	Verifikation und Validierung	72
	Conclusio	79
5	Generalisierung der Systemteilnehmermodellierung	81
5.1	Spezifikation von Modellanforderungen	81
5.1.1	Anforderungen an den Modellierungsprozess	82
5.1.2	Inhaltliche Modellanforderungen	83
5.1.3	Bedarfsorientierte Modellstrukturklassen	87
5.2	Generalisiertes Systemteilnehmermodell	90
5.2.1	Modellbestandteile im SIMONA-Framework	90
5.2.2	Agentenimplementierung als endlicher Automat	92
5.2.3	Agenteninitialisierung nach Modellstrukturklasse	94
5.2.4	Reaktion auf externe Ereignisse	95
5.2.5	Reaktion auf interne Ereignisse	103
	Conclusio	108
6	Demonstration der praktischen Anwendung	111
6.1	SimBench Simulationsmodelldatenbank	111
6.2	Validierung des nominellen Betriebspunkts	112
6.3	Praxisbeispiel: Untersuchung eines Anschlussesuchens	115
6.3.1	Bewertung des Basiszustands	118
6.3.2	Bewertung des Zustands bei Zubau der Windenergieanlage	120
6.3.3	Bewertung des $(n - 1)$ -Falls	122
	Conclusio	126
7	Zusammenfassung und Ausblick	129
7.1	Zusammenfassung	129
7.2	Beiträge zu Wissenschaft und Technik	130

7.3 Forschungsausblick	135
Literaturverzeichnis	139
Nachweis wissenschaftlicher Tätigkeit	157
Abkürzungsverzeichnis	165
Symbolverzeichnis	167
Abbildungsverzeichnis	171
Tabellenverzeichnis	175
A Technische Daten zur Validierung der Transformatormodelle	177
A.1 Zweiwicklungstransformator	177
A.2 Dreiwicklungstransformator	179
B Details zum Anwendungsfall	181

1 Motivation

Die Gestalt menschlichen Lebens und die Verfügbarkeit von Energie sind seit jeher eng miteinander verbunden. Kreative Ideen, Energie verfügbar zu machen, eröffnen neue Möglichkeiten der Lebensgestaltung und anders herum. Der Wandel in beiden Bereichen ist beständig, doch seit einigen Jahren findet er in immer schnelleren Zyklen statt [1]. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) für Mensch und Maschine großskalig verfügbar werden [2].

Viele Bereiche des heutigen Lebens sind ohne das komplexe Energiesystem mit seinen verschiedenen Energieträgern nicht denkbar – weder industrialisierte Wertschöpfung, noch die Erfüllung vieler individueller Komfortbedürfnisse. Aber auch lebensnotwendige Leistungen, wie Trinkwasser- oder Nahrungsversorgung funktionieren ohne Energie nur sehr eingeschränkt. [3] Die Grundlage hierfür ist ein Energiesystem, welches seine Anforderungen erfüllt. Entsprechend gibt es seit jeher Bestrebungen, die zukünftigen Anforderungen zu antizipieren und Anpassungen zu entwickeln sowie vorzunehmen, mit denen das Energiesystem für die Zukunft gewappnet ist. Hierbei stehen drei relativ simple Fragen im Vordergrund, die bei Weitem nicht einfach zu beantworten sind: Wie wird das Energiesystem zukünftig genutzt? Welchen Einfluss hat diese Nutzung auf das Energiesystem? Wie ändert sich der Einfluss nach Anpassungen im Energiesystem?

In vielen wissenschaftlichen Disziplinen wird die Methode des praktischen Experimentierens zur Beantwortung solcher oder ähnlicher Fragen genutzt. Im Kontext des Energiesystems ist sie allerdings nur eingeschränkt einsetzbar, zum Beispiel in der frühen Entwicklungsphase einer Technologie. Bevor diese auf das System angewendet wird, muss aber sichergestellt sein, dass diese Änderung auch großskalig und unter Extrembedingungen funktioniert – eine Fehlfunktion kann eine bedeutsame Auswirkung auf das öffentliche Leben haben. Insbesondere der aktuelle Trend hin zu Dezentralität und Autonomie macht diese Bewertung herausfordernd.

An die Stelle des realen Ausprobierens kann das Experimentieren mit einem virtuellen Abbild im Rahmen von Modellierung und Simulation treten. An dem virtuellen Abbild können verschiedenste, relevante Untersuchungen unter beliebigen Umständen durchgeführt werden, ohne das reale System zu gefährden oder zu beeinflussen. Um verlässliche Aussagen zu generieren, müssen Modell und Simulation allerdings eine hinreichende Qualität sowie Nähe zur Realität aufweisen [4]. Bereits kleine Abweichung in der Untersuchung können einen großen Einfluss auf das Ergebnis nehmen [5] und somit auf ggf. fatale Handlungsempfehlungen führen. Um dies zu

vermeiden braucht es sowohl tiefes fachliches Wissen im Bereich des Energiesystems, welches zu einem detaillierten Modell führt, als auch ausgeprägte Methoden- und Technologiekompetenz im Bereich der Informatik sowie der Softwareentwicklung, um die praktische Anwendbarkeit des qualitativ hochwertigen Modells zu sichern.



Das Energiesystem wird stetig komplexer und heterogener [4]. Diese Aussage trifft sowohl auf die Infrastruktur selbst, als auch deren Nutzung zu. Autarkiebestrebungen, Sektorintegration durch Elektromobilität oder elektrische Nutzwärmeerzeugung, Automatisierungsfunktionen durch das Smart Meter-Gateway oder marktliches Verhalten durch Mikrotransaktionen über etwa Distributed Ledger Technology sind nur einige Technologien, die die Netznutzung immer individueller und jede einzelne immer bedeutsamer machen. Ergänzend ermöglicht das Internet of Things sowie der immer leichtere Zugriff auf Methoden von Big Data und künstlicher Intelligenz einen deutlich höheren Grad der Verteilnetzautomatisierung bis hin zum potentiellen autonomen Netzbetrieb. Bereits heute bringt die veränderte Netznutzung Betriebsführungskonzepte wie Redispatch 2.0 hervor, die komplex sind und ein hohes Maß an Vernetztheit fordern.

Diese Entwicklungen münden in einer zunehmenden Komplexität des Energiesystems. Modelle und Simulationen, müssen diese Komplexität ausreichend abbilden, was bekannte Ansätze herausfordert. [6] Das Energiesystem ist zunehmend von Interdisziplinarität geprägt, was die Wechselwirkung zwischen Energieinfrastruktur und IKT, aber vor allem das Verhalten der Systemteilnehmer betrifft [4], [7]–[9]. Insbesondere Individualität und Rationalität vieler einzelner, vergleichsweise kleiner Teilnehmer spielen eine immer größere Rolle. Über interdisziplinäre, ggf. verdeckte Gesamtzusammenhänge entwickeln sie ein gemeinsames, kollektives Verhalten, das in der Regel nur durch Simulation einer großen Kohorte greifbar wird. [10] Die heute noch übliche, isolierte Betrachtung von Spannungsebenen ist deshalb künftig nur bedingt zweckmäßig. Ein spannungsebenenübergreifendes Energiesystemmodell ist aber sowohl hinsichtlich der Parametrierung und Simulationsdatenbeschaffung, als auch hinsichtlich des Berechnungsaufwands herausfordernd. Die Abwägung zwischen notwendiger Modellkomplexität und großskaliger Anwendbarkeit ist eine zentrale Herausforderung bei der Ausgestaltung von Energiesystemmodellen. Insbesondere, wenn Modelle und Simulationen zur Bewertung realer Handlungen herangezogen werden sollen und zusätzlich, wenn diese eine große Komplexität aufweisen, ist die Qualitätssicherung insbesondere in Form von Validierung und Akkreditierung sowie die Bewertung von Unsicherheiten unerlässlich [4], [7], [8].

Im Zentrum der Herausforderungen steht die Frage, wie das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und vor allem valide mit

Modellen und Simulationen abgebildet werden kann. Hier knüpft diese Arbeit an und trägt zur Beantwortung dieser übergeordneten Frage bei, indem sie vier konkrete Forschungsfragen beantwortet. Es wird aufgezeigt,

- wie Interdisziplinarität und Individualität vieler kleiner Teilnehmer effizient abgebildet werden können,
- wie unterschiedliche zeitliche und räumliche Skalen vereinbart werden können,
- wie der gesteigerten Modellkomplexität sowohl im Modellierungsprozess, als auch in der Simulation begegnet werden kann,
- wie eine praktische Relevanz der Simulationsergebnisse erzielt werden kann.

Hierzu wird das Simulationsframework **SIMONA** verwendet, welches in gemeinsamer Forschungsarbeit mit Johannes Hiry und basierend auf [11], [12] entstanden ist. Der Schwerpunkt liegt auf der elektrischen Verteilnetzebene, da sie als typische Schnittstelle für die relevanten Systemteilnehmer eine besondere Rolle spielt. Es kann flexibel mit verschiedenen Modellen ausgestattet werden und dient somit unterschiedlichsten Anwendungsfällen oder Forschungsfragen als „Framework“. Als Produkt langjähriger Forschungstätigkeit ist es zu umfangreich, um hier und in [13] vollständig vorgestellt zu werden. Deshalb gibt Abbildung 1.1 einen Überblick über die Gesamtarchitektur. Die Inhalte dieser Arbeit sind mit , die von [13] mit  markiert. Weitere Aspekte sind Teil von u. a. [14]–[17] und den Eigenquellen des Autors. Derzeitige Bestrebungen, **SIMONA** Open Source verfügbar zu machen, sollen die Zugänglichkeit weiter steigern.

Im Zentrum dieser Arbeit steht die detaillierte und individuelle Abbildung einer Vielzahl einzelner Systemteilnehmer mit ihren interdisziplinären Abhängigkeiten, ihrer Rationalität und Individualität. Hierdurch werden komplexe Interaktionsmuster untersuchbar, die nicht von vornherein bekannt oder bei der Simulation einer kleiner Anzahl von Teilsystemen erkennbar sind. Das entwickelte Framework erlaubt es somit, die zukünftige hohe Komplexität des Energiesystems effizient abzubilden und praktisch relevante Aussagen über das Quellsystem zu generieren.

Zur Beantwortung der aufgeworfenen Forschungsfragen ist diese Arbeit wie folgt gegliedert: In **Kapitel 2** werden die für diese Arbeit relevanten Grundlagen der Modellierung und Simulation dargelegt. Darüber hinaus wird eine Taxonomie erarbeitet, die eine einheitliche und eindeutige Beschreibung von Komponenten im Kontext dieser Arbeit erlaubt und darüber hinaus im Feld der Energiesystemmodellierung und -simulation Anwendung finden kann.

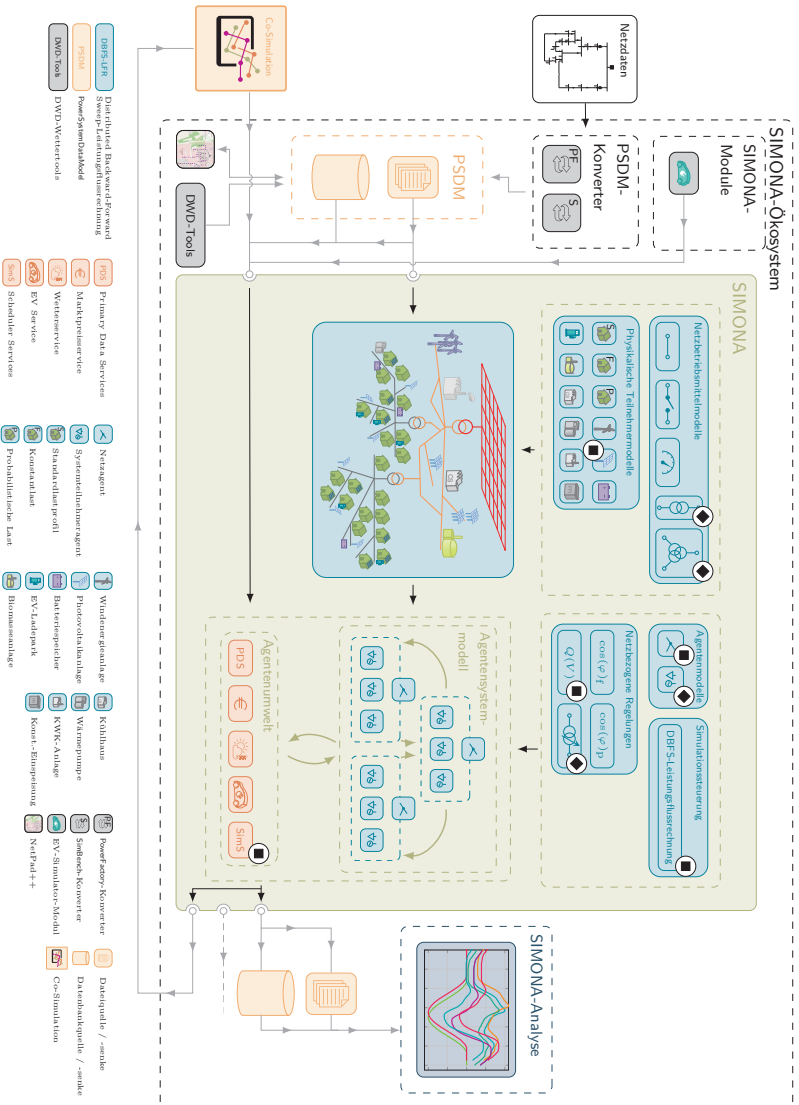


Abbildung 1.1: Übersicht über Komponenten und Modelle von SIMONA (nach [13])

Mit **Kapitel 3** wird die Anwendung von Modellierung und Simulation auf den Bereich des Energiesystems konkretisiert und in die Taxonomie eingeordnet. Eine Übersicht der aktuellen Forschungsthemen motiviert die detaillierte Untersuchung aktueller Herausforderungen im Bereich der Energiesystemmodellierung und -simulation. Aus ihr geht die Formulierung der zuvor genannten Forschungsfragen hervor. Darüber hinaus wird das Grundkonzept des entwickelten Simulationsframeworks **SIMONA** vorgestellt und in den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik eingeordnet. Die anschließende Aufbereitung der komplexen Leistungsflussrechnung sowie die Darstellung des nötigen Berechnungsaufwands motiviert die in **SIMONA** angewendete Modellpartitionierung.

Diese Partitionierung anhand galvanisch getrennter Teilnetze wird in **Kapitel 4** vorgestellt. Sie ist ein wichtiger Baustein zur praktischen und großskaligen Anwendbarkeit von Energiesystemmodellen durch Parallelisierung der Simulationsaufgabe. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Kopplung der Teilmodelle durch Transformatoren. Um die effiziente Modellkopplung zu unterstützen, werden äquivalente Ersatzschaltbildmodelle von Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren entwickelt, die variable Stufenstellerschalter in einer großskaligen Simulationsumgebung effizient abbilden und die modelltechnischen Anforderungen von **SIMONA** berücksichtigen. Die entwickelten Modelle werden im Rahmen einer Vergleichstesting mit den anerkannten Simulatoren **DIgSILENT PowerFactory** und **pandapower** validiert sowie kritisch reflektiert. Somit leisten die Ergebnisse und Erkenntnisse dieses Kapitels Beiträge zur Vereinbarkeit räumlicher Skalen, der Adressierung von Komplexität in der Simulation sowie der Schaffung von Relevanz für Simulationsergebnisse.

Kernstück dieser Arbeit ist ein generalisiertes, agentenbasiertes Teilnehmermodell, welches in **Kapitel 5** präsentiert wird. Es ist eine allgemeine Hülle, welche mit konkreten physikalischen und Verhaltensmodellen bestückt werden kann und dann relevante Akteure, wie Photovoltaik (PV)-Anlagen, Lasten und Speicher abbildet. Hierdurch erlaubt es die Einbindung von Interdisziplinarität und insbesondere von Individualität und Rationalität von beispielsweise Prosumern. Seine Ausgestaltung orientiert sich an der Formulierung abstrakter Modellstrukturklassen, die aus einer detaillierten Analyse der Modell- und Modellierungsanforderungen hergeleitet werden. Die Modellstrukturklassen erlauben eine anwendungsfallsspezifische Abbildung von Systemteilnehmern mit angepasstem Modellierungsaufwand. Die generalisierte Teilnehmermodellierung zielt darauf ab, notwendige Integrationsaufgaben in das Simulationsframework zu bündeln und vom Nutzer fern zu halten, sodass es für die einfache Erweiterung mit neuen physikalischen und Verhaltensmodellen geeignet ist und dadurch die praktische Anwendung des Simulationsframeworks erleichtert. Es

folgt der Idee der ereignisdiskreten Simulation und erlaubt damit zum einen die Simulation von Modellen unterschiedlicher zeitlicher Auflösung und bietet zudem ein effizientes Voranschreiten der Simulationszeit an. Das entwickelte Teilnehmermodell trägt folglich zur Integration von Interdisziplinarität, der Abbildung vieler individueller Teilnehmer, der Vereinbarung zeitlicher Skalen und der Handhabung von Komplexität im Modellierungsprozess bei.

In **Kapitel 6** werden die erarbeiteten Lösungen an einem Anwendungsbeispiel basierend auf Referenzmodellen demonstriert. Diese stellen Referenzknotenspannungsprofile zur Verfügung, was eine weitere Validierung der entwickelten Modelle sowie des Simulationsframeworks erlaubt. Anhand eines praktischen Anwendungsbeispiels werden die Potentiale der hier vorgestellten Modellierungs- und Simulationsansätze demonstriert. Abschließend werden die Beiträge dieser Arbeit in **Kapitel 7** zusammengefasst und in die formulierten Forschungsfragen eingeordnet. Hinweise auf fortführende Forschungsarbeiten schließen die Arbeit ab.

Die Ausführungen in der Dissertationsschrift [13] meines Forschungspartners Johannes Hiry ergänzen insbesondere Informationen zur Koordination der verteilten Leistungsflussrechnung, der dazu notwendigen Modellpartitionierung sowie Simulationszeitkontrolle. Sie enthält ebenfalls Details zur Implementierung eines PV-Anlagenmodells als konkrete Ausprägung des hier entwickelten generalisierten Teilnehmermodells inklusive Validierung gegenüber einem etablierten Modell.

2 Grundlagen der Modellierung und Simulation

In den Ingenieurwissenschaften stellt sich häufig die Aufgabe, Auswirkungen einer Aktion – z. B. Änderung in der Gestalt oder der Nutzung eines technischen Systems – zu untersuchen. Häufig ist es dabei unpraktisch, unmöglich, ineffizient, unethisch oder sogar riskant alle Varianten zu realisieren und zu evaluieren [18], [19], [20]. Das gilt im Besonderen im Kontext des Energiesystems, da nicht abgesicherte Eingriffe in eine kritische Infrastruktur verheerende Folgen haben können. Die Methode der *Simulation* zielt auf den Erkenntnisgewinn durch virtuelle Imitation des Verhaltens eines realen oder zu realisierenden Prozesses über der Zeit ab [21] und ist somit eine etablierte Alternative zu realen Experimenten [22].

Dieser Abschnitt beleuchtet die Grundlagen von *Modellierung* und *Simulation* und stellt Ihren Zusammenhang dar. Desweiteren wird auf das für diese Arbeit relevante Konzept der ereignisdiskreten Simulation genauer eingegangen. Die Konzepte von *Aktoren* und *Agenten* stellen Möglichkeiten zur softwaretechnischen Umsetzung dar und werden deshalb anschließend vorgestellt sowie eingeordnet.

2.1 Grundkonzepte und Begriffe

Einige präzise Begriffe und Definitionen aus der Disziplin der *Modellierung* und *Simulation* unterstützen das Verständnis dieser Arbeit. Deshalb werden zunächst diese Begriffe und ihre Beziehungen zueinander vorgestellt und eingeordnet, bevor gezielt die Konzepte der *Modellierung* bzw. *Simulation* erläutert werden. Abschließend wird aufgezeigt, wie durch Verifikation, Validierung und Akkreditierung eine praktische Anwendbarkeit erreicht werden kann.

2.1.1 Entitäten und Zusammenhänge

Der Erkenntnisgewinn durch Modellierung und Simulation bezieht sich primär auf das zu modellierende *Quellsystem* (Systemwissen) und sekundär darauf, wie dieses abzubilden ist (Modellierungswissen). Um Systemwissen zu erlangen, muss uneingeschränktes Vertrauen in die Korrektheit der Modellierung bestehen. Deshalb führt der Weg meist über den iterativen Gewinn von Modellierungswissen. [21], [23] Der Begriff des *Systems* wird in der Literatur vielfältig verwendet. Im Rahmen dieser Arbeit wird es als Ensemble verschiedener Elemente verstanden, dessen kollektives Verhalten nicht bei den Einzelementen beobachtbar ist. Diese Definition lehnt sich

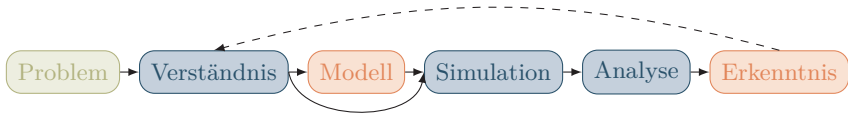


Abbildung 2.1: Modellierungs- und Simulationszyklus (nach [21], [25])

an die des International Council of System Engineering an. [24], [25] Wichtige theoretische Grundlage für den Erkenntnisgewinn ist die Systemtheorie. Mit ihrer Hilfe kann eine Hierarchie der Systemspezifizierung definiert werden: Vom Verständnis der relevanten Ein- und Ausgangsinformationen bis hin zur Kenntnis der Kopplung dedizierter Teilsysteme [23].

Der simulative Erkenntnisgewinn kann mithilfe des iterativen Ansatzes in Abbildung 2.1 entstehen. Ausgehend von einem bestehenden Problem baut der modellierende Wissenschaftler ein Verständnis für das Problem und die relevanten Teilsysteme des Quellsystems auf [21], [20]. Dies geschieht im Kontext eines *experimentellen Rahmens*, welcher festlegt, welche speziellen Eigenschaften des Quellsystems untersucht werden und somit in das Modell einfließen sollen. Das bedeutet, dass für ein und dasselbe Quellsystem über die Definition verschiedener experimenteller Rahmen ebenfalls mehrere Modelle entstehen können. [23], [20] Die Definition des experimentellen Rahmens während der Modellerstellung hat einen großen Einfluss auf den *zulässigen experimentellen Rahmen*, in welchem später Untersuchungen mit dem (validierten) Modell durchgeführt werden können.

Die durch den experimentellen Rahmen gemachten Beobachtungen des Quellsystems führen zu einer ersten Erkenntnis über dessen Eigenschaften, welche der Modellierer in einem Modell abbildet [21]. Ein *Modell* ist dabei eine Beschreibung des Quellsystems, die auf unterschiedlichen Ebenen mit unterschiedlichen Detailgraden stattfinden kann [23]. Typischerweise sind interne Zustandsübergänge bzw. das Zusammenspiel von Teilsystemen bekannt, was einer hohen Ebene der Systembeschreibung entspricht. Aber auch die Beschreibung des Zusammenhangs zwischen Ein- und Ausgangsdaten ohne genauere Kenntnis der internen Zusammenhänge (bspw. durch Methoden des überwachten maschinellen Lernens) ist ein Modell. [23] Egal, auf welcher Ebene das Modell spezifiziert wird, es kann den Zusammenhang zwischen Ein- und Ausgangsdaten des Quellsystems imitieren und beschreibt damit dessen Verhalten [23].

Im Rahmen des iterativen Erkenntnisgewinns in Abbildung 2.1 wird der aktuelle Stand des Modells wiederholt, mit ggf. variierenden Rahmenbedingungen, simuliert [21]. Hierzu wird ein *Simulator* benötigt, der eine zeitliche Abfolge von Instruktionen generiert und auf das Modell einprägt. Dieser Begriff ist technologieagnostisch, sodass auch der menschliche Verstand Simulator für ein Gedankenmodell sein kann. [23] Der Vorgang der wiederholten Anwendung von Instruktionen auf ein Modell, also die Anwendung des Simulators, wird folglich *Simulation* genannt und produziert passende Trajektorien von Ausgangsdaten. Die anschließende *Analyse* dieser Trajektorien verfolgt das Ziel, Schlüsse zu ziehen, mit denen das Verhalten verifiziert und validiert werden kann. [21] In der Regel werden Abweichungen zwischen erwartetem sowie wahrgenommenem Verhalten festgestellt, sodass eine iterative Adaption des Modells und des Simulators folgt, bis eine gewünschte Qualität erreicht ist. Je nach Komplexität des Problems sind die nötigen Adaptionen nicht direkt ableitbar, sodass ein teilweise langer „trial and error“-Lernprozess startet. [21], [22] Ist der Modellierungsprozess abgeschlossen und das Modell validiert (vgl. Unterabschnitt 2.1.4), kann es genutzt werden, um Systemwissen zu gewinnen und somit direkt zur Problemlösung eingesetzt werden [21].

Die nachfolgende Übersicht stellt die wesentlichen Begriffe, die durch Konsolidierung von [21], [23] entstanden sind, kurz und prägnant zusammen.

Quellsystem oder Simuland Reales oder erdachtes System, welches virtuell abgebildet und Gegenstand von Untersuchungen sein soll

Experimenteller Rahmen Problemspezifische Spezifikation der Betrachtungsweise eines Quellsystems, mit der seine relevanten Eigenschaften erfasst werden sollen

Modell Virtuelles Abbild des Quellsystems, mit dem mindestens der Zusammenhang von Ein- und Ausgangsdaten repliziert oder generiert werden kann

Simulator Einheit zur Erzeugung und Anwendung von Instruktionen auf ein Modell, um ein virtuelles Verhalten des Modells herzustellen

Simulation Vorgang der Erzeugung und Anwendung von Instruktionen auf ein Modell, um ein virtuelles Verhalten des Modells herzustellen

Validierung Bestimmung der Genauigkeit der Abbildung des realen Quellsystems durch ein Modell und einen Simulator

Akkreditierung Bestimmung der Eignung einer Kombination aus Modell und Simulator, ein gegebenes Problem adressieren zu können

2.1.2 Modellierung

Ein Modell ist eine approximative Repräsentation eines Ereignisses oder der Bestandteile und Funktionen eines Systems oder mit anderen Worten: Es ist ein theoretisches Abbild eines real existierenden technischen, wirtschaftlichen, sozialen oder andersartigen Systems. [18], [21] Anlass für die Formulierung eines Modells ist dabei in der Regel eine konkreten Problem- oder Fragestellung bzw. Hypothese. Das resultierende Modell bildet lediglich die hierfür konkret relevanten Eigenschaften und Zusammenhänge des Systems ab. [21], [18] Bereits die konzeptionelle Beschreibung eines Systems oder seiner Komponenten ist ein Modell [25], allerdings sind physikalisch-mathematische Formulierungen gebräuchlicher. Das Quellsystem wird dabei durch einen anlassbezogenen experimentellen Rahmen beobachtet und seine zeitlich referenzierten Variablentrajektorien aufgezeichnet [23]. Dies bedeutet auch, dass zu einem Quellsystem verschiedene Modelle entstehen können, sofern man es durch unterschiedliche experimentelle Rahmen beobachtet [23]. Ein Modell ist also immer das Ergebnis einer begründeten Abwägung zwischen Realitätstreue und Einfachheit, um die Erklärung gewisser Zusammenhänge zu ermöglichen [21], [18].

Die Form des Modells ist dabei nicht festgelegt und pro Domäne häufig unterschiedlich. Um ein besseres Verständnis verschiedener Modelle zu erhalten, haben sich einige charakterisierende Eigenschaften ergeben:

- deterministisch ggü. stochastisch [18]
- statisch ggü. dynamisch [18]
- diskret ggü. kontinuierlich [21]
- kausal ggü. nicht-kausal [22]

Häufig decken Modelle nicht alle Facetten eines realen Systems, sondern nur einen Ausschnitt vollständig ab. Einige Phänomene des Problems können nicht effizient vollständig erfasst werden und führen damit Unsicherheiten ein. [21] Epistemische (oder strukturelle) Unsicherheit entsteht aus einem Mangel an Wissen über einen gewissen Sachverhalt. Ihr kann durch bessere Untersuchung dieses Aspekts oder Erkenntnisgewinn während des Modellierungsprozesses begegnet werden. Aleatorische (oder zufällige) Unsicherheit entsteht durch die stochastische Natur eines Aspekts. Ihr kann mit stochastischer Modellierung oder Annahmen begegnet werden. [21], [26] Die Grenzen beider Unsicherheiten sind fließend, sodass eine Festlegung immer vor dem Hintergrund des Modellzwecks erfolgen muss [26].

Die Eignung des Modells für die Untersuchung der geplanten Fragestellungen und Hypothesen muss stets durch Verifikation sowie Validierung gegenüber bekannten

Informationen des realen Systems sichergestellt werden [21], [18]. Hieraus geht implizit hervor, dass ein tiefgreifendes Problemverständnis und eine fehlerfreie Problemformulierung von großer Bedeutung für die Qualität des Modells sind [18]. Ebenso ist erkennbar, dass die Modellierung von einem qualitativ hochwertigen Datenbestand des realen Systems abhängig ist [21], [23].

Zusammenfassend kann hervorgehoben werden, dass die Modellierung der *Vorgang* der theoretischen Abbildung eines realen Systems ist. Das *Produkt* dieses Vorgangs ist das Modell, welches alle Regeln und Zusammenhänge für die Überführung der Eingangs- in Ausgangsdaten bereithält [23]. Es bildet die Basis für eine Vielzahl von „Was wäre wenn“-Untersuchungen: Wie würde das System auf andere Eingangsinformationen reagieren, wie würde das System auf gegebene Eingangsdaten reagieren, wenn man es in der ein oder anderen Hinsicht ändern würde?

2.1.3 Simulation

Der Begriff der Simulation ist mehrdeutig. Im Kontext dieser Arbeit wird Simulation als wissenschaftliche Methode zur experimentellen Untersuchung eines Abbilds der Realität anstelle der Untersuchung der tatsächlichen Realität verstanden. [21] Die Simulation ist also gewissermaßen der fortführende Schritt der Modellierung, indem sie einem oder mehreren Modellen zeitreferenzierte Stimuli als Eingangsdaten vorlegt und somit über die Regeln und Zusammenhänge des Modells zeitreferenzierte Ausgangsdaten anregt. Die Simulation beschreibt den *Vorgang* der Konfrontation der Modelle mit Eingangsdaten, wohingegen der Simulator das *Objekt* ist, welches die Konfrontation vornimmt. [23]

Die Simulation erlaubt die wiederholte Beobachtung der Modelle in einer sich möglicherweise ändernden Umgebung von Eingangsdaten und Modellparametern [18], [21]. Das Ziel ist hierbei die Erkundung von Eigenschaften und Verhalten des Systems oder dessen Teilsystemen. Um komplexe Simulationen und häufige Evaluierungen der Modelle zu ermöglichen, ergibt sich eine große thematische Nähe von Simulationen zur Informatik [21].

Unterschiedliche Simulationstypen charakterisieren sich vorrangig über das Fortschreiten der *Zeit* bzw. den chronologischen Zusammenhang von Eingangsdaten. Bei *Monte Carlo*-Simulationen ist die Menge der Eingangsdaten chronologisch nicht voneinander abhängig oder geordnet [25]. Sie können auch als Aneinanderreihung zeitlich unabhängiger Simulationen verstanden werden. Haben die Eingangsdaten und damit auch die Ergebnisdaten einen chronologischen Zusammenhang, werden die Simulationen *dynamisch* genannt [25]. Bei *zeitdiskreten* Simulationen schrei-

tet die Simulationszeit in diskreten Schritten voran [21], [23]. Zu jedem Zeitschritt werden für alle Modelle Zustandsübergänge in Abhängigkeit des aktuellen Zustands sowie der Eingangsdaten bestimmt [23]. Ähnliche Überlegungen liegen der *zeitkontinuierlichen* Simulationen zugrunde. Hier werden keine diskreten Zustandsübergänge bestimmt, sondern lediglich Änderungsraten der Zustandsvariablen, sodass sich ein Zustand zu einer gegebenen Zeit aus der Integration der (ggf. zeitvariablen) Zustandsänderungsraten über die Zeit ergibt [23]. Bei *ereignisdiskreten* Simulationen stehen konkrete Ereignisse im Mittelpunkt, die Zustandsübergänge auslösen [23], [21]. Aufgrund der Bedeutung für diese Arbeit, wird die ereignisdiskrete Simulation in Abschnitt 2.2 genauer dargestellt.

Die Gewinnung qualitativ hochwertiger Simulationsergebnisse wird durch einige typische Hindernisse erschwert: Unklare Problemstellungen und -formulierungen, die auf zu komplexe oder zu einfache Modellen führen, falsche oder unbekannte Annahmen sowie schlechtes Projektmanagement. [18] Insbesondere ist hierbei hervorzuheben, dass die Modellformulierungen für die geplante Simulation geeignet und auf diese abgestimmt sein muss. Selbige wiederum muss dazu geeignet sein, Informationen zu erzeugen, mit der die geplante Fragestellung beantwortet werden kann. Die drei Aspekte *Modell*, *Simulation* und *Versuchsplanung* sind also eng miteinander verknüpft und müssen vor dem Hintergrund der übergeordneten Zielstellung in einem ggf. iterativen Prozess aufeinander abgestimmt werden.

2.1.4 Verifikation, Validierung und Akkreditierung

Wie bereits in Unterabschnitt 2.1.1 angeführt, kann ein Erkenntnisgewinn über ein Quellsystems erst erfolgen, wenn sichergestellt ist, dass das entwickelte Modell und der zugehörige Simulator das Quellsystems ausreichend abbilden. Dies geschieht mit den drei Schritten *Verifikation*, *Validierung* und *Akkreditierung*, welche im Nachfolgenden näher beleuchtet werden. Hierbei hilft die Visualisierung anhand von Entwicklungszwischenprodukten in Abbildung 2.2, welche im Wesentlichen auf [21] basiert und mit den Erkenntnissen aus [23] ergänzt wurde.

In engem Zusammenwirken von Quellsystem und experimentellem Rahmen entstehen Anforderungen an Modell und Simulator. Sie legen fest, welche Eigenschaften und Zusammenhänge des Quellsystems in seinem virtuellen Abbild Entsprechung finden sollen. [21], [23] Somit spielt die geplante Verwendung des Modells und des Simulators eine wesentliche Rolle bei der Simplifizierung der Realität [23]. Darüber hinaus müssen für die abzubildenden Aspekte messbare Gütekriterien für die spätere Validierung festgelegt werden [21].

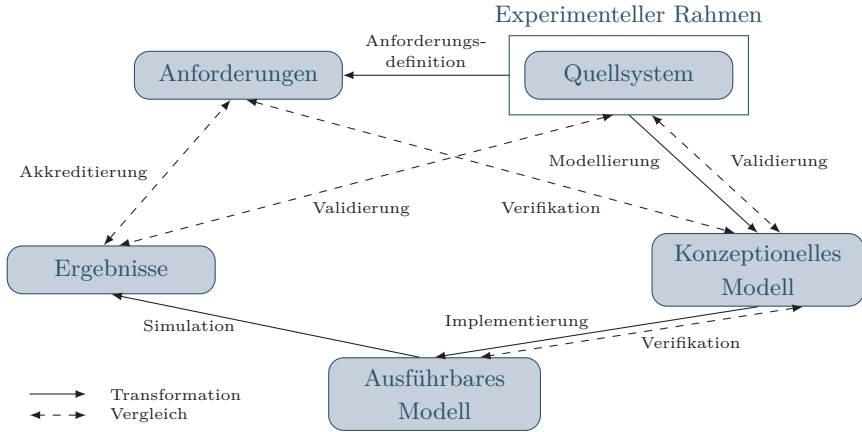


Abbildung 2.2: Verifikation, Validierung und Akkreditierung (nach [21], [23])

Der Schritt der *Verifikation* zielt auf die qualitative Absicherung der transformativen Güte ab und kann mit der Frage „Erfüllt das Modell und die Simulation die Anforderungen?“ umschrieben werden [21]. Sie ist also ein wichtiger Schritt während des iterativen, simulativen Erkenntnisgewinns. Die Verifikation findet zwischen Anforderungen und konzeptionellem Modell sowie konzeptionellem und ausführbarem Modell statt. Diese Fragestellung ist in der Regel generisch, also unabhängig von spezifischem Domänenwissen, weshalb hierzu entsprechende Methoden im Fachgebiet der Informatik entwickelt wurden. [21]

Im Rahmen der *Validierung* wird quantitativ bestimmt, zu welchem Grad ein Modell in der Lage ist ein Quellsystem abzubilden (repräsentative Güte). [21], [23]. Es wird zwischen replikativer und prädikativer Validität unterschieden. Im ersten Fall ist das Modell in der Lage Beobachtungen des Quellsystems angemessen zu replizieren, im zweiten Fall kann es auch dafür genutzt werden bislang nicht wahrgenommenes Systemverhalten korrekt darzustellen. Prädikative Validität setzt somit tiefgreifenderes Systemverständnis voraus und ist deshalb eine stärkere Forderung. [23] Die Validierung findet zwischen Quellsystem und konzeptionellem Modell sowie Quellsystem und Simulationsergebnissen statt [21]. Augenfällig ist hierbei nicht nur das Modell, sondern auch der eingesetzte Simulator Bestandteil des validierten Ensembles. Der Begriff „valide“ nimmt also immer Bezug auf den Dreiklang aus experimentellem

Rahmen, Modell und Simulator. [23] Die Validierung ist in der Regel domänenspezifisch, weshalb hier spezifische Methoden und Fachwissen nötig sind. [21]

Zur Verifikation und Validierung haben sich eine Vielzahl von Methoden ausgebildet, die grob in vier Kategorien eingeteilt werden können. *Informelle Methoden* bewerten qualitativ und beruhen auf menschlichem Urteilsvermögen. *Statische Methoden* evaluieren Modell und Simulator, ohne diese auszuführen. *Dynamische Methoden* werten Ergebnissen der Simulation aus und vergleichen sie mit Beobachtungen des Quellsystems. *Formale Methoden* basieren auf mathematischen Beweisen. [21]

Bei der Auswahl der Verifikations- oder Validierungsmethode spielt häufig die Verfügbarkeit von Daten und Informationen über ein Quellsystem eine große Rolle [21]. Da sie für den weiteren Verlauf der Arbeit von Bedeutung sind, werden hier drei Methoden vorgestellt. Die *Face Validity* (engl.; etwa augenfällige Validität) gehört zur Gruppe der informellen Methoden. Experten vergleichen Simulationsergebnisse mit Ihrem Fachwissen über den zu simulierenden Prozess und entscheiden, ob die Ergebnisse plausibel sind. Sie wird genutzt, wenn keine belastbare Datenbasis oder Kenntnis des zu modellierenden Systems vorliegt. Mit der *Sensitivitätsanalyse* wird der gesamte Raum der möglichen Eingangsdaten abgetastet und sowohl der Wertebereich der Ergebnisse, als auch die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Eingangsdatenänderungen verglichen. Die erstrebenswerteste Methode ist die *prädiktive Validierung*, bei der Simulationsergebnisse direkt mit Daten des realen Systems verglichen werden. [21] Sowohl Sensitivitätsanalyse, als auch prädiktive Validierung gehören zu den dynamischen Validierungsmethoden.

Schlussendlich folgt der Schritt der *Akkreditierung*. Zusammen mit einem *geplanten experimentellen Rahmen* und den entsprechenden Anforderungen an das Modell wird die quantitative Validität zu einer qualitativen Aussage – in einem gegebenen experimentellen Rahmen kann ein valides, akkreditiertes Modell nicht vom Quellsystem unterschieden werden. Die Validierung prüft, ob die Anforderungen an Modell und Simulation ausreichen, um ein gegebenes Problem bearbeiten zu können. [21]

Um einen möglichst effizienten Entwicklungsprozess zu ermöglichen, sollten Verifikation und Validierung so früh wie möglich (sobald die Entwicklungszwischenprodukte bereitstehen) durchgeführt werden, um im Zweifel rechtzeitig iterative Anpassungen einzuleiten. Ein weiterer Vorteil ist, dass mit dem zulässigen experimentellen Rahmen die Einsatzgrenzen des Modells und des Simulators frühzeitig transparent werden. Abschließend sei noch darauf hingewiesen, dass separat validierte Modelle und Simulationen auch in Ihrem Zusammenwirken erneut verifiziert und validiert werden müssen. [21]

2.2 Ereignisdiskrete Modellierung und Simulation

Im Fokus dieser Arbeit stehen dynamische Simulationen, also solche, bei denen die Abfolge der Zeit eine Rolle spielt. Hier gibt es drei Beschreibungsformalismen, die sich am Fortschreiten der Zeit orientieren: Die *zeitdiskrete Systemspezifikation* (engl.: *Discrete Time System Specification, DTSS*) beschreibt ein Modell, bei dem die Zeit in äquidistanten Schritten voranschreitet. Die *differentialgleichungsbasierte Systemspezifikation* (engl.: *Differential Equation Based System Specification, DESS*), welche im Kontext des Energiesystems häufig missverständlich „dynamische Simulation“ genannt wird, basiert auf zeitaufgelösten Änderungsraten der Modellgrößen. Schließlich lässt die *ereignisdiskrete Systemspezifikation* (engl.: *Discrete Event System Specification, DEVS*) die Zeit zu konkreten Ereignissen springen. [23] Ihr liegt die Annahme zugrunde, dass sich der Zustand des Quellsystems mit einem diskret eintretenden Ereignis ändert. Hierbei kann die Zeit als kontinuierlich verstanden werden, da beliebige und nicht nur fest definierte Zeitpunkte angenommen werden können. Verwandte Methoden sind etwa finite Automaten oder Markov-Ketten, bei denen die Zeit diskret ist. [20] Unter gewissen Umständen können DEVS genutzt werden, um DTSS effizienter zu modellieren und zu simulieren. [23], [20] Zusätzlich eröffnet sie einfachere Wege Unsicherheiten und stochastisches Verhalten in die Simulation zu integrieren, um so eine höhere Realitätsnähe des Modells und der Simulation zu erreichen. [25] Darüber hinaus kann ein komplexes System aus Systemen mithilfe der netzwerkgekoppelten ereignisdiskreten Systemspezifikation (engl.: *Discrete Event System Network, DEVN*) modelliert werden und dabei unterschiedliche Modellierungsparadigmen integrieren [19].

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Simulationsframework entwickelt, welches kollektives Verhalten aus einer Vielzahl von Teilsystemen abbildet. Aufgrund der unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen der einzelnen Modelle bietet sich eine ereignisdiskrete Ausgestaltung an, die in der DEVS [20] formuliert wird. Zunächst wird die klassische, atomare DEVS für einzelne Systeme dargestellt, worauf aufbauend die DEVN für ein Ensemble von Teilsystemen detailliert beschrieben wird.

2.2.1 Klassische ereignisdiskrete Modellierung

Kernkonzept der DEVS ist die Beschreibung von *Ereignissen*, also abrupten Änderungen der wahrnehmbaren Realität. Dies können *externe* Ereignisse sein, die als Eingangsdaten von außen auf ein Modell einwirken, oder *interne* Ereignisse, die aus dem Modell heraus selbst entstehen. Ein eintreffendes Ereignis löst zwei Dinge aus:

Zum einen ändert sich der Modellzustand, zum anderen werden interne Ereignisse vorgeplant. [23] Das Konzept interner und externer Ereignisse kann anschaulich anhand eines Batteriespeichers erklärt werden. Ein externes Ereignis liegt etwa vor, wenn sich die Ladeleistung ändert. Es wird angenommen, dass der Speicher so lange mit dieser Leistung lädt, bis eine erneute Änderung zu einem unbestimmten Zeitpunkt in der Zukunft vorgenommen wird. Da der Speicher keine unbegrenzte Kapazität besitzt, wird gleichzeitig basierend auf dem derzeitigen Füllstand und der geänderten Ladeleistung ein internes Ereignis zu dem Zeitpunkt vorgeplant, zu dem der maximale Füllstand erreicht ist. Tritt ein internes Ereignis ein, wird zusätzlich eine Modellausgabe erzeugt [23]. Diese Beschreibung entspricht einer *atomaren* DEVS. Sie ist formell nicht in der Lage mit zum gleichen Zeitpunkt eintreffende Ereignisse umzugehen, etwa wenn zur gleichen Zeit die Ladeleistung geändert wird und der Maximalfüllstand erreicht ist. [23]

Die *parallele* DEVS ermöglicht dies über die Einführung einer Priorisierung gleichzeitig eintreffender Ereignisse [23]. Hierbei wird das Modell

$$M = (\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \mathbf{S}, \delta_{\text{ext}}, \delta_{\text{int}}, \delta_{\text{con}}, \lambda, T_V) \quad (2.1)$$

mathematisch durch ein acht-Tupel beschreiben. Diese mathematische Beschreibung ist [23] entlehnt. Hierbei ist $\mathbf{X} = \{(p, v) \mid p \in \mathbf{P}_{\text{in}}, v \in \mathbf{V}_{\text{in},p}\}$ die Menge der zulässigen Tupel aus Eingangsdaten $v \in \mathbf{V}_{\text{in},p}$ an den Eingangsports $p \in \mathbf{P}_{\text{in}}$ des Modells und $\mathbf{Y} = \{(p, v) \mid p \in \mathbf{P}_{\text{out}}, v \in \mathbf{V}_{\text{out},p}\}$ entsprechend die Menge der zulässigen Ausgangsdaten an den Ausgangsports. Die Zustände des Modells werden mit \mathbf{S} beschreiben, wobei sich der vollständige Zustand $q = (s, t) \in \mathbf{Q} = \mathbf{S} \times \mathbf{T} \mid \mathbf{T} = [0, T_V] \in \mathbb{R}_0^+ \cup \infty$ aus der Kombination des Zustands s und der verstrichenen Zeit t zwischen dem letzten Zustandswechsel und der Verweilzeit $T_V \in \mathbb{R}_0^+ \cup \infty$ ergibt. Die Verweilzeit gibt an, wie lange das Modell in dem aktuellen Zustand verweilt und definiert damit den Zeitpunkt des nächsten internen Ereignisses. Folglich wird die Zeit t mit jedem Zustandsübergang auf $t = 0$ gesetzt. Ist $T_V = \infty$, so befindet sich das Modell im *Leerlaufzustand* und verweilt dort bis ein neues externes Ereignis eintritt. Jedes eintretende Ereignis löst einen Zustandsänderung aus. Den Zielzustand bestimmen die Zustandsübergangsfunktionen $\delta_{\text{ext}} : \mathbf{Q} \times \mathbf{X} \mapsto \mathbf{S}$ für externe Ereignisse und $\delta_{\text{int}} : \mathbf{S} \mapsto \mathbf{S}$ für interne Ereignisse. Sollten zwei Ereignisse zur selben Zeit auftreten, so regelt die Kontinuitätsfunktion $\delta_{\text{con}} : \mathbf{Q} \times \mathbf{X} \mapsto \mathbf{S}$ den Zustandsübergang. Die Verbindung zwischen Zustandsübergang und Modellausgabe stellt die Ausgabefunktion $\lambda : \mathbf{S} \mapsto \mathbf{Y}$ dar. Sowohl die atomare, als auch die parallele DEVS können darüber hinaus auch *verteilt* formuliert werden [23].

aus den in blau dargestellten Teilkomponenten $d \in \mathbf{D}$. Die Kopplung der einzelnen Komponenten ist beschrieben durch die Mengen \mathbf{I} sowie \mathbf{Z} . Hierbei hält die Menge der beeinflussenden Elemente $\mathbf{I} = \{\mathbf{I}_d \mid \forall d \in \mathbf{D}\}$ für jede Komponente d eine Menge $\mathbf{I}_d \subset \mathbf{D} \setminus \{d\} \cup \{N\}$ derer Komponenten, die einen direkten Einfluss auf d ausüben. Dies können entweder andere DEVS-Modelle oder das Netzwerk selbst sein. Die Menge der Zuordnungsfunktionen $\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_{\text{in}} \cup \mathbf{Z}_{\text{couple}} \cup \mathbf{Z}_{\text{out}}$ spezifiziert die Form der Kopplung. Sie setzt sich aus den Teilmengen $\mathbf{Z}_{\text{in}} = \{z_{\text{in},d} : \mathbf{X}_N \mapsto \mathbf{X}_d \mid \forall d \in \mathbf{D}\}$ der Zuordnungsfunktionen der Eingänge des Netzes auf die Komponenten (gelb), der Teilmenge $\mathbf{Z}_{\text{couple}} = \{z_{\text{couple}} : \mathbf{Y}_d \mapsto \mathbf{X}_d \mid \forall d \in \mathbf{D}\}$ der Zuordnungsfunktionen zwischen Aus- und Eingang der Komponenten (hellblau) sowie der Teilmenge $\mathbf{Z}_{\text{out}} = \{z_{\text{out},d} : \mathbf{Y}_d \mapsto \mathbf{Y}_N \mid \forall d \in \mathbf{D}\}$ der Zuordnungsfunktionen zwischen den Ausgängen der Komponenten und des Netzwerks (orange) zusammen.

Besteht die Menge der Komponenten \mathbf{D} ausschließlich aus parallelen Modellen (etwa nach Gleichung 2.1), so ist auch das resultierende Netzwerk parallel. Enthält es sequentielle Modelle, so muss dem Netzwerk noch eine Auswahlfunktion hinzugefügt werden, die die Kollision von gleichzeitigen Ereignissen auflöst. [23] Darüber hinaus kann nachgewiesen werden, dass sich das Verhalten eines Netzwerks N gegenüber der Außenwelt nicht von dem eines einzelnen Modells M nach Gleichung 2.1 unterscheiden lässt. Diese Eigenschaft wird „closed under coupling“ (etwa: abgeschlossen unter Kopplung) genannt und erlaubt es, seinerseits Netzwerke als Komponenten in \mathbf{D} einzuführen. [23] Damit sind beliebig große und komplexe hierarchische, ereignisdiskrete Modellformulierungen möglich.

2.2.3 Ereignisdiskrete Simulation

In den beiden vorherigen Unterabschnitten wurde gezeigt, wie (Teil-)Systeme unter dem DEVS- bzw. DEVN-Formalismus als mathematische Modelle formuliert werden können. Dieser Unterabschnitt zeigt die Anwendung dieser Modelle innerhalb einer Simulation, also der Stimulierung eines Modells mit Eingangsdaten. Wesentlicher Punkt ist hier der koordinierende Umgang mit Ereignissen.

In der Literatur sind drei Grundtypen der Ereignishandhabung zu finden [23]. Bei der *Ereignisplanung* (engl.: *event scheduling*) werden alle Ereignisse – nicht notwendigerweise über die gesamte Simulationsdauer – vorgeplant. Sobald die Zeit für ein Ereignis erreicht ist, wird dieses ausgelöst und führt zu einer Zustandsänderung des DEVS-Modells bzw. einer oder mehrerer Komponenten eines DEVN. Die *Aktivitätssuche* (engl.: *activity scanning*) folgt demselben Prinzip, fügt ihm aber eine weitere kausale Komponente hinzu. Ereignisse werden also ausgelöst, wenn neben

der Auslösezeit weitere Bedingungen erfüllt sind. Ist das nicht der Fall, wird das Ereignis so lange zurückgehalten, bis die Bedingungen erfüllt sind. Während bei der Ereignisplanung und der Aktivitätssuche Ereignisse aktiv ausgelöst werden, sobald temporale und kausale Bedingungen erfüllt sind, werden beim *Prozessinteraktions-Ansatz* (engl.: process interaction) die Zustandsübergänge von Komponenten als Sequenz definiert, die nur durch das Erreichen eines maximal erlaubten Zeitvorsprungs oder aber der Nichterfüllung einer kausalen Bedingung unterbrochen wird. [23]

Für das Simulationsframework, welches im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wird, werden die Ansätze der Ereignisplanung und der Aktivitätssuche miteinander kombiniert. Hierbei überwacht und steuert ein *Scheduler* den zeitlichen Fortschritt der Simulation durch Führen einer chronologischen Liste der internen Ereignisse [25], [23]. Für Details siehe [13].

2.3 Aktor- und Agentenbasierte Modellierung und Simulation

Für die Bearbeitung komplexer Fragestellungen bietet sich die Zerlegung des Gesamtproblems in einfacher zu adressierende Teilprobleme nach dem *Dekompositionsprinzip* an [27]. Nicht nur hinsichtlich der Modellbildung erscheinen komplexe Fragestellungen herausfordernd, auch deren Simulation impliziert einen hohen Berechnungsaufwand. Um die Simulationsaufgabe in angemessener Zeit abschließen zu können bietet sich eine parallele Architektur des Simulators an. Dekomposition und Parallelität ergänzen sich konzeptionell und vereinen sich auf der Ebene der softwaretechnischen Realisierung in den Begriffen *Aktor* oder *Agent*.

Beide Konzepte bilden Teilsysteme oder -prozesse individuell ab, haben im Detail aber unterschiedliche Eigenschaften. Sie werden nachstehend nach ihren Gemeinsamkeiten und Unterschieden vorgestellt. Da sich in der Fachliteratur keine eindeutige Definition ausgebildet hat, werden die wesentlichen Inhalte kondensiert und in einer kurzen Diskussion kritisch beleuchtet.

2.3.1 Gemeinsame Eigenschaften von Aktoren und Agenten

Beide Begriffe stehen in engem Zusammenhang zu den Konzepten von Parallelität und verteilter Berechenbarkeit [28]. Für diese Konzepte sind einige Eigenschaften essentiell: Instanzen beider Konzepte besitzen eine *Identität*, welche sie wiedererkennbar und unterscheidbar macht. Sie handeln *autonom* – besitzen also alle Fähigkeiten,

die sie benötigen, um die ihnen zugedachte Aufgabe zu erfüllen, kontrollieren ihre eigenen Aktionen und sind fähig auf sich ändernde Rahmenbedingungen zu reagieren. [27], [28] Darüber hinaus können sie in *Kommunikation* treten und unterliegen einer *Koordination*. Die Kommunikation ist hierbei häufig nachrichtenbasiert und damit asynchron. Eine besonders wichtige Eigenschaft ist, dass sie nicht deterministisch sein muss (in der Regel aber dennoch ist). [28], [29] Die Koordination der Aktoren bzw. Agenten zielt vor allem auf Kohärenz des Gesamtsystems sowie der Auflösung unterschiedlicher Sichtweisen ab [28]. Sie umfasst nicht zwangsläufig eine Instanz, die direkte Anweisungen an die einzelnen Aktoren bzw. Agenten ausgibt.

Sowohl Aktoren, als auch Agenten folgen dem Dekompositionsprinzip, in dem das Gesamtproblem durch eine Gemeinschaft von Teilproblemen repräsentiert wird. Dazu stehen sie in einem abzubildenden organisatorischen Kontext. [27] Die Instanzen verfolgen als ein eher loses Bündnis ein implizites, übergeordnetes Ziel, was gegensätzlich zu einer starren Definition von Beziehungen und Informationsflüssen steht [28], [27]. Ein dezentraler, durch alle Aktoren bzw. Agenten geteilter Zustand des Gesamtsystems steht hier als Gegenentwurf eines globalen Zustands im Fokus [29].

2.3.2 Aktorspezifische Eigenschaften

Gemeinhin werden Aktoren hinsichtlich Ihrer *Autonomie* als recht simpel eingestuft. Die Autoren des ursprünglichen Konzepts bezeichnen ihn (frei übersetzt) als einen Schauspieler, der auf sein Stichwort hin eine Rolle spielt – sie betonen damit die Einheit von Kontroll- und Datenfluss, welcher mittels Nachrichtenversand realisiert wird [29]. Aktoren orientieren sich an vordefinierten Handlungsabläufen und werden daher eher als „reaktiv“ bezeichnet [28]. Hierzu wird ihnen ein „Zweck“ (engl.: intention) zugeschrieben [29]. Die *Kommunikation* zwischen Aktoren ist in der Regel identitätsbasiert. Das bedeutet, dass der Sender einer Nachricht seinen Empfänger kennt und die Nachricht genau an diesen adressiert. Somit ist es nicht notwendig, dass andere Aktoren den Inhalt der Nachricht verstehen müssen. Der Nachrichtenversand ist asynchron, nicht-blockierend und verzögerungsbehaftet. [28] Ein Dialog zwischen Aktoren ist möglich, eine Antwort wird explizit aber nicht erwartet [29]. Hieraus folgt, dass der *organisatorische Kontext* einer Menge von Aktoren eher rigide abgebildet wird. Da die Handlung von Aktoren weniger von der Verfolgung individueller Ziele abhängt, liegt das Hauptaugenmerk der *Aktorenkoordination* in der Synchronisation und Gewährleistung der Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems [28].

Gemeinhin werden Aktoren eher als nachrichtenverarbeitende Einheiten verstanden, deren vorbestimmtes Verhalten ihre (Re)aktion bestimmt [28], [29]. Die Menge der

möglichen Aktionen ist das Versenden eigener Nachrichten, die Erstellung weiterer Aktoren sowie die Abänderung des eigenen Verhaltens [28]. Aktoren sollen per Design einen Beitrag zur Parallelität leisten [29], indem sie ein großes Problem in kleine, parallel lösbare Probleme aufteilen. Diese Parallelität kann sowohl durch Inter-Aktor-Parallelität, also der gleichzeitigen Aktion mehrerer Aktoren, als auch durch die Intra-Aktor-Parallelität, also der parallelen Ausführung der eigenen Aktionen, erreicht werden [28].

2.3.3 Agentenspezifische Eigenschaften

Im Vergleich zu Aktoren besitzen Agenten einen höheren Grad der *Autonomie*. Die Kontrolle der eigenen Aktionen basiert vorrangig auf Lernen, Schlussfolgern und Planen, weshalb ihnen häufig das Attribut „proaktiv“ zugeordnet wird. [28] Dies schließt auch ein, dass sie Interaktionen selbstständig ohne äußere Aktivierung initiieren können [27]. Agenten nutzen neben der identitätsbasierten auch die inhaltsbasierte Kommunikation [28], [27]. So sind sie beispielsweise in der Lage über gewisse Umstände zu informieren oder Dienstleistungen zu erfragen. Die empfangenden Agenten reagieren nicht mechanisch auf diese Nachrichten, sondern interpretieren diese und handeln entsprechend. Die *Koordination* von Agenten findet durch Definition von Rollen und Protokollen statt. Dies bedingt, dass Agenten zumindest in Teilen über ihre Sichtweisen und Ziele kommunizieren müssen. [28] Der *organisatorische Kontext* einer Menge von Agenten ist eher lose definiert. Es wird betont, dass die Agenten selbst in der Lage sind, ihre strukturelle Verbundenheit durch Initiieren sowie Abbrechen von Kommunikationspfaden zu verändern. [27]

Weitere ergänzende Eigenschaften eines Agenten sind die *Kontinuität*, also das Fortbestehen über einen längeren Zeitraum, die *Mobilität* entlang von Rechenknoten sowie ein gewisses Maß an *Intelligenz*. In enger Beziehung zur Intelligenz stehen auch die Konzepte einer menschenähnlichen *Persönlichkeit*, der *Anpassungsfähigkeit* sowie des *Wissens*. [28], [30] Diese Rationalität bedingt gewissermaßen auch die Notwendigkeit von *Befugnissen* über die Art und Weise der Aufgaben- oder Zielerfüllung entscheiden zu können, was insbesondere auch die *Interaktion* mit anderen Agenten und Menschen einschließt. [28] Das Konzept der Persönlichkeit wird etwa besonders plakativ durch die „Belief-Desire-Intention“-Architektur (engl.: Überzeugung, Trieb, Absicht) beschrieben [30], [27]. Insgesamt erscheinen Agenten eher als eine höher entwickelte Ausprägung von Aktoren, wobei diese Sichtweise nicht Gegenstand des Entstehungsprozesses der Konzepte ist.

Weitere Literatur hebt die Bedeutung der Agentenumwelt sowie der Interaktion des Agenten mit dieser hervor [30]. Hierzu gehört die Wahrnehmung dieser, welche sowohl aktiv oder passiv (durch Erfragen) sein kann, als auch die Beeinflussung dessen, was später wahrgenommen wird. In Kombination wird die Rationalität auf eine noch höhere Ebene gehoben, indem Entscheidungsfindung dann auf externer sowie interner Wahrnehmung basiert und in Verfolgung der immanenten Triebe stattfindet. [30] Die Beschreibung der Triebe hat dabei einen großen Einfluss. Als Randnotiz zum Grenzbereich zwischen Akteur und Agent: Eine Einheit, die seine Aktion von einer anderen Einheit erfragt, kann durchaus als Agent gelten, sofern man das Erfragen als Trieb zur intensiven Interaktion versteht [30]. Zusammenschauend betrachtet, zeigt das Konzept der Agenten eine große Nähe zur künstlichen Intelligenz – mit der Konsequenz, dass das Ergebnis eines Systems mehrerer Agenten nur schwer vorhersagbar ist [27].

2.3.4 Kritische Diskussion

Sowohl die Definition eines Akteurs, als auch die eines Agenten sind unscharf. Dies gilt zum einen für die Frage, ob etwas ein Akteur / Agent ist oder nicht. [27], [28] Sowohl [31], als auch [32] heben in ihrer Diskussion hervor, dass die Nützlichkeit einer Terminologie zur Erklärung komplexer Systeme der Leitgedanke sein sollte. Entscheidend ist also, ob die jeweilige Sichtweise hilfreich ist, ein Problem sinnvoll zu beschreiben. Dies impliziert die grundsätzliche Aussage, dass immer dort ein einfacheres Modell genutzt werden sollte, wo dieses zur Verfügung steht [31].

Darüber hinaus betrifft die Unschärfe natürlich auch die Unterscheidung zwischen Akteur und Agent. Beide Konzepte lassen sich insbesondere in Ihren Randbereichen nur schwer von einander unterscheiden. Deshalb weisen einige Autoren darauf hin, dass sie keinen Anspruch auf deutliche Abgrenzung erheben. Sie möchten vielmehr eine Orientierungshilfe in der Beschreibung der Eigenschaften informationstechnischer Systemen geben [33], [30]. Im Kontext dieser Arbeit ist die Implementierung eines Modells ein solches informationstechnisches System.

Ob Modell und Simulator eher als Aktoren- oder Agentensystem beschrieben werden sollen, hängt im Wesentlichen davon ab, welcher Ansatz nützlicher ist, die relevanten Eigenschaften des Quellsystems abzubilden. Das illustriert folgendes Beispiel: Ein Elternteil möchte den Wocheneinkauf erledigen. Unter dem Akteurenparadigma, weist das Elternteil seine Kinder Paula, Tom und Anna an Brot, Milch und Eier zu holen. Diese schwärmen aus, holen die Produkte und bringen sie dem Elternteil. Eine Realisierung im Sinne des Agentenparadigmas könnte mit der inhaltsbasierten

Anfrage „Wer kann mir beim Einkauf helfen?“ beginnen. Paula, Tom und Anna evaluieren zunächst, ob die Hilfe den eigenen Zielen nützlich ist und treten möglicherweise in Verhandlungen über Taschengelderhöhungen. Da nur Tom und Anna Einigkeit über die Entlohnung erzielen konnten, verhandeln beide, wer die Eier holt, da Anna keine Eier mag und diese nicht einkaufen möchte. Nachdem auch hier Einigung erzielt wurde, schwärmen sie aus und bringen die Produkte zum Elternteil.

Beide Ansätze bilden das Gesamtproblem „Wocheneinkauf“ ab und realisieren den Dekompositionsansatz. Die Darstellung des Teilsystems „Kind“ findet allerdings in einem unterschiedlichen Detailgrad statt. Im aktorenbasierten Ansatz ist das Verhalten der Kinder vorrangig von der Anweisung des Elternteils abhängig. Abgesehen von etwa einer unterschiedlichen Geschwindigkeit ist das Verhalten durch den Typ „Kind“ bestimmt. In der agentenbasierten Realisierung wird die Anweisung zur Anfrage, Kenntnisstand und Abschätzung des potentiellen Nutzens bestimmen die individuelle Reaktion. Dies führt dazu, dass Effekte sichtbar werden, die in der aktorenbasierten Umsetzung nicht abgebildet sind. Der höhere Detailgrad ist allerdings auch nur mit einem erhöhten Aufwand erreichbar. Dies hebt die Bedeutung des geplanten experimentellen Rahmens für die Erstellung von Modell und Simulator hervor – sind Taschengeldsteigerung etc. für die Problemdarstellung irrelevant, sollte der zusätzliche Modellierungs- und Simulationsaufwand vermieden werden.

2.4 Ereignisdiskreter und agentenbasierter Ansatz

Sowohl DEVS, als auch aktoren- oder agentenbasierte Systeme haben Eigenschaften, die eine gemeinsame Anwendung möglich und ggf. sinnvoll machen. Der Kern der DEVS-gestützten Modellierung ist das Konzept eines (internen oder externen) Ereignisses. Tritt ein solches auf, muss dieses verarbeitet und ggf. darauf reagiert werden. Dies zeigt eine Parallele zum Aktorenparadigma auf: Sobald eine Aufgabe anfällt, wird diese durch die Aktoren bearbeitet. Werden die Modelle komplexer, so kann sich ein DEVS-Modellierer eines DEVN bedienen (vgl. Unterabschnitt 2.2.2). Auch im Aktorenparadigma ist eine Aufteilung in Subaufgaben und die Kooperation einzelner Aktoren bekannt. Insbesondere, wenn die ereignisdiskreten Modelle ein hohes Maß an Eigenständigkeit besitzen, wird die Parallele zu einem agentenbasierten System deutlich. Sowohl bei DEVN, als auch bei einem Aktoren- oder Agentensystem sind die einzelnen Komponenten „lose“ durch Informationsaustausch – bspw. über Nachrichten – gekoppelt.

Zusammenfassend scheint es also möglich und ggf. sinnvoll zu sein beide Ansätze dahingehend zu kombinieren, dass Aktoren oder Agenten die Plattform für einzelne ereignisdiskrete Teilmodelle eines größeren Systems bilden. Das Aktorenparadigma kann dabei helfen die eher als monolithisch anzusehenden DEVS-Gesamtmodelle [34] parallelisiert ausführbar zu machen und macht damit sehr komplexe und interagierende Probleme zugänglich. Dies scheint besonders dann potentialträchtig, wenn es sich um ein Gesamtmodell aus vielen Einzelbestandteilen handelt, die gemeinsam zu einem kollektiven Verhalten führen, insbesondere wenn es dabei auf die Individualität der einzelnen (gleichartigen Bestandteile), wie etwa örtliche Position oder individuelle Entscheidungsfindung abzielt [34].

Conclusio

Mithilfe der in diesem Abschnitt dargestellten Grundlagen wird die Beantwortung der aufgeworfenen Forschungsfragen vorbereitet. Wichtigster Beitrag ist die Einführung einer konsistenten Taxonomie für die Modellierung und Simulation im Kontext dieser Arbeit. Sie kann auch darüber hinaus im Feld der Energiesystemmodellierung und -simulation genutzt werden. Sie verdeutlicht wie aus einer virtuellen Imitation eines Quellsystems Erkenntnisse über das reale System gewonnen werden können und hebt die Wichtigkeit von Verifikation, Validierung und Akkreditierung für die praktische Anwendbarkeit von Modellen und Simulatoren hervor.

Die Vorstellung von DEVS und DEVN zeigt, dass eine Modell- und Simulatorformulierung basierend auf diskreten Ereignissen gegenüber einem kontinuierlichen Fortschreiten der Zeit zu einer effizienten Simulation führen kann und eine Integration verschiedener Modellparadigmen (z. B. in einem Co-Simulationskontext) erlaubt. Die Kopplung einzelner, atomarer DEVS-Modelle führt den Dekompositionsansatz ein und zeigt damit auf, wie Komplexität sowohl im Modellierungsprozess, als auch in der Simulation begegnet werden kann.

Aktoren und Agenten sind theoretische Konzepte, mit denen eine komplexe Simulation implementiert werden kann. Beide Begriffe sind unscharf definiert, sodass eine Diskussion gemeinsamer und individueller Eigenschaften ein Verständnis erzeugt, welches dieser Arbeit zugrunde liegt. Das Konzept des Agenten führt erstmals Individualität und Rationalität ein. Schließlich werden die Potentiale ereignisdiskreter Modelle und deren Implementierung durch Aktoren und Agenten aufgezeigt.

3 Modellierung und Simulation von Energiesystemen

Aufbauend auf den allgemeinen Erkenntnissen über Modellierung und Simulation ergänzt dieses Kapitel Wissen über konkrete Anwendungen im Kontext des Energiesystems. Es findet zunächst eine Einordnung in die in Kapitel 2 eingeführten Taxonomie statt. Eine Übersicht aktueller Forschungsarbeiten führt auf eine detaillierte Analyse aktueller Herausforderungen der Energiesystemmodellierung und -simulation. Im Zentrum steht die Frage, wie das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und valide durch Modelle und Simulationen abgebildet werden kann. Mit Verweis auf die herausragende Rolle des elektrischen Verteilnetzes werden vier konkrete Forschungsfragen zur Verbesserung der Energiesystemmodellierung und -simulationen auf Verteilnetzebene formuliert und im weiteren Verlauf dieser Arbeit beantwortet. Zur Beantwortung dieser Fragen wird das Simulationsframework SIMONA genutzt. Dessen Kernbestandteil ist eine Leistungsflussrechnung zur Bestimmung des quasi-stationären Systemzustands. Die mathematische Modellbildung der Leistungsflussrechnung wird vorgestellt und der Berechnungsaufwand skizziert.

3.1 Stand von Wissenschaft und Technik

Dieser Abschnitt beleuchtet die Anwendung der Konzepte von Modellierung und Simulation in der Domäne des Energiesystems und stellt die Vielfalt innerhalb dieser dar. Zunächst werden aktuelle Forschungsthemen in die in Kapitel 2 vorgestellte Taxonomie eingeordnet, bevor derzeit offene Forschungsfragen zusammengefasst werden. Abschließend werden mit dieser Arbeit verwandte Forschungstätigkeiten und Frameworks präsentiert.

3.1.1 Einordnung in die Taxonomie

Ein Modell und die dazugehörige Simulation werden immer dann geschaffen, wenn spezifische Aspekte eines realen Systems theoretisch untersucht werden sollen [21], [23]. Daraus ergeben sich Fragen nach dem *Quellsystem*, den *Anforderungen* an Modell und Simulation, dem *experimentellen Rahmen*, der Gestalt des *konzeptionellen und ausführbaren Modells* sowie den erwarteten *Ergebnissen* (vgl. Abbildung 2.2). Diese Begriffe werden auch hier genutzt, um die Anwendungen von Modellierung und Simulation im Kontext des Energiesystems strukturiert aufzuzeigen.

Der vereinende Aspekt dieses Abschnitts liegt darin, dass bei allen betrachteten Modellen und Simulationen das Energiesystem als *Quellsystem* gilt. Es umfasst alle technischen und nicht-technischen Komponenten und Prozesse zur Wandlung, Fortleitung und Nutzung von Energie [35], [36], [7]. Dabei zielt es auf die Erbringung von Energiedienstleistungen (etwa Mobilität oder Raumwärme) an Endnutzer ab und schließt ausdrücklich unterschiedliche Energiequellen und -träger ein [36], [37]. Hieraus folgt gleichermaßen, dass neben Primär- und Sekundärtechnik zur Energie-wandlung, -fortleitung und dessen Steuerung auch alle marktlichen, regulatorischen und sozio-ökonomischen Zusammenhänge eingeschlossen sind, die die Erbringung von Energiedienstleistungen beeinflussen [4], [36]. Konkret berührt es Aspekte der physikalischen Infrastruktur, der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zur Steuerung und Überwachung sowie der menschlichen Interaktion [38]. Interdisziplinarität ist somit inhärente Eigenschaft von Energiesystemmodellen [7].

Als unterscheidende Kategorie bietet sich die Kombination aus *Anforderungen* und daraus resultierendem *experimentellen Rahmen* an. Dies ist sozusagen der Blickwinkel, unter dem das Quellsystem betrachtet werden soll. In dieser Arbeit stehen die experimentellen Rahmen mit Fokus auf die technischen Aspekte im Vordergrund. In diesem Kontext wird das Energiesystem häufig in eine Quellen-, Fortleitungs- und Senkenseite unterteilt, wobei ihnen die Aufgaben der Wandlung, Fortleitung sowie Verwendung von Energie in Energiedienstleistungen zugeschrieben wird [36]. Im Kern der meisten Modelle steht die Interaktion aus technischem System und begleitenden Prozessen oder zwischen unterschiedlichen technischen Teilsystemen. Hieraus leitet sich die Frage nach Interdependenzen und Implikationen der unterschiedlichen Aspekte aufeinander ab. Übergeordnet steht häufig die Frage danach, wie das Energiesystem adaptiert werden muss, um sich wandelnde Anforderungen erfüllen zu können – hier fordern insbesondere neue Systemteilnehmer die bestehenden Modelle heraus [7].

Wenn der experimentelle Rahmen weiter eingegrenzt wird, entstehen konkrete Anwendungsfälle von Modellen und Simulationen, die auch Implikationen auf die Gestalt der *konzeptionellen und ausführbaren Modelle* haben und die *erwarteten Ergebnisse* definieren. Sie können prädiktiv sein, also Aussagen über die Veränderung des Systems oder das Verhalten eines veränderten Systems generieren, oder normativ die Optimierung bzw. Adaption des Systems sowie die Szenarioanalyse unterstützen [7]. Eine prädiktive Anwendung wäre etwa die Simulation des Netzzustands unter antizipierter Nutzung. Die Kraftwerkseinsatzoptimierung für den Folgetag ist ein Beispiel für normative Anwendungen. Bei einer Optimierung wird das Modell in eine äußere Simulationssteuerung eingebunden, welche Simulationsparameter oder

das Modell automatisiert adaptiert und deren Auswirkungen bewertet, um vor dem Hintergrund einer Zielfunktion eine optimale Auswahl zu treffen. Tabelle 3.1 zeigt einige typische Anwendungen von Modellen und Simulationen im Kontext des Energiesystems. Hier wird insbesondere auch deutlich, dass sie bei einigen Anwendungen sowohl prädiktiv, als auch normativ eingesetzt werden können. Teilweise ist die Komplexität heute allerdings noch zu groß, um einzelne Modelle in einem optimierenden Kontext zu verwenden. Normative Modelle adressieren in der Regel die Planung des Energiesystems, wohingegen prädiktive Modelle darüber hinaus auch Anwendung im Bereich des Betriebs finden [7]. Derzeit werden beide Bereiche überwiegend getrennt betrachtet, da sie unterschiedliche Genauigkeitsanforderungen und Zeithorizonte haben. [4] Planung und (geplanter) Betrieb beeinflussen sich aber wechselseitig, sodass eine zunehmende Konsolidierung beider Bereiche notwendig wird [7], insbesondere vor dem Hintergrund wachsender Komplexität und gleichzeitig gesteigerten Effizienzanforderungen. Nicht zuletzt beeinflusst die Frage, ob ein Schnappschuss des Systemzustands oder ein Transitionspfad untersucht werden soll, die Gestalt von Modell und Simulator [7].

Tabelle 3.1: Übersicht über Modellzwecke, -anwendungen und Beispiele

Anwendung	prädiktiv	normativ	Beispiel
(Un)symm. Leistungsfluss	✓	✓	[39], [40], [41], [42]
Zustandsschätzung	✓	✗	[43], [44], [45], [46], [E14]
Co-Simulation von Energiesystem und IKT	✓	(✓)	[47], [48], [49], [50], [51]
Dynamik / Stabilität	✓	✗	[52], [53], [54], [E5], [55]
Asset-Simulation	(✓)	✓	[56], [57], [58]
Marktsimulation	✓	(✓)	[59], [60], [61], [62]
Szenariogenerierung	✗	✓	[63], [64], [65], [E13]

Modelle und Simulationen zur Leistungsflussrechnung bestimmen den Netzzustand unter einer gegebenen Nutzungssituation. Bei der unsymmetrischen Leistungsflussrechnung werden zudem unterschiedliche Belastungen der drei Phasen des Drehstromsystems berücksichtigt. Auch die Zustandsschätzung (engl.: State Estimation) hat die Bestimmung des Netzzustands zum Ziel, allerdings unter eingeschränkter Kenntnis der Netznutzung. Co-Simulationen haben die Bestimmung der Wechselwirkung zwischen unterschiedlichen komplexen Teilsystemen, etwa der Energieinfrastruktur und der sie steuernden IKT zum Ziel. Dies meist mit dem speziellen Fokus

von Sicherheit und Stabilität. Auch die Simulation der Systemdynamik hat meist eine Sicherheitsbewertung zum Ziel. Etwa, ob eine Störung negative dynamische Prozesse auslöst. Asset-Simulationen sollen Aussagen über den alterungsbedingten Zustand von Betriebsmitteln generieren und haben eher betriebswirtschaftlich-technischen Fokus. Das Verhalten einzelner Akteure sowie der sich daraus ergebende Markt für Energie ist Gegenstand von Marktsimulationen. Schließlich dient die Szenariogenerierung dazu, unterschiedliche, mögliche und wahrscheinliche Bilder der Zukunft zu zeichnen.

3.1.2 Aktuelle und offene Forschungsfragen

Aufbauend auf der Darstellung aktueller Forschungstätigkeiten in [4] werden in diesem Unterabschnitt aktuelle und offene Forschungsfragen herausgearbeitet. Folgende Trends im Energiesystem können zusammengefasst werden:

- Integration von Domänen, insbesondere bei der Nutzung von Energie
- Integrierte Betrachtung von Betrieb und Planung
- Nutzung von IKT sowohl für die Betriebsführung, als auch zur Schaffung von Komfort und / oder Mehrwert für Systemteilnehmer
- Zunehmende Individualität und Rationalität von Systemteilnehmern

Mit der Integration von Domänen ist zum einen die zunehmende Kopplung energetischer Sektoren gemeint, um gesteckte Klimaschutzziele erreichen zu können [66], darüber hinaus aber auch die zukünftig immer stärkeren Wechselwirkungen mit weiteren technischen und nicht-technischen Systemen. Ein Beispiel sind lokale Energiemärkte, die durch IKT und Mikrotransaktionen möglich werden können [67], [68]. Der Wunsch, betriebliche Aspekte bereits in der Planung zu berücksichtigen, äußert sich etwa im Konzept der Spitzenkappung [69]. Die betriebliche Option des Redispatch 2.0 zusammen mit dem Wirtschaftlichkeitsgrundsatz des Energiewirtschaftsgesetzes¹ fordert ebenso die Berücksichtigung der betrieblichen Dimension in der Planung und ist zur selben Zeit ein Beispiel für den Einsatz von IKT in der Netzbetriebsführung. Ein prominentes Beispiel für den Einfluss von Individualität auf das Verteilnetz ist die Elektromobilität, deren Auswirkungen durch rationales Handeln, wie intelligenter Ladesteuerung beeinflusst werden kann [70], [71].

Dies sind nur einige Beispiele für aktuelle Entwicklungen, die eine stetig wachsende Komplexität und Interdisziplinarität des Energiesystems zur Folge haben. Bereits

¹Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

in Kapitel 1 wurde die Bedeutung des Energiesystems für die Gesellschaft und die daraus entstehenden hohen Anforderungen an Sicherheit und Verfügbarkeit hervorgehoben. Werden Modelle und Simulationen eingesetzt, um planerische oder betriebliche Handlungen am Energiesystem zu bewerten, so müssen diese verlässliche und korrekte Aussagen treffen. Es stellt sich also die Frage, wie Modelle und Simulationen das zunehmend komplexere Energiesystem handhabbar, effizient und valide abbilden können, sodass die mit ihnen gefundenen Erkenntnisse eine praktische Wertbarkeit haben. Für die Domäne der Energiesystemmodellierung und -simulation entstehen deshalb folgende, konkrete Herausforderungen:

Berücksichtigung von Interdisziplinarität und unterschiedlichen Skalen

Durch vermehrte Wechselwirkung zwischen Systemen unterschiedlicher Domänen wird interdisziplinäres Wissen benötigt, um Energiesysteme adäquat abbilden zu können [4], [7]–[9]. Dies kann entweder durch Integration in ein Modell geschehen oder durch Kopplung interdisziplinärer Modelle im Rahmen von Co-Simulationen [4]. Insbesondere die Einbeziehung der zunehmend wichtigeren menschlichen Perspektive stellt eine große Herausforderung dar [7], [9]. Sie ist aufwendig zu modellieren und wird deshalb meist nicht ausreichend abgebildet. Somit stellt sie eine Quelle großer Modellunsicherheit dar. [7]

Durch Interdisziplinarität entstehen neue Ebenen, auf denen Systemteilnehmer untereinander gekoppelt sind und welche wiederum untereinander in Wechselbeziehung stehen. Eine dieser Ebenen ist das elektrische Energiesystem, welches als besondere Anforderungen die jederzeitig ausgeglichene Bilanz von ein- und ausgespeisten Leistungen hat. Deshalb ist vor allem der interdisziplinäre Einfluss auf die zeitliche Kohärenz des Verhaltens von Systemteilnehmern interessant. Im weiteren Verlauf wird dieser Umstand mit *kollektivem Verhalten* umschrieben. Die Wechselwirkung kann dabei unterschiedliche Formen annehmen. Eine *passive Kopplung* entsteht, wenn mehrere Modelle eines Typs oder unterschiedliche Modelltypen durch dieselben nicht-elektrischen Eingangsdaten beeinflusst werden. Sie kann die Dimensionen „Raum“ und „Zeit“ betreffen – etwa durch dasselbe Wetter an einem Ort oder das individuelle Mobilitätsverhalten eines Individuums, welches Einfluss auf den Betrieb von Elektrofahrzeugladeinfrastruktur, Wärmepumpe und klassische Haushaltsanwendungen ausübt. Wenn der Modellierende bewusst eine interdisziplinäre Interaktion von Systemteilnehmern definiert, z. B. die Möglichkeit bilateralen Energiehandels, dann entsteht eine *aktive Kopplung*. Insofern die Systemteilnehmermodelle die Möglichkeit haben, aus einer Reihe von Handlungsoptionen zu wählen,

können *unbewusste Kopplungen* entstehen. Das sind solche, die der Modellierende zwar implizit zulässt, aber in seiner konkreten Ausprägung nicht absehen kann. Ein Beispiel könnte hier die schwerpunktmäßige Nutzung verschiedener Absatzwege für gewisse Erzeugertypen sein.

Einige Effekte, wie etwa marktliches Verhalten, finden dabei auf unterschiedlichen räumlichen und zeitlichen Skalen statt. Diese unterschiedliche Skalen (räumlich / zeitlich) oder Ansätze (etwa zeitdiskret in der Primärtechnik, ereignisdiskret in der Schutztechnik) entstehen durch unterschiedliche Bedarfe verschiedener Domänen oder Teilaspekte [4], [7]. Häufig werden *bottom up*- und *top down*-Modelle unterschieden. Erstgenannte bilden das große Ganze auf großen Skalen ab, lassen aber keine Aussage über Details zu. Letztere wiederum bilden viele Details ab, lassen aber nur schwer generalisierte Aussagen zu. [38], [72] Hierbei spielt häufig die begrenzte Rechenleistung eine Rolle bei der Auswahl des Ansatzes. Gleichermaßen wächst aber der Bedarf globale und detaillierte Aussagen zu kombinieren, etwa wie eine Vielzahl individuell-rationalen Verhaltens das Energiemarktgeschehen beeinflusst. [4], [7] Ein wichtiger Forschungsbereich ist hier der Aufbau von geeigneten Surrogatmodellen [47], [73], [74]. Darüber hinaus können Vereinfachungen auf der zeitlichen Ebene vor allem durch Jahresdauerlinien oder repräsentative Ausschnitte gemacht werden. Die tatsächliche räumliche und zeitliche Interaktion lässt sich nur durch vollständige Zeitreihen abbilden, deren Beschaffung häufig schwierig ist. [7] Agentenbasierte Modelle [7] und die ereignisdiskrete Systemspezifikation (engl.: Discrete Event System Specification, DEVS) unterstützen die Integration von Skalen und Domänen.

Beherrschung von Modellkomplexität, rechnerischer Durchführbarkeit und Interpretierbarkeit

Es ergibt sich ein konträrer Zusammenhang zwischen Detailgrad und Komplexität des Modells auf der einen Seite sowie Datenbedarf und rechnerischer Durchführbarkeit auf der anderen Seite [8], [9], [75]. Somit bedarf jeder Anwendungsfall einer bedarfsgerechten Abwägung. [7] Der hier verwendeten Taxonomie folgend, betrifft diese Forschungsfrage die bedarfsgerechte Spezifikation des geplanten experimentellen Rahmens und der zielgerichteten Auswahl von Modellierungs- und Simulationsansätzen, um die zu adressierenden Fragen verlässlich, bedarfsgerecht und effizient beantworten zu können. Die Erzeugung von Modellen und Simulationen, die sowohl hinreichend genau, als auch aufschlussreich bzw. interpretierbar sind, ist das steile Ziel dieser Abwägung [38]. Auch hier unterstützen agentenbasierte Modelle und DEVS bei der Harmonisierung beider Anforderungen [7].

Ähnliche Zusammenhänge ergeben sich auch für die Ergebnisse einer Simulation. Je umfangreicher und komplexer ein Modell, desto umfangreicher und komplexer der Ergebnisdatensatz. Entsprechend stellt das Zugänglichmachen der gewonnenen Informationen und der Erkenntnisse, etwa durch Visualisierung, an der Schnittstelle zum Nutzer eine Herausforderung dar [8], [9]. Hierbei kommt es vor allem darauf an, den Anwender mit den nötigen Mitteln auszustatten, basierend auf den Simulationsergebnissen korrekte und konkrete Entscheidungen zu treffen [9], [75].

Verifikation, Validierung, Akkreditierung sowie Umgang mit Unsicherheit und Transparenz

Damit Modelle und aus deren Simulation gewonnene Erkenntnisse auf reale Probleme anwendbar werden, bedarf es der zuvor genannten bedarfsgerechten Definition des experimentellen Rahmens sowie entsprechender Validierung und Akkreditierung [8]. Insbesondere vor dem Hintergrund der Interdisziplinarität und der voraussichtlichen Adressierung durch modulare Gesamtmodelle ist nicht nur die Validierung der Einzelmodelle, sondern auch des Ensembles und des Modellierungs- und Simulationsprozesses selbst wichtig. [4], [8]

Ein wesentlicher Nachteil ist, dass Energiesystemmodelle häufig gar nicht im klassischen Sinne – durch Vergleich von Modell- und Quellsystemverhalten – validiert werden können. Aufgrund der Größe und Komplexität des Quellsystems fehlt es in der Regel an geeigneten Kombinationen aus Ein- und Ausgangsdaten von Quellsystem sowie Simulation, die miteinander verglichen werden können. [76] An die Stelle des direkten Vergleichs kann eine gesteigerte Modelltransparenz treten, sodass ein ausführliches Peer-Review der internen Modell- und Simulatorstrukturen oder eine breite Nutzung bereits validierter Modelle möglich wird [7], [8]. Dementsprechend sind *Open Source* und *Open Data* und *Reproduzierbarkeit* wichtige Aspekte [8], [77], zu denen unter anderem das Open Energy Modelling Framework (oemof) [9], Calliope [78] sowie urbs [79] beitragen. Abbildung 3.1 ordnet klassische Schritte der Modellierung und Simulationsdurchführung vor dem Hintergrund offener Entwicklung ein. Ziel ist es, zur Sicherung der wissenschaftlichen Qualitätsstandards im Sinne von *Transparenz*, *Wiederholbarkeit*, *Reproduzierbarkeit* und *Überprüfbarkeit* beizutragen [9]. Einen Ansatz, Modelle und Simulationen vor diesem Hintergrund zu bewerten, stellt [80] vor.

Mit zunehmender Komplexität der Modelle werden mehr und mehr Unsicherheiten eingeführt – sei es durch Eingangsdaten, Parameter oder Modellformulierungen. Diese müssen sinnvoll quantifiziert und entsprechend bei der Akkreditierung eines

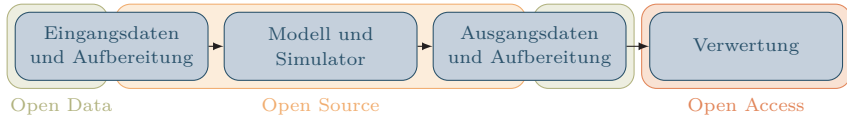


Abbildung 3.1: Modellierung und Simulation vor dem Hintergrund von Open Source, Data und Access (nach [77])

Modells berücksichtigt werden. [8], [9] Deshalb ist es ratsam die Modellkomplexität zu reduzieren und stattdessen die Unsicherheiten eingehend zu untersuchen [7].

Auch bei der Modellierung selbst spielt die menschliche Dimension eine große Rolle. So ist es wichtig, dass die Modellierenden nicht nur die einfachen Sachverhalte abbilden, sondern auch solche, die zwar komplex sind, aber einen großen Einfluss auf die Abbildungsqualität des Modells haben [7]. Darüber hinaus ist es im Sinne der Akkreditierung eines entworfenen Modells von entscheidender Bedeutung die Grenzen des Modells und der Simulationsergebnisse zu erkunden [7].

Formulierung konkreter Forschungsfragen

Die zukünftigen Herausforderungen durch Interdisziplinarität sowie Individualität und Rationalität werden maßgeblich durch einzelne Systemteilnehmer geringer Leistung eingepreßt. Ihre kooperative oder kompetitive Nutzung der Energieinfrastruktur führt zu einem gemeinsamen Verhalten, welches nur in einer ausreichend großen Kohorte sichtbar wird und somit räumliche sowie zeitliche Skalen überspannt. [10], [81] Beispiele sind Elektrofahrzeuge mit intelligenter Ladestrategie, Energiemanagementsysteme für private Haushalte, multimodale Nutzwärmeerzeugung oder die Teilnahme von Kleinerzeugern wie Photovoltaik (PV)- oder Windenergieanlagen am marktlichen Geschehen [10], [82]. Für diese Anlagen bildet in der Regel das Verteilnetz die Schnittstelle zur Energieinfrastruktur und hier im besonderen das elektrische Verteilnetz. [10], [81] Mit dieser Arbeit werden deshalb vor allem die nachstehenden Forschungsfragen mit speziellem Fokus auf das elektrische Verteilnetz beantwortet:

1. Wie können Interdisziplinarität und Individualität einer Vielzahl kleiner Systemteilnehmer effizient abgebildet werden, um komplexes kollektives Verhalten untersuchbar zu machen?

2. Wie können unterschiedliche zeitliche sowie räumliche Skalen bei der Abbildung der Systemteilnehmer vereinbart werden?
3. Wie kann einer gesteigerten Modellkomplexität sowohl im Modellierungsprozess, als auch in der Simulation begegnet werden?
4. Wie kann eine hohe praktische Relevanz der simulativen Untersuchungsergebnisse erzielt werden?

3.1.3 Relevante Arbeiten

Die oben genannten Herausforderungen und Forschungsfragen beziehen sich vornehmlich auf den quasi-stationären Systemzustand des elektrischen Energiesystems. Mit quasi-stationär ist hier eine zeitaufgelöste Reihung stationärer Betriebspunkte gemeint, also solcher in denen alle dynamischen Vorgänge und Regelungseingriffe eingeschwungen sind. Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird in dieser Arbeit das Simulationsframework *SIMONA* genutzt. Bevor dieses in Abschnitt 3.2 vorgestellt wird, stellt dieser Unterabschnitt weitere aktuelle Arbeiten zusammen, die ebenfalls zur quasi-stationären Systemzustandsbestimmung beitragen.

Typischerweise erfolgt die quasi-stationäre Zustandsbestimmung eines elektrischen Energiesystems mithilfe einer Leistungsflussrechnung (vgl. auch Abschnitt 3.3). Zum einen finden sich hier kommerzielle Softwareprodukte wie *DIGSILENT PowerFactory* [83], *NePlan* [84] oder *PSS@SINCAL* [85]. Typischerweise zeichnen sich diese Produkte neben der Fähigkeit der stationären Leistungsflussrechnung über eine breite Funktionsvielfalt von dynamischen Berechnungen bis hin zur Entscheidungsunterstützung aus. Vorrangig setzen sie auf eine umfangreiche grafische Benutzeroberfläche mit eingeschränkten Fähigkeiten zur Nutzung über eine Programmierschnittstelle. Alternativ existiert das open source-Paket *MatPower* [86], das (teils proprietäre) Software wie *MatLab* oder *Octave* um entsprechende Analysefähigkeiten erweitert. Hier liegt der Fokus eher auf der Programmierschnittstelle, sodass keine dedizierte grafische Oberfläche bereitgestellt wird. Als alleinstehende Open Source-Software in diesem Bereich ist *PYPOWER* ([87]; eine Portierung von *MatPower* in die Skripting-Sprache Python) bekannt, aus dem die Derivate *PyPSA* [88], *pandapower* [89] und *GridCal* [90] entstanden, nachdem *PYPOWER* eine Zeit lang nicht weiterentwickelt zu werden schien [77]. Aus der Erfahrung der Entwicklung von *pandapower* entstand ebenfalls *pandapipes*, ein Framework zur Berechnung von Fluidsystemen [91]. Bei allen vorgenannten Applikationen muss die Netznutzung in Form von knotenbezogenen Leistungsbilanzen exogen vorgegeben werden – quasi-stationäre Betrachtungen entstehen in der Regel durch iterative Anwendung auf einzelne Schnappschüs-

se der Netznutzung. Einen ähnlichen Ansatz wie *SIMONA* verfolgt *GridLAB-DTM* [92], [93], indem es den Dekompositionsansatz des Agentenparadigmas ausnutzt. Hier sind allerdings die einzelnen Teilnehmer mit der differentialgleichungsbasierte Systemspezifikation formuliert, hauptsächlich da *GridLAB-DTM* gleichzeitig auch Regelungs- und Marktmechanismen abbildet. Im Vergleich zu *GridLab-DTM* fokussiert die *Distributed Agent-based Simulation of Complex Power Systems (DistAIX)* eher die Interaktion der Systemteilnehmer untereinander, insbesondere beeinflusst durch Kommunikation, und bietet eine gute rechnerische Durchführbarkeit durch effiziente, parallelisierte Berechnung an. Das ausgesprochene Ziel ist die Untersuchbarkeit emergenten Verhaltens und deren Einfluss auf die Verteilnetzstruktur. [10] *DistAIX* ist zeitdiskret formuliert und nutzt einen Vorwärts-Rückwärts-Suchalgorithmus für schwach vermaschte Netze zur Leistungsflussrechnung. [10] Bereits seit vielen Jahren existiert der *Open Source Distribution System Simulator (OpenDSS)* des Electric Power Research Institute (EPRI) [94]–[96]. Auch dieser fokussiert, wie *SIMONA*, auf zeitaufgelöste Simulationen. Er nutzt ebenfalls das Akteurenparadigma aus. In diesen letztgenannten Tools werden die Nutzungsmuster endogen simuliert.

Netznutzungsmuster müssen in der Regel vom Nutzer vorgegeben werden. Typischerweise, insbesondere bei den kommerziellen Produkten, werden ohnehin nur dedizierte Schnappschüsse abgebildet, sodass lediglich ein oder wenige konsistente Betriebspunkte ermittelt werden müssen. Neben dem klassischen Ansatz, Standardlastprofile [97], [98] oder Messwerte zu nutzen, stellt *Renewables.Ninja* [99]–[101] eine grafische Benutzeroberfläche bereit, um Erzeugungszeitreihen für Windenergie- oder PV-Anlagen an einem benutzerdefinierten Ort erstellt zu können. Neben dieser Oberfläche werden auch vorberechnete Datensätze sowie die verwendeten Modelle öffentlich zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus existiert eine Vielzahl von Benchmark- oder Typnetzen, die zumindest Betriebspunktschnappschüsse, teilweise aber auch Betriebspunkttrajektorien anbieten [102]. Ein Beispiel ist der *SimBench*-Datensatz [103], der speziell auf die Spezifika deutscher Verteilnetzstrukturen eingeht und dessen Erzeugungszeitreihen mit einer frühen Implementierung des hier vorgestellten *SIMONA* erzeugt wurden [E10]. Allen Ansätzen ist gemein, dass die Betriebspunkte exogen vorberechnet werden und in einem gegebenem Untersuchungsfall keine Rückkopplung des Netzzustands auf die Netzteilnehmer direkt abbildbar sind. Insbesondere vor dem Hintergrund aufkommender Technologien, wie etwa der Elektromobilität, entstehen mannigfaltige Modelle zur Abbildung der Interaktion mit dem Netz [104]–[109]. Diese versuchen teils die Lücke der fehlenden simulativen Integration zu schließen, bieten meist aber keine Skalierbarkeit.

Um die Lücke der fehlenden Interaktion zwischen Netzzustand und Netznutzung zu schließen, bestehen zwei Möglichkeiten: Zum einen kann die Simulation der Netzteilnehmer endogen in einem Framework geschehen, wie es vorwiegend in SIMONA geschieht. Zum anderen kann eine Kopplung unterschiedlicher Simulatoren über Co-Simulationsframeworks erfolgen, deren Anschlussfähigkeit perspektivisch auch in SIMONA sichergestellt werden soll. Zwei Beispiele aktueller Co-Simulationsframeworks sind *mosaik* und die *Hierarchical Engine for Large-scale Infrastructure Co-Simulation (HELICS)*. *mosaik* fokussiert dabei vorrangig auf cyber-physische Energiesysteme (engl.: Cyber Physical Energy Systems, CPES) auf der Verteilnetzebene und bietet Anschluss an state-of-the-art-Frameworks an [110], [111]. *HELICS* zielt vorrangig auf Großskaligkeit und schnelle Berechnung großer Systeme und bietet ebenfalls eine große Vielfalt von integrierbaren state-of-the-art-Frameworks [112].

3.2 Das Simulationsframework SIMONA

Einen ersten Ansatz zur Schließung der in Unterabschnitt 3.1.2 identifizierten Forschungsfragen und -lücken haben [11], [12] präsentiert. Die gemeinsam mit [13] durchgeführte Forschungstätigkeit im Bereich der großskaligen Anwendbarkeit der Ansätze aus [11], [12] hat allerdings gezeigt, dass eine modellierungs- und simulationstheoretische Neuausrichtung nötig ist, um dieses Ziel erreichen zu können. In diesem Abschnitt werden die grundlegenden Konzepte und Erwägungen vorgestellt, die bei der Neuentwicklung von SIMONA leitend waren. Hierzu wird zunächst die Zielausrichtung dargelegt und SIMONA von anderen Simulationsanwendungen abgegrenzt. Um dieses Ziel zu erreichen, werden die bestehenden Ansätze diskutiert, sodass anschließend die Grundkonzepte und -ideen vorgestellt werden können. Weitere Details werden in Kapitel 4 und 5 sowie insbesondere auch in [13] vorgestellt.

3.2.1 Intendierter experimenteller Rahmen

Der Fokus von SIMONA liegt auf der simulatorischen Untersuchbarkeit der Interaktion von Systemteilnehmern der Verteilnetzebene untereinander sowie mit der Verteilnetzinfrastuktur. Das *Quellsystem* ist also das Energiesystem auf der Verteilnetzebene und umfasst ausdrücklich alle individuellen Systemteilnehmer, die Infrastruktur zur Übertragung von Energie sowie angrenzender Systemteile, insbesondere vorgelagerter Netzebenen.

Die Verteilnetzebene bildet insbesondere die Schnittstelle zu einer Vielzahl von Teilnehmern mit vergleichsweise kleiner Anschlussleistung, die sich insbesondere durch

eine hohe Individualität und (imperfekter) Rationalität auszeichnen. Systemteilnehmer sollen idealerweise endogen abgebildet werden, sodass einzelne Wechselwirkungen mit der Infrastruktur und untereinander modelliert und das so entstehende kollektive Verhalten sichtbar wird. Dies impliziert im Besonderen, dass das Verhalten ggf. aus nicht-elektrischen Informationen (etwa meteorologischen Daten) abgeleitet werden muss. Hierzu ist insbesondere prädikative Validität wichtig.

Individuelle Systemteilnehmer weisen unter anderem einen Bedarf an unterschiedlichen Formen von Endenergie auf – neben Elektrizität, insbesondere Nutzwärme. Entsprechend soll SIMONA Möglichkeiten bieten, sowohl diesen Bedarf unterschiedlicher Endenergie, als auch das Verhalten von Infrastruktur dieser Energieträger abzubilden. Derzeit sind diese Energiesysteme nicht explizit abgebildet, wenngleich einige Surrogatmodelle existieren. Die höheren Ebenen des elektrischen Netzes können theoretisch ebenfalls in SIMONA abgebildet werden. Aufgrund der Fokussierung auf die Verteilnetzebene stehen detaillierte Modelle spezifischer Teilnehmer, wie konventioneller Kraftwerke, derzeit nicht zur Verfügung.

Hinsichtlich der Infrastruktur spielen vor allem drei Aspekte eine wichtige Rolle: Kernaspekt ist die Primärtechnik, zunehmend wichtiger wird aber auch die IKT, welche sowohl die Sekundärtechnik aufseiten des Netzes formt, aber auch eine parallele Vernetzung der Teilnehmer ermöglicht. Schlussendlich kann auch die marktliche Einbindung der Teilnehmer ihr Verhalten beeinflussen.

Vorgenannte Aspekte machen eine räumlich und zeitlich aufgelöste Darstellung nötig. Aus zeitlicher Perspektive erscheinen Untersuchungsumfänge von einem Jahr oder mehr sinnvoll, da hierdurch jahreszeitliche Schwankungen erneuerbarer Energien und des individuellen Nutzerverhaltens zugänglich gemacht werden. Entsprechend soll SIMONA quasi-stationäre Zusammenhänge, also eine Folge von eingeschwungenen Nutzungssituationen, adressieren. Aus energietechnischer Perspektive ist vorrangig die Bestimmung von Leistungsflüssen von Interesse. Hierbei ist insbesondere die Chronologie von großer Bedeutung, da nur so (begrenzende) Einflüsse akkumulierender Komponenten korrekt erfasst werden können. Diese treten insbesondere im Bereich von Energiespeichern und Raumwärmebereitstellung auf.

An dieser Stelle grenzt sich SIMONA von anderen simulatorischen Ansätzen ab. Die probabilistische Leistungsflussrechnung ist eine weitere Möglichkeit mit einer Vielzahl zu untersuchender Netznutzungsmuster umzugehen [113], [114]. Diese bildet aber keine Chronologie ab und macht die Berücksichtigung akkumulierenden Verhaltens herausfordernd [115]. Grundsätzlich könnte SIMONA auch Verwendung für die Bewertung der Netzsituation in einer gekoppelten Netz- und Marktsimulation,

wie dem Model of International Energy Systems (MILES) [116], [117], [118], [119], finden. Bei den derzeit relevanten Netzstrukturen handelt es sich allerdings um das Übertragungsnetz, dessen Leistungsflüsse sich effizient mit approximierenden Verfahren in hinreichender Genauigkeit berechnen lassen. Der Einsatz von SIMONA zur Leistungsflussberechnung wäre zu rechenintensiv. Da aber auch das marktliche Verhalten der Verteilnetzteilnehmer immer relevanter wird und das kollektive Verhalten einen Einfluss auf den Markt und das Übertragungsnetz nehmen kann, wäre eine Kopplung beider Ansätze im Rahmen einer Co-Simulation dennoch interessant. Der Einsatz von SIMONA in normativen Anwendungen wie der optimierenden Leistungsflussrechnung oder Ansätzen zur Bestimmung kosteneffizienter Ausbaumaßnahmen [69], [E7] ist aufgrund der Rechenintensität schwierig. Die Vielzahl von Stellgrößen steigert die Rechenintensität in optimierenden Anwendungen weiter.

3.2.2 Diskussion der bestehenden Ansätze

Mit [11], [12] wurden erstmalig Vorarbeiten zu SIMONA vorgestellt. Die Arbeiten sahen vor allem die Verwendung als Evaluationswerkzeug im Rahmen des Verteilnetzplanungsprozesses vor. Hierdurch entstand die Möglichkeit neue Systemteilnehmer aus der individuellen Perspektive zu modellieren und ihr kollektives Verhalten zu untersuchen. Einige der Modelle enthielten auch Ansätze einer rationellen Entscheidungsfindung – etwa das Modell eines Batteriespeichers, welches basierend auf dem Großhandelspreis für elektrische Energie eine heuristische Entscheidung über den aktuellen Betriebspunkt trifft [11]. Das Gesamtmodell war strikt als zeitdiskrete Systemspezifikation (engl.: Discrete Time System Specification, DTSS) formuliert, was die Synchronisation aller Modelle nötig machte.

Die gemeinsame Forschungsarbeit [E11], [E12], [13] zur Fortführung dieser Ansätze, insbesondere für die großskalige Anwendbarkeit, offenbart einige Schwierigkeiten. Zum einen erschwert die Formulierung als DTSS die Simulationsdatenbeschaffung, da alle Eingangsdaten zu harmonisierten Zeitpunkten vorliegen mussten. Dies führte dazu, dass die Simulation nur mit der größten vorliegenden Auflösung durchgeführt werden konnte und die Eingangsdaten in einer Vorverarbeitungsphase harmonisiert werden mussten. Darüber hinaus stellte sich das verwendete Framework als ressourcenaufwändig dar und wird nicht länger weiterentwickelt.

Aus praktischer Sicht wies die erste Implementierung eine geringe Modularität auf, was die Implementierung neuer Modelle und Konzepte erschwerte. Hier war insbesondere ein breites Wissen der Wechselwirkungen innerhalb des Simulators nötig, was zu entsprechend zeitintensiven Adaptionen führte.

Nicht zuletzt richtete sich ein wesentlicher Teil der Kritik an das geringe Vorhandensein von Rationalität als wesentliche Eigenschaft des Agentenparadigmas. Grundsätzlich sollten Modell und Simulation Sachverhalte so effizient wie möglich abbilden. Eine Vielzahl der Modelle, so etwa von Anlagen, die dem Einspeisevorrang nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz² unterliegen, benötigen keine Rationalität zur adäquaten Abbildung. Deshalb erscheint es nach wie vor nicht sinnvoll, die Ausgestaltung der Modelle dogmatisch an theoretischen Konstrukten zu orientieren.

Hieraus entstand der Bedarf basierend auf den Vorarbeiten die Grundkonzepte vollständig neu zu überdenken und mit den gemachten Erfahrungen ein Simulationsframework zu entwickeln, welches wiederum als Basis für weitere Forschungstätigkeiten in der Zukunft dienen kann. Nachfolgend werden die Grundgedanken und -konzepte des neu entwickelten SIMONA präsentiert. Ausgewählte Details werden mit dieser Arbeit und [13] vorgestellt.

3.2.3 Grundkonzepte

Das wichtigste Ziel bei der Neuentwicklung von SIMONA ist die *Flexibilisierung* des Frameworks. Unterschiedliche Untersuchungsfragen – von simpel bis komplex – sollen abbildbar sein und einen angepassten Daten-, Parametrierungs- und Vorverarbeitungsaufwand erfordern. Einen Beitrag hierzu liefert eine ausführliche Schnittstellenbildung, die dem Nutzer die Entscheidung lässt, Modelle endogen oder exogen darzustellen und sogar über ein Co-Simulationsframework anzubinden. Hinsichtlich endogener Modelle wird die Kritik der mangelnden Rationalität und „Agentenhaftigkeit“ aufgegriffen und theoretisch diskutiert. Hier steht das Thema der *Nützlichkeit* im Vordergrund – Quellteilsysteme sollen so effizient wie möglich abgebildet werden. Deshalb arbeitet Kapitel 5 unterschiedliche Modellstrukturklassen heraus, mit denen Systemteilnehmer bedarfsgerecht modelliert werden können.

Dies wird durch eine konsequent modulare Implementierung unterstützt. Hierauf basiert auch die Entwicklung eines generalisierten Systemteilnehmeragenten in Kapitel 5, welches den Nutzer weitestgehend von der Einbindung seines Modells in das Framework befreit und auf die physikalisch-verhaltensorientierte Modellierung fokussieren lässt. Ferner wird die Datenhandhabung – sowohl von Eingangs- als auch Ausgangsdaten – entkoppelt und über sogenannte *ServiceProvider* als Akteure in das Framework eingebunden. Dies ermöglicht die Nutzung im Rahmen einer Microservice-Architektur, bei denen andere Services die Daten bereitstellen.

²Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

Darüber hinaus wird durchgängig Wert auf Qualitätssicherung gelegt, unter anderem durch testgetriebene Softwareentwicklung. Einen weiteren Beitrag leisten Kapitel 4 und 6 mit Vergleichen zu etablierten Simulationsumgebungen. Sie stellen den ersten Schritt hin zu geprüfter, prädikativer Validität dar und somit zur uneingeschränkten Anwendbarkeit von SIMONA auf praktische Fragestellungen.

3.3 Stationäre Leistungsflussrechnung

Der Zweck von SIMONA ist die Untersuchung der quasi-stationären Interaktion von Systemteilnehmern und der physikalischen Infrastruktur. Für das elektrische Energienetz lässt sich der Zustand durch stationäre Leistungsflüsse über die Kantelemente des Netzes beschreiben. Stationär bedeutet hierbei, dass dynamische Einschwingvorgänge oder Regeleinriffe abgeschlossen sind.

SIMONA kombiniert zur Leistungsflussrechnung eine Vorwärts-Rückwärts-Suche und die komplexe Newton Raphson-Leistungsflussrechnung. Da [13] die Kopplung beider Algorithmen detailliert darstellt und die Newton Raphson-Leistungsflussrechnung für diese Arbeit eine höhere Relevanz hat, geht dieser Abschnitt auf letztgenannten Algorithmus ein. Dieses Verständnis wird für die Überarbeitung der Transformmodelle in Kapitel 4 benötigt. Darüber hinaus vermittelt es einen Eindruck der Berechnungskosten.

3.3.1 Mathematisches Modell

Das mathematische Modell der stationären Leistungsflüsse erfasst den Zusammenhang zwischen Netznutzung und dem Netzzustand. Die Netznutzung wird typischerweise als Vektor der komplexen Residualscheinleistung $\underline{\vec{s}} = (\underline{s}_1, \underline{s}_2, \dots, \underline{s}_{N_K})^T \in \mathbf{S} \subset \mathbb{C}^{N_K}$ je Netzknoten gegeben. Sie beschreibt die Bilanz der eingespeisten und konsumierten Wirk- und Blindleistung. Der Zustand des Netzes ist vollständig durch die komplexen Knotenspannungen $\underline{\vec{u}} = (\underline{u}_1, \underline{u}_2, \dots, \underline{u}_{N_K})^T \in \mathbf{U} \subset \mathbb{C}^{N_K}$ gegeben. Das Modell entspricht daher der mathematischen Abbildung

$$f : \mathbf{S} \mapsto \mathbf{U} \quad (3.1)$$

der Netznutzung auf den Netzzustand. Der tatsächliche Zusammenhang ist vor allem von der Netzstruktur abhängig. Sie kann mithilfe eines Graphen

$$G(\mathbf{N}, \mathbf{E}) \quad (3.2)$$

beschrieben werden. Hierbei ist \mathbf{N} die endliche, nichtleere Menge von Knoten und $\mathbf{E} = \mathbf{N} \times \mathbf{N}$ die endliche Menge von Kanten. Bei symmetrischer Belastung können Kanten als T- oder π -Ersatzschaltbilder beschrieben werden. π -Ersatzschaltbilder (vgl. Abbildung 3.2) unterstützen jedoch eine effiziente Leistungsflussmodellierung, da hierbei keine weiteren Knoten eingeführt werden müssen, die hinsichtlich der Berechnung aufwendig sind (vgl. Unterabschnitt 3.3.3).

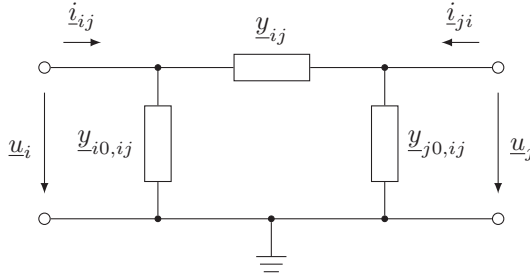


Abbildung 3.2: Allgemeines π -Ersatzschaltbild eines Zweigelements

Die Längsadmittanz y_{ij} bildet die Eigenschaften der direkten Verbindung zwischen den Knoten i und j ab, wohingegen die Queradmittanzen $y_{i0,ij}$ bzw. $y_{j0,ij}$ Gewinne und Verluste aus Kriechströmen sowie elektrischem oder magnetischem Feld abbilden. Das π -Ersatzschaltbild ist insbesondere für ausgedehnte Leitungen nur eine approximative Darstellung. Leitungen im elektrischen Verteilnetz (dem Haupteinsatzgebiet von SIMONA) sind hierfür allerdings hinreichend kurz. [120], [121]

Das Leistungsflussmodell kann auf fundamentale Zusammenhänge zurückgeführt werden. Einen davon beschreibt die erste Kirchhoff'sche Regel – die Bilanz aller auf einen Knoten zu- oder abfließenden Ströme muss ausgeglichen sein. Baut man das Leistungsflussmodell auf dieser Regel auf, dann folgt man dem *Knotenstromverfahren* (synonym auch *Knotenpunktverfahren* genannt). Eine analoge Formulierung kann auch mit der zweiten Kirchhoff'schen Regel hergeleitet werden (*Maschenverfahren*). [120]–[122] Die erste Kirchhoff'sche Regel lässt sich für jeden Knoten i der insgesamt N_K Netzknoten aufstellen:

$$\sum_{\forall j \in \mathbf{N} \setminus \{i\}} \underline{i}_{ij} + \underline{i}_i = 0, \quad \forall i \in \mathbf{N} = \{1, \dots, N_K\} \subset \mathbb{N} \quad (3.3)$$

Zur Bilanz trägt zum einen der Knotenstrom \underline{i}_i bei, welcher der Summe der Ströme entspricht, die Teilnehmer mit dem Netz austauschen. Darüber hinaus tragen die Zweigströme \underline{i}_{ij} zwischen dem Knoten i und den benachbarten Knoten dazu bei. Sie lassen sich aus dem π -Ersatzschaltbild in Abbildung 3.2 ableiten und sind direkt von den beiden Knotenspannungen abhängig:

$$\underline{i}_{ij} = (\underline{u}_i - \underline{u}_j) \cdot \underline{y}_{ij} + \underline{u}_i \cdot \underline{y}_{i0,ij} \quad (3.4)$$

Der erste Summand beschreibt den direkten Stromfluss zwischen den Knoten und der zweite den Gewinn- oder Verlustanteil am Knoten i .

Ersetzt man den Zweigstrom in Gleichung 3.3 durch Gleichung 3.4, so ergibt sich:

$$\sum_{\forall j \in \mathbf{N} \setminus \{i\}} \left((\underline{y}_{ij} + \underline{y}_{i0,ij}) \cdot \underline{u}_i - \underline{y}_{ij} \underline{u}_j \right) + \underline{i}_i = 0, \quad \forall i \in \mathbf{N} \quad (3.5)$$

Da dieser Zusammenhang für jeden Knoten des Netzes gilt, ist die Leistungsflusssituation vollständig durch dieses lineare Gleichungssystem beschrieben, welches sich auch vektoriell darstellen lässt:

Leistungsflussmodell nach Knotenstromverfahren

$$[\underline{Y}_K] \cdot \vec{\underline{u}} + \vec{\underline{i}} = \vec{0} \quad (3.6)$$

Gleichung 3.6 entspricht der gesuchten Abbildung in Gleichung 3.1. Hierbei ist $\vec{\underline{u}} \in \mathbf{U} \subset \mathbb{C}^{N_K}$ der Vektor der unbekanntenen, komplexen Knotenspannungen und $\vec{\underline{i}} \in \mathbf{S} \subset \mathbb{C}^{N_K}$ der Vektor der bekannten, komplexen Knotenströme. Die Knotenadmittanzmatrix $[\underline{Y}_K] \in \mathbb{C}^{N_K \times N_K}$ bildet sich nach einfachen Regeln [121]:

1. Für die Elemente $\underline{y}_{K,ii}$ der Hauptdiagonalen wird die Summe aller am Knoten i angeschlossenen Admittanzen gebildet:

$$\underline{y}_{K,ii} = \sum_{\forall j \in \mathbf{N} \setminus \{i\}} (\underline{y}_{ij} + \underline{y}_{i0,ij}) \quad (3.7)$$

2. Für alle anderen Elemente $\underline{y}_{K,ij} = \underline{y}_{K,ji}$ werden die negativen Admittanzen zwischen den beiden Knoten i und j eingesetzt:

$$\underline{y}_{K,ij} = \underline{y}_{K,ji} = -\underline{y}_{ij}, \quad \forall j \in \mathbf{N} \setminus \{i\} \quad (3.8)$$

Für viele Systemteilnehmer ist allerdings die umgesetzte Leistung, nicht der Strom, das beschreibende Merkmal. Demnach ist eher der Vektor $\vec{\underline{s}} \in \mathbf{S} \subset \mathbb{C}^{N_K}$ der Resi-

dualscheinleistungen als Systemanregung zu verstehen. Adaptiert man das lineare Gleichungssystem der ersten Kirchhoff'schen Regeln in Gleichung 3.6, sodass eine ausgeglichene Leistungsbilanz gefordert wird, so entsteht ein Modell nach dem *Knotenleistungsverfahren*³ [122]. Die netzseitige Leistungsbilanz je Knoten

$$\vec{s}_N = \vec{u} \circ \vec{i}_N^* \tag{3.9}$$

entsteht durch elementweise Multiplikation der komplexen Knotenspannungen mit der komplex konjugierten, netzseitigen Strombilanz \vec{i}_N^* je Knoten. Analog zur ersten Kirchhoff'schen Regel ergibt sich folgendes Nullstellenproblem:

$$\vec{s}_N + \vec{s} = \vec{0} \tag{3.10}$$

$$\Leftrightarrow \vec{u} \circ \vec{i}_N^* + \vec{s} = \vec{0} \tag{3.11}$$

Leistungsflussmodell nach Knotenleistungsverfahren

$$\Leftrightarrow \vec{u} \circ ([\underline{Y}_K] \cdot \vec{u})^* + \vec{s} = \vec{0} \tag{3.12}$$

Die Modellformulierung in Gleichungen 3.6 und 3.12 nehmen alle Knotenleistungen oder -ströme als bekannt und das Spannungsprofil als unbekannt an. An Knoten mit spannungsregelnden Anlagen sind allerdings Wirkleistung und Knotenspannungsbetrag bekannt, was eine Modellanpassung nötig macht. Diese Anlagen kommen im Verteilnetz aber selten vor, weshalb an dieser Stelle an bekannte Literatur [123], [121], [120], [124] verwiesen wird.

3.3.2 Eigenschaften des mathematischen Modells

Es liegen nun zwei mathematische *Modelle* der Leistungsflusssituation vor. Die Bestimmung der Leistungsflüsse für eine konkrete Nutzungssituation entspricht einer *Simulation* und setzt ein geeignetes mathematisches Lösungsverfahren als *Simulator* voraus. Eine Betrachtung der Modelleigenschaften gibt wichtige Hinweise auf die notwendigen Eigenschaften und damit der Komplexität eines *Simulators*.

Beide Modelle gehören zur Klasse der Gleichungssysteme, hier in Matrixschreibweise als Nullstellenproblem formuliert [125]. Die Unbekannten sind die Knotenspannungen \vec{u} , die Bekannten die Knotenströme \vec{i} bzw. -leistungen \vec{s} sowie die Admittanzen

³In [122] wird das Verfahren Newton- oder Newton Raphson-Verfahren genannt. Allerdings besteht hierbei die Verwechslungsgefahr zu möglichen *Lösungsverfahren* des Gleichungssystems, weshalb hier der Begriff Knotenleistungsverfahren bevorzugt wird.

$[\underline{Y}_K]$. Das Modell nach dem Knotenstromverfahren in Gleichung 3.6 repräsentiert ein lineares Gleichungssystem, sodass die Lösung

$$\vec{u} = [\underline{Y}_K]^{-1} \cdot -\vec{i} \quad (3.13)$$

recht einfach erscheint. Hier spielt allerdings die Struktur der Knotenadmittanzmatrix eine wichtige Rolle.

Sie ist als Beschreibung der Netzstruktur für beide Modelle identisch. Die Hauptdiagonale der Matrix ist vollständig besetzt, die Nebendiagonalelemente hingegen repräsentieren direkte Knoten-zu-Knoten-Verbindungen. Bei realen Netzmodellen ist die Matrix nur spärlich besetzt (bis zu 95 % Nullwerte), was sich einige Lösungsverfahren zu Nutze machen [40], [120]. Aufgrund der symmetrischen Struktur und bei vernachlässigten Querleitwerten sind die Zeilen der Matrix linear abhängig, sodass diese nicht invertierbar ist. Durch Berücksichtigung der Querleitwerte sind die Zeilen zwar formell linear unabhängig, dennoch gilt $\det [\underline{Y}_K] \approx 0$, was eine computergestützte Invertierung gerade bei großen Matrizen dennoch faktisch unmöglich macht. [122], [120] Grundsätzlich beschreibt das Gleichungssystem das Verhältnis der einzelnen Knotenspannungen untereinander, sodass wenn \vec{u}_1 das Problem löst, auch $\vec{u}_2 = a \cdot \vec{u}_1 \forall a \in \mathbb{R}$ das Problem löst. Legt man für einen beliebigen Referenzknoten die Knotenspannung fest, so reduziert sich die Zahl der Unbekannten. Durch Umformung des Gleichungssystems kann die quadratische Form der Matrix gewahrt bleiben, welche dann aber regulär ist und auf eine eindeutige Lösung führt [120], [125]. Als Lösungsverfahren kommen direkte, indirekte und numerische Verfahren in Frage. Da das Problem aber immer noch schlecht konditioniert ist ($\det [\underline{Y}_K] \approx 0$), bieten sich numerische Verfahren an [122].

Das Modell nach dem Knotenleistungsverfahren in Gleichung 3.12 stellt sogar ein nicht-lineares Gleichungssystem dar. Im Allgemeinen ist die Menge der zulässigen Lösungen darüber hinaus nicht-konvex [40]. Deshalb kommen sinnvollerweise nur numerische Lösungsverfahren infrage [40], [125]. Auch hier ist die Definition einer Referenzknotenspannung Voraussetzung für die Lösbarkeit. Darüber hinaus ist die Lösung nicht eindeutig: Dieselbe Leistung kann bei einer hohen Spannung und einem niedrigen Strom, aber auch bei einer niedrigen Spannung und einem hohen Strom erbracht werden. [122], [120], [125], [124]

Da bei beiden Modellformulierungen numerische Lösungsverfahren sinnvoll sind, leitet dies zur Eigenschaft der Holomorphie über, welche Voraussetzung für die Entwicklung der Funktion in eine Potenzreihe ist. Eine komplexe Funktion $f : \mathbf{D} \mapsto \mathbb{C} \mid \mathbf{D} \subseteq \mathbb{C}$ heißt holomorph, wenn sie in \mathbf{D} stetig komplex differenzierbar ist. Hier-

bei ist \mathbf{D} ein Gebiet in \mathbb{C} , also eine offene, zusammenhängende Menge. [126] Die komplexe Differentiation f' von f ist dabei mit dem Grenzübergang

$$f'(\underline{z}) = \lim_{\underline{z} \rightarrow \underline{z}_0} \frac{f(\underline{z}) - f(\underline{z}_0)}{\underline{z} - \underline{z}_0} \quad \left| \underline{z}, \underline{z}_0 \in \mathbf{D} \right. \quad (3.14)$$

definiert [126]. Beschreibt man die komplexe Zahl $\underline{z} = x + j \cdot y \in \mathbb{C}$ in kartesischen Koordinaten $x \in \mathbb{R}$ und $y \in \mathbb{R}$, sowie die Funktion $f(\underline{z}) = u(x, y) + j \cdot v(x, y)$ mit Realteil $u(x, y) \in \mathbb{R}$ und Imaginärteil $v(x, y) \in \mathbb{R}$, dann kann die Holomorphie einer Funktion über die Erfüllung der Cauchy-Riemannschen Differentialgleichungen

$$\frac{\partial u}{\partial x} = \frac{\partial v}{\partial y} \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -\frac{\partial u}{\partial y} \quad (3.16)$$

geprüft werden. Sind diese in \mathbf{D} erfüllt, ist die Funktion in \mathbf{D} holomorph und kann dort in eine Potenzreihe entwickelt werden. [126] Das Modell nach dem Knotenleistungsverfahren ist nicht holomorph, da die Funktion nur in $\underline{0}$ stetig komplex differenzierbar ist. Potenzreihenbasierte Verfahren, wie das gebräuchliche Newton Raphson-Verfahren scheiden daher zur Lösung aus [127].

In Tabelle 3.2 sind die mathematischen Eigenschaften beider Gleichungssysteme noch einmal übersichtlich zusammengefasst.

Tabelle 3.2: Eigenschaften der mathematischen Modelle

Knotenstromverfahren (Gleichung 3.6)	Knotenleistungsverfahren (Gleichung 3.12)
Quadratische Knotenadmittanzmatrix	
Große Spärlichkeit der Knotenadmittanzmatrix	
Linear	Nicht-linear
Eindeutige Lösung	Mehrdeutige Lösung
Holomorph	Nicht-holomorph

3.3.3 Mathematische Verfahren als Simulatoren

Aufgrund der mathematischen Eigenschaften der Leistungsflussmodelle nach dem Knotenstrom- und Knotenleistungsverfahren werden sinnvollerweise numerische Lö-

sungsverfahren als *Simulator* eingesetzt. Hier wird das Newton Raphson-Verfahren vorgestellt, da es häufig angewendet wird und die Leistungsflüsse ohne Approximation abbildet. Für quasi-stationäre Betrachtungen muss eine Vielzahl von Berechnungen durchgeführt werden, deshalb wird besonderer Augenmerk auf die Berechnungskosten gelegt. Aufgrund der allgemein hohen Kosten wurde in SIMONA ein parallelisierbarer, kombinierter Ansatz aus Newton Raphson- und Vorwärts-Rückwärts-Suchverfahren zur Leistungsflussberechnung eingeführt (vgl. Abschnitt 4.1 für eine Übersicht sowie [13] für Details). Als weiterführende Literatur zur Leistungsflussrechnung empfehlen sich unter anderem [122], [124], [128], [129], [130], [131].

Newton Raphson-Verfahren

Das Newton Raphson-Verfahren ist bei der Lösung mehr-dimensionaler, nicht-linearer Gleichungen weit verbreitet. Ausgehend von einer ersten Schätzung der Lösung, wird in jedem Schritt das Originalproblem in jeder Dimension durch eine Taylor-Reihe ersten Grades approximiert und das dadurch entstehende lineare System gelöst. So entsteht in jeder Iteration eine bessere Schätzung für die Lösung des Originalproblems. [132], [123], [122], [133] Die Taylor-Reihe ersten Grades

$$f(\vec{x} + \Delta\vec{x}) \approx f(\vec{x}) + \sum_{i=0}^n \left(\left. \frac{\partial f}{\partial x_i} \right|_x \Delta x_i \right) \quad (3.17)$$

einer n -dimensionalen Funktion $f : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}$ besteht aus der (konstanten) Auswertung der Funktion an der Stelle $\vec{x} = (x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n)^T \in \mathbb{R}^n$ sowie einer Korrektursumme, die linear in den einzelnen Variablen x_i des Vektors \vec{x} ist [132], [123], [133]. So wird eine beliebige nicht-lineare Funktion in eine lineare Abbildung approximiert, deren Nullstellenproblem sich deutlich einfacher lösen lässt. Es führt allerdings nur zu einer approximierten Lösung. Durch wiederholte Anwendung des Verfahrens kann eine hinreichend genaue Lösung erzielt werden.

Abbildung 3.3 illustriert das Vorgehen an einem eindimensionalen Nullstellenproblem $f(x) = x^2$, da sich höherdimensionale Probleme nur schwer anschaulich darstellen lassen. Insbesondere wird der iterative Charakter deutlich: Das Problem $f(x)$ wird für eine Startschätzung $x^{(0)}$ evaluiert und dort linearisiert. Die Lösung $x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)}$ des approximierten Problems liefert eine verbesserte Lösungsschätzung des Originalproblems. Das Verfahren iteriert, bis die Schrittweite $\Delta x^{(k)}$ einen festgelegten Grenzwert ε nicht mehr überschreitet. [132], [127], [123], [133]

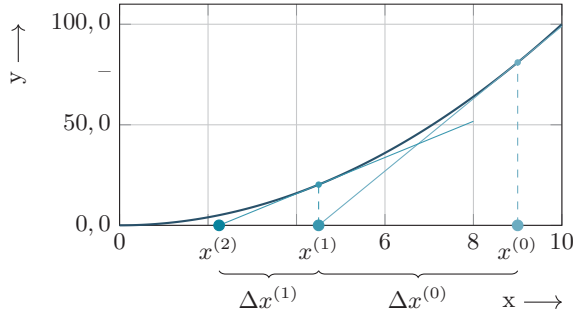


Abbildung 3.3: Beispielhafte Iterationen des Newton Raphson-Algorithmus an einer eindimensionalen Gleichung (nach [123], [133])

Die Beliebtheit des Newton Raphson-Verfahrens für die Leistungsflussrechnung liegt in der Robustheit und guten Konvergenz: Zwar ist die Konvergenz nicht garantiert, liegt die Startschätzung aber nahe genug an der tatsächlichen Lösung, konvergiert das Verfahren sicher und linear oder quadratisch [134], [127], [124], [133]. In der Praxis genügen vier bis fünf Iterationen [120] – die Anzahl der Iterationen ist sogar weitestgehend unberührt von der Größe des zu simulierenden Netzes [133].

Da die Gleichungen des Knotenleistungsverfahrens in Gleichung 3.12 nicht-holomorph sind, lassen sie sich nicht in eine Potenzreihe entwickeln. Alternativ kann das Problem in ein System realwertiger Gleichungen umformuliert oder alternative Ableitungsoperatoren genutzt werden [127]. Typischerweise wird allerdings die Umformulierung genutzt. Sie kann entweder in kartesischen oder Polarkoordinaten erfolgen, wobei letztere trigonometrische Terme zur Folge hat, die bei großen Präzisionsanforderungen möglicherweise hinderlich sind [127]. Das duale Problem zu Gleichung 3.12 in kartesischen Koordinaten lautet:

$$f(\vec{u}) = \begin{pmatrix} \Re\{\underline{u}_1 \cdot \underline{z}_{N,1}^*\} \\ \dots \\ \Im\{\underline{u}_1 \cdot \underline{z}_{N,1}^*\} \\ \dots \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} p_1 \\ \dots \\ q_1 \\ \dots \end{pmatrix} \stackrel{!}{=} \vec{0} \quad (3.18)$$

Werden die einzelnen Zeilen des Gleichungssystems in Taylor-Reihen entwickelt, so ergibt sich

$$f(\underline{u} + \Delta \underline{u}) \approx f(\underline{u}) + \underbrace{\begin{pmatrix} \left[\begin{array}{c} \frac{\partial p}{\partial e} \\ \frac{\partial q}{\partial e} \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} \frac{\partial p}{\partial f} \\ \frac{\partial q}{\partial f} \end{array} \right] \\ \left[\begin{array}{c} \frac{\partial p}{\partial e} \\ \frac{\partial q}{\partial e} \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} \frac{\partial p}{\partial f} \\ \frac{\partial q}{\partial f} \end{array} \right] \end{pmatrix}}_{[J_f]|_{\underline{u}}} \cdot \underbrace{\begin{pmatrix} \Delta \vec{e} \\ \Delta \vec{f} \end{pmatrix}}_{\Delta \underline{u}} \stackrel{!}{=} \vec{0} \quad (3.19)$$

als approximiertes lineares Gleichungssystem. Hierbei ist die Jakobimatrix $[J_f]|_{\underline{u}}$ die Matrix der partiellen Ableitungen der Funktion f getrennt nach Real- und Imaginärteil, an der Stelle \underline{u} . Der Korrekturvektor

$$\Delta \underline{u} = - [J_f]|_{\underline{u}}^{-1} \cdot f(\underline{u}) \quad (3.20)$$

entsteht durch Invertierung der Jacobimatrix und Multiplikation mit der Funktionsauswertung $f(\underline{u})$. Die Jacobimatrix ist dabei ähnlich spärlich besetzt wie die Knotenadmittanzmatrix [127]. Auch andere iterative Verfahren basieren auf einem ähnlichen Konzept. So entsteht zum Beispiel das Gauß-Seidel-Verfahren durch Substitution der Jakobi- mit der Identitätsmatrix [124].

Hinsichtlich des Berechnungsaufwands lässt sich festhalten, dass die Anzahl der Iterationen, bis eine zufriedenstellende Lösung erreicht ist, annähernd unabhängig von der Größe des Netzmodells ist [133]. Allerdings sind die einzelnen Iterationen sehr rechenintensiv. Die Jacobimatrix muss in jeder Iteration neu aufgestellt und invertiert werden [132], [133]. Hierbei hat die Invertierung den größten Ressourcenbedarf und ist im schlimmsten Fall etwa mit $\mathcal{O}(N_K^3)$ abhängig von der Anzahl N_K der zu simulierenden Netzknoten [135], [M9]. Insbesondere bei großen Netzen und vielen Leistungsflussrechnungen, wie etwa bei der Zeitreihenberechnung von Verteilnetzen, ist der Newton Raphson-Algorithmus rechenintensiv und nimmt einen großen Teil der Simulationszeit ein [M9]. Abbildung 3.4 illustriert diesen Sachverhalt. Um die Implikation insbesondere für spannungsebenengekoppelte Leistungsflussrechnungen hervorzuheben, sind in hellgrün bzw. dunkelgrün typische Knotenanzahlen in Netzen der Niederspannung (NS) bzw. Mittelspannung (MS) dargestellt. Sie sind der Dokumentation [136] der SimBench-Datensätze entnommen, die realistische Verteilnetzmodelle anbieten. Unter der Annahme, dass an jedem Knoten eines MS-Netzes ein typisches NS-Netz angeschlossen ist, umfassen gekoppelte MS/NS-Modelle 1.000 Knoten und mehr, wohingegen die Knotenanzahl der einzelnen Netze lediglich in der

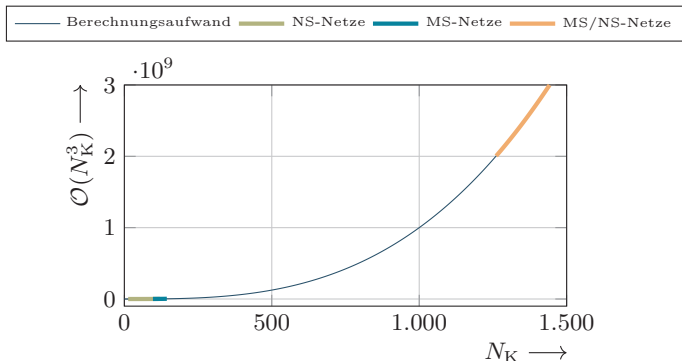


Abbildung 3.4: Abschätzung der oberen Schranke des Berechnungsaufwands für die Newton Raphson-Leistungsflussrechnung

Größenordnung $10 \dots 100$ liegt. Dies zeigt den Bedarf nach einer effizienten Methodik zur Leistungsflussrechnung für große Netze auf.

In der Literatur finden sich einige Ansätze zur Reduktion des Ressourcenbedarfs. Einige zielen darauf ab, die Anzahl der notwendigen Iterationen weiter zu reduzieren, etwa indem eine hochwertige Startschätzung mit dem Gauß-Seidel-Verfahren genutzt wird [120]. Andere reduzieren den Berechnungsaufwand der einzelnen Iterationen. Hier ist insbesondere die schnelle, entkoppelte Leistungsflussrechnung zu nennen, in der die schwache Kopplungen zwischen einzelnen Komponenten des Problems ausgenutzt werden [132], [123]. Dies ist aber insbesondere im Verteilnetz durch das große $\frac{R}{X}$ -Verhältnis nicht gegeben. Alternativ kann die Spärlichkeit der Matrix ausgenutzt [120] oder reine Netzknoten ohne Leistungsaustausch mit Teilnehmern über die Kron-Reduktion bzw. das Schur-Komplement eliminiert werden [124], [137]. Im Rahmen der hier präsentierten gemeinsamen Forschungsarbeit mit [13] (vgl. Kapitel 4) wird das Netzmodell partitioniert und verteilbar gemacht, sodass kleinere Leistungsflussprobleme gelöst werden müssen. Hierbei spielt das nachfolgend dargestellte Vorwärts-Rückwärts-Suchverfahren eine Rolle.

Rückwärts-Vorwärts-Suchverfahren

Das bereits vorgestellte Newton Raphson-Verfahren ist allgemeingültig für alle Netzstrukturen anwendbar, allerdings hinsichtlich der Berechnung aufwendig. Spezielle

Netzstrukturen implizieren mathematische Eigenschaften, die von Lösungsalgorithmen ausgenutzt werden können [120]. Dies gilt etwa für radiale Netzstrukturen, also solche in denen es keine geschlossenen Pfade von einem Knoten zum selben gibt.

Abweichend von Gleichung 3.6 oder Gleichung 3.12, bei denen die Knotenleistungsbilanz fokussiert wird, lässt sich das Leistungsflussproblem bei radialen Netzen basierend auf den Leistungsflüssen zwischen Knoten formulieren [40]. Auf die Problemformulierung wird aufgrund der geringen Relevanz für diese Arbeit nicht explizit eingegangen. Sie kann z. B. [40] entnommen werden. Diese Formulierung lässt sich theoretisch auch auf vermaschte Netze anwenden, hat dann aber den Charakter einer Relaxation und spiegelt somit nicht mehr das ursprüngliche Problem wider [40].

Der verteilte Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus zur Leistungsflussrechnung (engl. Distributed Backward-Forward Sweep Power Flow Calculation, DBFS-PF) nutzt die rekursive Struktur dieser alternativen Modellformulierung aus. In der klassischen Formulierung werden alle Netzknoten ausgehend vom Wurzelknoten (dem Referenzknoten) bis hin zu den Blattknoten (den „letzten“ Knoten, ohne Nachfolger) indiziert. Der Algorithmus folgt dabei den folgenden sechs Schritten [40]:

1. Lege alle Knotenspannungen auf die Sollspannung des Wurzelknotens und alle Leistungsflüsse zwischen den Knoten zu 0 VA fest.
2. Berechne den Leistungsfluss zwischen den Blattknoten und den nächst „höheren“ Knoten, sowie deren dafür notwendige Knotenspannung.
3. Wiederhole Schritt 2, bis der Wurzelknoten erreicht ist.
4. Berechne $|u_{\text{soll}}^2 - u_{\text{ist}}^2|$ zwischen dieser Iteration und dem Sollwert.
5. Mit dem Spannungssollwert am Wurzelknoten und den zuletzt berechneten Leistungsflüssen: Gehe abwärts, korrigiere die Knotenspannungen und berechne die Leistungsbilanz der nachgelagerten Netzteile.
6. An den Blattknoten: Berechne die Abweichungen der Leistungsflüsse auf den „letzten“ Leitungen. Wenn diese und die Spannungsbetragsabweichung aus 4 innerhalb der gesetzten Toleranz liegen, dann ist die Leistungsflussrechnung beendet. Ansonsten wiederhole ab Schritt 2.

In der Rückwärtsphase (Schritte 2 und 3) findet im Wesentlichen eine Aktualisierung der Leistungsflüsse und in der Vorwärtsphase (Schritt 4) eine Aktualisierung der Knotenspannungen statt [138]. Im Vergleich zur Newton Raphson-Variante benötigt die Leistungsflussberechnung mit dieser Methode mehr Iterationen, welche allerdings schneller durchgeführt werden können. Ein zeitlicher Vorteil entfällt aber häufig in vermaschten oder hoch ausgelasteten Netzen. [139]

Conclusio

Dieser Abschnitt adressiert die Anwendung von Modellierung und Simulation im Kontext von Energiesystemen. Zunächst wird eine Einordnung der konkreten Anwendung in die in Kapitel 2 eingeführte Taxonomie vorgenommen. Eine Übersicht über aktuelle Forschungsthemen motiviert eine detaillierte Untersuchung zu adressierender Herausforderungen in der Energiesystemmodellierung und -simulation. Im Zentrum dieser Herausforderungen steht die Frage, wie das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und valide durch Modelle und Simulationen abgebildet werden kann. Mit Verweis auf die herausragende Rolle des elektrischen Verteilnetzes für diese Herausforderungen werden vier konkrete Forschungsfragen zur Verbesserung der Energiesystemmodellierung und -simulationen auf Verteilnetzebene formuliert und im weiteren Verlauf dieser Arbeit beantwortet. Dies geschieht mithilfe des Simulationsframeworks *SIMONA* dessen Grundkonzepte ebenfalls vorgestellt werden. Die Formulierung des intendierten experimentellen Rahmens umschreibt die geplante Anwendung von *SIMONA* und ist ein wichtiger vorbereitender Schritt für die Verifikation, Validierung und Akkreditierung. Eine wesentliche Simulationsaufgabe ist die Bestimmung des quasi-stationären Verteilnetzzustands durch Leistungsflussrechnung. Die hierzu nötige mathematische Modellbildung zeigt eine große Komplexität. Der daraus resultierende Berechnungsaufwand motiviert die Anwendung des in *SIMONA* angewendeten Dekompositionsprinzips und somit die Entwicklung einer effizienten Teilmodellkopplung in Kapitel 4.

4 Transformatormodelle für eine verteilte Leistungsflussrechnung

Das Hauptziel dieser Arbeit ist es, kollektives Verhalten kleiner, individueller und rationaler Systemteilnehmer untersuchbar zu machen. Dieser Effekt wird nur bei einer großen Anzahl von Teilnehmern sichtbar, was wiederum auch die Simulation eines entsprechend großen Energiesystemmodells notwendig macht. Das vorangegangene Kapitel macht deutlich, dass diese Simulationen im Bereich des elektrischen Energiesystems rechenintensiv sind. Bekannte Approximationen und Relaxationen der Leistungsflussgleichungen sind im Bereich des Verteilnetzes in der Regel nicht anwendbar, da die notwendigen Annahmen nicht erfüllt werden.

In SIMONA wird durch den verteilten Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus zur Leistungsflussrechnung (engl.: Distributed Backward-Forward Sweep Power Flow Calculation, DBFS-PF) der Dekompositionsansatz zur Adressierung der Komplexität eingeführt. Die konkrete Kombination aus Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus und Newton Raphson-Leistungsflussrechnung wird in [13] detailliert dargestellt. Das Grundkonzept wird für ein besseres Verständnis dieser Arbeit nachstehend präsentiert. Dieses Kapitel fokussiert auf die konkrete Kopplung der Teilprobleme mithilfe von adaptierten Transformatormodellen, die den Bedarfen des DBFS-PF genügen und eine effiziente sowie valide Leistungsflussrechnung erlauben. Hierzu werden bekannte Modelle adaptiert und anschließend mit den Implementierungen bekannter Simulatoren mittels Vergleichstestung validiert.

4.1 Verteilter Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus

Das elektrische Energiesystem ist hierarchisch mit unterschiedlichen Spannungsebenen aufgebaut. Die gesamte Netzstruktur ist in galvanisch getrennte Teilnetze untergliedert, welche an vergleichsweise wenigen Stellen über Transformatoren gekoppelt sind. Es hat eine baumartige Struktur mit wenigen Übertragungsnetzen an der Spitze und einer zunehmenden Verästelung hin zu einer Vielzahl von Mittel- und Niederspannungsnetzen. Letztere umfassen ca. 93% der gesamten Stromkreislänge in Deutschland [140]. Während die Struktur der Teilnetze baumartig sind, ist die Struktur innerhalb der einzelnen Teilnetze häufig vermascht.

In diesem Abschnitt wird ein hybrides Verfahren zur Leistungsflussberechnung vorgestellt. Es kombiniert die Vorteile bekannter Vorwärts-Rückwärts-Suchalgorithmen bei baumartigen Strukturen auf der Makro- und den Detailgrad des Newton Raph-

son-Verfahrens auf der Mikroebene (vgl. Unterabschnitt 3.3.3). Eine Effizienzsteigerung ergibt sich vor allem nach dem Dekompositionsprinzip, wodurch kleinere Teilsimulationen parallelisier- und verteilbar werden. Die Aufteilung des Gesamtmodells sowie die algorithmische Koordination der Teilmodelle und deren korrekter Informationsaustausch sind Basis für die effiziente Durchführung der Leistungsflussrechnung.

Der DBFS-PF wurde bereits in [11], [12] skizziert, zusammen mit [13] aber vollständig revidiert und hinsichtlich der Effizienz und Robustheit deutlich gesteigert. Ergebnisse einer ersten Implementierung wurden mit [E11] veröffentlicht, wo auch erstmalig der Begriff DBFS-PF geprägt wurde.

4.1.1 Modellpartitionierung

Abbildung 4.1 zeigt auf der linken Seite schematisch ein gekoppeltes elektrisches Energiesystem mit galvanisch getrennten Teilnetzen von der Höchstspannungs- (rot) bis zur Niederspannungsebene (grau). Es wird deutlich, dass einzelne Teilnetze an verhältnismäßig wenigen Stellen durch Transformatoren gekoppelt sind. Insbesondere zwischen Hoch- und Mittel- bzw. Mittel- und Niederspannungsebene sind die einzelnen Netze häufig nur durch einen einzigen oder ein System eines Doppeltransformators miteinander verbunden. Die Anzahl der Kuppelstellen ist also sehr begrenzt und die physikalischen Verhältnisse sind klar – aus diesem Grunde werden die Teilmodelle in SIMONA an den Stellen der Transformatoren gebildet.

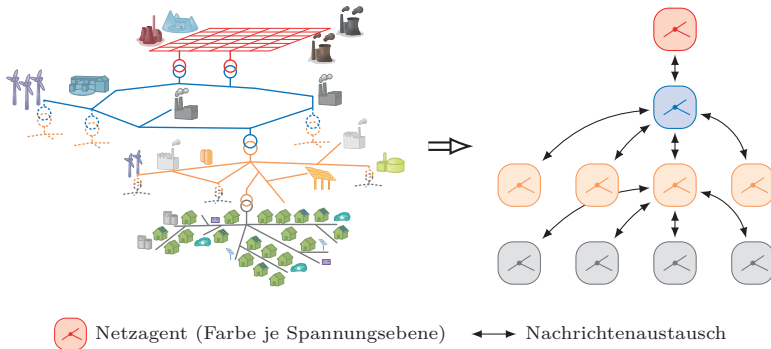


Abbildung 4.1: Aufteilung einer komplexen, spannungsebenenübergreifenden Topologie in Berechnungsaktoren (nach [11])

Die Hierarchie der Teilnetzmodelle des DBFS-PF kann als Graph

$$G_{\text{DBFS-PF}}(\mathbf{V}, \mathbf{B}) \quad (4.1)$$

beschrieben werden. Hierbei bilden die galvanisch getrennten Teilnetzmodelle die Menge der Knoten \mathbf{V} . Die Menge der Kanten \mathbf{B} definiert sich aus den Punkt-zu-Punkt-Informationsaustauschen zwischen zwei Netzagenten, die über mindestens einen Transformator direkt gekoppelt sind. Der Graph ist dabei gerichtet und aufgrund des bidirektionalen Kommunikationsbedarfs 2-zyklisch. Abgesehen von der kommunikationsbedingten Zyklizität zwischen zwei benachbarten Netzagenten, ist der Graph häufig azyklisch, da die galvanisch getrennten Teilnetze häufig baumartig strukturiert sind. Der Graph der Teilnetze darf aufgrund der hierarchischen Beziehungen jedoch zyklisch sein, was eine Erweiterung der bekannten Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmen darstellt. Die einzelnen Teilmodelle $v \in \mathbf{V}$ werden durch das Knotenleistungsverfahren in Gleichung 3.12 beschrieben und mit Hilfe des Newton Raphson-Verfahrens simuliert. Hierbei werden die Transformatormodelle immer dem unterspannungsseitigen Teilnetzmodell zugeordnet. Diese Entscheidung beruht vornehmlich auf der Tatsache, dass steuernde Eingriffe in den Betrieb eines Transformators in der Regel dem unterlagerten Netz dienen. Sie können im betroffenen Teilmodell abgebildet werden, was den Kommunikationsaufwand innerhalb der Simulation reduziert.

Während der Rückwärts- bzw. Vorwärtsphase prägt der DBFS-PF Werte der benachbarten Modelle ein. In der Vorwärtsphase (vom Wurzel- zu den Blattknoten), werden die errechneten komplexen Knotenspannungen des überlagerten Teilnetzes als Slackknotenspannungen am überspannungsseitigen Transformator-knoten des unterlagerten Teilmodells eingepreßt. Während der Rückwärtsphase übermittelt das unterlagerte Teilmodell die ausgetauschte Scheinleistung, die dem Residualleistungsvektor \vec{s} des überlagerten Teilmodells hinzugefügt wird. Er beinhaltet die Residualleistung der an den Knoten angeschlossenen Systemteilnehmer. Der Leistungsaustausch eines unterlagerten Netzes mit seinem überlagerten Netz wird in jeder Iteration aktualisiert. Somit wird das Knotenleistungsverfahren aus Gleichung 3.12 zu

$$\vec{u}_i \circ \left([\underline{Y}_{\mathbf{K},i}] \cdot \vec{u}_i \right)^* + \left(\vec{s}_i + \sum_{\forall j \in \mathbf{V}_i} \vec{s}_{ij} \right) = \vec{0} \quad (4.2)$$

erweitert. Hierbei beschreibt $\vec{s}_{i,j} \in \mathbb{C}^{N_{\mathbf{K},i}}$ den Koppelleistungsvektor zwischen den Teilnetzen i und $j \in \mathbf{V}_i$. Die Menge $\mathbf{V}_i = \{j \in \mathbf{V} \mid e(i,j) \in \mathbf{E}\}$ umfasst all diejenigen Teilnetze, die dem Teilnetz i unterlagert sind. Er ordnet die einzelnen Austausch-

leistungen zwischen i und j den entsprechenden Netzknoten von j zu und wird mit

$$\vec{x}_{ij} = -[\delta_{ij}] \cdot \vec{x}_j \quad (4.3)$$

beschrieben. Hierüber können auch mehrere Leistungsaustausche dargestellt werden, etwa wenn i und j an mehreren Netzknoten gekoppelt sind. Die Leistungen werden negiert, da eine Einspeisung in das unterlagerte Netz im überlagerten Netz wie eine Ausspeisung abzubilden ist. Die Koppelmatrix

$$[\delta_{ij}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & & \\ 1 & 0 & 1 & \dots & \\ 0 & 0 & 0 & & \\ & \vdots & & \ddots & \end{bmatrix} \in \{0, 1\}^{(N_i \times N_j)} \quad (4.4)$$

bildet die residualen Knotenströme der N_j Knoten in j auf die N_i Knoten in i ab. Hierbei sind diejenigen Leistungen relevant, die sich über die Transformatoren als Ausgleichsleistung an den Slackknoten des Netzes j einstellen.

Jedes der so formulierten Teilmodelle beschreibt ein galvanisch abgeschlossenes Teilnetz und wird in SIMONA einem dedizierten Netzagenten zugewiesen. Die entstehende Struktur der Berechnungseinheiten ist im rechten Teil von Abbildung 4.1 dargestellt. Während der Simulation übernimmt jeder Netzagent die Koordination und Kommunikation mit den für ihn relevanten anderen Simulationseinheiten. Dies sind insbesondere die vor- sowie nachgelagerten Netzagenten, aber auch die Agenten der in diesem Teilmodell aktiven Systemteilnehmer (vgl. Kapitel 5). Inhaltlich sind die einzelnen Netzagenten durch die Leistungsflüsse über die Transformatoren gekoppelt (vgl. Abschnitt 4.2 und 4.3), innerhalb der Simulation durch koordinierten Nachrichtenaustausch zwischen den einzelnen Berechnungseinheiten (vgl. Unterabschnitt 4.1.2 und 4.1.3). Jeder Netzagent benötigt nur wenige Informationen über seine Umwelt: Es genügt die Kenntnis, an welchen Knoten Verbindungen zu überlagerten oder unterlagerten Teilmodellen bestehen. Hierdurch entsteht eine starke Kopplung zwischen einzelnen Teilmodellen, aber insgesamt eine lose Kopplung der Gesamtmodelle und schlussendlich die Möglichkeit Teilmodelle parallel und verteilt simulieren zu können.

4.1.2 Simulationsablauf

Nachdem nun bekannt ist, wie ein Gesamtmodell in Teilmodelle partitioniert wird, stellt dieser Unterabschnitt die Simulationslogik des DBFS-PF vor. Er ist univer-

sell für beliebig viele Spannungsebenen und Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Teilmodellen anwendbar. Zum einfacheren Verständnis wird hier allerdings das Beispiel von drei linear gekoppelten Teilmodellen in Abbildung 4.2 genutzt.

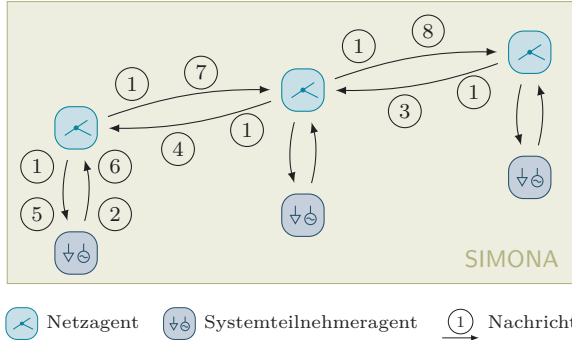


Abbildung 4.2: Exemplarischer Simulationsablauf mit drei Netzagenten

Jede Leistungsflussrechnung beginnt damit, dass alle Netzagenten (hellblau dargestellt in Abbildung 4.2) gleichzeitig zur Aktivität angeregt werden. Hiermit beginnt die initiale Iteration mit einer kombinierten Rückwärts- und Vorwärtsphase. Alle Agenten erfragen mit ① parallel die Leistungseinspeisung ihrer Systemteilnehmer sowie unterlagerter Netze (Vorwärtsphase) und die komplexen Knotenspannungen an den Kuppelstellen (Rückwärtsphase). Die zuerst eintreffenden Antworten werden vorrangig durch die Verfügbarkeit der notwendigen Informationen bestimmt. Als Erstes können die Systemteilnehmeragenten (blau) ihren jeweiligen Scheinleistungsaustausch mit dem Netz antworten ②. Zur selben Zeit ist auch der Wurzel-Netzagent in der Lage seine Anfrage zu beantworten. Er nimmt aufgrund der definierten Modellpartitionierung eine Sonderrolle ein und enthält in der Regel lediglich die höchsten, tatsächlichen Slackknoten der Simulation. Somit ist er mit ③ in der Lage die Sollknotenspannung zu melden.

Mit dem Verfügbarwerden der ersten Knotenspannungen beginnt die erste Vorwärtsphase. Die Kinder des Wurzel-Netzagenten haben bereits Antworten der Systemteilnehmeragenten und zu den Knotenspannungen an den Kuppelstellen erhalten. Sie führen nun eine Leistungsflussrechnung mit der Annahme durch, dass mit den unterlagerten Netzen keine Leistung ausgetauscht wird. Die somit ermittelte Knotenspannung an der Kuppelstelle wird mit ④ jeweils an die Kinder weitergereicht.

Erreicht die Vorwärtsphase die Blattknoten, also solche Netzagenten, die keine unterlagerten Netze haben, liegen alle erfragten Informationen vor und die erste Rückwärtsphase kann beginnen. Mit ⑤ und ⑥ wird der Leistungsaustausch mit den Systemteilnehmeragenten basierend auf den aktualisierten Knotenspannungen erneut ausgetauscht, eine Newton Raphson-Leistungsflussrechnung durchgeführt und die aktualisierten Austauschleistungen \vec{s}_{ij} an die überlagerten Netzagenten weitergegeben. Jeder Agent führt neue Leistungsflussrechnungen mit den aktualisierten Leistungen der Rückwärtsphase und den bekannten Knotenspannungen durch, bis der oberste Netzagent erreicht ist. Dann ist die initiale Iteration beendet.

Der oberste Netzagent prüft auf Konvergenz der ausgetauschten Leistung zwischen der letzten Iteration und den neuesten Ergebnissen und initiiert so lange eine weitere Iteration, bis die Abweichung einen festgelegten Grenzwert erreicht. Solange werden in der Vorwärtsphase aktualisierte Knotenspannungen und in der Rückwärtsphase aktualisierte Austauschleistungen kommuniziert.

Dieser Algorithmus weist einige Eigenschaften auf, die noch einmal gesondert hervorgehoben werden sollen: Zunächst dient die wiederholte Abfrage von Residualleistungen der Systemteilnehmeragenten unter Angabe der aktualisierten Knotenspannung der Möglichkeit spannungsabhängiges Verhalten, etwa durch $Q(U)$ -Regelungen, detailliert und großskalig abbilden zu können. Es macht aber auch die Berücksichtigung transienter Zustände notwendig, wenn Systemteilnehmer akkumulierendes Verhalten aufweisen. Darüber hinaus ist die Koordination strikt auf Abfragen aufgebaut, welche die Implementierung im Aktoren- bzw. Agentenparadigma unterstützen. Nicht zuletzt ist der Nachrichtenversand in dem zur Implementierung verwendeten System transparent. Dies ermöglicht die Verteilung der Simulation auf unterschiedliche Rechenknoten, sodass Teilbäume einer beliebigen Baumstruktur effizient eigenständig behandelt werden können.

4.1.3 Kommunikative Kopplung der Teilmodelle

Mit den Abschnitten 4.1.1 sowie 4.1.2 wurde gezeigt, wie ein Gesamtsystemmodell in Teilmodelle aufgeteilt und wie die Teilsimulationen untereinander koordiniert werden können. Dieser Unterabschnitt betrachtet noch einmal im Detail den Informationsaustausch zwischen zwei benachbarten Netzagenten mit besonderem Fokus auf die physikalischen und simulatorischen Zusammenhänge an dieser Stelle. Die Erkenntnisse und Festlegungen in diesem Unterabschnitt bilden schließlich die Basis für die Adaption bekannter Transformatormodelle in Abschnitt 4.2 und 4.3 im weiteren Verlauf dieser Arbeit.

Abbildung 4.3 zeigt schematisch zwei Teilmodelle inklusive der technischen Netzstruktur an der Austauschstelle der Informationen. Die jeweiligen Teilmodelle werden als Netzagent abgebildet, sodass jedweder Informationsaustausch unter Teilmodellen als Nachrichtenaustausch zwischen Netzagenten verstanden werden kann.

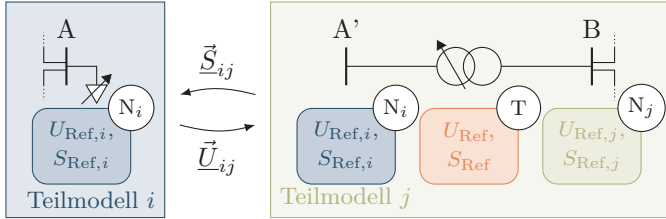


Abbildung 4.3: Kommunikative Kopplung von Teilmodellen

Zunächst ist zu erkennen, dass der oberspannungsseitige Knoten eines jeden Transformators doppelt in der Simulation abgebildet wird. Zum einen als Entsprechungspunkt im überlagerten Teilmodell, zum anderen in dem Teilmodell, in dem auch der Transformator dargestellt wird. In Abbildung 4.3 ist lediglich ein Knoten dargestellt. Sollten zwei Teilnetze an mehreren Knoten miteinander gekoppelt sein, werden diese alle gemeinsam in einem Nachrichtenaustausch behandelt.

Zwischen den jeweiligen Knotenpaaren werden in der Vorwärtsphase komplexe Knotenspannungen und in der Rückwärtsphase residuale Scheinleistungen ausgetauscht. Innerhalb der einzelnen Teilmodelle wird die Simulation in bezogenen Größen durchgeführt, weil dies Konvergenzvorteile bei der Leistungsflussrechnung zur Folge hat. Jedes Teilmodell hat sein eigenes führendes Bezugssystem N_i bzw. N_j . Bei der Initialisierung bestehen drei Bezugssysteme: Das oberspannungs- sowie unterspannungsseitige N_i bzw. N_j und das des Transformators T selbst. Später wird das Ersatzschaltbild in das Bezugssystem N_j konvertiert. Bei der Übermittlung der Informationen \vec{S}_{ij} und \vec{U}_{ij} müsste das empfangende Teilmodell jeweils noch Kenntnis darüber haben, in welchem Bezugssystem die Informationen gesendet wurde. Um hier Koordinationsaufwand und mögliche Fehlerquellen zu minimieren, findet in SIMONA der Informationsaustausch in physikalischen Größen statt. Dies entspricht demselben Berechnungsaufwand, wie einer Konvertierung im empfangenden Teilmodell.

4.2 Zwe Wicklungstransformatoren

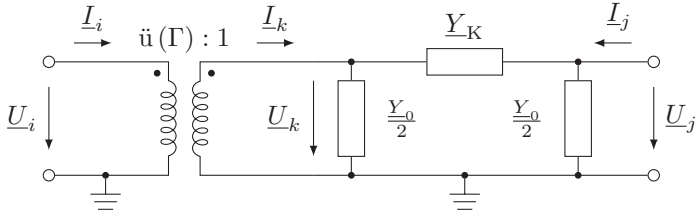
Nach den vorangehenden Überlegungen zur Koordination und Kommunikation von Teilmodellen, wird in diesem Abschnitt ein physikalisches Modell eines stufbaren Zwe Wicklungstransformators entwickelt. Typischerweise werden Transformatoren mit variablem Übersetzungsverhältnis durch Anpassung des oberspannungsseitigen Bezugssystems abgebildet. Pro Transformator muss ein eigenes oberspannungsseitiges Bezugssystem für die Normierung und Entnormierung der empfangenen und gesendeten Informationen bereitgehalten werden muss. Aus praktischen Erwägungen soll ein festes Bezugssystem genutzt werden. Deshalb wird in dieser Arbeit mithilfe eines Koeffizientenvergleichs und der Zweitorthorie ein äquivalentes elektrisches Modell entwickelt, das an den Toren dasselbe Verhalten wie eines mit dediziertem idealen Übertrager aufweist. Anschließend wird dieses Modell hinsichtlich seines Verhaltens untersucht und mit den Implementierungen zweier anerkannter Simulatoren durch Vergleichstestung validiert. Entsprechendes Vorgehen für Dreiwicklungstransformatoren ist in Abschnitt 4.3 dargestellt.

4.2.1 Modellierung

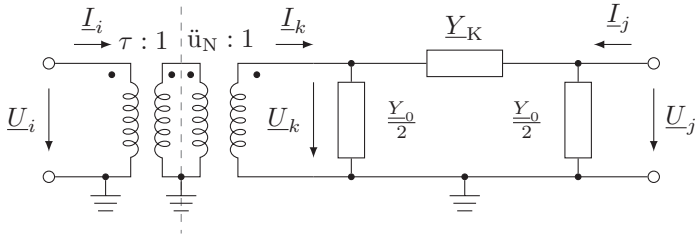
Die Entwicklung des äquivalenten Modells beginnt beim vollständigen Ersatzschaltbild eines stufbaren Zwe Wicklungstransformators (vgl. Abbildung 4.4 (a)). Ziel ist das äquivalente π -Ersatzschaltbild mit bezogenen Größen in Abbildung 4.4 (d). Das Grundkonzept ist von [123] inspiriert: Mit dem vollständigen und dem äquivalenten Ersatzschaltbild werden Versuche und Koeffizientenvergleiche durchgeführt, sodass beide Modelle im Sinne der Zweitorthorie dasselbe Verhalten nach außen abbilden.

Das vollständige physikalische Ersatzschaltbild in Abbildung 4.4 (a) besteht aus einem π -Ersatzschaltbild, welches die Übertragungseigenschaften und Verluste des Transformators abbildet sowie einem idealen Übertrager, der die verschiedenen Spannungsebenen miteinander vereint. Das gezeigte Ersatzschaltbild geht von der Installation des Stufenstellerschalters an der Oberspannungsseite des Transformators aus. Ist er an der Unterspannungsseite installiert, so muss er entsprechend dort berücksichtigt werden. Er übersetzt Spannungen mit dem Übersetzungsverhältnis

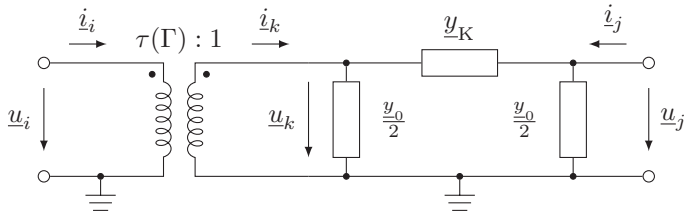
$$\ddot{u}(\Gamma) = \frac{U_{OS,N}}{U_{US,N}} \cdot (1 + (\Gamma - \Gamma_{\text{Neutr.}}) \cdot \Delta u) = \ddot{u}_N \cdot \tau(\Gamma) \quad (4.5)$$



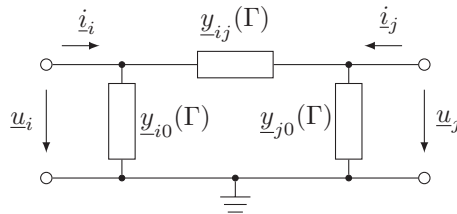
(a) Vollständiges physikalisches Ersatzschaltbild



(b) Physikalische Ersatzschaltbild mit aufgeteiltem Übersetzungsverhältnis



(c) Bezogene Darstellung ohne nominelles Übersetzungsverhältnis



(d) Äquivalentes Ersatzschaltbild

Abbildung 4.4: Ersatzschaltbilder eines stufbaren Zweiwicklungstransformators

in Abhängigkeit der aktuellen Stufenstellerposition Γ und ist ein Hilfskonstrukt, um die magnetische Kopplung in einem galvanischen Ersatzschaltbild darstellen zu können. Es ist abhängig vom nominellen Übersetzungsverhältnis \underline{u}_N , welches die beiden Nennspannungen des Transformators in Beziehung setzt sowie dem Spannungsbeitrag Δu , den jede Stufenstellposition zur Oberspannungsseite des idealen Übertragers hinzufügt. Der Gesamtbeitrag berechnet sich aus der Abweichung der aktuellen Stufe von der konstruktiv festgelegten neutralen Stufe $\Gamma_{\text{Neutr.}}$ und formt somit das stufenstellerabhängige Übersetzungsverhältnis $\tau(\Gamma)$ (vgl. Abbildung 4.4 (b)). Eine Phasendrehung aufgrund der Baumform oder der Stufenstellung ist in diesem Modell nicht berücksichtigt, kann aber in den Koeffizientenvergleich einbezogen werden.

Das nominelle Übersetzungsverhältnis entfällt beim idealen Übertrager, wenn die physikalischen Ersatzschaltbildparameter mit einem geeignetem Bezugssystem normiert werden. Hierdurch entsteht die Ersatzschaltung in Abbildung 4.4 (c), für welches der Koeffizientenvergleich mit Abbildung 4.4 (d) durchgeführt wird.

Für die Verhältnisse am idealen Übertrager gilt:

$$\frac{\underline{i}_i}{\underline{i}_k} = \frac{1}{\tau(\Gamma)} \quad (4.6)$$

$$\frac{\underline{u}_i}{\underline{u}_k} = \frac{\tau(\Gamma)}{1} \quad (4.7)$$

Die Klemmenstrom an Tor i lässt sich gemäß

$$\underline{i}_k = (\underline{u}_k - \underline{u}_j) \cdot \underline{y}_K + \underline{u}_k \cdot \frac{\underline{y}_0}{2} \quad (4.8)$$

$$\stackrel{(4.6, 4.7)}{\Leftrightarrow} \tau(\Gamma) \cdot \underline{i}_i = \left(\frac{\underline{u}_i}{\tau(\Gamma)} - \underline{u}_j \right) \cdot \underline{y}_K + \frac{\underline{u}_i}{\tau(\Gamma)} \cdot \frac{\underline{y}_0}{2} \quad (4.9)$$

$$\Leftrightarrow \underline{i}_i = \frac{1}{\tau^2(\Gamma)} \cdot \left((\underline{u}_i - \underline{u}_j \cdot \tau(\Gamma)) \cdot \underline{y}_K + \underline{u}_i \cdot \frac{\underline{y}_0}{2} \right) \quad (4.10)$$

mithilfe des Klemmenstroms an Tor k darstellen. Analog ergibt sich auch der Klemmenstrom an Tor j :

$$\underline{i}_j = \left(\underline{u}_j - \frac{\underline{u}_i}{\tau(\Gamma)} \right) \cdot \underline{y}_K + \underline{u}_j \cdot \frac{\underline{y}_0}{2} \quad (4.11)$$

Aus Abbildung 4.4 (d) lässt sich entsprechend ablesen:

$$\underline{i}_i = (\underline{u}_i - \underline{u}_j) \cdot \underline{y}_{ij}(\Gamma) + \underline{u}_i \cdot \underline{y}_{i0}(\Gamma) \quad (4.12)$$

$$\underline{i}_j = (\underline{u}_j - \underline{u}_i) \cdot \underline{y}_{ij}(\Gamma) + \underline{u}_j \cdot \underline{y}_{j0}(\Gamma) \quad (4.13)$$

Setzt man $\underline{u}_i = \underline{u}_j$ und vergleicht Gleichung 4.10 mit Gleichung 4.12, so ergibt sich:

$$\Leftrightarrow \underline{y}_{i0}(\Gamma) = \frac{1}{\tau^2(\Gamma)} \cdot \left((1 - \tau(\Gamma)) \cdot \underline{y}_K + \frac{\underline{y}_0}{2} \right) \quad (4.14)$$

Analog für den Vergleich von Gleichung 4.11 mit Gleichung 4.13:

$$\underline{y}_{j0}(\Gamma) = \left(1 - \frac{1}{\tau(\Gamma)} \right) \cdot \underline{y}_K + \frac{\underline{y}_0}{2} \quad (4.15)$$

Der Knotenstrom \dot{i}_i an Tor i berechnet sich mit Gleichung 4.10 und Gleichung 4.12. Bei Annahme eines Kurzschlusses an Tor j sowie durch Gleichsetzen ergibt sich:

$$\dot{i}_i = \frac{\underline{u}_i}{\tau^2(\Gamma)} \cdot \left(\underline{y}_K + \frac{\underline{y}_0}{2} \right) = \underline{u}_i \left(\underline{y}_{ij}(\Gamma) + \underline{y}_{i0}(\Gamma) \right) \quad (4.16)$$

$$\stackrel{(4.14)}{\Leftrightarrow} \underline{y}_{ij}(\Gamma) = \frac{\underline{y}_K}{\tau(\Gamma)} \quad (4.17)$$

Mit den Gleichungen 4.14, 4.15 und 4.17 sind die Parameter des äquivalenten π -Ersatzschaltbilds in Abbildung 4.4 (d) gegeben. Bei einem Stufensteller an der Unterspannungsseite kann analog vorgefahren werden. Tabelle 4.1 fasst die äquivalenten Ersatzschaltbildparameter zusammen.

Tabelle 4.1: Ersatzschaltbildparameter für Zweiwicklungstransformatoren in Abhängigkeit des Installationsorts des Stufenstellerschalters

	Oberspannungsseite	Unterspannungsseite
$\underline{y}_{ij}(\Gamma) =$	$\frac{\underline{y}_K}{\tau(\Gamma)}$	$\frac{\underline{y}_K}{\tau(\Gamma)}$
$\underline{y}_{i0}(\Gamma) =$	$\frac{1}{\tau^2(\Gamma)} \cdot \left((1 - \tau(\Gamma)) \cdot \underline{y}_K + \frac{\underline{y}_0}{2} \right)$	$\left(1 - \frac{1}{\tau(\Gamma)} \right) \cdot \underline{y}_K + \frac{\underline{y}_0}{2}$
$\underline{y}_{j0}(\Gamma) =$	$\left(1 - \frac{1}{\tau(\Gamma)} \right) \cdot \underline{y}_K + \frac{\underline{y}_0}{2}$	$\frac{1}{\tau^2(\Gamma)} \cdot \left((1 - \tau(\Gamma)) \cdot \underline{y}_K + \frac{\underline{y}_0}{2} \right)$

4.2.2 Verifikation und Validierung

Bei der Verwendung von Modellen und Simulationen für reale Anwendungen spielen Verifikation und Validierung entscheidende Rollen (vgl. Kapitel 2). Dieser Unterab-

schnitt hat zum Ziel das soeben entwickelte Modell eines Zweiwicklungstransformators zu verifizieren und zu validieren.

Hierzu wird das Modell auf einem virtuellen Prüfstand (vgl. Abbildung 4.5) mit verschiedenen Belastungssituationen konfrontiert und der Stufensteller in seinen Positionen variiert. Im Rahmen der Verifikation wird plausibilisiert, ob das Modell mit dem geplanten Verhalten übereinstimmt. Anschließend werden die erzielten Simulationsergebnisse mit den Ergebnissen etablierter Modelle und Simulatoren verglichen, um eine Vergleichstesting durchzuführen [25]. Dieser liegt die Annahme zugrunde, dass die etablierten Modelle und Simulatoren (namentlich DIgSILENT PowerFactory⁴ sowie pandapower⁵) aufgrund ihrer weiten Anwendung als validiert angesehen werden. Die relevanten Teile des Quellcodes stehen Open Source⁶ zur Verfügung.

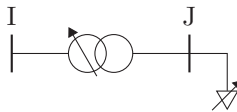


Abbildung 4.5: Virtueller Prüfstand für das Zweiwicklungstransformatormodell

Der virtuelle Prüfstand besteht aus einem Transformatormodell, dessen Parameter dem realen Modell eines SGB Smit vom Typ DTTH mit einer Nennleistung von 630 kVA entsprechen (vgl. Anhang A.1) sowie einer einstellbaren Last. In einem ersten Versuch wird der Einfluss unterschiedlicher Stufenstellerpositionen im unbelasteten Zustand auf die Unterspannung untersucht. Hierbei wird erwartet, dass die beiden Knotenspannungsbeträge etwa im Verhältnis

$$\frac{u_I}{u_J} = \frac{w_I(\Gamma)}{w_J(\Gamma)} = \ddot{u}(\Gamma) \quad (4.18)$$

der Windungszahlen w_I sowie w_J stehen. Ist der Stufensteller an der Oberspannungsseite installiert, so wird mit positiver Abweichung der Stufenstellerposition Γ von der neutralen Position $\Gamma_{\text{Neutr.}}$ die Windungsanzahl w_I erhöht, bei unterspan-

⁴DIgSILENT PowerFactory wurde in Version 2021 ServicePack 2 genutzt

⁵pandapower wurde in Version 2.4.0 genutzt

⁶Python-Projekt zur Durchführung der gezeigten Verifikation und Validierung: <https://github.com/ckitt1/transformerCalculationValidation>

nungsseitigem Stufensteller entsprechend die Windungsanzahl w_J . Somit folgt bei fixer Knotenspannung u_I der Betrag der Knotenspannung:

$$u_J = u_I \cdot \begin{cases} \frac{w_J}{w_I + (\Gamma - \Gamma_{\text{Neutr.}}) \cdot dw} \sim \frac{1}{(\Gamma - \Gamma_{\text{Neutr.}})}, & \text{Stufensteller an OS} \\ \frac{w_J + (\Gamma - \Gamma_{\text{Neutr.}}) \cdot dw}{w_I} \sim (\Gamma - \Gamma_{\text{Neutr.}}), & \text{Stufensteller an US} \end{cases} \quad (4.19)$$

Demnach nimmt bei einem überspannungsseitig installiertem Stufenstellerschalter der sekundärseitige Spannungsbetrag nichtlinear mit steigender Stufe ab und bei unterspannungsseitig installiertem Stufenstellerschalter nimmt er linear zu. Abbildung 4.6 zeigt die Simulationsergebnisse des sekundärseitigen Spannungsbetrags u_J bei variierender Stufenstellerposition Γ und leerlaufendem Transformator. In dunklem Blau sind die Ergebnisse bei überspannungsseitig installiertem Stufenstellerschalter gezeigt, in hellem Blau die bei unterspannungsseitiger Installation. Die Simulationsergebnisse können mit den Vorüberlegungen erklärt werden.

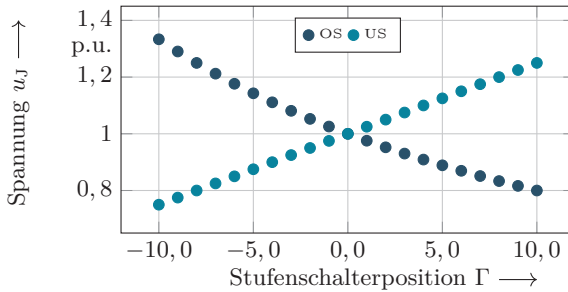


Abbildung 4.6: Stufenstellerabhängiger, unterspannungsseitiger Spannungsbetrag

In einem nächsten Schritt werden sowohl der ideale, als auch der reale Transformator unterspannungsseitig belastet. Zur einfacheren Darstellung der Ergebnisse wird eine ausschließliche Wirkbelastung angenommen. Hierzu durchfährt die einstellbare Last am Knoten J den Bereich $p = -1,0 \text{ p.u.} \dots 1,0 \text{ p.u.}$, wobei die Referenz $P = 630 \text{ kW}$ beträgt. Somit wird die Nennscheinleistung des Transformators, abgesehen von Blindleistungsverlusten, eingehalten. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Abbildung 4.7 illustriert. Positive Werte der Spannungsbetragsabweichung Δu indizieren hierbei einen höheren Knotenspannungsbetrag in der Simulation des

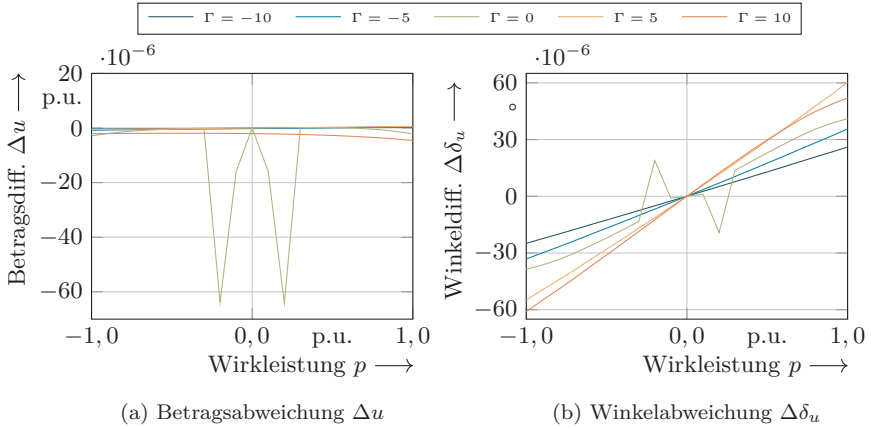


Abbildung 4.8: Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwischen SIMONA und DIGSILENT PowerFactory

Hinsichtlich des Knotenspannungsbetrags kann eine hohe Übereinstimmung der Simulationsergebnisse in den Größenordnungen $1 \cdot 10^{-6}$ p.u. . . . $1 \cdot 10^{-5}$ p.u. festgestellt werden. Mit Blick auf typische Referenzspannungen im kV-Bereich weichen beide Simulationsergebnisse im mV-Bereich voneinander ab, was eine mehr als ausreichende Genauigkeit für die Anwendung im Energiesystem ist. Auch die Abweichungen der Knotenspannungswinkel kann mit der Größenordnung von $1 \cdot 10^{-5}^\circ$ als sehr gering angesehen werden. Der annähernd positiv lineare Zusammenhang zwischen Winkelabweichung und Belastung lässt auf eine leichte Abweichung zwischen den Zweigadmittanzen in beiden Simulatoren schließen. Sie kommt vermutlich aufgrund unterschiedlicher Modellbeschreibungen in beiden Simulatoren zustande: In DIGSILENT PowerFactory werden Transformatoren über Typschildparameter, wie der relativen Kurzschlussleistung beschrieben, wohingegen in SIMONA die direkte Parametrierung der Ersatzschaltbildelemente erfolgt. Die notwendige manuelle Überführung ist hier vermutlich ursächlich für die leicht abweichende Darstellung.

Abgesehen von dem oben beschriebenen, annähernd positiv linearen Zusammenhang zwischen Belastung und Winkelabweichung lassen die Formen der gezeigten Kurven, insbesondere die für die Stufenstellerposition $\Gamma = 0$, keine plausiblen Rückschlüsse auf deren Ursache zu. Möglicherweise sind auch hier Rundungsfehler, etwa

bei Divisionen, die Ursache. Da die Abweichungen insgesamt aber eine ausreichende Genauigkeit testieren, werden diese Ursachen hier nicht weiter untersucht.

Die zweite, identische Vergleichstestung wird mit pandapower durchgeführt und deren Ergebnisse in Abbildung 4.9 dargestellt. Insgesamt kann hier eine noch höhere Übereinstimmung der Untersuchungsergebnisse festgestellt werden. Die Knotenspannungsbeträge weichen hier in den Größenordnungen $1 \cdot 10^{-12}$ p.u. . . . $1 \cdot 10^{-10}$ p.u. ab, die Knotenspannungswinkel im Bereich $1 \cdot 10^{-9}^\circ$. In diesem Fall lassen weder die Verläufe der Betrags-, noch der Winkelabweichung Rückschlüsse auf Abweichungen zwischen den Modellen zu. Auch hier zeigt sich unerklärliches Verhalten, insbesondere bei Stufenstellerposition $\Gamma = 0$, was nahe legt, dass die Ursache hierfür entweder in der hier entwickelten Modellformulierung, der Implementierung oder der Ergebnisaufbereitung liegt. Eine analytische Betrachtung der Modellformulierung lässt allerdings keine Rückschlüsse auf eine solche Unstetigkeit zu, sodass angenommen wird, dass die Ursache in der konkreten Implementierung zu finden ist. Da aber auch in diesem Fall die Simulationsergebnisse eine die Erfordernisse übertreffend genaue Übereinstimmung zeigen, wird die Ursache nicht näher analysiert.

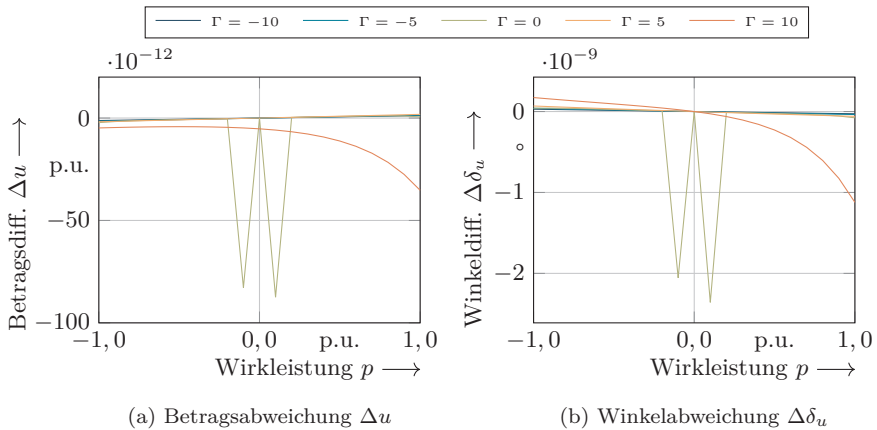


Abbildung 4.9: Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwischen SIMONA und pandapower

In der Zusammenschau der Erkenntnisse beider Vergleichstestungen kann eine sehr hohe Übereinstimmung der mit SIMONA bzw. DiGSILENT PowerFactory oder pandapower erzielten Simulationsergebnisse festgestellt werden. In beiden Fällen liegen

die Differenzen in einer Größenordnung, die deutlich kleiner ist, als die praktisch relevanten Größen bei der Untersuchung von Verteilnetzmodellen. Die hier entwickelten äquivalenten Ersatzschaltbilder als physikalische Modelle eines Zweiwicklungstransformators können somit sowohl hinsichtlich ihrer Modellformulierung, als auch hinsichtlich deren Realisation im Simulationsframework **SIMONA** als validiert angesehen werden. Die Vergleichstesting schließt außerdem die kommunikative Kopplung der Teilmodelle ein, sodass auch diese als validiert angesehen werden kann.

Um die erzielten Ergebnisse weiter einordnen zu können, werden zudem unterschiedliche Modellformulierungen untersucht. Der Simulator pandapower bietet über eine zusätzliche Konfigurationsmöglichkeit an, zwischen einem π - und einem T-Ersatzschaltbild zu wählen. Dies bietet den Vorteil zwei Modellformulierungen bei ansonsten gleicher Parametrierung miteinander vergleichen zu können. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Abbildung 4.10 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Knotenspannungsbeträge in der Größenordnung $1 \cdot 10^{-7}$ p.u. voneinander abweichen. Der positive Zusammenhang zwischen Belastung und Knotenspannungsbetrag deutet auf einen erheblichen Einfluss der Modellwahl auf die dargestellte Zweigimpedanz dar.

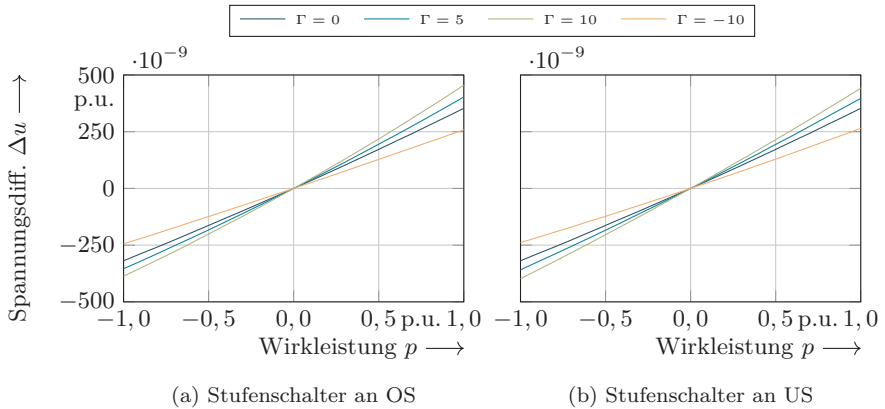


Abbildung 4.10: Ergebnisabweichung zwischen π - und T-Ersatzschaltbild

Die Validierung durch Vergleichstesting mit zwei etablierten Simulatoren belegt nicht nur die praktische Anwendbarkeit der hier entwickelten Modelle, sondern lässt auch übergeordnete Aussagen zum Modellierungs- und Simulationsprozess zu. Alle

drei Simulatoren erwarten unterschiedliche Modellimplementierungen. Sowohl pandapower, als auch DIgSILENT PowerFactory erwarten Typschildparameter, allerdings auch in unterschiedlichem Umfang, wohingegen SIMONA über Ersatzschaltbildparameter parametrisiert wird. Die damit nötige, manuelle Überführung der Modellformulierungen sowie Abschätzung fehlender Parameter erzeugt eine zusätzliche Ursache für mögliche Abweichungen in der Abbildung des realen Transformators. Hierbei helfen zwar die technischen Dokumentationen, im Falle von DIgSILENT PowerFactory ist die Modellimplementierung allerdings nicht einsehbar, sodass Abweichungen zwischen Dokumentation und tatsächlicher Modellumsetzung abschließend nicht identifiziert werden können.

Abschließend sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei dem entwickelten Modell um ein äquivalentes Ersatzschaltbild handelt. Es hat zwar die interne Modellstruktur, die auch die aus der Literatur bekannten Ersatzschaltbilder für Zwe Wicklungstransformatoren aufweisen, allerdings sind die Modellparameter aus einem Koeffizientenvergleich abgeleitet. Das bedeutet, dass das entwickelte Modell im Sinne der Zweitorthorie nach außen dasselbe Verhalten aufweist wie ein klassisches Ersatzschaltbild mit ergänzendem idealen Übertrager zur Abbildung des Stufenstellerschalters. Allerdings lassen die internen Modellgrößen keine Rückschlüsse auf die physikalischen Zusammenhänge zu, wie das bei den klassischen Ersatzschaltbildern der Fall ist. Die mit dem hier vorgestellten Modell berechneten Ableitströme \dot{i}_{i0} sowie \dot{i}_{j0} lassen keine direkte Aussage zu den Magnetisierungsverlusten des realen Transformators zu. Um diesen Zusammenhang anschaulich zu demonstrieren, zeigt Abbildung 4.11 den Verlauf interner Modellgrößen in Abhängigkeit der Stufenstellerposition. In dieser Untersuchung wurde die Belastung des Transformators mit $p = 1,0$ p.u. angenommen. Zur verständlicheren Darstellung sind lediglich die Beträge der Stromanteile dargestellt.

Das Ziel der äquivalenten Darstellung ist die Erzeugung einer durch die Stufenstellerposition zusätzlich hervorgerufene Differenzspannung zwischen den Knoten I und J. Da das äquivalente Ersatzschaltbild lediglich passive Elemente enthält kann dies nur über einen zusätzlichen positiven oder negativen Spannungsabfall über die Kurzschlussadmittanz \underline{y}_{ij} zwischen den Knoten I und J realisiert werden. Damit das Modell an den Toren das korrekte Leistungsverhalten vorweist, muss der für diesen zusätzlichen Spannungsabfall notwendige Strombeitrag aus einem der beiden Zweige gegen Erde entstehen und über den jeweils anderen abfließen. Dieser Zusammenhang kann ebenfalls aus Abbildung 4.11 abgelesen werden. Somit bilden die beiden Ableitströme \dot{i}_{i0} und \dot{i}_{j0} nicht mehr ausschließlich physikalische Zusammenhänge ab.

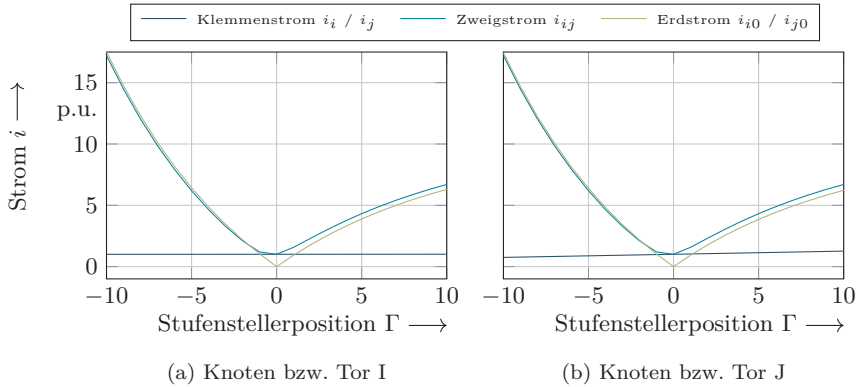


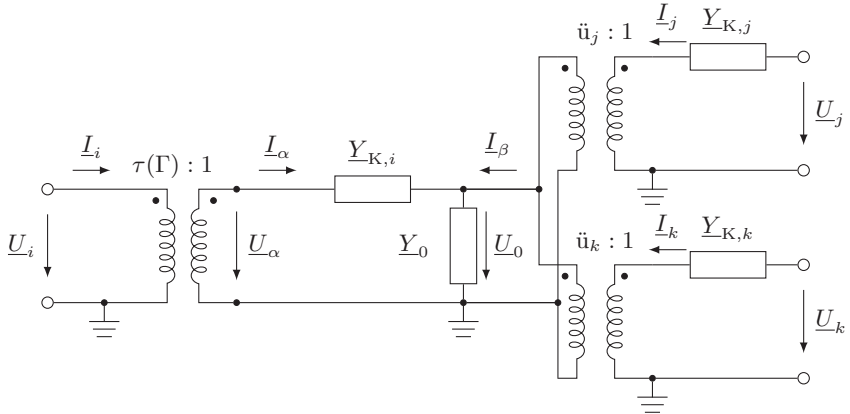
Abbildung 4.11: Interne Modellströme des äquivalenten π -Ersatzschaltbilds (Stufenstellerschalter an Oberspannungsseite installiert)

4.3 Dreiwicklungstransformatoren

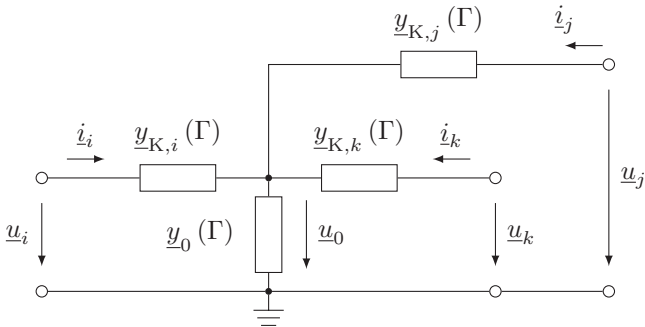
Ebenso wie für Zweiwicklungstransformatoren soll auch für Dreiwicklungstransformatoren ein äquivalentes Ersatzschaltbild entwickelt werden, welches die Normierung und Entnormierung von eintreffenden Informationen mit einem fixen Bezugssystem ermöglicht. Dreiwicklungstransformatoren stellen dabei für die Modellierung in SIMONA eine besondere Herausforderung dar, da sie nicht eindeutig einem der unterlagerten Teilmodelle zugeschlagen werden können. Die Leistungsflüsse in den mittel- und unterspannungsseitigen Toren müssen korrekt für den Leistungsfluss im überspannungsseitigen Tor aggregiert werden. Aus diesem Grund wird nachstehend ein Modell entwickelt, welches in drei Netzagenten aufgeteilt und über Informationsaustausch gekoppelt wird.

4.3.1 Modellierung

Die Entwicklung des äquivalenten Ersatzschaltbilds geschieht nach derselben Methodik wie in Unterabschnitt 4.2.1 gezeigt. Das vollständige, physikalische Ersatzschaltbild in Abbildung 4.12 (a) wird unterschiedlichen Versuchen unterzogen und ein Koeffizientenvergleich mit dem äquivalenten, bezogenen Ersatzschaltbild in Abbildung 4.12 (b) durchgeführt, um ein gleiches äußeres Verhalten im Sinne der Dreithortheorie zu erreichen.



(a) Vollständiges physikalisches Ersatzschaltbild



(b) Äquivalentes, bezogenes Ersatzschaltbild

Abbildung 4.12: Ersatzschaltbilder eines stufbaren Dreiwicklungstransformators

Das physikalische Ersatzschaltbild in Abbildung 4.12 (b) orientiert sich an [141]. Aufgrund der Bauform eignet sich lediglich die Darstellung in einem T-Ersatzschaltbild mit drei Zweigen. Der ideale Übertrager, der in Abbildung 4.4 (a) nominelles und stufenstellerabhängiges Übersetzungsverhältnis kombiniert, ist hier in drei ideale Übertrager aufgeteilt. Der in Zweig i bildet das stufenstellerabhängige Übersetzungsverhältnis $\tau(\Gamma)$ ab, während die in den Zweigen j und k die nominellen Übersetzungsverhältnisse abbilden. Die Hauptfeldadmittanz ist in diesem Falle vollständig im Zweig i verortet.

Bevor der Koeffizientenvergleich durchgeführt wird, wird die geplante Aufteilung des Modells auf die Netzagenten diskutiert. Ziel ist dabei eine möglichst korrekte Berücksichtigung der physikalischen Verhältnisse und eine möglichst effiziente Simulation. Um dies zu erreichen, wird das Modell am Mittelknoten von Abbildung 4.12 (b) aufgeteilt. Dabei werden die Kurzschlussadmittanzen $\underline{y}_{K,j}(\Gamma)$ und $\underline{y}_{K,k}(\Gamma)$ den Teilmodellen j und k zugeordnet. Die Kurzschlussadmittanz $\underline{y}_{K,i}(\Gamma)$ sowie die Hauptfeldadmittanz $\underline{y}_0(\Gamma)$ gehören zum Teilmodell i (vgl. Abbildung 4.13). Somit zerfällt das äquivalente Ersatzschaltbild Abbildung 4.4 (b) in ein „halbes“ π -Ersatzschaltbild in Zweig i , bei dem eine Queradmittanz fehlt und die beiden Längsadmittanzen $\underline{y}_{K,j}(\Gamma)$ sowie $\underline{y}_{K,k}(\Gamma)$ in den Teilmodellen j bzw. k . Definitionsgemäß wird die Knotenspannung des Mittelknoten als physikalischer Wert zwischen den einzelnen Netzagenten übertragen. Diese Knotenspannung repräsentiert implizit auch die Einstellung des Stufenstellerschalters. Somit muss dieser nicht mehr in den Teilmodellen j und k berücksichtigt werden.

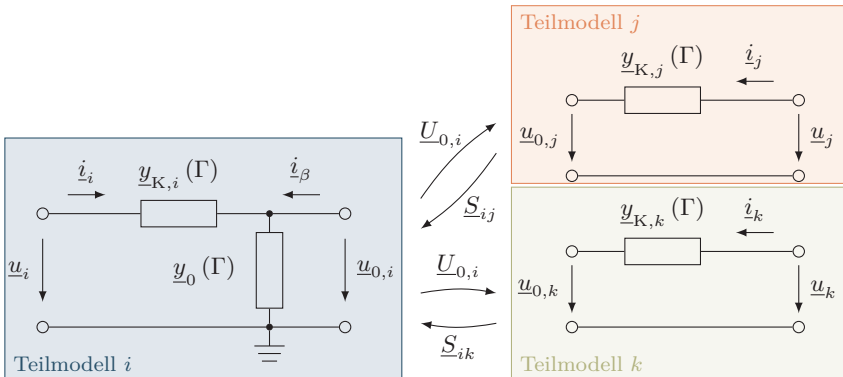


Abbildung 4.13: SIMONA-spezifisches Dreiwicklungstransformatormodell

Der Koeffizientenvergleich für das Teilmodell i geschieht analog zu den Ausführungen in Unterabschnitt 4.2.1 und führt auf:

$$\underline{y}_{K,i}(\Gamma) = \frac{\underline{y}_{K,i}}{\tau(\Gamma)} \quad (4.20)$$

$$\underline{y}_0(\Gamma) = \left(1 - \frac{1}{\tau(\Gamma)}\right) \cdot \underline{y}_{K,i} + \underline{y}_0 \quad (4.21)$$

$$\underline{y}_{K,i}(\Gamma) = \underline{y}_{K,i} \quad (4.22)$$

$$\underline{y}_{K,j}(\Gamma) = \underline{y}_{K,j} \quad (4.23)$$

Im Rahmen der kommunikativen Kopplung übermittelt das Teilmodell i während der Vorwärtsphase des DBFS-PF die Knotenspannung $\underline{U}_{0,i}$ am Mittelknoten des Transformators an die Teilmodelle j sowie k , welche diese mit ihrem jeweiligen Referenzsystem normieren. In der Rückwärtsphase übermitteln diese die Austauschleistungen \underline{S}_{ij} bzw. \underline{S}_{ik} an das Teilmodell i . Dieses aggregiert beide Leistungsübermittlungen und bindet sie als stationäre Last bzw. Einspeisung am Mittelknoten ein. Während der Rückwärtsphase übermitteln die Teilmodelle j sowie k zudem Spannungsänderungsanfragen für den Mittelknoten in Teilmodell i . In Abhängigkeit der präferierten Regelstrategie löst dieses Widersprüche in den Anfragen auf und adaptiert die Stufenstellerposition dementsprechend.

4.3.2 Verifikation und Validierung

Auch für das Modell eines Dreiwicklungstransformators erfolgt die Verifikation und Validierung nach ähnlichen Überlegungen wie in Unterabschnitt 4.2.2. Da Dreiwicklungstransformatoren speziell für ihren individuellen Einsatz ausgelegt und gebaut werden, liegen keine öffentlich zugänglichen Typparameter vor. Ersatzweise wurde ein Typmodell erdacht, dessen Typschild- sowie Ersatzschaltbildparameter in Anhang A.2 zu finden sind. Für die Validierung spielt die Realitätstreu der Parameter eine untergeordnete Rolle, da lediglich verschiedene Implementierungen desselben Modells verglichen werden. Während der Berechnungen wurde angenommen, dass der Stufenstellerschalter an der Oberspannungsseite angeschlossen ist. Auch hier wurden zum Vergleich wieder pandapower bzw. DIgSILENT PowerFactory verwendet. Der virtuelle Versuchsstand in Abbildung 4.14 ähnelt dem in Abbildung 4.5, jedoch mit zwei variable Lasten, die den Transformator belasten.

In einem ersten Schritt wird auch hier die Stufenstellerposition im unbelasteten Zustand variiert und die Ergebnisse mit den Erwartungen an einen idealen Übertrager

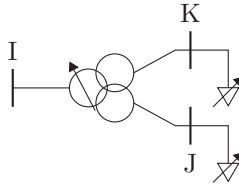


Abbildung 4.14: Virtueller Prüfstand für das Dreiwicklungstransformatormodell

verglichen. Die mittel- und unterspannungsseitigen bezogenen Knotenspannungen in Abbildung 4.15 zeigen hohe Übereinstimmungen mit den theoretischen Vorüberlegungen in Unterabschnitt 4.2.2. Aufgrund des unbelasteten Zustands und der bezogenen Darstellung sind die Knotenspannungen an beiden Toren identisch. Insgesamt kann das Stufenstellerverhalten als verifiziert angesehen werden.

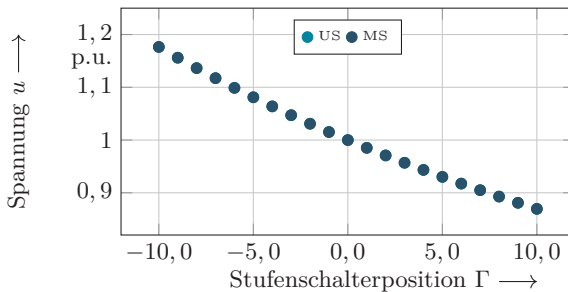


Abbildung 4.15: Stufenstellerabhängige, unterspannungsseitige Spannungsbeträge

Um das Verhalten des Modells unter Last beurteilen zu können, werden nun die regelbaren Lasten an den Knoten J und K variiert. Sie durchfahren einen Wirkleistungsbereich von Einspeisung bis Last, sodass die einzelnen Tore maximal mit ihrer Nennscheinleistung belastet werden. Unter Einhaltung einer festgelegten Knotenspannung am overspannungsseitigen Anschluss ergeben sich somit für beide Knotenspannungsbeträge u_j und u_k Flächen im dreidimensionalen Raum. Abbildung 4.16 (a) zeigt die Flächen der mittelspannungsseitigen, Abbildung 4.16 (b) der niederspannungsseitigen Knotenspannungsbeträge für ausgewählte Stufenstellerpositionen. Abgebildet sind die Auswertungen für die Stufenstellerpositionen 10, 5, 0, -5 und -10

(von blau zu orange). Augenfällig sinkt auch hier in Übereinstimmung mit den Vorüberlegungen der Knotenspannungsbetrag mit steigender Stufenanzahl. Ebenfalls lässt Abbildung 4.16 der nicht-lineare Zusammenhang erkennen: Die Spannungsbetragsebenen der hohen Stufenstellerpositionen liegen dichter beieinander als die der niedrigen Stufenstellerpositionen (vgl. Abbildung 4.15).

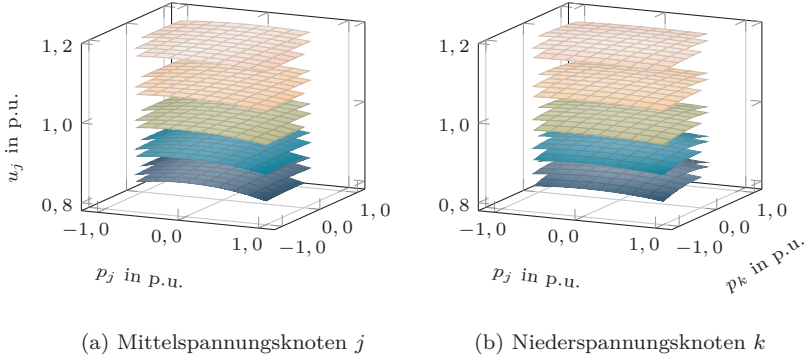


Abbildung 4.16: Stufenstellerabhängige Knotenspannungsbeträge

Auffällig und zunächst unerwartet ist, dass Leistungseinspeisungen an den Knoten j und k zu einem niedrigeren Knotenspannungsbetrag als an Knoten i führen. Um diesen Effekt zu erklären, soll ein Gedankenexperiment durchgeführt werden: Vereinfachend wird der ohnehin niedrigen Querleitwert am Transformatormittelknoten vernachlässigt und angenommen, dass nur an einem Knoten Leistung eingespeist wird. Dann handelt es sich um einen Leistungstransfer über eine Impedanz, z. B. $\underline{z} = \underline{z}_{K,i}(\Gamma) + \underline{z}_{K,j}(\Gamma)$ mit den Zweigkurzschlussimpedanzen nach Abbildung 4.12 (b). Die vektorielle Darstellung der zweiten Kirchhoff'schen Regel in Abbildung 4.17 verdeutlicht, dass ein erhöhter Spannungsbetrag nur dann möglich ist, sofern $\varphi_i + \varphi_z$ klein ist. Für reale Transformatoren gilt $R \ll X$ und somit $\varphi_z \approx 90^\circ$. Darüber hinaus steigt der Stromwinkel φ_i bei Wirkleistungseinspeisung mit zunehmenden Impedanzbetrag z . Somit ist ein erhöhter Spannungsbetrag bei Einspeisung in einen realen Transformator nur möglich, sofern die Impedanz z hinreichend klein ist.

Im direkten Vergleich zwischen Abbildung 4.16 (a) und (b) ist erkennbar, dass die Flächen des Knotenspannungsbetrags u_j eine deutlichere Abhängigkeit von der Wirkleistung p_j , als von p_k aufweisen. Gleiches gilt analog für die Abhängigkeit von u_k von p_j und p_k . Demnach ist der Knotenspannungsbetrag eines unterlagerten

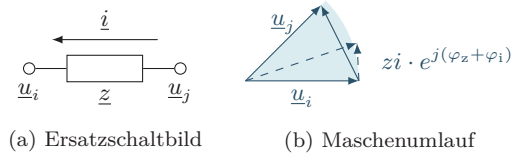


Abbildung 4.17: Vektorielle Darstellung der zweiten Kirchhoff'schen Regel

Knotens in erster Linie vom Wirkleistungsbezug an diesem Knoten abhängig und nur schwach von dem am Nachbarknoten. Bezogen auf das Ersatzschaltbild in Abbildung 4.12 (b) sind in dieser Untersuchung die Admittanzen der Zweige j und k größer, als die Impedanz in i . Bei anderen Eigenschaften des Transformators könnte dieses Verhalten auch anders ausgeprägt sein. Unabhängig davon weisen alle Flächen in Abbildung 4.16 (a) und (b) eine Abhängigkeit von der jeweils anderen Belastung auf, sodass die Modellaufteilung auf mehrere Teilmodelle gerechtfertigt ist. Insbesondere, da Dreiwicklungstransformatoren vorrangig in höheren Spannungsebenen eingesetzt werden, würde sich andernfalls ein sich fortplanzender Fehler ergeben.

Um einen Zugang zum Vergleich unterschiedlicher Modellimplementierungen zu bekommen, wird zunächst die durchschnittliche Abweichung der Simulationsergebnisse pro Stufenstellerposition untersucht. Plakativ werden also die Flächen in Abbildung 4.16 miteinander verglichen. Als Maßzahl wird hier die mittlere quadratische Abweichung (engl.: root mean square error) genutzt. Abbildung 4.18 zeigt die Abweichungen der Spannungsbeträge und -winkel an den Knoten j und k .

Die Abbildungen 4.18 (a) und (b) vergleichen zwischen den Simulationsergebnissen von SIMONA und pandapower bzw. DIGSILENT PowerFactory. Die mittleren Abweichungen des Spannungsbetrags sind durchgängig positiv, was bedeutet, dass die Knotenspannungsbeträge in SIMONA grundsätzlich in der Größenordnung $1 \cdot 10^{-5}$ p.u. bzw. $1 \cdot 10^{-4}$ p.u. größer sind. Auffällig ist, dass die Abweichung zwischen SIMONA und PowerFactory ca. eine Größenordnung größer ist, als die Abweichung zwischen SIMONA und pandapower. In beiden Vergleichen ergibt sich eine leichte negative Abhängigkeit des Δu_{RMSE} von der Stufenstellerposition bzw. entsprechend eine positive Abhängigkeit vom gewählten unterspannungsseitigem Spannungsbetrag. Diese Abhängigkeit ist wiederum stärker im Vergleich zwischen SIMONA und PowerFactory ausgeprägt. Grundsätzlich kann die Spannungsbetragsabweichung allerdings als gering bis vertretbar bewertet werden. Auch die Abweichung der Span-

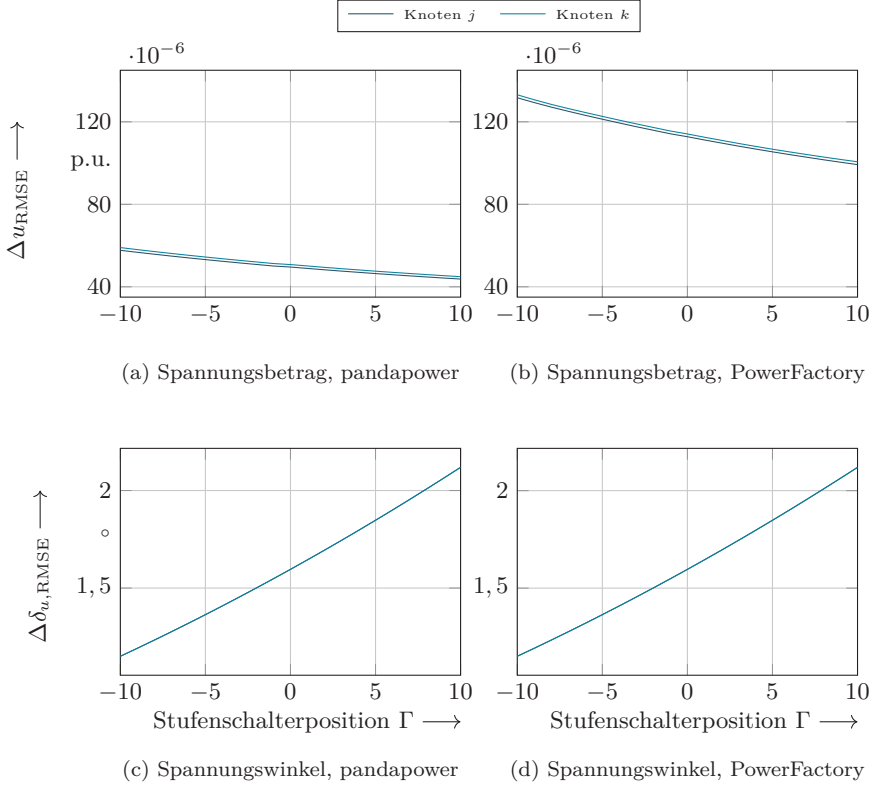
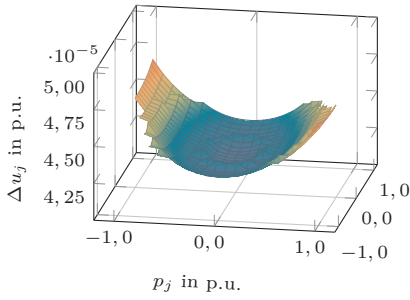


Abbildung 4.18: Durchschnittliche, stufenstellerabhängige Modellabweichung

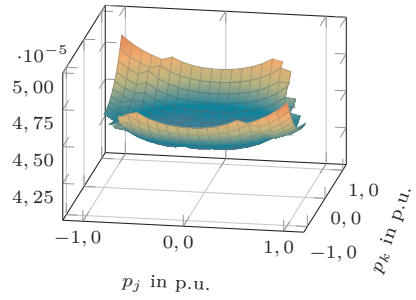
nungswinkel in Abbildungen 4.18 (c) und (d) zeigen, dass SIMONA die Spannungswinkel grundsätzlich leicht zu groß bewertet. Die Differenzen bewegen sich in beiden Vergleichen grob zwischen 1° und 2° . Bezogen auf die Spannungswinkel selbst, beträgt die Abweichung ca. 20%, was recht hoch erscheint.

Grundsätzlich deuten die Erkenntnisse aus der Analyse der mittleren Belastung nicht auf fundamentale Fehler in der hier vorgestellten Modellimplementierung hin. Die festgestellten Abweichungen rühren auch hier vermutlich aus einer abweichenden Modellimplementierung zwischen den einzelnen Simulatoren. Anhand der Spannungswinkelabweichung liegt die Vermutung nahe, dass eine Abweichung im $\frac{R}{X}$ -Verhältnis der Zweigadmittanzen zwischen den einzelnen Toren vorliegt und zudem eine leichte Abweichung der Gesamtadmittanz. Letztere erklärt zum Teil auch die Abweichung des Spannungsbetrags, bzw. dessen positive Abhängigkeit von der vorgewählten unterspannungsseitigen Knotenspannung. Dass die Spannungsbetragsabweichungen zwischen SIMONA und pandapower bzw. SIMONA und PowerFactory eine Größenordnung verschieden sind, ist vermutlich auf eine Abweichung der Hauptfeldadmittanz zurückzuführen. Aufgrund der geschlossenen Natur, zumindest von DIGSILENT PowerFactory, sind diese Vermutungen final nicht belegbar. In der Zusammenschau der mittleren Abweichungen ist das entwickelte Modell zufriedenstellend einsetzbar. Sofern der konkrete Anwendungsfall es erfordert, sollte die Winkelabweichung im Bedarfsfall näher untersucht werden.

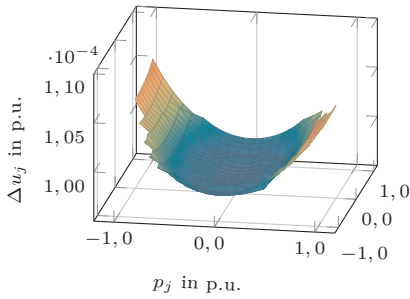
Die Abbildungen 4.19 (a) bis (d) zeigen die Differenzen der Spannungsbeträge bei fixer Stufenstellerposition und variierender Belastung der einzelnen Knoten. Sie zeigen im Wesentlichen dieselben Effekte, wie bereits Abbildung 4.18. Die starken Abhängigkeiten der Abweichungen von den einzelnen Belastungen stützen ebenfalls die These, dass die Abweichungen hauptsächlich durch Parameterabweichungen entstehen. Da die Abweichungen an den einzelnen Toren hauptsächlich durch die Belastungen an den Toren selbst beeinflusst werden, ergibt sich zusätzlich die Erkenntnis, dass die Abweichung vor allem in den Kurzschlussadmittanzen des mittel- bzw. niederspannungsseitigen Zweigs vorliegen muss. Im Bereich kleinerer Belastungen ergeben sich leichte, ringförmige Unstetigkeiten, deren Ursache zunächst unbekannt ist. Da diese in beiden Vergleichen auffällig ist, scheint sie allerdings in der SIMONA-Implementierung zu liegen. Aufgrund der geringen Höhe beeinflussen sie die Qualität der Simulationsergebnisse aber nicht wesentlich.



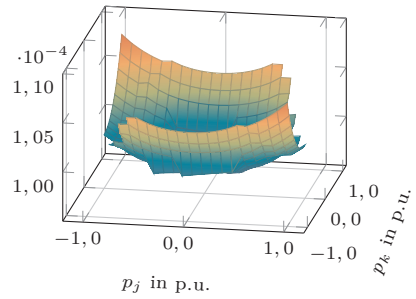
(a) Knoten j , pandapower



(b) Knoten k , pandapower



(c) Knoten j , PowerFactory



(d) Knoten k , PowerFactory

Abbildung 4.19: Ergebnisabweichung bei verschiedenen Modellimplementierungen bei Stufenstellerposition $\Gamma = 10$

Conclusio

Für viele zukünftige Simulationsaufgaben im Kontext des elektrischen Energiesystems ist eine performante Leistungsflussrechnung für große elektrische Netzmodelle nötig. In SIMONA wird dazu der Dekompositionsansatz umgesetzt, der das Gesamtmodell in Teilmodelle aufteilt. Diese umfassen galvanisch getrennte Teilnetze und werden deshalb an den Stellen der Transformatoren gekoppelt.

In diesem Abschnitt werden äquivalente Modelle für Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren entwickelt, die eine effiziente Kopplung der Teilmodelle im DBFS-PF erlauben. Sowohl die physikalischen Modelle, als auch die kommunikative Kopplung innerhalb von SIMONA wurden mit der Methode der Vergleichstestung gegenüber DIGSILENT PowerFactory sowie pandapower erfolgreich validiert. Sowohl das Modell des Zwei-, als auch das des Dreiwicklungstransformators zeigen hohe Übereinstimmungen mit den Ergebnissen der etablierten Simulatoren. Hierdurch erlangt die DBFS-PF eine Dimension der praktischen Anwendbarkeit, womit die entwickelten Modelle zu einer effizienten und validen Simulation beitragen. Als größte Einflussquelle auf die verbleibenden Abweichungen kann die Modellparametrierung identifiziert werden. Aufgrund unterschiedlicher Eingabeschemata (Ersatzschaltbild- bzw. Typschildparameter) sind Umrechnungen notwendig, die zu Abweichungen der Darstellung führen können.

5 Generalisierung der Systemteilnehmermodellierung

In Kapitel 2 wurden die wesentlichen Eigenschaften einer ereignisdiskreten sowie agentenbasierten Simulationslogik vorgestellt. Insbesondere das effiziente Vorschreiten der Simulationszeit sowie die inhärente Parallelisierbarkeit der Modelle bieten Vorteile für das Simulationsframework *SIMONA*. Ein Großteil der gemeinsamen Forschungsarbeit mit [13] bestand aus der Umgestaltung von *SIMONA* von der zeitdiskreten Systemspezifikation (engl.: Discrete Time System Specification, DTSS) zur ereignisdiskreten Systemspezifikation (engl.: Discrete Event System Specification, DEVS). Die Simulationsaufgabe lässt sich in die verteilte, agentenbasierte Leistungsflussrechnung (siehe Abschnitt 4.1) sowie die Simulation der Systemteilnehmer gruppieren. Während die Bearbeitung beider Aspekte in enger Kooperation stattfand, stellt diese Arbeit die Modellierung der Systemteilnehmer im Detail vor. Die Leistungsflussrechnung wird schwerpunktmäßig in [13] präsentiert.

Ausgangspunkt der Systemteilnehmermodellierung ist die Spezifikation von Modellanforderungen, die auch eine Analyse der bestehenden physikalischen Anlagenmodelle umfasst. Basierend hierauf werden bedarfsorientierte Modellstrukturklassen definiert. Um eine einfache, modulare und schnelle Umsetzbarkeit von neuen oder adaptierten Modellen zu ermöglichen, wird ein generalisiertes, ereignisdiskretes und agentenbasiertes Grundmodell eines Systemteilnehmers vorgestellt. Über die Reaktionen auf externe sowie interne Ereignisse werden die vorgestellten Strukturklassen realisiert.

5.1 Spezifikation von Modellanforderungen

Die Anforderungen an die Systemteilnehmermodellierung entspringen drei Quellen: Zum einen den Erfahrungen aus den Vorarbeiten [11], [12], den vorhandenen und neu entwickelten Anlagenmodellen sowie der antizipierten Nutzung von *SIMONA*. Sie adressieren zum einen den Inhalt und die Funktion der integrierten Modelle. Diese sind für Nutzende relevant, die *SIMONA* lediglich anwenden. Zum anderen ergeben sich auch Anforderungen an den Modellierungsprozess, der Nutzende betrifft, die *SIMONA* auf ihren Anwendungsfall anpassen wollen. Deshalb wird hierauf zuvor in Unterabschnitt 5.1.1 eingegangen. Die Erkenntnisse beider Kategorien münden schließlich in der Formulierung abstrakter Modellstrukturklassen in Unterabschnitt 5.1.3, die bedarfsorientiert die an sie gestellten Anforderungen abbilden.

5.1.1 Anforderungen an den Modellierungsprozess

Ein vollständiges SIMONA-Modell folgt dem bottom up-Prinzip. Es besteht also aus detaillierten Einzelmodellen sowie der Abbildung ihrer Wechselwirkungen. Somit ermöglicht SIMONA die Untersuchung kollektiven Verhaltens einer Vielzahl von Netzteilnehmern und projiziert dessen Auswirkung auf eine zu untersuchende Verteilnetzstruktur. Der bottom up-Ansatz entwickelt insbesondere dann Stärken, wenn zwar Einzelsysteme modelliert werden können, aber ihr Einfluss auf das Gesamtsystem unbekannt ist. Ein interessanter Anwendungsfall ist folglich die Untersuchung des Einflusses neuer Technologien auf das Energiesystem. Um dies zu gewährleisten, ist somit die leichte Integrierbarkeit von Modellen eine wesentliche Anforderung.

Eine übliche Anwendung von Simulationen sind „Was wäre, wenn?“-Analysen. Um einen Blick in die Zukunft zu erlauben, muss neben den Modellen auch der Simulator eine prädikative Güte aufweisen. Dies muss bei der Entwicklung des Simulators und insbesondere der späteren Einbettung der generalisierten Modelle in diesen Prozess berücksichtigt werden.

Häufig werden in der Praxis repräsentative oder extreme Betriebspunkte für Untersuchungen (wie etwa im Rahmen der Verteilnetzausbauplanung) genutzt – diese könnten auch als einfache Formen von Aggregations- oder Ersatzmodellen bezeichnet werden. Nicht an allen Stellen können sie sinnvoll durch aufwendige Simulationen, wie SIMONA, ersetzt werden. Sie können aber zur Ableitung besserer Ersatzmodelle genutzt werden, sofern relevante Simulationsdaten zugänglich sind. Aus diesem Grund ist eine umfassende und bedarfsgerechte Bereitstellung von Simulationsdaten eine wesentliche Anforderung an die Modellierung.

Viele abzubildende Einheiten sind stark von anderen Domänen beeinflusst oder gar dominiert. Das elektrische Verhalten von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität ist z. B. direkte Folge individueller Mobilität. Für viele dieser Domänen gibt es bereits leistungsfähige Simulatoren. Eine gemeinsame Nutzung bringt hierbei direkten Nutzen für die Untersuchungsergebnisse im elektrischen Verteilnetz. Deshalb soll mit der Einführung der generalisierten Systemteilnehmermodellierung die Möglichkeit geschaffen werden, sowohl vorberechnete Simulationsergebnisse zu integrieren, als auch einen Anschluss an eine Co-Simulation zu ermöglichen.

Aus der Forderung nach Anschlussfähigkeit leitet sich direkt ein umfassender Bedarf nach dokumentierter und flexibler Schnittstellenbildung ab. Sie dient den entwickelnden physikalischen Modelle als Programmierschnittstelle, wodurch ihnen Kommunikations-, Parallelsierungs- und Synchronisierungsaufgaben abgenommen werden,

auf die sie dennoch zugreifen können. Auch hierdurch wird die Integration von neuen Teilmodellen vereinfacht.

Auf Basis der zuvor genannten Erwägungen ergeben sich folgende Anforderungen an den Modellierungsprozess:

- Bottom up-Modellierung mit Fokus auf einzelne Einheiten
- Leichte Integrierbarkeit von Teilnehmermodellen
- Prädikative Güte des Simulators
- Umfassende und bedarfsgerechte Schnittstellenbildung sowohl für Eingangs-, als auch für Ausgangsdaten
- Integration vorberechneter Simulationsergebnisse ohne physikalisches Modell
- Möglichkeiten zur Verwendung von SIMONA in Co-Simulationen

5.1.2 Inhaltliche Modellanforderungen

Die konkrete Ausgestaltung der Schnittstellen muss in erster Linie die Integration der neu- und weiterentwickelten Teilnehmermodelle zulassen. Deshalb werden ihre Eingangsdatenbedarfe, Simulationsergebnisse sowie weitere charakterisierende Eigenschaften in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Im Nachfolgenden bezeichnen *Sekundärdaten* alle Daten, die den Modellen als Eingang dienen. Dies sind überwiegend nicht-elektrische Daten, wie die aktuelle Uhrzeit oder meteorologische Informationen. *Primärdaten* hingegen beschreiben die Interaktion von Teilnehmern mit dem Energiesystem. Im SIMONA-Kontext umfassen sie mindestens die elektrische Scheinleistung \underline{S} . Zusammen mit weiteren Informationen, etwa dem aktuellen Ladezustand einer Batterie, bilden sie die *Simulationsergebnisse*.

Die Teilnehmermodelle benötigen entweder keine Eingangsdaten oder schwerpunktmäßig meteorologische und Marktpreisdaten. Einige, wie etwa die Biomasseanlage oder das Kühlhaus, sind von mehreren Sekundärdaten abhängig. Dabei muss davon ausgegangen werden, dass sie aus unterschiedlichen Datenquellen stammen, die nicht notwendigerweise synchronisiert sind. Um eine möglichst große Flexibilität und möglichst feingranulare Simulation zu gewährleisten wird daher davon ausgegangen, dass Sekundärdaten grundsätzlich unsynchronisiert und in nicht-äquidistanter zeitlicher Auflösung in unterschiedlichen Quellen vorliegen.

Die Simulationsergebnisse umfassen neben der elektrischen Scheinleistung \underline{S} sowie der thermischen Leistung \dot{Q} , die mit dem Netz ausgetauscht werden, auch Füllstände σ elektrischer bzw. σ_{th} thermischer Speicher sowie finale Strombezugskosten

Tabelle 5.1: Übersicht bestehender physikalischer Modelle und ihrer Eigenschaften

Teilnehmermodell	Sekundärdaten	Simulations-ergebnisse	Schachtelmodell	akkumulierend	Modellbeschreibung
Hauslastlast	-	\underline{S}	X	X	[11]
Konstante Einspeisung	-	\underline{S}	X	X	-
Photovoltaikanlage	E_{dir}, E_{diff}	\underline{S}	X	X	[11]
Windenergieanlage	v, p	\underline{S}	X	X	[12]
Batteriespeicher	(S_{res})	$\underline{S}; \sigma$	X	✓	[11]
Elektrofahrzeug	(S_{res})	$\underline{S}; \sigma$	X	✓	[11], [142]
Wärmepumpe	ϑ	$\underline{S}, \underline{Q}, \sigma_{th}$	✓	✓	-
Biomasseanlage	ϑ, c_{Markt}	$\underline{S}, \underline{Q}, \sigma_{th}$	✓	✓	[B5]
Kraftwärmekopplungsanlage	ϑ	$\underline{S}, \underline{Q}, \sigma_{th}$	✓	✓	[B4], [B8]
Kühllhaus	$\vartheta, E_{dir}, E_{diff}, c_{Markt}$	$\underline{S}, c_{Bezug}, \underline{Q}, \vartheta_{in}, m_{Ware}$	✓	✓	[B15]

c_{Bezug} . Da nicht alle Ergebnisbestandteile für alle Anwendungsfälle relevant sind, ist eine konfigurierbare Ausgangsschicht nötig, um unnötigen Datenaufwand und damit Einschränkungen der Leistungsfähigkeit zu vermeiden.

Einige Anlagen ergeben nur in Kombination mit begleitenden Einrichtungen Sinn – beispielsweise eine Wärmepumpe mit einem thermischen Speicher und einem thermischen Bedarfsmodell. Dogmatisch würden diese Modelle gesondert betrachtet und miteinander gekoppelt. Im Rahmen der Bewertung der neu- und weiterentwickelten Teilnehmermodelle wurde allerdings kein Fall identifiziert, in dem etwa mehrere Anlagen auf denselben thermischen Speicher zugreifen müssten. Der zusätzliche Aufwand einer Entkopplung überwiegt damit dem Mehrwert einer Trennung. Deshalb wird in SIMONA der pragmatische Ansatz gewählt, diese Anlagenkombinationen gemeinsam zu modellieren und *Schachtelmodelle* zu nennen. Sie bilden also multimodales Verhalten (etwa elektrischer und thermischer Größen) gemeinsam ab.

Eine weitere bedeutsame Unterscheidungskategorie ist die Frage, ob Modelle *akkumulierend* sind oder nicht. Alle Modelle können ein zeitabhängiges Verhalten aufweisen, allerdings kommt es bei den akkumulierenden zusätzlich auf die zeitliche Abfolge von Eingangsdaten an. Dies ist zum Beispiel bei allen Modellen mit speicherndem Verhalten der Fall. Hierunter fallen sowohl die Anlagen mit elektrischem Energiespeicher, aber auch Schachtelmodelle mit thermischen Speichern.

Vor dem Hintergrund der geplanten Umsetzung der Modelle im agentenbasierten DEVS-Ansatz stellt sich insbesondere auch die Frage, welche externen und internen Ereignisse auftreten können und wie diese verarbeitet werden. Augenfällig ist das Verfügbarwerden neuer Eingangsdaten ein externes Ereignis. Aber auch Anfragen und Angebote anderer Simulationsbestandteile können externe Ereignisse darstellen – beispielsweise sind sich ändernde residuale Leistungen an den Netzknoten Ereignisse für elektrische Energiespeicher. Interne Ereignisse können das Erreichen einer maximalen Ladekapazität sein. Ergänzend werden Modelle, die Werte aus einer statischen Datenquelle auslesen (etwa konstante Einspeisungen oder Lastprofil-Lasten) durch interne Ereignisse zu festgelegten Realzeitpunkten stimuliert.

Aus der Detailbetrachtung ergeben sich folgende Anforderungen:

- Handhabung unsynchronisierter Sekundärdaten nicht-äquidistanter Auflösung aus mehreren Quellen
- Konfigurierbare Ausgabedatenschicht
- Bedarfsgerechte Abbildung von Schachtelmodellen
- Abbildung eines akkumulierenden Verhaltens

- Reaktion auf externe und interne Ereignisse; insb. interaktives Verhalten

Diese Detailanforderungen können weiter in die Komponenten der Ereignisplanung, die in [13] detailliert wird, und der individuellen Reaktionslogik abstrahiert werden. Sie untermauern auch den Bedarf an bedarfsgerechter Schnittstellenbildung, da ihr Inhalt einheitlich verstanden werden muss.

Mit den Konzepten des Aktors bzw. Agenten sowie der Individualitätszentriertheit von SIMONA im Allgemeinen sind die Begriffe der *Rationalität* sowie *Kooperation* bzw. *Verhandlungen* verknüpft. In dieser Arbeit stehen Modelle ohne dedizierte Rationalität im Vordergrund. Nichtsdestotrotz, sollen diese Aspekte bereits in der Entwicklung der generalisierten Systemteilnehmermodellierung einfließen. Mit Tabelle 5.2 werden die Anforderungen an die Modellierung von Teilnehmern des Energiesystems in SIMONA zusammengefasst und gruppiert.

Tabelle 5.2: Übersicht der Anforderungen an die Modellierung von Teilnehmern des Energiesystems in SIMONA

Ein- und Ausgabeverhalten
Integration vorberechneter Primärdaten
Integrationsfähigkeit in Co-Simulationen
Handhabung unsynchronisierter Sekundärdaten nicht-äquidistanter
Auflösung aus mehreren Quellen
Konfigurierbare Ausgabedatenschicht
Physikalische Modelle
Leichte Integrierbarkeit
bottom up-Modellierung mit Fokus auf einzelne Einheiten
Abbildung von Schachtelmodellen
Abbildung akkumulierenden Verhaltens
Verhaltensmodelle
Integrierbarkeit von Rationalität
Integrierbarkeit von interaktivem Verhalten
Eigenschaften von Simulator und Simulation
Prädikative Güte des Simulators
Akzeptable Simulationsdauer und Hardwareanforderungen

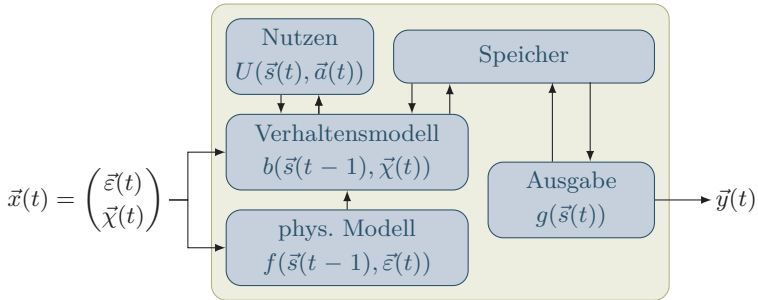
5.1.3 Bedarfsorientierte Modellstrukturklassen

Die Anforderungen in Tabelle 5.2 verdeutlichen einen Polymorphismus von den Systemteilnehmermodellen in SIMONA. Von reiner Wiedergabe vorberechneter Simulationsergebnisse über Co-Simulationskopplung bis hin zu modellgestützten Berechnungen unter Anwendung von Rationalität und kooperativem Verhalten. Offensichtlich bedürfen nicht alle Anwendungsfälle denselben Modellumfang. Insbesondere hinsichtlich der Simulationseffizienz sollten bedarfsgerechte Modelle genutzt werden, die unnötige Berechnungen vermeiden. Dieser Unterabschnitt stellt einen konzeptionellen Entwurf der Komponenten eines generalisierten Teilnehmermodells sowie deren Einpassung in das Agentenparadigma vor. Die Modellstrukturklassen orientieren sich dabei an den Agentengrundgerüsten aus [33]. Die konkrete Umsetzung sowie Einbindung in SIMONA wird in Abschnitt 5.2 vorgestellt.

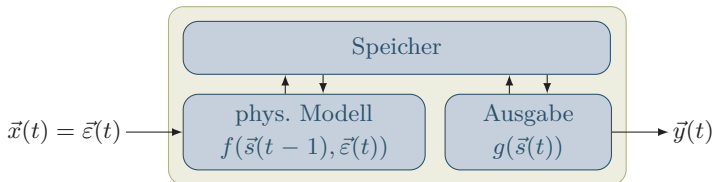
Das generalisierte Teilnehmermodell ist in drei Kernmorphie, die in Abbildung 5.1 dargestellt sind, unterteilt. Ausgangspunkt der Erläuterungen ist die vollständigste Morphe in Abbildung 5.1 (a). Hiervon leiten sich alle anderen Morphe durch Weglassen oder Vereinfachen von Bestandteilen ab. Sie basiert auf einem physikalischen Anlagenmodellen sowie einem Verhaltensmodell zur Abbildung von Betreiberpräferenzen und -handlungen. Allgemein interagiert der Agent mit seiner Umwelt, indem er spezielle Aspekte $\vec{x}(t)$ über Sensoren wahrnimmt und durch Aktionen $\vec{y}(t)$ auf sie einwirkt. Hier sind die Eingangsdaten unterteilt in physikalische Wahrnehmungen $\vec{\epsilon}(t)$, z. B. Wetterinformationen, und Interaktionsgesuche $\vec{\chi}(t)$, etwa Leistungsangebote oder -gesuche. Basierend auf dem aktuell noch gültigen Modellzustand $\vec{s}(t-1)$, der für den Zeitpunkt $t-1$ bestimmt wurde, sowie den physikalischen Wahrnehmungen, entwickelt ein physikalisches Anlagenmodell $f(\vec{s}(t-1), \vec{\epsilon}(t))$ einen Entwurf für einen neuen Modellzustand $\vec{s}(t)$, der entsteht, wenn die Anlage ihren Betrieb ohne steuernde Eingriffe versieht. Das Verhaltensmodell $b(\vec{s}(t-1), \vec{\chi}(t))$ bewertet den aktuellen Zustand sowie den Entwurf des ungestörten Betriebs und entwickelt eine Vorstellung über die zukünftige Entwicklung seiner Umgebung. Durch Auswertung des Nutzens $U(\vec{s}(t), \vec{a}(t))$ der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Handlungsoptionen $\vec{a}(t)$, wählt er eine entsprechende Handlung aus. Soll etwa ein Abregelungsgesuchen erfüllt werden, passt das Verhaltensmodell den simulierten Betriebszustand und somit den neuen physikalischen Zustand an. Dieser wird im Gedächtnis des Modells abgelegt und über die Ausgangsfunktion $g(\vec{s}(t))$ in Interaktionen $\vec{y}(t)$ mit der Umwelt umgesetzt. Diese vollständige Morphe entspricht dem Konzept eines ggf. lernenden nutzenbasierten Agenten in [33]. Mit ihr können aktive, passive und unbewusste Kopplungen abgebildet werden, die zu kollektivem Verhalten führen.

Die zweite Hauptmorphie ist in Abbildung 5.1 (b) abgebildet. Dieses Modell repräsentiert alle Anlagen, die Sekundärdaten über ein physikalisches Modell in Primärdaten überführen, allerdings keine Interaktionsfähigkeiten haben. Sie bilden somit ungesteuertes Betriebsverhalten ab. Das Konzept entspricht also dem modellbasierten Reflex-Agenten, der über dieses Modell fehlende Informationen zu seiner Umwelt generiert [33]. Dementsprechend sind hier das Verhaltensmodell inklusive Vorhersage der restlichen Umwelt und die Nutzenkalkulation ausgelassen, was eine deutliche Reduktion von Modellberechnungen zur Folge hat. Diese Strukturklasse kann passive sowie aktive Kopplungen abbilden.

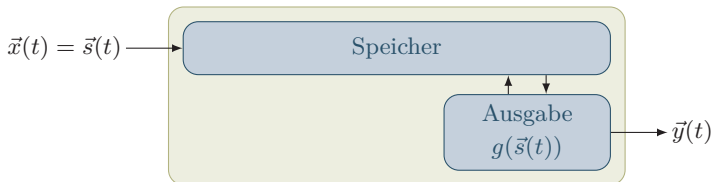
Die dritte und simpelste Morphie ist in Abbildung 5.1 (c) dargestellt. Sie dient lediglich der Integration vorberechneter Primärdaten in das Gesamtmodell und enthält somit, abgesehen von der Ausgabefunktion, keine Logik. Demnach entspricht sie dem Konzept eines Reflex-Agenten, der regelbasiert auf eine Eingabe reagiert, ohne die Vergangenheit zu berücksichtigen [33]. Inwiefern interdisziplinäre Kopplungen berücksichtigt werden können, hängt von der Form ab, wie die exogenen Daten ermittelt werden. Der Speicher findet auch in diesem Modell Anwendung, da dieser eine relevante Rolle bei der Einbindung in den Gesamtkontext von SIMONA spielt. Details hierzu werden in Unterabschnitt 5.2.4 beschrieben.



(a) Strukturklasse 3: Modell mit Rationalität und Kooperationsfähigkeit



(b) Strukturklasse 2: (akkumulierendes) Modell mit physikalischem Anlagenmodell



(c) Strukturklasse 1: Modell zur Wiedergabe vorberechneter Simulationsdaten

Abbildung 5.1: Bedarfsorientierte Modellstrukturklassen

5.2 Generalisiertes Systemteilnehmermodell

Die Ableitung von bedarfsorientierten Strukturklassen bildet eine fundierte Basis für die Entwicklung eines generalisierten, agentenbasierten Systemteilnehmermodells in *SIMONA*. Das Ziel ist die strikte Trennung der physikalischen Modellbeschreibung von der Einbindung in das Simulationsframework bzw. die DEVS- sowie Agententheorie. Dies erleichtert Nutzenden die Erweiterung von *SIMONA*. Zunächst werden das überarbeitete Gesamtkonzept des Frameworks sowie die wichtigsten Bestandteile, mit denen die Systemteilnehmermodelle interagieren, vorgestellt. Die Einbettung in einen Agenten erfolgt im Stile eines endlichen Automaten. Die Logik, in welcher Strukturklasse ein Systemteilnehmer tatsächlich abgebildet wird, beeinflusst die Agenteninitialisierung und wird anschließend vorgestellt. Einzelne Agenten werden gemäß DEVS-Theorie durch Ereignisse zur Aktion angeregt. Eine Übersicht der vorzufindenden externen und internen Ereignisse wird gefolgt von der Erläuterung der konkreten Reaktionslogik und rundet somit die Modellvorstellung ab.

5.2.1 Modellbestandteile im *SIMONA*-Framework

Wesentlicher Kritikpunkt an der bereits durch [11], [12] vorgestellten ersten Implementierung von *SIMONA* war die große Komplexität und das nötige Fachwissen, um das Gesamtmodell um weitere Teilmodelle zu erweitern. Insofern wurde die Architektur des Simulators konsequent überarbeitet, sodass einzelne Funktionen in einzelne Module gekapselt und über definierte Schnittstellen gekoppelt wurden. Nicht nur bei den Systemteilnehmermodellen, sondern im Allgemeinen hat die Generalisierung einen hohen Stellenwert. Somit ist es etwa leicht möglich unterschiedliche Datenquellen und -technologien gegeneinander auszutauschen.

Abbildung 5.2 zeigt, dass eine *SIMONA*-Simulation in sich abgeschlossen ist und nur über definierte Schnittstellen mit der Außenwelt in Kontakt tritt. Diese Schnittstellen sind so offen formuliert, dass sie durch konventionelle Datenbanken, wie in Abbildung 5.2 dargestellt, aber auch durch Streamingplattformen oder andere Simulationsplattformen (im Rahmen einer Co-Simulation) bedient werden können.

Die *SIMONA*-Entitäten lassen sich in *Daten- und Kontrollfluss-* sowie *System- und Systemteilnehmer*-Entitäten unterteilen. Zur ersten Gruppe gehören die *Service-Provider*, welche die zuvor genannten Datenquellen in die Simulation integrieren. Sie sind als Akteure (vgl. Abschnitt 2.3) ausgestaltet. Der Agentenbegriff wird hier bewusst vermieden, da sie über keine Rationalität verfügen. Pro Simulation müssen mindestens der *PrimaryService* sowie der *WeatherService* als *SecondaryService*

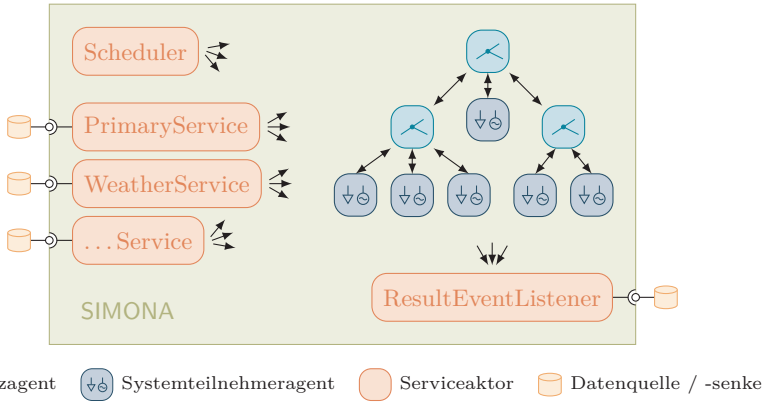


Abbildung 5.2: Bestandteile der überarbeiteten SIMONA-Architektur

zur Verfügung stehen. Erster stellt vorberechnete Simulationsdaten zur Verfügung und dient als Anknüpfungspunkt für Co-Simulationen, letzter bietet meteorologische Daten an. Leicht integrierbar wären auch solche, die Marktpreis- oder Mobilitätsdaten bereitstellen. Die Interaktion zwischen den Dienstleistungsaktoren sowie den System- und Systemteilnehmerentitäten ist mit dem *Veröffentlichen / Registrieren*-Entwurfsmuster (engl.: *publish / subscribe pattern*) realisiert: Die Systemteilnehmer registrieren sich bei den benötigten Dienstleistungsaktoren und werden von diesen über neue Daten zum jeweiligen Simulationszeitpunkt informiert. Ähnliches gilt für die Ausgangsdaten: Ein oder mehrere *ResultEventListener* registrieren sich für bestimmte Ereignisse bei den Simulationsbestandteilen, von welchen sie dann über neue Simulationsergebnisse informiert werden. Kernbestandteil ist der *Scheduler*, der die DEVS-bezogenen Ereignisse verwaltet und den Fortschritt der Simulationszeit steuert. Er hält eine chronologisch sortierte Liste der externen und internen Ereignisse und stimuliert die anderen Bestandteile, indem er ihnen diese zur richtigen Simulationszeit per Nachricht zustellt.

Weitere zentrale Bestandteile der Simulation sind die *System- und Systemteilnehmer*-Entitäten. Das vollständige Systemmodell wird entlang der Grenzen von galvanisch getrennten Teilnetzen partitioniert und einzelnen Netzagenten zugewiesen. Sie sind hierarchisch gekoppelt und nehmen im Rahmen des verteilten Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus zur Leistungsflussrechnung (engl.: *Distributed Backward-Forward Sweep Power Flow Calculation, DBFS-PF*) ebenfalls eine wichtige koordinierende Rolle ein.

nierende Rolle ein (vgl. Abschnitt 4.1). Darüber hinaus etablieren sie für jeden Systemteilnehmer in ihrem Zuständigkeitsbereich einen *SystemParticipantAgent*, die mit ihnen im Wesentlichen durch Informationsaustausch über Knotenspannungen sowie mit dem System ausgetauschte Leistung interagieren.

Da die Entwicklung des hier vorgestellten Frameworks in enger Zusammenarbeit mit [13] stattgefunden hat, sind Details zur Ereignisplanung sowie dem DBFS-PF dort zu finden.

5.2.2 Agentenimplementierung als endlicher Automat

In diesem Abschnitt wird die Umsetzung des generalisierten Systemteilnehmermodells vor dem Hintergrund der DEVS- sowie Agententheorie detailliert dargestellt. Der *SystemParticipantAgent* wird als endlicher Automat beschrieben und übernimmt die Interaktion mit den anderen SIMONA-Entitäten sowie die Übersetzung der DEVS-Ereignisse in generische Aktionen. Lediglich letztere müssen dann vom konkreten Teilnehmermodell ausgestaltet werden.

Ein endlicher Automat basiert im Wesentlichen auf Zuständen und durch Eingangssignale ausgelöste Übergängen dazwischen [143]. Da in diesem Abschnitt bereits mehrfach der Zustandsbegriff verwendet wurde, wird zunächst eine entsprechende Taxonomie eingeführt. Die Zusammenhänge sind in Abbildung 5.3 schematisch dargestellt. Unter dem *physikalischen Zustand* werden alle Informationen verstanden, die den physikalischen Anlagenzustand – also etwa den Füllstand eines Speichers – beschreiben. Dieser wird durch den *Verhaltenszustand* ergänzt, der verhaltensrelevante Informationen enthält, beispielsweise die Erwägung des Betreibers, ob ein frühzeitiges Auffüllen des Speichers vorteilhaft wäre. Beides zusammen bildet den *Modellzustand*. Der *Agentenzustand* entsteht durch Kombination des Modellzustands mit dem *Simulationszustand*, der Informationen über die Orientierung im Simulationsablauf hält.

Bei der Implementierung im gewählten Aktorenframework wird das Implementierungsmuster *Akka Classic* [144] gewählt. Der vollständige Automat, inklusive Zustandsübergängen, ist in Abbildung 5.4 abgebildet. Es gibt drei Zustände *uninitialized*, *idle* sowie *finished*, deren Reaktionslogik vorwiegend für alle konkreten Teilnehmermodelle gleich ist. Das Verhalten des Agenten in den Zuständen *handle information* und *calculate* ist vom konkreten Anlagen- und Verhaltensmodell abhängig. Die Zustandsübergänge sind für alle Modelle gleich. Ein interessierter Nutzender muss also lediglich einige konkrete Reaktionen implementieren.

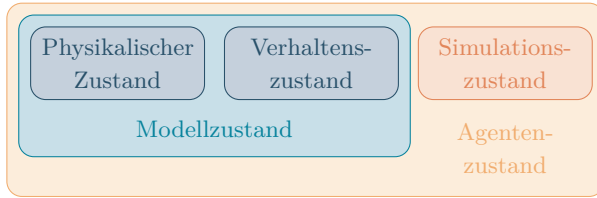


Abbildung 5.3: Zusammenhänge der verschiedenen Zustandsbegriffe

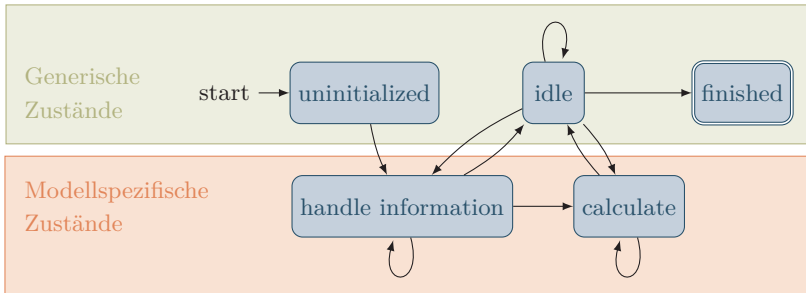


Abbildung 5.4: Verhaltensdefinition eines generalisierten Teilnehmeragenten als endlicher Zustandsautomat

Jeder Agent beginnt im Zustand *uninitialized*, welcher indiziert, dass der Agent noch nicht über seine konkrete Parametrisierung informiert wurde. Diese Informationen werden ihm vom *Scheduler* zugestellt, was den Agenten über den Zustand *handle information* in den Wartezustand *idle* führt. Die Instantiierung und Initialisierung wird in Unterabschnitt 5.2.3 detailliert. Im Wartezustand wartet der Agent auf den Empfang von internen oder externen Ereignissen nach Abschnitt 2.2. Konkrete Modellberechnungen führen i. d. R. vom Wartezustand zunächst zu *handle information*, wo alle benötigten Daten gesammelt und konsolidiert werden. Erst danach erfolgt der Übergang zu *calculate*, wo die eigentlichen Modellberechnungen stattfinden. Die konkreten Zustandsübergänge sind abhängig vom Teilnehmermodell (physikalisch und verhaltensbezogen), der gewählten Strukturklasse sowie dem konkreten Modellzustand zum jeweiligen Zeitpunkt. Der Agent ist also polymorph bezogen auf seine Simulationsaufgabe.

Um das Gesamtkonzept vollständig einzuführen, wird mit Unterabschnitt 5.2.3 die modell- und komplexitätsabhängige Initialisierung und Parametrisierung beschrieben. Die daraus resultierende Reaktion auf eintreffende externe Ereignisse wird in Unterabschnitt 5.2.4 erläutert. Insbesondere für akkumulierende Modelle (etwa Batterie- oder Wärmespeicher), sind interne Ereignisse von großer Bedeutung.

5.2.3 Agenteninitialisierung nach Modellstrukturklasse

Die Instanziierung der Agenten findet angelehnt an das Akteurenparadigma statt: Die SIMONA-Instanz bekommt die Aufgabe, ein gesamtes Energiesystem zu simulieren. Dieser zerschneidet das gesamte Systemmodell in galvanisch abgeschlossene und gekoppelte Teilsysteme, die er den Netzagenten zur Simulation übergibt. Diese wiederum extrahieren die Systemteilnehmermodelle und instanzieren für jedes einen *SystemParticipantAgent*. Bereits zur Instanziierung wird der Agent auf den zu simulierenden Anlagentypen (etwa Windenergieanlage) gebunden.

Zu diesem Zeitpunkt ist lediglich der Typ des Modells bekannt. Von nun an werden alle Informationen ausschließlich per Nachrichten ausgetauscht. Das Nachrichtenprotokoll für die Initialisierungsphase ist in Abbildung 5.5 abgebildet. Der Netzagent übermittelt das individuelle Teilnehmermodell an den *Scheduler* ①, welcher dieses zum allerersten Simulationsschritt an den Teilnehmeragenten übermittelt ②. Diese Nachricht enthält auch ergänzende Informationen, wie etwa die Referenz der existenten Services. Der Agent versucht sich zunächst mit ③ beim *PrimaryService* zu registrieren und wechselt gleichzeitig in den Zustand *handle information*, um die Antwort abzuwarten. Liegen dem *PrimaryService* vorberechnete Modelldaten vor, wird die Registrierungsanfrage bestätigt und der Agent ist für die Simulation in der Strukturklasse 1 bereit. Er wechselt in den Wartezustand *idle*.

Liegen keine Primärdaten für das Teilnehmermodell vor, findet automatisch eine Simulation in der Strukturklasse 2 oder 3 statt. Welche Klasse verwendet wird, hängt vom konkreten, mit Nachricht ② übermittelten Modell ab. Hierzu registriert sich der Agent über ④ bei den nötigen *SecondaryServices*. In Abbildung 5.5 ist zur Vereinfachung nur ein Service dargestellt, es können aber beliebig viele sein. Nach dem Empfang aller Registrierungsbestätigungen im Agentenzustand *handle information* ist der Agent vollständig initialisiert und wechselt in den Wartezustand *idle*, um wie im nachfolgenden Abschnitt beschrieben, aktiviert zu werden.

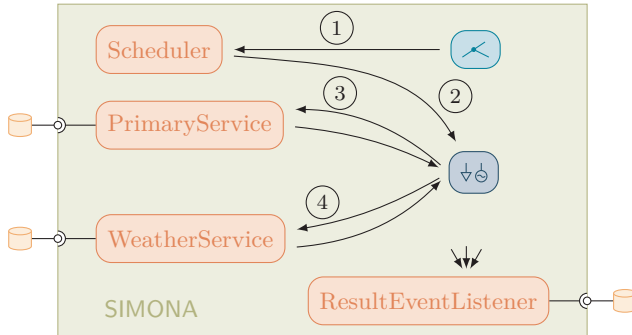


Abbildung 5.5: Initialisierungsprotokoll eines generalisierten Teilnehmeragenten

5.2.4 Reaktion auf externe Ereignisse

Der DEVS-Theorie folgend, können die Teilnehmeragenten durch interne sowie externe Ereignisse aktiviert werden. Externe Ereignisse sind von den *ServiceProvidern* eintreffende Daten, Interaktionsgesuche von anderen Teilnehmeragenten oder Leistungsabfragen des zugehörigen Netzagenten. Interne Ereignisse werden durch das Modell beschrieben und können vielfältig sein. Denkbar sind etwa das Erreichen eines Grenzwertes oder aber Modellberechnungen ohne externen Datenbedarf, wie es beim Lastmodell mit Standardlastprofilen der Fall ist. In diesem Unterabschnitt wird zunächst die Reaktion auf externe Ereignisse beschrieben, wohingegen die Implikationen interner Ereignisse im nächsten Unterabschnitt behandelt werden.

Handhabung von Eingangsdaten

Durch das Eintreffen externer Daten wird der Agent zur Handlung angeregt. Die konkrete Handlung hängt dabei von der gewählten Strukturklasse ab. Zunächst wird der Simulationsablauf anhand der Strukturklasse 1 zur Wiedergabe vorberechneter Daten erläutert. Abbildung 5.6 zeigt in der oberen Teilgrafik die Interaktion der einzelnen Simulationsbestandteile, während die untere Teilgrafik die Übergänge der Agentenzustände verdeutlicht.

Der *PrimaryService* hat für einen Simulationszeitpunkt, zu dem bekanntermaßen neue Primärdaten vorliegen, ein internes Ereignis beim *Scheduler* angemeldet. Dieser sendet zum relevanten Zeitpunkt einen *ActivityStartTrigger* (AST, ①) an den

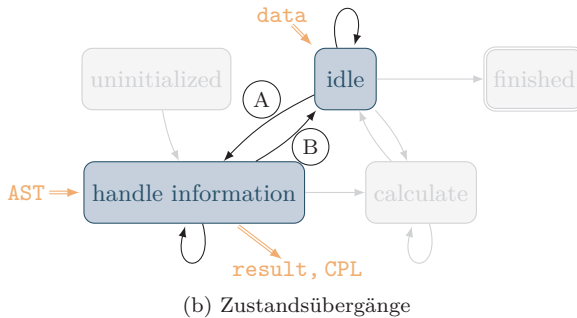
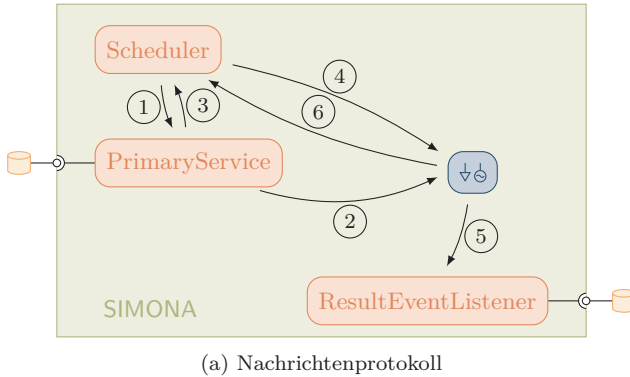


Abbildung 5.6: Agentenaktivierung durch Primärdaten

PrimaryService. Bei dessen Eintreffen versendet dieser die bekannten Daten ② an alle Agenten, die sich bei ihm registriert haben und quittiert die Aktion mit einer *CompletionMessage* (CPL, ③). Der Teilnehmeragent empfängt die Daten im *idle*-Zustand (vgl. Abbildung 5.6 (b)), registriert diese in seinen internen Speicher und wechselt mit ① in den Datenbehandlungszustand. Hier wird die Vollständigkeit der erwarteten Daten geprüft, was bei Primärdaten inhärent der Fall ist. Um Synchronität in der Simulation zu erlangen, erwartet auch der Teilnehmeragent einen Aktivitätsauslöser, der ebenfalls vom *Scheduler* mit ④ gesendet wird. Bei dessen Eintreffen sind die beiden geforderten Bedingungen erfüllt: Die Daten sind vollständig und der Agent wurde aktiviert. Er informiert die *ResultEventListener* ⑤ über

die neuen „Simulationsergebnisse“, quittiert die Aktivierung mit einer *CompletionMessage* ⑥ an den *Scheduler* und kehrt mit ② in den *idle*-Zustand zurück.

Erreicht den Agenten eine Nachricht, die er in dem jeweiligen Status nicht behandeln kann, so verbleibt er in seinem Status und legt die Nachricht wieder in den Posteingang, um sie später zu bearbeiten. Zur vereinfachten Erläuterung wurde angenommen, dass die Daten und der *ActivityStartTrigger* in einer geordneten Reihenfolge ankommen, was nicht notwendigerweise der Fall ist. Grundsätzlich entscheidet der Agent autonom über eine Aktion. In dieser Implementierung allerdings erst, wenn die erwarteten Daten **und** ein *ActivityStartTrigger* den Agenten erreicht haben. Dass alle verfügbaren Daten in der Simulation berücksichtigt werden, wird auf zwei Wegen sichergestellt: Zum einen meldet der *PrimaryService* mit seiner *CompletionMessage* ③ ein neues internes Ereignis beim *Scheduler* an, sofern er beim Versenden bereits Kenntnis über die nächsten Simulationszeit hat, zu der Daten zur Verfügung stehen. Zum anderen sendet er diese Information auch mit den Daten ② an die registrierten Agenten, sodass auch diese mit ihren *CompletionMessages* ⑤ interne Ereignisse beim *Scheduler* anmelden können. Die tatsächliche Aktivierung geschieht somit sowohl durch ein internes, als auch ein externes Ereignis. Gleichwohl wird hier der Polymorphismus des Agenten deutlich: Von den verfügbaren drei Agentenstatus werden lediglich zwei verwendet.

Die Aktivierung bei Simulation in den Strukturklassen 2 und 3 unter Verwendung von Sekundärdaten verläuft ähnlich und ist in Abbildung 5.7 dargestellt. Der *Scheduler* regt mit *ActivityStartTrigger*n ① ggf. mehrere Services zur Datenlieferung ② an, welche ihren Auftrag mit einer *CompletionMessage* ③ quittieren. Auch hier werden wieder die nächsten Zeitschritte, zu denen Daten zur Verfügung stehen, kommuniziert. Der Agent wechselt mit ① von *idle* in *handle information*, um dort die Lieferung aller erwarteten Daten abzuwarten und diese in den Zustandsdaten zu registrieren. Liegen alle Daten vor und ist ein *ActivityStartTrigger* ④ empfangen worden, so wechselt der Agent mit ② in den *calculate*-Zustand, in dem die eigentlichen Modellberechnungen und Entscheidungsfindungen durchgeführt werden. Die Modellergebnisse werden im Speicher des Agenten abgelegt, die *ResultEventListener* mit ⑤ über sie informiert, die Simulationsaufforderung ④ durch eine *CompletionMessage* ⑥ quittiert und der Agent kehrt mit ③ zurück in den *idle*-Zustand.

Im Zuge der hier beschriebenen Umstellung von zeit- zu ereignisdiskreter Simulation wurde die Funktion des generalisierten Teilnehmeragenten auch dahingehend erweitert, dass Modelle berechnet werden können, die von mehr als einem Eingangsdatum abhängen und bei denen Eingangsdaten in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung vorliegen. In diesem Fall, wird der Teilnehmeragent immer dann wie oben

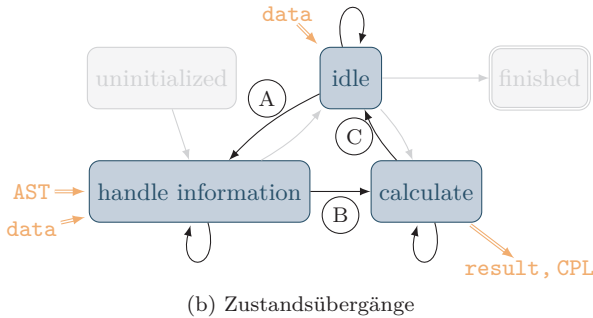
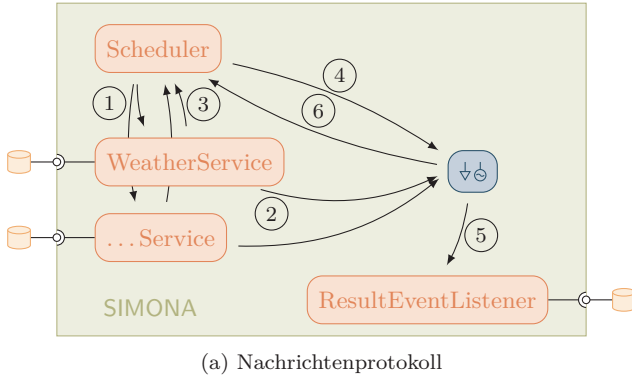


Abbildung 5.7: Agentenaktivierung durch Sekundärdaten

beschrieben aktiviert, wenn mindestens ein *SecondaryServiceProvider* neue Daten liefern kann. Da mit jeder zurückliegenden Lieferung auch der erwartete nächste Lieferzeitpunkt übermittelt wurde, sind dem Agenten alle *SecondaryServiceProvider* bekannt, auf die er im *handle information*-Zustand nach dem Übergang (B) warten muss. Da nicht alle *SecondaryServiceProvider* zu dieser Simulationszeit Daten gesendet haben, liegt nur eine Teilmenge der vom Modell benötigten Informationen vor. Hier hilft die grundsätzliche Annahme, dass Daten (egal ob Eingangs- oder Ergebnisdaten) so lange Gültigkeit haben, bis sie aktualisiert werden. Die Modellberechnungen finden also mit teilaktualisierten Daten statt. Hierfür müssen die von den Services gelieferten Eingangsdaten ebenfalls im Speicher des Teilnehmeragen-

ten abgelegt werden. Um den Ressourcenbedarf der Simulation zu beschränken wird für alle internen Speicher ein rollierendes Zeitfenster genutzt, sodass lediglich für einen begrenzten Ausschnitt der Vergangenheit diese Informationen zur Verfügung stehen. Die Fensterlänge muss an die größte Distanz zwischen Datenlieferungen der einzelnen Quellen angepasst werden. Abbildung 5.8 illustriert die Teilaktualisierung anhand eines Beispiels.

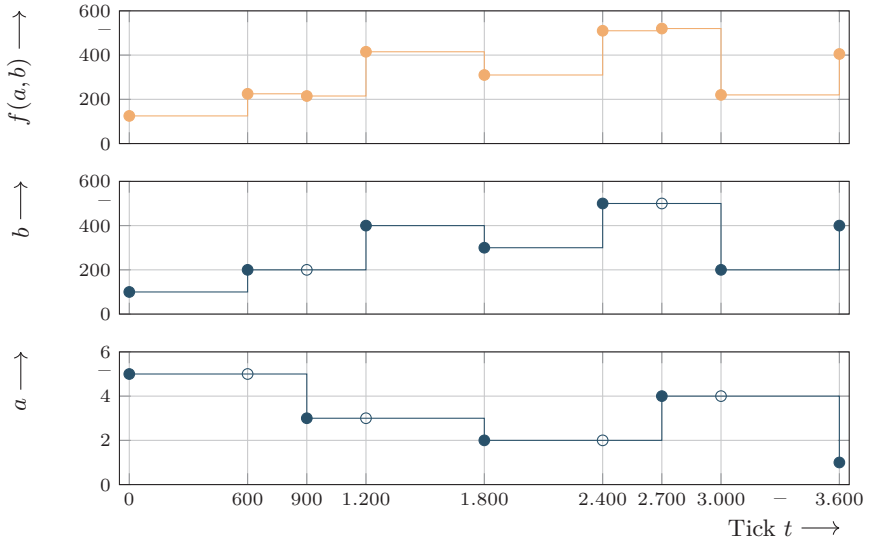


Abbildung 5.8: Modellberechnung mit teilaktualisierten Daten

Ein gegebenes Teilnehmermodell sei von den beiden Eingangsdaten a und b abhängig. Das Modell selbst ist durch die analytische Funktion $f(a,b) = a + b$ vollständig beschrieben. Die Eingangsdaten a liegen in einer zeitlichen Auflösung von 900 Zeiteinheiten (engl.: tick), die von b alle 600 Zeiteinheiten vor. Der betroffene Agent wird demnach zu den Simulationszeiten 600, 900, 1.200, 1.800, ... aktiviert. Der jeweils neueste Wert (in Abbildung 5.8 als ausgefüllter Punkt dargestellt), wird mit dem letzten bekannten Wert des jeweils anderen Datums (als Kreis dargestellt) kombiniert und über die Funktion f transformiert. Neben der Annahme, dass ein einmal gelieferter Datenpunkt seine Gültigkeit behält, sind natürlich jegliche andere Formen der Extrapolation denkbar. Eine solide Begründung der Extrapolationsfunktion wird in der Regel allerdings schwer fallen. Insbesondere das meist fehlende ex ante-

Wissen über den Verlauf der Eingangsdaten ruft dazu auf, abweichende Ansätze unter dem Aspekt des Ressourcenbedarfs gründlich zu reflektieren.

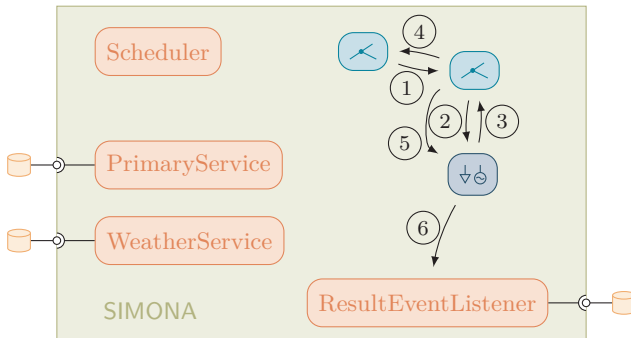
Durch diesen Ansatz der Teilaktualisierung wird eine möglichst feingranulare Simulation ermöglicht, die sich nicht an der geringsten zeitlichen Auflösung orientiert. Insbesondere im Umfeld der Energiesystemsimulation kann dies interessant sein, um den Einfluss zeitlicher Fluktuationen sichtbar zu machen. In der Regel sind die Zusammenhänge nicht-linear, sodass Funktionsbildung und Mittelung (im Sinne einer Eingangsdatenvorbereitung) nicht kommutativ sind. Beispielhaft sei ein Energiemanagementsystem für Privathaushalte konstruiert, das auf Marktpreissignale reagiert und die Betriebspunkte der angeschlossenen Lasten, Erzeuger und Speicher entsprechend wählt. Bei der Simulation liegen etwa Wetterdaten in stündlicher und Marktpreise in 10-minütiger Auflösung vor. Würde die Entscheidung des Managementsystems nur jede Stunde basierend auf den gemittelten Preissignalen simuliert, könnten wichtige Schwankungen der Leistungsbilanz eventuell nicht sichtbar werden. Darüber hinaus ermöglicht der gezeigte Ansatz auch die Verarbeitung von Daten, die nicht äquidistant vorliegen.

Handhabung von Leistungsabfragen

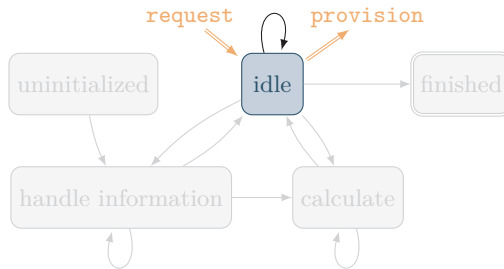
Die vorstehend beschriebene Aktivierung durch Datenlieferungen dient der Erzeugung von Simulationsergebnissen. Eine weitere Aktivierung durch externe Ereignisse findet bei der Leistungsabfrage durch Netzagenten statt.

Zunächst ein paar Erläuterungen zur grundsätzlichen Konzeption im Wechselspiel mit dem DBFS-PF: Den Ausführungen im vorgehenden Teil folgend erscheint es sinnvoll, wenn nach jeder Aktivierung eines Teilnehmeragenten – dann liegen neue Simulationsergebnisse vor – auch gleich eine Leistungsflussrechnung ausgelöst würde. Sowohl der Algorithmus zur Leistungsflussrechnung selbst, als auch der notwendige Nachrichtenaustausch zur Beschaffung aller Informationen, stellt den rechenaufwendigsten Teil der gesamten Simulation dar [M9]. Insbesondere bei großen Systemmodellen mit komplexen Teilnehmermodellen, die eine Vielzahl unterschiedlicher Datenquellen benötigen, wäre die Simulationszeit praktisch nicht mehr kontrollierbar und es besteht die Gefahr, dass der entwickelte Ansatz praktisch nicht verwendbar ist. Deshalb wird in SIMONA die Leistungsflussrechnung durch zeitlich äquidistante Ereignisse aktiviert. Ist eine Simulationszeit erreicht, in der eine Leistungsflussrechnung durchgeführt werden soll, stellt der *Scheduler* den Netzagenten ein Ereignis zu, welches den DBFS-PF auslöst. Sie ist somit eher zeitdiskret, als ereignisdiskret.

Die relevanten Interaktionen mit den Teilnehmeragenten sind in Abbildung 5.9 illustriert. Als Eingangsdatum für die Leistungsflussberechnungen werden die komplexen Knotenscheinleistungen benötigt. In der Rückwärtsphase des DBFS-PF fragen die Netzagenten mit ① sowie ② die mit ihren unterlagerten Agenten (Netz- oder Teilnehmeragent) ausgetauschten komplexen Scheinleistungen ab. Diese Nachrichten enthalten gleichzeitig die komplexe Knotenspannung am Anschlusspunkt, sodass Spannungsabhängigkeiten, etwa der Blindleistungsregelung, berücksichtigt werden können. Der Teilnehmeragent empfängt die Anfrage im *idle*-Zustand. Zur Bearbeitung der Anfrage bleibt der Agent in diesem Zustand, da keine weitere Aktivierung erwartet wird.



(a) Nachrichtenprotokoll



(b) Zustandsübergänge

Abbildung 5.9: Agentenaktivierung durch Leistungsabfragen

In einem ersten Schritt wird geprüft, ob für die aktuelle Simulationszeit eine weitere Aktivierung zur Ergebnisproduktion zu erwarten ist. Ist dies der Fall, wird die Anfrage so lange zurückgestellt, bis die Teilnehmersimulation zu dieser Simulationszeit abgeschlossen ist. Zur Beantwortung der Abfrage werden alle Simulationsergebnisse seit der letzten Abfrage oder ersatzweise dem Simulationsstart berücksichtigt. Auch hier wird wieder ein interner Speicher mit gleitendem Zeitfenster genutzt, um rechtzeitig Speicher freizugeben und Ressourceneffizienz in der Simulation herzustellen.

Entgegen der vorherigen Annahme, dass immer der aktuellste Wert Gültigkeit hat, soll die Leistungsflussrechnung die durchschnittlichen Verhältnisse seit der letzten Leistungsflussrechnung abbilden. Deshalb werden die Simulationsergebnisse des Teilnehmeragenten proportional zu deren Gültigkeitsdauer über den Erfassungszeitraum gemittelt. Dieser Vorgang ist exemplarisch in Abbildung 5.10 skizziert.

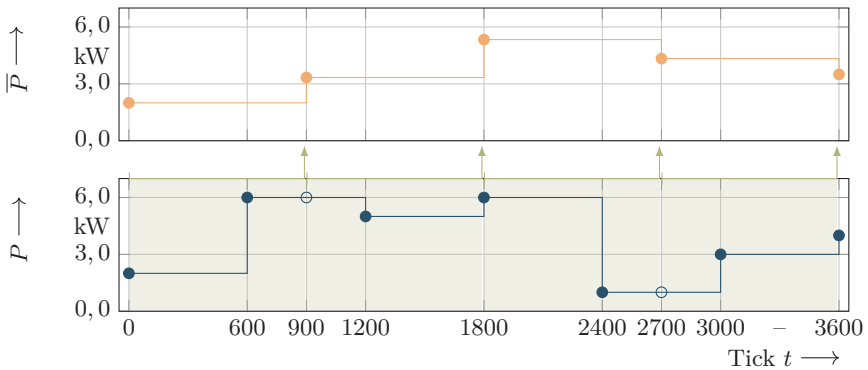


Abbildung 5.10: Mittelung von Simulationsergebnissen für die Leistungsflussrechnung (unten: Teilnehmersimulationsergebnisse, oben: gemittelt)

Der untere Teil der Grafik stellt beispielhaft den Verlauf von Wirkleistung P als Simulationsergebnis eines Teilnehmeragenten dar. Die Ergebnisse liegen in einer zeitlichen Auflösung von 600 Zeiteinheiten vor. Dahingegen soll die Leistungsflussrechnung alle 900 Zeiteinheiten stattfinden. Findet die erste Leistungsflussrechnung zur Zeiteinheit 0 statt, so liegt lediglich das Simulationsergebnis dieses Zeitschritts vor, sodass $\bar{P}(0) = P(0) = 2,0 \text{ kW}$ gilt. Die durchschnittliche Wirkleistung $\bar{P}(900)$ entspricht dann entsprechend dem gewichteten Mittel der beiden Ergebnisse zur Zeiteinheit 0 sowie 600. Für das Intervall 900 bis 1.800 findet wieder der Grundsatz Anwendung, dass ein Datum so lange Gültigkeit behält, bis es von einem anderen

abgelöst wird. Somit entspricht die zu mittelnde Leistung von 900 bis 1.200 Zeiteinheiten dem Ergebnis $P(600)$.

Mit der Leistungsabfrage wird auch die aktuelle komplexe Knotenspannung geliefert. Sie ist während der DBFS-PF-Iterationen noch nicht final. Auch sie stellt die durchschnittlichen Netzverhältnisse im Zeitbereich seit der letzten Abfrage dar. Grundsätzlich würde ein Zurückrollen der Zeit und ein erneutes Simulieren aller relevanten Zeitpunkte der Teilnehmermodelle mit den aktualisierten Informationen auf die genauesten Gesamtergebnisse führen. Dies würde allerdings den iterativen Prozess des DBFS-PF sehr zeitaufwendig gestalten. Deshalb wird hier ein pragmatischer Ansatz gewählt: Mögliche spannungsabhängige Effekte, wie das Ergebnis einer $Q(U)$ -Blindleistungsregelung der Anlage, überschreiben die gemittelten Simulationsergebnisse \bar{Q} . Die mit der Abfrage gelieferte komplexe Knotenspannung \underline{u} wird im Speicher des Agenten gehalten, sodass die zuletzt vorgefundenen Netzverhältnisse für alle zukünftigen Teilnehmersimulationen genutzt werden.

Die Simulationsergebnisse werden mit ③ an den Netzagenten übermittelt und mit ④ in den DBFS-PF integriert. Dieser läuft so lange iterativ, bis der oberste Netzagent eine Konvergenz der Ergebnisse feststellt und seine unterlagerten Agenten darüber informiert. Somit erlangen auch die Teilnehmeragenten Kenntnis über den Abschluss der Leistungsflussrechnung für diese Simulationszeit. Dies löst Nachricht ⑥ aus, welche die registrierten *ResultEventListener* über die final mit dem Netzagenten ausgetauschte Scheinleistung $\underline{S} = P + jQ$ informiert.

5.2.5 Reaktion auf interne Ereignisse

Bereits bei der Reaktion auf externe Ereignisse wurden interne Ereignisse zur Zeitsynchronisation genutzt. Dieser Abschnitt hingegen beschreibt Modelle, bei denen interne Ereignisse für das Funktionieren des Modells notwendig sind. Insbesondere wird in diesem Abschnitt darauf eingegangen, wie sie entstehen und wie darauf reagiert wird. Die Beschreibung erfolgt anhand der drei nachstehend aufgeführten Anwendungsfälle.

Abbildung konstanter Einspeisung oder Belastung

Zu Parametrierungs- oder Testzwecken kann es sinnvoll sein, eine konstante Einspeisung oder Belastung zu simulieren. Im Zentrum dieser Aktivierungslogik steht die Grundannahme, dass alle Daten so lange Gültigkeit behalten, bis sie aktualisiert werden. Deshalb fordert der Teilnehmeragent während der Initialisierungsphase

beim *Scheduler* eine Aktivierung zur Zeiteinheit 0 an. Beginnt die Simulation, stellt der *Scheduler* einen *ActivityStartTrigger* (vgl. Abbildung 5.11, ①) zu, worauf hin der Teilnehmeragent das wiederzugebende konstante Ergebnis aus dem Modell entnimmt, im internen Speicher hinterlegt und die *ResultEventListener* ② informiert. Abschließend quittiert der Agent die Aktivierung mit einer *CompletionMessage* ③. Von nun an wird der Agent ausschließlich durch Leistungsabfragen aktiviert.

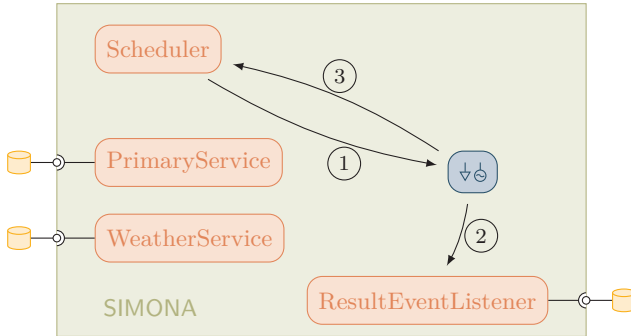


Abbildung 5.11: Agentenaktivierung zu zusätzlichen Zeitpunkten

Da der Teilnehmeragent lediglich zur ersten Zeiteinheit der Simulation ein Ergebnis „produziert“, erscheint auch lediglich dieses eine Ergebnis in den Ausgangsdaten. Dies ist kein Zeichen für eine Fehlfunktion, sondern hebt die Ressourceneffizienz der Simulation durch vermiedene Handhabung redundanter Informationen hervor.

Simulation von Modellen ohne Eingangsdatenbedarfe

Darüber hinaus gibt es Modellformulierungen, die keinen Bedarf an Sekundärdaten haben. Dies ist das Lastmodell in der Ausprägung mit bereitgestellten Standardlastprofilen oder das stochastischen Lastmodell [11]. Hierbei handelt es sich um klassische zeitdiskrete Modelle, deren Berechnungen auf statischen, zeitabhängigen Werten (entweder Lastprofilwerte oder Parametrierungen von Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen) beruhen. Aufgrund der statischen Natur der Daten ist eine Kodierung in ebenfalls statischen Objekten der effizientere Weg, anstelle den teuren Umweg über die *ServiceProvider* zu gehen.

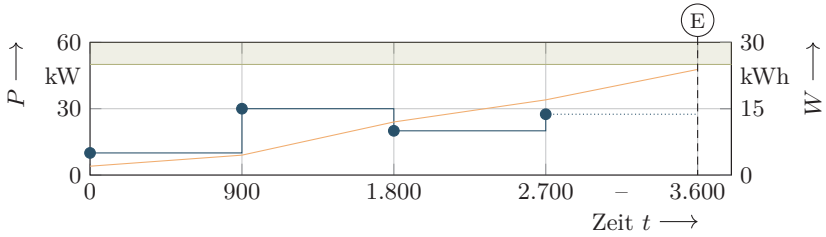
Die Aktivierungslogik für diese Modelle ist nahezu identisch mit dem vorgenannten Fall. Die Agenten lassen sich zu den jeweiligen bekannten Zeitpunkten vom

Scheduler einen *ActivityStartTrigger* (vgl. Abbildung 5.11, ①) zusenden, welcher damit Modellberechnungen auslöst, deren Ergebnis an die *ResultEventListener* ② gemeldet werden, um abschließend seine Aktivierung mit ③ zu quittieren.

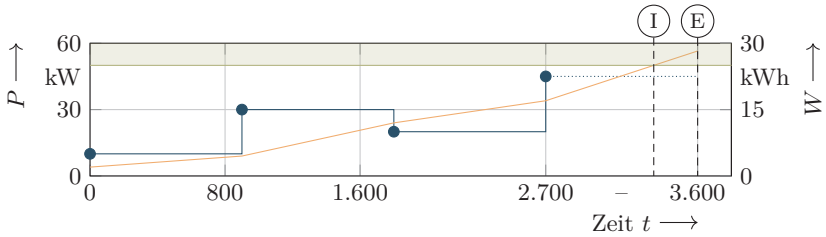
Simulation von akkumulierenden Modellen

Hinsichtlich der DEVS-Theorie stellen Modelle mit akkumulierendem Verhalten eine Besonderheit dar. In der Regel verfügen diese über technische Grenzen, die zu einem gewissen Zeitpunkt erreicht werden – ein elektrischer Speicher kann etwa nicht beliebig voll geladen werden. Im Allgemeinen ist unklar, ob zeitlich gesehen vor dem Erreichen eines Grenzwertes noch einmal ein Ereignis auftaucht, welches den Zeitpunkt der Grenzwertverletzung verschiebt. Deshalb antizipieren DEVS-Modelle bei jeder Aktivierung den nächstgelegenen Zeitpunkt einer Grenzwertverletzung und planen hierfür ein internes Ereignis vor, welches sie sich dann vom Scheduler zustellen lassen. Sollte ein anderes Ereignis den Eintrittszeitpunkt der Grenzwertverletzung verschieben, wird das alte interne Ereignis widerrufen und ein neues übergeben. Selbige Überlegungen gelten auch für andere modellzustandsbezogenen Ereignisse, die das Modellverhalten ändern, etwa das Erreichen von Steuer- oder Regelschwellen.

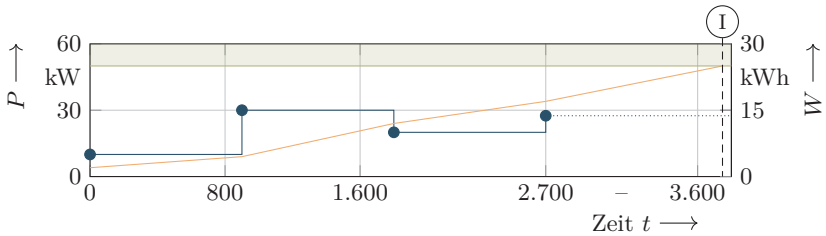
Im Kontext von SIMONA werden akkumulierende Modelle ausschließlich in der Kombination mit Sekundärdaten auftreten. Entsprechend findet grundsätzlich die Aktivierungslogik aus Abbildung 5.7 Anwendung. Das Setzen und Widerrufen von internen Ereignissen beim Scheduler bedeutet einen relativ großen Aufwand. Zwar kann diese Information der *CompletionMessage* ⑥ angehängt werden, allerdings bedeutet es einen erhöhten Koordinationsbedarf innerhalb eines jeden Teilnehmeragenten. Über die Datennachrichten ② der *SecondaryServices* wird mit den Daten der nächsten antizipierte Zeitpunkt einer Datenlieferung und somit eines externen Ereignisses mitgeliefert. Daher kann im Teilnehmeragenten geprüft werden, ob vor dem internen ein weiteres externes Ereignis auftritt, welches den Zeitpunkt des internen Ereignisses mit hoher Wahrscheinlichkeit verändert. Hierbei können drei Konstellationen auftreten, von denen zwei die Vorplanung eines internen Ereignisses notwendig machen. Sie sind in Abbildung 5.12 abgebildet und werden im Folgenden genauer beschrieben. In Blau ist die Wirkleistungsbilanz P eines elektrischen Batteriespeichers gezeigt. Die ausgefüllten Kreise markieren die Simulationszeiten, zu denen die Simulationsergebnisse erzielt wurden. Der aus der Wirkleistungsbilanz resultierende Speicherfüllstand E ist in orange gegeben. Die grüne Linie markiert den maximal möglichen Füllstand.



(a) Fall 1: Nächste Datenlieferung bekannt, kein internes Ereignis nötig



(b) Fall 2: Nächste Datenlieferung bekannt, internes Ereignis nötig



(c) Fall 3: Nächste Datenlieferung unbekannt, internes Ereignis nötig

Abbildung 5.12: Beispiele modellbedingter Auslösung interner Ereignisse

In Abbildung 5.12 (a) ist der Fall gezeigt, in dem kein internes Ereignis ausgelöst werden muss. Er liegt vor, wenn der Zeitpunkt der nächsten Datenlieferung (externes Ereignis, mit \textcircled{E} markiert) bekannt ist und bis dahin keine Aktionsschwelle (z. B. ein Grenzwert) erreicht wird. Das externe Ereignis beeinflusst sehr wahrscheinlich den Zeitpunkt des nächsten internen Ereignisses, weshalb dessen Vorplanung unsinnig ist. Im zweiten Fall (vgl. Abbildung 5.12 (b)) wird der maximale Speicherfüllstand erreicht, bevor die nächsten Datenlieferung (externes Ereignis) stattfindet, sodass ein internes Ereignis \textcircled{I} vorgeplant werden muss. Dieses Ereignis sollte spezifische Informationen über die konkrete Aktionsschwelle (etwa maximaler Füllstand erreicht) transportieren. Würde das Ereignis keine näheren Informationen bereitstellen, müssten alle möglichen Aktionsschwellen überprüft werden und am Ende würde lediglich die Information erlangt, die ohnehin schon bei der Planung des internen Ereignisses vorlag. Sowohl die Ereignisse, als auch die Reaktion des Agenten sind also modellspezifisch. Schlussendlich beschreibt der dritte Fall (vgl. Abbildung 5.12 (c)) den Umstand, dass die nächste Datenlieferung nicht bekannt ist, weil diese Information etwa den *ServiceProvidern* selbst nicht vorliegt. Dann muss in jedem Fall ein internes Ereignis vorgeplant werden, weil nicht gesichert davon ausgegangen werden kann, dass ein externes Ereignis vorher eintritt.

Von den gezeigten drei Fällen kann lediglich in einem das Vorplanen eines internen Ereignisses umgangen werden. Eine Bewertung, ob die hier vorgestellte Adaption des DEVS-Schemas auf die Bedürfnisse von SIMONA effizient ist, muss aber vor allem die Häufigkeit der eintretenden Fälle berücksichtigen. Fall drei tritt lediglich in Simulationen auf, in denen die Zeitpunkte der nächsten externen Ereignisse nicht ex ante bekannt sind – etwa wenn eine Streamingarchitektur zur Kopplung von Simulatoren genutzt wird. Dann liegt schlicht kein Wissen vor, mit dem die Ereignisplanung effizienter gestaltet werden kann. Die Fälle eins und zwei finden Anwendung in Simulationen mit bekannten Zeitpunkten externer Ereignisse. Hier muss beim Großteil der Simulationen davon ausgegangen werden, dass die Modelle reale Anlagen abbilden. Diese werden in aller Regel so ausgelegt, dass sie einen ausreichenden Betriebsbereich für die vorgesehene Aufgabe haben. Mit anderen Worten: Die Anzahl der Zeiteinheiten, in denen sich der Betriebspunkt fernab einer Aktionsschwelle bewegt (Fall 1) wird in der Anzahl den Fall zwei überwiegen. Somit ist davon auszugehen, dass in der Mehrzahl der Fälle, in denen eine Vorplanung interner Ereignisse vermieden werden kann, diese auch tatsächlich eingespart wird.

Eine schlussendliche Bewertung lässt sich lediglich anhand der tatsächlichen Anwendungsfälle von SIMONA und durch empirischen Vergleich mit dem universellen DEVS-Ansatz erreichen. Da sowohl die konkreten Anwendungsfelder von SIMONA

weitgehend unbekannt sind und die Implementierung des universellen DEVS-Ansatzes lediglich zu Vergleichszwecken zu umfangreich und damit ineffizient ist, basiert die Entscheidung zum hier präsentierten Schema ausschließlich auf diesen theoretischen Vorüberlegungen.

Conclusio

Die Untersuchbarkeit kollektiven Verhaltens einer Vielzahl individueller und rationaler Systemteilnehmer ist Schlüssel zur bedarfsgerechten Modellierung und Simulation des zukünftigen Energiesystems. In diesem Kapitel wird durch die Entwicklung eines generalisierten Systemteilnehmermodells ein wesentlicher Beitrag geleistet.

Ausgangspunkt ist eine detaillierte Analyse der Anforderungen an das Modell sowie den Modellierungsprozess. Sie führt zur Definition von Strukturklassen, die die Modellierung eines Teilnehmers in dem Detailgrad erlauben, der für die Abbildung seiner relevanten Eigenschaften notwendig ist. Dies reduziert nicht nur die Komplexität im Modellierungsprozess, weniger komplexe Modelle lassen sich auch effizienter simulieren. Somit leistet diese theoretische Konzept bereits wichtige Beiträge zur Adressierung von Komplexität in der Modellierung und Simulation und macht damit die großskalige Abbildung individuellen Verhaltens praktisch zugänglich.

Das Energiesystem ist durch stetig wachsende interdisziplinäre Einflüsse geprägt. In den jeweiligen Domänen, etwa der Mobilitätsforschung, existieren ebenfalls etablierte Simulatoren. Die Strukturklasse 1, die exogene Simulationsergebnisse in das Simulationsframework integriert, bietet die Möglichkeit die qualitativ hochwertigen Simulationsergebnisse zu berücksichtigen. Sie kann darüber hinaus auch zur Co-Simulationsschnittstelle ausgebaut werden. In den Strukturklassen 2 und 3 ist es durch die Verwendung von Schachtelmodellen darüber hinaus ebenfalls möglich sektorkoppelnde Anlagen, wie etwa Wärmepumpen zu berücksichtigen. Darüber hinaus sieht die Strukturklasse 3 ein Verhaltensmodell vor, mit dem individuelle oder betriebswirtschaftliche Rationalität abgebildet werden können. Somit leistet die Formulierung der Strukturklassen ebenfalls einen Beitrag zur Integration von Interdisziplinarität in die Modellierung und Simulation von Energiesystemen.

Zur konkreten Umsetzung der Strukturklassen im Simulationsframework wird das generalisierte Teilnehmermodell entwickelt. Es ist nach den Grundsätzen der Agententheorie und ereignisdiskreten Simulation formuliert und bündelt die Integrationsaufgaben in SIMONA. Somit erleichtert es die Implementierung spezifischer physikalischer und Verhaltensmodelle in SIMONA. Dies verringert erneut die Model-

lierungskomplexität. Dadurch, dass jeder einzelne Teilnehmer durch einen eigenen Agenten abgebildet wird, wird das entwickelte Modell großskalig anwendbar. Hierdurch können insbesondere weitere räumliche Skalen überspannt werden. Die Einbindung in das ereignisdiskrete Simulationskonzept SIMONAs erlaubt darüber hinaus die gemeinsame Simulation von Modellen unterschiedlicher zeitlicher Auflösungen, wodurch kollektives Verhalten sichtbar wird.

Abschließend ordnet Tabelle 5.3 die entwickelte Lösung in den Kontext der definierten Anforderungen an Modell und Modellierungsprozess ein. Die überwiegende Mehrzahl der Anforderungen kann bereits jetzt entweder praktisch oder zumindest theoretisch adressiert werden. Lediglich wenige Punkte lassen Raum für weitere Forschungsarbeiten.

Tabelle 5.3: Erfüllung der Anforderungen an das generalisierte Teilnehmermodell

Ein- und Ausgabeverhalten	
Integration vorberechneter Primärdaten	✓
Integrationsfähigkeit in Co-Simulationen	✓
Handhabung unsynchronisierter Sekundärdaten nicht-äquidistanter Auflösung aus mehreren Quellen	✓
Konfigurierbare Ausgabedatenschicht	✓
Physikalische Modelle	
Leichte Integrierbarkeit	✓
bottom up-Modellierung mit Fokus auf einzelne Einheiten	✓
Abbildung von Schachtelmodellen	✓
Abbildung akkumulierenden Verhaltens	✓
Verhaltensmodelle	
Integrierbarkeit von Rationalität	(✓)
Integrierbarkeit von interaktivem Verhalten	(✓)
Eigenschaften von Simulator und Simulation	
Prädikative Güte des Simulators	?
Akzeptable Simulationsdauer und Hardwareanforderungen	?

6 Demonstration der praktischen Anwendung

In den Abschnitten 4 und 5 wurden Modelle eines ereignisdiskreten und agentenbasierten Simulationsframeworks entwickelt und im Detail vorgestellt. Ebenso wurden Stärken und Schwächen für die Anwendung in einer detaillierten, zeitaufgelösten, agentenbasierten und verhaltensorientierten Verteilnetzsimulation diskutiert.

Dieses Kapitel zeigt die Entwicklungen in der praktischen Anwendung. Die konkreten Simulationsmodelle werden der SimBench-Datenbank entnommen. Zu jeder Modellbeschreibung liegt ebenfalls ein Knotenspannungsprofil des nominellen Betriebszustands vor. Der erste Anwendungsfall vergleicht zunächst die Simulationsergebnisse von SIMONA mit diesem Spannungsprofil und trägt damit weiter zur Validierung des Simulationsframeworks bei. Abschließend wird ein praktisches Anwendungsbeispiel skizziert, welches das Potential der hier entwickelten Modellierungs- und Simulationsansätze demonstriert sowie ebenfalls einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf zulässt.

6.1 SimBench Simulationsmodelldatenbank

Die Modelldatenbank SimBench ist das Ergebnis des gleichnamigen Forschungsprojekts⁷. Ziel der Datenbank ist die Bereitstellung einer großen Anzahl qualitativ hochwertiger und realistischer Simulationsmodelle, um individuelle Simulatoren erproben und mit anderen Lösungen vergleichen zu können. In der bisherigen Praxis ist die Vergleichbarkeit nur schwer herzustellen. Simulationsmodelle werden in der Regel individuell – und aufgrund der limitierten Länge von wissenschaftlichen Publikationen – unvollständig beschrieben. Zur eindeutigen und schnellen Referenzierung existieren SimBench-Codes, die das Modell mit seinen Eigenschaften leicht identifizierbar machen. Eine weitere allgemeine Übersicht des Projekts ist in [103] zu finden.

Zum Entstehungszeitpunkt dieser Arbeit liegen die Modelle in Version 1 vor und können in den Formaten für die Simulatoren DIGSILENT PowerFactory, FGH Integral und PSS@SINCAL sowie in einem generischen, objektrelationalen Schema von einer frei verfügbaren Website⁸ heruntergeladen werden. Die Datenbank umfasst 246 Simulationsmodelle, die aus 41 unterschiedlichen Verteilnetzstrukturen in drei Ausbaustufen entstehen, jeweils mit und ohne Schalter innerhalb des Netzes. Die

⁷ „Simulation Benchmark – Simulationsdatenbasis zum einheitlichen Vergleich von innovativen Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und -betriebsführung“; Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325917C.

⁸ SimBench Datensätze – <https://simbench.de/de/datensaeetze/>

Modelle decken die Spannungsebenen Hochspannung bis Niederspannung (NS) ab und umfassen jeweils einzelne Teilnetze oder komplexe, spannungsebenengekoppelte Strukturen. Neben der eigentlichen elektrischen Netzstruktur enthalten die Modelle auch Muster der Netznutzung in Form von Wirk- und / oder Blindleistungszeitreihen einzelner Systemteilnehmer. Bei der Erzeugung der Einspeisezeitreihen wurde bereits eine frühe Version von SIMONA eingesetzt [E10].

Die Modelle können in der Modellstrukturklasse 1 verwendet werden, sofern sowohl Wirk-, als auch Blindleistung für die Anlage vorliegen. Liegt nur die Wirkleistung vor, muss die Blindleistung durch ein Modell der Strukturklasse 2 ergänzt werden. Umgekehrt bietet jedes Modell die Möglichkeit, einzelne Modelle der Strukturklassen 2 oder 3 in einer abgestimmten Testumgebung zu simulieren.

6.2 Validierung des nominellen Betriebspunkts

Für die Demonstration der praktischen Anwendung der in dieser Arbeit vorgestellten Modellierungs- und Simulationsansätze im nachfolgenden Abschnitt sollen Modelle aus der SimBench-Simulationsmodelldatenbank verwendet werden. Hierzu müssen sie zunächst aus der generischen, objektrelationalen Darstellung in das frei verfügbare `PowerSystemDataModel`⁹ überführt werden, welches zur Beschreibung der Eingangsdaten in SIMONA genutzt wird. Dies geschieht mit dem ebenfalls frei verfügbaren Konverter `simbench2psdm`¹⁰, sodass bei zukünftigen Aktualisierungen des Datensatzes diese Simulationsmodellquelle erschlossen bleibt.

Da die SimBench-Modelle mit dem Ziel entwickelt wurden, unterschiedliche Modellierungs- und Simulationslösungen untereinander vergleichbar zu machen, enthalten die jeweiligen Projektarchive auch ein Referenzknotensspannungsprofil für den „unkalibrierten Urzustand der Netzdaten ohne jegliche Spannungsregelung“ [136]. Dieser bietet die Möglichkeit „grobe Abweichungen eines grundlegenden Lastflusses zu detektieren“ [136]. In diesem Abschnitt wird diese Möglichkeit wahrgenommen, um den *Tech Stack* aus `simbench2psdm`, `PowerSystemDataModel` und SIMONA zu verifizieren und zu validieren. Hierzu wird ein virtueller Versuchsstand erstellt, in dem jedes Modell mit SIMONA in seinem nominellen Betriebszustand simuliert und das Ergebnis mit dem Knotenspannungsprofil des SimBench-Modells verglichen wird.

Als Grundgesamtheit für die Untersuchungen werden die Modelle gewählt, die für den intendierten experimentellen Rahmen von SIMONA (vgl. Unterabschnitt 3.2.1)

⁹`PowerSystemDataModel` bei GitHub – <https://github.com/ie3-institute/PowerSystemDataModel>

¹⁰`simbench2psdm` bei GitHub – <https://github.com/ie3-institute/simbench2psdm>

am relevantesten sind. Dies sind alle Modelle, die die Mittelspannungs (MS)- und NS-Ebene umfassen – entweder getrennt oder kombiniert (vgl. Tabelle B.1). Somit wurden 78 *SimBench*-Modelle genutzt, die die Spannungsebenen MS und NS sowohl getrennt, als auch gekoppelt umfassen. Da *SIMONA* zum Entstehungszeitpunkt dieser Arbeit Netzstrukturen als Knoten-Kanten-Modell behandelt, sind Modelle mit und ohne Schalter identisch. Effektiv werden also 156 *SimBench*-Modelle validiert. Da diese Untersuchung gleichfalls Relevanz für [13] hat, wurde sie gemeinsam durchgeführt. Weitere, ähnliche Untersuchungen sind in [145] zu finden.

Für jedes der angeführten Modelle wurde eine stationäre Leistungsflussberechnung des nominellen Betriebspunkts durchgeführt und das resultierende Spannungsprofil mit dem Referenzspannungsprofil verglichen. Abbildung 6.1 zeigt die statistische Auswertung der gefundenen Abweichungen getrennt nach Spannungsbetrag und -winkel. Gleiche Netzstrukturen sind farblich gleich codiert, wobei von links nach rechts die Szenarien „0 – heute“, „1 – morgen“ und „2 – übermorgen“ angeführt sind. Die Kästen der Boxplots reichen vom 25 %- zum 75 %-Perzentil. Die Antennen in Abbildung 6.1 (a) umfassen den Minimal- und Maximalwert, in Abbildung 6.1 (b) das 2,5 %- und 97,5 %-Perzentil, Ausreißer werden als Punkte dargestellt. Positive Werte indizieren einen im Vergleich zu hohen Wert in den Simulationsergebnissen.

Mit Ausnahme von Ausreißern lässt Abbildung 6.1 (a) eine geringe bis moderate Abweichung zwischen Simulationsergebnissen und Referenzspannungsprofil erkennen. Die Tatsache, dass die maximalen, betragsmäßigen Abweichungen der meisten Modelle im Szenario 0 bei $10 \cdot 10^{-6}$ p.u. liegen, lässt darauf schließen, dass sowohl Modell-, als auch Simulationsimplementierung grundsätzlich valide sind. Hierbei ist ebenfalls zu beachten, dass die Referenzspannungsprofile ohnehin lediglich mit fünf Nachkommastellen angegeben sind. Von Szenario 0 zu Szenario 2 lässt sich eine grundsätzliche Tendenz hin zu größeren Ergebnisabweichungen feststellen. Dies ist ein erster Indikator dafür, dass die den Referenzspannungsprofilen zu Grunde liegende Netznutzungssituation, die hin zu Szenario 2 immer herausfordernder wird, in der Simulation nicht hinreichend genau repliziert werden kann. Ein Grund hierfür ist, dass der „unkalierten Urzustand der Netzdaten ohne jegliche Spannungsregelung“ [136] nicht weiter detailliert wird und somit vermutlich während der Konvertierung vereinzelt falsche Annahmen getroffen werden. Die Tatsache, dass sich eine leichte Tendenz hin zu positiven Abweichungen (Werte der Simulation sind größer als die der Referenz) ergibt, lässt vermuten, dass Leistungsabnahmen zu gering eingeschätzt werden. Es ist geplant, diese Lücke kurzfristig in Zusammenarbeit mit den Entwicklern von *SimBench* zu schließen. Für die Bedarfe dieser Arbeit können die Ergebnisübereinstimmungen aber als hinreichend genau angesehen werden. Das im

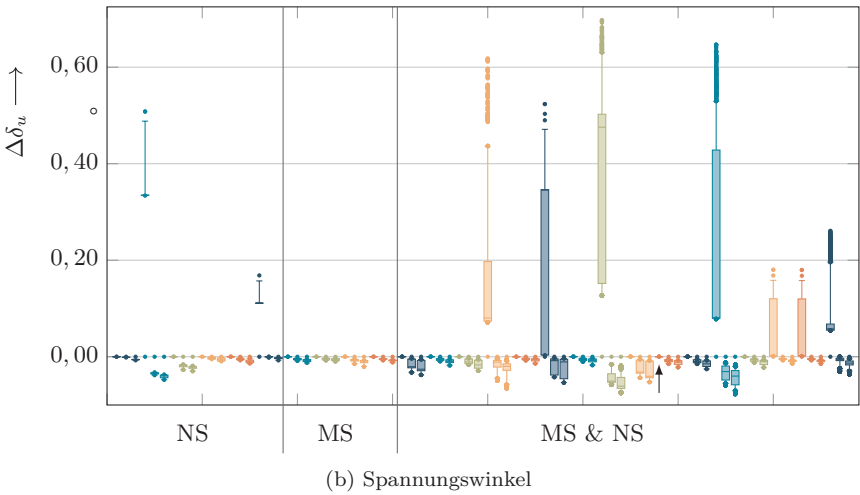
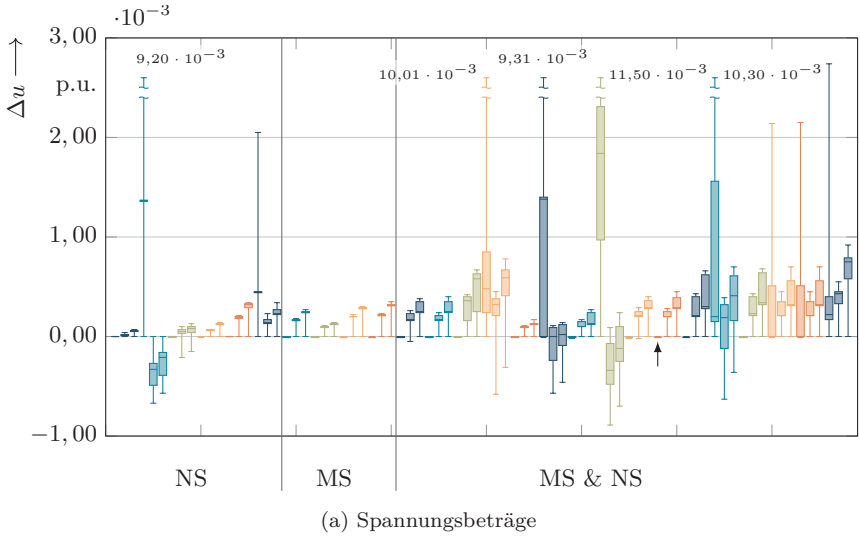


Abbildung 6.1: Statistische Bewertung der Abweichung zwischen Simulationsergebnissen und Referenzspannungsprofil im unskalierten Basisfall für 78 SimBench-Modelle

nachfolgenden Abschnitt verwendete Modell ist in Abbildung 6.1 (a) durch einen Pfeil markiert. Sowohl Minimalwert, als auch Median der Spannungsbetragsabweichung liegen bei $10 \cdot 10^{-6}$ p.u.

Ein vollständiges Bild des Vergleichs ergibt sich unter zusätzlicher Betrachtung der Spannungswinkel. Der Vergleich der simulativ ermittelten Spannungswinkel und die des Referenzspannungsprofils wird in Abbildung 6.1 (b) gezeigt. Auch hier indizieren positive Abweichungen einen größeren Wert in der Simulation. Grundsätzlich können für die meisten Modelle auch hier nur geringe Abweichungen festgestellt werden. Die insgesamt betragsmäßig größte Abweichung beträgt $0,618^\circ$. In der Regel korrelieren positive Abweichungen des Spannungsbetrags mit negativen Abweichungen der Spannungswinkel, welches ein weiteres Indiz für die ungenaue Abschätzung der Lastsituation in den betroffenen Netzmodellen ist. Besonderer Augenmerk bei der zukünftigen Verbesserung der Modellparametrierung sollte auf diejenigen Modelle gelegt werden, die sowohl eine positive Betrags-, als auch Winkelabweichung aufweisen. Hier liegt zudem vermutlich eine nicht passgenaue Abschätzung der Blindleistungssituation vor. Hinsichtlich des nachfolgend im Detail betrachteten Modells (vgl. Pfeil in Abbildung 6.1 (b)) liegt der Median der Winkelabweichung bei $120 \cdot 10^{-6}^\circ$ sowie Minimal- und Maximalabweichung bei 0° bzw. $320 \cdot 10^{-6}^\circ$.

Obwohl durch weitere Verbesserung der Modellparametrierung im Rahmen des Konvertierungsprozesses eine noch höhere Übereinstimmung mit den zur Verfügung gestellten Referenznetzzuständen erzielt werden kann und sollte, ist die Gesamtheit der Modelle bzw. das konkret für das nachfolgende Praxisbeispiel ausgewählte hinreichend genau abgebildet.

6.3 Praxisbeispiel: Untersuchung eines Anschlusersuchens

Nachdem mit dem vorangegangenen Vergleich zwischen Referenznetzzuständen und Simulationsergebnissen ein Beitrag zur Verifikation und Validierung des in den Kapiteln 4 und 5 vorgestellten Modellierungs- und Simulationsansatzes sowie des einbettenden Simulationsframeworks *SIMONA* geleistet wurde, demonstriert dieser Abschnitt deren praktische An- und Verwendbarkeit anhand *eines* ausgewählten Praxisbeispiels. An seine Stelle kann jedes Anwendungsbeispiel treten, in dem eine detaillierte, zeitaufgelöste und individualitätszentrierte Simulation zur Beantwortung von Fragestellungen in forscherschen, betrieblichen oder planerischen Kontexten hilfreich ist. In diesem Beispiel wird die planerische Perspektive eingenommen und Möglichkeiten zur Untersuchung eines fiktiven Anschlusersuchens vorgestellt. Es

soll das Potential der in dieser Arbeit vorgestellten Modellierung zur Abbildung von kollektiven Effekten verdeutlichen. Aus diesem Grund wird die nachfolgende Planungsaufgabe zeitaufgelöst betrachtet und mit dem konventionellen, extremen-szenarienbasierten Prozess kontrastiert.

Das Szenario basiert auf dem SimBench-Modell „1-MVLV-semiurb-4.201-0-no_sw“. Hierbei handelt es sich um ein halbstädtisch gelegenes, kombiniertes MS/NS-Modell mit 122 Knoten in der MS- und 43 Knoten in der NS-Ebene. Für diese Untersuchung wird die in Abbildung 6.2 abgebildete Netzstruktur ohne Schalter genutzt. Die MS-Ebene ist als teilvermaschte, offene Ringstruktur mit vereinzelt Stichabgängen, die NS-Ebene als Strahlentopologie ausgeführt. Bezüglich der Vorbelastung wird die Ausbaustufe „0 – heute“ gewählt. Weitere Eigenschaften des ausgewählten Netzmodells sind in Tabelle B.2 zusammengestellt. Für das Anschlussesuchen wird angenommen, dass nördlich des versorgten Gebiets eine WEA des Typs „Enercon E-115“ mit einer Nennleistung von 3 MW errichtet werden soll. Details des Anlagenmodells sind in Tabelle B.3 angeführt. Als potentieller Netzverknüpfungspunkt kommt der Knoten „MV2.101 Bus 25“ in Frage (vgl. rote Markierung in Abbildung 6.2). Hier befindet sich gleichzeitig eine offene Trennstelle zwischen zwei Abgängen des MS-Netzes, welche in dunklem Orange sowie Grün hervorgehoben sind. Der Windpark befindet sich für den Normalschaltzustand im orangenen Strang. Das detailliert dargestellte, unterlagerte Niederspannungsnetz liegt dicht bei der Umspannanlage im grünen Strang. Alle anderen Niederspannungsnetze werden durch Surrogatmodelle abgebildet. Ausgenommen der anzuschließenden WEA, wird die gesamte Belastungssituation des Netzes durch die im SimBench-Modell enthaltenen Zeitreihen repräsentiert.

Eine reale Bewertung des Anschlussesuchens würde unterschiedliche Aspekte der Netzurückwirkung des Windparks prüfen, unter anderem für den Kurzschlussfall sowie die darauf aufbauende Schutzkoordination. Da hier der Fokus auf der Demonstration der vorgestellten Modellierungsansätze liegt, wird lediglich ein Aspekt vorgestellt. Es wird bewertet, inwiefern durch den Anschluss der Anlage Verletzungen der zulässigen Spannungsbänder gemäß DIN EN 50160 im Normalschaltzustand sowie im gestörten ($n - 1$)-Fall, also beim Ausfall eines relevanten Betriebsmittels, hervorgerufen werden. Die erzielten Simulationsergebnisse sind allerdings sowohl für die Netzstruktur, als auch für die Systemteilnehmer umfassender und können vielfältig zur Bewertung unterschiedlichster Aspekte ausgewertet werden.

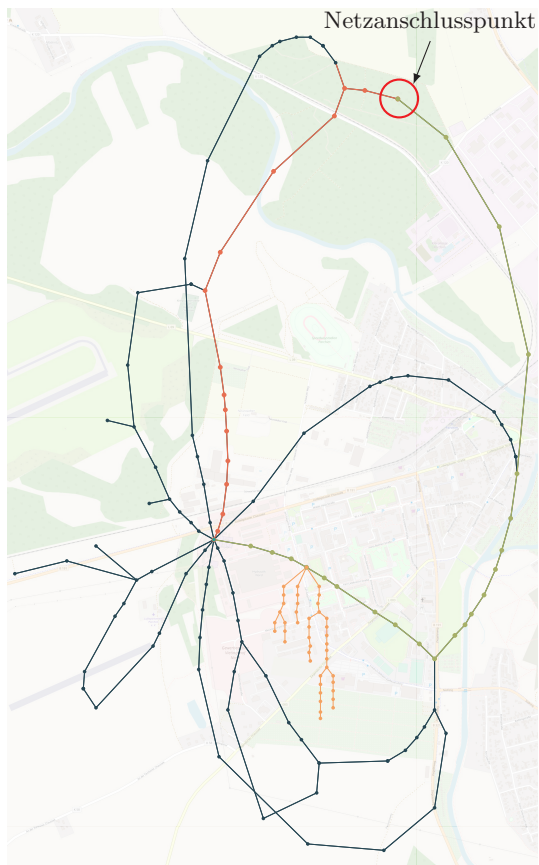


Abbildung 6.2: Übersicht der Netzstruktur des genutzten SimBench-Modells (Kartengrundlage: © OpenStreetMap contributors)

6.3.1 Bewertung des Basiszustands

Das Ziel der Bewertung des Basiszustands ist die Schaffung einer Referenz, gegenüber der Auswirkungen durch den Anschluss des Windparks diskutiert werden können. Diese Bewertung wird zum einen *konventionell*, also basierend auf Extremwertszenarien, und zum anderen *zeitaufgelöst* unter Verwendung der in Kapitel 4 sowie 5 vorgestellten Modellierungs- und Simulationsmethodik durchgeführt.

Bei der extremwertbasierten Bewertung wird der Netzzustand für zwei dedizierte Betriebspunkte simuliert. Die Szenarien orientieren sich an [69], [136]. Im Lastfall setzt sich der Betriebspunkt aus 100 % der installierten Lastscheinleistung und 0 % der installierten Einspeisescheinleistung zusammen. Für den Einspeisefall wird die Lastleistung auf 15 % reduziert und 100 % Einspeiseleistung angenommen. Die resultierenden Knotenspannungsergebnisse für die MS-Ebene sind in Abbildung 6.3 (a) dargestellt. Für die zeitaufgelöste Betrachtung werden Simulationen des jeweils ersten Tags eines jeden Monats durchgeführt. Im Basiszustand werden ausschließlich die im SimBench-Modell zur Verfügung gestellten Zeitreihen des Jahres 2016 der Systemteilnehmer genutzt. Somit entsprechen die Modelle zunächst der Modellstrukturklasse 1. Für die nachfolgenden Untersuchungsschritte wird ein WEA-Modell der Strukturklasse 2 ergänzt, sodass dann gleichzeitig eine endogene und exogene Teilnehmermodellierung vorliegt. Die Ergebnisse für alle Untersuchungsfälle sind in Abbildung 6.3 (b) dargestellt. Die Kästen der Boxplots umfassen dabei 50 % der auftretenden Werte, die Antennen 95 %. In der Abbildung sind in grau schraffiert ebenfalls die Knotenspannungsgrenzen für die MS-Ebene unter Annahme einer festen Spannungsbandaufteilung gemäß [E2] angegeben.

Die Differenz zwischen höchster und niedrigster Knotenspannung in der konventionellen Betrachtung ist für den Lastfall größer als für den Einspeisefall. Dies verdeutlicht die Dominanz der installierten Scheinleistung von leistungsbeziehenden Anlagen im Netzmodell. Alle Grenzwerte werden eingehalten bzw. nur leicht verletzt – schlussendlich ist aber die Einhaltung von $\pm 0,1$ p.u. an den Netzverknüpfungspunkten von Endkunden maßgeblich. Die zeitaufgelöste Betrachtung (vgl. Abbildung 6.3 (b), jeweils linker Boxplot) bestätigt dies nicht. Zum einen ist die Schwankungsbreite in den meisten Monaten deutlich geringer, zum anderen verteilen sich die einzelnen Knotenspannungen teils gleichmäßig, teils mit leicht positiver Tendenz um die Referenzknotenspannung von 1,025 p.u. Die maximal auftretende Knotenspannung liegt bei 1,053 p.u. im Januar. Der Median der einzelnen Monate schwankt im Jahresverlauf leicht und lässt auf erhöhte Einspeisungen in den Wintermonaten Januar und Dezember, sowie in den Sommermonaten zwischen April und September schlie-

ben. Hieraus lässt sich also eher eine leichte Tendenz zu einer höheren Beeinflussung durch Einspeisung ableiten.

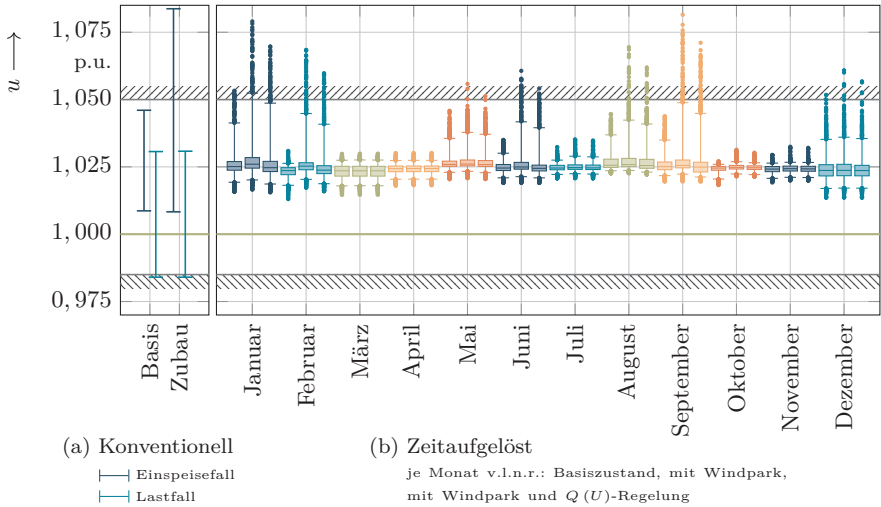


Abbildung 6.3: Knotenspannungsbeträge in der MS-Ebene bei konventioneller und zeitaufgelöster Betrachtung

In den Monaten Januar und Dezember liegt der Knotenspannungsbetrag einiger Zeitschritte oberhalb der definierten Grenze. Dies sind Zeiten, in denen neben einer hohen Einspeisung nur eine geringe Last besteht. Die Netzsituation liegt somit nah am netzauslegungsrelevanten Einspeisefall. Die hier vorgestellte, zeitaufgelöste Betrachtung des Netzzustands bietet zusätzlichen Informationsgehalt. Oberhalb der Antennen der Boxplots liegen lediglich 2,5% der vorgefundenen Werte. Entsprechend liegt hier keine Grenzwertverletzung vor, da die in der DIN EN 50160 festgelegten Grenzen lediglich in 95% der jährlichen 10 min-Mittelwerte eingehalten werden müssen. Hierbei bildet die Simulation darüber hinaus die zeitliche Koinzidenz der Netznutzung deutlich detaillierter ab. Dies gilt insbesondere für das Verhalten von Einspeiseanlagen, deren Gleichzeitigkeit – untereinander sowie mit der Last – sowohl im Jahresverlauf, als auch untertäglich die physikalischen und meteorologischen Zusammenhänge berücksichtigen.

Die Information zur Häufigkeit auftretender Werte lässt sich auch zur Auswahl geeigneter Netzanpassungsmaßnahmen ausnutzen. Zur Behebung seltener, kurzfristi-

ger Spannungsgrenzwertverletzungen bieten sich grundsätzlich andere, in der Regel günstigere Maßnahmen, wie etwa eine spannungsabhängige $Q(U)$ -Blindleistungsregelung, an. Diese hingegen sind aber ungeeignet dauerhafte Spannungsgrenzwertverletzungen zu beheben. Ebenfalls wird die Bewertung weiterer, alternative Planungsoptionen, wie die Möglichkeit kurzfristige Überschreitungen thermischer Betriebsgrenzen von Netzkanten oder die Installation eines Batteriespeichers, möglich, was zur effizienten Netzbewirtschaftung beiträgt. Grundsätzlich lässt der Basiszustand eine gute Integrierbarkeit weiterer Erzeuger vermuten.

6.3.2 Bewertung des Zustands bei Zubau der Windenergieanlage

Um den Einfluss des Zubaus des Windparks bewerten zu können, wird ein WEA-Modell als konkrete Ausprägung des generalisierten, agentenbasierten und ereignisdiskreten Systemteilnehmermodells aus Kapitel 5 in das gegebenen SimBench-Modell integriert. Die Details zur Parametrierung können Tabelle B.3 und Abbildung B.2 entnommen werden. Das verwendete Modell gehört der Strukturklasse 2 an und überführt nicht-elektrische, meteorologische Eingangsdaten in eine entsprechende Leistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt. Aufgrund erschwelter Datenverfügbarkeit werden die SimBench-Zeitreihen des Jahres 2016 mit Wetterdaten des Jahres 2011 kombiniert. Diese entstammen Berechnungen des „COSMO-EU“-Modells des Deutschen Wetterdienstes¹¹.

Die statistische Auswertung der Knotenspannungsbeträge nach Zubau des Windparks ist ebenfalls in Abbildung 6.3 (b), in mittlerer Position je Monat, dargestellt. Im direkten Vergleich zum Basiszustand fällt auf, dass die Tendenz hin zu erhöhten Knotenspannungsbeträgen in den Monaten Januar, Februar, Mai, Juni, August, September und Dezember weiter gesteigert wird. Median und Box lassen erkennen, dass dies die Mehrheit der Zeitschritte nur bedingt betrifft. Die höchsten Knotenspannungen treten im September auf. Dort liegen 75 % der Werte unterhalb von 1,0276 p.u., 97,5 % unter 1,0489 p.u. und auch der Maximalwert überschreitet 1,0815 p.u. nicht. Hier zeigt sich eine gute Übereinstimmung der maximalen Knotenspannung zwischen konventioneller sowie der hier vorgestellten Bewertung. Die Untergrenzen der Knotenspannungsbeträge sind mit Ausnahme der Monate Februar und Oktober nicht wesentlich beeinflusst. Dies lässt darauf schließen, dass Zeitpunkte hoher Last selten mit Zeitpunkten relevanter Einspeisung korrelieren. Aufgrund der ausgeprägten stochastischen Struktur von Wind und der damit verbundenen

¹¹Modelldokumentation verfügbar unter <https://www.cosmo-model.org/content/model/documentation/core/default.htm>, insbesondere [146]–[148]

Einspeisung aus WEA, ist das eine zunächst unerwartete Feststellung. Augenfällig tritt die Einspeisung der WEA aber häufig gemeinsam mit anderen Einspeisungen auf, da überhöhte Knotenspannungen vor allem in den Monaten auftreten, in denen sie schon vorher erhöht waren. Die unterschiedlichen Einspeiseanlagen zeigen also ein kollektives Verhalten, welches durch passive Kopplung über die meteorologischen Eingangsdaten entsteht.

Um die seltenen, aber durchaus signifikant hohen Spannungsspitzen zu vermeiden, könnte der betroffene Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber eine spezifische Blindleistungscharakteristik am Netzverknüpfungspunkt vorschreiben. Eine bedarfsgerechte Variante ist die $Q(U)$ -Kennlinie, welche die Blindleistungsbilanz abhängig von der festgestellten Knotenspannung am Netzverknüpfungspunkt bestimmt. Gemäß der soeben gewonnen Erkenntnisse könnte eine Kennlinie wie in Abbildung B.3 eine sinnvolle Parametrierung darstellen. Sie wurde so gewählt, dass bei niedriger Knotenspannung eine Blindleistungseinspeisung und bei hoher Knotenspannung eine Blindleistungsaufnahme stattfindet. Der Aktivitätsbereich der Kennlinie ist so ausgelegt, dass Blindleistung nur dann aufgenommen wird, wenn die Spannung oberhalb des 97,5 %-Perzentils im Januar nach Zubau der Anlage liegt. Die genaue Wirkung dieser Kennlinie ist insbesondere vom vorliegenden $\frac{R}{X}$ -Verhältnis der Netzstruktur zwischen dem Referenzknoten und der Anlage abhängig. Deshalb wird der erzielbare Effekt der Blindleistungsregelung detailliert untersucht. In Abbildung 6.3 (b), rechte Position je Monat, ist zu sehen, dass die angestrebte Blindleistungsregelung den Einfluss des Windparks auf die Knotenspannungsbeträge deutlich reduzieren kann. Der höchste auftretende Wert im September konnte auf 1,0711 p.u. begrenzt werden. Die Tatsache, dass sich diese Perzentilgrenze nur marginal von 1,04885 p.u. auf 1,04486 p.u. verschoben hat, belegt, dass die Blindleistung der Anlage nur in den „kritischen“ Fällen eingesetzt ist. Dies ist ein wichtiges Argument gegenüber dem Anschlussnehmer, da die Blindleistungseinspeisung zu erhöhten Betriebsmittelauslastungen und Verluste in seiner Anlage führt.

Analog bietet die vorgestellte ereignisdiskrete und agentenbasierte Modellierung von Systemteilnehmern im Gesamtkontext von SIMONA die Möglichkeit quasi-betriebliche Konzepte, wie Spitzenkappung oder Redispatch 2.0-Maßnahmen und deren Einfluss auf die zu untersuchende Netzstruktur detailliert zu untersuchen. Die dafür notwendigen Gesamtsystemmodelle gewinnen dadurch erheblich an Komplexität. Um trotz des hohen Detailgrads eine effiziente Untersuchung zu ermöglichen, sollten diese nicht für einzelne Untersuchungsfälle erstellt werden. Vielmehr bietet es sich an, eine Simulation als einen Service zu betrachten, der bei Bedarf abgerufen wird. Ein solcher Einsatz von SIMONA als Microservice wird derzeit im Forschungsprojekt

*TRANSENSE*¹² erforscht. Perspektivisch könnte ein solcher Service nicht nur für hausinterne Bewertungen genutzt, sondern über entsprechende Schnittstellen auch einem Endnutzer zur Verfügung gestellt werden. Der in dieser Arbeit vorgestellte, zeitaufgelöste Ansatz in Kombination mit der Modellierung betrieblicher Konzepte, kann automatisierte Bewertungen von Netzanschlusssuchen detailliert und effizient gestalten. Er bietet die Möglichkeit dem Netzanschlusssuchenden beispielsweise eine detaillierte wirtschaftliche Bewertung seines Vorhabens zu erlauben. Die vorgestellten Strukturklassen 1 und 2 bieten hierbei zusätzlich die Möglichkeit entweder kundeneigene, zeitaufgelöste Einspeiseprognosen in beliebiger zeitlicher Auflösung entgegenzunehmen oder die Simulation basierend auf Anlagenkenndaten als Dienstleistung anzubieten. Von bereits existierenden Produkten [149]–[154] sind die Details der technischen Netzanschlussprüfung nicht ausreichend bekannt, um eine Einordnung in den aktuellen Stand der Technik vornehmen zu können.

6.3.3 Bewertung des $(n - 1)$ -Falls

Zur Bewertung des Netzanschlusssuchens sollte auch eine Betrachtung des Fehlerfalls durchgeführt werden. Der aktuelle Stand der anerkannten Regeln der Technik fordert lediglich, dass nach Ausfall eines Betriebsmittels ($(n - 1)$ -Fall) noch der höchste Belastungszustand des Netzes bedient werden muss – Erzeugungsanlagen dürfen abgeschaltet werden. [155], [156], [E2] Für das Gelingen der Energiewende ist es allerdings erstrebenswert, auch den Betrieb der Energieerzeugungsanlagen aufrechterhalten zu können.

Die vorliegende Netzstruktur entspricht einer teilvermaschten Ringstruktur mit offenen Trennstellen. Ein Ausfall einer Leitung darf in der MS-Netzebene durch manuelle Umschaltmaßnahmen behoben werden [155]. Im betroffenen Netzsegment befindet sich die Trennstelle am geplanten Netzverknüpfungspunkt der WEA. Die einflussreichsten $(n - 1)$ -Fälle liegen dann vor, wenn eine Leitung, die direkt an das Umspannwerk angeschlossen ist, ausfällt. Für die hier betrachtete Analyse wird angenommen, dass die in Abbildung 6.4 rot markierte Leitung ausfällt. Die WEA befindet sich nun mittig des neu geschaffenen Strangs und das in hellem Orange gezeigte NS-Netz an dessen Ende. Der Fehlerfall könnte im NS-Netz aufgrund der großen elektrischen Distanz zu Verletzungen des zulässigen Spannungsbands führen. Mit dieser Untersuchung soll das Potential einer integrierten, spannungsebenengekoppelten Betrachtung demonstriert werden.

¹²Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Förderkennzeichen 03EI6044B); SIMONA wird als *Simulation-as-a-Service* zur Trainingsdatengenerierung für eine Neurale State Estimation eingesetzt.

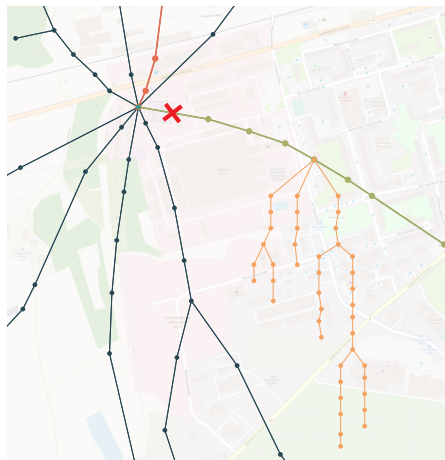
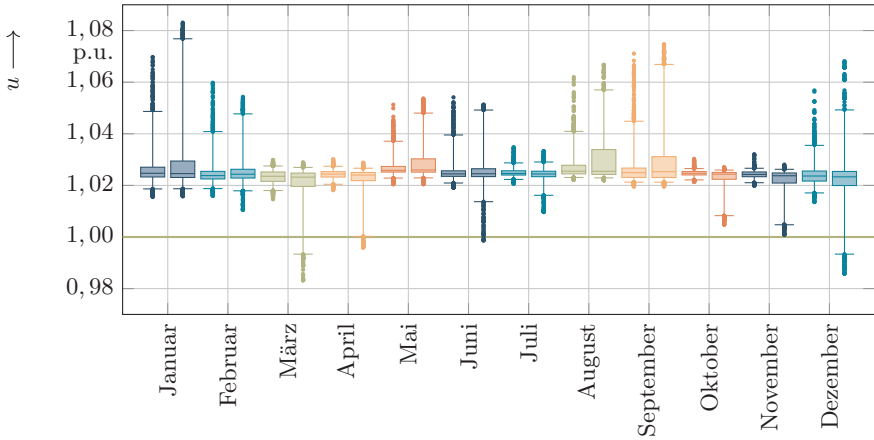


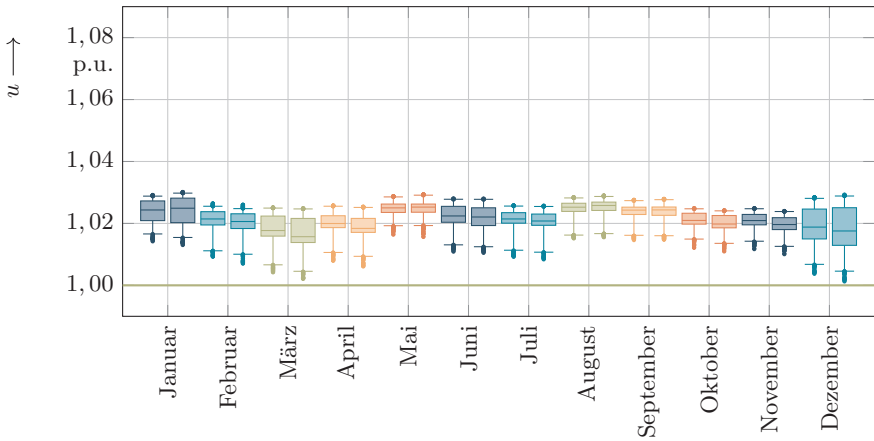
Abbildung 6.4: Betroffene Niederspannungsnetzstruktur bei kritischem $(n - 1)$ -Fall (Kartengrundlage: © OpenStreetMap contributors)

Zunächst zeigt Abbildung 6.5 (a) die statistische Auswertung der Knotenspannungsbeträge im MS-Netz nach Ausfall der Leitung und Vornahme der Umschaltmaßnahmen. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich die Breite der Verteilung ausweitet. Dies betrifft in Teilen sowohl die typischen Betriebspunkte des Netzes, aber vor allem die extremen Werte. Dennoch befindet sich ein Großteil der Spannungen innerhalb eines relativ schmalen Bandes. Die Knotenspannungsverhältnisse im NS-Netz sind in Abbildung 6.5 (b) dargestellt. Je Kalendermonat ist links die statistische Auswertung für den Normalschaltzustand inklusive zugebauter WEA und rechts die Auswertung für den $(n - 1)$ -Fall gezeigt. Erfreulicherweise können auch im gestörten Zustand keine Grenzwertverletzungen festgestellt werden.

Die oben skizzierten Ergebnisse wurden durch integrierte Simulation von MS- und NS-Ebene erzielt. Wird alternativ eine getrennte Betrachtung durchgeführt, müssen vereinfachende Annahmen über die Verhältnisse der jeweils anderen Ebene getroffen werden. Eine typische Abschätzung ist die Aufteilung des zulässigen Spannungsbands gemäß DIN EN 50160 auf die einzelnen Spannungsebenen. Die Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg schlägt etwa vor, $-0,085$ p.u. für negative und $+0,05$ p.u. für positive Spannungsabweichungen in den Spannungsebenen NS sowie MS/NS anzunehmen [E2]. Die Werte orientiert sich dabei an allgemeinen



(a) Mittelspannungsnetz



(b) Niederspannungsnetz

Abbildung 6.5: Statistische Auswertung des Knotenspannungsbetrags je Kalendermonat, links: Normalschaltzustand, rechts: $(n - 1)$ -Fall

Erfahrungen und Überlegungen und weniger an der konkreten, zu untersuchenden Netzstruktur. Dieser „reservierte Spannungsfall“ kann gewissermaßen als Ersatzmodell für die tatsächlichen Verhältnisse im unterlagerten Netz verstanden werden. Bei der Netzzustandsbewertung wird dann abgeschätzt, dass die niedrigste Knotenspannung im NS-Netz 0,085 p.u. unterhalb bzw. die höchste 0,05 p.u. oberhalb der Spannung des Netzverknüpfungspunkts liegt. Diese Abschätzung wird nachfolgend als *fix* referenziert.

Eine Verbesserung dieser Abschätzung könnte durch getrennte, zeitaufgelöste Simulation der Netzebenen und anschließende, individuelle Bestimmung des „reservierten Spannungsfalls“ erzielt werden. Dieser Ansatz wird nachfolgend als *konsekutiv* referenziert. Abbildung B.1 zeigt die statistische Auswertung für die getrennte, zeitaufgelöste Simulation des NS-Netzes. Die maximale negative Knotenspannungsabweichung zum Referenzknoten beträgt $-0,0179$ p.u., die maximale positive $-0,0013$ p.u. In dem gewählten NS-Netz befindet sich lediglich eine kleinere Photovoltaik (PV)-Anlage, sodass sich keine Spannungsüberhöhungen gegenüber dem Referenzknoten ergeben. Bereits diese Voruntersuchung zeigt auf, dass pauschale Abschätzungen konkrete Fälle häufig nicht hinreichend genau abbilden können.

Um den Einfluss unterschiedlicher Ansätze zur Bewertung des Netzzustands unterlagerten Netzebenen zu demonstrieren, werden nun die erwarteten minimalen bzw. maximalen Knotenspannungsbeträge innerhalb der NS-Ebene in Abbildung 6.6 illustriert und diskutiert. Referenz ist hierbei das Ergebnis der gekoppelten Simulation (*übergreifend*), bei denen sowohl die zeitliche, als auch technische Kopplung der beiden Ebenen am detailliertesten abgebildet sind. Für die beiden Abschätzungen wird der „reservierte Spannungsfall“ dem Maximal- bzw. Minimalwert der Knotenspannung des MS-Netzverknüpfungspunkts zugeschlagen. Diese liegen im Dezember vor und reicht von 1,01693 p.u. bis 1,03112 p.u.

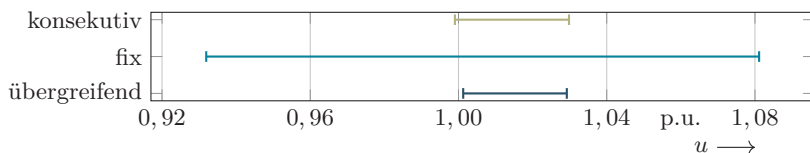


Abbildung 6.6: Wertebereich der NS-Knotenspannungsbeträge nach unterschiedlichen Bewertungsansätzen

Es ist deutlich zu erkennen, dass die feste Spannungsbandaufteilung die tatsächlichen Verhältnisse innerhalb eines individuellen NS-Netzes nicht zielgerecht abschätzen kann. Augenfällig kann durch den konsekutiven Ansatz eine sehr gute Abschätzung der Verhältnisse erreicht werden. Die getrennte Simulation erfordert aber den gleichen Parametrier- und Simulationsaufwand, sodass mit annähernd gleichem Aufwand eine gekoppelte Betrachtung stattfinden kann.

Conclusio

Dieses Kapitel vermittelt einen Eindruck der An- und Verwendbarkeit der in Kapitel 4 sowie 5 vorgestellten Simulationsansätze. Bereits in Kapitel 4 wird eine erste Validierung mit besonderem Fokus auf die Transformatormodelle durchgeführt. Fortführend leistet Abschnitt 6.2 einen Beitrag zur großskaligen Verifikation und Validierung des gesamten Simulationsframeworks. Das mit den hier entwickelten Transformatormodellen, den ereignisdiskreten und agentenbasierten Teilnehmermodellen und den Beiträgen aus [13] ergänzte SIMONA wird auf 78 SimBench-Modelle angewendet, um deren Netzstatus im nominellen Betriebspunkt zu ermitteln. Ihr Vergleich mit den gegebenen Referenzspannungsprofilen zeigt, dass die entwickelten Implementierungen von Modell und Simulator auf valide Abbilder realer Netzzustände führen. Vorhandene Differenzen können auf Abweichungen der Modellparametrierung zurückgeführt werden, sodass systematische Fehler ausgeschlossen werden. Ein noch höherer Grad der Validierung kann durch zeitaufgelöste Referenzergebnisse erzielt werden, die dann auch die quasi-dynamischen, belastungsabhängigen Eigenschaften des Netzmodells wiedergeben. Solche Ergebnisse können nach weiterer Validierung und mithilfe der Systemteilnehmermodelle in Strukturklasse 1 durch SIMONA erzeugt werden.

Ein praktischer Anwendungsfall demonstriert die Potentiale der in dieser Arbeit vorgestellten ereignisdiskreten und agentenbasierten Systemteilnehmermodellierung. Er steht stellvertretend für alle Anwendungen, in denen eine Fragestellung durch zeitaufgelöste, individualitätszentrierte Simulation beantwortet werden kann, etwa [E3], [E4], [E7], [E9], [E11], [E12]. Die präsentierten Vorteile sind:

Beschränkte und bedarfsgerechte Modellierungskomplexität Mit der Untersuchung des Basiszustands anhand eines umfassenden SimBench-Modells kann ein detailliertes Bild des zeitaufgelösten Netzzustands gezeichnet werden. Durch Verwendung von Modellen der Strukturklasse 1 ist es möglich eine detaillierte Untersuchung durchzuführen, ohne die Details der einzelnen Systemteilnehmer

mer kennen zu müssen. Die exogen bereitgestellten SimBench-Zeitreihen bilden dabei dennoch das kollektive Verhalten aller Teilnehmer korrekt ab. An die Stelle der SimBench-Datensätze können auch Modelle realer Verteilnetze inklusive z. B. passende Messzeitreihen treten.

Zeitaufgelöste Netznutzung Eine detaillierte und zeitaufgelöste Betrachtung einzelner Systemteilnehmer kann die Abweichung zwischen tatsächlicher Netznutzung und theoretisch möglicher Netznutzung (installierte Leistung) sichtbar machen. Dies gilt sowohl für die exogene (SimBench-Zeitreihen), aber vor allem die endogene Simulation. Die zeitliche Dimension erlaubt hierbei auch eine Bewertung der Häufigkeit auftretender (Extrem-)Werte und ermöglicht somit eine angepasste Entscheidungsfindung. Nicht zuletzt erlaubt sie die Bewertung energiebezogener oder energierestringierter Kenngrößen und Konzepte, wie Verlustenergie, Spitzenkappung oder den Einsatz von Energiespeichern.

Kollektives Verhalten Die zeitaufgelöste Simulation von Systemteilnehmern, insbesondere als endogene Simulation in den Strukturklassen 2 und 3, schafft weiteren Wert hinsichtlich der Gleichzeitigkeit ihrer Netznutzung. Kollektives Verhalten kann dabei willentlich, etwa durch rationale Reaktion auf attraktive Marktpreise, oder aufgrund externer Zusammenhänge, etwa dem Wettergeschehen, entstehen. Der Anwendungsfall zeigt, dass relevante Einspeisung aus Windenergie trotz seiner stochastischen Natur, häufig zu gleichen Zeiten mit anderen Einspeisungen auftritt. Hierdurch wird das zeitliche Verhalten von Anlagen gleicher Typen sowie zu anderen Anlagentypen korrekt abgebildet.

Spannungsebenenübergreifende Wechselwirkungen Sowohl die detaillierte, zeitaufgelöste Betrachtung einzelner Systemteilnehmer, als auch die Abbildung deren kollektiven Verhaltens führt zu Auswirkungen, die Einfluss auf unterschiedliche Ebenen des elektrischen Energiesystems haben. Die Netznutzung in den unteren Systemebenen beeinflusst den Zustand der darüber liegenden Ebenen, welcher wiederum auf die unteren Ebenen zurückwirkt. Der Anwendungsfall zeigt, dass diese Wechselbeziehung mit konventionellen Methoden nur schwer erfasst werden kann. Dieser Aspekt gewinnt im Besonderen dann an Bedeutung, wenn zunehmend rationale Systemteilnehmer auf diese Rückwirkung reagieren oder in größeren Konzepten, wie die Bereitstellung von Flexibilität eingebunden werden. Die vorgestellte Modellierungs- und Simulationsmethodik erlaubt eine detaillierte Untersuchung dieser Wechselwirkungen.

Um diesen Mehrwert erreichen zu können, ist im Vergleich zu konventionellen Ansätzen ein größerer Modellierungs- und Simulationsaufwand nötig, auch wenn die

vorgestellten Modellstrukturklassen eine Kontrolle des Aufwands erlauben. Die Potentiale lassen sich insbesondere dann erreichen, wenn detaillierte Modelle kontinuierlich gepflegt und lediglich auf einen konkreten Untersuchungsfall angepasst werden. Deshalb sollte „die Simulation“ mehr als ein *Service* angesehen werden, der bei Bedarf abgerufen werden kann. Somit können auch komplexe Modelle, etwa von Betriebsführungskonzepten, einfach in die Anwendung gebracht werden und zur umfassenden technisch-wirtschaftlichen Betrachtung des Energiesystems beitragen. Um dieses Potential vollständig heben zu können, bedarf es allerdings weiteren Forschungs- und Entwicklungsarbeiten an der Mensch-Maschine-Schnittstelle zur Bereitstellung einfacher Aus- und Bewertungsfunktionalitäten.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Verteilnetzebene des Energieversorgungssystems erlangt seit Jahren wachsende Bedeutung im Gesamtsystem. Teil dieser Veränderung ist die zunehmende Komplexität und Interaktion der einzelnen Systembestandteile. Diese Arbeit befasst sich mit der Frage, wie das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und vor allem valide mit Modellen und Simulationen abgebildet werden kann. Hier knüpft diese Arbeit an und trägt zur Problemlösung bei. In diesem Abschnitt werden die geschaffenen Lösungsbeiträge zunächst komprimiert dargestellt und anschließend zu konkreten Antworten zusammengestellt. Eine Übersicht forschersicher Anschlussmöglichkeiten schließt die Arbeit ab.

7.1 Zusammenfassung

Beginnend mit einer motivierenden Beschreibung des Zusammenhangs menschlichen Lebens und der Nutzung von Energie in **Kapitel 1** wird der Rahmen für diese Arbeit gesetzt. Um sich der Problemstellung zunehmender Komplexität, insbesondere durch Individualität und Rationalität von Systemteilnehmern zu nähern, legt **Kapitel 2** die Grundlagen von Modellierung und Simulation im Allgemeinen. Ausgehend von diesem Grundverständnis vertieft **Kapitel 3** diese Konzepte mit speziellem Fokus auf die Anwendung im Kontext von Energiesystemen. Zur Beantwortung der Forschungsfragen wurde in gemeinsamer Forschungsarbeit mit meinem Forschungspartner Johannes Hiry [13] und auf Grundlage von [11], [12] das Simulationsframework SIMONA entwickelt, dessen Gesamtkonzept ebenfalls skizziert wird.

Ein Lösungsbaustein ist das in SIMONA angewendete Dekompositionsprinzip, um eine effiziente, großskalige Simulation zu ermöglichen. Dieses wird unter anderem durch einen verteilten Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus zur Leistungsflussrechnung (engl.: Distributed Backward-Forward Sweep Power Flow Calculation, DBFS-PF) [13] umgesetzt und teilt das Gesamtmodell in kleinere Teilmodelle auf. Die in dieser Arbeit entwickelten Transformatormodelle aus **Kapitel 4** stellen eine effiziente und durch Vergleichstestung validierte Kopplung der Teilmodelle sicher.

Kernaspekt dieser Arbeit ist die effiziente Abbildung individuellen und rationalen Verhaltens, um kollektive Effekte vieler individueller Systemteilnehmer untersuchbar zu machen. In **Kapitel 5** wird ein modulares und generalisiertes Modell vorgestellt, welches über drei unterschiedliche Strukturklassen die anwendungsspezifischen Modellbestandteile adaptierbar macht. Die ereignisdiskrete und agentenbasierte Ausge-

staltung stellt eine effiziente Simulation und damit Anwendbarkeit sicher und bettet das Modell in das Gesamtkonzept von SIMONA ein.

Kapitel 6 demonstriert die praktische Anwendung der entwickelten Lösung. Anhand der Simulation von Modellen der SimBench-Datenbank wird das entwickelte Gesamtsystem validiert und die Potentiale des Modellierungsansatzes zur Simulation kollektiven Verhaltens von Teilnehmern aufgezeigt.

Ergänzend zu dieser Arbeit stellt [13] die Koordination der verteilten Leistungsflussrechnung, die dazu notwendigen Modellpartitionierung sowie Simulationszeitkontrolle im Rahmen der ereignisdiskreten Formulierung dar. Sie enthält ebenfalls Details zur Implementierung eines Photovoltaik (PV)-Anlagenmodells als konkrete Ausprägung des hier entwickelten generalisierten Teilnehmermodells inklusive Validierung gegenüber einem etablierten Modell.

7.2 Beiträge zu Wissenschaft und Technik

Die veränderten Eigenschaften des Energiesystems stellen neue Anforderungen an seine Modellierung und Simulation. Im Wesentlichen stellt sich die Frage wie das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und vor allem valide mit Modellen und Simulationen abgebildet werden kann. In Unterabschnitt 3.1.2 wurden diese Herausforderungen detailliert beleuchtet und vier Forschungsfragen herausgearbeitet. Deren Beantwortung findet durch verschiedene, sich ergänzende Bausteine dieser Arbeit statt. Dieser Abschnitt fügt sie zu konkreten Antworten auf die Forschungsfragen zusammen.

Forschungsfrage 1: *Wie können Interdisziplinarität und Individualität einer Vielzahl kleiner Systemteilnehmer effizient abgebildet werden, um komplexes kollektives Verhalten untersuchbar zu machen?*

Der Schlüssel zur Berücksichtigung von Interdisziplinarität und Individualität ist die bottom up-Modellierung des Energiesystems. Hierdurch kann jedes Teilsystem mit seinen spezifischen Eigenschaften und Wechselbeziehungen abgebildet werden. Eine wichtige Rolle spielen hierbei die erarbeiteten Strukturklassen eines Systemteilnehmermodells, mit denen eine bedarfsgerechte Steuerung der Modellkomplexität möglich wird. In der dritten, umfangreichsten Klasse umfasst das Teilnehmermodell neben einem detaillierten physikalischen Anlagenmodell zudem ein Verhaltensmodell, welches die immer wichtigere Dimension menschlicher oder betriebswirtschaftlicher Rationalität abbildet.

In den Strukturklassen 2 und 3 erlaubt das physikalische Anlagenmodell zudem die Berücksichtigung interdisziplinärer Wechselwirkungen durch Schachtelmodelle. Diese bilden ein Ensemble von Teilsystemen ab, die gemeinsam als Einheit agieren. Ein Beispiel ist hier die Kombination eines thermischen Bedarfsmodells, eines thermischen Speichers sowie einer Wärmepumpe in Wohngebäuden. Diese Modelle sind im Besonderen geeignet kollektives Verhalten sichtbar zu machen. Das Verhalten einer Kohorte von Wärmepumpen, die geographisch nahe Gebäude mit ähnlichen thermischen Eigenschaften versorgen, wird voraussichtlich über die meteorologischen Verhältnisse geprägt, die den zu deckenden Heizwärmebedarf bestimmen. Darüber hinaus ermöglicht die Strukturklasse 1 die Integration vorberechneter Simulationsergebnisse in die Energiesystemsimulation. Dies stellt eine wichtige Schnittstelle für den Anschluss von domänenspezifischen Modellen und Simulationen dar, die interdisziplinäre Einflüsse ohne Rückwirkung des Energiesystems effizient abbilden können. Die Strukturklasse 1 kann ebenso Ausgangspunkt für die Entwicklung einer Co-Simulationsschnittstelle sein.

Die Effizienz der Abbildung von Individualität und Rationalität entsteht durch Formulierung eines generalisierten Agentenmodells für die Systemteilnehmer. Die Agententheorie bietet eine einfache und natürliche Art der Verknüpfung vieler einzelner Modelle durch Definition von Kommunikationspfaden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein generisches Modell entwickelt, welches den Nutzer von Integrationsaufgaben eines spezifischen Modells in das Simulationsframework **SIMONA** befreit und damit den Modellierungsprozess effizient gestaltet. Um auch die Simulation, also die zeitlich aufgelöste, wiederholte Anwendung des Modells, effizient zu gestalten, wurde das generalisierte Agentenmodell nach den Prinzipien der ereignisdiskreten Simulation formuliert. Hierbei wird eine Modellberechnung immer nur dann ausgelöst, wenn ein konkretes Ereignis den Modellzustand verändert, wodurch der Berechnungsaufwand reduziert und die praktische Anwendbarkeit gesteigert wird. Hierdurch werden Simulationszeitschritte ausgelassen, zu denen keine Modellzustandsänderungen eintreten. Darüber hinaus wurde in **SIMONA** ein vergleichsweise rigides Kommunikationsprotokoll formuliert. Im Kontext von Multi-Agenten-Systemen wird allerdings häufig die Auffassung vertreten, dass Agenten über ausführliche Kommunikation eine Einigung herstellen und so ihr Verhalten spezifizieren. Das hat zwar eine hohe Flexibilität in der Modellierung, aber auch einen entsprechend großen Berechnungsaufwand mit den daraus entstehenden Folgen für die großskalige Anwendbarkeit zur Folge. Das präsentierte Protokoll ist das Ergebnis einer Abwägung zwischen einer möglichst flexiblen Abbildung einzelner Teilsysteme und der effizienten Simulation des Gesamtmodells. Sofern ein Modell individuelle Kommunikationsmuster

erfordert, sind umfangreiche Anpassungen nötig, die weitere Bestandteile SIMONAs betreffen. In diesem Fall kann die skizzierte Effizienz im Modellierungsprozess nicht vollständig gehoben werden.

Die Implementierung des Modells als Akteur bzw. Agent unterstützt einerseits die Abbildung von Individualität und Rationalität im Modellierungsprozess. Andererseits eröffnet sie auch Möglichkeiten der effizienten Simulation, indem die einzelnen Modellberechnungen parallel und, wenn nötig sogar auf unterschiedliche Rechenknoten verteilt, stattfinden können.

Forschungsfrage 2: *Wie können unterschiedliche zeitliche sowie räumliche Skalen bei der Abbildung der Systemteilnehmer vereinbart werden?*

Kollektives Verhalten einzelner Systemteilnehmern wird erst bei der Simulation einer ausreichend großen Kohorte sichtbar. Dies schließt in aller Regel verschiedene räumliche und zeitliche Skalen ein, die miteinander vereinbart werden müssen.

Dieses Ziel erreicht SIMONA grundsätzlich durch die Kombination der Agententheorie mit der ereignisdiskreten Simulationsmethodik. Das hier entwickelte Systemteilnehmermodell ist nach diesen Grundsätzen formuliert, erlaubt damit die Darstellung einzelner Systemteilnehmer durch dedizierte Agenten und somit die Berücksichtigung einer beliebigen räumlichen Ausdehnung. Durch die ereignisdiskrete Simulationsmethodik wird ein effizientes und individuelles Voranschreiten der Simulationszeit ermöglicht. Die übergeordnete Simulationszeitsteuerung initiiert Modellberechnungen nur dann, wenn ein Ereignis zu einer Änderung des Zustands führt. Somit können Modelle unterschiedlicher zeitlicher Auflösung gemeinsam simuliert werden. Dies macht die Vereinbarkeit unterschiedlicher zeitlicher Skalen möglich und trägt damit zur praktischen, großskaligen Anwendbarkeit des Simulationsframeworks bei, welche Prämisse für die Darstellung kollektiven Verhaltens ist. Einen weiteren Ansatz zur Vereinbarung unterschiedlicher Skalen stellt die Verwendung von Modellen der Strukturklasse 1 dar. Hiermit können wechselwirkungsfrei agierende Teilsysteme exogen simuliert und anschließend in ein konkretes Untersuchungsszenario integriert werden.

Auch auf der Ebene der Simulation führen Agententheorie und ereignisdiskrete Simulationsmethodik durch Dekompositionsprinzip und effizientes Voranschreiten der Simulationszeit zu einer effizienten und parallelisierbaren Berechnung. Dieses hat eine Reduktion des Berechnungsaufwands mit daraus resultierender Steigerung der praktischen, großskaligen Anwendbarkeit zur Folge und erlaubt komplexere Modellberechnungen zu den relevanten Zeiten. Dies sichert ab, dass die skizzierte Vereinbarkeit unterschiedlicher Skalen auch praktisch anwendbar ist. Wo die Modellierung die

Abbildung von Zustandsänderungen bis in den Sekundenbereich erlaubt, stellt die effiziente Simulationsmethodik sicher, dass mit dem verwendeten Framework SIMONA Simulationsumfänge von einigen Jahren in akzeptabler Simulationszeit durchführbar sind, was im Kontext etablierter Ansätze als Weiterentwicklung anzusehen ist. Darüber hinausgehende Umfänge bedürfen allerdings einer endogenen Abbildung der Veränderung des Energiesystems, was nicht Ziel dieser Arbeit ist.

An dieser Stelle kann zunächst nur die Aussage getroffen werden, dass zeitliche und räumliche Skalen vereinbart werden können. Je zeitlich und räumlich ausgedehnter die Untersuchungen werden, desto herausfordernder wird allerdings die praktische Umsetzung. Das betrifft zwar auch den nötigen Berechnungsaufwand, vor allem aber die Beschaffung der notwendigen Simulationsdaten sowie die korrekte Parametrierung des Gesamtmodells. Aus den Erfahrungen dieser Arbeit können Untersuchungsumfänge von Jahressimulationen über die Ausdehnung einer Hochspannungsnetzgruppe als praktikabel durchführbar angesehen werden. Die konkreten Grenzen des Ansatzes müssen aber durch vertiefte Anwendung erkundet werden.

Forschungsfrage 3: *Wie kann einer gesteigerten Modellkomplexität sowohl im Modellierungsprozess, als auch in der Simulation begegnet werden?*

Die Beiträge zur Beantwortung dieser Forschungsfrage sind im Wesentlichen bereits angeführt worden. Komplexität im Modellierungsprozess bezieht sich im Wesentlichen auf die Schwierigkeit ein bestehendes Gesamtsystemmodell zu erweitern. Wesentlicher Beitrag dieser Arbeit ist das generalisierte Teilnehmernmodell, welches den Nutzenden von der Aufgabe befreit, sein physikalisches Anlagen- bzw. Verhaltensmodell in SIMONA zu integrieren. Gleichzeitig wird das Modell aber in einer großskaligen Energiesystemsimulation ausführbar. Die Definition der drei Modellstrukturklassen erlaubt darüber hinaus die Wahl eines der Modellierungsaufgabe angepassten Detailgrads. Der ereignisdiskrete Simulationsansatz vereinfacht zudem die Berücksichtigung der zeitlichen Dimension.

Auch hinsichtlich der Simulation lässt der Zweiklang aus Dekompositionsprinzip und ereignisdiskreter Formulierung die gesteigerte Modellkomplexität handhabbar werden. Die einzelnen Teilmodelle des DBFS-PF werden an den Stellen der Transformatoren miteinander durch kommunikativen Austausch von komplexer Knotenspannung sowie ausgetauschter Scheinleistung gekoppelt. Im Rahmen dieser Arbeit wurden äquivalente Transformatormodelle entwickelt und validiert, die eine effiziente Abbildung variabler Stufenstellerschalter in großskaligen Simulationen ermöglichen. Diese Kopplung der Teilmodelle gibt dem Dekompositionsansatz qualitativen Wert und erlaubt somit eine effiziente Simulation.

Forschungsfrage 4: *Wie kann eine hohe praktische Relevanz der simulativen Untersuchungsergebnisse erzielt werden?*

Komplexe und großskalige, interdisziplinäre Modelle und Simulationen schaffen keinen Mehrwert, wenn ihre Ergebnisse keine ausreichenden Rückschlüsse auf die modellierte Realität zulassen. Dies ist nur dann möglich, wenn Modell und Simulator gemeinsam validiert und für ihren geplanten Einsatz akkreditiert werden. Mit der formellen Beschreibung des intendierten experimentellen Rahmens des hier entwickelten Frameworks SIMONA leistet diese Arbeit einen Beitrag zur Trinität aus Verifikation, Validierung und Akkreditierung.

Der Dekompositionsansatz des DBFS-PF ist ein wichtiger Baustein zur Sicherstellung einer effizienten Simulation und der Vereinbarkeit unterschiedlicher zeitlicher und räumlicher Skalen. Ein weiterer Beitrag zur praktischen Relevanz der entwickelten Lösung ist die durchgeführte Vergleichstestung der entwickelten Transformatormodelle mit den etablierten Simulatoren DIGSILENT PowerFactory sowie pandapower. Diese Validierung zeigt, dass die Kopplung der Teilmodelle im Dekompositionsansatz valide stattfindet.

Eine weitere Validierung des Simulators findet im Rahmen der Anwendungsfälle statt. Die verwendeten SimBench-Energiesystemmodelle bieten über ein zur Verfügung gestelltes Spannungsprofil für den nominellen Betriebspunkt die Möglichkeit, die konkrete Implementierung eines Simulators zu überprüfen. Die Untersuchung der Abweichungen zwischen dem Referenzspannungsprofil und den mit dem verwendeten Framework SIMONA erzielten Ergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung, sodass hiermit eine weitere Validierung vorliegt. Vorhandene Differenzen können auf Abweichungen der Modellparametrierung zurückgeführt werden, sodass systematische Fehler ausgeschlossen werden. Die Validierung deckt in diesem Falle nicht nur den Simulator ab, sondern auch den im Rahmen dieser Arbeit entwickelten simbench2psdm-Konverter, der die frei verfügbaren Datensätze in das für SIMONA nötige Datenmodell überführt.

Die klassische Validierung von Energiesystemmodellen und -simulationen ist häufig schwierig. Zu diesem Zwecke wird vorgeschlagen, die Transparenz von Modellen und Simulatoren zu steigern, sodass diese für die Begutachtung durch Fachexperten zugänglich werden. Durch die somit mögliche breite Anwendbarkeit werden zudem weitere Möglichkeiten der Akkreditierung geschaffen. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Beiträge wurden mit dem Open Source-Gedanken entwickelt und stehen deshalb bereits teilweise der breiten Fachöffentlichkeit zur Verfügung. Abbildung 7.1 stellt die relevanten Bausteine vor und ordnet sie in den Kontext ein.

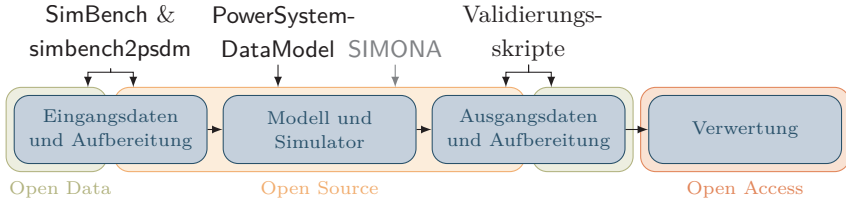


Abbildung 7.1: Beiträge zur Modellierung und Simulation vor dem Hintergrund von Open Source, Data und Access (nach [78])

Im Rahmen des gleichnamigen Forschungsprojekts sind die SimBench-Datensätze mit dem spezifischen Ziel, Simulatoren untereinander vergleichen zu können, entstanden. Eine frühe Version des hier vorgestellten Ansatzes wurde in diesem Rahmen eingesetzt, um die Erzeugungszeitreihen erneuerbarer Energien zu generieren [E10]. Das entwickelte PowerSystemDataModel beschreibt die Ein- und Ausgabedaten von SIMONA und der simbench2psdm-Konverter stellt die Anwendbarkeit der SimBench-Modelle in dieser Arbeit sicher. Das Framework SIMONA selbst ist noch nicht frei verfügbar, die Verfügbarmachung ist allerdings Teil aktueller Arbeiten. Schließlich erlaubt die freie Verfügbarkeit der Skripte zur Validierung der Transformatormodelle eine Reproduzierbarkeit der Ergebnisse und dokumentiert damit die Modellqualität.

Somit können alle vier Forschungsfragen konzeptionell und anhand prototypischer Anwendungen beantwortet werden. Die erarbeiteten Bausteine und insbesondere das daraus entstandene Framework SIMONA sind vielfältig anwendbar und ermöglichen das zunehmend komplexere und interdisziplinäre Energiesystem effizient, praktikabel und vor allem valide abzubilden. Eine genaue Beschreibung der Grenzen der vorgestellten Lösung ist allerdings erst mit einer breiten Anwendung für unterschiedlichste Fragestellungen erreichbar. Bereits jetzt können aber Hinweise auf sinnvolle, anschließende Forschungsarbeiten gegeben werden, die im nachfolgenden Abschnitt detailliert werden.

7.3 Forschungsausblick

Modellierung und Simulation schaffen Erkenntnisse über das Quellsystem oder in einem iterativen Prozess, über die adäquate Modellierung dessen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden vor allem Erkenntnisse über den Modellierungsprozess gewonnen.

Der Weg zum Systemwissen führt über die Analyse von Simulationsergebnissen, was im Rahmen dieser Arbeit nicht adressiert werden konnte. Insbesondere der hier gezeigte, individualitätszentrierte und detaillierte Modellierungsansatz hat eine große Menge von Simulationsergebnissen zur Folge, die mit menschlicher Wahrnehmung nur schwer erfasst werden können. Für eine sinnvolle Bewertung bedarf es abstrakter Kennzahlen, anhand derer eine Vielzahl simulierter Netzzustände verlässlich bewertet werden kann. Diese könnten beispielsweise mit Big Data-Methoden gewonnen werden. Insbesondere vor dem Hintergrund der herausragenden Bedeutung des Energiesystems für das öffentliche Leben ist das sichere Erkennen und Analysieren von Extremsituationen von besonderer Bedeutung. Da die Simulationsergebnisse mit menschlicher Wahrnehmung nicht in Gänze erfasst werden können, spielt „Vertrauen“ in die Analyse als Mensch-Maschine-Schnittstelle eine wichtige Rolle. Es ergibt sich also der Bedarf zu erforschen, wie aus der großen Simulationsdatenmenge menschlich erfassbare Informationen gewonnen werden können und wie dabei Vertrauen in das System geschaffen werden kann.

Neben der praktischen Anwendbarkeit und dem Vertrauen in die erzielten Ergebnisse, sind nicht ausreichende Validierung und Akkreditierung wichtige Hinderungsgründe für die praktische Anwendung eines Simulationsansatzes. Mit dieser Arbeit wurden erste Beiträge zur einfachen Anwendbarkeit sowie zur Validierung von Teilmodellen sowie des Gesamtframeworks SIMONA präsentiert. Dennoch kann die Validierung noch nicht als vollständig abgeschlossen angesehen werden. Daran anschließend stellt sich die Frage der Sensitivität der Simulationsergebnisse gegenüber Eingangsdaten und Modellparametern. Wie wirken sich Unsicherheiten bzw. Fehler auf das Simulationsergebnis und in letzter Konsequenz auf die darauf aufbauende Entscheidungsfindung aus? Welcher Aufwand für die Simulationsdaten und -parameterbeschaffung resultiert daraus? Final münden diese Aspekte in der Frage, für welche Anwendungsfälle, außerhalb der gezeigten, der entwickelte Ansatz akkreditiert werden kann.

Für die Berücksichtigung interdisziplinärer Einflüsse im Energiesystem konnte mit dem präsentierten Systemteilnehmermodell eine erste Zugänglichkeit geschaffen werden. Teilweise sind die Wechselwirkungen aber sehr komplex. In vielen Bereichen bestehen schon Simulationslösungen für die jeweilige beeinflussende Domäne. Es ist nicht erstrebenswert diese Simulatoren in einem Energiesystemsimulator zu replizieren. Vielmehr sollte die Kopplung der hochwertigen, domänenspezifischen Lösungen angestrebt werden. Die Schaffung einer generalisierenden Co-Simulationsschnittstelle, etwa zu mosaik oder HELICS, ermöglicht die Integration des Simulationswissens anerkannter, domänenspezifischer Modelle. Neben der rein softwaretechnischen Ein-

bindung, gilt es zu erforschen, wie unterschiedliche Modellformulierungen insbesondere vor dem Hintergrund verschiedener zeitlicher und räumlicher Skalen integriert werden können.

In der Diskussion neuer Betriebsführungskonzepte oder der Flexibilisierung von Verbraucherverhalten spielt marktliches Verhalten eine große Rolle. Die präsentierte Arbeit kann zur Beantwortung der Frage eingesetzt werden, ob die entworfenen Konzepte in der Realität tatsächlich den gewünschten Effekt entfalten. Wie reagieren die einzelnen Nutzer auf Preissignale? Welches kollektive Verhalten ergibt sich daraus und welchen Einfluss hat dieses auf den Markt? Typischerweise bildet sich der Marktpreis auf höherer Ebene, wohingegen das individuelle Verhalten auf niedriger Ebene abgebildet wird. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, wie diese Wechselwirkung sinnvoll auf unterschiedlichen Skalen abgebildet werden kann. Ein möglicher Ansatz ist die Bildung von Surrogatmodellen, welche die Erkenntnisse detaillierter Simulationen in einer vereinfachten Modellstruktur erfassen. Hier gilt es insbesondere zu erforschen, welche Modellstrukturen sich zu diesem Zweck anbieten und ob diese die Wechselwirkungen sinnvoll erfassen können.

Das erwähnte, kollektive Verhalten von Individuen ist nur ab einer gewissen Größe der untersuchten Kohorte erkennbar. Je größer der Untersuchungsfall wird, desto herausfordernder ist sowohl die Simulationsdatenbeschaffung und Modellparametrierung, aber auch die Durchführung der Simulation selbst. Daher ist es das Ziel den Untersuchungsfall nur gerade so groß zu formulieren, dass alle Effekte sicher erfasst werden. Somit stellt sich die Frage, wann groß groß genug ist. Und im weiteren Verlauf, welche weiteren modell- und simulationstheoretischen Maßnahmen nötig sind, um diesen Untersuchungsfall praktikabel und effizient mit den gezeigten Lösungen abbilden zu können.

Literaturverzeichnis

- [1] Tzeiranaki, S. T., Bertoldi, P., Diluiso, F. u. a., „Analysis of the EU Residential Energy Consumption: Trends and Determinants“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 6, S. 1065, März 2019. DOI: 10.3390/en12061065.
- [2] Yan, Z., Shi, R. und Yang, Z., „ICT Development and Sustainable Energy Consumption: A Perspective of Energy Productivity“, *Sustainability*, Jg. 10, Nr. 7, S. 2568, Juli 2018. DOI: 10.3390/su10072568.
- [3] Cherp, A., Jewell, J. und Goldthau, A., „Governing Global Energy: Systems, Transitions, Complexity“, *Global Policy*, Jg. 2, Nr. 1, S. 75–88, Jan. 2011. DOI: 10.1111/j.1758-5899.2010.00059.x.
- [4] Strasser, T., Andrén, F. P., Lauss, G. u. a., „Towards holistic power distribution system validation and testing—an overview and discussion of different possibilities“, *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 134, Nr. 1, S. 71–77, 2017.
- [5] „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt“, Frontier Economics und Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, Techn. Ber., 30. Okt. 2020, 22 S. Adresse: <https://www.eventmanagement-eon.com/inc/ifr>ShowContentFile.cfm?hash=56C8817B16F165D15CD4C2F1D251A89F&type=dmsHidden> (besucht am 30. 10. 2020).
- [6] Kotzur, L., Nolting, L., Hoffmann, M. u. a., „A modeler’s guide to handle complexity in energy systems optimization“, *Advances in Applied Energy*, Jg. 4, S. 100063, Nov. 2021. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100063.
- [7] Pfenninger, S., Hawkes, A. und Keirstead, J., „Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 33, S. 74–86, Mai 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- [8] Steinbrink, C., Lehnhoff, S., Rohjans, S. u. a., „Simulation-Based Validation of Smart Grids – Status Quo and Future Research Trends“, in *Industrial Applications of Holonic and Multi-Agent Systems*, Mařík, V., Wahlster, W., Strasser, T. u. a., Hrsg., Cham: Springer International Publishing, 2017, S. 171–185, ISBN: 978-3-319-64635-0.
- [9] Hilpert, S., Günther, S., Kaldemeyer, C. u. a., „Addressing Energy System Modelling Challenges: The Contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof)“, Feb. 2017. DOI: 10.20944/preprints201702.0055.v1.

- [10] Kolen, S., Dähling, S., Isermann, T. u. a., „Enabling the Analysis of Emergent Behavior in Future Electrical Distribution Systems Using Agent-Based Modeling and Simulation,“ *Complexity*, Jg. 2018, S. 1–16, 2018. DOI: 10.1155/2018/3469325.
- [11] Kays, J., *Agent-based simulation environment for improving the planning of distribution grids*. Göttingen: Sierke, 2014, ISBN: 978-3-86844-662-3.
- [12] Seack, A., *Time-series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system*. Göttingen: Sierke Verlag, 2016, ISBN: 978-3-86844-796-5.
- [13] Hiry, J., *Agent-based discrete-event simulation environment for electric power distribution system analysis*. Düren: Shaker Verlag, 2021, ISBN: 978-3-8440-8462-7. DOI: 10.17877/DE290R-22549.
- [14] Kays, J. und Rehtanz, C., „Planning process for distribution grids based on flexibly generated time series considering RES, DSM and storages,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, Jg. 10, Nr. 14, S. 3405–3412, 2016, ISSN: 1751-8687. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0825.
- [15] Kays, J., „Multi-agent Based Planning Considering the Behavior of Individual End-Users,“ in *Electric Distribution Network Planning*, Shahnia, F., Arefi, A. und Ledwich, G., Hrsg. Singapore: Springer Singapore, 2018, S. 143–165, ISBN: 978-981-10-7056-3. DOI: 10.1007/978-981-10-7056-3_5. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-981-10-7056-3_5.
- [16] Kays, J., Seack, A. und Häger, U., „Consideration of Innovative Distribution Grid Operation Concepts in the Planning Process,“ in *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Ljubljana, 2016, S. 7.
- [17] Kays, J., Seack, A. und Rehtanz, C., „Consideration of smart-meter measurements in a multi-agent simulation environment for improving distribution grid planning,“ in *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Minneapolis, 2016, S. 1–5, ISBN: 978-1-50905-167-0. DOI: 10.1109/ISGT.2016.7781168.
- [18] Maria, A., „Introduction to modeling and simulation,“ in *Proceedings of the 29th conference on Winter simulation - WSC '97*, ACM Press, 1997. DOI: 10.1145/268437.268440.

-
- [19] Zeigler, B. P. und Sarjoughian, H. S., *Guide to Modeling and Simulation of Systems of Systems*. Springer International Publishing, 2017. DOI: 10.1007/978-3-319-64134-8.
- [20] Wainer, G. A., *Discrete-Event Modeling and Simulation*. CRC Press, Dez. 2009. DOI: 10.1201/9781420053371.
- [21] Sokolowski, J. A. und Banks, C. M., Hrsg., *Principles of Modeling and Simulation*. John Wiley & Sons, Inc., Jan. 2009. DOI: 10.1002/9780470403563.
- [22] Schweiger, G., Nilsson, H., Schoeggl, J. u. a., „Modeling and simulation of large-scale systems: A systematic comparison of modeling paradigms,“ *Applied Mathematics and Computation*, Jg. 365, S. 124713, Jan. 2020. DOI: 10.1016/j.amc.2019.124713.
- [23] Zeigler, B., *Theory of modeling and simulation : discrete event and iterative system computational foundations*. London, United Kingdom: Academic Press, an imprint of Elsevier, 2019, ISBN: 978-0-12813-370-5.
- [24] International Council On Systems Engineering. „System and System Engineering Definition.“ (), Adresse: <https://www.incose.org/about-systems-engineering/system-and-se-definition/system-and-se-definitions> (besucht am 08.01.2021).
- [25] Sokolowski, J. A. und Banks, C. M., Hrsg., *Modeling and Simulation Fundamentals*. John Wiley & Sons, Inc., März 2010. DOI: 10.1002/9780470590621.
- [26] Kiureghian, A. D. und Ditlevsen, O., „Aleatory or epistemic? Does it matter?“ *Structural Safety*, Jg. 31, Nr. 2, S. 105–112, März 2009. DOI: 10.1016/j.strusafe.2008.06.020.
- [27] Jennings, N. R., „On agent-based software engineering,“ *Artificial Intelligence*, Jg. 117, Nr. 2, S. 277–296, 2 März 2000. DOI: 10.1016/S0004-3702(99)00107-1. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0004370299001071>.
- [28] Kafura, D. und Briot, J., „Actors And Agents,“ *IEEE Concurrency*, Jg. 6, Nr. 2, S. 24–29, 2 Juni 1998. DOI: 10.1109/mcc.1998.678786.
- [29] Hewitt, C., Bishop, P. und Steiger, R., „Artificial Intelligence A Universal Modular ACTOR Formalism for Artificial Intelligence,“ *IJCAI'73: Proceedings of the 3rd International Joint Conference on Artificial Intelligence*, Aug. 1973. Adresse: <http://worrydream.com/refs/Hewitt-ActorModel.pdf>.

- [30] Franklin, S. und Graesser, A., „Is It an agent, or just a program?: A taxonomy for autonomous agents,“ in *Intelligent Agents III Agent Theories, Architectures, and Languages*, Müller, J. P., Wooldridge, M. J. und Jennings, N. R., Hrsg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1997, S. 21–35, ISBN: 978-3-540-68057-4. Adresse: <https://link.springer.com/chapter/10.1007/BFb0013570>.
- [31] Shoham, Y., „Agent-oriented programming,“ *Artificial Intelligence*, Jg. 60, Nr. 1, S. 51–92, März 1993. DOI: 10.1016/0004-3702(93)90034-9. Adresse: <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.123.5119&rep=rep1&type=pdf>.
- [32] Wooldridge, M. und Jennings, N. R., „Intelligent agents: theory and practice,“ *The Knowledge Engineering Review*, Jg. 10, Nr. 2, S. 115–152, 1995. DOI: 10.1017/S0269888900008122.
- [33] Russell, S. und Norvig, P., *Artificial intelligence, A Modern Approach*. Hoboken, NJ: Pearson, 2021, ISBN: 9780134610993.
- [34] Siebers, P. O., Macal, C. M., Garnett, J. u. a., „Discrete-event simulation is dead, long live agent-based simulation!“ *Journal of Simulation*, Jg. 4, Nr. 3, S. 204–210, Sep. 2010. DOI: 10.1057/jos.2010.14.
- [35] Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y. u. a., Hrsg., *Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change*, Working Group III Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report. Cambridge University Press, 31. Jan. 2015, 1465 S., ISBN: 110765481-5. Adresse: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_full.pdf (besucht am 06.04.2021).
- [36] Johansson, T. B., Nakicenovic, N., Patwardhan, A. u. a., Hrsg., *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future*. Cambridge University Press, 27. Aug. 2012, 1882 S., ISBN: 052118293-X. DOI: 10.1017/cbo9780511793677.
- [37] Jaccard, M., *Sustainable Fossil Fuels*. Cambridge University Press, 2006. DOI: 10.1017/cbo9780511754104.
- [38] Brummitt, C. D., Hines, P. D. H., Dobson, I. u. a., „Transdisciplinary electric power grid science,“ *Proceedings of the National Academy of Sciences*, Jg. 110, Nr. 30, S. 12 159–12 159, Juli 2013. DOI: 10.1073/pnas.1309151110.

- [39] Baghaee, H. R., Mirsalim, M., Gharehpetian, G. B. u. a., „Generalized three phase robust load-flow for radial and meshed power systems with and without uncertainty in energy resources using dynamic radial basis functions neural networks,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 174, S. 96–113, Feb. 2018. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.10.316.
- [40] Molzahn, D. K. und Hiskens, I. A., „A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations,“ *Foundations and Trends in Electric Energy Systems*, Jg. 4, Nr. 1-2, S. 1–221, Feb. 2019. DOI: 10.1561/3100000012.
- [41] Pandey, A., Jereminov, M., Wagner, M. R. u. a., „Robust Power Flow and Three-Phase Power Flow Analyses,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 34, Nr. 1, S. 616–626, Jan. 2019. DOI: 10.1109/tpwrs.2018.2863042.
- [42] Hasan, F., Kargarian, A. und Mohammadi, A., „A Survey on Applications of Machine Learning for Optimal Power Flow,“ in *2020 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, IEEE, Feb. 2020. DOI: 10.1109/tpcc48276.2020.9042547.
- [43] Zhang, L., Wang, G. und Giannakis, G. B., „Real-Time Power System State Estimation and Forecasting via Deep Unrolled Neural Networks,“ *IEEE Transactions on Signal Processing*, Jg. 67, Nr. 15, S. 4069–4077, Aug. 2019. DOI: 10.1109/tsp.2019.2926023.
- [44] Wang, G., Giannakis, G. B. und Chen, J., „Robust and Scalable Power System State Estimation via Composite Optimization,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 6, S. 6137–6147, Nov. 2019. DOI: 10.1109/tsg.2019.2897100.
- [45] Pan, K., Teixeira, A., Cvetkovic, M. u. a., „Cyber Risk Analysis of Combined Data Attacks Against Power System State Estimation,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 3, S. 3044–3056, Mai 2019. DOI: 10.1109/tsg.2018.2817387.
- [46] Schurtz, A., *Verfahren zur Zustandsschätzung und ihr Beitrag zum Engpassmanagement in Mittelspannungsnetzen*. Düren: Shaker Verlag, 2020, ISBN: 978-3-84407-638-7.
- [47] Balduin, S., Tröschel, M. und Lehnhoff, S., „Towards domain-specific surrogate models for smart grid co-simulation,“ *Energy Informatics*, Jg. 2, Nr. S1, Sep. 2019. DOI: 10.1186/s42162-019-0082-2.

- [48] Pallonetto, F., Mangina, E., Milano, F. u. a., „SimApi, a smartgrid co-simulation software platform for benchmarking building control algorithms,“ *SoftwareX*, Jg. 9, S. 271–281, Jan. 2019. DOI: 10.1016/j.softx.2019.03.003.
- [49] Nguyen, V., Besanger, Y., Tran, Q. u. a., „On Conceptual Structuration and Coupling Methods of Co-Simulation Frameworks in Cyber-Physical Energy System Validation,“ *Energies*, Jg. 10, Nr. 12, S. 1977, Nov. 2017. DOI: 10.3390/en10121977.
- [50] Steinbrink, C., van der Meer, A. A., Cvetkovic, M. u. a., „Smart grid co-simulation with MOSAIK and HLA: a comparison study,“ *Computer Science - Research and Development*, Jg. 33, Nr. 1-2, S. 135–143, Sep. 2017. DOI: 10.1007/s00450-017-0379-y.
- [51] Le, T. D., Anwar, A., Beuran, R. u. a., „Smart Grid Co-Simulation Tools: Review and Cybersecurity Case Study,“ in *2019 7th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, IEEE, Dez. 2019. DOI: 10.1109/icsmartgrid48354.2019.8990712.
- [52] Meegahapola, L., Mancarella, P., Flynn, D. u. a., „Power system stability in the transition to a low carbon grid: A techno-economic perspective on challenges and opportunities,“ *WIREs Energy and Environment*, Apr. 2021. DOI: 10.1002/wene.399.
- [53] Du, W., Fu, Q. und Wang, H. F., „Power System Small-Signal Angular Stability Affected by Virtual Synchronous Generators,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 34, Nr. 4, S. 3209–3219, Juli 2019. DOI: 10.1109/tpwrs.2019.2896149.
- [54] Breviglieri, P., Erdem, T. und Eken, S., „Predicting Smart Grid Stability with Optimized Deep Models,“ *SN Computer Science*, Jg. 2, Nr. 2, Feb. 2021. DOI: 10.1007/s42979-021-00463-5.
- [55] Mayorga Gonzalez, D., Robitzky, L., Häger, U. u. a., „Dynamic Behaviour of Distribution Networks with TSO-DSO Interconnection Power Flow Control,“ in *Proceedings of IREP’2017 Symposium*, Aug. 2017.
- [56] Ihonen, T., Salovaara, P. und Niemi, H., *Defining a Digitalization Concept for Electricity Distribution Network Maintenance*, 2019. DOI: 10.34890/505.
- [57] Raisanen, O., Haapaniemi, J., Tikka, V. u. a., „Open Data in the Development of Future Electricity Distribution Systems,“ in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, IEEE, Okt. 2020. DOI: 10.1109/isgt-europe47291.2020.9248979.

- [58] Jung, C.-M., Ray, P. und Salkuti, S. R., „Asset management and maintenance: a smart grid perspective,“ *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Jg. 9, Nr. 5, S. 3391, Okt. 2019. DOI: 10.11591/ijece.v9i5.pp3391-3398.
- [59] Praca, I., Ramos, S., Andrade, R. u. a., „Analysis and Simulation of Local Energy Markets,“ in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, IEEE, Sep. 2019. DOI: 10.1109/eem.2019.8916524.
- [60] Franz, J. und Roben, F., „Market Response for Real-Time Energy Balancing: Simulation using Field Test Data,“ in *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, IEEE, Sep. 2020. DOI: 10.1109/eem49802.2020.9221882.
- [61] Mengelkamp, E., Notheisen, B., Beer, C. u. a., „A blockchain-based smart grid: towards sustainable local energy markets,“ *Computer Science - Research and Development*, Jg. 33, Nr. 1-2, S. 207–214, Aug. 2017. DOI: 10.1007/s00450-017-0360-9.
- [62] Matthes, B., Spieker, C., Klein, D. u. a., „Impact of a Minimum Remaining Available Margin Adjustment in Flow-Based Market Coupling,“ in *2019 IEEE Milan PowerTech*, IEEE, Juni 2019. DOI: 10.1109/ptc.2019.8810504.
- [63] Pichlmaier, S., Kult, M. und Wagner, U., „Extension of Energy and Transport Scenario Modelling to Include a Life Cycle Perspective,“ *Future Transportation*, Jg. 1, Nr. 2, S. 188–201, Juli 2021. DOI: 10.3390/futuretransp1020012.
- [64] Lund, H., Arler, F., Østergaard, P. u. a., „Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling,“ *Energies*, Jg. 10, Nr. 7, S. 840, Juni 2017. DOI: 10.3390/en10070840.
- [65] Chen, Y., Wang, X. und Zhang, B., „An Unsupervised Deep Learning Approach for Scenario Forecasts,“ in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, IEEE, Juni 2018. DOI: 10.23919/pssc.2018.8442500.
- [66] Ausfelder, F., *Sektorkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems*. München Halle (Saale) Mainz: acetech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V., Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V, 2017, ISBN: 978-3-98170-489-1.

- [67] Siano, P., Marco, G. D., Rolan, A. u. a., „A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets,“ *IEEE Systems Journal*, Jg. 13, Nr. 3, S. 3454–3466, Sep. 2019. DOI: 10.1109/jsyst.2019.2903172.
- [68] Jogunola, O., Hammoudeh, M., Anoh, K. u. a., „Distributed Ledger Technologies for Peer-to-Peer Energy Trading,“ in *2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, IEEE, Nov. 2020. DOI: 10.1109/epec48502.2020.9320061.
- [69] Wagner, C., *Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen*. Aachen: Shaker Verlag, 2019, ISBN: 978-3-84406-400-1.
- [70] Chaudhari, K., Kandasamy, N. K., Krishnan, A. u. a., „Agent-Based Aggregated Behavior Modeling for Electric Vehicle Charging Load,“ *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Jg. 15, Nr. 2, S. 856–868, Feb. 2019. DOI: 10.1109/tii.2018.2823321.
- [71] Huber, J., Dann, D. und Weinhardt, C., „Probabilistic forecasts of time and energy flexibility in battery electric vehicle charging,“ *Applied Energy*, Jg. 262, S. 114 525, März 2020. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114525.
- [72] Herbst, A., Toro, F., Reitze, F. u. a., „Introduction to Energy Systems Modelling,“ *Swiss Journal of Economics and Statistics*, Jg. 148, Nr. 2, S. 111–135, Jan. 2012. DOI: 10.1007/bf03399363.
- [73] Balduin, S., Westermann, T. und Puiutta, E., „Evaluating different machine learning techniques as surrogate for low voltage grids,“ *Energy Informatics*, Jg. 3, Nr. S1, Okt. 2020. DOI: 10.1186/s42162-020-00127-3.
- [74] Pour, P. A., Rodemann, T., Hakanen, J. u. a., „Surrogate assisted interactive multiobjective optimization in energy system design of buildings,“ *Optimization and Engineering*, Jan. 2021. DOI: 10.1007/s11081-020-09587-8.
- [75] Keirstead, J., Jennings, M. und Sivakumar, A., „A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 16, Nr. 6, S. 3847–3866, Aug. 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.047.
- [76] DeCarolis, J. F., Hunter, K. und Sreepathi, S., „The case for repeatable analysis with energy economy optimization models,“ *Energy Economics*, Jg. 34, Nr. 6, S. 1845–1853, Nov. 2012. DOI: 10.1016/j.eneco.2012.07.004.

- [77] Pfenninger, S., Hirth, L., Schlecht, I. u. a., „Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned,“ *Energy Strategy Reviews*, Jg. 19, S. 63–71, Jan. 2018. DOI: 10.1016/j.esr.2017.12.002.
- [78] Pfenninger, S. und Pickering, B., „Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework,“ *Journal of Open Source Software*, Jg. 3, Nr. 29, S. 825, Sep. 2018. DOI: 10.21105/joss.00825.
- [79] Dorfner, J., „Open Source Modelling and Optimisation of Energy Infrastructure at Urban Scale,“ Dissertation, Technische Universität München, München, 2016.
- [80] Wiese, F., Hilpert, S., Kaldemeyer, C. u. a., „A qualitative evaluation approach for energy system modelling frameworks,“ *Energy, Sustainability and Society*, Jg. 8, Nr. 1, Apr. 2018. DOI: 10.1186/s13705-018-0154-3.
- [81] Kayakutlu, G., „Complexity in Energy Systems,“ in *Energy Management—Collective and Computational Intelligence with Theory and Applications*, Kahraman, C. und Kayakutlu, G., Hrsg. Cham: Springer International Publishing, 2018, S. 3–13, ISBN: 978-3-319-75690-5. DOI: 10.1007/978-3-319-75690-5_1. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-3-319-75690-5_1.
- [82] Deissenroth, M., Klein, M., Nienhaus, K. u. a., „Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration,“ *Complexity*, Jg. 2017, S. 1–24, 2017. DOI: 10.1155/2017/7494313.
- [83] DIGSILENT. „PowerFactory.“ (14. Juni 2021), Adresse: <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html> (besucht am 14.06.2021).
- [84] NePlan AG. „NePlan - Power System Analysis.“ (14. Juni 2021), Adresse: <https://www.neplan.ch/> (besucht am 14.06.2021).
- [85] Siemens AG. „PSS®SINCAL – Software zur Analyse und Planung aller Arten von Energieversorgungsnetzen.“ (14. Juni 2021), Adresse: <https://new.siemens.com/de/de/produkte/energie/energieautomatisierung-und-smart-grid/pss-software/pss-sincal.html> (besucht am 14.06.2021).
- [86] Zimmerman, R. D. und Murillo-Sánchez, C. E., *MATPOWER*, Version 7.1, Okt. 2020. DOI: 10.5281/zenodo.4074135. Adresse: <https://doi.org/10.5281/zenodo.4074135>.
- [87] Lincoln, R. „PYPOWER-Repository bei GitHub.“ (14. Juni 2021), Adresse: <https://github.com/rwl/PYPOWER> (besucht am 14.06.2021).

- [88] Brown, T., Hörsch, J. und Schlachtberger, D., „PyPSA: Python for Power System Analysis,“ *Journal of Open Research Software*, 2018, Volume 6, Issue 1, Article 4, 31. Juli 2017. DOI: 10.5334/jors.188. arXiv: 1707.09913 [physics.soc-ph].
- [89] Thurner, L., Scheidler, A., Schäfer, F. u. a., „pandapower — An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, Nov. 2018, ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [90] Vera, S. P. „GridCal-Repository bei GitHub.“ (14. Juni 2021), Adresse: <https://github.com/SanPen/GridCal> (besucht am 14.06.2021).
- [91] Lohmeier, D., Cronbach, D., Drauz, S. R. u. a., „Pandapipes: An Open-Source Piping Grid Calculation Package for Multi-Energy Grid Simulations,“ *Sustainability*, Jg. 12, Nr. 23, 2020, ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su12239899. Adresse: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/23/9899>.
- [92] Chassin, D. P., Schneider, K. und Gerkenmeyer, C., „GridLAB-D: An open-source power systems modeling and simulation environment,“ in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, IEEE, Apr. 2008. DOI: 10.1109/tdc.2008.4517260.
- [93] Chassin, D. P., Fuller, J. C. und Djilali, N., „GridLAB-D: An agent-based simulation framework for smart grids,“ 13. Mai 2014. arXiv: 1405.3136 [nlin.AO].
- [94] Montenegro, D. und Dugan, R. C., „OpenDSS and OpenDSS-PM open source libraries for NI LabVIEW,“ in *2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, IEEE, Mai 2017. DOI: 10.1109/pepqa.2017.7981639.
- [95] Smith, J. W., Dugan, R. und Sunderman, W., „Distribution modeling and analysis of high penetration PV,“ in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, Juli 2011. DOI: 10.1109/pes.2011.6039765.
- [96] Montenegro, D., Hernandez, M. und Ramos, G. A., „Real time OpenDSS framework for distribution systems simulation and analysis,“ in *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, IEEE, Sep. 2012. DOI: 10.1109/tdc-la.2012.6319069.

- [97] Meier, H., Fünfgeld, C., Adam, T. u. a., „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ Brandenburgisch Technische Universität Cottbus, Cottbus, Techn. Ber., 1999. Adresse: https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf.
- [98] Fünfgeld, C. und Tiedemann, R., „Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile - step-by-step,“ Brandenburgisch Technische Universität Cottbus, Techn. Ber., 1999. Adresse: https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf.
- [99] Pfenninger, S. und Staffell, I., „Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data,“ *Energy*, Jg. 114, S. 1251–1265, Nov. 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [100] Staffell, I. und Pfenninger, S., „Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output,“ *Energy*, Jg. 114, S. 1224–1239, Nov. 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [101] Pfenninger, S. und Staffell, I. „Renewables Ninja.“ (14. Juni 2021), Adresse: <https://www.renewables.ninja/>.
- [102] Meinecke, S., Thurner, L. und Braun, M., „Review of Steady-State Electric Power Distribution System Datasets,“ *Energies*, Jg. 13, Nr. 18, S. 4826, Sep. 2020. DOI: 10.3390/en13184826.
- [103] Meinecke, S., Sarajlić, D., Drauz, S. R. u. a., „SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis,“ *Energies*, Jg. 13, Nr. 12, S. 3290, Juni 2020. DOI: 10.3390/en13123290.
- [104] Oliinyk, M., Džmura, J., Kolcun, M. u. a., „Impact of electric vehicles and demand management systems on electrical distribution networks,“ *Electrical Engineering*, Juni 2021. DOI: 10.1007/s00202-021-01327-0.
- [105] Bi, J., Wang, Y., Sun, S. u. a., „Predicting Charging Time of Battery Electric Vehicles Based on Regression and Time-Series Methods: A Case Study of Beijing,“ *Energies*, Jg. 11, Nr. 5, S. 1040, Apr. 2018. DOI: 10.3390/en11051040.
- [106] Nour, M., Ramadan, H., Ali, A. u. a., „Impacts of plug-in electric vehicles charging on low voltage distribution network,“ in *2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)*, IEEE, Feb. 2018. DOI: 10.1109/itce.2018.8316650.

- [107] Xydas, E., Marmaras, C., Cipcigan, L. M. u. a., „A data-driven approach for characterising the charging demand of electric vehicles: A UK case study,“ *Applied Energy*, Jg. 162, S. 763–771, Jan. 2016. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.151.
- [108] Kim, Y. und Kim, S., „Forecasting Charging Demand of Electric Vehicles Using Time-Series Models,“ *Energies*, Jg. 14, Nr. 5, S. 1487, März 2021. DOI: 10.3390/en14051487.
- [109] Shepero, M., Munkhammar, J., Widén, J. u. a., „Modeling of photovoltaic power generation and electric vehicles charging on city-scale: A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 89, S. 61–71, Juni 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.02.034.
- [110] Steinbrink, C., Blank-Babazadeh, M., El-Ama, A. u. a., „CPES Testing with mosaik: Co-Simulation Planning, Execution and Analysis,“ *Applied Sciences*, Jg. 9, Nr. 5, S. 923, März 2019. DOI: 10.3390/app9050923.
- [111] Neema, H., Sztipanovits, J., Steinbrink, C. u. a., „Simulation integration platforms for cyber-physical systems,“ in *Proceedings of the Workshop on Design Automation for CPS and IoT - DESTION '19*, ACM Press, 2019. DOI: 10.1145/3313151.3313169.
- [112] Palmintier, B., Krishnamurthy, D., Top, P. u. a., „Design of the HELICS high-performance transmission-distribution-communication-market co-simulation framework,“ in *2017 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, IEEE, Apr. 2017. DOI: 10.1109/mscpes.2017.8064542.
- [113] Sehsalar, O. Z., Galvani, S. und Farsadi, M., „New approach for the probabilistic power flow of distribution systems based on data clustering,“ *IET Renewable Power Generation*, Jg. 13, Nr. 14, S. 2531–2540, Aug. 2019. DOI: 10.1049/iet-rpg.2018.6264.
- [114] Aien, M., Hajebrahimi, A. und Fotuhi-Firuzabad, M., „A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 57, S. 1077–1089, Mai 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.070.
- [115] Lin, C., Bie, Z., Zhou, B. u. a., „Enhanced Probabilistic Power Flow Method Considering Multiple Stochastic Factors and Their Correlations,“ in *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Aug. 2019. DOI: 10.1109/pesgm40551.2019.8973450.

- [116] Teuwsen, J., *Gegenüberstellung divergenter Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems*. Göttingen: Sierke, 2016, ISBN: 386844839-X.
- [117] Spieker, C., *Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation zur techno-ökonomischen Bewertung der Netzentwicklung*. Düren: Shaker Verlag, 2019, ISBN: 384406690-X.
- [118] Liebenau, V., *Einfluss der Regionalisierung Erneuerbarer Energien sowie innovativer Konzepte auf die Netzentwicklungsplanung*. Düren: Shaker, 2019, ISBN: 384406689-6.
- [119] Peper, J., Kröger, D. und Rehtanz, C., „Pan-European Unit Commitment Considering Large Scale Integration of Controllable Electric Vehicle Charging,“ in *ETG-Kongress 2021 - Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende*, 18. Mai 2021, ISBN: 978-3-8007-5549-3.
- [120] Schwab, A. J., *Elektroenergiesysteme, Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 3. Aufl. Springer Berlin Heidelberg, 2012. DOI: 10.1007/978-3-642-21958-0.
- [121] Heuck, K., Dettmann, K.-D. und Schulz, D., *Elektrische Energieversorgung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8. Aufl. 2010, 783 S., ISBN: 978-3-8348-0736-6.
- [122] Oeding, D. und Oswald, B. R., *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8. Aufl. Springer Berlin Heidelberg, 2016. DOI: 10.1007/978-3-662-52703-0.
- [123] Handschin, E., *Elektrische Energieübertragungssysteme*. 1987, Bd. 2, S. 295, ISBN: 3-7785-1401-6.
- [124] Idema, R., Lahaye, D. und Vuik, C., „Report 09-04 - Load Flow Literature Study,“ in *Reports of the Department of Applied Mathematical Analysis*, 2009. Adresse: http://ta.twi.tudelft.nl/TWA_Reports/09/09-04.pdf (besucht am 08.03.2020).
- [125] Dahmen, W. und Reusken, A., *Numerik für Ingenieure und Naturwissenschaftler*, 2. Aufl. Springer Berlin Heidelberg, 2008. DOI: 10.1007/978-3-540-76493-9.
- [126] Burg, K., Haf, H., Wille, F. u. a., *Funktionentheorie*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. DOI: 10.1007/978-3-8348-2340-3.
- [127] Dutto, S., Masetti, G., Chiaradonna, S. u. a., „On extending and comparing Newton-Raphson variants for solving Power-Flow Equations,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, S. 1–1, 2019. DOI: 10.1109/tpwrs.2019.2897640.

- [128] Tinney, W. und Hart, C., „Power Flow Solution by Newton’s Method,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Jg. PAS-86, Nr. 11, S. 1449–1460, Nov. 1967. DOI: 10.1109/tpas.1967.291823. Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4073219> (besucht am 08.03.2020).
- [129] Braess, D. und Grebe, E., „A Numerical Analysis of Load-Flow Calculation Methods,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Jg. PAS-100, Nr. 7, S. 3642–3647, 7. Juli 1981. DOI: 10.1109/tpas.1981.316658. Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4111046> (besucht am 08.03.2020).
- [130] Trias, A., „The Holomorphic Embedding Load Flow method,“ in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, 26. Juli 2012. DOI: 10.1109/pesgm.2012.6344759. Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6344759> (besucht am 08.03.2020).
- [131] Braz, L., Castro, C. und Murati, C., „A critical evaluation of step size optimization based load flow methods,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 15, Nr. 1, S. 202–207, Feb. 2000. DOI: 10.1109/59.852122. Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=852122> (besucht am 08.03.2020).
- [132] Grigsby, L. L., Hrsg., *Power Systems*. Taylor & Francis Ltd., 2012, 568 S., ISBN: 9781439856345. Adresse: https://www.ebook.de/de/product/21177615/power_systems.html.
- [133] Das, J. C., *Power System Analysis*. Taylor & Francis Ltd., 2011, 1092 S., ISBN: 1439820805. Adresse: https://www.ebook.de/de/product/24336321/j_c_das_power_system_analysis.html.
- [134] Heath, M. T., *Scientific Computing*. Society for Industrial und Applied Mathematics, Nov. 2018. DOI: 10.1137/1.9781611975581.
- [135] Tu, F. und Flueck, A. J., „A message-passing distributed-memory parallel power flow algorithm,“ in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, IEEE, 2002. DOI: 10.1109/pesw.2002.984987.
- [136] SimBench-Konsortium. „SimBench-Dokumentation.“ Version 1.1.0. (7. Sep. 2021), Adresse: https://simbench.de/wp-content/uploads/2021/09/simbench_documentation_de_1.1.0.pdf.

- [137] Vittal, V. und Bergen, A., „Power systems analysis,“ *Prentice Hall*, S. 1–2, 1999.
- [138] Rupa, J. M. und Ganesh, S., „Power flow analysis for radial distribution system using backward/forward sweep method,“ *International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering*, Jg. 8, Nr. 10, S. 1540–1544, 2014.
- [139] Araujo, L., Penido, D., Carneiro, S. u. a., „A Comparative Study on the Performance of TCIM Full Newton versus Backward-Forward Power Flow Methods for Large Distribution Systems,“ in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, IEEE, 2006. DOI: 10.1109/psce.2006.296368.
- [140] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew). „Netzkennzahlen, Netzlängen der Energieversorger in km.“ (18. März 2020), Adresse: https://www.bdew.de/media/documents/Netzkennzahlen_Energie_Vgl_10J_online_o_jaehrlich_Ki_02102020.pdf.
- [141] Gremmel, H., Hrsg., *Schaltanlagen*. Cornelsen Verlag, 1999, Bd. 10, ISBN: 3-464-48235-9.
- [142] Rolink, J., *Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung*. Göttingen: Sierke, 2013, ISBN: 978-3-86844-534-3.
- [143] Wang, J. und Tepfenhart, W., *Formal Methods in Computer Science*. Boca Raton, FL: CRC Press, Taylor & Francis Group, 21. Juni 2019, 350 S. Adresse: https://www.ebook.de/de/product/37243286/jiacun_wang_formal_methods_in_computer_science.html.
- [144] Lightbend, Inc., Hrsg. „Akka Documentation, Classic FSM.“ (2021), Adresse: <https://doc.akka.io/docs/akka/current/fsm.html> (besucht am 01.02.2021).
- [145] Sarajlić, D. und Rehtanz, C., „Analysis of the Electrical Properties of SimBench Low Voltage Benchmark Network Models,“ in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, IEEE, Okt. 2020. DOI: 10.1109/isgt-europe47291.2020.9248706.
- [146] Doms, G. und Baldauf, M., „COSMO-Model Version 5.00: A Description of the Nonhydrostatic Regional COSMO-Model - Part I: Dynamics and Numerics,“ en, 2013. DOI: 10.5676/DWD_PUB/NWV/COSMO-DOC_5.00_I.

- [147] Doms, G., Förstner, J., Heise, E. u. a., „COSMO-Model Version 5.00: A Description of the Nonhydrostatic Regional COSMO-Model - Part II: Physical Parameterizations,“ en, 2013. DOI: 10.5676/DWD_PUB/NWV/COSMO-DOC_5.00_II.
- [148] Schättler, U., Doms, G. und Schraff, C., „COSMO-Model Version 5.00: A Description of the Nonhydrostatic Regional COSMO-Model - Part VII: User’s Guide,“ en, 2013. DOI: 10.5676/DWD_PUB/NWV/COSMO-DOC_5.00_VII.
- [149] Falke, T. „Netzanschluss.“ envelio GmbH, Hrsg. (), Adresse: <https://envelio.com/de/igp/netzanschluss/> (besucht am 12.09.2021).
- [150] Adaptricity AG. „Adaptricity.Connect.“ (), Adresse: <https://www.adaptricity.com/adaptricity-connect/> (besucht am 12.09.2021).
- [151] Venios GmbH. „Venios Energy Platform.“ (), Adresse: <https://venios.de/venios-energy-plattform/> (besucht am 12.09.2021).
- [152] Mitnetz Strom GmbH. „Neuer Onlineservice für Einspeiser: Schnelle Netzanschlussprüfung.“ (14. Feb. 2020), Adresse: <https://www.mitnetz-strom.de/unternehmen/blog/blog/2020/02/14/schnelle-netzanschlusspr%C3%BCfung---neuer-onlineservice-snap-f%C3%BCr-einspeiser> (besucht am 12.09.2021).
- [153] Mitnetz Strom GmbH. „Schnelle Netzanschluss-Prüfung SNAP wird noch besser.“ (29. Apr. 2021), Adresse: <https://www.mitnetz-strom.de/unternehmen/blog/blog/2021/04/29/snap---automatisierte-netzanschluss-pr%C3%BCfung-wird-noch-besser> (besucht am 12.09.2021).
- [154] Middelberg, A. „FGH und GEOPLEX GIS GmbH entwickeln Webanwendung GridCheck zur automatisierten Bewertung von Anschlusskapazitäten und -optionen.“ FGH e.V. - Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Hrsg. (18. Nov. 2020), Adresse: <https://www.fgh-ma.de/de/newsroom/aktuelles/fgh-und-geoplex-gis-gmbh-entwickeln-webanwendung-gridcheck-zur-automatisierten-bewertung-von-anchlusskapazitaeten-und-optionen> (besucht am 12.09.2021).
- [155] Steffens, P., „Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze,“ Deutsch, Diss., Bergische Universität Wuppertal, 2018, 152 S. Adresse: <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-7535/de1801.pdf> (besucht am 10.09.2021).

- [156] „Technische Anschlussregel Mittelspannung (VDE-AR-N 4110),“ FNN im VDE - Forum Netztechnik und Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Techn. Ber., 19. Okt. 2018.
- [157] SGB Smit, *Produktkatalog UniQ Gießharztransformatoren*, 2013. Adresse: https://www.sgb-smit.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Broschueren/Cast_Resin_Transformers/GT_Technik_UniQ_D.pdf (besucht am 14. 11. 2019).

Nachweis wissenschaftlicher Tätigkeit

Veröffentlichungen des Autors

- [E1] Müller, S. C., Liebenau, V., Ruthe, S., Spieker, C., Kittl, C., Dalhues, S., Mayorga, D., Franz, V. und Rehtanz, C., „The impact of forecasting errors and remedial actions on operational security and efficiency in classical and probabilistic market coupling,“ in *2014 Power Systems Computation Conference*, Aug. 2014, S. 1–8. DOI: 10.1109/PSCC.2014.7038490.
- [E2] Rehtanz, C., Greve, M., Häger, U., Hagemann, Z., Kippelt, S., Kittl, C., Kloubert, M.-L., Pohl, O., Rewald, F. und Wagner, C., „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ ef.Ruhr GmbH, Studie, 13. Apr. 2017, 144 S. Adresse: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf (besucht am 06.09.2017).
- [E3] Shapovalov, A., Kittl, C., Rehtanz, C., Jendernalik, L., Schneider, A. C. und Giavarra, D., „Application of time-resolved input data for smart grid simulation,“ *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, Jg. 2017, Nr. 1, S. 2106–2109, Okt. 2017. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0380.
- [E4] Jendernalik, L., Giavarra, D., Engels, C., Hiry, J., Kittl, C. und Rehtanz, C., „Holistic network planning approach: enhancement of the grid expansion using the flexibility of network participants,“ *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, Jg. 2017, Nr. 1, S. 2312–2315, Okt. 2017. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0061.
- [E5] Robitzky, L., Mayorga Gonzalez, D., Kittl, C., Strunck, C., Müller, S. C., Häger, U., Myrzik, J. und Rehtanz, C., „Impact of Active Distribution Networks on Voltage Stability of Electric Power Systems,“ in *10th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium (IREP)*, 27. Aug. 2017.
- [E6] Hiry, J., Kittl, C., Hagemann, Z. und Rehtanz, C., „Das Potential spannungsebenenübergreifender Zeitreihensimulationen für die Verteilnetzplanung,“ in *Smart Energy 2017*, Großmann, U., Kunold, I. und Engels, C., Hrsg. 10. Nov. 2017, ISBN: 978-3-86488-125-1.
- [E7] Wagner, C., Kittl, C., Kippelt, S. und Rehtanz, C., „A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches,“ in *Proceedings of International ETG Congress 2017*, Berlin, 28. Nov. 2017, ISBN: 978-3-8007-4505-0.

- [E8] Kittl, C., Sarajlić, D. und Rehtanz, C., „k-means based identification of common supply tasks for low voltage grids,“ in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, IEEE, Okt. 2018. DOI: 10.1109/isgteurope.2018.8571658.
- [E9] Römer, C., Hiry, J., Kittl, C., Liebig, T. und Rehtanz, C., „Charging Control of Electric Vehicles Using Contextual Bandits Considering the Electrical Distribution Grid,“ in *KNOWMe: 2nd International Workshop on Knowledge Discovery from Mobility and Transportation Systems*, Dublin, 2018.
- [E10] Spalhoff, C., Sarajlić, D., Kittl, C., Drauz, S., Kneiske, T., Rehtanz, C. und Braun, M., „SimBench: Open source time series of power load, storage and generation for the simulation of electrical distribution grids,“ in *Internationaler ETG-Kongress 2019*, 8. Mai 2019. (besucht am 17.01.2020).
- [E11] Kittl, C., Hiry, J., Pfeiffer, C., Rehtanz, C. und Engels, C., „Large scale agent based simulation of distribution grid loading and its practical application,“ in *25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Madrid, 2019. DOI: 10.34890/521.
- [E12] Hiry, J., Kittl, C., Römer, C., Rehtanz, C., Willmes, L. und Schimmeyer, S., „Automated time series based grid extensions planning using a coupled agent based simulation and genetic algorithm approach,“ in *25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Madrid, 2019. DOI: 10.34890/548.
- [E13] Hiry, J., Peper, J., Peter, S., Kittl, C. und Rehtanz, C., „Regional Spatial Distribution of Electric Vehicles – A Data-Driven Approach for Distribution Grid Impact Case Studies,“ in *ETG-Kongress 2021 - Von Komponenten bis zum Gesamtsystem für die Energiewende*, 18. Mai 2021, ISBN: 978-3-8007-5549-3.
- [E14] Balduin, S., Veith, E. M., Berezin, A., Lehnhoff, S., Oberließen, T., Kittl, C., Hiry, J., Rehtanz, C., Torres-Villarreal, G., Leksawat, S., Kubis, A. und Frankenbach, M.-A., „Towards a Universally Applicable Neural State Estimation through Transfer Learning,“ in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, IEEE, Okt. 2021. DOI: 10.1109/isgteurope52324.2021.9639919.

Betreute Masterarbeiten

- [M1] Hintzen, S., „Konzeptionierung und Implementierung eines agentenbasierten Marktmodells unter Berücksichtigung des konventionellen Kraftwerksparks,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, Z. Hagemann, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [M2] Brechmann, J. P., „Entwicklung einer Methodik zur Optimierung des Asset Managements durch Auswertung von Mess- und Betriebsdaten in Windparks,“ Betreuer: J. Hiry, Z. Hagemann, C. Kittl, unveröffentlichte Mastertthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [M3] Römer, C., „Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen mit kontextsensitiven Banditen unter Berücksichtigung des elektrischen Verteilnetzes,“ Betreuer: T. Liebig, J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Masterthesis, Fakultät für Informatik, Lehrstuhl VIII - Künstliche Intelligenz, 2018.
- [M4] Kloß, M., „Modellierung und Analyse der Wechselwirkung von virtuellen Kraftwerken mit dem elektrischen Verteilnetz,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.
- [M5] Peper, J.-D., „Agentenbasierte Modellierung und Simulation der räumlichen und zeitlichen Verteilung von Elektrofahrzeugen,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.
- [M6] Küper, T., „Identifizierung und Konzeptionierung von Unterstützungsmöglichkeiten der Systemführung mittels Künstlicher Intelligenz,“ Betreuer: Z. Hagemann, C. Kittl, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.
- [M7] Brumund, J.-H., „Zeitreihenbasierte Identifikation auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle des Verteilnetzes unter Berücksichtigung negativer sowie positiver Einflussfaktoren,“ Betreuer: V. Peters (Westnetz GmbH), C. Kittl, J. Hiry, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.

- [M8] Stenzel, T., „Entwicklung und Implementierung von innovativen Abregelungsmechanismen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.
- [M9] Pfeiffer, C., „Entwicklung und Evaluation einer verteilten Simulation für die Lastflussberechnung,“ Betreuer: P. Buchholz, J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Masterthesis, Fakultät für Informatik, Lehrstuhl IV - Praktische Informatik, 2019.
- [M10] Steinwachs, T., „Analyse und agentenbasierte Modellierung von Speichertechnologien zur großflächigen Integration von Elektrofahrzeugen in elektrische Verteilnetze,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2019.
- [M11] Meschede, M., „Analyse und Erweiterung einer spieltheoretischen Methodik zur Steuerung von elektrischer Ladeinfrastruktur zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, T. Liebig, unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2019.
- [M12] Oberließen, T., „Entwicklung eines Modells zur Synthetisierung von Energiebedarfszeitreihen zur Identifikation des zeitlich und räumlich differenzierten Ladebedarfs von Elektrofahrzeugen,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, Unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2020.
- [M13] Peter, S., „Entwicklung und Implementierung einer verteilten Scheduling-Strategie für eine ereignisbasierte Verteilnetzenergiesystemsimulation,“ Betreuer: P. Buchholz, J. Hiry, C. Kittl, Unveröffentlichte Masterthesis, Fakultät für Informatik, Lehrstuhl IV - Praktische Informatik, 2021.
- [M14] Steffan, N., „Development and Implementation of an Agent-Based Model to Evaluate Approaches to Efficiently Account for Stochastic Charging Needs of Battery-Electric Vehicles,“ Betreuer: C. Kittl, J. Hiry, Unveröffentlichte Masterthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2021.

Betreute Bachelorarbeiten

- [B1] Schmeinck, S., „Analyse und Bewertung von Merkmalen zur Kategorisierung von Verteilnetzstrukturen,“ Betreuer: C. Kittl, C. Wagner, B. Nasiri, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2016.
- [B2] Liere-Netheler, I., „Entwicklung und Implementierung einer Verfahrenskette zur Kategorisierung von Netzdaten und Versorgungsaufgaben,“ Betreuer: C. Kittl, B. Nasiri, C. Wagner, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2016.
- [B3] Massalski, L., „Definition und Beschreibung von Versorgungsaufgaben im Niederspannungsnetz,“ Betreuer: C. Kittl, Z. Hagemann, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [B4] Lenz, L., „Analyse und Modellierung des Betriebsverhaltens von Nano-/ Mini-Blockheizkraftwerken zur agentenbasierten Netzausbauplanung,“ Betreuer: J. Hiry, Z. Hagemann, C. Kittl, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [B5] Peper, J.-D., „Analyse und Modellierung des Betriebsverhaltens eines Biomassekraftwerkes zur agentenbasierten Netzausbauplanung,“ Betreuer: J. Hiry, Z. Hagemann, C. Kittl, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [B6] Grunert, T. F., „Identifikation der thermischen und elektrischen Versorgungsaufgabe in städtischen Quartieren anhand von öffentlich verfügbarem Kartenmaterial,“ Betreuer: J. Hinker, J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [B7] Gabrielski, J., „Analyse und Vergleich von Berechnungsmethoden für eine realitätsnahe Berechnung erzeugter Energie aus Sonneneinstrahlung,“ Betreuer: Z. Hagemann, J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.

- [B8] Lenz, P., „Analyse der Anwendbarkeit künstlicher Intelligenz zur Verbesserung der Funktionsweise von regelbaren Ortsnetzstationen,“ Betreuer: J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [B9] Maaß, L., „Agentenbasierte Modellierung von Großkraftwerken unter Beachtung technologiespezifischer Randbedingungen und individueller ökonomischer Entscheidungsfindung,“ Betreuer: C. Kittl, J. Hiry, Z. Hagemann, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2017.
- [B10] Nerowski, C., „Analyzing and Modeling Concepts of Virtual Entities for later Use in Agent Based Grid Expansion Planning Approaches,“ Betreuer: C. Kittl, J. Hiry, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.
- [B11] Düssel, G., „Entwicklung eines brown field planning-Ansatzes für Niederspannungsnetze unter Nutzung öffentlich verfügbarer Daten des OpenStreet-Map-Projekts,“ Betreuer: C. Kittl, J. Hiry, D. Sarajlić, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.
- [B12] Jäkel, T., „Vergleichende Analyse von konventioneller und innovativer Messtechnologie zur Detektion von Gaslecks im Verteilnetz,“ Betreuer: R. Bachmann (Westnetz GmbH), C. Kittl, J. Hiry, unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2018.
- [B13] Ostrop, A., „Entwicklung einer Greedy-Algorithmus zur Generierung elektrischer Niederspannungsnetze auf Basis öffentlicher Daten,“ Betreuer: E. Schubert, J. Hiry, C. Kittl, unveröffentlichte Bachelorthesis, Fakultät für Informatik, Lehrstuhl VIII - Künstliche Intelligenz, 2019.
- [B14] Mahr, C., „Entwicklung einer grafischen Benutzeroberfläche zur Darstellung und Bearbeitung modellierter elektrischer Energienetze,“ Betreuer: Dr.-Ing. M. Greve (ef.Ruhr GmbH), J. Hiry, C. Kittl, Unveröffentlichte Bachelorthesis, Hochschule Ruhr West, 2019.
- [B15] Steffan, N., „Entwicklung einer Methodik zur quasi-dynamischen Modellierung möglicher Betriebspunktänderungen flexibler Verbraucher in einer agentenbasierten Netzsimulation,“ Betreuer: C. Kittl, B. Matthes, J. Hiry, Unveröffentlichte Bachelorthesis, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2019.

- [B16] Krause, M. E., „Einführung moderner Datenbanken in ein agentenbasiertes Simulationssystem für Smartgrids zur Verbesserung der Performanz,“ Betreuer: Prof. Dr. I. Saatz, C. Kittl, J. Hiry, unveröffentlichte Bachelorthesis, Fachbereich Informatik, Fachhochschule Dortmund, 2021.
- [B17] Zachopoulos, V., „Konzeptionierung und Implementierung einer Kommunikationsplattform zum Einsatz von SIMONA als ‚Simulation as a Service‘,“ Betreuer: T. Oberließen, C. Kittl, Unveröffentlichte Bachelorthesis, Fakultät für Informatik, Lehrstuhl IV - Praktische Informatik, 2021.

Betreute Projektarbeiten

- [P1] Krause, M. E., „Einführung moderner Datenbanken in ein agentenbasiertes Simulationssystem für Smartgrids zur Verbesserung der Performanz,“ Betreuer: Prof. Dr. I. Saatz, C. Kittl, J. Hiry, unveröffentlichte Projektarbeit, Fachbereich Informatik, Fachhochschule Dortmund, 2020.

Abkürzungsverzeichnis

CPES	cyber-physisches Energiesystem (engl.: Cyber Physical Energy System)
DBFS-PF	verteilter Rückwärts-Vorwärts-Suchalgorithmus zur Leistungsflussrechnung (engl.: Distributed Backward-Forward Sweep Power Flow Calculation)
DESS	differentialgleichungsbasierte Systemspezifikation (engl.: Differential Equation Based System Specification)
DEVN	netzwerkgekoppelte ereignisdiskrete Systemspezifikation (engl.: Discrete Event System Network)
DEVS	ereignisdiskrete Systemspezifikation (engl.: Discrete Event System Specification)
DTSS	zeitdiskrete Systemspezifikation (engl.: Discrete Time System Specification)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
WEA	Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

Allgemeine Notation und Operatoren

$\mathcal{O}(\cdot)$	Landaunotation einer Berechnungskomplexität
$\Im\{\cdot\}$	Imaginärteil einer komplexen Zahl
$\Re\{\cdot\}$	Realteil einer komplexen Zahl
$\bar{\cdot}$	Gemittelte Größe
∂	partieller Ableitungsoperator
\cdot	komplexe Größe
$\vec{\cdot}$	vektorielle Größe
$\vec{\cdot} \circ \vec{\cdot}$	elementweise Multiplikation vektorieller Größen
\cdot	Differentiation
$+$	positiv

Indizes

0	Element gegen Erdpotential
T	transponierte vektorielle Größe
i	Zählindex
Bezug	Strombezugspreis
con	gleichzeitig eintretende Ereignisse (für Zustandsübergangsfunktion; engl.: continuity)
couple	Kopplung (engl.: coupling)
diff	diffus
dir	direkt
ext	externes Ereignis (für Zustandsübergangsfunktion)
in	Eingang (engl.: input)
int	internes Ereignis (für Zustandsübergangsfunktion)
ist	Istwert
K	Kurzschluss oder Knoten (z. B. Admittanzmatrix)
Markt	Marktpreis
Neutr	neutral (für Stufenstellerposition)
out	Ausgang (engl.: output)
res	residual
RMSE	root mean square error
soll	Sollwert

T	Transformator (für Bezugssystem) oder transponiert (für vektorielle Größen)
th	thermisch
V	Verweildauer

Mengen

C	Menge der komplexen Zahlen
N	Menge der natürlichen Zahlen
R	Menge der rationalen Zahlen
B	Menge der Kanten zwischen Teilmodellen der verteilten Leistungsfluss- rechnung
D	Gebiet in den komplexen Zahlen oder Menge der Komponenten eines ereignisdiskreten Netzwerks
E	Menge der Netzkanten
I	Menge der beeinflussenden Elemente eines ereignisdiskreten Netzwerks
N	Menge der Netzknoten
P	Menge der Tore eines ereignisdiskreten Modells
Q	Menge der vollständigen Zustände eines ereignisdiskreten Modells
S	Menge der Zustände eines ereignisdiskreten Modells oder Menge der Scheinleistungsanregungen eines Netzes
T	Menge der zulässigen Zeitpunkte eines ereignisdiskreten Modells
U	Menge der komplexen Knotenspannungsvektoren
V	Menge der Teilmodelle in der verteilten Leistungsflussrechnung oder Menge der zulässigen Werte eines Tor eines ereignisdiskreten Modells
X	Menge der Tupel zulässiger Werte an den zugehörigen Eingängen eines ereignisdiskreten Modells
Y	Menge der Tupel zulässiger Werte an den zugehörigen Ausgängen eines ereignisdiskreten Modells
Z	Menge der Zuordnungsfunktionen eines ereignisdiskreten Netzwerks

Symbole

χ	Interaktionsgesuch
Δ	Differenz
δ	Zustandsübergangsfunktion oder Winkel
\dot{m}	Warenfluss
\dot{Q}	Thermische Leistung

Γ	Stufenstellerposition
∞	Unendlich
λ	Ausgabefunktion
$[\delta_{i,j}]$	Koppelmatrix der Teilmodelle i und j
$[\underline{Y}]$	komplexe Admittanzmatrix
$[J]$	Jakobimatrix
σ	Füllstand
τ	Stufenstellerabhängiger Anteil des Übersetzungsverhältnisses
ε	Physikalische Wahrnehmungen der Umwelt
φ	Winkel
ϑ	Temperatur
a	Handlungsoption
b	Verhaltensmodell
c	Preis
d	Element in einem netzwerkgekoppelten, ereignisdiskreten Modell
E	Solare Einstrahlung
e	Realteil einer komplexen Zahl in kartesischen Koordinaten
f	Imaginärteil einer komplexen Zahl in kartesischen Koordinaten oder physikalisches Modell eines Systemteilnehmers oder unbestimmte Funktion
G	Graph
g	Ausgangsfunktion des Systemteilnehmermodells
I	Strom
i	bezogener Strom
M	paralleles, ereignisdiskretes Modell
N	Bezugssystem oder absolute Anzahl
P	Wirkleistung
p	bezogene Wirkleistung oder Tor eines ereignisdiskreten Modells
Q	Blindleistung
q	bezogene Blindleistung oder vollständiger Zustand eines ereignisdiskreten Modells
R	Widerstand
S	Scheinleistung
s	bezogene Scheinleistung oder Zustand eines ereignisdiskreten Modells
T	Zeit
t	Diskreter Zeitschritt (engl.: tick)

U	elektrische Spannung oder Nutzenfunktion in der Systemteilnehmermodellierung
u	bezogene Spannung
v	Eingangswert eines ereignisdiskreten Modells oder Kante eines Graphen oder Windgeschwindigkeit
W	Energie / Arbeit
w	Windungsanzahl
X	Reaktanz
x	bezogene Reaktanz oder Eingangssignal eines Systemteilnehmermodells
Y	Admittanz
y	bezogene Admittanz oder Ausgangssignal eines Systemteilnehmermodells
z	bezogene Impedanz
$^{\circ}$	Grad (Einheit)
p.u.	per unit (Einheit)
W	Watt (Einheit)
E	Externes Ereignis
I	Internes Ereignis
ü	Übersetzungsverhältnis

Abbildungsverzeichnis

1.1	Übersicht über Komponenten und Modelle von SIMONA (nach [13])	4
2.1	Modellierungs- und Simulationszyklus (nach [21], [25])	8
2.2	Verifikation, Validierung und Akkreditierung (nach [21], [23])	13
2.3	Darstellung eines exemplarischen Netzwerks gekoppelter ereignisdis- krete Systemspezifikation (engl.: Discrete Event System Specification, DEVS)	17
3.1	Modellierung und Simulation vor dem Hintergrund von Open Source, Data und Access (nach [77])	32
3.2	Allgemeines π -Ersatzschaltbild eines Zweigelements	40
3.3	Beispielhafte Iterationen des Newton Raphson-Algorithmus an einer eindimensionalen Gleichung (nach [123], [133])	46
3.4	Abschätzung der oberen Schranke des Berechnungsaufwands für die Newton Raphson-Leistungsflussrechnung	48
4.1	Aufteilung einer komplexen, spannungsebenenübergreifenden Topo- logie in Berechnungsaktoren (nach [11])	52
4.2	Exemplarischer Simulationsablauf mit drei Netzagenten	55
4.3	Kommunikative Kopplung von Teilmodellen	57
4.4	Ersatzschaltbilder eines stufbaren Zweiwicklungstransformators . . .	59
4.5	Virtueller Prüfstand für das Zweiwicklungstransformatormodell . . .	62
4.6	Stufenstellerabhängiger, unterspannungsseitiger Spannungsbetrag . .	63
4.7	Ergebnisabweichung zwischen realem und idealem Modell	64
4.8	Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwi- schen SIMONA und DIGSILENT PowerFactory	65
4.9	Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwi- schen SIMONA und pandapower	66
4.10	Ergebnisabweichung zwischen π - und T-Ersatzschaltbild	67
4.11	Interne Modellströme des äquivalenten π -Ersatzschaltbilds (Stufen- stellerschalter an Oberspannungsseite installiert)	69
4.12	Ersatzschaltbilder eines stufbaren Dreiwicklungstransformators . . .	70
4.13	SIMONA-spezifisches Dreiwicklungstransformatormodell	71
4.14	Virtueller Prüfstand für das Dreiwicklungstransformatormodell . . .	73
4.15	Stufenstellerabhängige, unterspannungsseitige Spannungsbeträge . .	73
4.16	Stufenstellerabhängige Knotenspannungsbeträge	74

4.17	Vektorielle Darstellung der zweiten Kirchhoff'schen Regel	75
4.18	Durchschnittliche, stufenstellerabhängige Modellabweichung	76
4.19	Ergebnisabweichung bei verschiedenen Modellimplementierungen bei Stufenstellerposition $\Gamma = 10$	78
5.1	Bedarfsorientierte Modellstrukturklassen	89
5.2	Bestandteile der überarbeiteten SIMONA-Architektur	91
5.3	Zusammenhänge der verschiedenen Zustandsbegriffe	93
5.4	Verhaltensdefinition eines generalisierten Teilnehmeragenten als end- licher Zustandsautomat	93
5.5	Initialisierungsprotokoll eines generalisierten Teilnehmeragenten . . .	95
5.6	Agentenaktivierung durch Primärdaten	96
5.7	Agentenaktivierung durch Sekundärdaten	98
5.8	Modellberechnung mit teilaktualisierten Daten	99
5.9	Agentenaktivierung durch Leistungsabfragen	101
5.10	Mittelung von Simulationsergebnissen für die Leistungsflussrechnung (unten: Teilnehmersimulationsergebnisse, oben: gemittelt)	102
5.11	Agentenaktivierung zu zusätzlichen Zeitpunkten	104
5.12	Beispiele modellbedingter Auslösung interner Ereignisse	106
6.1	Statistische Bewertung der Abweichung zwischen Simulationsergeb- nissen und Referenzspannungsprofil im unskalierten Basisfall für 78 SimBench-Modelle	114
6.2	Übersicht der Netzstruktur des genutzten SimBench-Modells (Kar- tengrundlage: © OpenStreetMap contributors)	117
6.3	Knotenspannungsbeträge in der Mittelspannung (MS)-Ebene bei kon- ventioneller und zeitaufgelöster Betrachtung	119
6.4	Betroffene Niederspannungsnetzstruktur bei kritischem $(n - 1)$ -Fall (Kartengrundlage: © OpenStreetMap contributors)	123
6.5	Statistische Auswertung des Knotenspannungsbetrags je Kalender- monat, links: Normalschaltzustand, rechts: $(n - 1)$ -Fall	124
6.6	Wertebereich der Niederspannung (NS)-Knotenspannungsbeträge nach unterschiedlichen Bewertungsansätzen	125
7.1	Beiträge zur Modellierung und Simulation vor dem Hintergrund von Open Source, Data und Access (nach [78])	135

A.1	Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwischen SIMONA und DIGSILENT PowerFactory	178
A.2	Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwischen SIMONA und pandapower	178
B.1	Statistische Auswertung des Knotenspannungsbetrags je Kalendermonat bei getrennter Betrachtung des Niederspannungsnetzes	183
B.2	foo	184
B.3	Exemplarische $Q(U)$ -Kennlinie (Referenzblindleistung: 982,765 kVAr)	184

Tabellenverzeichnis

3.1	Übersicht über Modellzwecke, -anwendungen und Beispiele	27
3.2	Eigenschaften der mathematischen Modelle	44
4.1	Ersatzschaltbildparameter für Zweiwicklungstransformatoren in Abhängigkeit des Installationsorts des Stufenstellerschalters	61
5.1	Übersicht bestehender physikalischer Modelle und ihrer Eigenschaften	84
5.2	Übersicht der Anforderungen an die Modellierung von Teilnehmern des Energiesystems in SIMONA	86
5.3	Erfüllung der Anforderungen an das generalisierte Teilnehmermodell	109
A.1	Typschild- und Ersatzschaltbildparameter des Zweiwicklermodells zur Validierung	177
A.2	Typschild- und Ersatzschaltbildparameter des Dreiwicklermodells zur Validierung	179
B.1	SimBench-Codes der für die Validierung genutzten Modelle	181
B.2	Übersicht über Schlüsseldeskriptoren des SimBench-Modells „1-MVLV-semiurb-4.201-0-no_sw“	182
B.3	Modelleigenschaften der Windenergieanlage	183

A Technische Daten zur Validierung der Transformatormodelle

A.1 Zweiwicklungstransformator

Zur Validierung des Modells aus Abschnitt 4.2 wurde eine konkrete Ausprägung basierend auf den Typschildparametern des realen SGB Smit-Typs DTTH mit einer Nennleistung von $S_{\text{Nenn}} = 630 \text{ kVA}$ erstellt [157]. Typschild- sowie Ersatzschaltbildparametern sind nachfolgend dargestellt. Die Kenngrößen des Stufenstellers sind fiktiv.

Tabelle A.1: Typschild- und Ersatzschaltbildparameter des Zweiwicklermodells zur Validierung

Parameter	Zeichen	Wert
Nennspannung OS	U_{OS}	10 kV
Nennspannung US	U_{US}	0,4 kV
Nennscheinleistung	S_{Nenn}	630 kVA
Kurzschlussspannung	u_{K}	4,0 %
Realteil der Kurzschlussspannung	$u_{\text{K,r}}$	0,238 %
Kupferverluste	P_{Cu}	1,5 kW
Leerlaufstrom	i_0	0,2381 %
Eisenverluste	P_{Fe}	0,0 kW
Stufenstellerposition	I	± 10
Relative Spannungshöhe	Δu	2,5 % pro Stufe
Zweigwiderstand	R_{K}	1,839 Ω
Zweigreaktanz	X_{K}	6,077 Ω
Querkonduktanz OS	G_0	0,0 nS
Quersuszeptanz OS	B_0	-15.000 nS

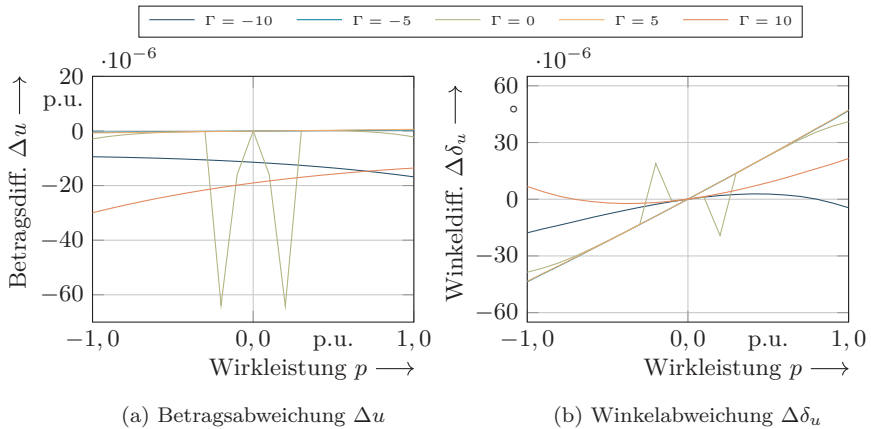


Abbildung A.1: Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwischen SIMONA und DlgSILENT PowerFactory

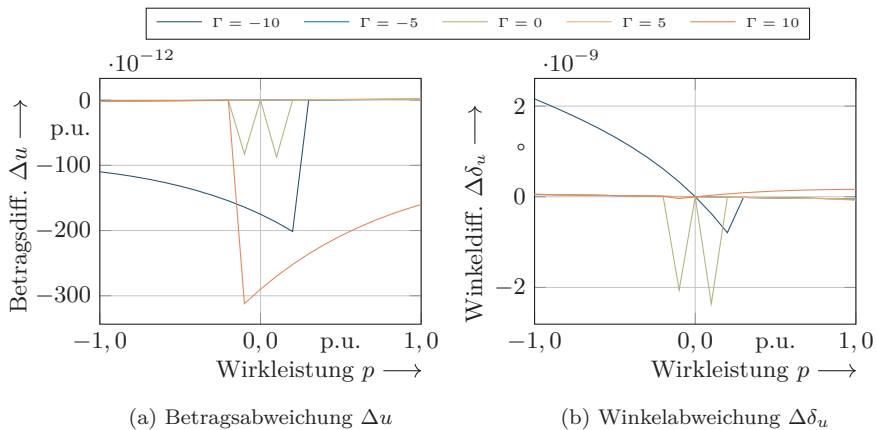


Abbildung A.2: Abweichung der Simulationsergebnisse bei direktem Vergleich zwischen SIMONA und pandapower

A.2 Dreiwicklungstransformator

Zur Validierung des Modells aus Abschnitt 4.3 wurde ein Transformatormodell mit nachstehenden fiktiven Parametern verwendet.

Tabelle A.2: Typschild- und Ersatzschaltbildparameter des Dreiwicklermodells zur Validierung

Parameter	Zeichen	Wert
Nennspannung OS	U_{OS}	380 kV
Nennspannung MS	U_{MS}	110 kV
Nennspannung US	U_{US}	30 kV
Nennscheinleistung OS	$S_{Nenn,OS}$	300 MVA
Nennscheinleistung MS	$S_{Nenn,MS}$	300 MVA
Nennscheinleistung US	$S_{Nenn,US}$	100 MVA
Kurzschlussspannung OS \rightarrow MS	$u_{K,OS\rightarrow MS}$	17,5 %
Kurzschlussspannung MS \rightarrow US	$u_{K,MS\rightarrow US}$	18,0 %
Kurzschlussspannung OS \rightarrow US	$u_{K,OS\rightarrow US}$	15,5 %
Realt. d. Kurzschlussspannung OS \rightarrow MS	$u_{K,r,OS\rightarrow MS}$	0,15 %
Realt. d. Kurzschlussspannung MS \rightarrow US	$u_{K,r,MS\rightarrow US}$	0,12 %
Realt. d. Kurzschlussspannung OS \rightarrow US	$u_{K,r,OS\rightarrow US}$	0,09 %
Leerlaufstrom	i_0	0,25 %
Eisenverluste	P_{Fe}	1,875 kW
Stufenstellerposition	Γ	± 10
Relative Spannungshöhe	Δu	1,5 % pro Stufe
Längswiderstand OS	$R_{K,i}$	144,4 m Ω
Längswiderstand MS	$R_{K,j}$	577,6 m Ω
Längswiderstand US	$R_{K,k}$	1.155,2 m Ω
Längsreaktanz OS	$X_{K,i}$	24,066121 Ω
Längsreaktanz MS	$X_{K,j}$	60,164118 Ω
Längsreaktanz US	$X_{K,k}$	199,750106 Ω
Querkonduktanz	G_0	12,985 nS
Quersuszeptanz	B_0	-519,4864 nS

B Details zum Anwendungsfall

Tabelle B.1: SimBench-Codes der für die Validierung genutzten Modelle

SimBench-Code	
1-LV-rural1-0-no_sw	1-MVLV-comm-all-0-no_sw
1-LV-rural1-1-no_sw	1-MVLV-comm-all-1-no_sw
1-LV-rural1-2-no_sw	1-MVLV-comm-all-2-no_sw
1-LV-rural2-0-no_sw	1-MVLV-rural-1.108-0-no_sw
1-LV-rural2-1-no_sw	1-MVLV-rural-1.108-1-no_sw
1-LV-rural2-2-no_sw	1-MVLV-rural-1.108-2-no_sw
1-LV-rural3-0-no_sw	1-MVLV-rural-2.107-0-no_sw
1-LV-rural3-1-no_sw	1-MVLV-rural-2.107-1-no_sw
1-LV-rural3-2-no_sw	1-MVLV-rural-2.107-2-no_sw
1-LV-semiurb4-0-no_sw	1-MVLV-rural-4.101-0-no_sw
1-LV-semiurb4-1-no_sw	1-MVLV-rural-4.101-1-no_sw
1-LV-semiurb4-2-no_sw	1-MVLV-rural-4.101-2-no_sw
1-LV-semiurb5-0-no_sw	1-MVLV-rural-all-0-no_sw
1-LV-semiurb5-1-no_sw	1-MVLV-rural-all-1-no_sw
1-LV-semiurb5-2-no_sw	1-MVLV-rural-all-2-no_sw
1-LV-urban6-0-no_sw	1-MVLV-semiurb-3.202-0-no_sw
1-LV-urban6-1-no_sw	1-MVLV-semiurb-3.202-1-no_sw
1-LV-urban6-2-no_sw	1-MVLV-semiurb-3.202-2-no_sw
1-MV-comm-0-no_sw	1-MVLV-semiurb-4.201-0-no_sw
1-MV-comm-1-no_sw	1-MVLV-semiurb-4.201-1-no_sw
1-MV-comm-2-no_sw	1-MVLV-semiurb-4.201-2-no_sw
1-MV-rural-0-no_sw	1-MVLV-semiurb-5.220-0-no_sw
1-MV-rural-1-no_sw	1-MVLV-semiurb-5.220-1-no_sw
1-MV-rural-2-no_sw	1-MVLV-semiurb-5.220-2-no_sw
1-MV-semiurb-0-no_sw	1-MVLV-semiurb-all-0-no_sw
1-MV-semiurb-1-no_sw	1-MVLV-semiurb-all-1-no_sw
1-MV-semiurb-2-no_sw	1-MVLV-semiurb-all-2-no_sw
1-MV-urban-0-no_sw	1-MVLV-urban-5.303-0-no_sw
1-MV-urban-1-no_sw	1-MVLV-urban-5.303-1-no_sw
1-MV-urban-2-no_sw	1-MVLV-urban-5.303-2-no_sw
1-MVLV-comm-3.403-0-no_sw	1-MVLV-urban-6.305-0-no_sw
1-MVLV-comm-3.403-1-no_sw	1-MVLV-urban-6.305-1-no_sw
1-MVLV-comm-3.403-2-no_sw	1-MVLV-urban-6.305-2-no_sw
1-MVLV-comm-4.416-0-no_sw	1-MVLV-urban-6.309-0-no_sw
1-MVLV-comm-4.416-1-no_sw	1-MVLV-urban-6.309-1-no_sw
1-MVLV-comm-4.416-2-no_sw	1-MVLV-urban-6.309-2-no_sw
1-MVLV-comm-5.401-0-no_sw	1-MVLV-urban-all-0-no_sw
1-MVLV-comm-5.401-1-no_sw	1-MVLV-urban-all-1-no_sw
1-MVLV-comm-5.401-2-no_sw	1-MVLV-urban-all-2-no_sw

Tabelle B.2: Übersicht über Schlüsseldescriptoren des SimBench-Modells „1-MVLV-semiurb-4.201-0-no_sw“

Eigenschaft	Wert
Knotenanzahl – gesamt	166
Hochspannung	1
Mittelspannung	122
Niederspannung	43
Gesamtnetzlänge	68,026 km bzw. 35,291 Ω
$\frac{R}{X}$ -Verhältnis	0,2707
Installierte Last $S_{Nenn,Last}$	34.021,49 kVA
Installierte Einspeisung $S_{Nenn,Einspeisung}$	23.798,98 kVA
Unterlagert	11.503,98 kVA
Wind Mittelspannung (MS)	9.100,0 kVA
Photovoltaik (PV) MS	1.735,0 kVA
Wasserkraft MS	920,0 kVA
Biomasse MS	540,0 kVA
Last-Einspeise-Verhältnis	58,84 % zu 41,16 %

¹³Gemäß Herstellerwebsite <https://www.enercon.de/produkte/ep-3/e-115-ep3/>, Stand: 08.09.2021

¹⁴Annahme

¹⁵Gemäß <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/832-enercon-e-115-3.000>, Stand: 08.09.2021

¹⁶Die Leistungsbeiwertkurve wurde einer Archivversion der mittlerweile nicht mehr existenten Website „Windenergie im Binnenland“ (<http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.php>) entnommen, Stand: unbekannt

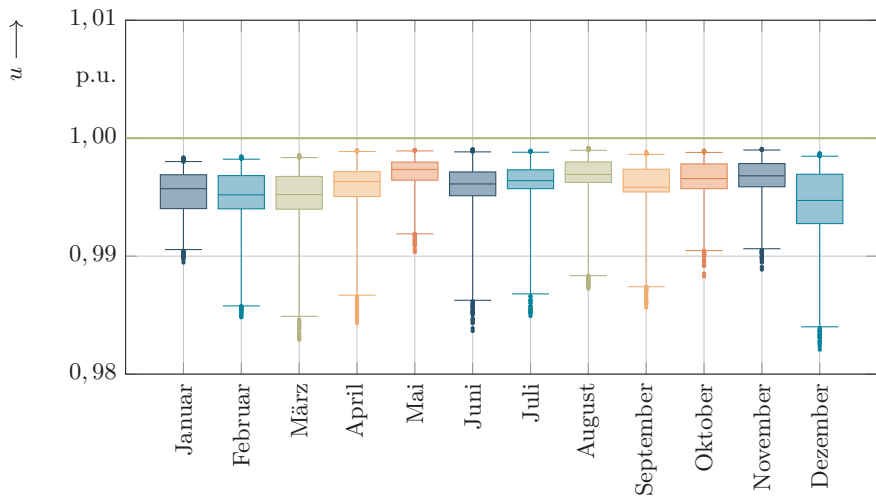


Abbildung B.1: Statistische Auswertung des Knotenspannungsbetrags je Kalendermonat bei getrennter Betrachtung des Niederspannungsnetzes

Tabelle B.3: Modelleigenschaften der Windenergieanlage

Parameter	Zeichen	Wert
Typ		Enercon E-115
Nennwirkleistung	P_{Nenn}	2,99 MW ¹³
Nomineller Leistungsfaktor	$\cos \varphi_{\text{Nenn}}$	0,95 ¹⁴
Wirkungsgrad des Wechselrichters	η_{WR}	93 % ¹³
Rotorfläche	A	10.515,5 m ² ¹⁵
Nabenhöhe	h_{Nabe}	122 m ¹³

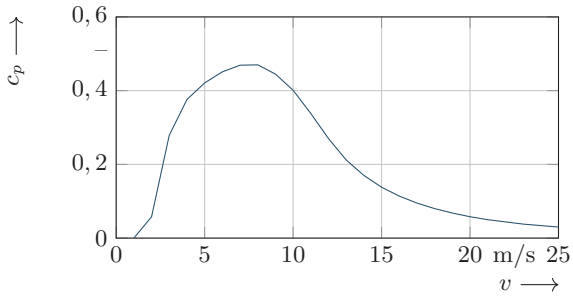


Abbildung B.2: Kurve der Betz'schen Leistungsbeiwerte der Windenergieanlage¹⁶

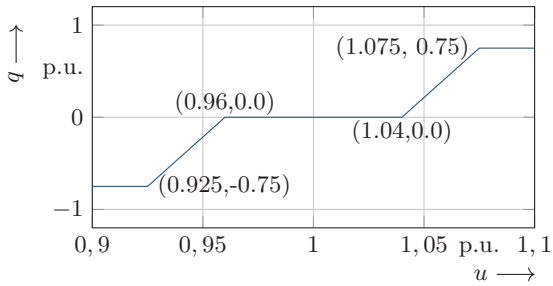


Abbildung B.3: Exemplarische $Q(U)$ -Kennlinie (Referenzblindleistung: 982,765 kVar)