

Netzbewusster Peer-to-Peer Energiehandel im Verteilnetz

von der

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der
Technischen Universität Dortmund

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

vorgelegt von

Oliver Kraft, M.Sc.

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, TU Dortmund

Korreferent: Univ.-Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig, RWTH Aachen

Tag der mündlichen Prüfung: 09.12.2024

Kurzfassung

Die Energiewende und Sektorenkopplung bewirken eine zunehmende Belastung der Verteilnetze, schaffen indessen aber technische Flexibilitätpotentiale. Zur ganzheitlich koordinierten Erschließung der Flexibilität bedarf es regulatorisch zulässiger, angemessen dimensionierter Konzepte, die mit den Interessen der Netznutzer und Netzbetreiber verträglich sind. Die Adressierung erfolgt in dieser Arbeit durch die Entwicklung einer Energy Community mit einem lokalen Peer-to-Peer Energiemarkt, der über eine zeitlich variable Preisbildung in Kohärenz zum Preis am Spotmarkt verfügt. Ein Anreizsystem mit dynamischen Netzgebühren koppelt die interne Flexibilitätsbewirtschaftung der Netznutzer an die physikalischen Kapazitäten des Verteilnetzes, sodass eine markt- und netzdienliche Erschließung der Flexibilität über betriebswirtschaftlich motivierte Anreize erfolgt. In der simulativen Anwendung kann mittels strategischer Handelsagenten gezeigt werden, dass die Marktausgestaltung eine effizientere Netzauslastung bewirkt und die Notwendigkeit eines korrigierenden Engpassmanagements vermieden wird. Hinsichtlich der Einhaltung physikalischer Netzrestriktionen und der betriebswirtschaftlichen Bilanzen der Netznutzer können abschließend wohlfahrtssteigernde Effekte quantifiziert werden.

Abstract

The energy transition and sector coupling are increasing the distribution grid utilization and are accompanied by technical flexibility potential. The holistically coordinated utilization of flexibility requires regulatorily permissible and appropriately dimensioned concepts that are compatible with the interests of grid users and system operators. To this end, an energy community with a local peer-to-peer energy market is developed, which utilizes time-variable pricing in coherence with spot market prices. An incentive system with dynamic grid fees links the internal flexibility procurement of involved grid users to the physical capacities of the distribution grid. This ensures that flexibility is utilized in line with the market and the grid through economically motivated incentives for the users. In the simulative application, strategic trading agents can be used to show that the market design results in more efficient grid utilization and avoids the need for corrective congestion management. Finally, welfare-enhancing effects can be quantified regarding compliance with physical grid restrictions and the economic balance of grid users.

Danksagung

Diese Arbeit entstand begleitend zu meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) an der Technischen Universität Dortmund.

Großer Dank gilt Prof. Christian Rehtanz, sowohl für die Betreuung dieser Doktorarbeit als auch für das große Vertrauen in der thematischen Entfaltung. Er war durch seine wertschätzenden und unterstützenden Ratschläge ein hervorragender Begleiter meines Promotionsverfahrens. Bei Herrn Prof. Andreas Ulbig bedanke ich mich für die freundliche Übernahme des Korreferats.

Besonders schätze ich zudem die kontinuierliche Zusammenarbeit mit all meinen Kolleginnen und Kollegen, speziell der Themengruppen Verteilnetzplanung und -betrieb sowie Smart Grid Technologies. Die offene und konstruktive Kommunikation hat mich geprägt und der intensive wissenschaftliche Austausch hat maßgeblich zum Gelingen dieser Doktorarbeit beigetragen.

Mein besonderer Dank gilt zudem meiner Familie und insbesondere meinen Eltern, die mir durch ihren unermüdlichen Einsatz meine persönliche und berufliche Entwicklung ermöglicht haben. Bei meinen Freunden bedanke ich mich für den langjährigen Zuspruch und privaten Ausgleich. Vor allem bei meiner Freundin Chiara Iodice bedanke ich mich für den permanenten Zuspruch und persönlichen Rückhalt.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Zielsetzung und Forschungsfragen	2
1.2	Kapitelstruktur	4
2	Theoretische Grundlagen	7
2.1	Energiewirtschaftliche Entwicklungen	7
2.1.1	Technische und regulatorische Rahmenbedingungen	7
2.1.2	Auswirkungen der Energiewende in Verteilnetzen	8
2.1.3	Dezentrale Flexibilitätspotentiale	10
2.2	Flexibilitäterschließung in Verteilnetzen	11
2.2.1	Herausforderungen vorliegender Konzepte	11
2.2.2	Marktbasierte Ansätze und deren Eignung	14
2.2.3	Lokale Energy Communities	16
2.3	Wissenschaftliche Einordnung	20
2.3.1	Transaktive Energiesysteme	21
2.3.2	Methodische Ansätze	23
2.3.3	Spezifikation des Forschungsbedarfs	25
2.4	Anforderungen an ein Koordinierungskonzept	27
2.5	Rückblick und Einordnung	29
3	Integration von Netzrestriktionen im Peer-to-Peer Handel	31
3.1	Konzept des netzbewussten Energiemarktes im Verteilnetz	31
3.2	Modellierung des lokalen Energiemarktes	35
3.2.1	Zentraler Modellierungsrahmen	36
3.2.2	Abbildung handelnder Peers	38
3.2.3	Generierung synthetischer Anwendungsfälle	41
3.2.4	Approximationen der Netzzustandsänderungen	42
3.2.5	Berechnung dynamischer Netzgebühren	45
3.2.6	Marktmechanismus zur Verarbeitung von Transaktionen	49
3.3	Simulation und Auswertung relevanter Marktszenarien	52
3.3.1	Rahmenbedingungen der Simulation	53
3.3.2	Entkoppelte Auswertung von Methoden	55
3.3.3	Funktionalität der ganzheitlichen Marktsimulation	58
3.3.4	Netzbewusste Steuerung des Marktes	64

3.3.5	Potentiale einer Flexibilitätserschließung	66
3.4	Rückblick und Einordnung	68
4	Topologisch bedingte Diskriminierung im Energiemarkt	71
4.1	Rahmenbedingungen und Zielsetzung	71
4.1.1	Diskriminierung im flexiblen Verteilnetz	71
4.1.2	Spezifikation der Vorteile im lokalen Energiemarkt	73
4.1.3	Simulative Motivation und Zielsetzung	74
4.2	Methode zur Begrenzung von Marktvorteilen	75
4.2.1	Konzipierung des Preismechanismus	76
4.2.2	Modellierung der positionellen Gebühr	77
4.2.3	Einordnung des Mechanismus	79
4.3	Anwendung positioneller Gebühren in Marktsimulationen	80
4.3.1	Demonstration der punktuellen Funktionalität	80
4.3.2	Beeinflussung der Potentialanalyse bei Variation der Gebühren	81
4.3.3	Auswirkungen positioneller Gebühren auf Handelsvolumina . .	85
4.4	Rückblick und Einordnung	87
5	Flexibilitätsbewirtschaftung im transaktiven Markt	89
5.1	Spezifikation der Entwicklung	89
5.1.1	Zielsetzung der Integration flexiblen Verhaltens	89
5.1.2	Rahmenbedingungen der Modellierung	90
5.2	Modellierung der Trading Agenten	91
5.2.1	Speichereinsatz nach klassischem Verhaltensmuster	91
5.2.2	Strategischer Speichereinsatz am Markt ohne Netzrestriktionen	92
5.2.3	Strategischer Speichereinsatz am Markt mit Netzrestriktionen	96
5.3	Anwendung der Trading Agenten	98
5.3.1	Spezifizierung des Anwendungsfalls	98
5.3.2	Speichereinsatz nach klassischem Verhaltensmuster	99
5.3.3	Strategischer Speichereinsatz am Markt ohne Netzrestriktionen	100
5.3.4	Strategischer Speichereinsatz am Markt mit Netzrestriktionen	103
5.4	Rückblick und Einordnung	105
6	Technisch-Wirtschaftliche Auswertung	107
6.1	Spezifikation des Untersuchungsrahmens	107
6.1.1	Thematische Einordnung und Zielsetzung	107
6.1.2	Rahmenbedingungen und Spezifikation der Auswertung	108

6.2	Erweiterung der Modellierung	109
6.2.1	Abbildung der Abregelung durch den Netzbetreiber	109
6.2.2	Methode zur Identifikation von Anwendungsfällen	111
6.3	Anwendung und Auswertung der Szenarien	112
6.3.1	Spezifikation der identifizierten Anwendungsfälle	112
6.3.2	Realisierte Energievolumina nach Szenarien	113
6.3.3	Realisierte Energievolumina nach Anwendungsfällen	115
6.3.4	Umgesetzte Flexibilitätsbewirtschaftung	118
6.3.5	Wirtschaftliche Bilanzen zum Peer-to-Peer Handel	120
6.3.6	Einordnung der Ergebnisse	122
6.4	Rückblick und Einordnung	123
7	Zusammenfassung und Ausblick	125
7.1	Zusammenfassung	125
7.2	Kritische Auseinandersetzung	128
7.3	Forschungsausblick	130
7.4	Handlungsempfehlungen	131
	Literaturverzeichnis	133
	Wissenschaftliche Publikationen	147
	Betreute Abschlussarbeiten	149
	Abkürzungsverzeichnis	151
	Symbolverzeichnis	153
A	Anhang	157

1 Einleitung

Die Energieversorgung ermöglicht alltägliche Prozesse im industriellen und privaten Umfeld. Das Energiesystem vollzieht im Rahmen der Energiewende eine Transformation, welche sich in den regionalen Verteilnetzen durch die Erhöhung der Erzeugungskapazitäten aus solaren Potentialen, die Integration von Heimbatteriespeichern und die fortschreitende Sektorenkopplung durch die Einbeziehung der Elektromobilität und Wärmeversorgung auszeichnet. Die Aufrechterhaltung der zuverlässigen Versorgung stellt das System vor große Herausforderungen, die in Konzepten stets durch das Potential der Flexibilität auf Haushaltsebene geprägt werden. In dem Kontext liegt eine dynamische Rückkopplung zwischen dem Potential für eine marktliche Nutzung zur Kostenminimierung, einer netzdienlichen Nutzung zur Reduktion des Netzausbaubedarfs und den privaten Interessen der Nutzer vor [1]. Zur umfangreich koordinierten Flexibilitäterschließung im Verteilnetz bedarf es innovativer Lösungen [2].

Der energiewirtschaftliche Rahmen wird durch die Gesetzgebung und die nachfolgende Regulatorik maßgeblich bestimmt. Es existieren verpflichtende Vorgaben, wie zum bedarfsgerechten Zielnetzausbau, die mit hohen Kosten und praktischen Einschränkungen einhergehen [3, 4]. Auch existieren Ideen mit Potential auf volkswirtschaftlicher Ebene, wie einem neuartigen Strommarktdesign unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen, aber einer bedingten Unverträglichkeit mit bestehenden Geschäftsmodellen und Interessen [5]. Zur Umsetzung der Flexibilitäterschließung sind regulatorische Anpassungen unabdingbar, denn ein angemessener Rahmen ist ein treibender Faktor zur Ermöglichung innovativer Geschäftsmodelle und wirkt andernfalls hemmend [6, 7]. Die Konzipierung regulatorischer Änderungen muss stets unter Berücksichtigung der praktischen Umsetzbarkeit und der Verträglichkeit mit den Interessen involvierter Akteure erfolgen.

Damit die Flexibilität im Verteilnetz für die eingangs adressierten Prozesse erfolgreich erschlossen werden kann, bedarf es des Transfers von klimapolitisch motivierten Zielen hin zu konkreten Umsetzungen, regulatorischen Änderungen und der praktischen Nutzung durch ermöglichte, finanzielle Vorteile für Flexibilitätsbetreiber. Der Erfolg der Akzeptanz geht mit den geschaffenen Anreizen einher, denn ein wirtschaftlich rationaler Verbraucher würde automatisierte Prozesse zur bewilligten Lastreduktion zu markt- oder netzdienlichen Zwecken nur lokal implementieren, sofern ein quantifizierbarer, finanzieller Anreiz vorliegt [8].

Die fortschreitende Dezentralisierung der Energieversorgung bewirkt einen Wandel zu lokalen Koordinierungen. Ein solches Konzept bilden lokale Energiegemeinschaften, im europäischen Kontext als Lokale Energy Community (LEC) bezeichnet, mit markt-basiertem Peer-to-Peer (P2P) Energy Sharing unter den Teilnehmern zur Bündelung von Ressourcen hinsichtlich Energieerzeugung, -verbrauch und -speicherung [9]. Das Konzept liefert vielversprechende Potentiale zur Flexibilitätserschließung, muss jedoch unter Berücksichtigung sämtlicher Rückkopplungen vertretbar sein, um regulatorisch ermöglicht zu werden.

Vor dem Hintergrund bedarf es Lösungen zur Realisierung von LECs. In der Ausgestaltung müssen technische Potentiale und Effizienzen aktiv genutzt werden, sodass im energiewirtschaftlichen Kontext verträgliche und konkretisierte Konzepte entwickelt werden können. Diese bilden eine praktikable Basis für regulatorische Novellierungen.

1.1 Zielsetzung und Forschungsfragen

Im Einklang mit den Herausforderungen und dem übergeordneten gesellschaftlichen Zweck können Konkretisierungen hinsichtlich der Ausarbeitung von LECs und der zugehörigen, modelltechnischen Entwicklungen getroffen werden. Die Zielsetzung umfasst die Entwicklung eines Modells zur Abbildung eines lokalen P2P-Energiemarktes mit einer Marktausgestaltung im Rahmen definierter Anforderungen, die sich aus der politischen Motivation und dem wissenschaftlichen Stand der Forschung ergeben.

Das Marktmodell integriert Netznutzer in Form privater Haushalte in eine LEC. Ein Lokaler Energiemarkt (LEM) ermöglicht den P2P-Handel. Im Vergleich zu praktisch in Deutschland vorherrschenden Strukturen zur Abrechnung und Vergütung ist der LEM durch angepasste Preisstrukturen geprägt, sodass den Netznutzern ein Geschäftsmodell zur Flexibilitätsbewirtschaftung ermöglicht wird [10]. Denn durch die lokale Begrenzung können im regulatorischen Konstrukt der LEC angepasste Preisstrukturen realisiert werden. Diese können von konventionellen Tarifen divergieren und bedürfen keiner gesamtsystemischen Strommarktreform. Automatisierte Handelsagenten bilden dazu die Schnittstelle zwischen sozialen Präferenzen, marktlichem Handel und technischer Steuerung unter Minimierung der Kosten des einzelnen Netznutzers [11].

Die hervorzuhebende Eigenschaft ist neben einer rein wirtschaftlichen und bilanziellen Realisierung die Abbildung physikalischer Netzrestriktionen in einem bilateralen P2P-Energiehandel. Die Netznutzer besitzen einen Verteilnetzanschluss und eine Änderung des Betriebspunktes, also der eingespeisten oder bezogenen Leistung, hat Auswirkungen auf die physikalischen Leistungsflüsse und Spannungsbeträge im Netz [12]. Diese müssen stets innerhalb der für den sicheren Netzbetrieb einzuhaltenden Grenzwerte liegen. Ein bezüglich der Netzkapazitäten unbeschränkter Markt bedarf eines korrigierenden Engpassmanagements, sofern das Marktergebnis nicht innerhalb der Kapazitäten umsetzbar ist. Dieses geht mit hohen Kosten in Form von Entschädigungen oder Vergünstigungen zur Bereitstellung einher [13]. Zur Vermeidung derartiger Effekte durch den lokalen P2P-Handel gilt es, die physikalischen Auswirkungen eines individuellen P2P-Handels zu quantifizieren. Dadurch ergibt sich das Potential einer Rückkopplung der physikalischen Auswirkungen auf das Marktgeschehen und die Zuordnung handelnder Akteure [14].

Das zentrale Herausstellungsmerkmal der Zielsetzung bildet die Abbildung der physikalischen Effekte von P2P-Transaktionen über dynamische Netzgebühren als Anreizsystem zur Steuerung des lokalen Marktes hinsichtlich der Netzkapazitäten. Die Verrechnung der Netzgebühren in einem kontinuierlichen und transparenten Mechanismus vermeidet die Notwendigkeit eines korrigierenden Engpassmanagements und integriert die physikalischen Netzrestriktionen in den Handel, sodass sich innerhalb der LEC eine Kombination aus Markt und Netz ergibt. Das Anreizsystem soll bewirken, dass sich die betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Netznutzer, mit dem individuellen Ziel der Kostenminimierung, an den Netzkapazitäten orientieren. Diese Berücksichtigung ist durch eine für jede potentielle P2P-Transaktion unterschiedliche Netzgebühr abgebildet. Das System beabsichtigt, dass sich dadurch neben der Kostenreduktionen der Netznutzer auch Vorteile für den Verteilnetzbetreiber (VNB) durch die effizientere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten ergeben. Auch liefert es eine eindeutig konkretisierte, bilanzielle Handhabung des lokalen Handels zur zulässigen Integration im Strommarkt. Durch die Kombination aus Netz und Markt wird die Vermeidung eines korrigierenden Engpassmanagements verfolgt, sodass die Arbeit auf eine Transformation von einem korrigierenden zu einem koordinierendem System abzielt [OK1].

Komplementär zur Zielsetzung werden drei Forschungsfragen aufgestellt, die durch die Modellierung bedient und in den Auswertungen der jeweiligen Kapitel beantwortet werden.

FF1 - Wie können P2P-Transaktionen in einem LEM durch dynamische Netzgebühren betriebswirtschaftliche Anreize für ein markt- und netzbewusstes Flexibilitätsverhalten liefern?

FF2 - Welche topologisch diskriminierenden Effekte ergeben sich durch dynamische Netzgebühren und wie kann eine sowohl topologisch diskriminierungsfreie als auch netzbewusste Gebühr generiert werden?

FF3 - Wie können strategisch agierende Peers ihren Flexibilitätseinsatz im netzbewussten LEM koordinieren und wie gut können über betriebswirtschaftliche Anreize in Form dynamischer Preismechanismen Vorteile für involvierte Akteure generiert werden?

1.2 Kapitelstruktur

Kapitel 2 führt die theoretischen Grundlagen der Ausarbeitung ein, indem zunächst der relevante Teil des regulatorischen Rahmens zur energiewirtschaftlichen Koordination im deutschen Energiesystem thematisiert wird. Die Überleitung zur Flexibilitätserschließung im Verteilnetz klassifiziert den Forschungsbereich, zu welchem etablierte sowie innovative Konzepte vorgestellt und kritisch eingeordnet werden. Der Transfer zum wissenschaftlichen Rahmen und dessen Forschungsbedarf liefert anschließend die Konkretisierung der sowohl wissenschaftlich als auch regulatorisch motivierten Zielsystemkonfiguration der Arbeit.

Kapitel 3 liefert den Kern der Arbeit durch die Modellierung des P2P-Energiemarktes im Verteilnetz, in welchem ein Anreizsystem auf Basis dynamischer Netzgebühren als Ergänzung zu marktbasierten Preisintervallen das geforderte Flexibilitätsverhalten zur Kombination von Markt und Netz in der LEC abbildet. Die notwendigen Modellkomponenten gliedern sich in allgemeine Marktmechanismen, die Modellierung der Akteure sowie die Bildung dynamischer Netzgebühren mit der Approximation von Änderungen der Netzbelastung durch einzelne Transaktionen. Nachfolgende Anwendungen demonstrieren die Funktionalität.

Kapitel 4 ergänzt den Energiemarkt hinsichtlich der Berücksichtigung von systemischen Vorteilen für Akteure mit geringeren Netzgebühren, bedingt durch die topologische Verortung im Netz. Zur Behebung werden die dynamischen Netzgebühren um

topologisch motivierte Preiskomponenten erweitert, sodass ein in dem Kontext diskriminierungsfreier Energiemarkt für Käufer realisiert wird. In der Anwendung und Diskussion werden die Effekte auf den P2P-Handel evaluiert.

Kapitel 5 erweitert die grundlegende Peer-Integration um Flexibilitäten. Dazu werden Heimbatteriespeicher als nutzbare Flexibilität integriert, die durch die Handelsagenten der Peers koordiniert werden. Es wird differenziert zwischen klassischen Einsatzmustern zur Speicherung und Nutzung von Eigenerzeugung und der wirtschaftlichen Nutzung der durch das Marktdesign ermöglichten Geschäftsmodelle zum Handel der Flexibilität in der LEC. Dazu werden Modelle entwickelt, die die Flexibilitätsbewirtschaftung am Energiemarkt unter Variation der Aktivierung der Netzgebühren realisieren. Die Anwendung demonstriert das exemplarische Speicherverhalten und die Auswirkungen auf die physikalische Netzauslastung.

Kapitel 6 liefert eine technisch-wirtschaftliche Gesamtauswertung, indem repräsentative Anwendungsfälle unter Variation der Flexibilitätsbewirtschaftung und der Aktivierung von Netzgebühren simuliert und ausgewertet werden. Es können qualitative Schlussfolgerungen zu den Auswirkungen auf die Wohlfahrt der LEC gezogen werden, wenn eine Transformation von einem unbeschränkten Markt mit korrigierender Abregelung und ausbleibender Flexibilitätsbewirtschaftung hin zu einem netzbewussten Markt und einem betriebswirtschaftlich motivierten Flexibilitätshandel erfolgt.

Kapitel 7 bildet die abschließende Zusammenfassung der Forschungsergebnisse. Es erfolgt eine kritische Auseinandersetzung mit dem Ansatz und den konkreten Annahmen der Modellierung. Abschließend werden im Forschungsausblick Handlungsempfehlungen für folgende Ausarbeitungen und regulatorische Festlegungen aufgestellt.

2 Theoretische Grundlagen

Das folgende Kapitel führt die relevanten theoretischen Grundlagen ein und lässt sich in vier Abschnitte gliedern. Zunächst werden in Abschnitt 2.1 allgemeine Entwicklungen der Energiewirtschaft im Kontext der Verteilnetze adressiert, welche mit vorhandenen Flexibilitätspotentialen im Verteilnetz abschließen. Diese bilden die Überleitung zur praktischen Flexibilitätserschließung in Abschnitt 2.2 unter Berücksichtigung geltender Konzepte, marktbasierter Lösungen sowie regulatorischer Modelle. Folgend werden in Abschnitt 2.3 wissenschaftliche Methoden und vergleichbare Ansätze eingeordnet, bevor abschließend in Abschnitt 2.4 ein Anforderungskatalog für eine tragfähige Lösung im spezifizierten Modellrahmen eingeführt wird.

2.1 Energiewirtschaftliche Entwicklungen

Zunächst werden im folgenden Unterabschnitt Entwicklungen und allgemeine Rahmenbedingungen der deutschen Energiewirtschaft adressiert. Anschließend folgen spezifische Entwicklungen im Verteilnetz, bevor generierte Flexibilitätspotentiale und deren Nutzen eingeführt werden.

2.1.1 Technische und regulatorische Rahmenbedingungen

Das deutsche Energiesystem besteht aus dem Übertragungsnetz zur nationalen sowie überregionalen Verteilung und den Verteilnetzen zur regionalen Versorgung der Endkunden. Die Dimensionierung der physikalischen Übertragungskapazitäten der Netze wurde durch eine eindeutige Quantifizierung der Versorgungsaufgabe und der Erzeugungspotentiale des zentral koordinierten Kraftwerkseinsatzes geprägt. Mit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahre 1996 begann eine Entflechtung des Stromsektors hinsichtlich Erzeugung, Verteilung und Vertrieb [15].

Die Energiewende, als politisch initiierte Transformation des Energiesystems, verfolgt die Zielstellung einer nachhaltigen Energieversorgung durch erneuerbare Energien [16]. Der Prozess obliegt nationalen sowie internationalen Rahmenbedingungen, politisch koordiniert durch die Europäische Union (EU). Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen wird zentral über das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [3]

und das Erneuerbare-Energien-Gesetz [17] koordiniert. Die Organisation der interagierenden Akteure wird auf EU-Ebene über das Harmonised Electricity Market Role Model nach [18] definiert und in nationalen Spezifikationen erweitert [19]. Dabei ist ein jeder Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zur marktlichen Beschaffung des physikalischen Verhaltens aller dem Bilanzkreis zugehörigen Anlagen verpflichtet. Der Prozess wird über langfristige Handelsgeschäfte und den Handel auf der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE realisiert, welche sich übergeordnet in die Märkte Day-Ahead für vortägigen und Intraday für intratägigen Handel teilt und folgend als Spotmarkt referenziert wird [20].

Der Handel erfolgt innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone ohne Berücksichtigung der physikalischen Übertragungskapazitäten. Dies hat zur Folge, dass das Marktergebnis für ein Zeitintervall nicht mit den verfügbaren Kapazitäten einhergehen muss und in derartigen Fällen korrigierende Eingriffe erforderlich werden. Der zugehörige Prozess wird im nationalen Kontext als Redispatch definiert und umfasst nach aktueller Ausführung im Redispatch 2.0 Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung über 100 kW sowie kleinere Anlagen bei vorliegender Option zur Fernsteuerung [13]. Da die laufende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen primär im Verteilnetz erfolgt und sich durch ein volatiles Verhalten charakterisiert, liegt neben der systemischen Betrachtung auf Übertragungsebene ein zentraler Fokus auf der Berücksichtigung der Verteilnetze [21].

2.1.2 Auswirkungen der Energiewende in Verteilnetzen

Die Versorgungsaufgabe der Verteilnetze wandelt sich durch die Photovoltaik (PV) in Form der Integration von PV-Anlagen und hinsichtlich der Sektorenkopplung bezüglich des Wärme- und Transportsektors in Form einer weitreichenden Integration von Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur. Gemäß dem Netzentwicklungsplan Strom für das Zieljahr 2037 (Version 2023) [21] folgt auf nationaler Ebene in Referenz zum Basisszenario 2021 ein Anstieg der Menge an Elektroautos je nach Szenario um einen Faktor 20–26 sowie der Menge installierter Wärmepumpen um etwa das 12-fache. Für Heimbatteriespeicher im privaten Sektor wird eine Erhöhung um den Faktor 52 prognostiziert.

Die Integration von Ladesäulen, Wärmepumpen und Speichern auf Haushaltsebene hat eine rasant steigende Belastung der Verteilnetze zur Folge. Damit einher geht

eine weitere Verschärfung der begrenzten Planungssicherheit bezüglich des tatsächlichen Nutzerverhaltens gegenüber konventionellen Lastprofilen [22]. Die Abwicklung der Endverbraucher erfolgt primär über statische Stromtarife, Einspeisevergütungen und analoge Messeinrichtungen, welche das veränderte Nutzerverhalten nicht erfassen können. Mit dem Smart Meter Rollout liefert die digitale Messung und Datenkommunikation neue Potentiale zur akkurateren Beschaffung durch Stromlieferanten und Abrechnung durch den Bilanzkreisadministrator des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone [23].

In Anbetracht absehbarer Engpasssituationen im Verteilnetz [22] ist ein bedarfsgerechter Ausbau des Verteilnetzes gemäß EnWG notwendig [3]. In der Niederspannung (NS) wird der Zugang der Netznutzer durch die Niederspannungsanschlussverordnung koordiniert und bei einer steigenden Netzbelastung durch Anlagen im Verteilnetz müssen entsprechende Anschlusskapazitäten zu hohen Netzausbaukosten bereitgestellt werden [24]. Nach [22] belaufen sich die Ausbaukosten für den Verteilnetzausbau in Deutschland für die zehn Jahre ab Studiendurchführung im Jahre 2021 auf 27,61 Mrd. €. Eine weitere Komplexität in der Ausbauplanung ergibt sich durch die begrenzte Planbarkeit künftiger Belastungsszenarien. Es herrschen Unsicherheiten zum tatsächlich zu integrierenden Volumen im Kontext der Sektorenkopplung sowie zur Gleichzeitigkeit im physikalischen Verhalten auf systemischer Ebene [21]. Auch ergeben sich veränderte Einsatzstrategien durch das Potential eines marktlich gesteuerten Anlageneinsatzes, beispielsweise durch aktuell für den Eigenverbrauch optimierte Speicher mit künftig marktlichem Einsatz [25]. Die Dimensionierung der langfristigen Versorgungsaufgabe im Verteilnetz bildet somit ein nur schwer quantifizierbares Problem, während ein unzureichender Ausbau inhärent die Integration neuer Anlagen und damit die Umsetzung der Energiewende begrenzt. Nicht zu vernachlässigen sind außerdem praktische Hindernisse der Umsetzung des Netzausbaus, bedingt durch begrenzte Personalressourcen vieler VNB, langwierige Genehmigungsverfahren und die dadurch reduzierte Ausbaugeschwindigkeit [26]. Durch die Prognoseunsicherheiten im Szenariorahmen und praktischen Barrieren ist damit eine initiale Unterschätzung der tatsächlichen Gesamtkosten zu erwarten [21], während die bedarfsgerechte Umsetzung eine der zentralen Herausforderungen zur praktischen Bewältigung der Energiewende bildet [13].

2.1.3 Dezentrale Flexibilitätspotentiale

Die Netzausbauplanung sowie die Integration neuer Anlagen können unter der Option einer Anpassung des physikalischen Anlagenverhaltens gegenüber dem Netz betrachtet werden. Dies wird nach [1] als Flexibilität definiert. Flexibilität kann im Energiesystem durch vielfältige Anreize im marktlichen und technischen Zusammenhang aktiviert werden oder implizit in Prozesse integriert sein. Die Dimension einer möglichen, flexiblen Anpassung von Anlagen wird als Flexibilitätspotential definiert [27].

Über die zuvor adressierte Integration von Anlagen im Verteilnetz ergibt sich neben der aktiv höheren Netzbelastung ein Anstieg des Flexibilitätspotentials, insbesondere bei Wärmepumpen, Elektroautos und bei einer erweiterten Nutzung von Speichern. Der logische Ansatz zur Reduktion des Netzausbaubedarfs ergibt sich durch die netzorientierte Nutzung von Flexibilität. In [28] wird die langfristige Möglichkeit der Integration von Kleinstanlagen bis auf Haushaltsebene in Redispatchprozesse auf Verteilnetzebene adressiert.

Zur Quantifizierung der technisch vorhandenen Flexibilitätspotentiale existieren bereits Verfahren [1]. Auch existieren wissenschaftliche Arbeiten, die das Potential einer Nutzung der technisch vorhandenen Flexibilität für dedizierte Anwendungsszenarien untersuchen, entgegengesetzte Einsatzzwecke aber vernachlässigen. So kann etwa das technische Flexibilitätspotential eines Verteilnetzes vollumfänglich aus Sicht des VNB bestimmt werden, welches praktisch im Kontrast zu den Präferenzen der Netznutzer stehen kann. Auch kann ein marktlicher Einsatz der Flexibilität optimiert werden, was wiederum eine Verletzung von Netzrestriktionen zur Folge haben kann [27]. Individuelle Flexibilitäten könnten davon entkoppelt auch weitere Systemdienstleistungen anbieten. Derartige Arbeiten fungieren im Anwendungskontext primär als Studie zum maximal nutzbaren Flexibilitätspotential in systemischen Anwendungsfällen, orientieren sich jedoch nur begrenzt an praktischen Gegebenheiten im Zusammenhang einer regulatorisch zu ermöglichenden Realisierung.

Die Flexibilitätspotentiale sind stets unter Berücksichtigung der Netznutzer als Eigentümer der flexiblen Anlagen zu betrachten. Denn eine Anpassung des physikalischen Anlagenverhaltens obliegt der zeitlichen und preislichen Akzeptanz der Nutzer, fortlaufend als soziale Präferenzen bezeichnet. Ein Nutzer kann bereit sein, Ladevorgänge zur Kostenreduktion zu verschieben. Aber auch die Bereitschaft höhere Preise zu akzeptieren, um den Ladevorgang nicht zu verschieben, ist valide [29].

Die aktuell geltende Regulatorik in Deutschland bedient die praktische Umsetzung der holistischen Flexibilitätserschließung im Verteilnetz nicht ausreichend [28]. Es bedarf innovativer und regulatorisch zulässiger Konzepte, um den Flexibilitätseinsatz im Einklang mit netz-, markt- und systemdienlichen Interessen zu ermöglichen [2].

2.2 Flexibilitätserschließung in Verteilnetzen

Zur Flexibilitätserschließung werden zunächst relevante Konzepte sowie deren Herausforderungen eingeführt. Anschließend erfolgt eine Darstellung und Beurteilung zweier konkreter Umsetzungskonzepte nach Vorgabe der EU.

2.2.1 Herausforderungen vorliegender Konzepte

Gemäß Unterabschnitt 2.1.3 besteht die übergeordnete Notwendigkeit einer Flexibilitätserschließung im Verteilnetz über regulatorisch zu ermöglichende Konzepte. Der erste Schritt besteht in der Betrachtung des Strommarktdesigns. Im Zuge der angestrebten Klimaneutralität existiert die Forderung nach einem angepassten Strommarkt, welcher verschiedenste Herausforderungen im Kontext der Energiewende und der damit einhergehenden Nutzung von erneuerbaren Energien adressiert [5]. Dass speziell Verteilnetzrestriktionen in den Strommarkt integriert werden, ist zwar technisch gesehen von Vorteil, jedoch bei der Menge an zu koordinierenden Daten und dem verhältnismäßig geringen Handelsvolumen der Flexibilität unrealistisch [30]. Ob und in welchem Umfang Netzrestriktion selbst auf Übertragungsnetzebene integriert werden, ist in Anbetracht der primären Ablehnung eines nodalen Strommarktes in Deutschland nicht absehbar [5]. Aufgrund dessen wird die Annahme getroffen, dass kurzfristig kein für die Flexibilitätserschließung im Verteilnetz signifikant verändertes Strommarktdesign inklusive der Abbildung von Verteilnetzrestriktionen zugrunde liegt.

Damit ergibt sich für die Flexibilitätserschließung eine vereinfachte Struktur der relevanten Akteure und Instanzen nach Abbildung 2.1 [18]. Als Prosumenten werden dabei sämtliche Netznutzer im NS-Netz des VNB deklariert, unabhängig von der tatsächlichen Funktion als Verbraucher oder Produzent. Ein gewählter Lieferant mit vertraglich definierten Tarifkonditionen ist für die Beschaffung am Spotmarkt oder über langfristige Lieferverträge verantwortlich [3], wobei Letzteres in den folgenden Visualisierungen vernachlässigt wird. Der Lieferant nimmt somit inhärent die Rolle

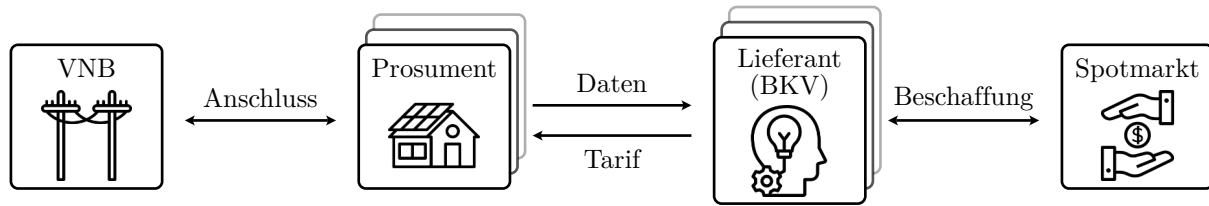


Abbildung 2.1: Rollen im bestehenden System

eines BKV ein oder ist Teil eines übergeordneten Bilanzkreises mit einer Auslagerung der BKV-Rolle [19].

Die Prosumenten besitzen, wie in Unterabschnitt 2.1.3 deklariert, ein Flexibilitätspotential. Aus dem Konstrukt ergeben sich in der geltenden Regulatorik variierende Geschäftsmodelle zur Erschließung. Zunächst liegt der Fokus auf der marktlichen Erschließung durch dynamische Tarifmodelle. Ein Stromlieferant kann neben einem statischen Tarif auch einen dynamischen Tarif mit einer fixen Gebühr und zeitlich variierenden Marktpreisen anbieten, zumeist stündlich auf Basis der bekannten Day-Ahead-Spotmarktpreise für den aktuellen Tag [31]. Sofern der Prosument implizit das physikalische Verhalten an die Verfügbarkeit anpasst, ist die marktliche Flexibilitätserschließung gegeben.

Würde ein derartiges Modell in langfristigen Entwicklungen neben der Last auch die Erzeugung beinhalten, besteht für den Prosumenten die Option einer Erweiterung der betriebswirtschaftlichen Optimierung hinsichtlich der Einspeisung durch PV, Speicher oder auch Vehicle-to-Grid Anwendungen. Eine entscheidende Position haben dabei anfallende Abgaben beim Leistungsbezug. Gemäß der durchschnittlichen Strompreiszusammensetzung 2023 fallen laut Bundesnetzagentur nur etwa 40 % der Kosten für die Energiebeschaffung an [13], während Steuern, Netzentgelte und weitere Abgaben den Rest ausmachen. Dynamische Tarife, die nicht nur Lastverschiebungen realisieren wollen, sondern auch den marktlichen Einsatz von Speichern zur Aufnahme überschüssiger Einspeisung [25], bedürfen einer Anpassung der Abgaben, um ein solches Verhalten für Prosumenten rentabel zu machen [32].

Ungeachtet langfristiger Entwicklungen bildet sich auch bei praktisch teils etablierten Konzepten eine Problematik aus den begrenzten Netzkapazitäten. Sofern nur einzelne Prosumenten ihr Verhalten derart optimieren, ist die Belastung für das Netz unkritisch. Ein flächendeckendes Verhalten vieler Prosumenten würde dazu führen, dass es bei lokalen Preisspitzen zu Gleichzeitigkeiten in der Flexibilitätsnutzung kommt, dadurch die physikalischen Netzrestriktionen verletzt werden, Redispatchmaßnahmen

vermehrt benötigt werden und es insgesamt zu steigenden Kosten kommt [27]. Damit eine derartige, marktliche Flexibilitätserschließung kein dauerhaftes Systemversagen hervorruft, bedarf es innovativer Mechanismen zur Begrenzung, oder eines kostenintensiven und für seltene Preisspitzen dimensionierten Netzausbaus. Denn eine uneingeschränkte Flexibilitätserschließung fördert den Ausbaubedarf [4]. Es werden somit umfangreiche Weiterentwicklungen der Konzepte zu dynamischen Tarifen benötigt, auch hinsichtlich einer Absicherung gegen Preisspitzen [6].

Neben der marktlichen Perspektive in Abbildung 2.1 besteht für den VNB ein Interesse an netzdienlicher Flexibilität für das Engpassmanagement. Auf der Erzeugerseite gilt der Redispatch 2.0 mit der Abregelung von Erzeugungsanlagen gemäß Unterabschnitt 2.1.1. Die aktuelle Forschung adressiert unter dem Konzept des Redispatch 3.0 bereits eine Reduktion der Grenze zur maximalen Einspeiseleistung und verfolgt die langfristige Zielstellung, durch technischen Fortschritt jede Kleinanlage zu integrieren, auch im Kontext einer Erweiterung des Redispatches um Lasten [33]. Den geltenden gesetzlichen Rahmen zur Lastseite bildet die Novellierung des § 14a im EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen [3, 34]. Analog zu einem Redispatch auf NS-Ebene sollen so auch Lasten abregelt werden können.

Zwar würde die Flexibilität somit erschlossen werden, jedoch wird je nach Netzausbau und vorgelagertem, marktlichen Flexibilitätseinsatz durch die Prosumenten ein regelmäßiger und umfangreicher Eingriff durch den VNB benötigt. Diese korrigierende Intervention wäre zudem im Kontrast zu den sozialen Präferenzen und würde finanzielle Anreize durch reduzierte Netzentgelte oder Kompensationszahlungen notwendig machen, die umgewälzt wieder auf Endkunden zurückfallen würden. Am Beispiel der historischen Kostenentwicklung für das nationale Engpassmanagement ist dazu ein stetiger Zuwachs zu verzeichnen, der bereits für das Jahr 2022 auf Kosten von 3,2 Mrd. € angestiegen ist und bezeichnend für die Kosten einer noch weitreichenderen Kompensation im Verteilnetz ist [13]. In [8] wird weiter der gesellschaftliche Aspekt der Freiwilligkeit als relevante Komponente erwähnt, welcher bei einer uneingeschränkten Steuerung nicht gegeben ist und etwa durch anreizgetriebene Preissignale integriert werden könnte.

Weiter führt die Abregelung zu einem Ungleichgewicht der Bilanz des BKV und damit wirtschaftlichen Nachteilen. Im Redispatch gelten nach EnWG § 13a Absatz 1a Ansprüche durch Kompensationszahlungen seitens des Netzbetreibers, während das generierte Ungleichgewicht im Beschluss zu EnWG § 14a als Rauschen ohne nennenswerten Effekt für den BKV deklariert wird [3, 34]. Unter Annahme einer künftig

steigenden Anzahl an Abregelungen bedarf es bei einer Systemskalierung ebenfalls Kompensationszahlungen, sobald es für BKV zu quantifizierbaren, nachteiligen Effekten kommt. Dies würde neben Kosten zudem einen großen Datenfluss zur Bestimmung sämtlicher Ungleichgewichte notwendig machen [OK2].

Der Effekt der dargestellten Nachteile ist eng gekoppelt an den Ausbau des Netzes. Ein überdimensioniertes Netz ohne Kapazitätsbeschränkungen besitzt hohe Ausbaurkosten für einzelne Situationen, dafür jedoch keine Kosten für das Engpassmanagement und einen uneingeschränkten marktlichen Einsatz. Ein unterdimensioniertes Netz ist günstiger im Ausbau, geht aber mit einem kostenintensiven Engpassmanagement einher, gerade beim Vorliegen eines marktlichen Einsatzes. Die volkswirtschaftliche Minimierung der Gesamtkosten liegt innerhalb dieses Spektrums und wird unausweichlich auf Flexibilität zur Reduktion des Ausbaubedarfs setzen, sodass die dargestellten Effekte bestehen [4].

2.2.2 Marktbasierte Ansätze und deren Eignung

Aus der Unverträglichkeit einer direkten Anlagensteuerung mit sozialen Präferenzen der Prosumenten ergibt sich im Einklang mit der Forderung des Clean-Energy-Pakets der EU das Konzept der Flexibilitäterschließung über marktbasierte Ansätze [35]. Konkret besteht die Forderung nach lokalen Marktplattformen zur Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen [36], bezeichnet als Lokaler Flexibilitätsmarkt (LFM). Ein erster gesetzlicher Rahmen ist durch § 14c des EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz gegeben [3], welcher aus der EU-Strombinnenmarktrichtlinie von 2019 hervorgeht [37]. Jedoch handelt es sich bei § 14c um einen wenig spezifizierten Paragraphen, der für eine praktische Relevanz einer umfangreichen Ausarbeitung bedarf [38].

Eine primäre Motivation der marktbasierter Erschließung bildet sich aus dem eingeschränkten Zugang zum Spotmarkt für kleine Akteure [OK1]. Auf Basis der Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte folgte durch das Deutsche Institut für Normung (DIN) eine gemeinsame Veröffentlichung zur Ausgestaltung von LFM in Form einer DIN Spec [39]. Im Zuge weiterer Umsetzungen [40] sowie Übersichten zu Modellen zur Ausgestaltung von Flexibilitätsmärkten in Deutschland [41, 42] kann das vorherige Rollenmodell in Abbildung 2.2 erweitert werden.

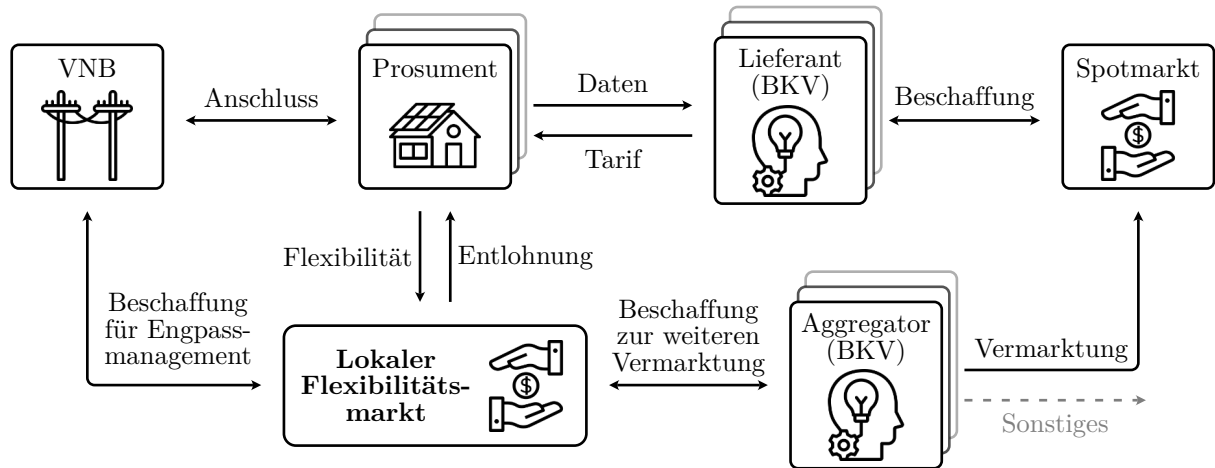


Abbildung 2.2: Rollen bei lokalen Flexibilitätsmärkten

Das Rollenmodell erweitert sich um die Marktplattform, auf welcher Prosumenten flexible Verhaltensanpassungen anbieten können und bei erfolgreichem Abschluss gemäß den eigenen Präferenzen entlohnt werden. Durch eine lokale Restriktion des Marktes fokussieren sich die Ansätze nach der DIN Spec [39] auf den VNB als Käufer zwecks lokalem, marktbasierendem Engpassmanagement. Ob korrigierende Eingriffe besser durch direkte Abregelung [43] oder marktbasierend [44] umgesetzt werden, hängt von den systemischen Kosten ab. Nach [45] ist ein LFM lohnenswert, sofern die Kosten des konventionellen Engpassmanagements unterboten werden können.

Liegen keine dynamischen Stromtarife seitens des Lieferanten vor, wird eine markt-basierte Flexibilitätserschließung nach Unterabschnitt 2.2.1 nicht berücksichtigt. Aus [41] ergeben sich dadurch auch LFM-Konzepte mit der Integration eines Aggregators, einer Rolle, die schematisch als Käufer der lokalen Flexibilität bezeichnet wird. Da es analog zur Marktausgestaltung variierende Definitionen des Aggregators gibt [46], existieren verschiedenste potentielle Geschäftsmodelle [47]. Eine wiederkehrende Definition ist in der Vermarktung der Flexibilität am Spotmarkt gegeben [47], sodass ein Aggregator inhärent auch die Rolle eines BKV trägt. Eine solche Integration des Aggregators ist in Abbildung 2.2 enthalten.

Zwar ermöglicht das dargestellte Konzept die von der EU geforderte Option zur Vermarktung von Flexibilität und damit Vorteile für Prosumenten, jedoch existieren eine Reihe von Unklarheiten. Die Vermarktung an den Aggregator kann Engpässe erzeugen und ein Engpassmanagement des VNB bewirken. Auch gilt die bereits in Unterabschnitt 2.2.1 adressierte Problematik zur Bilanzierung weiterhin und bewirkt Ungleichgewichte in der Bilanz der Lieferanten. Insbesondere bei lokalem Handel mit

dem Aggregator ergeben sich systemische Nachteile für die Lieferanten, denn den Prosumenten wird die Option gegeben, einen Teil der vom Lieferanten beschafften Menge ohne eigene Kosten unter dem Produkt der Flexibilität zu vermarkten.

Weiterführend ist die Verifizierung von Flexibilitätsprodukten auf Haushaltsebene komplex. Denn zur Quantifizierung von Flexibilität als Abweichung von einem ursprünglichen Betriebspunkt bedarf es neben der physikalischen Messung einer Bestimmung des Verhaltens ohne Flexibilitätsabruf, der sogenannten Baseline [39]. Für bestehende LFM-Konzepte muss diese bei der Angebotspositionierung angegeben werden. Für einen einzelnen Haushalt ist jedoch die zuverlässige Prognose einer Baseline bei einem volatilen Verbrauch nur unter Unsicherheit möglich [48]. Da die Verifizierung der physikalischen Erfüllung des Handels an dieser gemessen wird, ist ein praktischer Einsatz des Konzeptes zur wirtschaftlichen Abrechnung fraglich. Die Problematik lässt sich auch auf eine etwaige Berechnung eines bilanziellen Ausgleichs zwischen dem Aggregator und einem Lieferanten übertragen. Auch liefert das Konstrukt Potential für Inc-Dec-Gaming, also einer systematischen Ausnutzung durch Vermarktung einer Flexibilität ohne tatsächliche Anpassung des physikalischen Verhaltens [43, 49]. Beispielsweise kann zu Lastspitzen eine Flexibilität durch das Stoppen eines Ladevorgangs vermarktet werden, während der Ladevorgang initial nicht geplant war [OK2].

Die Eignung der Konzepte ist somit nur begrenzt vorhanden und bildet potentiell den Grund für die fehlende Spezifikation von § 14c im EnWG [3]. Da der Prosument gemäß Abbildung 2.2 nicht direkt für eine initiale Beschaffung des Fahrplans zuständig ist, kann das Recht einer Vermarktung der Flexibilität als entkoppelter Prozess regulatorisch nicht eindeutig definiert werden. Denn sonst würde ein LFM durch bilanzielle Ungleichgewichte Vorteile für den Prosumenten auf Kosten der Lieferanten liefern und je nach Ausgestaltung auch auf Kosten des VNB mit Engpässen. Die Konsequenz der Einschränkungen ist, dass LFM in ausgewählten Publikationen als ungeeignetes Konzept klassifiziert werden [6].

2.2.3 Lokale Energy Communities

Ein weiterer Ansatz zur marktbasiernten Flexibilitätserschließung auf lokaler Ebene gemäß dem Clean-Energy-Paket existiert im Rahmen der Gründung von LECs [35]. Eine LEC wird nach Definition der EU als Kombination nicht-kommerzieller Marktakteure mit nicht-kommerziellen wirtschaftlichen Interessen sowie ökologischen und sozialen

Interessen bezeichnet [9, 50]. Weiterführend liefert die Vorgabe auf europäischer Ebene Anhaltspunkte zur Verwaltung, dem Besitz und Zweck der LEC sowie auch zum geographischen Rahmen, den Aktivitäten, Teilnehmern und der Kontrolle [50]. Essentiell ermöglicht die LEC die Vermarktung von Energie zwischen den Akteuren der Gemeinschaft durch sogenanntes Energy Sharing auf einem LEM [51].

Während die europäischen Vorgaben den Grundstein legen, obliegen praktische Umsetzungen den national geltenden Regularien. Eine Übersicht nach [52] liefert einen nationalen Vergleich hinsichtlich des räumlichen Bezuges, der Notwendigkeit zur Bilanzierung und weiterer Rahmenbedingungen. Neben den hier übergeordnet adressierten Motivationen existieren detaillierte Ausführungen der notwendigen LEC-Ausarbeitung im regulatorischen Rahmen [52]. Die weitere Betrachtung im Kontext der Arbeit fokussiert sich primär auf die geforderte Systemausgestaltung zur Adressierung der Flexibilitätserschließung im Rahmen der bestehenden Hindernisse, und bildet keine Bearbeitung des gesetzlichen Rahmens. Die generierten Schlussfolgerungen zur Systemausgestaltung bedienen sich jedoch vollständig der bestehenden Forderungen und Ansätze in der aktuellen Diskussion zur LEC-Ausgestaltung auf EU-Ebene [9].

Im Vergleich zu LFM nach Unterabschnitt 2.2.2 bieten LECs das Potential einer angemessenen Thematisierung der Probleme hinsichtlich der Bilanzierung und Netzauslastung, während den Prosumenten eine Flexibilitätsvermarktung ermöglicht wird. Denn während ein LFM den Handel von Netznutzern mit dem VNB oder einem Aggregator auf einer zum Spotmarkt parallelen Plattform umfasst, ermöglicht ein dem Spotmarkt untergeordneter LEM den Handel zwischen den Netznutzern im Energy Sharing mit einer gesamtsystemisch verträglichen Integration der gesamten Gemeinschaft [53]. Die sich ergebende, vereinfachte Koordinierung im Rollenmodell ist in Abbildung 2.3 visualisiert. Es folgt zunächst eine kompakte Beschreibung aller Komponenten, gefolgt von detaillierten Ausführungen mit einer Belegung der hier spezifischen Ausgestaltung im Vergleich zu generellen Konzepten.

Alle teilnehmenden Prosumenten sind über vertragliche Vereinbarungen freiwillig an die LEC gebunden und besitzen einen Netzanschluss im selben NS-Netz eines VNB [52]. Nicht-teilnehmende Netznutzer können weiterhin über konventionelle Versorgungs- und Vergütungsstrukturen versorgt werden. Über einen LEM im Wirkungsbereich der LEC kann Handel zwischen den Prosumenten der LEC betrieben werden, sodass Flexibilitätspotentialen bei wirtschaftlichem Mehrwert erschlossen werden. Die Gemeinschaft ist Teil eines Bilanzkreises und wird von einem BKV

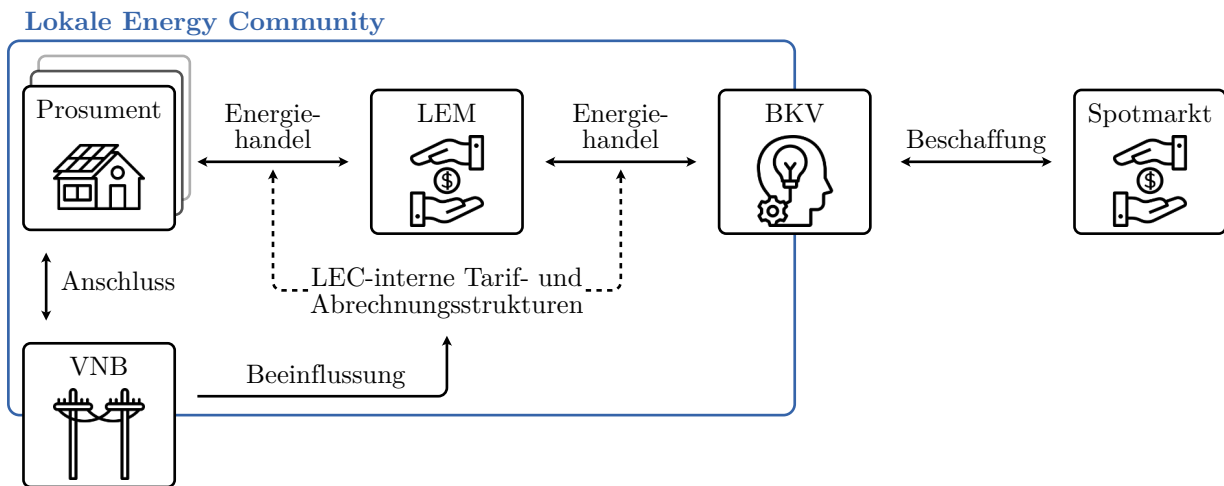


Abbildung 2.3: Rollen einer lokalen Energy Community

verwaltet und extern abgebildet. Es existieren interne Gebührenstrukturen und Handelsregeln, welche durch den VNB beeinflusst werden können, um die Einhaltung physikalischer Restriktionen zu gewährleisten.

Im Gegensatz zum LFM werden die initiale Fahrplanbeschaffung und die Flexibilität nicht als entkoppelter Prozess aufgefasst, denn die Prosumenten sind für die vollumfängliche Beschaffung über den LEM verantwortlich. Dies bildet den Kern der eingangs adressierten Wandlung von einem LFM zu einem LEM ab [10, 51, 53]. Dadurch besitzen die Prosumenten keinen konventionellen Stromlieferanten, wie es aktuell nach § 40 des EnWG vorgeschrieben ist [3]. Zur Realisierung eines Energy Sharings wird in [52] das Potential einer Änderung der Lieferantenstruktur durch eine neue EU-Strommarktreform genannt. Im konzeptionellen Rahmen impliziert das einen Wandel von klassischen Lieferanten hin zu Lieferanten als Dienstleister für automatisierte Handelssoftware, die Prosumenten abbildet eine automatisierte Fahrplanbeschaffung inklusive des Flexibilitätseinsatzes nach wirtschaftlichen und sozialen Präferenzen realisiert [11]. Auch könnten konventionelle Lieferanten ihre Geschäftsmodelle auf die Rolle des BKV zur Verwaltung der LEC erweitern, begünstigt durch die vorliegende Kompetenz der bilanziellen Abbildung. Neben dem Handel und der Kommunikation durch automatisierte Handelsagenten erfolgt zur technischen Steuerung und Quantifizierung der physikalischen Flexibilitätspotentiale zumeist eine kombinierte Abbildung mit entsprechenden Systemen auf Haushaltsebene [11].

Durch den Wandel zum LEM, eine neuartige Lieferantenstruktur und die bilanzielle Zugehörigkeit zu einem eindeutigen BKV ist die bilanzielle Güte gegeben. Es erge-

ben sich keine Interferenzen zu weiteren BKV in Form von Ungleichgewichten durch Flexibilitätshandel. Auch wird die Problematik der Verifizierung, der Prognose einer Baseline und des Inc-Dec-Gamings behoben, denn es existieren eindeutige Zuordnungen. Im Beispiel des vorherigen Unterabschnittes kann die Flexibilität durch einen verschobenen Ladevorgang nur verkauft werden, wenn die Energie zuvor vom Handelsagenten beschafft wurde. Dies bildet einen entscheidenden Vorteil im Vergleich zum zuvor adressierten LFM-Konzept.

Die Rolle des BKV wird je nach Auslegung unterschiedlich definiert. Da die Annahme gilt, dass die LEC sich langfristig nicht autark versorgen kann und eine Isolierung ein gesamtsystemisch zu vermeidender Zustand ist [OK1], ist eine externe Vermarktung von Überschüssen und Beschaffung des Bedarfs für einen bilanziellen Ausgleich des Bilanzkreises notwendig. Demnach agiert der BKV auch am LEM und dient den Prosumenten als Handelspartner. Er fungiert als Community Manager [54] und wird aufgrund der Deckung mit den Geschäftsmodellen nach [47, 55] zumeist als Aggregator bezeichnet [51].

Die Darstellung nach Abbildung 2.3 basiert auf den geltenden Grundlagen zur Ausgestaltung einer LEC, liefert aber darüber hinausgehende Konkretisierungen hinsichtlich der hergeleiteten Einschränkungen des LFM nach Unterabschnitt 2.2.2. Dazu zählt primär die Pflicht aller Prosumenten der LEC, einem einheitlichen BKV zuzugehören und die Streichung der Pflicht aller Prosumenten, einen konventionellen Stromlieferanten parallel zum Energy Sharing in der LEC zu besitzen, wie es aktuell vorgeschrieben ist [52]. Denn ohne die vollständige Fahrplanbeschaffung über die LEC, ergibt sich erneut die bilanzielle Komplexität des LFM durch parallele und voneinander abhängige Prozesse. Damit eine regulatorische Definition der LEC nicht aufgrund solch konzeptueller Defizite scheitert, erfolgen die dargestellten Festlegungen.

Der Wirkungsbereich der LEC wird auf ein NS-Netz festgelegt. Im europäischen Vergleich existieren nach [52] unterschiedliche Festlegungen, wie etwa eine maximale geographischen Distanz zwischen Anlagen oder genannte die Beschränkung auf Anlagen innerhalb eines Netzes. Sofern Netzkapazitäten in keiner Form in der LEC abgebildet sind, handelt es sich lediglich um einen bilanziellen Zusammenschluss, sodass Beschränkungen auf lokale Wirkungsbereiche ohne Mehrwert sind. Ist das Netz dagegen in der LEC abgebildet, eignet sich im Vergleich der Optionen nach [52] lediglich die Beschränkung auf konkret gekoppelte Netzbereiche. Ob diese einen NS-Strang, ein NS-Netz oder auch ein Netz der Mittelspannung (MS) umfassen, ist dabei offen.

Die Handelsplattform kann in verschiedenen Ausführungen realisiert sein, als zentrale Plattform des BKV mit einer Markträumung, als dezentraler P2P-Markt, oder über Zwischenlösungen [14]. Die LEC besitzt vielversprechendes Potential durch die inhärente Eigenschaft als lokale Gemeinschaft mit gesonderter Koordinierung hinsichtlich der Preisstrukturen [10], sodass etwa Netzentgelte, Steuern und weitere Abgaben in alternativen Mechanismen generiert werden oder entfallen [52]. Im Gegensatz zu einer vollständigen Strommarktreform auf nationaler und europäischer Ebene bietet das Konzept des LEM in einer LEC die praktikable Umsetzung innovativer Konzepte auf lokaler Ebene. Dazu zählt die Option zur Integration von Netzrestriktionen in den internen Handel und damit die Reduzierung oder Vermeidung von Maßnahmen im Kontext des Engpassmanagements. Zudem umfasst es die Möglichkeit, mehr Anlagen im Netz zu integrieren und mit einem weniger ausgebauten Netz auszukommen, entweder zur zeitlichen Überbrückung bis zu einem erfolgten Netzausbau oder zur Reduktion des Ausbauvolumens.

Hinsichtlich der in Unterabschnitt 2.1.1 adressierten Entflechtung gilt es zu erwähnen, dass die Verpflichtung zur Trennung von Netzbetrieb und Stromvertrieb für lokale Versorger erst ab einer Anzahl von 100.000 angeschlossenen Kunden existiert [3]. Für die Anordnung der LEC nach Abbildung 2.3 bedeutet dies, dass kleine Versorger die Rollen des VNB und BKV gemeinsam abdecken könnten, wodurch sich ein enormes Potential für eine lokale Implementierung innovativer Koordinierungen durch Preismechanismen zur Flexibilitätserschließung unter der Kombination von Markt- und Netzbetrieb ergibt.

2.3 Wissenschaftliche Einordnung

Die regulatorische Perspektive zur Flexibilitätserschließung in Abschnitt 2.2 identifiziert den Rahmen und die Ausgestaltungsrichtlinien eines zu errichtenden Systems. Da die Umsetzung sich wissenschaftlicher Methoden bedient und es im Forschungsbereich vergleichbare Ansätze gibt, erfolgt in Abschnitt 2.3 die wissenschaftliche Einordnung. Dazu wird zunächst der zugehörige Forschungsbereich eingeführt und anschließend bezüglich der wissenschaftlichen Ausgestaltung präsentiert. Abschließend erfolgt die Spezifizierung der verfolgten Fragestellungen im Rahmen der Arbeit.

2.3.1 Transaktive Energiesysteme

Das Zusammenspiel der politischen Motivation, technischen Potentiale und insbesondere der begrenzten regulatorischen Festlegungen bewirkt eine umfangreiche Menge an wissenschaftlich motivierten Publikationen mit marktbasierteren Lösungen, die in grundlegenden Definitionen von Akteuren und Marktstrukturen nicht zwingend übereinstimmen. Eine übergeordnete Definition des Forschungskonzepts, in welchem LEM, P2P-Handel sowie LEC und auch Microgrid Koordinierungen über teils dezentrale Lösungen umgesetzt werden, ist durch ein Transaktives Energiesystem (TES) gegeben. Das Konzept des TES liefert eine vielversprechende Lösung, das dynamische Last- und Erzeugungsverhalten auf lokaler Ebene in Multi-Agenten Systemen effizient zu steuern, indem unabhängige Prosumenten an einem Markt über wirtschaftlich-technische Anreizsysteme in Koordination mit dem VNB und einem Aggregator teilnehmen [56]. Umsetzungen erfolgen primär über automatisierten, dezentralen Handel des physikalischen Anlagenverhaltens inklusive der jeweiligen Flexibilität und tragen dabei zur Stabilität des Netzbetriebs bei [14]. Die handelnden Akteure werden als ebenbürtige Peers definiert, die die aktive Koordination des TES aufrechterhalten. Abbildung 2.4 liefert eine schematische Visualisierung einer transaktiven Energiesystemkoordination.

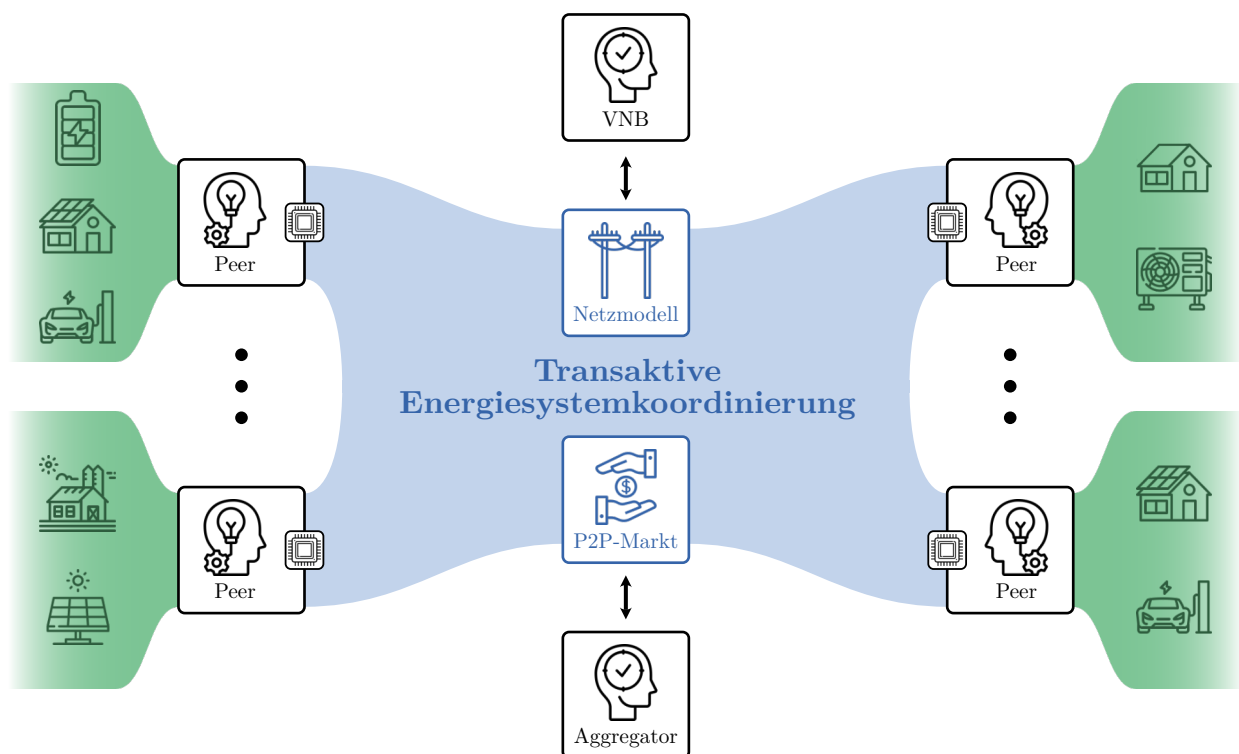


Abbildung 2.4: Transaktive Energiesystemkoordination

Die Forschung zu TES zeichnet sich neben grundlegenden LEM-Realisierungen zur Flexibilitätserschließung durch ein großes Spektrum an thematisch variierenden Schwerpunkten aus. Es existieren Konzepte zur Analyse gesamtsystemischer Rückwirkungen [10], zur Koordinierung von Anwendungen innerhalb eines Haushalts [57], zum Handel zwischen verschiedenen TES [58], zur Integration gemeinsam genutzter Speicher [59], zu mehreren TES innerhalb eines Verteilnetzes [60] oder zur spezifischen Integration der Elektromobilität [61].

Im Kontext von TES existieren Publikationen zur Klassifizierung der in der Forschung individuell umgesetzten Modelle und fungieren damit als Review [14, 62–65]. Innerhalb der Reviews werden Ansätze hinsichtlich der Marktstrukturen und wissenschaftlicher Methoden kategorisiert, während übergeordnete Komponenten zur TES-Strukturierung und der Forschungsbedarf herausgestellt werden. Zur fortlaufenden Konkretisierung dieses Forschungsbedarfs und thematischen Schwerpunkts der Arbeit wird in Abbildung 2.5 zunächst eine übergeordnete Strukturierung präsentiert. Diese unterteilt die Ausgestaltung eines TES in eine virtuelle Schicht für die Logik der relevanten Anwendungen zum Energiehandel, eine physikalische Schicht, die sich auf den physikalischen Energieaustausch nach Handelsdurchführung bezieht, sowie Sonstiges.

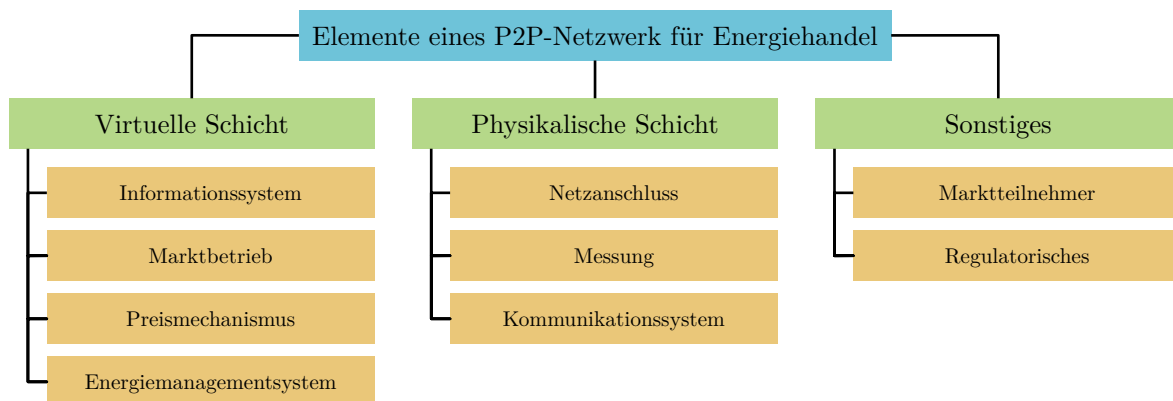


Abbildung 2.5: Elemente eines P2P-Netzwerks nach [63]

Für beide Schichten können nach [63] elementare Herausforderungen identifiziert werden. Auf virtueller Ebene können unter anderem eine Kostenreduktion, Handelsbilanzierung, Anreizsysteme und Preisbildungsmechanismen herausgestellt werden. Die physikalische Ebene thematisiert Spannungs- und Kapazitätsrestriktionen, Verluste sowie die Resilienz des Systems. In der Literatur variiert der thematische Fokus einzelner Umsetzungen hinsichtlich der jeweiligen Adressierung.

2.3.2 Methodische Ansätze

Aus der Literaturrecherche ergeben sich zur TES-Umsetzung methodische Konzepte, die nach [63] und [OK3] in vier technische Ansätze gegliedert werden: Spieltheorie, Auktionstheorie, Optimierung und Distributed Ledger Technologies. Realisierte Konzepte bedienen sich zumeist einzelner oder auch mehrerer der gelisteten Ansätze in einem entsprechenden TES. Im referenzierten Review werden Publikationen zu den Ansätzen mit Fokussierung auf die virtuelle und physikalische Schicht nach Abbildung 2.5 eingeordnet. Im Folgenden werden die vier Ansätze jeweils definiert und über in [63] vorhandene sowie weitere Literatur beurteilt und hinsichtlich der energiesystemtechnischen Betrachtung aus Abschnitt 2.2 eingeordnet. Der primäre Fokus in der Beurteilung liegt somit auf der physikalischen Schicht und der zugehörigen Einordnung von Methoden hinsichtlich der Abbildung von Netzrestriktionen.

Spieltheorie - In einem LEM steht der marktbasierter Handel im Vordergrund. In der Natur eines Marktes liegt unausweichlich die Eigenschaft des Wettbewerbs, denn Anbieter und Nachfrager verfolgen jeweilige Interessen [66]. Auch im Kontext eines TES sind Komponenten wie Handelsstrategien, Konkurrenz und auch Kooperationen von Relevanz. Die Spieltheorie bietet als mathematische Methode zur Abbildung des gegenseitig abhängigen Entscheidungsverhaltens einen angemessenen Rahmen [67]. Auf virtueller Ebene existieren verschiedenste Ausarbeitungen mit dem Ziel einer Kostenreduktion, etwa als nicht-kooperatives Spiel über ein Nash-Gleichgewicht oder Stackleberg Spiel [68, 69], oder auch als kooperatives Spiel [67]. Auf physikalischer Ebene ist eine spieltheoretische Betrachtung nur begrenzt vertreten. In [70] konnte jedoch identifiziert werden, dass physikalische Verluste bei Abbildung im Markt eine Rückkopplung auf das Entscheidungsverhalten haben und nicht zu vernachlässigen sind.

Auktionstheorie - Die Auktionstheorie, als Gebiet der Spieltheorie, befasst sich mit der spezifischen Regelsetzung zur Festlegung von Preisen und Zuteilung von Ressourcen im Marktgeschehen. In [14] werden zur Preisbildung in TES unter anderem Einzelauktionen, Doppelauctionen oder verhandlungsbasierte Mechanismen vorgestellt, welche zumeist in sukzessiv ablaufenden Auktionsrunden wiederholt werden [71, 72]. Auf der virtuellen Ebene existieren in [73] analog zur Spieltheorie eine Reihe an Publikationen zur wirtschaftlichen Betrachtung und der jeweiligen Preisbildung, denn der Anwendungsrahmen eines Verteilnetzes hat keinen Einfluss auf die hinterlegten Mechanismen. Auf physikalischer Ebene wird dies dagegen explizit benötigt, sodass

Netzrestriktionen und die Rückwirkungen im Handel durch Preise in die Auktion aufgenommen werden müssen [OK3]. Etablierte Konzepte, wie eine Doppelauktion mit Gleichgewichtspreis, können nicht uneingeschränkt Anwendung finden. Ein einheitlicher Preis kann nicht für alle Bieter festgelegt werden, denn diese haben mit ihrer Entscheidung variierende Auswirkungen auf das Netz [OK3]. Einen Ansatz liefert [12], indem Gebote positioniert werden und nach iterativen Auktionsregeln sukzessive als P2P-Transaktionen mit einem individuellen Effekt auf das Netz verarbeitet werden.

Optimierung - Die Nutzung mathematischer Optimierungen ermöglicht eine detaillierte Modellierung von netz- und marktseitigen Nebenbedingungen und die zuverlässige Bestimmung kostenminimaler Marktergebnisse, sodass in [63] die deutlichste Vertretung der Methode im Kontext der physikalischen Schicht identifiziert werden kann. Das im Zusammenhang mit netzbewussten Strommärkten am weitesten verbreitete System ist das Nodal Pricing. Es wird auf Basis der Nachfrage und des Angebots an jedem Netzknoten mittels der erwarteten Netzbelastung ein knotenscharfer Marktpreis über einen Optimal-Power-Flow (OPF) berechnet [74]. Das Konzept findet auf Übertragungsnetzebene Anwendung in ausgewählten Ländern, zumeist durch zulässige Gleichstrom / Direct Current (DC) Vereinfachungen zu einem DC-OPF [4]. Für LEM im Verteilnetz sind durch höhere Verhältnisse der Leitungswiderstände zu -reaktanzen nur bedingt DC-OPFs zulässig, sodass auch mittels Wechselstrom / Alternating Current (AC) Modellen Preise über einen AC-OPF berechnet werden. Insgesamt ergeben sich im Nodal Pricing knotenscharfe Marginalpreise, im Kontext von LEM als Distributional Locational Marginal Prices (DLMP) bezeichnet [75]. Auch existieren durch die Notwendigkeit eines zentralen Betreibers der Marktplattform Begrenzungen für dezentrale Umsetzungen. Variationen ergeben sich hinsichtlich netzbewusster TES oftmals durch einen dezentralen OPF, einer Dekomposition des OPF mittels der alternierenden Richtungsmethode der Multiplikatoren [74, 76–79]. Zwar wird die Optimierung nicht zentral ausgeführt, wodurch private Nutzerpräferenzen geschützt werden können, jedoch ist die übergeordnete Zielstellung durch eine Kostenminimierung der LEC gegeben. In einer Vielzahl der spieltheoretischen Betrachtungen wird ein LEM als TES als nicht kooperatives Spiel gesehen, denn rationale Peers besitzen in erster Linie individuelle, wirtschaftliche Interessen [67]. Während eine Optimierung somit das volkswirtschaftliche Optimum der LEC besser erreichen kann, ist die praktische Anwendbarkeit begrenzt, da betriebswirtschaftliche Interessen im Vordergrund liegen. Denn im dezentralen OPF wird ein zentrales Problem dezentral gelöst. Eine weitere praktische Beschränkung ergibt sich hinsichtlich der Eingangsdaten der DLMP-Berechnung zudem aus den dynamischen Flexibilitätspo-

tientialen auf Verbraucherebene und die Varianz zum Übertragungsnetz, denn dort können die Kosten und Verfügbarkeit konventioneller Erzeugungseinheiten sowie aggregierte Lastvolumen noch angemessen abgebildet werden. Im Verteilnetz liegt die Wandlung zu volatilen Einzellasten sowie vielseitigen Flexibilitätspotentialen durch Elektroautos, Wärmepumpen und Speicher vor. Eine Abbildung all dieser Potentiale in einem ganzheitlichen DLMP-Optimierungsproblem geht mit einer enormen Systemkomplexität und Unsicherheit einher, ein Grund für die in Literatur vermehrt durchgeführte Beschränkung von DLMP in TES auf die Last und Erzeugung ohne Abbildung dynamisch bepreister Flexibilität durch vielseitige Potentiale [80].

Distributed Ledger Technologies - Das Konzept der Distributed Ledger Technologies liefert eine dezentrale Datenstruktur für den transparenten und sicheren Handel innerhalb eines TES. Die bekannteste Technologie zur Realisierung ist durch die Blockchain gegeben. Verschiedene Reviews liefern einen Überblick zu Umsetzungsformen und dem jeweiligen Potential [11, 62], welches insbesondere bei der praktischen Umsetzung dezentraler Märkte mit TES-internen Marktregeln Anwendung findet [81]. Somit bildet der Ansatz gegenüber den bisherigen Methoden einen höheren Praxisbezug und wird in konzeptionellen und simulativen Publikationen vermehrt als ermöglichende Technologie referenziert [82]. Dabei sind insbesondere Smart Contracts von Relevanz, welche automatisierte, softwarebasierte Verträge im Regelwerk des Netzwerks bezeichnen und bei Erfüllung der Bedingungen automatisch ausgeführt werden [83]. Auch hier existieren in der virtuellen Schicht verschiedene Konzepte sowie einzelne Realisierungen mit Berücksichtigung physikalischer Restriktionen über in den Smart Contracts hinterlegte Mechanismen [84].

2.3.3 Spezifikation des Forschungsbedarfs

Gemäß der Darstellung in [63] wurden verbraucherzentrische P2P-Märkte mit Bezug zur virtuellen Schicht ausreichend in der Literatur nachgewiesen, während ein Bedarf besteht, den Vorteil von P2P-Märkten für das Verteilnetz zu demonstrieren. Auch wird erwähnt, dass der VNB als koordinierende Instanz Teil des LEM sein muss, damit eine nachhaltige Tragfähigkeit eines solchen Systems gegeben sein kann. Weiter wird die dynamische Bepreisung der Netznutzung als potentiell Anreizsystem zur Bedienung des Bedarfs einer neuartigen Tarifstruktur identifiziert [6, 85].

Auch nach [14] liegt der primäre Forschungsbedarf in der Berücksichtigung physikalischer Netzrestriktionen, denn nur ein Fünftel zugehöriger Publikationen bilden diese

ab, während übrige Arbeiten eine Begrenzung auf die virtuelle Schicht nach Abbildung 2.5 vorweisen. In Kohärenz zu [63] wird dazu eine Bereitstellung von Netzdaten durch den VNB gefordert. Zur Ausgestaltung des LEM werden zudem konkrete Vorschläge gemacht: „Transaktionen, die die Netzrestriktionen weiter verletzen würden, könnten abgelehnt werden, während Transaktionen, die sich positiv auf das Netz auswirken würden, Vorrang erhalten könnten. Die Bündelung der Netzrestriktionen mit Preisbildungsmechanismen und Nutzerpräferenzen würde potentiell zu vollständigeren Märkten führen, die sowohl die physische Infrastruktur als auch die Nutzerpräferenzen berücksichtigen“ [14]. Diese inhärente Prävention von Netzengpässen wird auch in [41] unter der Kategorie der dynamischen Marktplattformmodelle gefordert. In [86] werden neben den Vorteilen eines LEM für Netznutzer auch die positiven Effekte auf die Netzbelastung erwähnt, sofern der LEM angemessen ausgestaltet ist. In [87] wird weiterführend die robuste Ausgestaltung von Preismechanismen hervorgehoben, um zwar in erster Linie die Ineffizienz statischer Preise zu beheben, jedoch auch nachhaltig resiliente und konkret definierte Konzepte zur dynamischen Preisbildung zu liefern. Denn die wirtschaftliche Ermöglichung von Verhaltensanpassungen einzelner Netznutzer hat weitreichende Auswirkungen auf Akteure wie den VNB und BKV [88]. Andernfalls resultieren unklare Definitionen in praktisch nicht umsetzbarer Konzepte und der damit ausbleibenden, regulatorischen Ermöglichung am aktuellen Beispiel des EnWG § 14c und dem Konzept der LFM [3].

Ein übereinstimmender Forschungsbedarf aus wissenschaftlicher Perspektive ergibt sich somit aus der Abbildung physikalischer Netzrestriktionen in dynamischen Netzgebühren in einem für wirtschaftlich agierende Nutzer praktikablen und auktionenbasierten P2P-Markt [14, 63]. In [79, 89] wird über graphentheoretische Ansätze gezeigt, dass eine gemäß der Netztopologie bestimmte Zuordnung von Käufer und Verkäufer eines P2P-Handels eine Auslastungs- und damit Kostenreduktion ermöglicht. Daher wird im Großteil der relevanten Publikationen eine Quantifizierung der physikalischen Auswirkungen eines P2P-Handels hinsichtlich der Transformator- und Leitungsauslastung, der Knotenspannungen und teils der Verluste durchgeführt, bevor Transaktionen blockiert werden oder mit individuellen Gebühren versehen werden [12, 88, 90–95].

Die primäre Beschränkung ergibt sich jedoch dadurch, dass Netzgebühren oder Handelsbeschränkungen erst nach der Einigung zweier Peers über einen Handel geprüft werden und kein Teil der initialen Entscheidungsfindung der Peers sind. Ein exemplarisches Szenario in [OK3] demonstriert aus der Perspektive eines Käufers die Option

des Handels mit zwei potentiellen Verkäufern. Verkäufer 1 bietet zu geringen Kosten an, aber ein Handel resultiert in Netzüberlastungen, während Verkäufer 2 zu höheren Kosten anbietet und durch den Handelsabschluss das Netz entlastet wird. Der Käufer sollte in der initialen Entscheidungsfindung einen wirtschaftlichen Anreiz bekommen, sich für Verkäufer 2 zu entscheiden. Ein derartiges Anreizverhalten wird in bestehenden Publikationen nicht adressiert. Weitere Beschränkungen ergeben sich durch im Zeitverlauf fixe Preise bei externer Beschaffung oder Vermarktung, sodass Vorteile auf systemischer Ebene durch lokalen Flexibilitätseinsatz nicht erschlossen werden.

2.4 Anforderungen an ein Koordinierungskonzept

Zur Bildung der Schnittmenge aus regulatorischer Flexibilitätserschließung in Abschnitt 2.2 und wissenschaftlichen Ansätzen in Abschnitt 2.3 werden zur Ausgestaltung einer angepassten Energiesystemkoordinierung auf lokaler Ebene neun notwendige Anforderungen definiert, welche in [OK1] publiziert sind. Diese werden fortlaufend als **A1**–**A9** definiert und ergeben sich aus den Unzulänglichkeiten des derzeitigen Systems und der daraus resultierenden notwendigen Rekonfiguration der Marktstrukturen für einen LEM. Die übergeordnete Zielstellung ist ein System zur praktikablen Erschließung der Flexibilitätspotentiale auf Verteilnetzebene.

A1 - *Dezentraler P2P-Markt*: Die Forderung eines dezentralen Systems entstammt primär der praktischen Komplexität eines zentralen Systems. Netznutzern mit Eigentum über physische Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen und sich ergebenden Flexibilitätspotentialen kann kein aus zentraler Sicht optimiertes Verhalten vorgeschrieben werden. Die Ausführung der im Rahmen der sozialen Präferenzen möglichen Anpassungen obliegt einer betriebswirtschaftlichen Entscheidung des einzelnen Netznutzers. Sofern etwa ein Profit durch die zeitlich koordinierte Be- und Entladung eines Speichers generiert werden kann, ist diese für den Nutzer erstrebenswert. Durch die technischen Möglichkeiten eines dezentralen Systems kann somit die Notwendigkeit eines zentralen Systems zur Koordinierung des Energiehandels entfallen und über dezentralen P2P-Handel realisiert werden. Eben dieser P2P-Handel ermöglicht einem Netznutzer die direkte Vermarktung überschüssiger Energie an einen Abnehmer innerhalb der LEC, einer zentralen Zielvorgabe im Clean-Energy-Paket [35]. Dennoch bedarf es im Kontext der Energieversorgung als kritische Infrastruktur stets einer zentralen Überwachung und bei Bedarf Steuerung durch einen VNB, sodass zumindest Handelsmechanismen aktiv durch den VNB als zentrale Instanz beeinflusst werden.

A2 - *Ex ante Flexibilitäterschließung*: Im energietechnischen Konsens wird ein Flexibilitätsabruf zumeist als ex post Prozess definiert, welcher die Abweichung von einem ursprünglichen Verhalten durch aktive Änderung des laufenden oder geplanten Betriebspunktes bezeichnet. Der Prozess impliziert die vorherige Festlegung des physikalischen Betriebspunktes, bevor eine Flexibilitätsberücksichtigung thematisiert wird. Ein praktisches Beispiel dafür ist der korrigierende Redispatch. In der Transformation von einem korrigierenden in ein koordinierendes System ist es jedoch notwendig, die Flexibilitätsberücksichtigung bereits ex ante in die Festlegung des physikalischen Verhaltens zu integrieren. Anstelle einer Beschaffung der benötigten Energie für einen Ladevorgang und der anschließenden, flexiblen Verschiebung mit potentiellen Entschädigungsansprüchen, bedarf es einer direkten Beschaffung für den neuen Zeitbereich mit einer ex ante Flexibilitäterschließung.

A3 - *Berücksichtigung physikalischer Netzrestriktionen*: Essentiell für ein tragfähiges und damit robustes Koordinierungskonzept ist die Integration von physikalischen Netzrestriktionen in den Handel. Es ist ineffizient, einen neu gestalteten Markt zur effizienten Systemkoordinierung auf der Annahme auszulegen, dass Marktergebnisse, die nicht im Rahmen der physikalischen Netzkapazitäten liegen, zulässig sind. Eine derartige implizierte Annahme würde korrigierende Eingriffe durch den VNB notwendig machen und mit komplexen Entschädigungsansprüchen für abgeregelte Netznutzer einhergehen. Die Integration kann beispielsweise durch verursachungsgerechte, dynamische Netzentgelte oder durch eine Begrenzung der Handelsvolumina realisiert werden. Derartige Konzepte müssen analog zu **A2** ex ante im LEM integriert sein und nicht erst nach Handelsdurchführung zu einer physikalischen Prüfung im Netz führen.

A4 - *Begrenzung der Diskriminierung*: Ein Markt definiert sich durch die Ermöglichung von strategischen Aktionen der Teilnehmer. Diese können individuell entscheiden, welches Volumen zu welchem Zeitpunkt und zu welchem Preis angeboten wird. Eine unausweichliche Konsequenz dessen ist das Risiko von ausführbarer Marktmacht und Preisbestimmung durch Akteure. Unter Berücksichtigung von **A3** ergeben sich je nach Ausgestaltung zudem Risiken in Form von topologischer Diskriminierung, bedingt durch die variierende Position der Teilnehmer innerhalb des Netzes, denn ein netzbewusster Markt mit unterschiedlichen Preisen für die Nutzer ist unausweichlich diskriminierend. Demnach bedarf es Marktregeln, welche zwar einen angemessenen Raum für strategische Aktionen der Teilnehmer ermöglichen und physikalische Re-

striktionen integrieren, jedoch auch das Potential für die Ausführung von Marktmacht und das Vorliegen topologischer Nachteile begrenzen.

A5 - *Vermeidung zellularer Entkopplung*: Zwar sollen lokale LECs Netznutzern im Verteilnetz die Option einer Flexibilitätsbewirtschaftung innerhalb der Gemeinschaft geben, allerdings ist eine langfristig autarke Versorgung aus gesamtsystemischer Perspektive nicht sinnvoll. Würden sämtliche LECs eine lokale, physikalische Bilanzierung durchführen, so sinken die systemischen Synergien am Spotmarkt durch die Ausgliederung der Gemeinschaften aus dem gehandelten Marktvolumen. Daher bedarf es einer externen Schnittstelle, die über einen lizenzierten Drittanbieter den indirekten Energiehandel am Spotmarkt zu realen Preisen ermöglicht und so bei ausreichender Übertragungskapazität im Verteilnetz auch gesamtsystemisch in Anlehnung an Spotmarktpreise eingesetzt werden kann.

A6 - *Integration von Netznutzern*: Netznutzer müssen für eine Erschließung der Flexibilität über eine lokale Steuerungs-, Kommunikations- und Rechenarchitektur verfügen. Diese bedient notwendige Funktionen zur Positionierung und Verarbeitung von Transaktionen, der Steuerung von Anlagen, der Schnittstelle zu den sozialen Rahmenbedingungen des Nutzers sowie insbesondere der Automatisierungsprozesse zur strategischen Bewirtschaftung des Nutzers.

Die Anforderung **A7** - *Fahrplanvalidierung* bedient weiterführend die grundlegende Funktionalität zur Validierung der gehandelten Energievolumina, während **A8** - *Skalierbarkeit ermöglichen* und **A9** - *Crash-Fault-Tolerance* auf die technische Leistung einer Lösung sowie die Robustheit des Systems eingehen. Die neun Anforderungen nach [OK1] bilden damit eine Basis für die zu realisierende Koordinierung. Es lässt sich festhalten, dass die Ausgestaltung der Marktregeln das zentrale Element der Umsetzung bildet und die Regeln im Rahmen der Anforderungen definiert werden müssen. Ein für die Gemeinschaft volkswirtschaftliches Optimum ist der aus systemischer Sicht bestrebte Zustand. Durch die unpraktikable Vorgabe des Nutzerverhaltens bedarf es somit einer Definition von Marktregeln, die sich bei einer betriebswirtschaftlichen Optimierung der Nutzer dem volkswirtschaftlichen Optimum annähern.

2.5 Rückblick und Einordnung

Das Kapitel liefert die theoretischen Grundlagen zur marktbasieren Flexibilitätser-schließung im Verteilnetz. Aus regulatorischer Perspektive werden die Konzepte der

netzseitigen Erschließung des Redispatches und der Steuerung nach EnWG § 14a sowie der marktseitigen Erschließung über dynamische Tarife adressiert. Mittels der Ineffizienzen und der politischen Forderungen können LECs als Konzept zur Flexibilitätserschließung im Verteilnetz identifiziert werden. Diese werden im wissenschaftlichen Kontext unter dem Forschungsbereich der TES über verschiedenste Methoden realisiert. Die Schnittmenge aus regulatorischer und wissenschaftlicher Sicht liefert den Forschungsbedarf des auktionbasierten P2P-Handels mit Integration physikalischer Netzrestriktionen.

Den Abschluss des Kapitels bildet ein Katalog an Anforderungen, welcher das zu entwickelnde System maßgeblich definiert und damit die Grundlage aller folgenden Modellierungen bildet. Somit liefert Kapitel 2 die Legitimation des gewählten Forschungsschwerpunktes der Arbeit.

3 Integration von Netzrestriktionen im Peer-to-Peer Handel

Im folgenden Kapitel wird ein Modell für einen LEM in einer LEC eingeführt, welche P2P-Transaktionen zwischen Peers unter Berücksichtigung physikalischer Netzrestriktionen ermöglicht. Zunächst wird das Konzept in Abschnitt 3.1 eingeführt, bevor die detaillierte Modellierung in Abschnitt 3.2 folgt. Das Kapitel schließt mit Auswertungen zu Marktsimulationen in variierenden Szenarien, zu Untermethoden sowie zu weiterführenden Potentialen in Abschnitt 3.3 ab.

3.1 Konzept des netzbewussten Energiemarktes im Verteilnetz

Basierend auf den adressierten Entwicklungen im Verteilnetz und den regulatorischen Vorgaben zur Flexibilitäterschließung wurden marktbasierende Konzepte identifiziert und bewertet sowie im wissenschaftlichen Kontext eingeordnet. Die daraus generierten Anforderungen (**A1-A6**) in Abschnitt 2.4 fungieren als Grundlage für das zu entwickelnde Marktsystem. Bei dem System handelt es sich somit gemäß **A1** um eine LEC mit netzbewusstem P2P-Handel und damit eine transaktive Koordinierung durch die Peers der Community, visualisiert in Abbildung 3.1.

Der Fokus der Implementierung liegt auf der Betrachtung von NS-Netzen durch die Verortung der nach **A1** im Rahmen der Arbeit relevanten Netznutzer, den Prosumenten, fortlaufend auch als Peers bezeichnet. Das überlagerte Netz der MS wird durch einen MS-Knoten abstrahiert und über einen MS/NS-Transformator in die Betrachtung aufgenommen. Das MS-Netz ermöglicht die unbeschränkte Bereitstellung sowie Aufnahme von Wirk- und Blindleistung im Modell. Betrieblich bedingte Topologieänderungen im NS-Netz sowie vermaschte Netzstrukturen und Unsymmetrien werden nicht berücksichtigt. Der VNB bezeichnet fortlaufend den Netzbetreiber des NS-Netzes ohne Berücksichtigung potentieller überlagerter Netzebenen im Besitz des VNB. Die Aufgabe des VNB erweitert sich durch die transaktive Natur des Systems von der Sicherung des Netzbetriebes hin zur Bereitstellung von Daten zur in **A3** adressierten, netzbewussten Koordinierung [35].

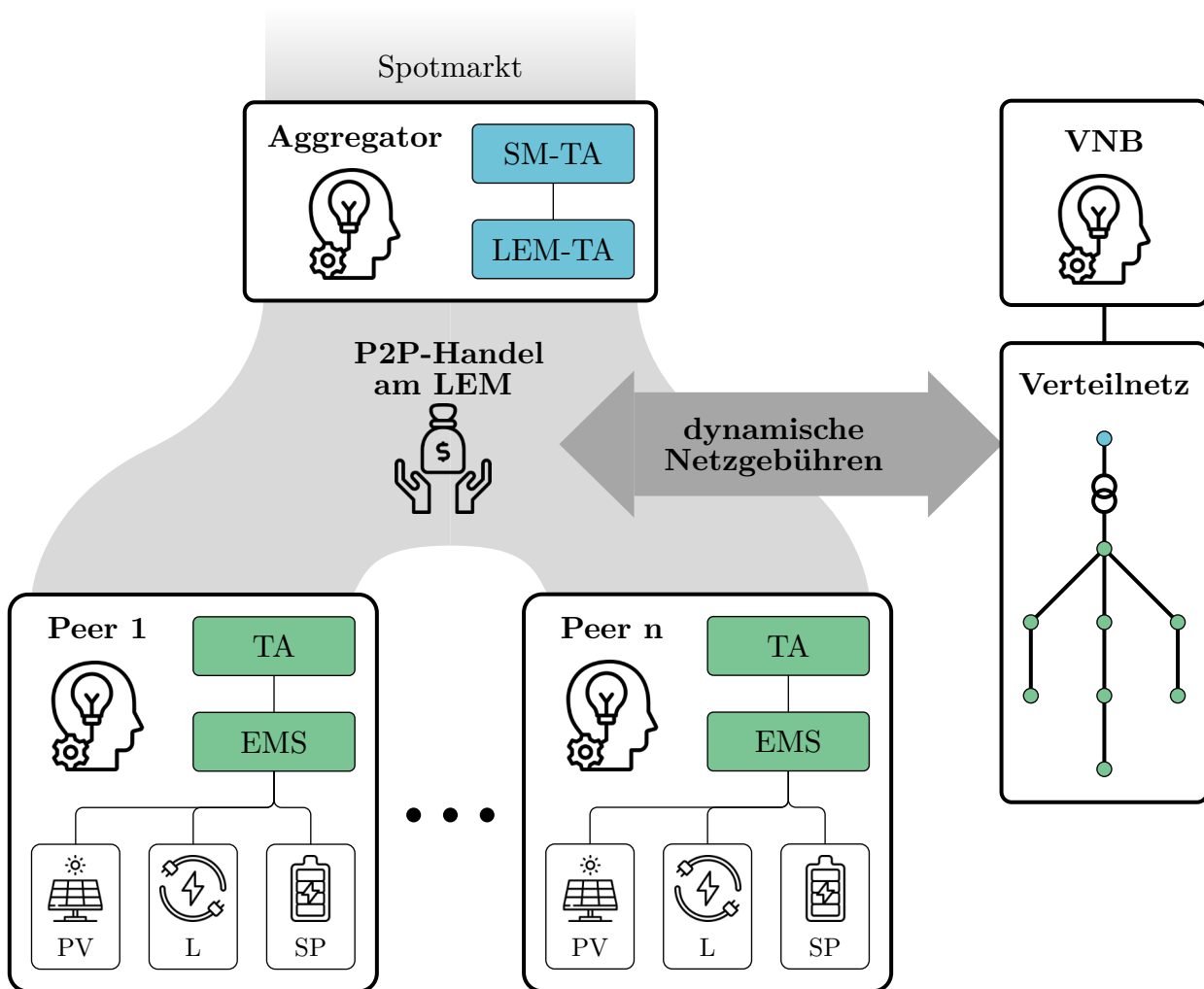


Abbildung 3.1: Konzept des netzbewussten Energiemarktes im Verteilnetz

Ein Peer bezeichnet im Rahmen der Modellierung nach **A6** einen agierenden Prosumenten mit einem physikalischen Verbrauch (L) sowie optional Erzeugungs- (PV) und Speichereinrichtungen (SP). Die technischen Anlagen werden über ein Energiemanagementsystem (EMS) gesteuert und überwacht. Weiterführend kommuniziert das EMS mit einem Trading Agent (TA), welcher neben der Kommunikation mit anderen Peers die Generierung und Verarbeitung von Handelsgeboten beinhaltet. Ein Peer ist dazu verpflichtet, den physikalischen Fahrplan der eigenen Anlagen vollständig zu beschaffen. Es erfolgt demnach ein Wandel von klassischen Stromlieferanten hin zu neuartigen Geschäftsmodellen, in welchen Lieferanten die Software für automatisierte TA bereitstellen und die TA nach Unterabschnitt 2.2.3 in Kombination mit einem lokalen EMS betrieben werden. Die TA können das Flexibilitätsverhalten intrinsisch in die Beschaffung integrieren und so den Bedarf der Flexibilitätserschließung nach **A2** bedienen.

Die Modellierung basiert weiter auf der Annahme, dass jeder Peer eindeutig einen Netzknoten repräsentiert und ein Teilnehmer der LEC ist. In der Praxis besteht gemäß Unterabschnitt 2.2.3 die Option, dass Netznutzer im NS-Netz nicht in der LEC sind. Die Konsequenz für das Modell wäre, dass die Menge an aktiven Peers reduziert wird und zeitvariable Netzkapazitäten für nicht-teilnehmende Netznutzer vorgehalten werden. Das entwickelte Marktmodell kann aber mit den restlichen Netzkapazitäten uneingeschränkt Anwendung finden. Auch benötigt die Umsetzung von Mischlösungen zusätzlicher Mechanismen, wie etwa zur Approximation des Verhaltens nicht-teilnehmender Netznutzer und zur fairen Allokation der Netzkapazitäten. Daher erfolgt zur Konkretisierung des Anwendungsrahmens gemäß vergleichbarer Publikationen [12] die Festlegung, dass jeder Netzknoten einen teilnehmenden Peer der LEC abbildet.

Aus Handlungsperspektive ist am modellierten MS-Knoten der Aggregator positioniert, welcher am LEM handeln kann und nach **A5** die Schnittstelle der LEC zu zentralen Handelsplattformen wie dem Spotmarkt bildet [51]. Es können überschüssige Energiemengen der LEC vermarktet werden, sodass der Aggregator über einen LEM-TA für internes und Spotmarkt-TA (SM-TA) für externes Trading verfügt. Der Aggregator kann unbegrenzt Energie kaufen und verkaufen, wobei sich die vom Aggregator an die LEC weitergegebenen Preise aus aktuellen Day-Ahead-Spotmarktpreisen sowie zusätzlichen Gebühren ergeben. Durch die Orientierung am Spotmarktpreis kann die LEC entlastend für das überlagerte Übertragungsnetz wirken [96]. Weiter werden Verluste nach [92] über den Aggregator gedeckt. Da die Realisierung zunächst auf eine lokale Instanz fokussiert ist und keine gesamtsystemische Betrachtung für jedes Verteilnetz im nationalen Kontext betrachtet wird, gilt die Annahme, dass die LEC nicht preistreibend für den Spotmarkt ist.

Der Handel erfolgt im Modell stets kurzfristig [72]. So können Prognoseabweichungen in der Beschaffung und Vermarktung der Peers minimiert werden, sodass diese im Modell vernachlässigt werden. Weiter werden stets Energiemengen für Zeitintervalle gehandelt, die intern eine konstante Wirkleistung annehmen. Das Blindleistungsverhalten wird über einen festen Leistungsfaktor approximiert, für Verbraucher induktiv und für Erzeuger kapazitiv. So wird im Last- und Erzeugungsfall eine Worst Case Abschätzung für das Blindleistungsverhalten hinsichtlich der Spannungsqualität abgebildet, denn im Lastfall sinkt das induktive Blindleistungsverhalten die Spannungen weiter ab und im Erzeugungsfall lässt das kapazitive Verhalten diese weiter steigen. Zwar gelten gemäß Niederspannungsanschlussverordnung die zulässigen Grenzwerte

von jeweils $\cos(\varphi) = 0,9$ [24], allerdings sind die im Fokus stehenden Haushaltslasten sowie umrichter gesteuerten Anlagen zumeist durch einen Leistungsfaktor nahe $\cos(\varphi) = 1$ geprägt, sodass ein entsprechender Wert von $\cos(\varphi) = 0,97$ festgelegt wird [97].

Transformatorstufungen sowie weitere betriebliche Komponenten werden vernachlässigt. Zwar existieren durch getroffene Annahmen Abweichungen zur Netzbelastung zwischen dem Markt und dem folgenden Betrieb, jedoch zielt die Modellierung auf eine Steuerung des Marktes ab. Abweichungen zwischen Betrieb und Handel werden somit als betriebliche Reserve für den VNB vorgehalten sowie eventuelle Prognoseabweichungen in praktischen Umsetzungen. Eine mathematisch genauere Modellierung des Energiesystems im Markt ist möglich, gemäß Abschnitt 2.3 aber nur begrenzt anwendbar für einen einzelnen, bilateralen P2P-Handel zwischen zwei Akteuren mit begrenzten Informationen.

Aus den Anforderungen der Flexibilisierung und den Potentialen einer LEC-Ausgestaltung geht hervor, dass für ein rentables Energy Sharing innerhalb der LEC eine im Vergleich zu konventionellen Stromtarifen angepasste Gebührenstruktur eingeführt werden muss, da sonst für einzelne Peers etwa die Aufnahme überschüssiger PV-Einspeisung weiterer LEC-Peers nicht profitabel wäre [6]. Bestandteile wie Netzentgelte oder Steuern müssen aus dem LEC-internen P2P-Handel ausgegliedert und über neuartige Wälzungsmechanismen generiert werden, die sich nicht ausschließlich am verbrauchten Energievolumen orientieren. Auch können als Anreiz für den LEC-Beitritt konventionelle Netzentgelte und Steuern entfallen, wie es im europäischen Vergleich vermehrt umgesetzt wird [52]. Demzufolge werden derartige Abgaben im entwickelten LEM vernachlässigt, wenn auch energiewirtschaftliche Effekte, wie betriebswirtschaftlich reduzierte Anreize zur Speicheranschaffung [98], in weiterführenden Interpretationen nicht zu vernachlässigen sind.

Das Marktkonzept bildet nach **A3** und **A4** die Basis zur Integration von robusten Koordinierungsmechanismen innerhalb der LEC, also einer lokalen Definition der Marktregeln, sowie automatisierter Handelsmodule. Die Fokus liegt dabei primär auf verursachungsgerechten, dynamischen Netzgebühren für einen P2P-Handel, sodass physikalische Netzrestriktionen eingehalten werden und sich der Flexibilitätseinsatz an einem Preis orientiert, der Markt und Netz abbildet. Die Netzgebühren fungieren als Anreizsystem und verfolgen nicht die Zielstellung, konventionelle Netzentgelte zu ersetzen, sondern das Verhalten der Peers intrinsisch zu steuern, indem diese auf

Preisänderungen mit dynamischen Netzgebühren reagieren [8]. Die generierten Erlöse könnten anschließend den Peers zugutekommen, etwa durch eine Auszahlung oder geteilte Investitionen in Erzeugungsanlagen oder Speichertechnologien.

Eine technische Implementierung eines TES kann nach [OK4] zentral, dezentral oder verteilt umgesetzt werden. Die Grundzüge des konzipierten LEM mit betriebswirtschaftlichen Anreizen nach Unterabschnitt 2.3.3 implizieren, dass es sich um keine zentrale Implementierung handelt. In der dezentralen Umsetzung führen die Peers eine isolierte Entscheidungsfindung und Verarbeitung durch, während übergeordnete Instanzen die Abwicklung von Prozessen durchführen, wie etwa die Zuordnung der Peers. Werden auch diese Instanzen nicht benötigt, so handelt es sich um einen verteilten Markt. Durch den Fokus der Arbeit auf die Validierung des P2P-Handelskonzepts erfolgt technisch keine verteilte, sondern eine dezentrale Implementierung. Die Struktur des P2P-Marktes bietet jedoch technisch das Potential einer verteilten Realisierung, denn das Marktkonzept benötigt die übergeordneten Instanzen nicht unabdingbar.

Aufbauend auf der Spezifizierung der Lösung erfolgt eine Umsetzung der definierten Systemkoordinierung in Form einer Simulationsumgebung. Die Zielsetzung der Implementierung umfasst dabei zunächst primär die Validierung des Konzeptes der LEC-internen Systemkoordinierung und dessen modelltechnische Realisierung für den P2P-Handel unter Berücksichtigung physikalischer Netzrestriktionen zur Beantwortung von **FF1**.

3.2 Modellierung des lokalen Energiemarktes

Die Beschreibung der Modellumgebung im folgenden Unterkapitel lässt sich in sechs Segmente in Unterabschnitt 3.2.1 bis 3.2.6 unterteilen. Zunächst werden zentrale Modellierungskomponenten eingeführt, welche die spezifizierten Rollen, den zeitlichen Bezug und insbesondere statische Kostenkomponenten zur Preissetzung umfassen. Es folgt die Modellierung der Peers sowie deren Interaktion mit der Marktplattform und damit die Struktur der Handelsgebote. Neben Zeitreihensimulationen wird für systematische Analysen die Generierung synthetischer Anwendungsfälle modelliert. Im Anschluss folgen Netzberechnungen zur Quantifizierung der Netzbelastung. Im Rahmen der Bildung dynamischer Netzgebühren wird eine Methode zur Bepreisung

der veränderten Netzauslastung eines P2P-Handels präsentiert. Es folgt abschließend der Mechanismus zur koordinierten Verarbeitung der Transaktionen.

3.2.1 Zentraler Modellierungsrahmen

Zunächst gilt es die grundlegenden Rollen und Kostendefinitionen des Modells sowie zeitliche Komponenten einzuführen. Das Marktmodell basiert auf dem Handel statischer Energievolumina für eine prädefinierte Menge an Zeitintervallen T , wobei ein Zeitintervall als $t \in T$ bezeichnet wird und im Kontext der hier durchgeführten Analyse einen Zeitraum von τ umfasst. Innerhalb eines t wird das Marktmodell nach vergleichbaren Ansätzen in [14, 71] in einer Menge Handelsrunden R wiederholt, um Preisanpassungen bei fehlgeschlagener oder unvollständiger Beschaffung oder Vermarktung zu ermöglichen. Eine konkrete Handelsrunde wird als $r \in R$ bezeichnet und die Anzahl an Handelsrunden durch r_{\max} definiert.

Das jeweils zugrunde liegende Netzmodell kann in vereinfachter Form durch ein Knoten-Kanten Modell abstrahiert werden, wobei jeder Knoten als $i \in \{0, \dots, n_{\text{Knoten}}\}$ bezeichnet wird und Knoten $i = 0$ den Anschlusspunkt zum überlagerten MS-Netz bildet. Daraus ergibt sich eine Zuordnung aller handelnden Akteure zu einem Netzknoten, welche für die akkurate Integration des netzbewussten Handels notwendig ist. Die zuvor definierte Rolle des Aggregators A_{AGG} bildet dazu den handelnden Akteur an Knoten $i = 0$ zur Anbindung der LEC an den Spotmarkt. Für alle weiteren Knoten bezeichnet A_i den handelnden Peer an Knoten $i \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}$, während A_{VNB} die virtuell definierte Rolle des VNB zur Erfassung und Abwicklung von gezahlten Netzegebühren erfasst, ohne gemäß der Struktur des Anreizsystems tatsächliche Geldflüsse an den VNB zu umfassen.

Für den Handel sind statische Kostenkomponenten von Relevanz, die fortlaufend unter \tilde{c} definiert werden. Für den Handel wird ein aktuell annehmbarer Spotmarktpreis benötigt, denn Transaktionen mit A_{AGG} basieren auf nachfolgendem Handel am Intraday-Markt oder sonstigen Arten der präventiven Beschaffung durch A_{AGG} . Aufgrund der Korrelation der durchschnittlichen Intraday-Preise mit den am Vortag gesetzten Day-Ahead-Preisen [31], werden Day-Ahead-Preise angenommen und für das Zeitintervall t als Spotmarktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ definiert.

Für die Peers in der LEC besteht also die Option, mit A_{AGG} zu handeln. Würde A_{AGG} einen Kauf- und Verkauf von Energie zu $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ anbieten, so wäre ein Handel

innerhalb der LEC nicht rentabel. Käufer würden nur innerhalb der LEC Energie beschaffen, sofern diese günstiger als von A_{AGG} zu beschaffen ist. Aufgrund der invertierten Argumentation für Verkäufer wäre für jeden Peer ein Handel mit A_{AGG} die wirtschaftlichste Option. Des Weiteren wäre die Bereitstellung eines Preises $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ für die Peers bei Handel mit A_{AGG} unrealistisch, denn für den Handel am Spotmarkt gilt aufgrund des Mindestvolumens von 0,1 MW zunächst die Notwendigkeit einer Aggregation von Geboten und daher eine durchzuführende Dienstleistung durch A_{AGG} [20]. Weiter fallen Handelsgebühren an und durch den physikalischen Stromfluss in die MS-Ebene auch zu zahlende Netznutzungsentgelte. Gemäß dem Prinzip der Direktvermarktung mit Aufpreisen zur Deckung des Geschäftsmodells eines Vermarkters [98] wird eine Gebühr $\tilde{c}_{\text{Aggregator}}$ für Transaktionen zwischen einem Peer A_i und A_{AGG} eingeführt. Daraus resultiert nach vergleichbaren Ansätzen in [68, 99] für zeitinvariante Preise ein im zeitlichen Verlauf variierender Preisbereich nach Gleichung 3.1 mit einer Differenz zwischen Kauf- und Verkaufspreis bei A_{AGG} um $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$. Da alle Gebote im besagten Preisbereich $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ liegen müssen, werden die Potentiale für strategisch manipulierende Handelsaktivitäten über eine in der Literatur geforderte Preisbegrenzung gesteuert [100].

$$\tilde{C}_{\text{Handel},t} = [\tilde{c}_{\text{Markt},t} - \tilde{c}_{\text{Aggregator}}; \tilde{c}_{\text{Markt},t} + \tilde{c}_{\text{Aggregator}}] \quad (3.1)$$

Die Einführung von zu zahlenden dynamischen Netzgebühren ist eine Grundkomponente im Modell. Diese werden folgend als Zahlung an A_{VNB} definiert, während jedoch, wie in Abschnitt 3.1 erwähnt, eine Nutzung der Erlöse unter den Peers erfolgt und keinen Ersatz konventioneller Netzentgelte darstellt. Dadurch besteht das Potential, dass Käufer mehr als in $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ definiert zahlen müssen oder Verkäufer weniger erwirtschaften können. Analog wird daher über $\tilde{c}_{\text{Netz,max}}$ die maximal erwartete Netzgebühr definiert und bildet somit für Käufer nach Gleichung 3.2 das Intervall $\tilde{C}_{K,t}$ und für Verkäufer nach Gleichung 3.3 das Intervall $\tilde{C}_{V,t}$ mit den möglichen Handelspreisen.

$$\tilde{C}_{K,t} = [\tilde{c}_{K,t}^{\min}; \tilde{c}_{K,t}^{\max}] = [\tilde{c}_{\text{Markt},t} - \tilde{c}_{\text{Aggregator}}; \tilde{c}_{\text{Markt},t} + \tilde{c}_{\text{Aggregator}} + \tilde{c}_{\text{Netz,max}}] \quad (3.2)$$

$$\tilde{C}_{V,t} = [\tilde{c}_{V,t}^{\min}; \tilde{c}_{V,t}^{\max}] = [\tilde{c}_{\text{Markt},t} - \tilde{c}_{\text{Aggregator}} - \tilde{c}_{\text{Netz,max}}; \tilde{c}_{\text{Markt},t} + \tilde{c}_{\text{Aggregator}}] \quad (3.3)$$

In Vergleichssimulationen ohne Berücksichtigung der Netzgebühren gilt $\tilde{c}_{\text{Netz,max}} = 0$, sodass $\tilde{C}_{K,t}$ und $\tilde{C}_{V,t}$ unverändert zu $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ sind. Es gilt zu erwähnen, dass

$\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ im Tagesverlauf gemäß der Spotmarktpreise variiert und infolgedessen auch die Handelsintervalle im zeitlichen Verlauf.

Die Transaktionen in der realisierten Modellumgebung bilden einen dezentralen P2P-Handel ab. Demnach existiert keine zentral definierte Markträumung, sondern stets ein diskretes Tupel aus Käufer und Verkäufer. Eine Darstellung der konkreten Mechanismen zur Preisbildung benötigt jedoch weitere Modellkomponenten, sodass diese erst in Unterabschnitt 3.2.6 detaillierter erläutert werden. Zur notwendigen Modellierung in den vorherigen Unterabschnitten werden allerdings Variablen und Rahmenbedingungen benötigt, sodass nachfolgend die Grundstruktur eines P2P-Handels eingeführt wird.

Der Handel zwischen einem Käufer A_i und Verkäufer A_j wird bezeichnet als h_{ij} . Ein Handel setzt sich aus verschiedenen Kostenkomponenten zusammen. Primär legt $c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij})$ dabei die Beschaffungskosten im Rahmen der definierten Preissetzung im Markt fest, also die Zahlung von A_i an A_j . Weiter bildet die dynamische Netzgebühr den Kostenterm $c_{\text{Netz}}(h_{ij})$, welcher die physikalischen Auswirkungen des Handels h_{ij} auf das Netz quantifiziert. Die Berechnung dieser Kosten wird in Unterabschnitt 3.2.5 erläutert und bildet den zu zahlenden Betrag des Käufers A_i an die virtuelle Rolle A_{VNB} . Kombiniert zahlt bei einem Handel $h_{i,j}$ der Käufer A_i also $c_i(h_{ij}) = c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij}) + c_{\text{Netz}}(h_{ij})$, der Verkäufer A_j erhält $c_j(h_{ij}) = c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij})$ und der VNB erhält oder zahlt $c_{\text{VNB}}(h_{ij}) = c_{\text{Netz}}(h_{ij})$. Weitere Abgaben wie Steuern oder statische Netzentgelte werden, wie zuvor erläutert, nicht berücksichtigt. Alle in einem Zeitschritt t erfolgreich abgeschlossenen Händel werden zusammengefasst in der Menge H_t .

3.2.2 Abbildung handelnder Peers

Zur Durchführung von Marktsimulationen bedarf es angemessener Peer-Modelle, die über notwendige Funktionalitäten sowie Verhaltensmuster verfügen. Der folgende Unterabschnitt geht dabei nicht explizit auf die grundlegenden Funktionen zur Positionierung und Verarbeitung von Handlungsoptionen ein, sondern legt den Fokus auf relevante Komponenten im Rahmen der Marktsimulationen. Dennoch sind die thematisierten Eigenschaften Teil der Implementierung. So verfügt ein jedes Peer-Objekt zunächst über eine Identifikation mit zugehöriger Position in der Netztopologie und die Option zur Integration von flexiblen Anlagenmodellen mit technischen Restriktionen und Grenzkosten. Weiter sind Datenstrukturen zu vergangenen Transaktio-

nen, gesetzten Geboten, historischen Marktdaten und realisierten, physikalischen Betriebspunkten verfügbar. Neben den Datenstrukturen existieren je nach Ausführung des Peer-Modells Funktionalitäten zur Initialisierung der Datenstrukturen, Generierung und Positionierung von Geboten, Übernahme physikalischer Betriebspunkte und Rückkopplung in die Gebotsgenerierung sowie strategischer Entscheidungsfindung.

Damit bildet das Peer-Modell die thematisierte Kombination aus EMS und TA. Relevant für die Analysen ist weiterführend die konkrete Interaktion mit der Marktplattform für die Beschreibung des Marktmechanismus in Unterabschnitt 3.2.6. Daher werden zunächst die Handlungsoptionen aller Peers für eine Handelsrunde r im Zeitintervall t definiert. Unterschieden wird zwischen Kaufgeboten unter der Variable K und Verkaufsgeboten unter V .

Gemäß [14] basieren P2P-Märkte in der Literatur neben persönlicher Identifikation zumeist auf der Kommunikation von Preis und Energievolumen. Ein Peer A_i kann somit nach Gleichung 3.4 ein Kaufgebot $K_{t,r}^{(i)}$ generieren, welches stets aus drei Unterkomponenten zum Netzknoten $K_{\text{Knoten},t,r}^{(i)}$, Energievolumen $K_{\text{Energie},t,r}^{(i)}$ und Maximalpreis $K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$ besteht und ein Element aus der Menge aller Kaufgebote $K_{t,r}$ ist. Weiter bezeichnet $K_{\text{Knoten},t,r}$ die Menge aller Netzknoten mit Kaufgebot, $K_{\text{Energie},t,r}$ die Menge der positionierten Kaufvolumen und $K_{\text{Preis},t,r}$ die Menge der positionierten Kaufpreise, die für ein genormtes Energievolumen einer kWh angegeben werden. Ein Peer A_i kann dem entgegengesetzt auch ein Verkaufsgebot $V_{t,r}^{(i)}$ generieren, mit analogen Definitionen zu $V_{t,r}^{(i)}$ nach Gleichung 3.5 sowie den zugehörigen Mengen $V_{\text{Knoten},t,r}$, $V_{\text{Energie},t,r}$ und $V_{\text{Preis},t,r}$.

$$K_{t,r}^{(i)} = \left\{ K_{\text{Knoten},t,r}^{(i)}, K_{\text{Energie},t,r}^{(i)}, K_{\text{Preis},t,r}^{(i)} \right\} \in K_{t,r} \quad (3.4)$$

$$V_{t,r}^{(i)} = \left\{ V_{\text{Knoten},t,r}^{(i)}, V_{\text{Energie},t,r}^{(i)}, V_{\text{Preis},t,r}^{(i)} \right\} \in V_{t,r} \quad (3.5)$$

Für durchzuführende Simulationen bedarf es einer grundlegenden Abbildung der Peers. Deswegen wird zunächst ein Modell mittels vereinfachter Abbildung der Peers eingeführt. Es umfasst keine Methoden zur Flexibilitätsbewirtschaftung, sondern ausschließlich den Handel statischer Energievolumina und ist für Analysen in Kapitel 3 und Kapitel 4 ausreichend. Im weiteren Verlauf folgt in Kapitel 5 eine Erweiterung zur strategischen Flexibilitätsbewirtschaftung und dessen Rückkopplung am Markt.

Da Flexibilität somit vorerst nicht Gegenstand der Betrachtung ist, besitzt ein Peer für die Bierrunde r im Zeitintervall t ein statisches Energievolumen gemäß im genutzten Netzmodell hinterlegter Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen der lokal vorhandenen Anlagen. Auf Basis der Differenz zwischen Erzeugung und Last wird entweder $K_{t,r}^{(i)}$ oder $V_{t,r}^{(i)}$ generiert. Weitere Erläuterungen zu den Energievolumina folgen in Unterabschnitt 3.2.3.

Die einzig nicht definierte Komponente bilden die Preise $K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$ und $V_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$. Die Zielstellung beläuft sich aus holistischer LEC-Perspektive auf eine angemessene Abbildung von Akteuren mit unterschiedlichem Preisverhalten. Das Modell basiert auf dem Zero-Intelligence (ZI) Ansatz, einer vereinfachten Abbildung von Akteuren in der Spieltheorie, und wird als ZI-Agent bezeichnet [101]. Ein solcher Agent zeichnet sich durch zufallsgenerierte Komponenten mit minimalen Restriktionen aus.

In der initialen Bierrunde $r = 1$ wird zunächst $K_{\text{Preis},t,1}^{(i)}$ oder $V_{\text{Preis},t,1}^{(i)}$ durch einen zufällig gewählten Wert aus dem Intervall $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ festgelegt, wobei die zufällige Wahl auf Basis einer Gleichverteilung erfolgt. Durch die Anwendung auf alle Peers ergibt sich eine Verteilung aller Gebotspreise innerhalb von $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$. Nach Durchführung der Handelsaktivität gemäß der folgenden Erläuterung in Unterabschnitt 3.2.6 für $r = 1$, können Peers den Fahrplan erfolgreich beschafft haben, sodass kein weiterer Handel durchgeführt wird. Jedoch besteht die Möglichkeit, dass Energiemengen nicht vollständig beschafft werden konnten. Neben dem Potential, dass dies durch eine hohe Netzauslastung im netzbewussten Markt blockiert wird, kann die unpassende Preissetzung der Grund sein. Etwa könnte ein Käufer mit einem geringen Maximalpreis zu Zeiten geringer Einspeisung im Vergleich zu Käufern mit höheren Maximalpreisen aufgrund des Bieterverhaltens keine erfolgreiche Beschaffung realisieren. Es bedarf daher einer Preisanpassung durch den Peer.

Zur minimalen Abbildung eines solchen Verhaltens bei den ZI-Agenten erfolgt über alle folgenden Bierrunden $r \in R \setminus \{1\}$ eine lineare Preisanpassung nach [72] bis zum gemäß den Handelsintervallen maximalen Preis für Kaufgebote $\tilde{c}_{K,t}^{\max}$ oder zum minimalen Preis für Verkaufsgebote $\tilde{c}_{V,t}^{\min}$.

$$K_{\text{Preis},t,r}^{(i)} = K_{\text{Preis},t,1}^{(i)} + (r - 1) \cdot \frac{\tilde{c}_{K,t}^{\max} - K_{\text{Preis},t,1}^{(i)}}{r_{\max} - 1}, \quad r_{\max} > 1 \quad (3.6)$$

$$V_{\text{Preis},t,r}^{(i)} = V_{\text{Preis},t,1}^{(i)} - (r - 1) \cdot \frac{V_{\text{Preis},t,1}^{(i)} - \tilde{c}_{V,t}^{\min}}{r_{\max} - 1}, \quad r_{\max} > 1 \quad (3.7)$$

Dadurch ist das Modell des ZI-Agenten mit Funktionalitäten zur Preissetzung und Preisanpassung vervollständigt. Zwar begrenzt die zufällige Preissetzung das Evaluationspotential für einzelne Peers, liefert aber auf systemischer Sicht die geforderte Abbildung variierender Verhaltensmuster am Markt. Zur vollständigen Reproduzierbarkeit von Simulationen können für alle Peers auch initial Zufallsfaktoren als $z_i \in [0; 1]$ festgelegt werden. Anstatt einer zufallsbasierten Wahl der initialen Preise erfolgt diese in allen Zeitintervallen t deterministisch gemäß Gleichung 3.8 und 3.9. Dies ermöglicht den Vergleich von Simulationen mit unterschiedlichen Parametern und Einstellungen.

$$K_{\text{Preis},t,1}^{(i)} = \tilde{c}_{K,t}^{\min} + z_i \cdot (\tilde{c}_{K,t}^{\max} - \tilde{c}_{K,t}^{\min}) \quad (3.8)$$

$$V_{\text{Preis},t,1}^{(i)} = \tilde{c}_{V,t}^{\min} + z_i \cdot (\tilde{c}_{V,t}^{\max} - \tilde{c}_{V,t}^{\min}) \quad (3.9)$$

3.2.3 Generierung synthetischer Anwendungsfälle

Die Modellierung des ZI-Agenten beinhaltet stets ein statisches, zu handelndes Energievolumen je Zeitintervall t . In Zeitreihensimulationen ergibt sich dieses durch hinterlegte Zeitreihen der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Für Peer A_i sind die statischen Energievolumina in t jeweils für Lasten über $E_{L,t}^{(i)} \geq 0$ und für Erzeuger über $E_{\text{PV},t}^{(i)} \leq 0$ definiert. Damit wird kontinuierlich das Verbraucherzählpeilsystem zugrunde gelegt. Je Zeitintervall wird anschließend versucht, die Energie $E_t^{(i)}$ nach Gleichung 3.10 zu handeln.

$$E_t^{(i)} = E_{L,t}^{(i)} + E_{\text{PV},t}^{(i)} \quad (3.10)$$

Neben Zeitreihensimulationen zur Abbildung realitätsnaher Anwendungsfälle hat die Option der Flexibilitätsbewirtschaftung Einflüsse auf das mögliche Spektrum an Betriebspunkten aller Peers, sodass sich durch die Abbildung der Flexibilität ein dynamischeres Verhalten der Peers ergibt. Weiter soll das entwickelte Marktsystem hinsichtlich der Berücksichtigung physikalischer Netzrestriktionen und dessen topologische Effekte analysiert werden, auch im Kontext der Nutzung von Flexibilität und sich damit ergebenden Differenzen im Vergleich zum inflexiblen Nutzerverhalten. Damit derartige Analysen nicht ausschließlich durch eine feste topologische Position der Anlagen und die Daten der Zeitreihen beeinflusst werden, werden darüber hinausgehende Anwendungsfälle benötigt.

Es bedarf einer Methode zur Generierung synthetischer Anwendungsfälle $\tilde{t} \in \tilde{T}$, mit welchen systemische Analysen durchgeführt werden können. Ziel dessen ist eine zufallsbasierte Generierung aller statischen Energievolumina $E_{\tilde{t}}^{(i)}$ ungeachtet etwaiger Zeitreihen oder vorhandener Anlagen an den Netzknoten.

Als Eingangsdaten werden dazu ein über alle Netzknoten $i \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}$ aufsummiertes Lastvolumen $E_{L,\tilde{t}} \geq 0$ und Erzeugungsvolumen $E_{PV,\tilde{t}} \leq 0$ vorgegeben. Zunächst wird damit die Anzahl an Lastknoten auf $n_{\text{Knoten-L},\tilde{t}}$ festgelegt und die Anzahl an Erzeugungsknoten auf $n_{\text{Knoten-PV},\tilde{t}}$.

$$n_{\text{Knoten-L},\tilde{t}} = \left\lceil \frac{n_{\text{Knoten}} \cdot E_{L,\tilde{t}}}{E_{L,\tilde{t}} - E_{PV,\tilde{t}}} \right\rceil \quad (3.11)$$

$$n_{\text{Knoten-PV},\tilde{t}} = \left\lceil \frac{n_{\text{Knoten}} \cdot |E_{PV,\tilde{t}}|}{E_{L,\tilde{t}} - E_{PV,\tilde{t}}} \right\rceil \quad (3.12)$$

Es folgt eine zufallsbasierte Zuteilung aller Netzknoten zu den Last- oder Erzeugungsknoten, während die Definition der Anzahl nach Gleichung 3.11 und 3.12 gilt. Anschließend wird jedem Lastknoten für die Energie ein zufallsgenerierter Wert aus $[0; 1]$ zugeteilt und nach vollständiger Zuteilung so skaliert, dass das aufsummierte Lastvolumen über alle $n_{\text{Knoten-L},\tilde{t}}$ dem zuvor in $E_{L,\tilde{t}}$ definierten Wert entspricht. Selbes wird für $E_{PV,\tilde{t}}$ durchgeführt, sodass der Anwendungsfall \tilde{t} generiert ist. Je nach Simulationsszenario kann eine koordinierte Generierung der Menge \tilde{T} etwa über eine Staffelung des Last- oder Erzeugungsvolumens durchgeführt werden. Da Simulationen keine zeitliche Abfolge wie bei einer Zeitreihensimulation bedienen und wirtschaftliche Auswertungen in dem Kontext nicht relevant sind, wird der zentrale Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},\tilde{t}}$ bei synthetischen Anwendungsfällen konstant gesetzt.

3.2.4 Approximationen der Netzzustandsänderungen

Zur Bepreisung einer P2P-Transaktion mit einer verursachungsgemäßen Netzgebühr gilt es, den veränderten Netzzustand in eine Kostenkomponente umzurechnen. Im Folgenden werden zunächst die physikalischen Berechnungen der Zustandsänderung adressiert.

Allgemein können AC-Netze über eine Leistungsflussrechnung (LFR) berechnet werden. Die Berechnung des Netzzustandes ist ein nicht-lineares Modell, sodass iterative Lösungsverfahren mit Konvergenzschranken zur Berechnung verwendet werden, wie

das Verfahren nach Newton-Raphson (NR) [102]. Dazu werden primär die Nettoknotenleistungen P_i und Q_i aller Knoten mit Ausnahme eines Referenzknotens verwendet, sodass iterativ die komplexen Knotenspannungen \underline{U}_i bestimmt werden können und anschließend über Netzgleichungen die Leistungsflüsse \underline{S}_{ij} berechnet werden können [102]. Bei der Betrachtung von radialen Verteilnetzen eignet sich weiterführend der Backward Forward Sweep (BFS) zur akkuraten Netzberechnung, da die topologische Struktur Vereinfachungen und damit eine im Vergleich zum NR performantere Ausführung ermöglicht [103]. Nach [104] werden für einen BFS zunächst im Backward-Sweep initiale Knotenspannungen gesetzt. Ausgehend von den graphentheoretischen Senken der radialen Netztopologie werden die Nettoknotenleistungen verwendet, um die Leitungsströme zur Quelle zu berechnen, dem entsprechenden Referenzknoten. Im Forward-Sweep wird ausgehend von der Quelle zu den Senken der Spannungsabfall mittels der zuvor berechneten Leitungsströme berechnet, sodass aktualisierte Knotenspannungen vorliegen und der Backward-Sweep wiederholt werden kann. Das iterative Vorgehen wird bis zu einer Konvergenz der Knotenspannungen durchgeführt.

Essentiell bilden beide LFR einen Netzzustand im Rahmen der minimalen Konvergenzschranken eindeutig ab, wobei die Berechnung einen rechnerischen und damit zeitlichen Aufwand besitzt. Daher existieren neben vollständigen LFR auch Verfahren zur linearisierten Approximation der Belastungsänderungen mittels Sensitivitäten. Oft werden für einen aktuellen Betriebspunkt mit vollständig berechnetem Netzzustand die veränderten Knotenspannungen bei Änderung der Wirk- und Blindleistung berechnet, wie beim NR durch eine Multiplikation mit der invertierten Jacobi Matrix [12]. Zwar zeichnet sich die Berechnung mittels Sensitivitäten durch eine kurze Rechenzeit aus, jedoch impliziert die Nichtlinearität einer LFR mathematische Abweichungen. Weiter handelt es sich bei den Sensitivitäten der AC-LFR um Linearisierungen im jeweiligen Betriebspunkt, sodass bei Aktualisierung des Systemzustandes nach einem Handel eine vollständige LFR durchgeführt werden muss, um die Sensitivitäten der Jacobi Matrix für den neuen Betriebspunkt zu aktualisieren. Da in einer konzeptionellen Nutzung die dynamischen Netzgebühren mittels des veränderten Systemzustandes nach Sensitivitätsberechnung berechnet werden müssten, würden die mathematischen Ungenauigkeiten der Approximation, korrigiert durch eine vollständige ex post LFR, zu inkonsistenten Betriebspunkten als Grundlagen der Kostenberechnung führen. Es bedarf somit einer eindeutigen und konsistenten Zuordnung einer Belastungssituation zu einem Netzzustand.

Angesichts dessen werden Sensitivitäten im Rahmen der Implementierung vernachlässigt, sodass vollständige und mathematisch eindeutige LFR zugrunde gelegt werden. Dazu wird zunächst für jede zu prüfende Belastungsänderung auf eine existierende Modellierung zur LFR mittels BFS gemäß [105] zurückgegriffen, welche den physikalischen Effekt eines P2P-Handels durch eine Berechnung vor und nach Durchführung quantifiziert. Bei Akzeptanz eines jeden einzelnen P2P-Handels, wird der zuvor bereits berechnete Zustand nach dem Handel unmittelbar für die folgende Transaktion als Ausgangszustand verwendet und so ein Verhalten abgebildet, welches bei nicht-kontinuierlichen Sensitivitätsberechnungen am Beispiel der Jacobi Matrix in der AC-LFR nicht möglich wäre. Erst dadurch werden auch negative Netzgebühren als Anreiz ermöglicht, welche in Unterabschnitt 3.2.5 detailliert eingeführt werden. Der BFS ist als primäre Option zur LFR im Marktmodell hinterlegt.

Während sich ein BFS bereits durch eine geringe Rechenzeit auszeichnet, führt er bei steigender Anzahl an Netzknoten zu Skalierungsproblemen, insbesondere aufgrund der hohen Anzahl an durchzuführenden Berechnungen gemäß dem Mechanismus in Unterabschnitt 3.2.6. Denn wie in Unterabschnitt 2.3.3 bereits erläutert, wird bei vergleichbaren Ansätzen nur eine Prüfung der Netzbelastung eines individuellen P2P-Handels nach der wirtschaftlichen Einigung geprüft. Im entwickelten Modell prüft aber jeder Käufer nach **A2** vor der Durchführung eines Handels jeweils die physikalischen Auswirkungen aller möglichen Transaktionen und berechnet auf Basis dessen die Netzgebühren, sodass sich im direkten Vergleich die Menge an LFR um den Faktor $V_{\text{Knoten},t,r}$ vervielfacht.

Da das Marktmodell zudem auf statischen Annahmen wie einem fixen Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$, keinen Transformatorstufungen sowie Topologieänderungen beruht, beschränken sich die Eingangsgrößen auf die tatsächlich gehandelten Energiemengen in Form von stationären Wirkleistungswerten P_i in einem Zeitintervall. Relevante Ausgangsgrößen bilden anschließend die Beträge der Knotenspannungen U_i sowie Leitungs- und Transformatorauslastungen $\frac{S_{ij}}{S_{ij,\max}}$. Weiterführend sind die Anforderungen an die mathematische Genauigkeit der Netzberechnung geringer als im Echtzeitbetrieb, sodass zur Steuerung des Marktes Approximationen plausibel sind [106], sofern wie zuvor erwähnt eine Kontinuität gegeben ist. Zudem sind, wie in Abschnitt 3.1 erwähnt, ohnehin Abweichungen zwischen Markt- und Netzbetrieb zu erwarten und verhältnismäßig.

Neben konventionellen Methoden zur LFR besitzen datenbasierte Methoden eine zunehmende Relevanz, indem Modelle über historische oder simulierte Daten trainiert

werden [107]. Zwar sind mathematische Ungenauigkeiten möglich, jedoch je nach Anwendungsszenario und Implementierung in einem akzeptablen Rahmen für performante und eindeutige Approximationen zulässig [106]. Der zentrale Vorteil liegt, wie in [108] für eine AC-LFR dargestellt, in der enormen Reduktion der notwendigen Rechenzeit zur Netzberechnung. Infolgedessen wird zusätzlich eine datenbasierte Approximation einer LFR mittels maschinellem Lernen realisiert und als sekundäre Option zum BFS im Marktmodell hinterlegt. Insbesondere die Vereinfachungen im Marktmodell nach Abschnitt 3.1 ermöglichen zudem positive Effekte auf die Güte einer Approximation.

Konkret wird dazu mittels generierter Trainingsdaten ein Multi-Layer-Perzeptron (MLP) angelernt, welches sich gemäß [109] im Vergleich zu alternativen, datenbasierten Ansätzen durch eine höhere Güte auszeichnet. Über die systematische Generierung synthetischer Anwendungsfälle und die Durchführung von LFR mittels BFS kann das Modell mit entsprechenden Trainingsdaten lernen, um nachfolgend die Ausführung einer LFR approximieren zu können. Die Implementierung bedient sich einer entsprechenden MLP-Bibliothek nach [110] und wird über eine Hyperparameteroptimierung parametrisiert. In der späteren Anwendung im Markt werden als Eingangsdaten lediglich die statischen Nettoknotenwirkleistungen aller Netzknoten exklusive des Referenzknotens verwendet. Die Ausgangsdaten liefern die absoluten Knotenspannungen sowie die prozentuale Auslastung der Leitungen und Transformatoren.

In der Marktsimulation sind sowohl der BFS- als auch der MLP-Ansatz als nutzbare Modelle hinterlegt, wobei die Nutzung jeweils Vorteile in der Ausführungsgeschwindigkeit oder Genauigkeit liefert. In der Auswertung in Unterabschnitt 3.3.2 folgt ein quantifizierter Vergleich beider Modelle.

3.2.5 Berechnung dynamischer Netzgebühren

Zur Interpretation der Ergebnisse der Netzberechnung sind die physikalischen Grenzwerte von Relevanz. Dazu werden die thermischen Transformator- und Leitungsauslastungen sowie die prozentuale Abweichung der Knotenspannungen von der Nennspannung verwendet. Verluste werden analog zu [92] aufgrund der Proportionalität zur Betriebsmittelauslastung nicht in die Bepreisung aufgenommen, und durch A_{AGG} gedeckt. Zur vereinfachten Handhabung und Interpretation wird ein sich im Handel in t anpassender Netzzustandsvektor \bar{x}_t definiert, welcher alle errechneten Werte durch

den jeweiligen Grenzwert dividiert und so jedes Element in eine prozentuale Auslastung umsetzt. Da Knotenspannungen ausgehend von der Nennspannung eine Grenzwertverletzung in positive sowie negative Richtung besitzen können, werden Unter- und Überspannungen getrennt in \bar{x}_t aufgeführt. Eine Verletzung von Netzrestriktionen ergibt sich somit für ein Element $x_t \in \bar{x}_t$ durch $x_t > 1$. Als Grenzwerte werden für die betrachteten NS-Netze die thermischen Maximalströme bei den Transformatoren und Leitungen verwendet. Die prozentual zulässige Abweichung der Knotenspannung von der Nennspannung wird nach [111] für die MS- und NS-Ebene auf $\pm 10\%$ gesetzt, bei isolierter Betrachtung der NS ist jedoch eine entsprechende Reduktion notwendig [112], sodass der Grenzwert auf jeweils $\pm 5\%$ gesetzt wird [113].

Die Berechnung der Netzgebühr $c_{\text{Netz}}(h_{ij})$ eines potentiellen Handels h_{ij} muss die physikalischen Änderungen angemessen abdecken. Zunächst wird dazu $\bar{x}_t^{(0)}(h_{ij})$ als aktueller Systemzustand definiert sowie $\bar{x}_t^{(1)}(h_{ij})$ als Systemzustand nach Bezugserhöhung an Knoten i und Einspeiserhöhung an Knoten j . Zur Bepreisung muss ein Vergleich der veränderten Systembelastung quantifiziert werden, wozu zunächst allgemein eine Funktion $\bar{g}(\bar{x}_t)$ definiert wird, die einen Systemzustand in einen Preis umsetzt. In der Anwendung gemäß Gleichung 3.13 erfolgt in \bar{g} jeweils eine Applikation der Funktion $g(x_t)$ auf alle Elemente aus \bar{x}_t .

$$\bar{g}(\bar{x}_t) = \sum_{x_t \in \bar{x}_t} g(x_t) \quad \text{mit } g : \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R} \quad (3.13)$$

Über den Abgleich der Kosten des folgenden Systemzustandes mit den bekannten Kosten des aktuellen Systemzustandes kann gemäß Gleichung 3.14 die dynamische Netzgebühr berechnet werden.

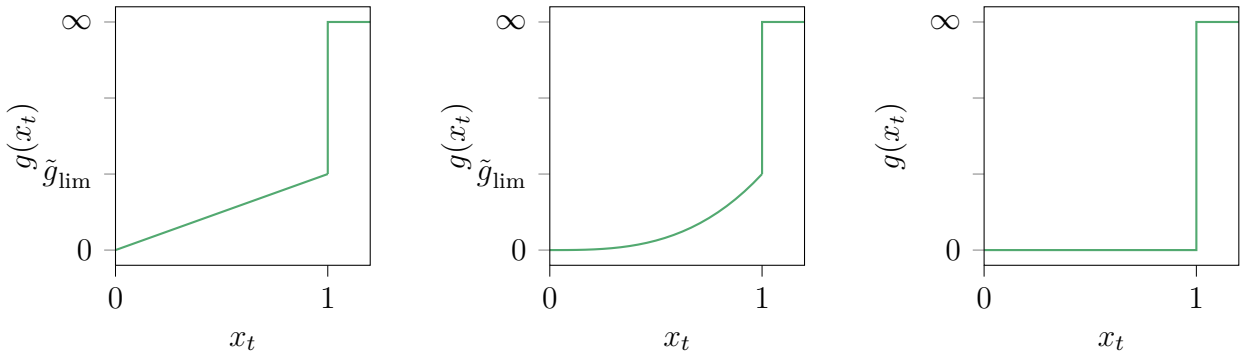
$$c_{\text{Netz}}(h_{ij}) = \bar{g}(\bar{x}_t^{(1)}(h_{ij})) - \bar{g}(\bar{x}_t^{(0)}(h_{ij})) \quad (3.14)$$

Auch kann hier in Referenz zu Unterabschnitt 3.2.4 wiederholt werden, dass Sensitivitäten als Approximation der Netzzustandsveränderung, etwa durch eine invertierte Jacobi Matrix aus einer NR-LFR, keine valide Option darstellen. Denn sofern eine Linearisierung im aktuellen Betriebspunkt verwendet und dieser nach Handelsdurchführung aktualisiert wird, ergeben sich laufende Abweichungen in der zur Berechnung genutzten Netzbelastung.

Zur Definition von $g(x_t)$ wird in Gleichung 3.15 zunächst für Verletzungen von Grenzwerten ($x_t > 1$) ein unendlich großer Term festgelegt, um Transaktionen mit resultierenden Grenzwertverletzungen zu blockieren. Für $x_t \leq 1$ wird ein potenzieller Term definiert, bei welchem unterschiedliche Exponenten $\tilde{g}_{\text{exp}} \geq 1$ verwendet werden können und aus denen sich jeweils zugehörige Streckungsfaktoren $\tilde{g}_{\text{lim}} > 0$ ergeben, die den Preis einer Auslastung von $x_t = 1$ festlegen.

$$g(x_t) = \begin{cases} \tilde{g}_{\text{lim}} \cdot (x_t)^{\tilde{g}_{\text{exp}}} & , x_t \leq 1 \\ \infty & , x_t > 1 \end{cases} \quad (3.15)$$

Die Qualitäten der Funktion $g(x_t)$ im Anwendungskontext obliegen den Fähigkeiten, Netzüberlastungen zuverlässig zu vermeiden und Kostenanreize für die Auflösung von Engpässen zu liefern. Je geringer der Exponent gewählt wird, desto stärker fließen bereits geringe Belastungserhöhungen in die Netzgebühr mit ein. Die unterschiedliche Wahl von Exponenten ist exemplarisch in Abbildung 3.2 visualisiert.


 (a) $\tilde{g}_{\text{exp}} = 1$

 (b) Pot $\tilde{g}_{\text{exp}} = 3$

 (c) Pot $\tilde{g}_{\text{exp}} = \infty$

Abbildung 3.2: Qualitative Bepreisungskurven

Zusätzlich wird für ein Netzmodell eine einmalige Parametrierung des Wertes \tilde{g}_{lim} bei festem \tilde{g}_{exp} benötigt. Wird der Wert zu gering angesetzt, so fließen die dynamischen Gebühren nicht angemessen in die Bepreisung mit ein. Wird der Wert zu hoch angesetzt, ergeben sich für $x_t \rightarrow 1$ zu steile Gradienten und Angebote werden trotz vorhandener Kapazitäten nicht akzeptiert. Ein hinterlegter Mechanismus prüft dazu jeweils die maximale Änderung des Systemzustandes durch einen Handel im Rahmen der maximalen Handelsenergie einer P2P-Transaktion. Basierend darauf wird \tilde{g}_{lim} so festgelegt, dass ein derartiger später Handel bei festem \tilde{g}_{exp} akzeptiert wird. Dies ist

von der zuvor definierten maximal erwarteten Netzgebühr $\tilde{c}_{\text{Netz,max}}$ abhängig. Für eine Variation des Exponenten folgt eine Auswertung in Unterabschnitt 3.3.2.

Die Berechnung liefert Anreize für netzdienliches Verhalten, da etwa Transaktionen, die hohe Auslastungen zur Folge haben, eine entsprechend hohe Gebühr generieren. Gleichwohl können Transaktionen, die hohe Auslastungen reduzieren, auch mit einer negativen Gebühr versehen werden. Dabei wird durch die iterative Verarbeitung und die Kontinuität in der Netzzustandsberechnung sichergestellt, dass negative Gebühren stets aus vorher bezahlten Gebühren für Netzbelastungen finanziert sind. Bei der Behebung einer hohen Auslastung in einem Handel mit negativer Netzgebühr gilt somit stets, dass die hohe Auslastung zuvor durch andere Transaktionen generiert wurde und Bestandteil der dort zu zahlenden Netzgebühren war. Dies kann mathematisch nachgewiesen werden, da die Summe aller gezahlten Netzgebühren ξ_m nach einer beliebigen Anzahl an m Transaktionen in H_t stets positiv ist, sodass der virtuelle Kontostand von A_{VNB} auch bei allen negativen Netzgebühren einzelner Transaktionen ausreichend gedeckt bleibt.

Zunächst kann ξ_m dazu nach Gleichung 3.16 allgemein definiert und über eine Teleskopsumme gekürzt werden. Eine solche Kürzung wäre bei einer Nutzung einer nicht kontinuierlichen Netzzustandsbestimmung, etwa über Sensitivitäten und einer folgenden Korrektur, nicht möglich. Da zudem für den initialen Netzzustand keine Netzbelastung vorliegt, gilt $x_t^{(0)} = 0 \forall x_t \in \bar{x}_t$ und damit $g(0) = 0$. Im letzten Schritt liegt ein Netzzustandsvektor $x_t^{(m)}$ vor, für den $x_t^{(m)} \in [0; 1] \forall x_t \in \bar{x}_t$ gilt und nach der Definition von $g(x_t)$ in Gleichung 3.15 somit auch ein positiver Wert für ξ_m .

$$\begin{aligned}
 \xi_m &= \sum_{k=1}^m \bar{g}(\bar{x}_t^{(k)}) - \bar{g}(\bar{x}_t^{(k-1)}) \\
 &= \left[\bar{g}(\bar{x}_t^{(1)}) - \bar{g}(\bar{x}_t^{(0)}) \right] + \left[\bar{g}(\bar{x}_t^{(2)}) - \bar{g}(\bar{x}_t^{(1)}) \right] + \dots \\
 &\quad + \left[\bar{g}(\bar{x}_t^{(m-1)}) - \bar{g}(\bar{x}_t^{(m-2)}) \right] + \left[\bar{g}(\bar{x}_t^{(m)}) - \bar{g}(\bar{x}_t^{(m-1)}) \right] \\
 &= \bar{g}(\bar{x}_t^{(m)}) - \bar{g}(\bar{x}_t^{(0)}) \\
 &= \bar{g}(\bar{x}_t^{(m)}) \geq 0
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Damit kann mathematisch nachgewiesen werden, dass keine finanziellen Verluste durch die Netzgebühr generiert werden können. Es werden somit die in [14] geforderten Ausgestaltungsrichtlinien zur vorrangigen Verarbeitung von physikalisch entlas-

tenden Transaktionen in einem schlüssigen Konzept abgebildet und es werden Anreize für ein netzdienliches Verhalten in die Preissetzung integriert.

3.2.6 Marktmechanismus zur Verarbeitung von Transaktionen

Abschließend wird ein Mechanismus zur Abwicklung der P2P-Transaktionen benötigt. Nach [101] wird bei der Marktform differenziert zwischen einem zentralen Auftragsbuch mit Markträumung und einem dezentralen P2P-Markt mit zufälliger Zuordnung von Käufern und Verkäufern. Eine zufällige Zuordnung begrenzt aber die Reproduzierbarkeit der Marktergebnisse und die Planungssicherheit der Peers. Weiterführend bedingt die Komplexität eines zeitkontinuierlichen Marktes mit zugehörigen TA-Modulen eine eingeschränkte analytische Handhabung. Zur Umsetzung erfolgt daher die Definition eines der Zielstellung angemessenen, iterativen Mechanismus nach [12, 94], welcher als hybride Umsetzung aus den nach [101] definierten Marktmodellen zu sehen ist. Konkret liegt ein unter den Peers kommuniziertes Auftragsbuch vor, mit einer nach den Marktregeln spezifizierten Reihenfolge der Zuordnung zweier handelnder Peers in den P2P-Transaktionen. Der Mechanismus ist für ein t und r stets nach verdeckter Positionierung der Gebote aller Peers durchzuführen und verfolgt die Zielstellung einer Koordinierung der Reihenfolge aller P2P-Transaktionen inklusive der jeweiligen Preisbestimmung.

Durch vorgelagerte Ausführungen der Gebotsgenerierung nach Unterabschnitt 3.2.2 durch die Peers existiert eine Menge an Kaufgeboten $K_{t,r}$ und Verkaufsgeboten $V_{t,r}$. Der Aggregator A_{AGG} ist zuständig für die Deckung der Differenz aus den aufsummierten Gebotsvolumina aus $K_{Energie,t,r}$ und $V_{Energie,t,r}$ und kann somit als Käufer oder Verkäufer in Korrelation mit dem Bedarf der LEC agieren. Durch die definierte Preissetzung agiert A_{AGG} stets als Käufer mit dem geringsten Maximalpreis oder als Verkäufer mit dem höchsten Minimalpreis.

Folgend erfolgt im LEC-Konsens eine Sortierung aller $K_{t,r}$ nach absteigendem Preis $K_{Preis,t,r}$. Die Zulassung zur Durchführung des Handels h_{ij} erhält stets der Käufer mit dem höchsten Preis, folgend als A_i bezeichnet, mit dem Gebot $K_{t,r}^{(i)}$ [94]. Zwar sind die Preise aller Verkaufsgebote bekannt, jedoch sind die dynamischen Netzegebühren zur Abbildung der physikalischen Auswirkungen einer jeden Transaktion zu berücksichtigen. Es erfolgt also für alle Verkaufsgebote aus $V_{t,r}$ die Berechnung der dynamischen Gebühr gemäß Unterabschnitt 3.2.5. Sollte ein Volumen aus $V_{Energie,t,r}$ größer als $K_{Energie,t,r}^{(i)}$ sein, so wird dieses zuvor auf $K_{Energie,t,r}^{(i)}$ gesetzt, denn im Falle

eines Handels würde ohnehin nur die benötigte Menge beschaffen werden. Der resultierende Preisaufschlag wird allen Werten aus $V_{\text{Preis},t,r}$ zugerechnet. Ein zuvor günstig erscheinender P2P-Handel, der Netzrestriktionen verletzen würde, kann so für A_i teurer werden als der Handel mit einem Verkäufer mit zuvor höheren Preisen, aber einem weniger negativen oder sogar positiven Effekt für die Netzauslastung.

Es ergibt sich für den P2P-Handel h_{ij} ein Verkäufer A_j mit für A_i minimaler Summe aus Gebotspreis $V_{\text{Preis},t,r}^{(j)}$ und Netzgebühr. Der Handel soll zustande kommen können, sofern Gleichung 3.17 gilt, denn ansonsten kann der Käufer den Bedarf zum gesetzten Preis nicht beschaffen.

$$V_{\text{Preis},t,r}^{(j)} + c_{\text{Netz}}(h_{ij}) \leq K_{\text{Preis},t,r}^{(i)} \quad (3.17)$$

Liegt eine Übereinstimmung nach Gleichung 3.17 vor, so ergeben sich für den Handel h_{ij} die finalen Preise für den Käufer $c_i(h_{ij})$, den Verkäufer $c_j(h_{ij})$ und den VNB $c_{\text{VNB}}(h_{ij})$ nach Gleichung 3.18 bis 3.20. Die Netzgebühr $c_{\text{Netz}}(h_{ij})$ soll gleichmäßig zwischen Käufer und Verkäufer aufgeteilt werden, sodass ausgehend vom Mittelwert der Preise jeweils eine Addition beziehungsweise Subtraktion von $\frac{c_{\text{Netz}}(h_{ij})}{2}$ erfolgt. Effektiv zahlt der Käufer A_i somit $c_{\text{Netz}}(h_{ij})$ an A_{VNB} und $c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij})$ an A_j .

$$c_i(h_{ij}) = c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij}) + c_{\text{Netz}}(h_{ij}) = \frac{V_{\text{Preis},t,r}^{(j)} + K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}}{2} + \frac{c_{\text{Netz}}(h_{ij})}{2} \quad (3.18)$$

$$c_j(h_{ij}) = -c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij}) = -\left(\frac{V_{\text{Preis},t,r}^{(j)} + K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}}{2} - \frac{c_{\text{Netz}}(h_{ij})}{2}\right) \quad (3.19)$$

$$c_{\text{VNB}}(h_{ij}) = -c_{\text{Netz}}(h_{ij}) \quad (3.20)$$

Die Module der Peers und des VNB verarbeiten die Transaktion unmittelbar über die hinterlegten Funktionalitäten der Objekte in den internen Datenstrukturen. Sofern A_i den ursprünglichen Bedarf $K_{\text{Energie},t,r}^{(i)}$ nicht vollständig gedeckt hat, wird die Abwicklung des Kaufgebots für die restliche Energiemenge mit einem aktualisierten Netzzustand für die übrigen Verkaufsgebote wiederholt. Bei Erfüllung folgt das nächsthöchste Kaufgebot aus der ursprünglichen Menge $K_{t,r}$ und das Vorgehen wird wiederholt.

Da das Potential besteht, dass ein Handel aufgrund von verletzten Netzrestriktionen nicht zugelassen wird, aber in einer Teilmenge möglich wäre, wird das maximale Energievolumen einer jeden P2P-Transaktion nach manueller Abschätzung auf 2,5 kWh begrenzt. Somit werden größere Gebote in kleineren Mengen verarbeitet. Eine Reduktion der Grenze resultiert in einem Anstieg der Berechnungsdauer und eine Erhöhung in einer verringerten Effizienz in der Nutzung vorhandener Kapazitäten bei hoher Last oder Einspeisung. Nach Verarbeitung aller Gebote ist die laufende Bieterunde r beendet und sofern $r < r_{\max}$ gilt, folgt Bieterunde $r + 1$. Nach Abschluss aller Runden folgt bei Bedarf der nächste Zeitschritt. Bis dann nicht erfolgreich beschaffte Fahrpläne dürfen physikalisch nicht umgesetzt werden. Sollten für die Sortierung der Kaufreihenfolge oder die Wahl des akzeptierten Gebots identische Preise vorliegen, werden zur Reproduzierbarkeit die Zufallsfaktoren z_i hinzugezogen und risikoaverse Peers bevorzugt.

Der gesamte Prozess wird in Algorithmus 1 schematisch für eine Bieterunde r im Zeitintervall t zusammengetragen. Bei Durchführung eines Handels wird der zuvor für die Netzgebühr berechnete Systemzustand in einer Aktualisierung von \bar{x}_t übernommen. Außerhalb von Algorithmus 1 liegt die in Unterabschnitt 3.2.2 eingeführte Peer-interne Preissetzung und Anpassung. Sofern es sich um nachfolgende Bieterunden in einem t handelt, hängt die Positionierung der Gebote der Peers bei $r \neq 1$ somit vom Erfolg nach dem präsentierten Marktmechanismus aus den vorherigen Bieterunden ab. In einer Marktsimulation mit einer Anzahl von $|T|$ Zeitintervallen wird Algorithmus 1 somit in $|T| \cdot r_{\max}$ Instanzen durchgeführt.

Indem stets Käufer mit hohen Maximalpreisen und Verkäufer mit geringen Mindestpreisen zugeordnet und überschüssige Differenzen gleichmäßig aufgeteilt werden, ergibt sich für die entwickelten ZI-Agenten innerhalb einer Bieterunde ein Preisniveau mit reduzierten Schwankungen gegenüber einer zufälligen Zuordnung. In einer verteilten Implementierung müsste das definierte Vorgehen zum Handel ein von allen Peers akzeptiertes Regelwerk darstellen, an welches die Peers sich halten. Die Berechnung der Netzgebühren findet lokal statt und kann gegenseitig innerhalb der LEC verifiziert werden.

Algorithmus 1 : Marktmechanismus zur Verarbeitung von P2P-Transaktionen

Verdeckte Positionierung aller $K_{t,r}$ und $V_{t,r}$;

A_{AGG} positioniert Differenz der Summe aus $K_{Energie,t,r}$ und $V_{Energie,t,r}$;

$K_{t,r}$ nach $K_{Preis,t,r}$ absteigend sortieren;

while $K_{t,r} \neq \emptyset$ **do**

 Wähle bestes offenes Kaufgebot $K_{t,r}^{(i)}$;

if $K_{Energie,t,r}^{(i)} > 2,5 \text{ kWh}$ **then**

 | Reduziere auf $K_{Energie,t,r}^{(i)} = 2,5 \text{ kWh}$;

end

for $V_{t,r}^{(j)} \in V_{t,r}$ **do**

 | **if** $V_{Energie,t,r}^{(j)} > K_{Energie,t,r}^{(i)}$ **then**

 | Setze temporär $V_{Energie,t,r}^{(j)} = K_{Energie,t,r}^{(i)}$;

 | **end**

end

 Berechnung von $c_{Netz}(h_{ij})$ für jedes Tupel aus $K_{t,r}^{(i)}$ und allen $V_{t,r}^{(j)} \in V_{t,r}$;

 Wähle bestes offenes Verkaufsgebot $V_{t,r}^{(j)} + c_{Netz}(h_{ij})$;

if $V_{Preis,t,r}^{(j)} + c_{Netz}(h_{ij}) \leq K_{Preis,t,r}^{(i)}$ **then**

 | Handel h_{ij} durchführen und in H_t übernehmen;

 | Interne Datenstrukturen von A_i , A_j und A_{VNB} aktualisieren;

 | Netzzustand in \bar{x}_t aktualisieren;

 | $K_{t,r}^{(i)}$ anteilig oder vollständig aus $K_{t,r}$ entfernen;

 | $V_{t,r}^{(j)}$ anteilig oder vollständig aus $V_{t,r}$ entfernen;

else

 | $K_{t,r}^{(i)}$ aus $K_{t,r}$ entfernen;

end

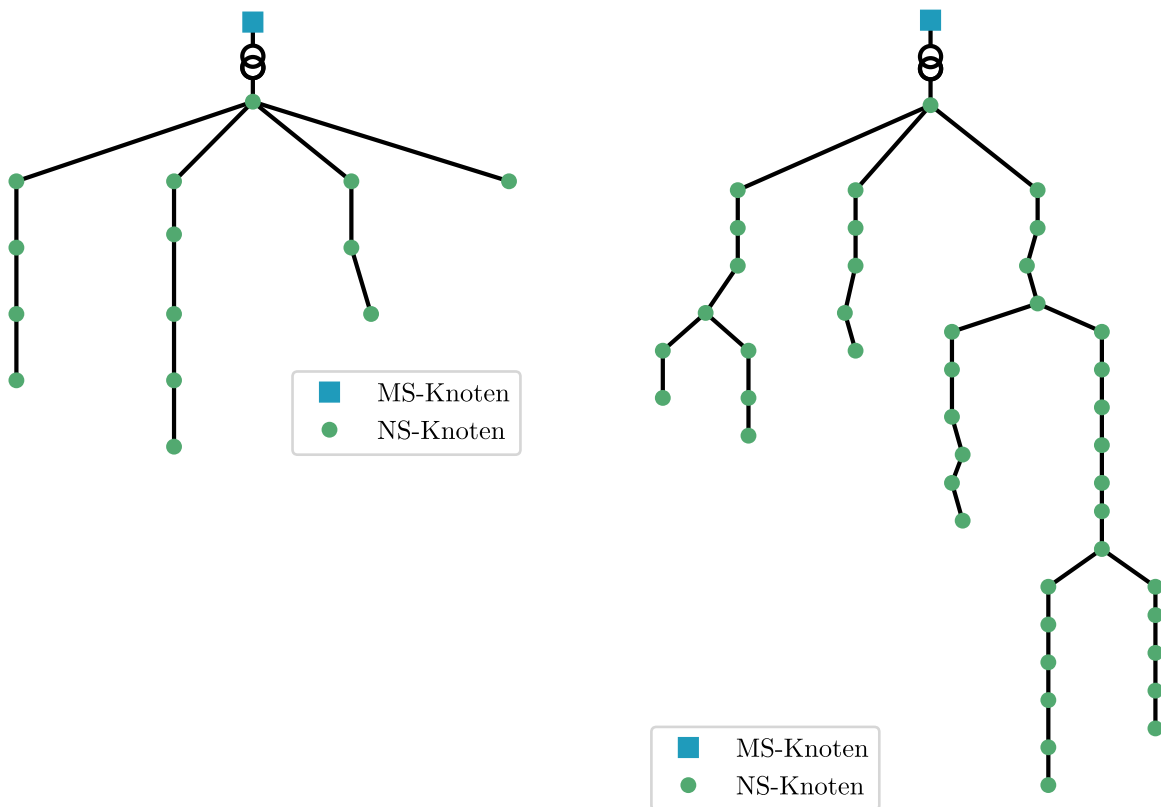
end

3.3 Simulation und Auswertung relevanter Marktszenarien

In den folgenden Unterabschnitten wird die Funktionalität der Modellumgebung durch Simulationen in verschiedenen Szenarien validiert. Zunächst erfolgt eine Definition der Rahmenbedingungen mit verwendeten Netzmodellen und Simulationsparametern, bevor die Module zur LFR verglichen und die Parametrierung der Netzgebühr ausgewertet wird. Es folgen Analysen zur Funktionalität der Modellumgebung in Zeitreihensimulationen sowie der expliziten Steuerung des Marktes durch Netzgebühren, gefolgt von einer Potentialanalyse für den Flexibilitätseinsatz.

3.3.1 Rahmenbedingungen der Simulation

Bei den verwendeten Netzmodellen handelt es sich um Netze aus dem SimBench (SB) Datensatz für elektrische Benchmarknetzmodelle [114]. Von den sechs vorhandenen NS-Netzen werden die beiden mit den Codes „1-LV-rural1-2-no_sw“, fortlaufend als SB-NS-1 bezeichnet, und „1-LV-semiurb4-2-no_sw“, fortlaufend als SB-NS-4 bezeichnet, verwendet [115]. Die Topologien der Netze sind in Abbildung 3.3 als Knoten-Kanten Modell visualisiert. Beide Netze verfügen über einen Netzverknüpfungspunkt zur überlagerten MS-Ebene, an welchem der Aggregator im netzbewussten Markt positioniert ist. Die visualisierten Topologien bilden die physikalische Grundlage des Handels innerhalb der LEC.



(a) SB-NS-1 Topologie

(b) SB-NS-4 Topologie

Abbildung 3.3: Netztopologien

Die in den SB-Daten hinterlegten Last- und Erzeugungszeitreihen werden für die Marktsimulationen verwendet und besitzen eine zeitliche Auflösung einer Viertelstunde, sodass $\tau = 0,25$ h gilt. Um ein Vorkommen physikalischer Grenzwertverletzungen in Zeitreihenbetrachtungen abzubilden und so den netzbewussten Markt zum Tragen

kommen zu lassen, werden die Zeitreihen für beide Netze um manuell gewählte Faktoren gestreckt. Dies ist auch im Einklang der Szenarien des Netzentwicklungsplans und den vorliegenden Faktoren vertretbar [21]. Für SB-NS-1 wird für Lasten der Faktor 4 und für Erzeuger der Faktor 1,2 angenommen sowie für SB-NS-4 bei Lasten der Faktor 7 und für Erzeuger der Faktor 2,5. Die SB-Speicherzeitreihen repräsentieren eine aggregierte Kombination aus PV-Anlage und Speicher mit einer Netzeinspeisung von Überschüssen. Da Speicher in Kapitel 5 als Flexibilitäten gesondert modelliert werden, werden die SB-Speicherzeitreihen durch eine Entfernung des aggregierten Verhaltens zu reinen PV-Modellen zurücktransformiert.

Zur Abbildung realer Marktpreise wurden die Day-Ahead-Preise der Regelzone Deutschland/Luxemburg aus dem Kalenderjahr 2023 verwendet. Diese entstammen der Onlineplattform der Bundesnetzagentur [116]. Da das Marktmodell eine viertelstündliche Auflösung besitzt, Day-Ahead-Preise jedoch in stündlicher Auflösung existieren, werden viertelstündliche Daten über eine lineare Interpolation generiert. Dadurch ergeben sich zumeist Preisschwankungen zwischen zwei folgenden Zeitintervallen anstelle eines kontinuierlichen Preises über vier Viertelstunden, was für strategisch agierende Agenten in Kapitel 5 von Relevanz ist. Weiter würde die Komplexität der strategisch agierenden Agenten bei negativen Marktpreisen steigen, sodass negative Preise fortlaufend auf null gesetzt und damit vernachlässigt werden. Eine positiv gerichtete Verschiebung um das globale Minimum der negativen Preise ist aufgrund des hohen Betrages im Referenzjahr unpassend. Damit die Vermeidung negativer Preise auch für die Handelsintervalle gilt, muss eine positiv gerichtete Verschiebung der Preise um $\tilde{c}_{\text{Aggregator}} + \tilde{c}_{\text{Netz,max}}$ ergänzt werden. Zwar repräsentieren die im SB-Datensatz hinterlegten Zeitreihen nicht das reale Kalenderjahr der Marktdaten, gleichwohl ist die fehlende Korrelation von Markt- und Anlagendaten unproblematisch aufgrund der Annahme, dass die LEC nicht preistreibend ist und im Vergleich zur gesamtsystemischen Perspektive lokal veränderte Einspeisepotentiale vorliegen können.

Neben den absoluten Day-Ahead-Preisen sind die LEC-internen Gebühren zur Festlegung der Preisintervalle $\tilde{C}_{K,t}$ und $\tilde{C}_{V,t}$ von Relevanz. Sind Gebühren für den Handel mit dem Aggregator zu hoch, so hat der Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ zu wenig Einfluss auf den LEC-internen Handel, wodurch die LEC im volkswirtschaftlichen Kontext auf gesamtsystemischer Ebene durch eine Isolierung nachteilige Effekte haben könnte. Zu geringe Gebühren könnten die Abbildung lokaler Versorgungspotentiale begrenzen sowie reale Kosten, wie Preisschwankungen am Spotmarkt und Gebühren, nicht

ausreichend abdecken. Die Gebühren für den Handel mit dem Aggregator werden auf $\tilde{c}_{\text{Aggregator}} = 2 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ festgelegt und basieren auf einem entsprechenden Aufschlag eines Anbieters dynamischer Stromtarife [117]. Gleichwohl werden die maximalen Netzgebühren auf $\tilde{c}_{\text{Netz,max}} = 10 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ festgelegt. Sofern nicht weiter spezifiziert, wird bei der Berechnung dynamischer Netzgebühren ein Exponent von $\tilde{g}_{\text{exp}} = 2$ festgelegt und damit ein quadratischer Verlauf von $g(x_t)$. Damit werden geringe Netzbelastungen weniger stark bepreist, sich andeutende Überlastungen jedoch umso stärker. Außerdem wird die Anzahl an Handelsrunden auf $r_{\text{max}} = 5$ festgelegt.

3.3.2 Entkoppelte Auswertung von Methoden

In der Beschreibung des Marktmodells in Abschnitt 3.2 wurden Untermethoden zur Durchführung einer MLP-Approximation des Netzzustandes und zur Parametrierung der Kostenterme $g(x_t)$ eingeführt. Diese werden zunächst entkoppelt ausgewertet, bevor sich die Marktsimulation der Modelle bedient.

Zur Auswertung der Approximation werden am Netz SB-NS-4 vollständige Marktsimulationen für zehn synthetisch generierte Anwendungsfälle durchgeführt. Da das Modell in Belastungssituationen mit sowohl hoher Last als auch Einspeisung die stärksten Abweichungen zeigt, gilt für jeden Anwendungsfall $\tilde{E}_{L,\tilde{t}} = -\tilde{E}_{PV,\tilde{t}} = 300 \text{ kWh}$. Für jede in der Simulation durchgeführte Bestimmung des Netzzustandes erfolgt eine Berechnung nach BFS als Referenz sowie MLP als Prüfgröße. Die Auswertung aller Daten in Abbildung 3.4 zeigt für ein zulässiges Toleranzband den prozentualen Anteil an korrekten Einzelgrößen x aus allen Berechnungen.

Die Visualisierung zeigt eine steigende Güte der Berechnung für eine Erweiterung der zulässigen Toleranzen und den damit aus [109] bekannten, wurzelförmigen Verlauf. Ein Toleranzband von 0,2 entspricht somit bei prozentualen Leitungs- und Transformatorauslastungen einer betragsmäßigen Abweichung von 20 % und bei Knotenspannungen einer Abweichung von 0,01 pu. In diesem Toleranzband liegen sämtliche MLP-Berechnungen, jedoch beeinflusst die Abweichung die Bepreisung in ausgewählten Belastungssituationen. Positiv zu interpretieren ist, dass für ein Toleranzband von 0,05 bereits über 98 % der Ergebnisse in diesem liegen.

Bei den Anwendungsfällen handelt es sich, wie zuvor erwähnt, um Extremsituationen, in denen beispielsweise zehn aufeinanderfolgende Knoten eines Zweiges ein stets zwi-

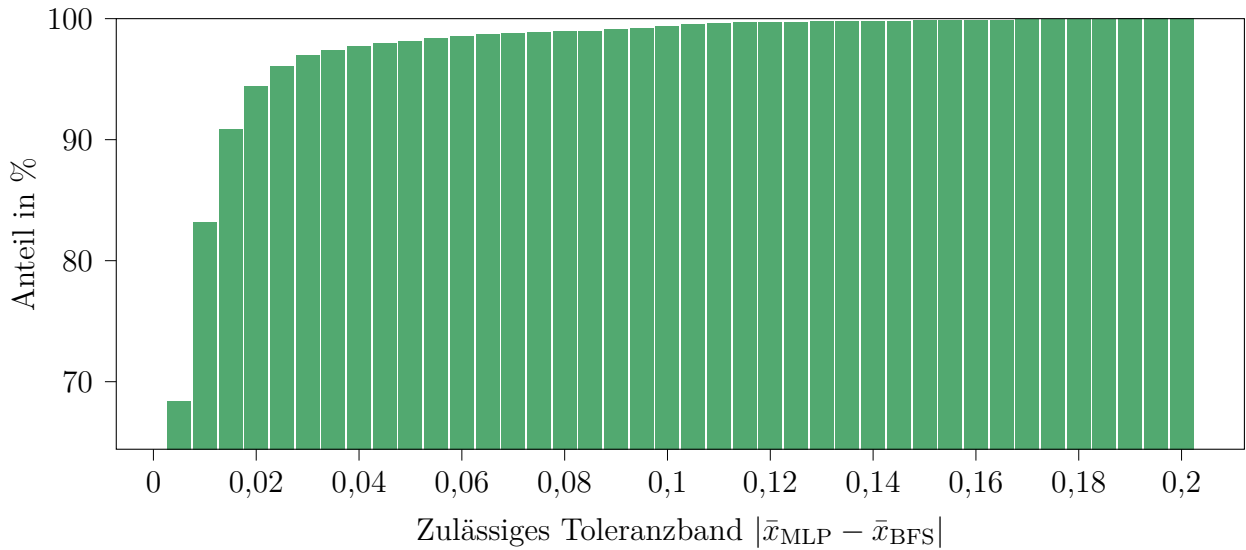
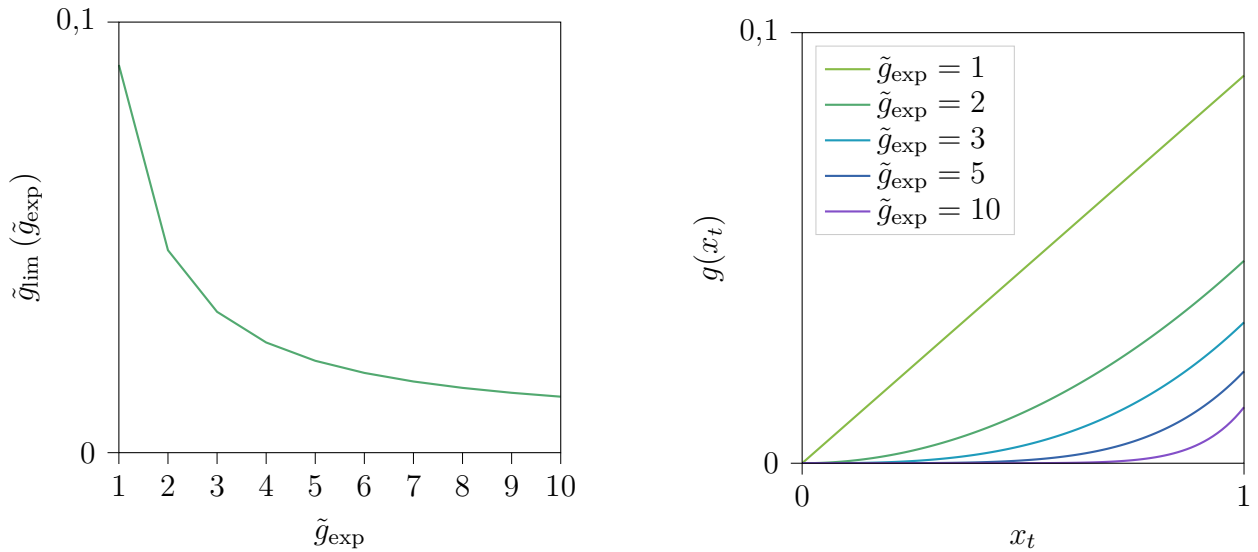


Abbildung 3.4: Toleranz der Netzzustandapproximation

schen Last und Erzeugung wechselndes Verhalten vorweisen könnten. In der Praxis liegen zumeist höhere Gleichzeitigkeiten im Verbrauchsverhalten vor, sodass die Güte der Approximation höher ist als in der Auswertung in Abbildung 3.4. Die Durchführung einer Marktsimulation für einen Sommertag mit Einspeise- und Lastszenarien zeigt bereits eine Übereinstimmung beider Verfahren von 100 % für ein Toleranzband von 0,01. Dies entspricht somit bei prozentualen Leitungs- und Transformatorauslastungen einer betragsmäßigen Abweichung von 1 % und bei Knotenspannungen einer Abweichung von 0,0005 pu. Zwar würde eine Flexibilitätserschließung und ein angepasstes Nutzerverhalten dem entgegenwirken, aber es ist zu erwarten, dass der Effekt auf die Güte gemessen am Extremfall aus Abbildung 3.4 gering ist. Abschließend lässt sich somit festhalten, dass die MLP-Approximation im Kontext der netzbewussten Steuerung des Marktes hinreichend akkurate Ergebnisse liefert und die Reduzierung der Rechenzeit im Vergleich zum BFS bei den Marktsimulationen wesentliche Vorteile liefert [107]. Die Simulationen werden somit fortlaufend mit der MLP-Approximation durchgeführt.

Die Parametrierung des Faktors \tilde{g}_{lim} für einen definierten Exponenten \tilde{g}_{exp} zur Berechnung der Netzgebühren wird ebenso exemplarisch für das Netz SB-NS-4 durchgeführt. Zielstellung ist gemäß Unterabschnitt 3.2.5 die Einhaltung eines einheitlichen Gradienten zur Akzeptanz von zulässigen Geboten bei unmittelbaren Grenzwertverletzungen, also für $x_t \rightarrow 1$. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3.5 visualisiert. Die Parametrierung wird für alle ganzzahligen \tilde{g}_{exp} zwischen 1 und 10 durchgeführt und

der resultierende Zusammenhang ist in Abbildung 3.5a dargestellt. Es ergibt sich die erwartete, negative Korrelation, denn bei festem $\tilde{c}_{\text{Netz,max}}$ müssen Varianten von $g(x_t)$ mit höherem Exponenten stärker gestaucht werden, um für $x_t \rightarrow 1$ zu große Gebühren zu vermeiden, die den Handel trotz vorhandener Netzkapazitäten verhindern. In der Visualisierung einer $g(x_t)$ Kurvenschar in Abbildung 3.5b zeigt sich dies durch annähernd konstante Gradienten im Punkt $x_t = 1$. Somit wird die Funktionalität der Parametrierung nachgewiesen.



(a) Faktoren bei Exponentenvariation

(b) Kurvenschar nach Parametrierung

Abbildung 3.5: Parametrierung der Bepreisung

Aus den Ergebnissen ergibt sich als alternatives Vorgehen, die Parametrierung für $\tilde{g}_{\text{exp}} = 1$ durchzuführen und anschließend eine konstante Ableitung für alle $g(x)$ in $x = 1$ anzunehmen. Durch Gleichsetzen der mathematischen Ableitung ergibt sich $\tilde{g}_{\text{lim}}(\tilde{g}_{\text{exp}}) = \frac{\tilde{g}_{\text{lim}}(1)}{\tilde{g}_{\text{exp}}}$. Zwar ist dies nah am Kurvenverlauf aus Abbildung 3.5a, jedoch erfolgt eine Überschätzung des Wertes aufgrund der Fokussierung auf $x = 1$ und nicht $x \rightarrow 1$. Somit liefert die ursprüngliche Parametrierung genauere Ergebnisse, auch wenn die Unterschiede gering sind.

Weiter gilt es hervorzuheben, dass die Parametrierung für $\tilde{c}_{\text{Netz,max}} = 10 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ in erster Linie sicherstellen muss, dass eine physikalisch innerhalb der Grenzwerte realisierbare Transaktion nicht durch eine Netzgebühr größer als $\tilde{c}_{\text{Netz,max}}$ fälschlicherweise blockiert wird. Daher beruht die Methode auf einer Worst Case Abschätzung, welche in Zeitreihensimulationen nicht zwingend auftreten muss. Dadurch ergeben sich in

Anwendungsfällen mit Überlastungen auch für die letzten akzeptierten Transaktionen Netzgebühren kleiner $\tilde{c}_{\text{Netz,max}}$.

3.3.3 Funktionalität der ganzheitlichen Marktsimulation

Zur Demonstration der Funktionalität wird die vollständige Marktsimulation eines Sommertages für das Netz SB-NS-4 durchgeführt. Der gewählte Anwendungsfall zeichnet sich durch eine im Tagesverlauf hohe Belastung aus, sowohl für den Erzeugungs- als auch den Lastfall. Neben der physikalischen Belastung liegen schwankende Marktpreise vor, sodass passende Bedingungen zur Demonstration unterschiedlicher Effekte am LEM vorliegen. Die Zeitintervalle $t \in T = \{0, \dots, 95\}$ des Tages mit zeitlicher Auflösung von $\tau = 0,25 \text{ h}$ werden in folgenden Abbildungen aus Darstellungsgründen mit der realen Tageszeit t_{TZ} visualisiert.

Zwecks Vergleichbarkeit wird die Marktsimulation sowohl ohne als auch mit Netzgebühren durchgeführt. In den Bezeichnungen wird auf die Abkürzung Anwendungsfall (AF) zurückgegriffen. Der Fall ohne Netzgebühren wird folgend als AF-NETZ-0 bezeichnet und setzt konstant $g(x) = 0$, während für die Variation mit Netzgebühren AF-NETZ-1 als Bezeichnung verwendet wird. Zunächst liefern die statischen Kostenbestandteile unter der Variable \tilde{c} in Abbildung 3.6 die relevanten Preisintervalle um $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$. Die Preissetzung der Peers und des Aggregators orientiert sich dabei je t an den Preisintervallen.

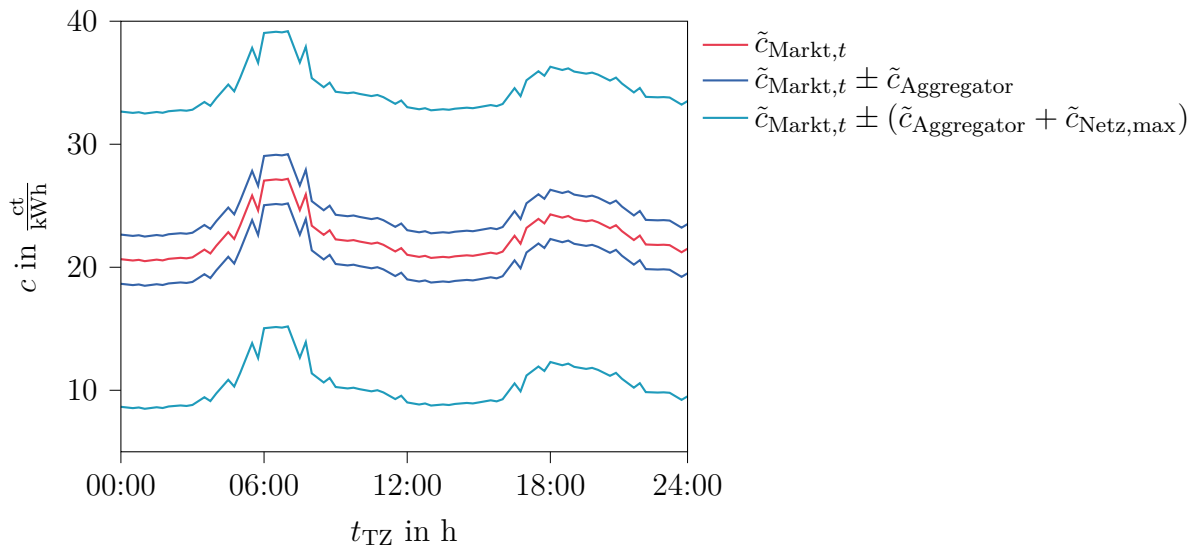


Abbildung 3.6: Statische Kostenkomponenten im Anwendungsfall

Im ersten Schritt der Auswertung sind in Abbildung 3.7 die nach Handelsschluss erfolgreich beschafften und vermarkteten Energievolumina der Peers dargestellt. Vom Aggregator gehandelte Volumina sind ausgegliedert und umfassen die Differenz zwischen der beschafften Energie für Lasten $E_{L,t}$ und vermarkteten Energie aus Erzeugern $E_{PV,t}$. Durch einen unbeschränkten Markt in AF-NETZ-0 können sämtliche Energievolumina gehandelt werden, sodass die visualisierten Energiemengen betragsmäßig die Obergrenze des Handels definieren. Durch den unbeschränkten Markt kann jedoch nicht sichergestellt werden, dass physikalische Grenzwerte eingehalten werden. Im Vergleich mit AF-NETZ-1 fällt auf, dass die realisierten Energiemengen im Betrag geringer ausfallen und es somit zu Handelsbeschränkungen durch den netzbewussten Markt kam. Für $E_{PV,t}^{(AF-NETZ-1)}$ ist dies zu Zeiten hoher PV-Einspeisung in den Mittagsstunden zu sehen. Für die Last $E_{L,t}^{(AF-NETZ-1)}$ greifen Beschränkungen dagegen nicht zu Zeiten der maximalen Last, denn die lokale PV-Einspeisung ermöglicht eine Versorgung innerhalb der Netzkapazitäten. Erst in den Abendstunden ohne lokale Erzeugung können entsprechende Begrenzungen identifiziert werden. In der hier durchgeführten Betrachtung ohne aktive Flexibilitätsbewirtschaftung durch die Peers werden die Potentiale dieser deutlich, denn konzeptionell könnten Flexibilitäten innerhalb der LEC überschüssige Mengen zur Mittagszeit aufnehmen und die Last in den Abendstunden reduzieren. Dazu muss die Preisstruktur der LEC Anreize für Peers liefern.

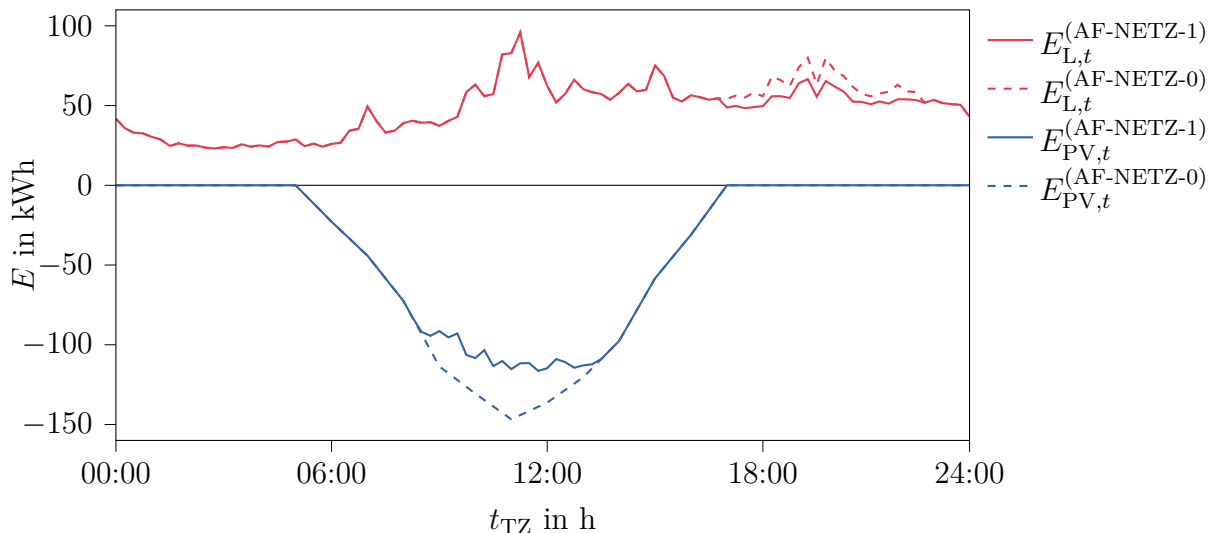


Abbildung 3.7: Realisierte Handelsvolumina unter Variation der Netzgebühr

Im Kontext der konkreten Netzauslastung wird mit \bar{x}_t als Netzzustand nach Handelsschluss in t die maximale Netzauslastung $x_{t,\max} = \max\{x_t \in \bar{x}_t\}$ in beiden Fällen in Abbildung 3.8 visualisiert. Zu sehen sind in AF-NETZ-0 die zuvor adressierten Grenz-

wertverletzungen zu den Zeiten, in denen in AF-NETZ-1 geringere Handelsvolumina umgesetzt wurden. Weiter treten für AF-NETZ-1 im gesamten Tagesverlauf keine Grenzwertverletzungen $x_{t,\max} > 1$ auf, was die Funktionalität der Kostenterme in $g(x)$ bezüglich des netzbewussten Marktes anhand des Simulationstages verifiziert.

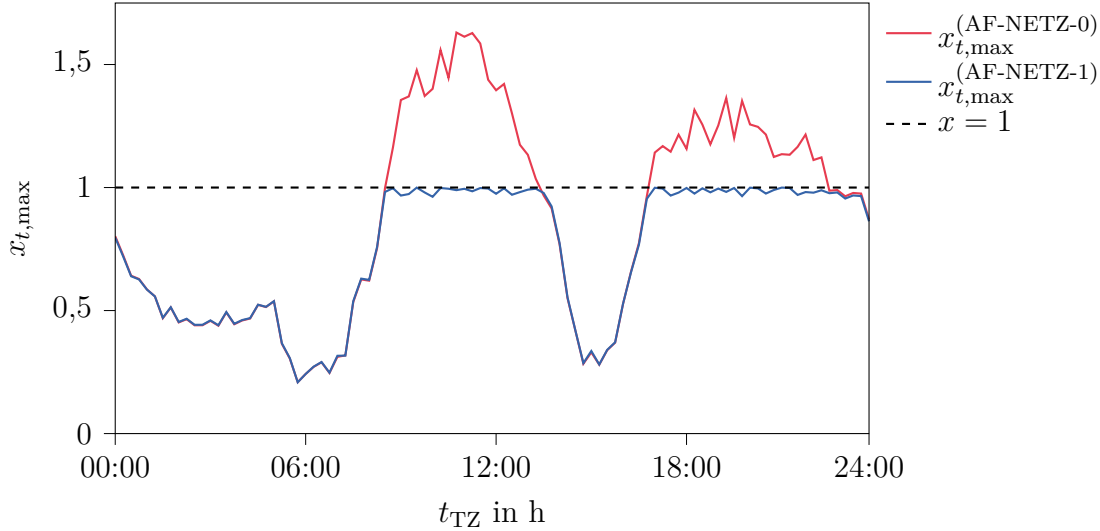


Abbildung 3.8: Maximale Netzauslastung unter Variation der Netzgebühr

Weiterführend kann die Preisbildung im Kontext der Zeitreihenbetrachtung ausgewertet werden, bedingt durch die Rückkopplung zwischen den definierten Preisintervallen, der physikalischen Handelsvolumina und der daraus resultierenden Netzgebühren. Dazu werden für beide Szenarien Durchschnittspreise für alle abgeschlossenen Handelsgeschäfte $h_{ij} \in H_t$ sowie das grundlegende Handelsintervall $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ visualisiert. Für Käufer umfasst dabei $c_{K,t}^{\text{mit}}$ den Mittelwert der gezahlten Kosten aus Käufersicht über alle Handelsgeschäfte $h_{ij} \in H_t$. Analoge Definitionen gelten für Verkäufer unter $c_{V,t}^{\text{mit}}$ für den Mittelwert der erhaltenen Erlöse.

Zunächst lässt sich für AF-NETZ-0 in Abbildung 3.9 festhalten, dass aufgrund der Vernachlässigung der Netzgebühr durch $\tilde{c}_{\text{Netz},\max} = 0 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ keine Differenz zwischen $c_{K,t}^{\text{mit}}$ und $c_{V,t}^{\text{mit}}$ vorliegt. Zudem befinden sich die Mittelwerte der Preise stets innerhalb von $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$, da die Preise des Aggregators deterministisch gelten und das ZI-Bieterverhalten gemäß Unterabschnitt 3.2.2 geringere Kaufpreise und höhere Verkaufspreise korrekt als keine valide Option annimmt. Neben den visualisierten Mittelwerten, gilt dies auch für Maximal- und Minimalpreise je Zeitintervall. Auffällig ist außerdem der Preisverlauf in Relation zum Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$, welcher sich aus den lokalen Versorgungspotentialen ergibt. Zu Zeiten ohne Erzeugung in der LEC gemäß Abbildung 3.7, können Peers Lasten lediglich über den Aggregator decken, müssen da-

bei zum aktuellen Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ die Gebühren $\tilde{c}_{\text{Aggregator},t}$ zuzahlen und können nicht von einer günstigeren, lokalen Versorgung profitieren. Durch die PV-Erzeugung im Tagesverlauf ändert sich dies und Käufer können Lasten innerhalb der LEC zu vergünstigten Konditionen decken, sodass $c_{K,t}^{\text{mit}} = c_{V,t}^{\text{mit}}$ im betragsmäßig unteren Bereich von $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ liegt. Praktisch kann in diesen Situationen somit die überschüssige Erzeugung lokal ökonomischer vermarktet werden als zu $\tilde{c}_{\text{Markt},t} - \tilde{c}_{\text{Aggregator}}$ am Aggregator, während Verbraucher ohne Eigenerzeugung von vergünstigten Konditionen profitieren. Die transaktiven Marktregeln bilden somit ein Konstrukt, welches sowohl auf gesamtsystemischer Ebene über den Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ Anreize für marktorientiertes Verhalten liefert, als auch über die Verschiebung innerhalb der Preisintervalle die lokalen Versorgungspotentiale abbildet. Beide Aspekte werden von Peers mit betriebswirtschaftlichen Interessen über einen Preis abgebildet und können bei einer Flexibilitätsbewirtschaftung erschlossen werden.

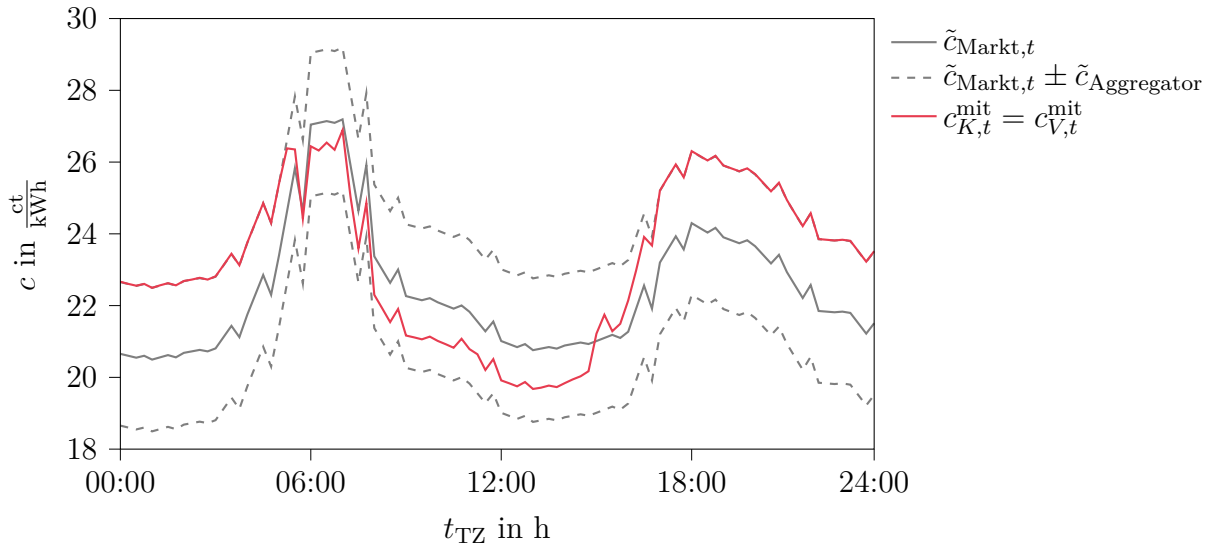


Abbildung 3.9: Preise in AF-NETZ-0

Gemäß der Auswertung in Abbildung 3.8 ist in AF-NETZ-0 die Anforderung **A3** zur Berücksichtigung physikalischer Netzrestriktionen explizit verletzt. Daher folgt in Abbildung 3.10 die Visualisierung für AF-NETZ-1. In erster Linie kann im Gegensatz zum unbeschränkten Handel durch die aktivierte Netzgebühr eine Differenz zwischen $c_{K,t}^{\text{mit}}$ und $c_{V,t}^{\text{mit}}$ identifiziert werden. Für t mit $E_{L,t}^{(\text{AF-NETZ-1})} > |E_{\text{PV},t}^{(\text{AF-NETZ-1})}|$ resultiert die hohe Last darin, dass Käufer durch die zu deckenden Netzgebühren höhere Preise zahlen müssen. Analog gilt bei Erzeugungsüberschuss $E_{L,t}^{(\text{AF-NETZ-1})} < |E_{\text{PV},t}^{(\text{AF-NETZ-1})}|$ ein geringeres Profitpotential für Erzeuger. Verglichen mit dem Preisverlauf zu AF-NETZ-0 kommt es somit bei überwiegender Last zu einer Verschiebung von $c_{K,t}^{\text{mit}}$ nach

oben und bei überwiegender Erzeugung zu einer Verschiebung von $c_{V,t}^{\text{mit}}$ nach unten. Dass bei $E_{\text{PV},t}^{(\text{AF-NETZ-1})} = 0$ dennoch $c_{V,t}^{\text{mit}} \geq \tilde{c}_{\text{Markt},t} + \tilde{c}_{\text{Aggregator}}$ gilt, liegt an der Preisanpassung nach Gleichung 3.6 mit höherem Preis $\tilde{c}_{K,t}^{\text{max}}$ durch die erwartete Netzgebühr sowie der Preisbildung nach Gleichung 3.18. Eine Erhöhung von r_{max} würde dem durch eine granulare Preisanpassung entgegenwirken.

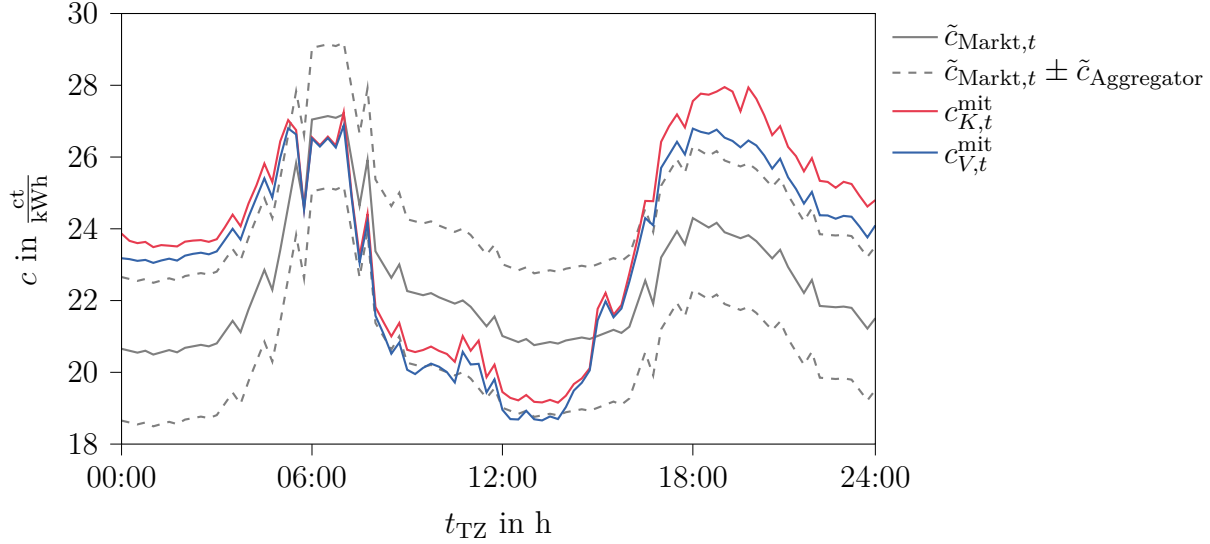


Abbildung 3.10: Preise in AF-NETZ-1

Zur Abbildung der lokalen Versorgungspotentiale im Preis lassen sich dazu die beiden Lastsituationen zu $t_{\text{TZ}}^{(0)} = 07:00$ h und $t_{\text{TZ}}^{(1)} = 19:00$ h vergleichen, denn während in $t^{(0)}$ ein deutlich höherer Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ gilt, verschieben die lokalen Versorgungspotentiale der LEC den Kaufpreis $c_{K,t}^{\text{mit}}$ nach unten. In $t^{(1)}$ liegt bei einem im Vergleich geringeren Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ jedoch durch den Mangel der lokalen Erzeugung ein wesentlich höherer Kaufpreis $c_{K,t}^{\text{mit}}$ vor. Weiter ist der Handel nicht unbegrenzt möglich, sondern an den physikalischen Kapazitäten begrenzt.

Aus der Visualisierung geht weiter hervor, dass die aus der Netzgebühr resultierende Differenz zwischen $c_{K,t}^{\text{mit}}$ und $c_{V,t}^{\text{mit}}$ zeitliche Differenzen aufweist, welche insbesondere in t mit hoher Netzbelastung $x_{t,\text{max}} \rightarrow 1$ deutlich wird. Denn der potenzielle Verlauf der Systemzustandskosten $g(x)$ mit $\tilde{g}_{\text{exp}} = 2$ resultiert in höheren Gebühren bei bevorstehenden Überlastungen. Während zuvor Mittelwerte für alle abgeschlossenen Handelsgeschäfte $h_{ij} \in H_t$ visualisiert wurden, folgt in Abbildung 3.11 explizit eine Visualisierung der maximalen $c_{\text{Netz},t}^{\text{max}}$, minimalen $c_{\text{Netz},t}^{\text{min}}$ sowie durchschnittlichen Netzgebühr $c_{\text{Netz},t}^{\text{mit}}$. Wie zuvor adressiert, erreicht $c_{\text{Netz},t}^{\text{max}}$ dabei erwartungsgemäß nicht $\tilde{c}_{\text{Netz},\text{max}}$, hat jedoch bei hohen Netzauslastungen einen stärkeren Effekt auf die Preise. Auffällig ist insbesondere für Zeitintervalle t mit sowohl vorhandener Last als auch

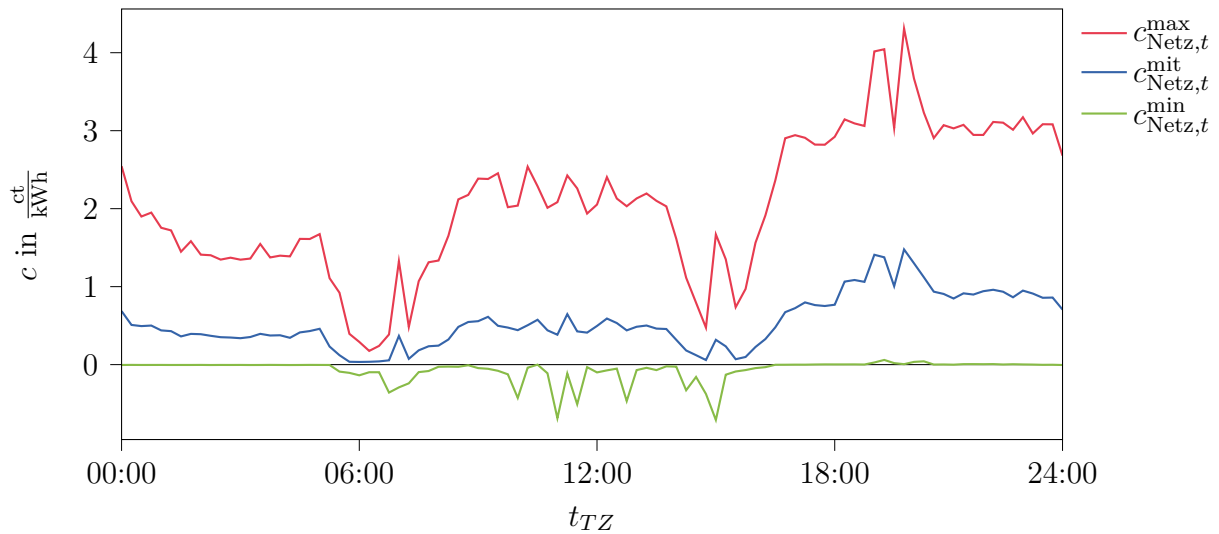
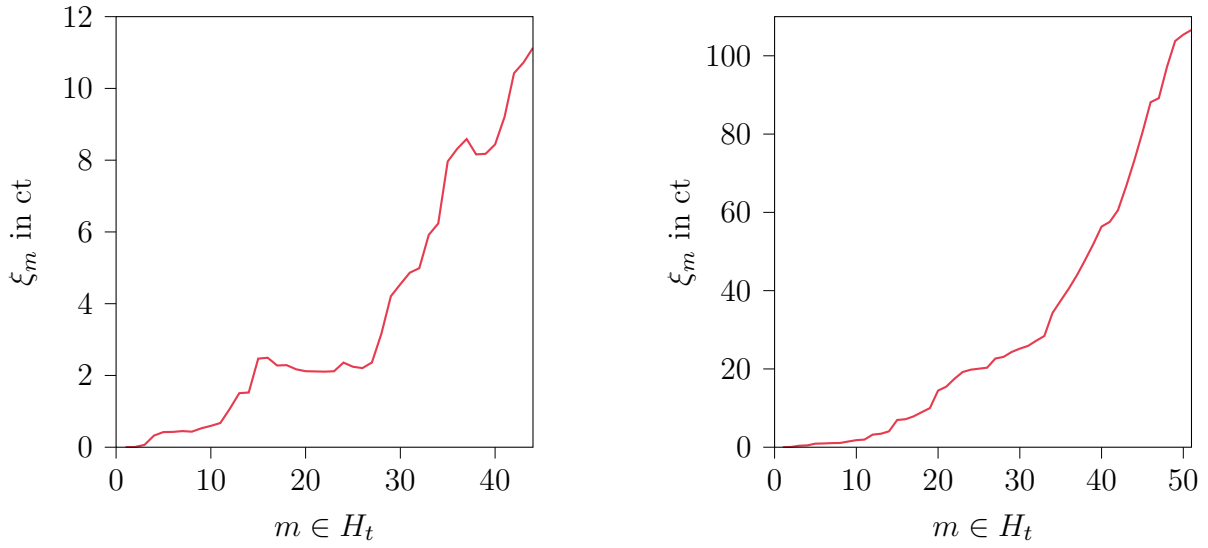


Abbildung 3.11: Netzgebühren in AF-NETZ-1

Erzeugung, dass $c_{\text{Netz},t}^{\text{min}}$ auch negative Werte annimmt. Das transaktive Marktmodell liefert Anreize für netzbewusstes Verhalten, indem P2P-Transaktionen mit positiven Effekten auf die Netzbelastung ökonomische Anreize in die betriebswirtschaftliche Entscheidungsfindung der Peers integrieren.

In der Modellierung der Netzgebühr in Unterabschnitt 3.2.5 wird die Summe aller gezahlten Netzgebühren nach m Transaktionen unter ξ_m definiert. Für die Tagessimulation wird in Abbildung 3.12 der Verlauf von ξ_m für zwei exemplarische Zeitpunkte visualisiert. Der Zeitpunkt $t_{\text{TZ}} = 15:00$ h repräsentiert das Vorliegen von sowohl Einspeisung als auch Last im Netz. Dadurch ergeben sich vermehrt Potentiale für negative Netzgebühren, welche durch die punktuelle Reduzierung von ξ_m im graphischen Verlauf zu sehen sind. Auch ist das Gesamtvolumen nach Abschluss aller Transaktionen mit 11,13 ct verhältnismäßig gering. Dem gegenüber repräsentiert $t_{\text{TZ}} = 19:45$ h die im Tagesverlauf maximale Last bei vollständigem Ausbleiben jeglicher PV-Erzeugung. Den Peers bleibt ausschließlich die Option zum Handel mit dem Aggregator, sodass die einseitig gerichtete Netzbelastung in kumuliert wesentlich höheren Netzgebühren resultiert. Nach Abschluss wurden 106,61 ct gezahlt, welche das Fundament für wirtschaftliche Anreize zur Aktivierung von Flexibilität liefern. Denn sofern das technische Potential einer Lastreduktion oder Einspeisung vorliegt, sind die betriebswirtschaftlichen Anreize des einzelnen Peers für eine solche Reaktion am LEM gegeben.



(a) $t_{TZ} = 15:00$ h

(b) $t_{TZ} = 19:45$ h

Abbildung 3.12: Verlauf der Summe an gezahlten Netzgebühren

3.3.4 Netzbewusste Steuerung des Marktes

Die explizite Steuerung des Marktes über dynamische Netzgebühren lässt sich außerhalb der vorherigen Zeitreihenbetrachtung mit Durchschnittswerten systematischer für konkrete Handelssituationen auswerten. Dazu werden analog zu Unterabschnitt 3.3.2 zehn synthetische Anwendungsfälle für SB-NS-4 mit $E_{L,\tilde{t}} = -E_{PV,\tilde{t}} = 300$ kWh simuliert. Für jede Situation eines akzeptierten Handels durch Käufer A_i mit den Grenzkosten $K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$ kann die Steuerung des Marktes über die Menge der Preise der Verkaufsgebote $V_{\text{Preis},t,r}$ sowie die zugehörigen Netzgebühren $c_{\text{Netz}}(h_{ij}) \forall j \in V_{\text{Knoten},t,r}$ ausgewertet werden. Die Auswertung beschränkt sich demnach lediglich auf Situationen, in denen zumindest ein P2P-Handel möglich war und lässt gescheiterte Kaufgebote außen vor.

Zunächst wird in Abbildung 3.13 exemplarisch für die Verarbeitung einer P2P-Transaktion die Preisänderung demonstriert. Die ursprünglichen Preise in $V_{\text{Preis},t,r}$ werden durch die Berechnung von $c_{\text{Netz}}(h_{ij})$ für jedes Tupel mit $K_{t,r}^{(i)}$ angepasst. Entkoppelt von den gesetzten Geboten der Verkäufer vor Anwendung der Netzgebühren bewirken die dynamischen Gebühren eine Verschiebung zu den für A_i effektiven Preisen. Zu sehen sind annähernd konstante Gebühren für Transaktionen mit geringen Auswirkungen auf den Netzzustand, negative Gebühren bei Behebung von Engpässen sowie positive Gebühren bei sich annähernden Grenzwertverletzungen.

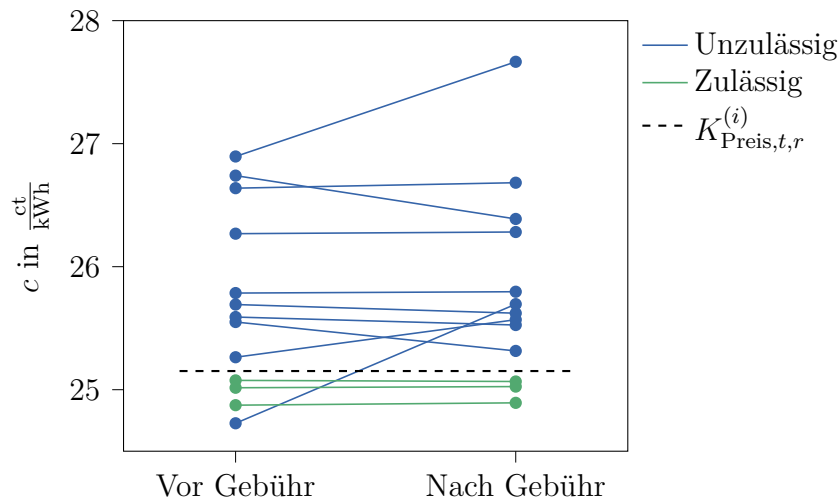


Abbildung 3.13: Exemplarische Änderung von Verkaufspreisen durch dynamische Netzgebühren

Letzteres bewirkt im Beispiel die Verschiebung des initial günstigsten Verkaufsgebotes über $K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$ und damit die Akzeptanz eines zuvor teureren Gebots, welches nach Anwendung der Gebühren das neue Minimum bildet.

Über die holistische Betrachtung aller Anwendungsfälle lassen sich aggregierte Auswertungen generieren. In 65,77 % der Situationen verändert sich das für A_i beste Gebot durch die Netzgebühr, sodass das Verkaufsgebote mit dem Minimum aus $V_{\text{Preis},t,r}$ nicht gewählt wird. Dieses resultiert in 9,06 % aller Fälle zudem durch antizipierte Grenzwertverletzungen in einer blockierenden Netzgebühr. Bei Vernachlässigung der physikalischen Kapazitäten wären Netzrestriktionen durch die betriebswirtschaftliche Entscheidung des Peers demnach verletzt worden. Weiterführend besitzt das akzeptierte Verkaufsgebote zu 27,7 % eine negative Netzgebühr durch die entlastenden Effekte auf das Netz, sodass die gesetzten Anreize positive Auswirkungen auf die Netzbelastung haben. In 2,47 % aller Fälle resultiert zudem eine negative Netzgebühr in der Akzeptanz eines Verkaufsgebotes, welches zuvor über den Grenzkosten des Käufers lag. Bei ausreichend positiver Auswirkung auf das Netz werden also auch P2P-Transaktionen realisiert, die auf rein ökonomischer Ebene keine Übereinstimmung besitzen, über das definierte Konzept jedoch schlüssig mittels zuvor bezahlter Netzgebühren subventioniert und realisiert werden.

Weiter wird über alle Handelssituationen festgehalten, welcher Anteil aus $V_{\text{Preis},t,r}$ sowohl vor als auch nach Verrechnung der Netzgebühren über und unter den Grenzkosten $K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$ liegt. Die Mittelwerte der prozentualen Anteile sowie der Übergänge in Abbildung 3.14 zeigen initial eine Reduktion der Menge an zulässigen Geboten.

Dennoch ist keine ausschließliche Begrenzung des Handels zu identifizieren, sondern ein dynamischer Übergang zwischen zulässigen Geboten bei Anwendung der Netzgebühren. So werden analog zum vorherigen Absatz Gebote zulässig, die zuvor über den Grenzkosten des Käufers lagen. Damit kann die Steuerung des Marktes für das definierte Szenario nachgewiesen werden.

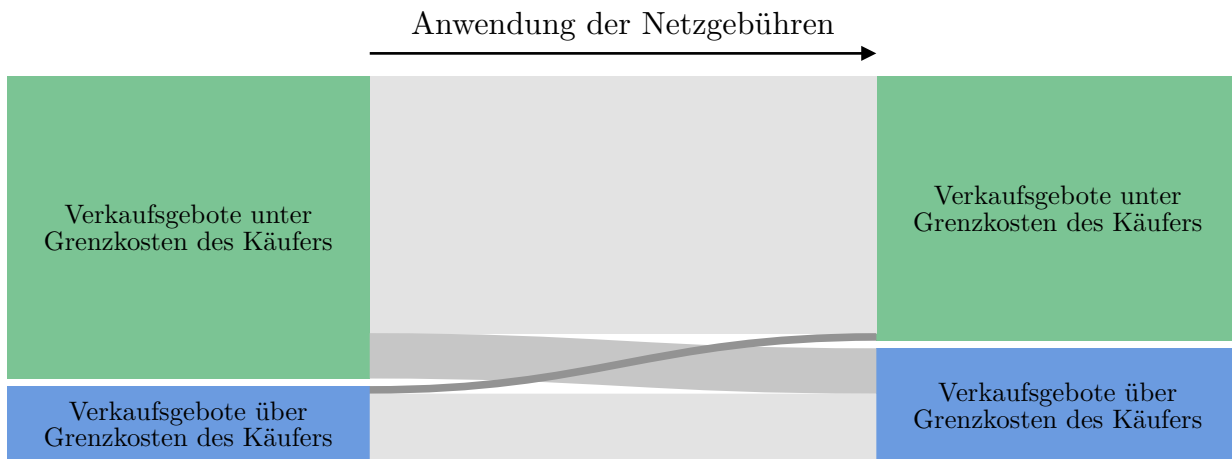


Abbildung 3.14: Durchschnittliche Anteile über alle Verkaufsgebote bei Akzeptanz eines Handels

Aus der Begrenzung der zulässigen Gebote kann interpretiert werden, dass die Berücksichtigung des Netzes auf wirtschaftlicher Ebene nachteilig für die Wohlfahrt der Peers ist. Während die Aussage im begrenzten Rahmen zulässig ist, impliziert ein unbeschränkter Handel indes weitreichende Konsequenzen für den VNB und nach der Wälzung von Engpasskosten auch der Peers. Weitere Auswertungen dazu folgen im Kontext der Flexibilitätsbewirtschaftung in Kapitel 6.

3.3.5 Potentiale einer Flexibilitätserschließung

Die bisherigen Auswertungen adressierten primär die Funktionalität des Handels statischer Energievolumina. Gleichwohl zielt das transaktive Marktkonzept übergeordnet auf strategische agierende, automatisierte Handelsagenten und deren Flexibilitätserschließungen ab. Vor der vollständigen Thematisierung dessen in Kapitel 5, lassen sich im Kontext bisheriger Auswertungen die Potentiale der Flexibilitätsnutzung im Handel unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen nachweisen. Dazu wird erneut für SB-NS-4 ein synthetischer Anwendungsfall \tilde{t} mit $E_{L,\tilde{t}} = -E_{PV,\tilde{t}} = 300 \text{ kWh}$ generiert und nach Abschluss aller Transaktionen geprüft, wie die Netzgebühr bei einem Kauf- oder Verkaufshandel der maximalen Energiemenge mit dem Aggregator ausfällt. Die

Ergebnisse sind in Abbildung 3.15 visualisiert. Sofern ein Handel Netzrestriktionen verletzt und die Netzgebühr damit auf unendlich gesetzt wird, wird keine Netzgebühr dargestellt.

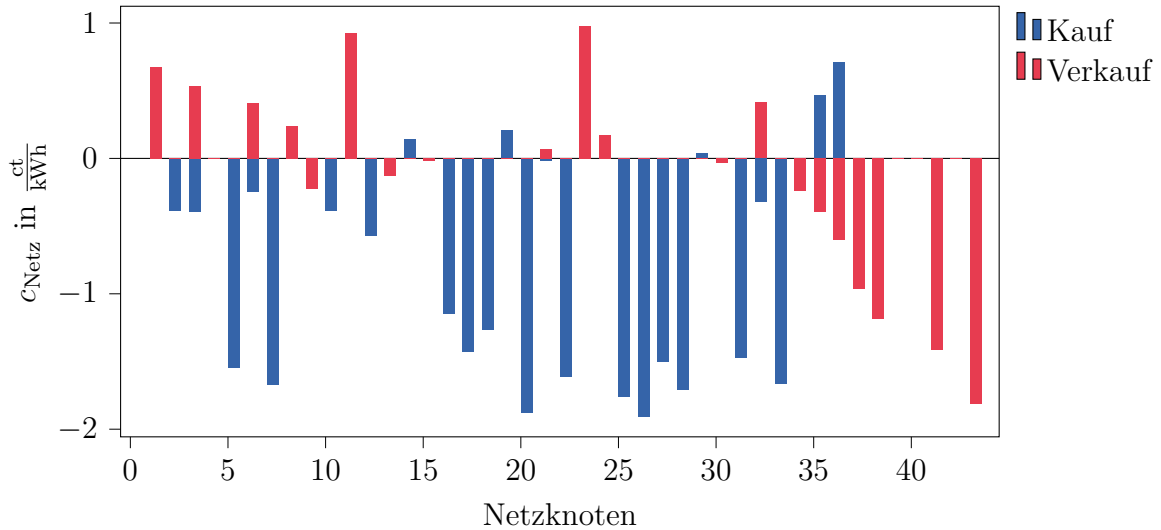


Abbildung 3.15: Netzgebühren bei Handel mit dem Aggregator nach Handelsschluss

Zu sehen sind insbesondere für $c_{\text{Netz}} < 0$ potentielle Handelsgeschäfte, in denen durch die negative Netzgebühr ein wirtschaftlicher Vorteil für einen strategisch koordinierten Kauf oder Verkauf gegeben ist. Würde das technische Flexibilitätspotential eines Peers eine Reaktion ermöglichen, so können vergünstigte Transaktionen durchgeführt werden. Diese Anreize sind intrinsisch in den Marktregeln integriert. Agenten mit ökonomischer Kostenminimierung optimieren das eigene Verhalten am Markt und könnten bei Erschließung derartiger Potentiale einen positiven Effekt auf das Netz der LEC haben. Auffällig ist weiter die Korrelation der stärksten Potentiale mit einem nicht vorhandenen Potential der betragsmäßig gegensätzlichen Aktion. Ein Peer mit hoher negativer Gebühr für einen Kauf repräsentiert einen lokalen Erzeugungsüberschuss, sodass ein weiterer Verkauf von Energie mit resultierenden Grenzwertverletzungen durch den Markt blockiert wird, während Anreize für die Energieaufnahme und damit die Entlastung des Netzes vorliegen. Auch zeigt die Differenz der Potentiale zwischen den Knoten, dass die topologische Position einen elementaren Einfluss auf die Handelsmöglichkeiten in einem flexibilisierten Verteilnetz besitzt. Ein einheitlicher Preis ungeachtet der Position kann solche Differenzen nicht abbilden.

Bei einer Variation des Exponenten \tilde{g}_{exp} im dargestellten Anwendungsfall lässt sich in Simulationen weiterführend zeigen, dass mit steigendem Exponenten die Varianz innerhalb der Potentiale und damit die nodalen Preisdifferenzen sinken. Denn für

höhere Exponenten folgt eine explizit stärkere Gewichtung einzelner, hoher Betriebsmittelauslastungen und bei ähnlichen, nodalen Sensitivitäten einer Leistungsänderung auf eine Auslastung eine näherungsweise identische Gewichtung. Gleichwohl liegt bei linearem $g(x)$ kein explizit stärkerer finanzieller Anreiz für drohende Überlastungen vor, sodass die Anreize zum netzbewussten Verhalten begrenzt sind. Aus den Potentialsimulationen kann übergeordnet $\tilde{g}_{\text{exp}} = 2$ für beide Netze als angemessene Wahl identifiziert werden.

Die visualisierten Potentiale beziehen sich hier ausschließlich auf Handelsgeschäfte mit dem Aggregator im statischen Fall nach der Marktsimulation. Im laufenden Markt können auch stärkere, temporäre Potentiale beim Handel mit ausgewählten Peers vorliegen. Weitere Betrachtungen erfolgen über strategisch agierende Peers in Kapitel 5.

3.4 Rückblick und Einordnung

In Kapitel 3 wird ein Modell zur Durchführung von Marktsimulationen mit netzbewusstem P2P-Handel in einer LEC eingeführt. Das übergeordnete Konzept integriert physikalische Netzauslastungen über dynamische Netzgebühren in den Transaktionsprozess und liefert die Grundlage für eine lokale Flexibilitäterschließung unter Berücksichtigung der in Kapitel 2 definierten Anforderungen. Die Modellierung umfasst in erster Linie zentrale Marktprozesse, Peers mit notwendigen Funktionalitäten, Netzzustandsapproximationen sowie die Methode zur Berechnung von Netzgebühren. In der Auswertung kann die Funktionalität des Konzeptes mittels Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen sowie sich bildende Marktpreise im Zeitverlauf verifiziert werden. Speziell durch die Netzgebühr kann die Steuerung des Marktes sowie die Generierung ökonomischer Potentiale demonstriert werden. Im Kontext der Arbeit ist somit die erste Forschungsfrage **FF1** zur Bildung von Anreizen für ein markt- und netzbewusstes Flexibilitätsverhalten in lokalen P2P-Transaktionen erfüllt.

Aus den Betrachtungen ergibt sich ein Bedarf zur weiteren Forschung zu LEM. Für radiale Netztopologien mit einem Netzverknüpfungspunkt bildet ein netzbewusster Markt mit knotenbasierten Preisunterschieden das Risiko für eine systematische Benachteiligung von Peers. Daher wird für das entwickelte Konzept Forschung zur topologischen Diskriminierung sowie einer Minimierung dessen in Kapitel 4 durchgeführt. Weiter bildet das Marktkonzept in Kapitel 3 die Grundlage für ein koordiniertes

Nutzerverhalten, beinhaltet aber lediglich statische Peer-Modelle ohne Integration der Flexibilitätserschließung in einem TA. Die statische Betrachtung ist zwar zur initialen Generierung und Verifizierung des Marktkonzeptes notwendig, wird jedoch in Kapitel 5 durch strategisch agierende TA und die Nutzung von Flexibilität erweitert.

4 Topologisch bedingte Diskriminierung im Energiemarkt

Die Einbeziehung von Handelsrestriktionen im Marktdesign gemäß der physikalischen Netzbelastung hat direkte Implikationen auf die realisierbaren Handlungsoptionen der Peers. Im folgenden Abschnitt 4.1 werden zunächst regulatorische Komponenten der diskriminierungsfrei zu erfolgenden Energieversorgung sowie der Anwendung im LEM eingeführt. Anschließend folgt in Abschnitt 4.2 die Entwicklung eines Mechanismus zur Begrenzung topologisch bedingter Marktvorteile unter kaufenden Peers im netzbewussten P2P-Markt, sodass ein sowohl diskriminierungsfreies als auch netzbewusstes Anreizsystem über dynamische Gebühren realisiert wird. Abschließend liefert Abschnitt 4.3 eine Anwendung und Auswertung des Mechanismus.

4.1 Rahmenbedingungen und Zielsetzung

Zunächst werden aufbauend auf Kapitel 2 die im Kontext einer diskriminierungsfreien Energieversorgung relevanten Grundlagen eingeführt. Die Anwendung im LEM liefert eine Spezifikation der folgend betrachteten Effekte hinsichtlich einer topologischen Diskriminierung, bevor eine simulative Motivation die Zielsetzung des Kapitels festlegt.

4.1.1 Diskriminierung im flexiblen Verteilnetz

Nach EnWG § 20 sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, jedermann einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren [3]. Dies impliziert auf lokaler Verteilnetzebene, dass alle Verbraucher stets ein im Rahmen der Anschlussleistung uneingeschränktes Recht besitzen, Energie zu beziehen oder einzuspeisen. Im Bezugsfall gelten mit dem jeweiligen Stromlieferanten vereinbarte Tarife und im Einspeisefall die mit Direktvermarktern oder anderen Instanzen vereinbarten Vergütungen. Konzessionsabgaben und Netzentgelte sind in dem räumlich begrenzten Rahmen eines NS-Netzes konstant [3].

Zur kontinuierlichen Aufrechterhaltung der Prinzipien erfolgt nach Niederspannungsanschlussverordnung eine Begrenzung der bereitgestellten Anschlussleistung [24]. Dies impliziert eine Beschränkung von zulässigen Ladepunkten und Wärmepumpen im

Netz und ist somit kontraproduktiv zur Erreichung der Klimaziele. Jedoch können die technischen Flexibilitäten der Anlagen in Extremsituationen entlastend wirken, sodass mit einer harten Beschränkung vorhandene Effizienzen nicht genutzt werden. In einem vollständig ausgebauten Netz können die Paradigmen zum diskriminierungsfreien Netzzugang uneingeschränkt Anwendung finden, auch bei einem hohen Flexibilisierungsgrad des Anlagenverhaltens nach marktlichen Potentialen. Wie in Unterabschnitt 2.1.2 adressiert, existieren aber praktische und wirtschaftliche Hindernisse im vollständigen Zielnetzausbau.

Bei einer technischen und regulatorischen Erschließung der Flexibilitäten kommt es hinsichtlich des diskriminierungsfreien Flexibilitätsabrufs zu offenen Fragestellungen, denn eine marktliche Koordinierung ohne Berücksichtigung des Netzes benötigt gemäß Unterabschnitt 2.1.1 ein Engpassmanagement durch Abregelung.

Der Beschluss zu EnWG § 14a [34] liefert dazu die Vorgabe, dass die vom VNB anzusteuernden Anlagen diskriminierungsfrei auszuwählen sind. Es gilt, dass steuerbare Lasten im Verteilnetz bei einer Wirkleistungsänderung ungleiche Sensitivitäten auf die Behebung von strom- oder spannungsbasierten Engpässen besitzen. Die Beschlusskammer sieht in dem Kontext gleichwohl keine Veranlassung, eine granulare Differenzierung der abzuregelnden Verbraucher zu spezifizieren, sondern verfolgt eine gleichmäßige, prozentuale Abregelung aller Lasten im Netzgebiet, ungeachtet der physikalischen Auswirkung auf einen spezifischen Engpass. Es kann als fair zu deuten sein, dass alle Netznutzer gleichmäßig abgeregelt werden. Wenn aber individuelle Verbraucher beispielsweise durch Ladevorgänge erst Engpässe bewirken, ist gerade eine Abregelung der nicht verursachenden Verbraucher diskriminierend. Somit existieren auch unabhängig von der konkreten Umsetzung als diskriminierend zu interpretierende Effekte, entweder durch die Abregelung nicht verursachender Verbraucher, oder durch die explizite Abregelung einzelner Verbraucher mit hoher physikalischer Sensitivität.

Dass netzbewusste Märkte durch eine finanzielle Bevormundung gemäß der topologischen Verortung im Netz ungerecht für Verbraucher sein können, ist am Beispiel des praktisch etablierten Konzepts des Nodal Pricing zu sehen [5]. Die Abwägung zwischen einem fairen, einheitlichen Preis und der wirtschaftlichen Abbildung technischer Kapazitäten stellt eine politische Fragestellung dar, die auf das in Kapitel 3 demonstrierte Marktsystem übertragen werden kann.

4.1.2 Spezifikation der Vorteile im lokalen Energiemarkt

In LEM besteht allgemein das Risiko von Marktmacht, einer von Marktakteuren ausföhrbaren Föhigkeit, das Marktergebnis systematisch zu beeinflussen [30], etwa durch Akteure mit hoher installierter Erzeugungsleistung und dem Potential der Preisbestimmung. Das Potential für Marktmacht ergibt sich inhärent aus dem Marktdesign, sodass eine Ausgestaltung möglichst präventiv erfolgen sollte [30].

Im entwickelten P2P-Markt wird die Ausführung von Marktmacht bereits durch vorgeschriebene Preisintervalle begrenzt, wenn auch innerhalb der Intervalle eine Verschiebung möglich ist. Die ZI-Agenten aus Unterabschnitt 3.2.2 sowie folgende Erweiterungen in Kapitel 5 zielen jedoch nicht auf eine Preismanipulation ab, sodass fortlaufend keine expliziten Analysen in dem Kontext verfolgt werden. Der Fokus liegt auf den Effekten durch die Integration von Netzrestriktionen.

Zur Beurteilung, welche Ausgestaltungsmerkmale im LEM aus Kapitel 3 diskriminierende Effekte haben könnten, wird auf variierende Handelspreise einer jeden P2P-Transaktion eingegangen. Zunächst liefern die gesetzten Gebote der handelnden Akteure einen Einfluss auf den realisierten Preis und liegen damit im individuellen Entscheidungs- und auch Risikorahmen der Peers, analog zu Preisdifferenzen durch die Lieferantwahl im aktuellen System. Diese Bestandteile sind kein Teil der folgenden Betrachtung. Der entscheidende Einfluss ergibt sich aus der Netzgebühr $c_{\text{Netz}}(h_{ij})$, welche mittels der topologischen Position von Käufer und Verkäufer und der Netzbelastung, welche basierend auf den bisherigen Transaktionen ist, eine dynamische Netzgebühr nach Unterabschnitt 3.2.5 erhebt.

Aus der implementierten Steuerung des Marktes ergeben sich verschiedene Effekte, die sich hinsichtlich der Diskriminierung interpretieren lassen. Beispielsweise könnte der Verkäufer mit dem geringsten Verkaufspreis aufgrund der Netzgebühr nicht als Handelspartner gewählt werden, während ein Verkäufer mit höherem Verkaufspreis den Zuschlag erhält. Oder Käufer in einem Strang können aufgrund einer hohen Netzbelastung und damit Netzgebühr nicht kaufen, während Käufer in einem anderen Strang kaufen können. Auch die Nähe zum Aggregator am Netzverknüpfungspunkt oder großen Erzeugungsanlagen kann für Käufer langfristig von Vorteil sein. Das Marktdesign umfasst somit inhärent diskriminierende Effekte.

Der Fokus der folgenden Modellierung und Auswertung liegt auf der Adressierung von topologischer Diskriminierung, hervorgerufen durch Differenzen in der Netzge-

büht durch die topologische Position von Peers. Da das Energiesystem der Versorgung von Verbrauchern mit Energie dient, erfolgt eine Festlegung auf die primäre Berücksichtigung der Diskriminierung unter Käufern und damit eine Vernachlässigung der Verkäufer. Dass eine solche Priorisierung notwendig ist, wird in Unterabschnitt 4.2.3 adressiert.

4.1.3 Simulative Motivation und Zielsetzung

Als Motivation der weiteren Modellierung in Abschnitt 4.2 wird zunächst die Diskriminierung unter Käufern simulativ demonstriert. Für SB-NS-4 wird ein initialer Zustand ohne Netzbelastung definiert sowie ein einheitliches Handelsvolumen gemäß der Volumenobergrenze von 2,5 kWh. Es wird die P2P-Netzgebühr eines jeden Tupels aus Käufer und Verkäufer im Netz berechnet, bevor für alle Käufer A_i nach Gleichung 4.1 die insgesamt zu zahlende Netzgebühr in λ_i gespeichert wird. Die Werte werden dann nach Gleichung 4.2 zu einem skalierten Wert $\lambda_{i,\text{skaliert}} \in [0; 1]$ umgerechnet. Eine Visualisierung der Ergebnisse folgt in Abbildung 4.1.

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^{n_{\text{Knoten}}} c_{\text{Netz}}(h_{ij}) \tag{4.1}$$

$$\lambda_{i,\text{skaliert}} = \frac{\lambda_i - \min\{\lambda_{i'} \mid i' \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}\}}{\max\{\lambda_{i'} \mid i' \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}\} - \min\{\lambda_{i'} \mid i' \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}\}} \tag{4.2}$$

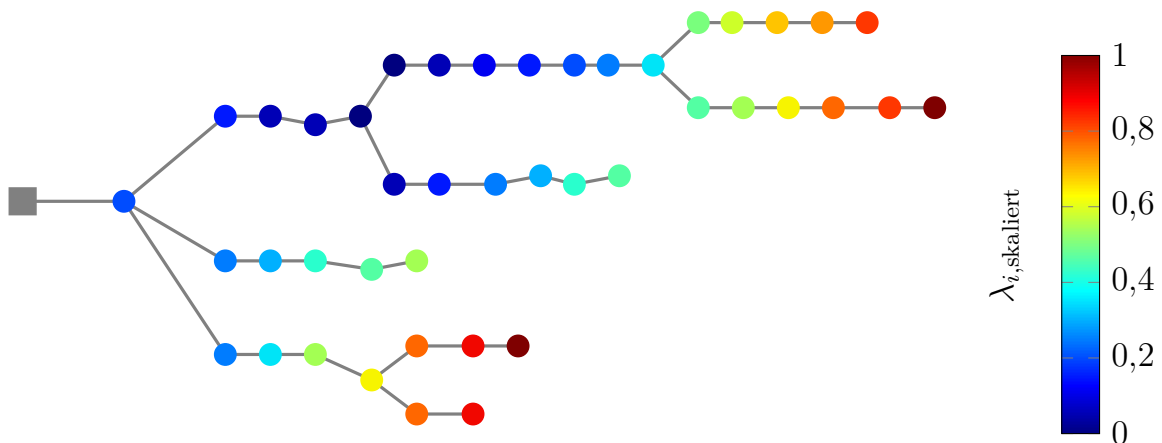


Abbildung 4.1: Skalierte Netzgebühren bei Abbildung aller Tupel

Zu sehen sind systematische Unterschiede und damit Nachteile für Käufer gemäß der Position im Netz. Insbesondere am Ende der Stränge sind hohe Netzgebühren

durch vorgelagerte Leitungen und Netzknoten zu sehen. Vorteile ergeben sich für aus graphentheoretischer Perspektive zentral gelegene Knoten. In dieser vereinfachten Demonstration sind allerdings weitere im LEM vorhandene Effekte nicht ausreichend abgebildet.

Da der Aggregator im dargestellten Anwendungsfall lediglich zur Deckung der Verluste agiert, in praktischen Zeitreihensimulationen aber auch häufiger als Handelspartner dient, sind weitere Verschiebungen der Vorteile in Abhängigkeit der topologischen Nähe zum Aggregator zu erwarten. Auch verändern sich praktisch die physischen Orte der Anlagen nicht. Die Nähe zu Erzeugern oder marktlich eingesetzten Flexibilitäten ist somit von Vorteil, die hohe Dichte von Lasten in einem Strang mit geringer Eigenerzeugung von Nachteil.

Die Zielsetzung der Methode in Abschnitt 4.2 ist die Entwicklung eines zusätzlichen Preismechanismus zur Begrenzung topologischer Vorteile und damit zur Beantwortung von Forschungsfrage **FF2**. Eine statische Festlegung von zusätzlichen Gebühren basierend auf der Netztopologie und der installierten Last- und Erzeugungsleistung ist aufgrund der sich kontinuierlich verändernden Verfügbarkeit am LEM unpassend. Im Zuge der Flexibilitäterschließung und einem dynamischeren Nutzerverhalten würde eine statische Festlegung zu weiteren Abweichungen führen. Es bedarf somit eines robusten Mechanismus, der stets gemessen an jeweiligen Marktsituation eine diskriminierungsfreie Anpassung der Bepreisung vornimmt. Die Bepreisung muss jedoch unter der Prämisse erfolgen, dass der LEM weiterhin Netzrestriktionen beinhaltet, sodass ein für Käufer netzbewusstes und diskriminierungsfreies P2P-Bepreisungsmodell vorliegt.

4.2 Methode zur Begrenzung von Marktvorteilen

Die folgende Methode liefert gemäß der Zielsetzung eine zusätzliche, dynamische Preiskomponente zur Begrenzung topologisch bedingter Marktvorteile. Der Mechanismus wird konzipiert und modelliert, bevor eine Einordnung der Implikationen sowie Einschränkungen erfolgt.

4.2.1 Konzipierung des Preismechanismus

Nach Unterabschnitt 4.1.3 wird ein dynamisch auf die Marktsituation anzuwendender Mechanismus benötigt, welcher uneingeschränkt Netzrestriktionen nach Kapitel 3 abbildet. In diesem Unterabschnitt erfolgt eine illustrative Darstellung anhand eines konzeptionellen Netzes mit fünf Netzknoten, von denen in einer aktuellen Handlungssituation die Knoten 1 und 2 als Käufer agieren sowie die Knoten 3,4 und 5 als Verkäufer. Die topologische Diskriminierung hinsichtlich der Versorgung von Lasten beschreibt den Effekt, dass trotz des Vorliegens von initial identisch bepreisten Verkaufsgeboten, die Anwendung der Netzgebühren in unterschiedlichen Preisen für die beiden Käufer resultiert. Es ist wahrscheinlich, dass einer der beiden Käufer günstiger einkaufen kann, als der andere. Würde man für beide Käufer jeweils einheitliche Marktpreise für dasselbe Verkaufsgebot realisieren, so wäre dies zwar diskriminierungsfrei, aber nicht netzbewusst, denn für beide Käufer kann ein unterschiedliches Verkaufsgebot den besten Effekt auf die Netzbelastung haben und dieses sollte im Anreizsystem weiter priorisiert werden.

Der verfolgte Ansatz zielt darauf ab, dass nach Anwendung des Mechanismus jeder Käufer in einer Transaktionsabwicklung zum selben Preis Energie beschaffen kann. Dies impliziert nicht, dass es sich beim besten Handelspartner nach Anwendung der Netzgebühren jeweils um denselben Verkäufer handelt. Denn durch die Netzgebühren kann es sein, dass für Käufer 1 ein Handel mit Knoten 4 am günstigsten ist und für Knoten 2 ein Handel mit Knoten 5. Die Preisdifferenzen zwischen den jeweils besten Handelspartnern müssen ausgeglichen werden. Dies wird durch die Erhebung einer positionellen Gebühr umgesetzt. Damit der LEM weiter netzbewusst ist, ist die Positionsgebühr für einen Käufer konstant über alle Verkaufsgebote, sodass die absoluten Differenzen zwischen den Verkaufsgeboten nach Erhebung der Netzgebühr unverändert sind. In der Bestimmung muss somit jeweils dynamisch für das aktuelle $V_{t,r}$ geprüft werden, zu welchem Preis an anderen Netzknoten gekauft werden kann, damit auf Basis dessen eine Positionsgebühr bestimmt werden kann.

Die Positionsgebühr kann dabei nicht negativ sein, denn derartige Nachlässe müssen vorher finanziert worden sein. Dies ist am Beispiel der Netzgebühren nach Unterabschnitt 3.2.5 zu sehen, wo negative Gebühren nur dann möglich sind, wenn diese durch vorherigen Handel finanziert worden sind. Ein Nachlass für benachteiligte Verkäufer ist somit nicht möglich, sodass mit der Positionsgebühr vorteilhaft positionierte Käufer auf ein einheitliches und faires Preislevel über alle Käufer hochgezogen werden.

Der Prozess ist schematisch für das fünf-knotige Netz in Abbildung 4.2 visualisiert. Nach Anwendung der Netzgebühren ist Käufer 2 nachteilig positioniert, denn an Knoten 1 könnte zu einem günstigeren Preis gekauft werden. Würde in der aktuellen Situation Käufer 2 abgewickelt werden, so werden keine weiteren Gebühren berechnet, da es sich um den bereits am nachteiligsten positionierten Käufer handelt. Würde dagegen Käufer 1 dran sein, bestehen topologische Vorteile im Markt, sodass die Positionsgebühr wie visualisiert erhoben wird und den Kauf dynamisch auf einen einheitlichen Preis von $3,5 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ anhebt.

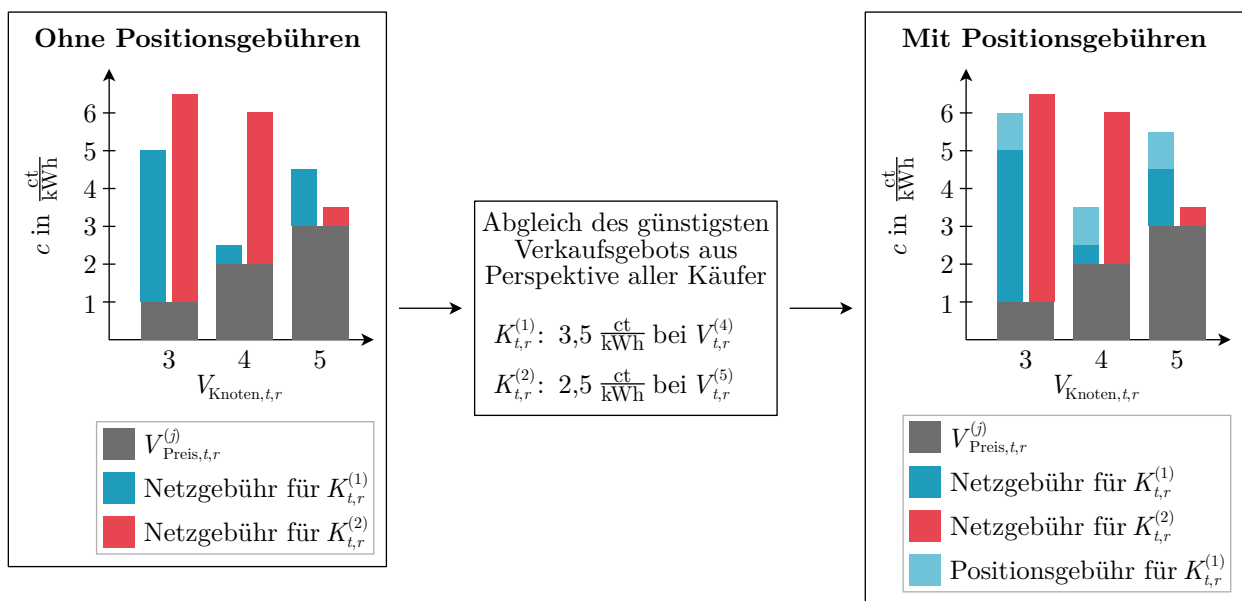


Abbildung 4.2: Schematisches Beispiel zur Anwendung der Positionsgebühren

Im Beispiel ergibt sich durch die Erhebung ein konstanter Minimalpreis für beide Käufer, auch wenn es sich um einen unterschiedlichen Handelspartner als Verkäufer handelt. In der Umsetzung liegt jedoch im spezifizierten Marktmechanismus nach Unterabschnitt 3.2.6 stets nur die Verarbeitung eines einzelnen Kaufgebots vor, sodass der Mechanismus zur Erhebung der Positionsgebühren einen virtuellen Abgleich mit dem Kauf an anderen Knoten unter Berücksichtigung des aktuellen $V_{t,r}$ umfasst, welcher folgend modelliert wird.

4.2.2 Modellierung der positionellen Gebühr

Die zu zahlenden Kostenbestandteile wurden nach Gleichung 3.18 bis 3.20 definiert und erweitern sich um die Positionsgebühr $c_{\text{Position}}(h_{ij}) \geq 0$. Diese ist nach Gleichung 4.3 durch den Käufer zu tragen und wird nach Gleichung 4.4 dem VNB als

virtuelles Verrechnungskonto zugeordnet, während die Verrechnung des Verkäufers unverändert bleibt.

$$c_i(h_{ij}) = c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij}) + c_{\text{Netz}}(h_{ij}) + c_{\text{Position}}(h_{ij}) \quad (4.3)$$

$$c_{\text{VNB}}(h_{ij}) = -c_{\text{Netz}}(h_{ij}) - c_{\text{Position}}(h_{ij}) \quad (4.4)$$

Ein Handel soll zustande kommen können, sofern Gleichung 4.5 erfüllt ist. Die konkrete Preisbildung hinsichtlich $c_i(h_{ij})$ und $c_j(h_{ij})$ erfolgt analog zu Gleichung 3.18 und 3.19, erweitert den relevanten Term aber um $c_{\text{Position}}(h_{ij})$.

$$V_{\text{Preis},t,r}^{(j)} + c_{\text{Netz}}(h_{ij}) + c_{\text{Position}}(h_{ij}) \leq K_{\text{Preis},t,r}^{(i)} \quad (4.5)$$

Den Ausgangspunkt des Mechanismus bildet immer die zuvor erfolgte Bestimmung der Netzgebühr in der Abwicklung eines Kaufs $K_{t,r}^{(i)}$ nach Algorithmus 1 und die Identifizierung des besten Verkaufsgebotes $V_{t,r}^{(j)}$, sodass der Handel h_{ij} betrachtet wird. Für $c_{\text{Position}}(h_{ij})$ muss berechnet werden, zu welchem minimalen Preis an anderen Netzknoten im aktuellen $V_{t,r}$ eingekauft werden kann. Dazu wird ein synthetisches Kaufauftragsbuch $\tilde{K}_{t,r}$ generiert, welches für alle NS-Knoten $i' \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}$ eine Kopie des initialen Kaufgebots $K_{t,r}^{(i)}$ mit identischem Energievolumen und Preis, aber verändertem Knotenindex beinhaltet. Anschließend werden alle Knoten, die in $V_{\text{Knoten},t,r}$ sind, herausgefiltert, denn die topologische Position eines verkaufenden Knotens ist durch den bei sich selbst möglichen Kauf ohne direkt zu zahlende Kosten nicht im Kontext eines minimalen Gesamtpreises angemessen zu bedienen.

Dann werden analog zum primären Marktmechanismus in einer Schleife über alle $\tilde{K}_{t,r}^{(i')} \in \tilde{K}_{t,r}$ jeweils alle Netzgebühren im aktuellen $V_{t,r}^{(j)}$ berechnet. Für jeden Knoten i' wird dabei das günstigste Verkaufsgebot inklusive der Netzgebühr unter γ'_i gespeichert. Knoten, die selbst als Verkäufer fungieren, erhalten ein $\gamma'_i = 0 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$. Nach der Berechnung liegt somit jeweils ein $\gamma'_i \forall i' \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}$ vor, welches als Indikator für positionelle Vorteile dient. Gemäß der Konzipierung in Unterabschnitt 4.2.1 erfolgt eine zusätzliche Bepreisung von topologisch bevorzugten Netzknoten, sodass als Berechnungsgrundlage der topologisch am schlechtesten positionierte Käufer mit maximalem γ'_i verwendet wird. In der übergeordneten Bestimmung der Positionsgebühr für h_{ij} erfolgt somit die Berechnung von $c_{\text{Position}}(h_{ij})$ nach Gleichung 4.6.

$$c_{\text{Position}}(h_{ij}) = \max\{\gamma_{i'} | i' \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}\} - \gamma_i \quad (4.6)$$

4.2.3 Einordnung des Mechanismus

Die berechnete Positionsgebühr soll zuverlässig sicherstellen, dass gemäß dem Dargebot am Markt ein von der topologischen Position des Peers unabhängiger Kaufpreis existiert, der weiterhin netzbewusst ist. Das Konzept impliziert eine Reihe an Annahmen und logischen Effekten, die folgend eingeordnet werden.

Für den Fall, dass an Netzknoten i' aufgrund unmittelbar bevorstehender Überlastungen für alle $V_{t,r}$ keine weitere Energie beschaffen werden kann, ergibt sich ein $\gamma'_i \rightarrow \infty$. Bei Berechnung von $c_{\text{Position}}(h_{ij})$ nach Gleichung 4.6 bedeutet dies für einen Kauf an einem anderen Netzknoten i mit vorhandenen Kapazitäten ein $c_{\text{Position}}(h_{ij}) \rightarrow \infty$. Im sachlichen Kontext impliziert dies, dass wenn an Netzknoten i' nicht gekauft werden kann, es diskriminierungsfrei ist, wenn auch an anderen Knoten wie i nicht gekauft werden kann.

Des Weiteren erfolgt die Berechnung der γ'_i gemessen am Preis in der Einheit $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$, denn das Energievolumen des jeweils günstigsten Verkaufsgebots kann variieren. Dadurch ergeben sich bezüglich der Bewertung von topologischen Vorteilen leichte Ungenauigkeiten, denn es kann sein, dass zu dem Preis weniger Energie gekauft werden kann. Auch ergibt sich durch die Abbildung der topologischen Vorteile eine Vervielfachung durchzuführender LFR in jeder iterativen Bepreisung um einen Faktor von bis zu n_{Knoten} . Unter Berücksichtigung der Ausführungsgeschwindigkeit der LFR ist insbesondere hier die Nutzung des MLP gegenüber dem BFS nach Unterabschnitt 3.2.4 von Vorteil.

Abschließend wird auf die Verkäuferperspektive eingegangen, denn am Beispiel aus Abbildung 4.2 ist zu sehen, dass Verkäufer 3 trotz minimalem Gebotspreis bei beiden Käufern nicht das beste Verkaufsgebot stellt. Dies ist vollkommen im Sinne des netzbewussten Marktes nach Kapitel 3, welcher P2P-Transaktionen mit besseren Effekten auf die Netzbelastung bevorzugt. Jedoch bedeutet es auch, dass der Verkäufer systematisch benachteiligt wird. Der Versuch einer Korrektur durch zusätzliche Gebühren müsste die Zielstellung verfolgen, dass die topologische Position keine Auswirkungen auf die absoluten Differenzen zwischen den Verkaufspreisen hat, wodurch der netzbewusste Charakter des Marktes eliminiert wird. Gemäß den Anforderungen in Abschnitt 2.4 wird somit weiterhin auf einen netzbewussten Markt gesetzt, welcher die Diskriminierung unter Käufern zwar einschränkt, die Fairness unter Verkäufern aufgrund der systemischen Motivation einer effizienten Flexibilitätserschließung aber vernachlässigt.

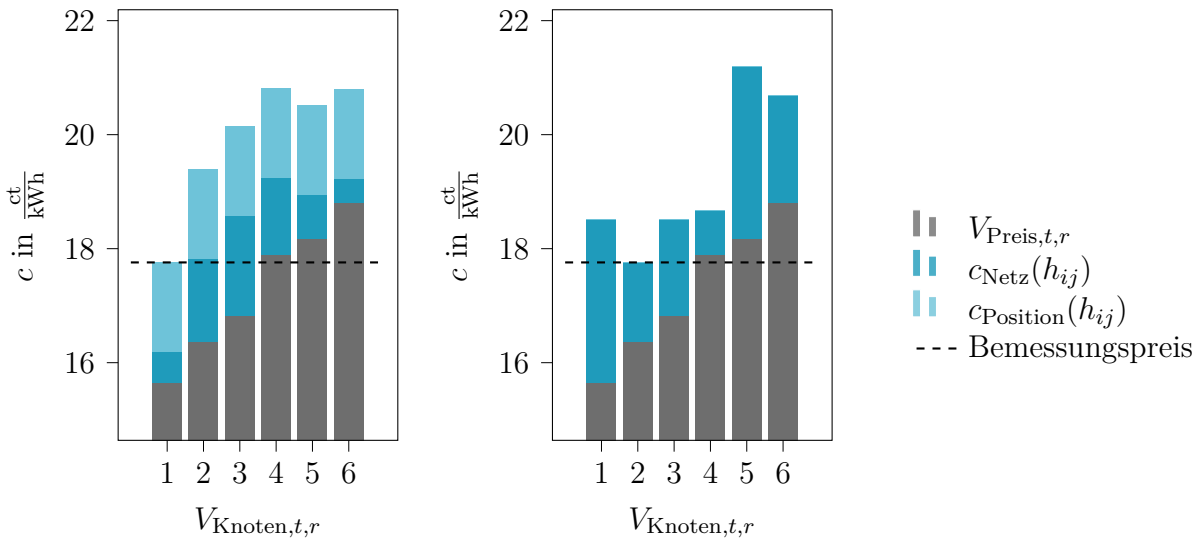
4.3 Anwendung positioneller Gebühren in Marktsimulationen

Es folgt eine Anwendung und Auswertung des entwickelten Mechanismus in verschiedenen Anwendungsfällen. Neben der Verifizierung der Funktionalität erfolgt eine umfassende Potentialanalyse, in welcher topologische Nachteile sowohl mit als auch ohne Positionsgebühr quantifiziert werden. Abschließend erfolgt eine Betrachtung realisierbarer Handelsvolumina und eine Interpretation hinsichtlich der LEC-Wohlfahrt.

4.3.1 Demonstration der punktuellen Funktionalität

Zunächst soll die Funktionalität von $c_{\text{Position}}(h_{ij})$ analog zum schematischen Beispiel aus Unterabschnitt 4.2.1 anhand einer Marktsituation demonstriert werden. Dazu wird in einer Marktsimulation für SB-NS-1 für eine zufällig gewählte Situation die Netzgebühr für alle Käufer bestimmt, sodass der topologisch am besten und am schlechtesten positionierte Käufer identifiziert werden kann. Aus Darstellungsgründen erfolgt bewusst die Beschränkung auf eine Situation ohne negative Gebühren. Für beide erfolgt anschließend die Bestimmung der Positionsgebühr gemäß der Methode aus Unterabschnitt 4.2.2. Das Ergebnis in Abbildung 4.3 zeigt für den vorteilhaft positionierten Käufer zunächst allgemein geringere Netzgebühren sowie einen Minimalpreis bei Handel mit $V_{t,r}^{(1)}$. Der benachteiligte Käufer weist generell höhere Netzgebühren auf und dem gegenüber einen minimalen Preis bei $V_{t,r}^{(2)}$, welcher höher ist als der Preis des vorteilhaft positionierten Käufers mit $V_{t,r}^{(1)}$.

Die Positionsgebühr stellt sicher, dass beide Käufer im Handelsfall bei einem identischen, minimalen Bemessungspreis liegen. Zu betonen ist hier, dass nur der Minimalpreis von Relevanz ist und die resultierenden Preise der weiteren Gebote nicht, denn gemäß dem Marktmechanismus in Unterabschnitt 3.2.6 erfolgt lediglich die Verarbeitung eines einzelnen P2P-Handels. Jeder weitere Handel impliziert eine neue Berechnung der Netzgebühren und etwaiger Positionsgebühren. Der Bemessungspreis wird anschließend analog zu Gleichung 3.18 und 3.19 mit dem Gebot des Käufers zu einem finalen Kaufpreis verrechnet und kann somit zwischen den Käufern variieren, jedoch hat speziell die topologische Verortung im Netzmodell keine Auswirkungen auf den Preis. Auch bleiben die absoluten Differenzen zwischen den Verkaufspreisen in Abbildung 4.3a konstant, sodass weiterhin dieselbe netzbewusste Entscheidung für $V_{t,r}^{(1)}$ getroffen wird.



(a) Vorteilhafter Käufer

(b) Benachteiligter Käufer

Abbildung 4.3: Anwendung der positionellen Gebühr für zwei Käufer

4.3.2 Beeinflussung der Potentialanalyse bei Variation der Gebühren

In der Auswertung in Unterabschnitt 3.3.5 wird das Potential der Flexibilitäterschließung in Form der Netzgebühr bei Kauf oder Verkauf einer einheitlichen Energiemenge bestimmt. Es werden folgend die Effekte der Einführung positioneller Gebühren auf die Potentiale analysiert. Da einzelne Situationen mit einer konkreten Verteilung von Erzeugern und Lasten wenig Aussagekraft über rein topologisch bedingte Nachteile am Markt liefern, bedarf es eines systematischen Ansatzes. Dieser wird auf das Netz SB-NS-1 angewendet, zu welchem in Abbildung 4.4 eine Visualisierung der Topologie mit Beschriftung aller NS-Knoten sowie der Stränge des radialen Verteilnetzes erfolgt, welche fortlaufend zur Auswertung benötigt werden.

Zunächst werden gemäß der Methode in Unterabschnitt 3.2.3 zufallsbasierte, synthetische Anwendungsfälle generiert, die verschiedene Marktsituationen hinsichtlich des aggregierten Verhaltens der LEC sowie der Flexibilitätsbewirtschaftung in Form der variierten Positionierung von Erzeugern und Lasten abbilden. Im Gegensatz zur Potentialanalyse in Unterabschnitt 3.3.5 werden die Energievolumina $E_{L,\tilde{i}}$ und $E_{PV,\tilde{i}}$ zur Generierung eines Anwendungsfalls bewusst so skaliert, dass keine Grenzwertverletzungen zu erwarten sind. Denn gemäß der Diskussion in Unterabschnitt 4.2.3 würde das Erreichen der maximalen Netzkapazität für den weiteren Handel an einzelnen Netzknoten eine Beschränkung des gesamten Handels durch die diskriminierungsfreie

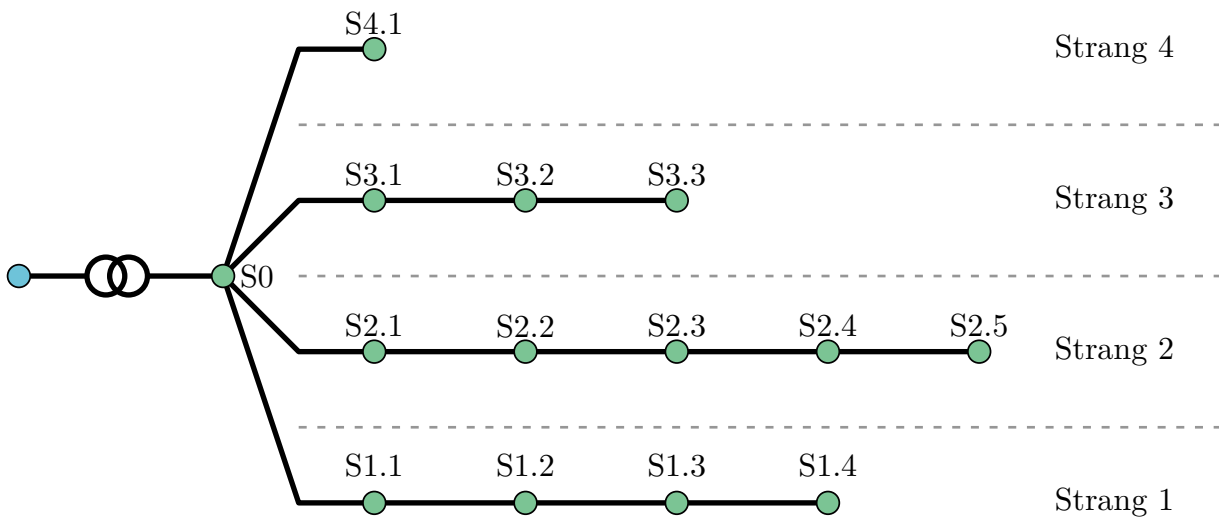


Abbildung 4.4: SB-NS-1 mit Beschriftung relevanter Elemente

Positionsgebühr zur Folge haben. Dies würde die Auswertung der Potentiale verfälschen, sodass bewusst geringere Energievolumina gesetzt werden.

Zur weiteren Spezifizierung wird ein maximales Energievolumen $E_{\max} = 25 \text{ kWh}$ gesetzt. Damit erfolgt die Festlegung auf fünf gestaffelte Anwendungsfälle unter der Bezeichnung AF nach Tabelle 4.1, mit einer konkreten Spezifizierung von $E_{L,\tilde{t}}$ und $E_{PV,\tilde{t}}$ als Eingangsdaten der Anwendungsfallgenerierung in allen Instanzen. Es liegt somit in AF1 eine Situation mit hohem Lastüberschuss vor, repräsentativ für Situationen ohne PV-Einspeisung, in AF5 eine Situation mit hohem Erzeugungsüberschuss, repräsentativ für Mittagsstunden mit hoher PV-Einspeisung, sowie gestaffelte Szenarien in AF2-AF4.

Tabelle 4.1: Synthetisch generierte Anwendungsfälle zur Potentialanalyse

AF	$E_{L,\tilde{t}}$	$E_{PV,\tilde{t}}$
AF1	E_{\max}	0
AF2	E_{\max}	$-0,5 \cdot E_{\max}$
AF3	E_{\max}	$-E_{\max}$
AF4	$0,5 \cdot E_{\max}$	$-E_{\max}$
AF5	0	$-E_{\max}$

Die Methode in Unterabschnitt 3.2.3 zeichnet sich durch eine zufallsbasierte Bestimmung der konkreten Netzknoten und einzelnen Energievolumen aus. Sofern ein Netzknoten also innerhalb eines Anwendungsfalls mit einem prägnanten Energievolumen

versehen wird, hat dies Auswirkungen auf die Potentiale der umliegenden Netzknoten als Käufer. Daher erfolgt eine Wiederholung der Generierung nach Tabelle 4.1 in fünf Instanzen, sodass insgesamt 25 Fälle vorliegen, die die eingangs gestellten Forderungen hinsichtlich des aggregierten LEC-Verhaltens und der Verortung von Lasten und Erzeugern bedienen.

Zur Potentialanalyse erfolgt eine vollständige Marktsimulation mit Positionsgebühren. Der Zusatz ergibt sich durch ein ergänzendes Modul, welches nach jeder am Markt durchgeführten Transaktion das Potential eines Kaufs prüft. Dazu wird das aktuell vorhandene $V_{\tilde{t},r}$ als Referenz genommen und erneut ein synthetisches Kaufauftragsbuch $\tilde{K}_{\tilde{t},r}$ generiert, welches für alle Knoten $i \in \{1, \dots, n_{\text{Knoten}}\}$ ein Gebot mit dem maximalen Handelsvolumen von 2,5 kWh setzt. Es folgt ungeachtet der Gebotspreise eine Berechnung aller $c_{\text{Netz}}(h_{ij})$ und $c_{\text{Position}}(h_{ij})$ nach den bisherigen Modellierungen. Denn die Gebotspreise sind Teil der Entscheidungen individueller Peers und haben keinen direkten Bezug zur Auswertung der Potentiale hinsichtlich der topologischen Position.

Die systematische Durchführung über alle Anwendungsfälle liefert für jeden Netzknoten einen Vektor mit den jeweiligen Gebühren in allen Situationen, welche repräsentativ für das topologisch bedingte Potential am LEM stehen. Der Effekt der positionellen Gebühren kann ausgewertet werden, indem die gespeicherten Gebühren differenziert werden nach dem initialen Szenario mit Netzgebühr und ohne Positionsgebühr sowie dem aktualisierten Szenario mit sowohl Netzgebühr als auch Positionsgebühr. Mittels der in Abbildung 4.4 deklarierten Knoten- und Strangbezeichnung wird das Potential für alle Knoten als Violinplot visualisiert, welcher die Verteilung der Gebühren als Wahrscheinlichkeitsdichte darstellt. Für beide Szenarien wird aus Darstellungsgründen eine separate Visualisierung durchgeführt.

In Abbildung 4.5 erfolgt die Darstellung für den Fall, dass keine Positionsgebühren erhoben werden. Zu sehen sind eindeutige Differenzen zwischen den Potentialen der einzelnen Netzknoten. Knoten am Ende eines Strangs, wie S2.5, weisen im Vergleich zu S0 deutlichere Extrema vor und ein breiteres Spektrum gemessen an der Verteilungsdichte. Die Verschiebung im positiven Bereich impliziert somit, dass Knoten am Strangende höhere Netzgebühren zahlen müssen und so einen benachteiligten Marktzugang gegenüber Knoten nahe des Netzverknüpfungspunktes besitzen. Allerdings besitzen die Knoten auch eine stärkere Ausprägung hinsichtlich negativer Netzgebühren, denn die Sensitivität einer Wirkleistungsänderung wirkt stärker bei einer hohen Belastung des gesamten Strangs. So ist in jedem der Stränge ein stetiges Wachstum

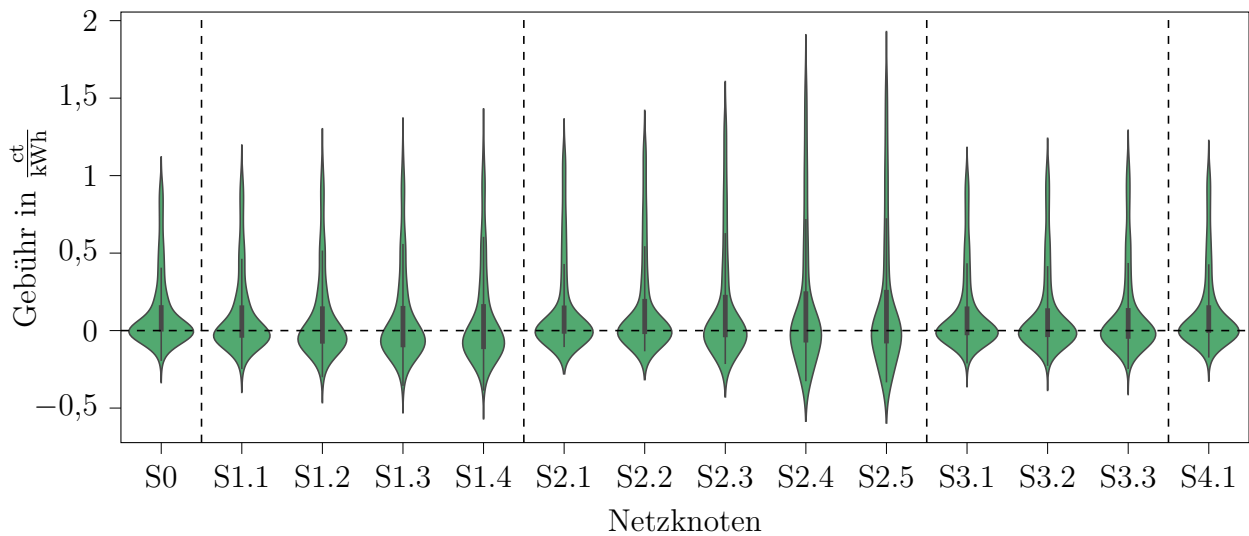


Abbildung 4.5: Potential einer Flexibilitätsbereitstellung ohne positionelle Gebühren

des Spektrums zu sehen. Zusammenfassend kann somit neben der statischen Analyse in Abbildung 4.1 ein topologisch bedingtes Ungleichgewicht für dynamische Marktsituationen nachgewiesen werden.

Die Erweiterung um positionelle Gebühren in Abbildung 4.6 liefert ein nahezu identisches Spektrum für alle Netzknoten, ungeachtet der topologischen Position. In erster Linie wird dadurch nachgewiesen, dass es sich um einen diskriminierungsfreien Markt unter Käufern handelt, in welchem die topologische Position keine Auswirkung auf die Potentiale der Flexibilitätserschließung hat. Dabei fungiert die Netzgebühr unverändert als steuerndes Anreizsystem. Jedoch impliziert der Mechanismus neben höheren Kosten für alle Käufer auch eine Begrenzung der Anreize für den Flexibilitätshandel mit positiven Auswirkungen auf die Netzbelastung. Eine negative Netzgebühr für einen konkreten P2P-Handel wird zumeist angehoben, denn der beste Kaufpreis für zumindest einen anderen Peer ist höher, sodass die diskriminierungsfreie Anpassung erfolgt. Es ist in der Umsetzung des P2P-Handels in einer LEC also abzuwägen, ob primär die Diskriminierungsfreiheit oder die Abbildung wirtschaftlicher Anreize zu technischen Potentialen priorisiert wird.

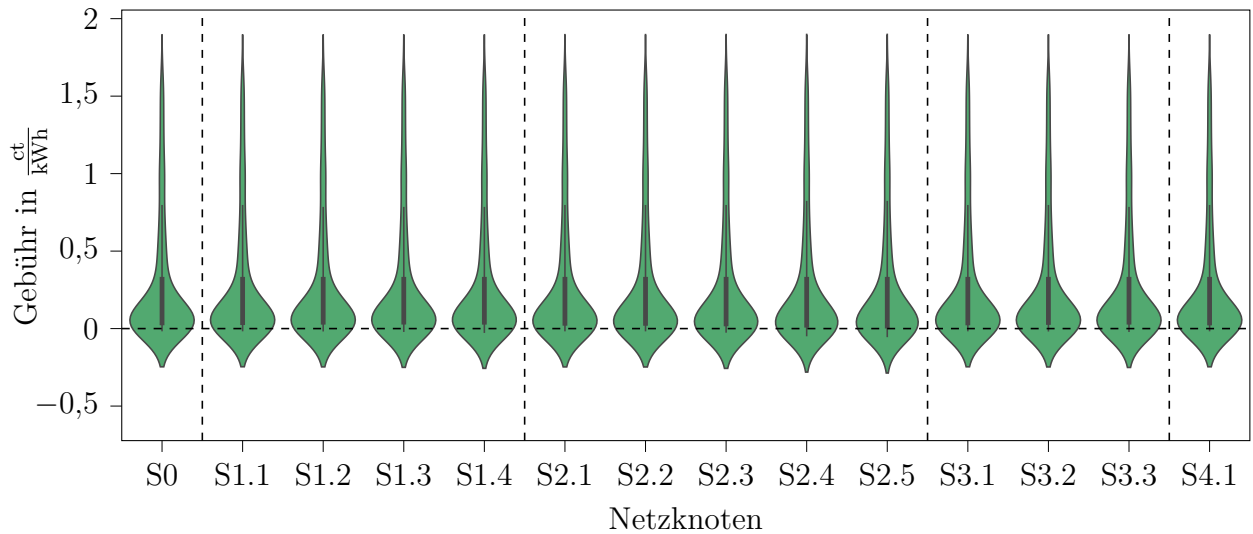


Abbildung 4.6: Potential einer Flexibilitätsbereitstellung mit positionellen Gebühren

4.3.3 Auswirkungen positioneller Gebühren auf Handelsvolumina

Analog zu Unterabschnitt 3.3.4 werden mit denselben Eingangsdaten zehn synthetische Anwendungsfälle generiert. Dadurch kann erneut visualisiert werden, welcher Anteil aus $V_{\text{Preis},t,r}$ über und unter den Grenzkosten $K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$ des Käufers liegt. Dabei wird nicht nur differenziert zwischen den initialen Gebotspreisen und der Anwendung der Netzgebühren, sondern auch der Anwendung von Positionsgebühren. Die Mittelwerte der prozentualen Anteile in Abbildung 4.7 zeigen die bekannten Effekte durch die Integration der Netzgebühren. Mittels der Positionsgebühren reduziert sich der Anteil passender Gebote weiter deutlich, denn die Begrenzung von vorteilhaften Potentialen schränkt den Handel der Peers ein. Dass keines der Verkaufsgebote durch die Anwendung der Positionsgebühren im zulässigen Bereich oberhalb der Grenzkosten landet, wird durch $c_{\text{Position}}(h_{ij}) \geq 0$ bewirkt.

Auch impliziert die Reduktion der zulässigen Gebote, wie bereits nach Abbildung 4.6 angedeutet, ein höheres Preisniveau und damit das Risiko einer reduzierten Wohlfahrt der LEC. Im Gegensatz zur gemäß der Netzauslastung motivierten Netzgebühr und deren Wohlfahrtseinbuße in Unterabschnitt 3.3.4, liegt die Ursache hier in der sozialen Forderung der Begrenzung von topologisch bedingten Marktvorteilen.

Abschließend werden die konkreten Auswirkungen auf das Handelsvolumen anhand einer Vergleichssimulation quantifiziert. Dazu werden für SB-NS-1 zwei Szenarien mit

4.4 Rückblick und Einordnung

In diesem Kapitel wird die topologisch bedingte Diskriminierung des in Kapitel 3 entwickelten Marktmodells thematisiert. Auf Basis der generellen Rahmenbedingungen wird ein Preismechanismus implementiert, der einen sowohl netzbewussten als auch für Käufer diskriminierungsfreien LEM ermöglicht. Die Funktionalität dessen wird simulativ demonstriert, sodass Forschungsfrage **FF2** adressiert wird. Jedoch können nachteilige Effekte hinsichtlich der umgesetzten Handelsvolumina identifiziert werden, anhand welcher eine Abwägung zwischen der Begrenzung von topologisch bedingten Vorteilen und der volkswirtschaftlichen Potentiale der LEC durchzuführen ist. Denn auch der systemische Vorteil eines netzbewussten Marktes durch wirtschaftliche Anreize für standortbasierte Investitionen auf Basis topologischer Nachteile wird neutralisiert.

Basierend auf den Ergebnissen in Kapitel 4 wird festgelegt, dass die Positionsgebühr in weiteren Anwendungen dieser Arbeit vernachlässigt wird. Somit werden topologisch diskriminierende Effekte akzeptiert, analog zum Konzept des Nodal Pricing. Dennoch bildet die Ausführung von Marktmacht und unvollständig definierten Marktdesigns mit topologisch bedingten Vorteilen einen relevanten und abzubildenden Aspekt für künftige regulatorische Festlegungen. Denn es sollten zwar technische Restriktionen abgebildet werden, aber keine überwiegende Beeinträchtigung von handelnden Prosumenten ermöglicht werden.

5 Flexibilitätsbewirtschaftung im transaktiven Markt

Das Kapitel liefert in Erweiterung zur bisherigen LEM-Modellierung die Integration von Flexibilität sowie die Bewirtschaftung im transaktiven Markt. Zunächst erfolgt anhand der Zielsetzung und Rahmenbedingungen eine Spezifikation der Entwicklung in Abschnitt 5.1. Anschließend werden in Abschnitt 5.2 für drei Szenarien jeweilige TA modelliert, welche in Abschnitt 5.3 für einen identischen Anwendungsfall isoliert angewendet werden.

5.1 Spezifikation der Entwicklung

Aufbauend auf den bisherigen Modellierungen wird in diesem Abschnitt eine Spezifizierung der Flexibilitätsbewirtschaftung durchgeführt. Diese ist aufgeteilt in die regulatorisch motivierte Zielsetzung in Unterabschnitt 5.1.1 und die modelltechnischen Rahmenbedingungen in Unterabschnitt 5.1.2.

5.1.1 Zielsetzung der Integration flexiblen Verhaltens

Die bisherigen Modellierungen und Auswertungen in Kapitel 3 und 4 legen für alle Peers stets statische Energievolumina zugrunde, welche auf hinterlegten Zeitreihen oder synthetischen Anwendungsfällen basieren. Ein Peer A_i verfolgt ohne weitere Berücksichtigung die Strategie, das Energievolumen $E_t^{(i)}$ zu beschaffen oder zu vermarkten. Jedoch liegt real ein dynamischeres Umfeld vor, denn die Peers besitzen nach Unterabschnitt 2.1.3 ein inhärentes Flexibilitätspotential, welches die Option zur Anpassung des Anlagenverhaltens nach strategischen Verhaltensmustern ermöglicht. Die Strategie kann dabei variieren, von einer Peer-internen Eigenverbrauchsoptimierung oder einer Minimierung des externen Bezuges der gesamten LEC, bis zu ökonomischen Optimierungen mit einer Kostenminimierung. Nach der Herleitung in Unterabschnitt 2.3.3 stehen die betriebswirtschaftlichen Interessen eines einzelnen Peers im Vordergrund der Betrachtung, sodass fortlaufend die strategische Zielstellung darauf festgelegt wird.

Durch den LEM und die damit ermöglichten Geschäftsmodelle ergeben sich Optionen zum strategischen Flexibilitätseinsatz. Sofern Peers diese flächendeckend über EMS

und TA erschließen, ergibt sich eine komplexe Dynamik des Marktes. Lokale Extrema im Marktpreis können hohe Gleichzeitigkeiten im Flexibilitätseinsatz bedingen. Bei einer Integration von Netzrestriktionen in den Handel ergeben sich dadurch wiederum angepasste Preise, die die Entscheidungsfindung der Peers beeinflussen können.

Übergeordnet verfolgt das Konzept der netzbewussten LEC Vorteile für die Peers und den VNB, sodass es im Kontext einer Flexibilitätsbewirtschaftung der Analyse volkswirtschaftlicher Effekte auf LEC-Ebene in verschiedenen Szenarien bedarf. Diese wird in Kapitel 6 umfangreich adressiert, benötigt allerdings betriebswirtschaftlich motivierte Modelle zum Flexibilitätshandel. Daher behandelt Kapitel 5 den ersten Teil von Forschungsfrage **FF3** und modelliert das strategische Flexibilitätsverhalten als Smart Trading Agent (STA) für einen LEM mit und ohne dynamische Netzgebühren. Zum nachstehenden Vergleich in Kapitel 6 wird auch das Modell der in der Praxis vorliegenden Eigenverbrauchsoptimierung separat in Kapitel 5 eingeführt.

5.1.2 Rahmenbedingungen der Modellierung

Als Datengrundlage werden ein Netzmodell, Zeitreihen zu den Anlagen sowie Marktdaten benötigt. Dabei wird auf die in Unterabschnitt 3.3.1 eingeführten Daten zurückgegriffen. Die Detailtiefe der Flexibilitätsmodellierung kann dabei variieren, von einer Modellierung der Flexibilität der Elektromobilität, Wärmepumpen und auch größeren Haushaltsgeräten, hin zu vereinfachten Modellen. Zwar existieren detaillierte Prosumer Modelle mit der Quantifizierung aller Flexibilitätspotentiale zur Durchführung etwaiger Simulationen, jedoch liegt der Fokus dieser Arbeit bei der Bewirtschaftung und der Analyse von Rückkopplungen am Markt, und nicht in der Modellierung der Flexibilitäten. Auch skaliert mit steigender Detailtiefe der Flexibilitätsmodellierung die Komplexität des TA mit allen technischen und sozialen Restriktionen. Demzufolge wird die Festlegung zur vereinfachten Handhabung der Flexibilitätsmodellierung ausschließlich über Heimbatteriespeicher getroffen. Diese werden an ausgewählten Netzknoten positioniert und je nach TA und Rahmenbedingungen unterschiedlich eingesetzt.

Netzknoten ohne Speicher bedienen weiterhin die Abbildung inflexibler Peers und werden unverändert nach dem ZI-Konzept aus Unterabschnitt 3.2.2 ausgeführt. Zur Reproduzierbarkeit der Ergebnisse werden die zugehörigen Zufallsfaktoren z_i konstant gehalten. Für Netzknoten mit Speichern erfolgt die Ergänzung des ZI-Modells um den STA gemäß der betriebswirtschaftlichen Interessen der Peers. Analog zum

Potential einer umfangreichen Flexibilitätsmodellierung können STA weitreichende Aktionsräume umfassen, bedingen dadurch allerdings eine steigende Komplexität in der Ausgestaltung. Es erfolgt die Festlegung, dass STA je Zeitintervall t eine vom ZI-Verhalten der statischen Betriebspunkte entkoppelte ex ante Bestimmung des für den Zeitschritt umzusetzenden Speichervolumens und der Preissetzung durchführen. Mit dem Verhalten der statischen Last und Erzeugung nach ZI-Ansatz ergibt sich erst nachfolgend das zu handelnde Volumen inklusive Start- und Endpreis nach der Anpassung über die Bieterunden. Weitere Erläuterungen folgen in Unterabschnitt 5.2.2.

5.2 Modellierung der Trading Agenten

In diesem Abschnitt werden die relevanten Konzepte für den Speichereinsatz modelliert. Dabei wird übergeordnet differenziert zwischen dem aktuell praktisch vorherrschenden Einsatzzweck zur Eigenverbrauchsoptimierung und dem in der LEC durch Energy Sharing ermöglichten marktbasieren Einsatz. Letzter wird weiterführend differenziert zwischen einer LEC ohne Netzgebühren und einem damit unbeschränkten Handel und einer LEC mit den Netzgebühren nach Kapitel 3.

5.2.1 Speichereinsatz nach klassischem Verhaltensmuster

Zunächst wird der konventionelle Speichereinsatz in Form einer Eigenverbrauchsoptimierung eingeführt, welcher fortlaufend unter dem Präfix Eigenverbrauch (EVB) referenziert wird und durch das Suffix NETZ-0 für Simulationen ohne Netzgebühren und durch das Suffix NETZ-1 für Simulation mit Netzgebühren differenziert wird. Da die Abbildung der Netzrestriktionen keinen Einfluss auf das Speicherverhalten hat, erfolgt innerhalb von Unterabschnitt 5.2.1 keine separate Modellierung. Die Umsetzung dient der Auswertung in Kapitel 6 durch eine Abbildung der praktisch vorherrschenden Einsatzstrategie von Heimbatteriespeichern als Basisszenario, sodass Vergleiche zu erweiterten Konzepten ermöglicht werden.

Somit muss die Modellierung der Peers um entsprechende Variablen zum Speicher erweitert werden. Gemäß Unterabschnitt 3.2.3 sind die statischen Energievolumina von A_i in t jeweils für Lasten über $E_{L,t}^{(i)}$ und für Erzeuger über $E_{PV,t}^{(i)}$ definiert. Das zugehörige physikalische Verhalten des Speichers in t wird über $E_{SP,t}^{(i)}$ festgelegt. Damit erweitert sich Gleichung 3.10 zu Gleichung 5.1. Alle Größen sind weiter im Verbraucherzählpeilsystem definiert.

$$E_t^{(i)} = E_{L,t}^{(i)} + E_{PV,t}^{(i)} + E_{SP,t}^{(i)} \quad (5.1)$$

Dem aggregierten Verhalten untergeordnet befinden sich Variablen für die maximale Speicherkapazität $E_{SP,max}^{(i)}$, die Energiemenge je Zeitintervall bei maximaler Lade- und Entladeleistung $E_{SP,Lade}^{(i)}$ und der Ladestand zum Ende eines Zeitintervalls $E_{SP,SOC,t}^{(i)}$. Es wird somit angenommen, dass Lade- und Entladevorgänge eine betragsmäßig identische maximale Leistung besitzen. Die in dem Zusammenhang geltenden Formeln der Speichermodellierung in Gleichung 5.2-5.5 gelten fortlaufend für sämtliche Modellierungen der Agenten, auch im Kontext der STA. Die Festlegung eines initialen Ladezustands von 50 % wird einheitlich definiert, damit für Simulationen einzelner Tage mit Simulationsbeginn um $t_{TZ} = 00:00$ h der Einsatz der Speicher nicht erst warten muss, bis im Tagesverlauf der erste Erzeugungsüberschuss vorliegt.

$$E_{SP,SOC,0}^{(i)} = 0,5 \cdot E_{SP,max}^{(i)} \quad (5.2)$$

$$E_{SP,SOC,t}^{(i)} = E_{SP,SOC,t-1}^{(i)} + E_{SP,t}^{(i)} \quad (5.3)$$

$$-E_{SP,Lade}^{(i)} \leq E_{SP,t}^{(i)} \leq E_{SP,Lade}^{(i)} \quad (5.4)$$

$$0 \leq E_{SP,SOC,t}^{(i)} \leq E_{SP,max}^{(i)} \quad (5.5)$$

In der Eigenverbrauchsoptimierung ist für das Verhalten des Speichers die Differenz zwischen Last und Erzeugung von A_i entscheidend. Gilt $|E_{PV,t}^{(i)}| > E_{L,t}^{(i)}$, so wird die überschüssige PV-Einspeisung unter Berücksichtigung der technischen Bedingungen in den Speicher eingespeist. Sofern dies die Ladeleistung des Speichers überschreitet oder der Speicher maximal geladen ist, wird die überschüssige Erzeugung in das Netz gespeist. Analog wird für $|E_{PV,t}^{(i)}| < E_{L,t}^{(i)}$ die Last zunächst aus dem Speicher gedeckt und anschließend aus dem Netz. Dies bildet den aktuell in der Praxis vorherrschenden Anwendungsfall für Heimbatteriespeicher ab [25].

5.2.2 Strategischer Speichereinsatz am Markt ohne Netzrestriktionen

Der strategische Speichereinsatz ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen wird als STA-NETZ-0 bezeichnet und bildet einen ersten Ansatz der Flexibilitätsbewirtschaftung. Gemäß der Modellierung in Kapitel 3 ergeben sich je t Preise im Intervall $\tilde{C}_{Handel,t}$, wobei die konkrete Verschiebung über das lokale Dargebot bestimmt wird,

wie in Abbildung 3.9 visualisiert. Ziel des Agentenmodells ist ein betriebswirtschaftlich wertschöpfender Flexibilitätseinsatz mittels der verfügbaren Informationen.

Die Komplexität in der Umsetzung bildet sich aus verschiedensten Unsicherheiten, wie den tatsächlichen Preisen, der Umsetzbarkeit von Entscheidungen am Markt, der rekursiven Abhängigkeit von Entscheidungen durch den Ladezustand, dem tatsächlichen Eigenverbrauch sowie dem gesamten Last- und Erzeugungsvolumen der LEC. Einem Lösungsansatz bedarf es einer angemessenen Adressierung dieser Komplexitäten im notwendigen Rahmen, welcher durch die in Unterabschnitt 5.1.2 definierten Annahmen bereits eingegrenzt wird. Zur weiteren Spezifizierung der Rahmenbedingungen der Modellierung müssen daher zunächst die verfügbaren Informationen festgelegt werden. Denn während eine Realisierung des STA stets über weitere Daten verbessert werden kann, dient die Modellierung der Flexibilitätswirtschaftung primär dem Nachweis der wirtschaftlichen und technischen Potentiale des entwickelten Marktkonzeptes, unter der Annahme eines realitätsnahen Anwendungsrahmens hinsichtlich der vorliegenden Daten.

Daher wird angenommen, dass gemäß der realen Verfügbarkeit von Day-Ahead-Preisen für mindestens die kommenden 24 Stunden und damit 96 Viertelstunden, die Marktpreise $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ sowie eine PV-Prognose $\alpha_{\text{PV},t}$ für die LEC unter Vernachlässigung möglicher Prognoseabweichungen bekannt sind. Weiterführend erfolgt durch die Unsicherheit des eigenen, physikalischen Verhaltens der folgenden 24 Stunden die bereits in Unterabschnitt 5.1.2 genannte, davon entkoppelte Entscheidung zum Flexibilitätseinsatz. Denn während die Prognose einer aggregierten Verbrauchskurve über eine große Menge an Verbrauchern durch einen statistischen Ausgleich möglich ist, ist die Prognose eines einzelnen Haushaltes nur mit großer Unsicherheit möglich [118]. Daher werden in der Modellierung erst nach der Entscheidungsfindung potentielle Synergien durch Deckung des eigenen Verhaltens berücksichtigt.

Der STA basiert auf einer linearen Optimierung mit rollierendem Zeithorizont, welche in jedem t mittels der verfügbaren Informationen den Speichereinsatz für den folgenden Zeithorizont von einem Tag optimiert. Dadurch können künftige Preisverläufe sowie erwartete Tendenzen am LEM in die Entscheidungsfindung integriert werden. Auf Basis der Optimierung wird ausschließlich die Entscheidung für das Gebot in t getroffen. Im folgenden Zeitintervall wird durch die rekursive Abhängigkeit der Flexibilitätsoptionen eine erneute Optimierung für die dann folgenden 24 Stunden durchgeführt, sodass sich der vorherige Zeithorizont um ein Zeitintervall nach hinten

verschiebt. So können auch Misserfolge bei der initial geplanten Vermarktung in einen angepassten Beschaffungsplan integriert werden.

Eine Optimierung mittels $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ als realisierbarer Preis in allen Zeitintervallen würde die Preisverschiebung innerhalb von $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ nicht berücksichtigen, welche sich aus dem lokalen Dargebot und damit der PV-Prognose $\alpha_{\text{PV},t}$ ergibt. Es bedarf somit einer Approximation des erwarteten Marktpreises und damit der Abweichung von $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$, welche als Δ_t^{Markt} nach Gleichung 5.6 als Funktion in Abhängigkeit von $\alpha_{\text{PV},t}$ definiert wird.

$$\Delta_t^{\text{Markt}} = f(\alpha_{\text{PV},t}) \in [-\tilde{c}_{\text{Aggregator}}; \tilde{c}_{\text{Aggregator}}] \quad (5.6)$$

Eine derartige Approximation kann über vom STA historisch gesammelte Daten generiert und kontinuierlich verbessert werden. Im Rahmen beider STA-Modellierungen werden relevante Daten ex ante in einer Jahressimulation generiert und anschließend im Modell hinterlegt, sodass die praktische Implementierung über historisch gesammelte Daten abstrahiert wird. Der funktionale Zusammenhang in Gleichung 5.6 kann mittels einer Regressionsanalyse abgebildet werden. Konkret wird im Anwendungskontext eine polynomiale Regression mit Minimierung der quadratischen Abweichung aller Datenpunkte durchgeführt. Der Grad des Polynoms wird mittels einer visuellen Inspektion der Daten manuell auf den Wert 10 festgelegt und gilt für alle weiteren polynomiellen Regressionen. Mittels der gespeicherten Koeffizienten eines Polynoms kann in der STA-Anwendung eine Approximation durchgeführt werden. [119]

In der Optimierung wird weiter eine binäre Variable $\beta_{\text{SP},t}^{(i)}$ eingeführt, welche eine Indikation darüber liefert, ob der Speicher in einem t physikalisch aktiv ist. Für den Fall, dass ein Speicher aktiv war ($E_{\text{SP},t}^{(i)} \neq 0$), wird über $\beta_{\text{SP},t}^{(i)} = 1$ ein fixer Kostenfaktor $\tilde{c}_{\text{SP}} > 0$ verrechnet. Damit wird in der Optimierung verhindert, dass ein STA jede minimale Preisdifferenz zwischen zwei Zeitschritten realisieren will, trotz praktischer Überschreitung der Betriebskosten des Speichers bei minimaler Gewinnmarge. Der logische Zusammenhang zwischen $E_{\text{SP},t}^{(i)}$ und $\beta_{\text{SP},t}^{(i)}$ muss in linearen Nebenbedingungen abgebildet werden. Da in der Optimierung eine Kostenminimierung verfolgt wird, resultiert ein Wert von $\beta_{\text{SP},t}^{(i)} = 0$ stets in einem besseren Zielfunktionswert und wird angestrebt. Es muss für $E_{\text{SP},t}^{(i)} \neq 0$ sichergestellt sein, dass stets $\beta_{\text{SP},t}^{(i)} = 1$ gesetzt wird. Die Integration erfolgt für positive und negative Werte von $E_{\text{SP},t}^{(i)}$ über die Nebenbedingungen in Gleichung 5.7 und 5.8 mit M als hinreichend große Zahl [120].

$$E_{\text{SP},t}^{(i)} \leq \beta_{\text{SP},t}^{(i)} \cdot M \quad (5.7)$$

$$-E_{\text{SP},t}^{(i)} \leq \beta_{\text{SP},t}^{(i)} \cdot M \quad (5.8)$$

Die Zielfunktion in der Optimierung nach Gleichung 5.9 verrechnet über den Betrachtungshorizont den Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ mit Δ_t^{Markt} zu einem erwarteten Preis und optimiert unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen des Speichers gemäß Gleichung 5.2-5.5 sowie der fixen Betriebskosten den Profit. Es handelt sich somit um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell, welches mit dem Simplex- und Branch-and-Bound-Verfahren gelöst wird [120].

$$\min \sum_{t=t_0}^{t_0+96} \left(\tilde{c}_{\text{Markt},t} + \Delta_t^{\text{Markt}} \right) \cdot E_{\text{SP},t}^{(i)} + \beta_{\text{SP},t}^{(i)} \cdot \tilde{c}_{\text{SP}} \quad (5.9)$$

Die Optimierung liefert den geplanten Betriebspunkt des Speichers $E_{\text{SP},t}^{(i)}$ im aktuellen Zeitintervall t . Für den Peer ist wie eingangs dargestellt erst im Anschluss die Verrechnung mit dem statischen Volumen $E_{\text{PV},t}^{(i)}$ und $E_{\text{L},t}^{(i)}$ von Relevanz. Ist das Speicherverhalten gegensätzlich zum statischen Volumen, so erfolgt eine Peer-interne Verrechnung und die Bildung einer Restmenge Energie, die entweder auf dem statischen Volumen basiert und nach dem ZI-Agenten aus Unterabschnitt 3.2.2 gehandelt wird, oder auf dem Speicher basiert und gemäß der erwarteten Profite nach dem STA vermarktet wird. Ist das Verhalten nicht gegensätzlich, so werden zwei separate Kauf- oder Verkaufsgebote nach ZI und STA positioniert. Die zweigeteilte Handhabung wird gewählt, da die Realisierung mit variierender Priorität einhergeht. Die Beschaffung inflexibler Volumina ist risikoaverser als eine Flexibilitätsbewirtschaftung, bei welcher Misserfolge im Handel auf für die Entscheidung unpassenden Preisen beruhen können und weniger kritisch sind. Daher wird eine angepasste Bepreisung für STA gesetzt.

Die Preissetzung in der Gebotsgenerierung des STA muss gemäß Gleichung 3.1 innerhalb von $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ liegen. In der Realisierung wird in $r = 1$ zunächst der risikoaffine, minimale Kaufpreis oder maximale Verkaufspreis gesetzt, ehe eine iterative Anpassung in Analogie zum ZI-Modell bis zum erwarteten Preis $\tilde{c}_{\text{Markt},t} + \Delta_t^{\text{Markt}}$ erfolgt. Der Preis war zuvor grundlegend für die in der Optimierung getroffene Entscheidung, sodass keine Überschreitung des erwarteten Kaufpreises und keine Unterschreitung des erwarteten Verkaufspreises erfolgt. In solchen Fällen wird ein Misserfolg bei der Beschaffung am LEM akzeptiert.

Nach Abschluss des Handels wird je nach Erfolg bei der Vermarktung und der internen Verrechnung der Speicherstand aktualisiert. Somit wird die Grundlage für die Optimierung im folgenden Zeitschritt gebildet. Im Modell werden aufgrund der für alle Peers einheitlichen historischen Daten demnach keine knotenscharfen Eingangsdaten verwendet, sodass Gleichzeitigkeiten in der Speicherbewirtschaftung zu erwarten sind. Eine praktische Implementierung bietet das Potential für nodale Differenzen sowie eine dynamische Anpassung an sich verändernde Effekte am Markt. Zudem sind durch die Vernachlässigung von Netzrestriktionen Überlastungen in einer Realisierung des Marktergebnisses möglich.

5.2.3 Strategischer Speichereinsatz am Markt mit Netzrestriktionen

Aufbauend auf dem STA ohne Netzrestriktionen bedarf es einer Anpassung für den Fall, dass die Netzgebühren im Handel integriert sind. Dieser Anwendungsfall wird als STA-NETZ-1 bezeichnet. Da im Gegensatz zur bisherigen STA-Modellierung $\tilde{c}_{\text{Netz,max}} \neq 0$ gilt, wird zum einen eine angepasste Approximation der Preise benötigt, zum anderen aufgrund der Netzgebühren auch eine Differenzierung zwischen Kauf- und Verkaufspreisen in der Approximation und in der Optimierung. Denn analog zu Abbildung 3.10 ergeben sich Preisdifferenzen durch lokale Gegebenheiten.

Mittels der bisherigen Approximation von Δ_t^{Markt} kann weiterhin eine initiale Verschiebung um $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ identifiziert werden. Je nach Verfügbarkeit in der LEC erhöhen die Netzgebühren den erwarteten Kaufpreis um ein $\Delta_{K,t}^{\text{Netz}} \geq 0$ oder reduzieren den Verkaufspreis um ein $\Delta_{V,t}^{\text{Netz}} \leq 0$. Für den Fall $\Delta_t^{\text{Markt}} > 0$ wird somit ein Lastszenario erwartet, sodass der Verkaufspreis bei hoher Nachfrage unverändert approximiert wird und $\Delta_{V,t}^{\text{Netz}} = 0$ gilt, während sich mit einem $\Delta_{K,t}^{\text{Netz}} \neq 0$ ein höherer Kaufpreis ergibt. Umgekehrtes gilt für $\Delta_t^{\text{Markt}} < 0$.

Für den Einfluss der Netzgebühr auf die Preise sind die Energievolumina der LEC entscheidend. Es wird daher analog zu Unterabschnitt 5.2.2 auf Basis historischer Daten ein funktionaler Zusammenhang gebildet, sodass erneut über eine polynomiale Regression der historischen Daten nach Gleichung 5.10 ein Lastvolumen $E_{L,t}^{\text{Prog}}$ auf Basis der Tageszeit t_{TZ} geschätzt wird sowie über eine lineare Regression nach Gleichung 5.11 ein Erzeugungsvolumen $E_{\text{PV},t}^{\text{Prog}}$ auf Basis der PV-Prognose $\alpha_{\text{PV},t}$ [119]. Dass im Gegensatz zu STA-NETZ-0 konkrete Energievolumina approximiert werden und nicht nur eine Tendenz nach Gleichung 5.6 liegt daran, dass nicht nur eine Verschie-

bung um $\pm\tilde{c}_{\text{Aggregator}}$ möglich ist, sondern das konkrete Volumen eine unterschiedlich starke Ausprägung von $\Delta_{K,t}^{\text{Netz}}$ und $\Delta_{V,t}^{\text{Netz}}$ zur Folge hat.

$$E_{L,t}^{\text{Prog}} = f(t_{\text{TZ}}) \quad (5.10)$$

$$E_{\text{PV},t}^{\text{Prog}} = f(\alpha_{\text{PV},t}) \quad (5.11)$$

Über prognostizierte Energiemengen und die initiale Abschätzung von Δ_t^{Markt} kann der antizipierte Einfluss durch die Netzgebühr nach Gleichung 5.12 und 5.13 bestimmt werden. Nach der bereits adressierten Differenzierung gemäß dem Vorzeichen von Δ_t^{Markt} , erfolgt erneut eine lineare Regression mit einem zusätzlichen Versatz [119]. Dabei bedarf es einer angemessenen Festlegung, denn eine zu geringe Approximation resultiert in nicht realisierbaren Preisen, während bei einer zu hohen Approximation in der Optimierung die gebotene Energie aufgrund begrenzter Ertragspotentiale reduziert wird. Aufgrund der Unsicherheit der Lastprognose nach Gleichung 5.10 resultiert der Versatz in der Vermeidung von zu geringen Abschätzungen und der damit ausbleibenden Flexibilitätserschließung.

$$\Delta_{K,t}^{\text{Netz}} = f\left(\Delta_t^{\text{Markt}}, E_{L,t}^{\text{Prog}}, E_{\text{PV},t}^{\text{Prog}}\right) \in [0; \tilde{c}_{\text{Netz,max}}] \quad (5.12)$$

$$\Delta_{V,t}^{\text{Netz}} = f\left(\Delta_t^{\text{Markt}}, E_{L,t}^{\text{Prog}}, E_{\text{PV},t}^{\text{Prog}}\right) \in [-\tilde{c}_{\text{Netz,max}}; 0] \quad (5.13)$$

Zur Aufstellung der Zielfunktion muss $E_{\text{SP},t}^{(i)}$ aufgrund unterschiedlicher Preise zusätzlich je nach Vorzeichen differenziert werden, in $E_{\text{SP,Pos},t}^{(i)} \geq 0$ für Lade- und $E_{\text{SP,Neg},t}^{(i)} \leq 0$ für Entladevorgänge. Mittels der zugehörigen Nebenbedingung in Gleichung 5.14 sowie den bisherigen Speicherbedingungen ergibt sich die Zielfunktion der Optimierung nach Gleichung 5.15. Dass ein Speicher nicht zeitgleich be- und entladen wird, ergibt sich inhärent durch die stets vorhandene Preisdifferenz und die sich dadurch unabdingbar ergebenden finanziellen Verluste in der Zielfunktion.

$$E_{\text{SP},t}^{(i)} = E_{\text{SP,Pos},t}^{(i)} + E_{\text{SP,Neg},t}^{(i)} \quad (5.14)$$

$$\begin{aligned} \min \sum_{t=t_0}^{t_0+96} & \left(\tilde{c}_{\text{Markt},t} + \Delta_t^{\text{Markt}} + \Delta_{K,t}^{\text{Netz}} \right) \cdot E_{\text{SP,Pos},t}^{(i)} \\ & + \left(\tilde{c}_{\text{Markt},t} + \Delta_t^{\text{Markt}} + \Delta_{V,t}^{\text{Netz}} \right) \cdot E_{\text{SP,Neg},t}^{(i)} \\ & + \beta_{\text{SP},t}^{(i)} \cdot \tilde{c}_{\text{SP}} \end{aligned} \quad (5.15)$$

Die Umsetzung erfolgt analog zu STA-NETZ-0 über eine lineare Optimierung mit rollierendem Zeithorizont sowie eine Verrechnung mit dem statischen Energievolumen. Auch die Preissetzung erfolgt analog, wobei die Endpreise in $r = r_{\max}$ durch die Abschätzung der Netzgebühr verändert sein können. Prinzipiell besteht das Potential in der Preissetzung und -anpassung zwischen Situationen zu differenzieren, in denen der Speichereinsatz gegensätzlich zum aufsummierten Verhalten der LEC ist oder entsprechend gleich gerichtet. Im Falle einer identischen Richtung können die ZI-Peers mit einem konservativen Bieterverhalten überboten werden, wodurch Flexibilitäten vorrangig zu statischen Lasten oder Erzeugern bedient werden. Ein derartiges Verhalten würde die Versorgung der übrigen ZI-Agenten jedoch einschränken und wird daher vernachlässigt. Die Modellierung basiert somit auf der Annahme, dass der Handel von Flexibilität stets sekundär zur statischen Last und Erzeugung ist, sofern nicht durch dynamische Netzgebühren explizit verschoben. Da somit die Speicher zumeist erst nach dem statischen Verhalten bedient werden, wird in der Abschätzung gemäß Gleichung 5.12 und 5.13 der jeweilige Maximalwert aus den historischen Daten als Referenz gesetzt. Exemplarische Approximationen folgen in der Auswertung.

5.3 Anwendung der Trading Agenten

Im Folgenden werden die TA isoliert für einen identischen Anwendungsfall in den modellierten Szenarien angewendet und ausgewertet. Die Ergebnisse liefern eine Übersicht über das Verhalten, die Rückkopplung sowie Einschränkungen der TA, welche im anschließenden Kapitel 6 Teil einer ganzheitlichen Auswertung sind.

5.3.1 Spezifizierung des Anwendungsfalls

Als Flexibilitäten werden vier identisch parametrisierte Batteriespeicher gemäß der Notation aus Abbildung 4.4 an den Knoten S1.4, S2.5, S3.2 und S4.1 des Netzes SB-NS-1 ergänzt. Die manuelle Wahl der Knoten stellt sicher, dass an den Knoten eine ausreichend große Last und Erzeugung für die Nutzung der Speicherkapazitäten in den EVB-Szenarien vorliegt. Eine topologische Verteilung ist durch die Verortung in allen Strängen gegeben.

Die Parametrierung definiert die Speicherkapazität jeweils mit $E_{\text{SP,max}}^{(i)} = 40 \text{ kWh}$ sowie einer Ladeleistung von $E_{\text{SP,Lade}}^{(i)} = 20 \text{ kW}$. Im praktischen Vergleich mit der

durchschnittlichen Kapazität von Heimbatteriespeichern handelt es sich dabei um überdimensionierte Speicher [121]. Dies ist bewusst so gewählt, denn die Speichermodellierung abstrahiert, wie in Unterabschnitt 5.1.2 erläutert, auch weitere Flexibilitäten auf Haushaltsebene. Indem nur vier der 14 Netzknoten mit einem Batteriespeicher versehen werden, werden außerdem Rahmenbedingungen für das verfolgte Energy Sharing unter den Peers der LEC generiert.

Der Zeithorizont des betrachteten Anwendungsfalls umfasst einen einzelnen Sommertag mit hoher Netzbelastung sowie einem stark schwankenden Marktpreis im Tagesverlauf. So kann sowohl die Flexibilitätsbewirtschaftung, als auch die Integration der Netzrestriktionen hinsichtlich des Speicherverhaltens demonstriert werden.

5.3.2 Speichereinsatz nach klassischem Verhaltensmuster

Im ersten Szenario wird für EVB-NETZ-0 die Simulation durchgeführt. In Abbildung 5.1 sind die über alle Peers aufsummierten Energiemengen im Tagesverlauf visualisiert sowie gemäß der rechten y-Achse der aggregierte Ladestand $E_{SP,SOC,t}$ über alle vier Speicher. Farblich hinterlegt sind weiter hohe Netzauslastungen sowie Netzüberlastungen, gemessen am jeweiligen Maximalwert $x_{t,max}$ je t .

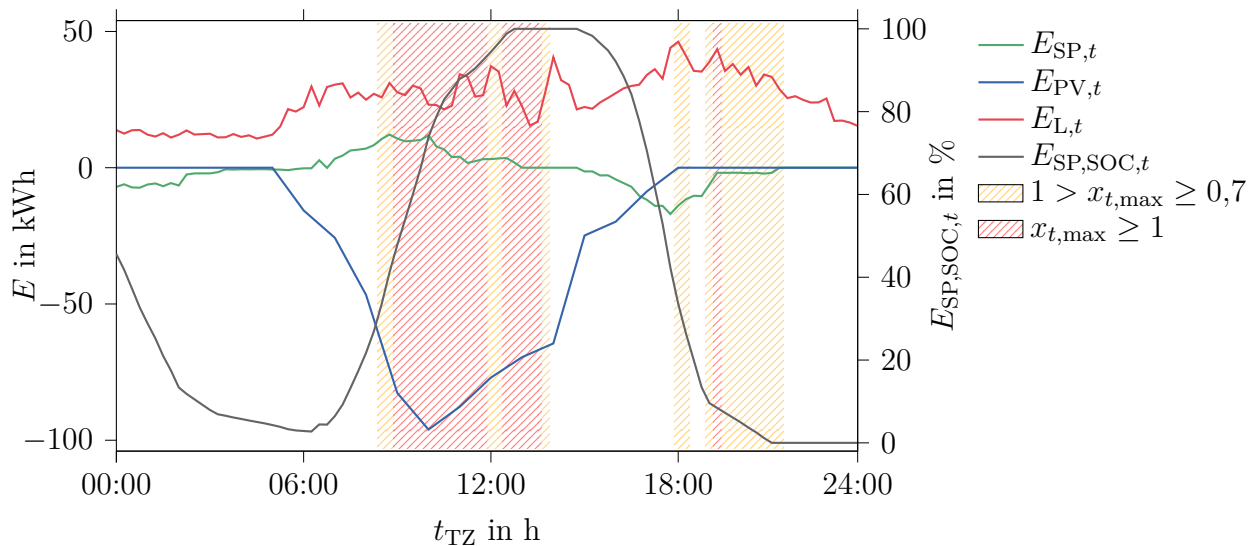


Abbildung 5.1: EVB-NETZ-0 Realisierte Energiemengen im Tagesverlauf

Durch den dedizierten Einsatz der Speicher zur Deckung des Eigenverbrauches erfolgt keine Berücksichtigung externer Ertragspotentiale. Damit ergibt sich ein geglättetes Speicherverhalten mit einer Entladung zu Zeiten mit $|E_{PV,t}| < E_{L,t}$ sowie Beladung

bei $|E_{PV,t}| > E_{L,t}$. Zwar wird das technische Potential durch nahezu volle Be- und Entladung des Speichers ausgeschöpft, jedoch nicht vollständig wie für $t_{TZ} = 06:00$ h durch $E_{SP,SOC} > 0$ zu sehen. Zudem handelt es sich beim betrachteten Anwendungsfall um einen Tag mit hoher wechselseitiger Last und Einspeisung, sodass die technischen Nutzungspotentiale des Speichers tendenziell an Tagen mit einseitiger Belastung geringer ausfallen würden, was durch die kurze Haltung lokaler Extrema im Verlauf von $E_{SP,SOC,t}$ bereits angedeutet wird.

Physikalische Engpässe im Netz treten bei hoher Last oder Erzeugung auf. Praktisch würde eine Abregelung des statischen Verhaltens notwendig sein, während der Speichereinsatz unverändert bleiben würde, sodass auf eine Darstellung von EVB-NETZ-1 verzichtet wird. Das Potential einer Flexibilitätserschließung zur Vermeidung der Engpässe wird insbesondere deutlich bei Betrachtung der Korrelation der Auslastung mit dem aktuellen Speichereinsatz. Es erfolgen Entladevorgänge bei geringer Netzbelastung, während Speicher bei hoher Netzbelastung teilweise bereits am minimalen Laststand sind und kein weiteres Potential besitzen. Die Speicher könnten exemplarisch bei geringer Netzbelastung Potentiale zur komprimierten, schnelleren Aufnahme umsetzen, sodass entsprechende Extrema im Preis genutzt werden können. Auch könnten Entladevorgänge zeitlich von der initialen Übersteigerung der nodalen Last in Phasen antizipierbarer Überlastungen verschoben werden. Derartige Potentiale müssen aber gemäß Unterabschnitt 2.3.3 über betriebswirtschaftliche Vorteile in die Entscheidung der Peers integriert werden, um Anreize zur Erschließung zu liefern.

5.3.3 Strategischer Speichereinsatz am Markt ohne Netzrestriktionen

Das zweite Simulationsszenario STA-NETZ-0 umfasst die Anwendung des STA gemäß Unterabschnitt 5.2.2 im spezifizierten Anwendungsfall. Zunächst erfolgt die Abschätzung der erwarteten Marktpreise über die Verschiebung Δ_t^{Markt} um $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ nach dem funktionalen Zusammenhang aus Gleichung 5.6. Die resultierende Preisabschätzung ist in Abbildung 5.2 im Vergleich zu den tatsächlichen, durchschnittlichen Preisen $c_{K,t}^{\text{mit}} = c_{V,t}^{\text{mit}}$ visualisiert.

Für Zeiten mit einer minimalen PV-Prognose nach $\alpha_{PV,t}$ erfolgt eine eindeutige Abschätzung eines $\Delta_t^{\text{Markt}} \rightarrow \tilde{c}_{\text{Aggregator}} = 2 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ mit minimalen Abweichungen zum umgesetzten Preis. Ähnliches gilt umgekehrt für eine hohe PV-Einspeisung zur Tagesmitte. Die Prognose wird durch die Unsicherheit der tatsächlichen Last der LEC ungenauer für geringere PV-Einspeisungen, liefert jedoch hinreichend gute Eingangspa-

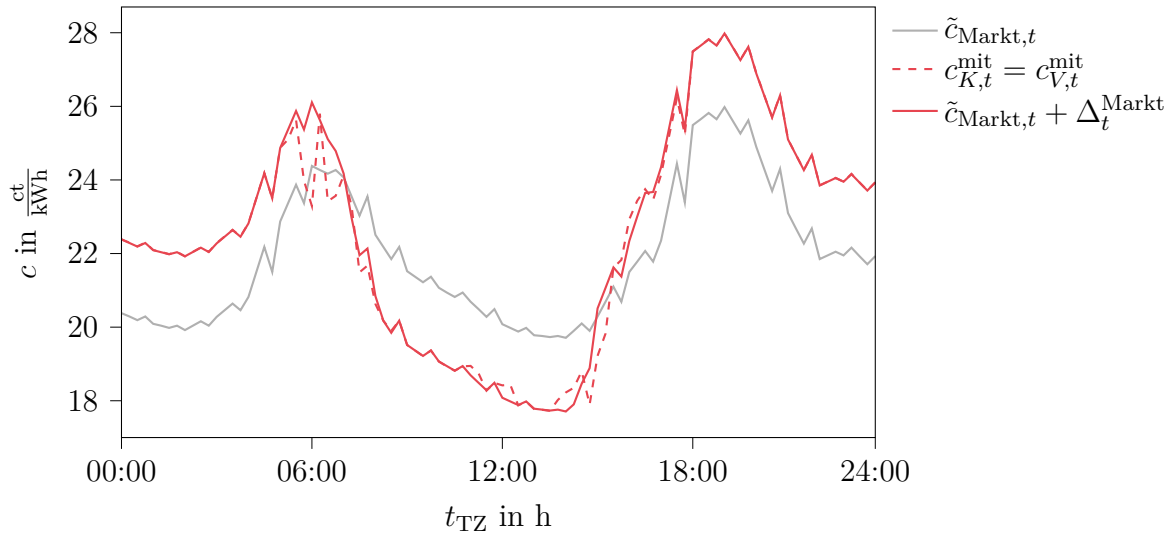


Abbildung 5.2: STA-NETZ-0 Preisprognose

parameter für die Optimierung. Auffällig sind außerdem punktuelle Abweichungen um $t_{TZ} = 06:00$ h, welche auf den strategischen Handel der Speicher der LEC zurückzuführen sind, denn dieser ist in den historischen Daten zur Approximation gemäß Unterabschnitt 5.2.2 nicht integriert und bietet Potential zur Übernahme in detaillierten Ausführungen eines STA.

Damit sind die Eingangsdaten für die rollierende Optimierung im Tagesverlauf gegeben. Der konstante Term für den Speichereinsatz wird auf $\tilde{c}_{SP} = 1$ ct gesetzt und die Tagessimulation liefert für die LEC das in Abbildung 5.3 visualisierte Verhalten. Die vier Speicher weisen in der Entscheidungsfindung und Umsetzung eine erwartete hohe Gleichzeitigkeit auf. Dies wird durch das Ausbleiben von netzorientierten Handelsbeschränkungen begünstigt, sodass sich Einschränkungen lediglich aus dem Mangel an Kauf- oder Verkaufsvolumen der statischen Last und Erzeugung ergeben und somit nicht genug Abnehmer in der LEC existieren.

Speziell im Vergleich zu EVB fällt beim aggregierten Ladestand $E_{SP,SOC,t}$ eine vollständige Ausnutzung des potentiellen Spektrums von 0 % bis 100 % auf. Auch sind stärkere Gradienten im graphischen Verlauf identifizierbar, denn der STA integriert die technischen Potentiale des Speichers vollständig in die Entscheidungsfindung und sofern ein Einsatz betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, wird eine Vermarktung angestrebt. Dies hat zur Folge, dass im Vergleich zu EVB eine betragsmäßige Steigerung des gehandelten Energievolumens um 78 % nachgewiesen werden kann.

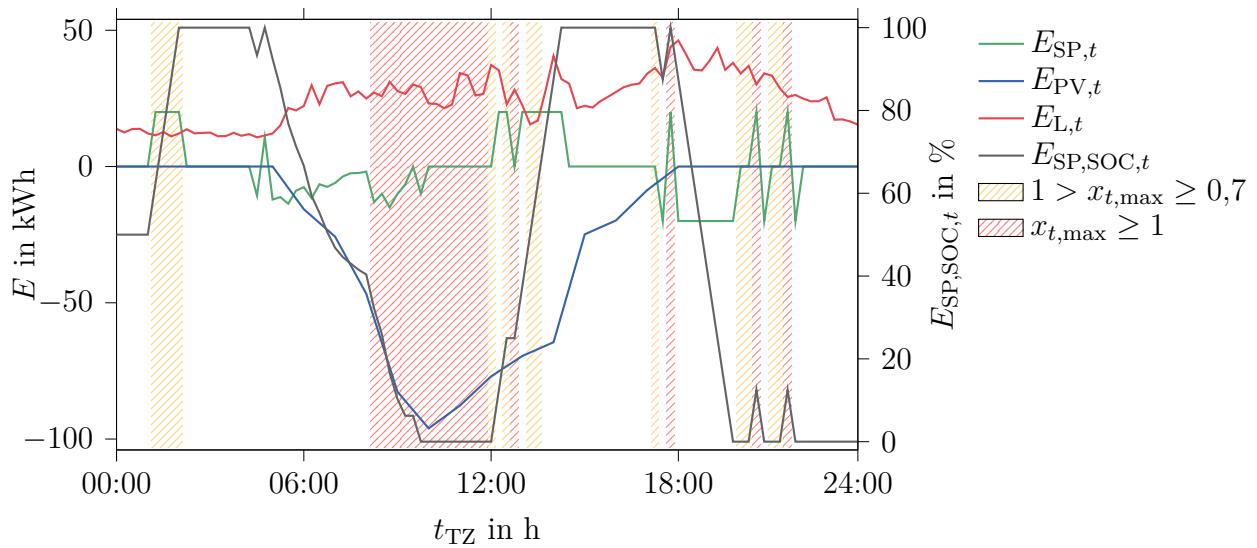


Abbildung 5.3: STA-NETZ-0 Realisierte Energiemengen im Tagesverlauf

Bei Abgleich von $E_{SP,t}$ mit dem prognostizierten Preisverlauf in Abbildung 5.2 ist eindeutig sichtbar, dass die Ladevorgänge in Zeiten geringer Preise und Entladevorgänge in Zeiten hoher Preise positioniert werden. Der Ladevorgang der Speicher durch die PV-Einspeisung wird anders als im Falle EVB nicht bereits gestartet, sobald die Erzeugung die Last überschreitet, sondern erst bei geringeren Preisen ab $t_{TZ} = 12:00$ h. Bei bereits dominierender PV-Einspeisung ab $t_{TZ} = 08:00$ h laden die Speicher aufgrund der im Vergleich zur Mittagszeit hohen Preise weiter auf, denn dies stellt einen betriebswirtschaftlich erstrebenswerten Gewinn dar und wird in der Optimierung abgebildet.

In dem Anwendungsfall werden die Kapazitäten des Netzes nicht berücksichtigt, sodass Netzüberlastungen auftreten können. Im Ergebnis ist dies insbesondere sichtbar, wenn die Speicher gleich gerichtet zum aggregierten Verhalten der LEC sind, exemplarisch zu sehen beim ersten Ladevorgang, während $E_{PV,t} \rightarrow 0$ gilt. Weiterhin werden auch kleinere Preisschwankungen umgesetzt, sofern mindestens die fixen Betriebskosten \tilde{c}_{SP} gedeckt werden. Auch dies führt zu punktuellen Überlastungen, unterlegt übergeordnet aber die ordnungsgemäße Funktionalität des STA unter den spezifizierten Marktregeln.

5.3.4 Strategischer Speichereinsatz am Markt mit Netzrestriktionen

Analog zu den bisherigen Betrachtungen erfolgt eine Anwendung für das Szenario STA-NETZ-1. Dazu erfolgt zunächst zusätzlich zur bereits in Unterabschnitt 5.3.3 durchgeführten Quantifizierung von Δ_t^{Markt} die Approximation von $\Delta_{K,t}^{\text{Netz}}$ zur Anhebung der erwarteten Kaufpreise bei hoher Last und von $\Delta_{V,t}^{\text{Netz}}$ zur Reduzierung der erwarteten Verkaufspreise bei hoher Erzeugung. Die resultierende Preisabschätzung ist in Abbildung 5.4 differenziert nach Kauf- und Verkaufspreisen im Vergleich zu den tatsächlichen, durchschnittlichen Preisen $c_{K,t}^{\text{mit}}$ und $c_{V,t}^{\text{mit}}$ visualisiert.

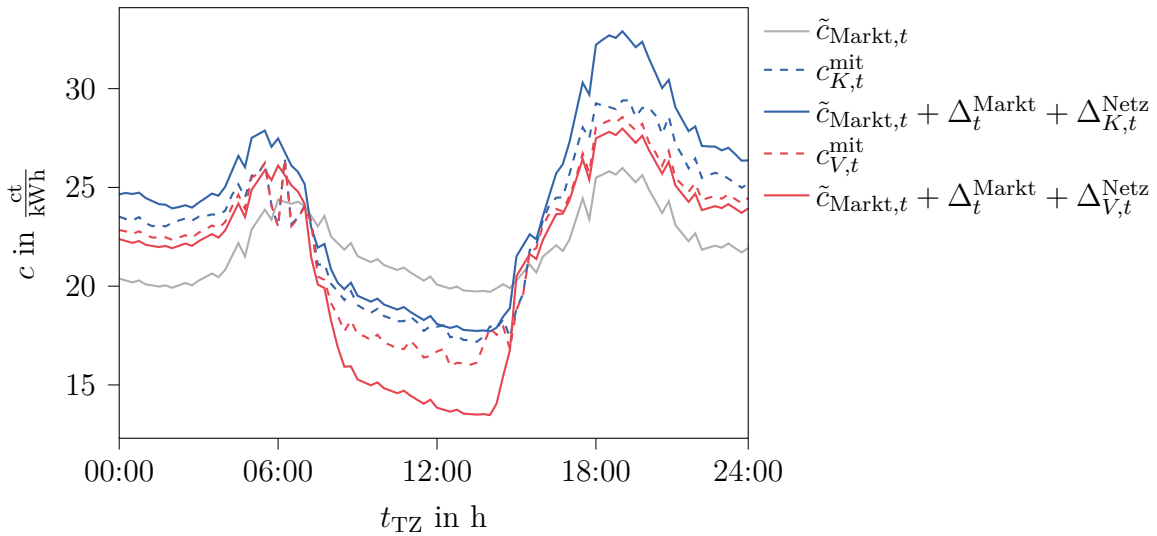


Abbildung 5.4: STA-NETZ-1 Preisprognose

Gemessen an der für den Anwendungsfall zuvor bereits identifizierten Last und Erzeugung ist eindeutig für $|E_{PV,t}| > E_{L,t}$ ein Wert $\Delta_{K,t}^{\text{Netz}} = 0$ und für $|E_{PV,t}| < E_{L,t}$ ein Wert $\Delta_{V,t}^{\text{Netz}} = 0$ zu erkennen, sodass die Verschiebung im zeitlichen Verlauf korrekt in Anlehnung an das lokale Dargebot erfolgt. Dies ist zu erkennen am realen Preisverlauf im Verhältnis zu $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$. Auffällig ist die stetige, absolute Überschätzung in der Approximation durch den zusätzlichen Versatz ausgehend von $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$, was aber im Interesse der folgenden Optimierung zur Entscheidungsfindung ist. Denn werden die Preise zu gering approximiert, erfolgt die Entscheidung auf Basis möglicherweise nicht realisierbarer Preise, sodass Pläne seltener am Markt erfolgreich umgesetzt werden können. Auch sind hier jeweils die realen Durchschnittswerte visualisiert, während knotenscharfe Preise und übergeordnete Maximalwerte den visualisierten Wert analog zur vorherigen Darstellung in Abbildung 3.11 übersteigen können. Dem gegenüber steht auch das Risiko einer Überschätzung der Preise, welche nur ein geringes Spektrum an wirtschaftlich sinnvollen Handelsentscheidungen zur Folge haben und somit

das technische Potential des Flexibilitätseinsatzes nicht ausreichend ausschöpfen. In einer bereits in Unterabschnitt 5.3.3 adressierten praktischen Umsetzung mit kontinuierlicher Modelloptimierung könnte eine dynamische Approximation den umsetzbaren Entscheidungsraum somit laufend verbessern.

Die Anwendung des STA im Tagesverlauf ist in Abbildung 5.5 visualisiert. Durch die Integration der Netzrestriktionen kommt es zu keinen Überlastungen im Zeitverlauf. Jedoch impliziert dies eine nicht vollständige Realisierung der statischen Volumina. Aufgrund der am gewählten Tag für den Jahresverlauf maximalen PV-Einspeisung werden 10,7% der verfügbaren Erzeugung nicht eingespeist. Für die Last beläuft sich der Wert auf lediglich 0,2%.

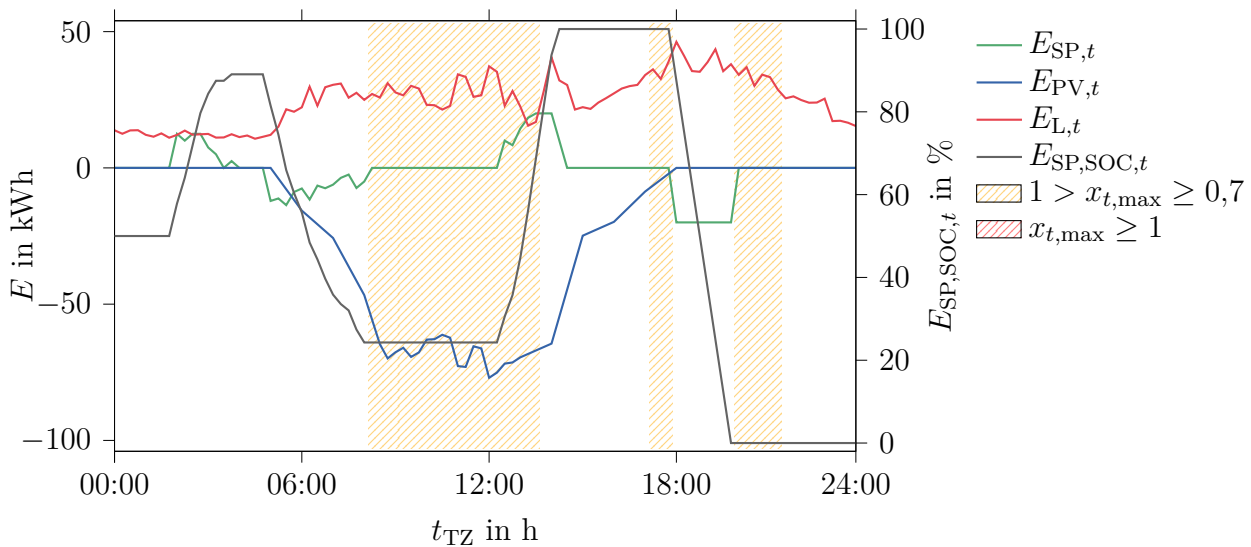


Abbildung 5.5: STA-NETZ-1 Realisierte Energiemengen im Tagesverlauf

Im Vergleich zu STA-NETZ-0 ergibt sich ein geglätteter Speichereinsatz. Durch die Differenz zwischen Kauf- und Verkaufspreisen werden keine minimal über \tilde{c}_{SP} liegende Preisdifferenzen im Handel umgesetzt. Auch reduziert sich für bestimmte Ladevorgänge der Gradient des aggregierten Ladestandes $E_{SP,SOC,t}$, denn die hohe Gleichzeitigkeit eines marktorientierten Flexibilitätseinsatzes resultiert im P2P-Handel in einer höheren Netzauslastung und damit höheren Preisen. Die Rückkopplung in das betriebswirtschaftlich motivierte Verhalten der STA hat damit den geglätteten Flexibilitätseinsatz zur Folge. Ein Beispiel dafür findet sich im ersten Ladevorgang des Tages, welcher in STA-NETZ-0 auf 1 h komprimiert war und in dem Zeitraum eine hohe Auslastung von über 70% zur Folge hatte, in STA-NETZ-1 dagegen auf 2 h gestreckt ist und keine hohe Auslastung zur Folge hat. Der Effekt ist deutlicher,

sofern die Flexibilität nicht gegensätzlich zum aggregierten Betriebspunkt der LEC ist. Bei gegensätzlichem Verhalten, wie etwa im Entladevorgang ab 17:45 h, ist keine Reduktion des Gradienten zu sehen.

Im ersten Ladevorgang ist weiter auffällig, dass die Speicher nicht bis 100 % aufgeladen werden. Die steigenden Preise begrenzen den möglichen Handel, sodass über die Zeit mit dem Anstieg der Approximation der Kaufpreise nach Abbildung 5.4 ein Einkauf nicht rentabel ist, sondern auf einen Verkauf gesetzt wird. Zwar bildet dies einen je nach geltenden Marktpreisen und Marginalkosten eines Flexibilitätseinsatzes plausiblen Zustand ab, ist jedoch repräsentativ für die fehlende Voraussicht des STA. Im Beispiel würde eine erweiterte STA-Modellierung exemplarisch die Gleichzeitigkeit erwarten und den Ladevorgang bereits früher starten. Dies hätte wiederum eine Rückkopplung unter den Peers zur Folge, die das Verhalten der anderen Peers abschätzen müssten, um sich strategisch zu positionieren. Es ergibt sich ein spieltheoretisches Konstrukt, welches einen in Unterabschnitt 2.3.2 eingeführten Forschungsbereich von TES umfasst und in Modellerweiterungen bedient werden kann.

Die Beschränkung durch die Netzkapazitäten ist auch im ersten Entladevorgang zu sehen, welcher trotz noch hoher Marktpreise gegen $t_{TZ} = 08:00$ h durch die zeitgleiche PV-Einspeisung und hohe Netzauslastung begrenzt wird. Im praktischen Anwendungskontext bedient dies die Anforderungen aus Abschnitt 2.4. Das Vorliegen hoher Preise sollte keine unbeschränkte Vermarktung zulässig machen. Auf nationaler Ebene hat dies bei großflächiger Umsetzung zwar positive Effekte am Markt, aber wenn es die Verteilnetzkapazitäten nicht hergeben, ist der Versuch einer physikalischen Realisierung ineffizient.

Die Funktionalität des STA mit Netzrestriktionen ist weiterführend durch die Entladung bei minimalen Preisen und einer Beladung bei maximalen Preisen im Tagesverlauf gegeben. Es erfolgt ein gemäß marktlicher und technischer Rahmenbedingungen zeitlich koordinierter Flexibilitätseinsatz.

5.4 Rückblick und Einordnung

Nach der ganzheitlichen Einführung des Marktmodells mit statischen Energievolumina in Kapitel 3 erfolgt in Kapitel 5 die Erweiterung über eine Flexibilitätsbewirtschaftung in Form von Speichern gemäß der Einsatzkonzepte einer Eigenverbrauchsoptimierung und einer strategischen Positionierung am LEM. In der Anwendung

und Auswertung können die veränderten Einsatzkonzepte an einem repräsentativen Tag identifiziert werden. Insbesondere die Integration der Netzrestriktionen liefert ein angepasstes Flexibilitätsverhalten am Markt, sodass eine Rückkopplung der dynamischen Netzgebühren in die Flexibilitätsbewirtschaftung vorliegt.

Die Umsetzung über eine rollierende Optimierung liefert eine angemessene Adressierung der eingangs definierten Anforderungen. Alternative Ansätze können über maschinelles Lernen realisiert werden [122]. Eine derartige Umsetzung erfolgte in [OK5] für ein vereinfachtes Marktmodell und kann Teil der angedeuteten Umsetzung mit einer laufenden Erlernung des Flexibilitätsverhaltens der anderen Peers sein. Auch können so spieltheoretische Komponenten in die Modellierung und Auswertung aufgenommen werden und damit die Ausgestaltung der regulatorischen Umsetzung unterstützen.

Im Kontext der konkreten STA-Modellierung werden begründete Vereinfachungen und Annahmen getroffen, sodass das Potential einer ausführlicheren Modellierung besteht. Dennoch liegt eine quantifizierbare Flexibilitätsbewirtschaftung vor, sodass eine technisch-wirtschaftliche Auswertung möglich ist. Es können langfristige Zeiträume simuliert werden, in denen der Speichereinsatz variiert wird. Eine solche Auswertung wird im folgenden Kapitel 6 unter Berücksichtigung relevanter Modelle durchgeführt, wie etwa der Abregelung bei Überlastungen.

6 Technisch-Wirtschaftliche Auswertung

Mittels der Modelle zur Flexibilitätsbewirtschaftung aus Kapitel 5 werden folgend repräsentative Fälle unter Variation des Speichereinsatzes und der Abbildung von Netzrestriktionen simuliert. Dazu wird zunächst in Abschnitt 6.1 der Untersuchungsrahmen spezifiziert. Zur Umsetzung bedarf es weiterer Modelle, die in Abschnitt 6.2 eingeführt werden, sodass in Abschnitt 6.3 eine vollständige Anwendung und Auswertung erfolgen kann.

6.1 Spezifikation des Untersuchungsrahmens

In diesem Abschnitt erfolgt die Einordnung der durchzuführenden Anwendung und Auswertung in den thematischen Kontext und die Kapitelstruktur der gesamten Arbeit. Dazu wird die Zielsetzung formuliert und hinsichtlich der im Modell möglichen Auswertung eingeordnet. Zudem werden die Szenarien der Auswertung spezifiziert.

6.1.1 Thematische Einordnung und Zielsetzung

Abschnitt 2.2 lieferte die Einordnung der Flexibilitätserschließung im Verteilnetz in bestehenden Modellen sowie weiterführender Konzepte der laufenden Forschung. Als identifizierte Lösung wurde in Kapitel 3 ein netzbewusster LEM modelliert und hinsichtlich der Funktionalität ausgewertet. Der folgende Schritt lieferte in Kapitel 5 mittels entwickelter STA die wirtschaftlich motivierte Flexibilitätserschließung im LEM und damit die verfolgte Zielkonfiguration des Modells. Auf Basis der Modelle kann rückblickend die Einordnung der Flexibilitätserschließung in Abschnitt 2.2 ausgewertet werden, indem verschiedene Szenarien im LEM simuliert und ausgewertet werden.

Das folgende Kapitel verfolgt die Beantwortung des zweiten Teils der Forschungsfrage **FF3**, inwiefern die betriebswirtschaftlichen Anreize im LEM in Rückkopplung mit dem strategischen Flexibilitätseinsatz und den dynamischen Netzgebühren Vorteile für involvierte Akteure der LEC liefern. Dazu werden Marktsimulationen sowohl unter Variation des Speichereinsatzes als auch der Abbildung von Netzrestriktionen in vier Szenarien durchgeführt. In der Auswertung werden die Ergebnisse hinsichtlich

der realisierten Handelsvolumina, des Flexibilitätseinsatzes und der wirtschaftlichen Bilanzen präsentiert.

6.1.2 Rahmenbedingungen und Spezifikation der Auswertung

Nach Kapitel 5 kann die Nutzung der Heimbatteriespeicher je nach Einsatzstrategie und Marktdesign variieren. Die Flexibilität kann zur Deckung des Eigenverbrauchs genutzt werden und verfolgt somit den in der Praxis primär vorliegenden Fall, denn ein marktlicher Einsatz ist aufgrund der hohen Spanne zwischen einer Einspeisevergütung und den Kosten des Bezuges nicht lohnenswert [32]. Dieser Fall wird über das Präfix EVB abgebildet. Alternativ kann die Flexibilität am LEM unter der Zielsetzung einer Kostenminimierung eingesetzt werden, denn durch den LEM ergibt sich eine marktliche Flexibilitäterschließung, die auch für Endkunden rentabel sein kann. Dieser Fall wird über das Präfix STA abgebildet. Für beide Fälle kann weiter zwischen den Mechanismen zur Einhaltung von Netzrestriktionen differenziert werden. Mittels der dynamischen Netzgebühren wird das Netz im Markt abgebildet, sodass es keiner weiteren Anpassung bedarf. Dies wird durch das Suffix NETZ-1 abgebildet. Liegt jedoch ein unbeschränkter Markt vor, repräsentiert durch das Suffix NETZ-0, kann die Erfüllung des Marktergebnisses zu physikalischen Grenzwertverletzungen führen. In diesem Fall werden korrigierenden Redispatchmaßnahmen benötigt. Es ergeben sich somit die vier Szenarien nach Tabelle 6.1, welche den Rahmen der folgenden Auswertung liefern.

Tabelle 6.1: Szenarien der Auswertung

Bezeichnung	Speichereinsatz	Netzrestriktionen
EVB-NETZ-0	Eigenverbrauchsoptimierung nach Unterabschnitt 5.2.1	Ex post über Redispatch
STA-NETZ-0	Strategischer Einsatz nach Unterabschnitt 5.2.2	Ex post über Redispatch
EVB-NETZ-1	Eigenverbrauchsoptimierung nach Unterabschnitt 5.2.1	Ex ante über dynamische Netzgebühren
STA-NETZ-1	Strategischer Einsatz nach Unterabschnitt 5.2.3	Ex ante über dynamische Netzgebühren

Die Auswertung der vier Szenarien würde idealerweise durch eine jeweils vollständige Berechnung der Wohlfahrt der LEC erfolgen. Die Umsetzbarkeit im vorliegenden Modellrahmen ist aber begrenzt, denn eine ausreichende Abdeckung bedarf einer

weitreichenden Modellerweiterung mit einer vollumfänglichen Abbildung zusätzlicher Elemente. Dazu zählen zur Quantifizierung des Nutzens etwa soziale Einbußen durch Abregelung, Netzüberlastungen, benötigter Redispatch, Kosten der Hard- und Software, begrenzte Planungssicherheit am beschränkten LEM, Cyber-Sicherheit und Resilienz. Weiter müsste auch der Abgleich mit dem Zielnetzausbau sowie dessen Kosten erfolgen. Und all dies müsste unter dem Wert der politischen Forderungen, langfristiger Investitionsentscheidungen der Nutzer und auch zeitlicher Gewichtung von Kosten erfolgen. Die Ergebnisse eines solchen Modells zur volkswirtschaftlichen Bewertung würden zudem Sensitivitäten hinsichtlich der Gewichtung aller Eingangsgrößen aufweisen, sodass die Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet wären.

Eine derartige Betrachtung liegt außerhalb des Forschungsschwerpunktes dieser Arbeit, sodass sich die Auswertung auf die im Rahmen der Annahmen generierten Simulationsergebnisse bezieht und mittels qualitativer Interpretationen zu Effekten auf die Wohlfahrt der LEC abschließt.

6.2 Erweiterung der Modellierung

Ein abschließender Vergleich der vier Szenarien ist durch die variierenden Rahmenbedingungen eingeschränkt, sodass es einer Erweiterung der Modellumgebung bedarf. Diese umfasst eine Integration des korrigierenden Eingriffes durch den VNB sowie die Identifikation repräsentativer Anwendungsfälle.

6.2.1 Abbildung der Abregelung durch den Netzbetreiber

In Szenarien mit einer Integration von Netzrestriktionen wird der Handel auf dem LEM beschränkt, sodass je nach Netzbelastung weniger Energie gehandelt werden kann, als nach den initialen wirtschaftlichen und technischen Interessen der Peers präferiert. Ohne die Abbildung von Netzrestriktionen im LEM liegen derartige Beschränkungen nicht vor, wodurch die Möglichkeit besteht, dass ein Marktergebnis physikalisch nicht umsetzbar ist. Es bedarf somit eines korrigierenden Engpassmanagements seitens des Netzbetreibers, welches die physikalischen Betriebspunkte von Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen in Kohärenz zum Systemzustand anpasst. Ein solches Vorgehen findet im Energiesystem auf Übertragungsnetzebene Anwendung [13]. Eine Umsetzung im Verteilnetz ist zwar ein technisch und regulatorisch aufwendiges Unterfangen, bildet jedoch aktuelle Bestrebungen zur langfristigen Adressie-

rung des Engpassmanagements im Verteilnetz. Hervorzuheben ist als Referenz dabei auf Lastseite der Beschluss zur Novellierung des EnWG § 14a [34]. Auf der Erzeugungsseite existieren neben den praktisch etablierten Mechanismen zur Abregelung laufende Projekte zur Abbildung des Redispatches auf Verteilnetzebene [33], wobei die Diskussionen um EnWG § 14a in einem flexibilisierten Energiesystem auch auf die Erzeugerseite projiziert werden können.

Damit eine Vergleichbarkeit der Marktsimulationen zwischen den Szenarien mit Suffix NETZ-0 und NETZ-1 gegeben ist, wird eine Integration eines korrigierenden Engpassmanagements auf Last- und Erzeugerseite benötigt, welches fortlaufend unter dem Begriff des Redispatches referenziert wird. Das Modell wird nach Beendigung der LEM-Simulation für ein t angewendet. Es bedarf eines Mechanismus, der für die Netzbelastung nach Handelsschluss festlegt, welche Netzknoten zu welchem Anteil abgeregelt werden und wie die finanzielle Abwicklung definiert wird. Der Fokus liegt auf einer ausreichenden Abdeckung im vereinfachten Simulationsrahmen mit Lasten, Erzeugern und Speichern.

Nur sofern Grenzwertverletzungen $x_{t,\max} > 1$ vorliegen, wird der zugehörige Mechanismus gestartet. Zunächst wird über das Vorzeichen des Leistungsflusses am Netzverknüpfungspunkt geprüft, ob es sich um einen Last- oder Erzeugungsfall handelt. Anschließend werden etwa im Lastfall lediglich alle Netzknoten abgeregelt, die im Handel als Käufer und damit als Last positioniert sind. Zwar besteht rein theoretisch das Potential, dass auch in einzelnen Strängen Überlastungen durch zu hohe Erzeugung vorliegen, jedoch existieren derartige Zustände in den vorliegenden Netzmodellen mit einer Ähnlichkeit statischer Zeitreihen, begrenzten Flexibilitätsressourcen und einer Durchmischung von physischen Anlagen nicht tatsächlich. Die folgende Darstellung fokussiert sich auf den Lastfall, ist aber analog auf den Erzeugungsfall zu übertragen.

In einem iterativen Vorgehen erfolgt eine gleichmäßige, prozentuale Reduktion aller Lasten um den Faktor $\frac{1}{x_{t,\max}} < 1$. So kann unabhängig der Höhe von $x_{t,\max}$ ein angemessener Reduktionsfaktor festgelegt werden. Nach Berechnung der Netzbelastung mittels LFR wird geprüft, ob weiter Grenzwertverletzungen $x_{t,\max} > 1$ vorliegen und der Prozess wird mit neuem $\frac{1}{x_{t,\max}}$ iterativ bis zur Erfüllung des Abbruchkriteriums $x_{t,\max} \leq 1$ weitergeführt.

Bereits in Unterabschnitt 4.1.1 wird auf den Aspekt der Diskriminierungsfreiheit in der Auswahl zu korrigierender Netzknoten und Anlagentypen eingegangen. Es besteht

technisch gesehen die Option, Engpässe durch weniger Abregelung zu beheben, indem topologische Sensitivitäten berücksichtigt werden. Gleichwohl wird gemäß der Handhabung in [34] ein vereinfachtes Vorgehen als Redispatch zugrunde gelegt, in welchem die gleichmäßige prozentuale Abregelung erfolgt. Zwischen statischem Verhalten und Speichern wird nicht differenziert, denn die Speicher dienen lediglich als Abbildung der inhärenten Flexibilität im Grundverbrauch der Netznutzer. Außerdem erfolgt in Analogie zu [34] kein physischer, bilanzieller Ausgleich im NS-Netz.

In der wirtschaftlichen Verrechnung wird das Volumen der Energie für jeden abgeregelten Peer mit dem individuellen Durchschnittspreis der vorherigen Preise im Handel verrechnet und durch einen korrigierenden Handel mit A_{AGG} als Community Manager abgebildet. Bei einer Abregelung der Last erfolgt somit eine Entschädigungszahlung, wobei implizit auch weniger Last physikalisch verbraucht werden kann, und eine Abregelung der Erzeugung bedeutet geringere Erlöse durch die reduzierte Einspeisung. Da es auch in den Szenarien NETZ-1 vertretbar ist, dass mit weniger Last oder Erzeugung ausgekommen werden muss, erfolgen keine weiteren Entschädigungszahlungen, wie es beim Redispatch 2.0 durch die Kompensation entgangener Erlöse erfolgt [13].

6.2.2 Methode zur Identifikation von Anwendungsfällen

Zur Auswertung bedarf es der Festlegung des Zeitraumes, in welchem die Markt-simulation unter Variation der Szenarien hinsichtlich des Flexibilitätseinsatzes und der Netzgebühren durchgeführt wird. Das Ziel ist eine Identifikation von charakteristischen Markt- und Netzsituationen, anhand welcher die Effektivität der Einsatz-szenarien untersucht werden kann. Zwar besteht die Möglichkeit einer vollständigen Jahressimulation, jedoch können im Konstrukt der synthetisch generierten Zeitreihen eines Benchmark Netzmodells ohnehin nur qualitative Auswertungen im repräsentativen Szenario generiert werden. Des Weiteren begrenzt die Vernachlässigung negativer Preise im Marktmodell die Anwendung für alle Zeitintervalle des Jahres.

Zur Charakterisierung aller Tage im Jahresverlauf wird jeweils die verfügbare sowie benötigte Energie in E_{PV} und E_L gespeichert. Des Weiteren wird in c_{Spanne} die Spanne zwischen im Tagesverlauf maximalen und minimalen Marktpreis $\tilde{c}_{Markt,t}$ gespeichert, um Tage mit hohen Preisschwankungen und damit wirtschaftlichen Potentialen im Speichereinsatz zu identifizieren. Zudem wird in ρ die Korrelation zwischen dem Marktpreis $\tilde{c}_{Markt,t}$ und dem aggregierten Verhalten der LEC in Form von $E_L + E_{PV}$

über den Korrelationskoeffizienten nach Bravais-Pearson berechnet [123]. Damit können Tage identifiziert werden, an denen die lokalen Gegebenheiten am wenigsten mit dem gesamtsystemischen Trend, abgebildet durch $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$, korrelieren.

Es erfolgt die Festlegung auf repräsentative Anwendungsfälle mit einer Dauer von jeweils fünf Tagen. Zunächst werden nach der Filterung von Tagen mit negativen Marktpreisen alle noch verfügbaren Kandidaten mit fünf aufeinander folgenden Tagen identifiziert. Anschließend wird für jeden möglichen Anwendungsfall das aufsummierte Volumen an Last und Erzeugung sowie der Durchschnitt für c_{Spanne} und ρ berechnet. Dadurch existiert eine Klassifizierung aller Fälle, mittels welcher die Auswahl von vier relevanten Anwendungsfällen unter der Bezeichnung AF gemäß der in Tabelle 6.2 spezifizierten Kriterien erfolgt. Bei zeitlicher Überschneidung zweier Zeiträume erfolgt eine iterative Wahl des nächstbesten Falls.

Tabelle 6.2: Auswahlkriterien relevanter Anwendungsfälle

Bezeichnung	Auswahl	Beschreibung
AF1	$\max(E_L + E_{PV})$	Hohe Last bei geringer Erzeugung
AF2	$\max(E_L - E_{PV})$	Hohe Last und Erzeugung
AF3	$\min(\rho)$	Minimale Korrelation mit Gesamtsystem
AF4	$\max(c_{\text{Spanne}})$	Maximale Preisschwankungen

6.3 Anwendung und Auswertung der Szenarien

Für die abschließende Auswertung werden zunächst die nach Unterabschnitt 6.2.2 generierten Anwendungsfälle spezifiziert, bevor die Auswertungen zum realisierten Energievolumen, dem Flexibilitätseinsatz und der wirtschaftlichen Bilanzen erfolgen. Die Ergebnisse werden abschließend eingeordnet, sodass Schlussfolgerungen hinsichtlich **FF3** gezogen werden können.

6.3.1 Spezifikation der identifizierten Anwendungsfälle

Die Auswertung wird für das Netz SB-NS-1 durchgeführt. Zunächst werden die relevanten Fälle mittels der zugehörigen Methode nach Unterabschnitt 6.2.2 identifiziert. In Tabelle 6.3 sind AF1–AF4 mittels der jeweiligen Kenndaten gelistet und werden fortlaufend unter der notierten Bezeichnung referenziert.

Tabelle 6.3: Charakterisierung relevanter Anwendungsfälle

Bezeichnung	Tage	E_L in kWh	E_{PV} in kWh	c_{Spanne}	ρ
AF1	1–5	17162,30	-1973,30	11,56	0,41
AF2	141–145	12523,36	-14333,92	10,66	0,75
AF3	28–32	15421,52	-5217,30	10,20	-0,28
AF4	250–254	12456,46	-6074,19	21,81	0,67

Die Flexibilitäten werden wie in Unterabschnitt 5.3.1 dimensioniert und positioniert. Somit handelt es sich um vier Batteriespeicher bei insgesamt 14 NS-Knoten und einem vorliegenden Potential für Energy Sharing. Es werden 16 Marktsimulationen durchgeführt, die für die vier Fälle nach Tabelle 6.3 jeweils die vier Szenarien nach Tabelle 6.1 für eine konstant gehaltene Flexibilitätsverteilung berechnen.

6.3.2 Realisierte Energievolumina nach Szenarien

Der erste Unterabschnitt der Auswertung befasst sich mit den im Handel realisierten Energievolumina. Dazu sind im Anhang in Tabelle A.1 bis A.4 vollumfängliche Daten zu allen 16 Fällen gelistet, während sich die folgenden Darstellungen zumeist auf Auswertungen mit aufsummierten Ergebnissen beziehen.

In den Szenarien ohne Netzgebühren (NETZ-0) muss jeweils nach Handelsschluss der Redispatchprozess nach Unterabschnitt 6.2.1 gestartet werden. Da die Netzknoten technologieneutral abgeregelt werden, betrifft eine Abregelung die statische Last und Erzeugung sowie in STA-NETZ-0 auch das Speicherverhalten durch die STA. Für die Speicher bedeutet dies ein angepasstes Verhalten, ein korrigierter Ladestand $E_{SP,SOC,t}^{(i)}$ und die Möglichkeit im folgenden Zeitintervall mit dem korrigierten Ladestand zu handeln. Statische Volumina werden dagegen ersatzlos nicht gedeckt, sodass weniger als verfügbar umgesetzt werden kann.

Im Falle einer Integration von Netzgebühren (NETZ-1) wird bei Erreichung der jeweiligen Kapazitätsgrenzen kein weiterer Handel durchgeführt, wovon sowohl statische Volumina als auch in STA-NETZ-1 Speicher betroffen sein können. Da das Verhalten der Speicher und damit der Flexibilität gemäß der gestaffelten Preissetzung in Unterabschnitt 5.2.3 stets sekundär zum statischen Verhalten ist, werden die Last und Erzeugung priorisiert am LEM umgesetzt.

In Tabelle 6.4 werden über die Kombination aller vier Anwendungsfälle für jedes Szenario Daten zur Abregelung und zum damit erreichten Energievolumen gelistet. Mittels σ_{RD} wird angegeben, für welchen prozentualen Anteil aller diskreten Zeitintervalle Redispatchmaßnahmen notwendig waren. Das konkret abgeregelterte Volumen wird in $E_L^{(RD)}$ und $E_{PV}^{(RD)}$ angegeben, während σ_L und σ_{PV} den prozentualen Anteil der beschafften statischen Last und Erzeugung in Referenz zum Potential aufzeigen.

Tabelle 6.4: Ergebnisse zum Redispatch und zu realisierten Energievolumina

Szenario	σ_{RD} in %	$E_L^{(RD)}$ in kWh	$E_{PV}^{(RD)}$ in kWh	σ_L in %	σ_{PV} in %
EVB-NETZ-0	20,68	-3313,60	2052,79	94,24	92,56
STA-NETZ-0	26,41	-5500,70	2927,58	93,51	92,21
EVB-NETZ-1	0	0	0	94,02	92,50
STA-NETZ-1	0	0	0	94,25	92,78

Benötigt werden in beiden NETZ-0 Szenarien Redispatchmaßnahmen in über 20 % der Zeit. Zwar handelt es sich bei den Fällen teilweise um Extrema im Jahresverlauf hinsichtlich der Netzbelastung, dennoch liegt eine große Menge an notwendigen Eingriffen vor. Eine solche Korrektur steht den sozialen Nutzerpräferenzen entgegen und bedeutet einen hohen Aufwand seitens des VNB. Für kurzfristig auftretende, kritische Netzbelastungen sind Eingriffe als Maßnahme vertretbar, aber eine wiederholende Notwendigkeit in über 20 % der Zeit stellt keinen erstrebenswerten Zustand der Verteilnetzkoordinierung dar.

Auch zu sehen ist eine Erhöhung des absoluten Redispatchvolumens und der zeitlichen Notwendigkeit bei der Integration von STA. Die Flexibilität wird marktlich eingesetzt und die Peers versuchen, mittels erwarteter Preisschwankungen nach der Modellierung in Unterabschnitt 5.2.2 einen Profit zu erwirtschaften. Damit wird die in Unterabschnitt 2.2.1 bereits diskutierte Problematik hinsichtlich dynamischer Tarife und hoher Gleichzeitigkeiten bei Flexibilitätserschließung nachgewiesen. Ohne einen ausreichenden Netzausbau würde die marktliche Integration der Flexibilitäten den Bedarf an korrigierendem Engpassmanagement erhöhen. Dies zeigt zudem die Notwendigkeit zur Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen in systemischen Analysen zum Potential der Flexibilität aus den Verteilnetzen [21]. Denn das wirtschaftliche Potential einer Erschließung ist durch die technischen Kapazitäten begrenzt.

Die Integration der Netzrestriktionen stellt sicher, dass in den Szenarien zu NETZ-1 kein Engpassmanagement notwendig ist, da das Marktergebnis die physikalischen Re-

striktionen berücksichtigt. Die Ausgestaltung des LEM vermeidet die kontinuierliche Abhängigkeit von einem korrigierenden Engpassmanagement und damit die Interferenz der Peers durch den VNB.

Die prozentuale Realisierung in σ_L und σ_{PV} fasst die Trends zwischen den vier Szenarien zusammen. Von EVB-NETZ-0 zu STA-NETZ-0 bedingt der Flexibilitätseinsatz eine Intensivierung der Abregelung und damit eine Reduktion in den tatsächlich realisierten Handelsmengen. Über den Schritt hin zu EVB-NETZ-1 ist zwar kein korrigierender Redispatch notwendig, jedoch ergeben sich leichte Reduktionen im realisierten Volumen. Dies ist in den Ineffizienzen eines iterativen Marktes zu begründen und der begrenzten Voraussicht im Vergleich zu einem korrigierenden ex post Redispatch. Als Analogie kann die Anwendung eines Greedy-Verfahrens ohne Voraussicht auf ein Optimierungsproblem genannt werden, dessen Güte gegenüber numerischen Verfahren begrenzt sein kann. Dennoch ist in den Handelsbeschränkungen in EVB-NETZ-1 im Gegensatz zur Abregelung in EVB-NETZ-0 eine praktische Verträglichkeit hinsichtlich individueller Preisstaffelungen gegeben. Nutzer, die bereit sind mehr zu zahlen, können die Last decken und werden nicht abgeregelt.

Der Schritt hin zum Szenario STA-NETZ-1 liefert die Maximierung der realisierten Energievolumina im simulierten Rahmen. Die individuellen Nachteile in STA-NETZ-0 und EVB-NETZ-1 werden durch die holistische Abbildung der marktlichen Flexibilität und der physikalischen Netzrestriktionen behoben. Sofern der Flexibilitätseinsatz also an die Netzkapazitäten gekoppelt ist, ergibt sich ein effizienterer Einsatz von Flexibilitäten im Rahmen der sozialen Präferenzen. Hervorzuheben ist dabei, dass die positiven Effekte auf das versorgte Energievolumen der gesamten LEC ausschließlich auf betriebswirtschaftlichen Anreizen beruhen. Den individuellen Peers wird ein Geschäftsmodell ermöglicht, in welchem die Flexibilitäten gewinnmaximierend eingesetzt werden können, ohne dass systematisch Nachteile für weitere Akteure entstehen, wie dem VNB durch Überlastungen in STA-NETZ-0. Es erfolgt somit die eingangs in Abschnitt 1.1 adressierte Transformation von einem korrigierenden zu einem koordinierenden System.

6.3.3 Realisierte Energievolumina nach Anwendungsfällen

Zusätzlich zur aggregierten Auswertung wird für die ganzheitlichen Daten zur Last und Erzeugung das prozentual erreichte Volumen σ_{L+PV} in allen 16 Fällen in Abbildung 6.1 visualisiert.

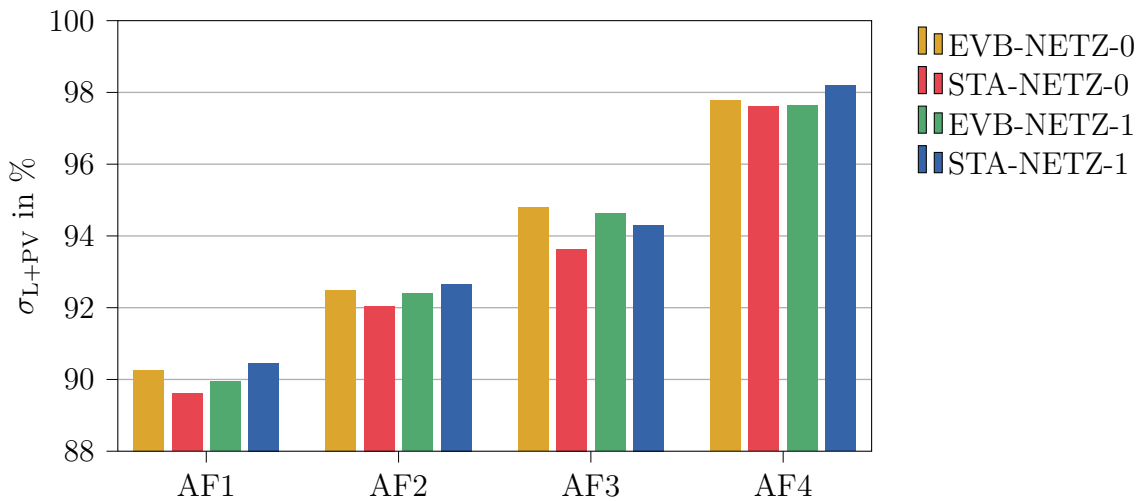


Abbildung 6.1: Realisierte Volumina in allen Anwendungsfällen

Zu sehen sind Fluktuationen zwischen den Anwendungsfällen hinsichtlich der Differenz zu 100 %. Für AF1 und AF2 fallen diese aufgrund der hohen Energiemengen als Kriterium der Identifizierung noch deutlicher aus, während es bei AF3 und AF4 durch die isolierte Auswahl anhand der Preisspanne und der Korrelation zum Marktpreis begrenzt ist. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6.2 für jeden Anwendungsfall auf die jeweiligen Extrema skaliert, sodass qualitative Schlussfolgerungen eindeutiger belegt werden können.

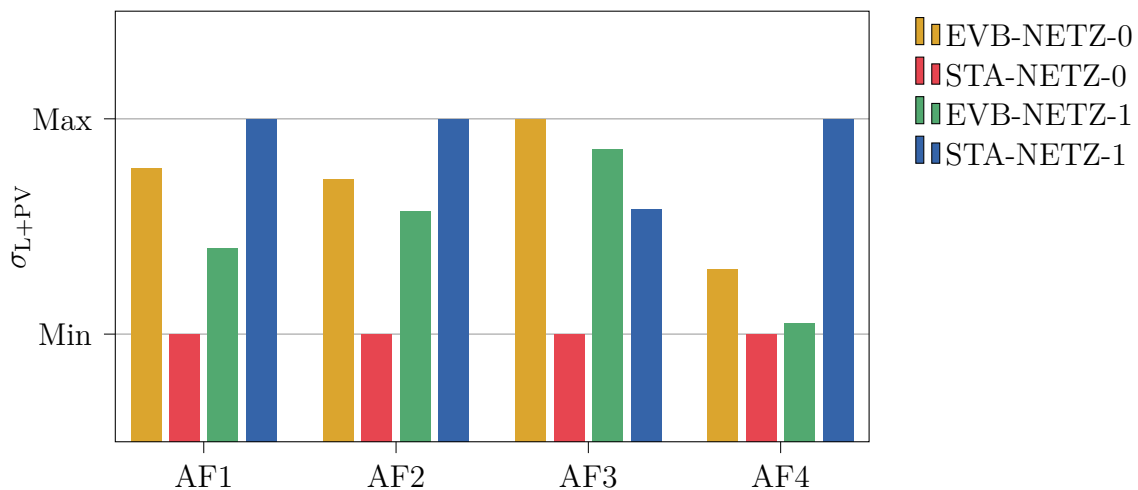


Abbildung 6.2: Realisierte Volumina in allen Anwendungsfällen skaliert

In allen Fällen bildet STA-NETZ-0 das jeweilige Minimum, denn die Abregelung nach einem unbegrenzten marktlichen Flexibilitätseinsatz reduziert die Versorgung statischer Last und Erzeugung, wie in Unterabschnitt 6.3.2 dargestellt. Zwar wird der Effekt durch das Vorliegen eines engpassbehafteten Netzes begünstigt, gleichwohl

gilt weiter die in Unterabschnitt 2.1.2 genannte Komplexität einer akkuraten Zielnetzdimensionierung hinsichtlich der tatsächlichen Sektorenkopplung und genutzten Flexibilität. Im Vergleich von EVB-NETZ-0 zu EVB-NETZ-1 zeigt sich für alle Anwendungsfälle die bereits genannte Ineffizienz hinsichtlich des umgesetzten Volumens durch den iterativen Markt, wenn auch soziale Vorteile durch die Abbildung preislicher Präferenzen vorliegen.

Mit Ausnahme von AF3 bildet STA-NETZ-1 das jeweilige Maximum und deckt sich mit der bisherigen Auswertung zur Maximierung des realisierten Handelsvolumens innerhalb der Netzkapazitäten. Der Fall AF3 zeichnet sich durch die minimale Korrelation von lokalem Dargebot und Spotmarktpreis aus. Da die Marktregeln den Handel im Intervall $\tilde{C}_{\text{Handel},t}$ vorschreiben und sich der Flexibilitätseinsatz mit betriebswirtschaftlicher Gewinnmaximierung an diesem orientiert, sind die Kopplungen mit dem lokalen Dargebot begrenzt. Zwar liefert die Netzgebühr weitere Verschiebungen, aber gemäß Abbildung 6.2 wird weniger Volumen als in EVB-NETZ-0 umgesetzt. Jedoch stellt die enge Kopplung zu $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ sicher, dass keine zellulare Entkopplung der LEC vorliegt und diese angemessen in den nationalen Energiemarkt integriert ist. Es existieren somit Potentiale einer Weiterentwicklung der STA oder auch einer Anpassung der Marktregeln durch ein breiteres Spektrum in der Preisbildung. Dadurch könnten aber auch die Potentiale für Marktmacht durch preisbestimmende Akteure oder die Manipulation des Marktgeschehens zunehmen. Insgesamt hinterlegt dies die Komplexität in der angemessenen Ausgestaltung einer konkreten Marktplattform.

In AF4 ist der deutlichste Vorteil in STA-NETZ-1 identifizierbar, denn der Fall zeichnet sich durch hohe Unterschiede von $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ im zeitlichen Verlauf aus und liefert damit den betriebswirtschaftlichen Anreiz zur Flexibilitätserschließung. Durch die Kopplung mit den physikalischen Netzrestriktionen ergibt sich der im Vergleich beste Flexibilitätseinsatz hinsichtlich der realisierten Energie.

Die qualitativen Effekte sind klar zu identifizieren, wenn auch die absoluten Differenzen in Abbildung 6.1 nur ein begrenztes Spektrum abdecken. Der hier in Unterabschnitt 6.3.1 spezifizierte Rahmen involviert jedoch nur vier Batteriespeicher an ausgewählten Knoten. Eine vollständige Abbildung der Flexibilität aller Haushalte mit den preislich motivierten Einsatzstrategien würde die Auswirkung der Szenariwahl auf die realisierten Energievolumina prägen.

6.3.4 Umgesetzte Flexibilitätsbewirtschaftung

Im Folgenden wird explizit auf den Einsatz der Speicher eingegangen. Zunächst stellt Tabelle 6.5 dazu die aufsummierten Energievolumina für den Speichereinsatz als Last bei Ladevorgängen und als Erzeugung bei Entladevorgängen dar. Diese sind weiter differenziert nach der Energie $E_{SP}^{(Eigen)}$, die durch die Verrechnung mit eigener Last oder Erzeugung gedeckt wird, sowie der Energie $E_{SP}^{(Geteilt)}$, die sich auf das gehandelte Volumen am LEM bezieht und somit das ermöglichte Energy Sharing abbildet. Redispatchmaßnahmen sind dabei bereits verrechnet.

Tabelle 6.5: Speichernutzung nach Szenarien

Szenario	Speicher als Last in kWh		Speicher als Erzeugung in kWh	
	$E_{SP}^{(Eigen)}$	$E_{SP}^{(Geteilt)}$	$E_{SP}^{(Eigen)}$	$E_{SP}^{(Geteilt)}$
EVB-NETZ-0	1698,45	0	-2018,45	0
STA-NETZ-0	1192,81	5043,25	-4366,77	-2172,12
EVB-NETZ-1	1698,45	0	-2018,45	0
STA-NETZ-1	1216,21	2334,12	-2734,67	-1135,66

In beiden EVB-Szenarien handelt es sich um einen physikalisch identischen Einsatz, da die Motivation und Umsetzbarkeit unverändert sind. Das über den Handel am LEM bereitgestellte Volumen aus Flexibilitäten beläuft sich auf je 0 kWh, da eine externe Vermarktung als Teil des Energy Sharings nicht im Entscheidungsrahmen der Peers ist. Dies wird durch den STA grundlegend verändert, zu sehen am Vorliegen von geteilten Kapazitäten. Somit erhöht sich das insgesamt umgesetzte Volumen und hinterlegt so die erfolgreiche Flexibilitätserschließung. Im Vergleich von STA-NETZ-0 und STA-NETZ-1 liegt bei Vernachlässigung der Netzrestriktionen eine noch höhere Flexibilitätserschließung vor, allerdings ist eine Beurteilung unter Berücksichtigung der negativen Auswirkungen nach Unterabschnitt 6.3.2 durchzuführen. Des Weiteren ist für Entladevorgänge zu sehen, dass in beiden STA-Szenarien mehr Energie zur Deckung der eigenen Last vorliegt, als in den EVB-Szenarien, da die Speicher gezielt am LEM geladen werden und nicht nur bei Vorliegen einer eigenen Erzeugung.

Um in der Auswertung Differenzen zwischen den Anwendungsfällen abzubilden, werden in Abbildung 6.3 die betragsmäßigen Summen $E_{SP}^{(Gesamt)}$ für den jeweiligen Speichereinsatz visualisiert. Die bereits identifizierten Trends zwischen den Szenarien werden auch hier nachgewiesen, wobei die anteiligen Differenzen variieren.

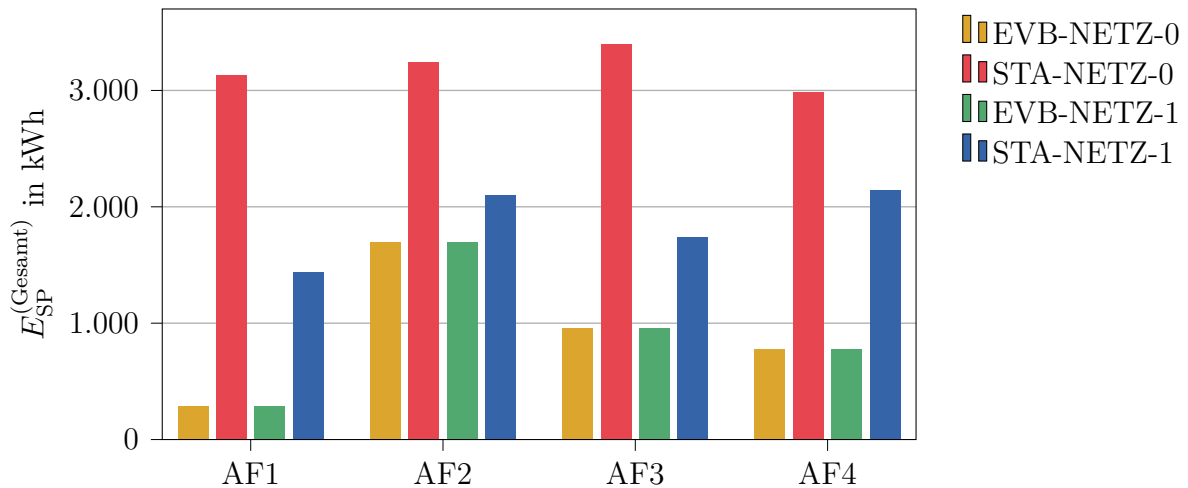


Abbildung 6.3: Speichernutzung differenziert nach Szenarien und Anwendungsfällen

Bezeichnend sind die Differenzen im Abgleich von EVB-NETZ-0 zu STA-NETZ-1 zwischen AF1 mit hoher Last und geringer PV-Einspeisung und AF2 mit sowohl hoher Last als auch Einspeisung. Sofern die Knoten wie in AF2 individuell über eine tägliche PV-Einspeisung verfügen, können die Speicher im Tagesverlauf auch in EVB geladen und anschließend entladen werden. Der Mehrwert, durch die Option am LEM zu handeln, ist im Verhältnis gering, sodass im eingesetzten Energievolumen nur ein Anstieg von etwa 23% verbucht werden kann. Bleibt die Einspeisung wie in AF1 aus, reduziert sich das Potential für den Peer in EVB enorm, denn es liegt nur ein geringes Potential zum Laden des Speichers durch die Eigenerzeugung vor. Durch die LEC wird indes ein Anreiz für die Nutzung der Flexibilität geliefert. Die Speicher werden bei günstigen Marktpreisen geladen und anschließend zur Lastdeckung oder Vermarktung verwendet. Das eingesetzte Energievolumen erhöht sich so in AF1 beim Transfer zu STA-NETZ-1 um 497%.

Die technisch vorhandene Flexibilität wird somit über betriebswirtschaftliche Anreize erschlossen und im Rahmen der Netzkapazitäten gehandelt. Zwar wird in den Simulationen auf Speicher als vereinfachte Abbildung der Flexibilitäten zurückgegriffen, jedoch bilden diese übergeordnet das Flexibilitätspotential der Peers ab. Je nach Umfang des Spektrums einer praktischen Flexibilitätserschließung hinsichtlich der integrierten Anlagen, den sich damit ergebenden technischen Potentialen und der aktiven Nutzung ist auch hier eine veränderte Ausprägung der identifizierten Effekte möglich.

6.3.5 Wirtschaftliche Bilanzen zum Peer-to-Peer Handel

Neben der Auswertung des physikalischen Verhaltens bietet der Abgleich der wirtschaftlichen Bilanzen eine Grundlage zum Vergleich der Szenarien. Dazu werden die aufsummierten Bilanzen über alle vier Anwendungsfälle eines Szenarios in Abbildung 6.4 dargestellt. Der Übersicht halber erfolgt positiv gerichtet für die übergeordneten Rollen A_{AGG} und A_{VNB} eine Darstellung der Umsätze und für die Peers die Darstellung der Kosten. Die Visualisierung für alle Peers A_i wird weiterführend in $A_i^{(SP-0)}$ und $A_i^{(SP-1)}$ hinsichtlich der Verfügbarkeit eines Speichers aufgeteilt, während die Summe beider Elemente alle Peers A_i abbildet. In $A_i^{(-VNB)}$ sind zudem die Kosten A_i durch an A_{VNB} gezahlte Netzgebühren subtrahiert und bilden die Rückzahlung des Verrechnungstopfes an die Peers ab.

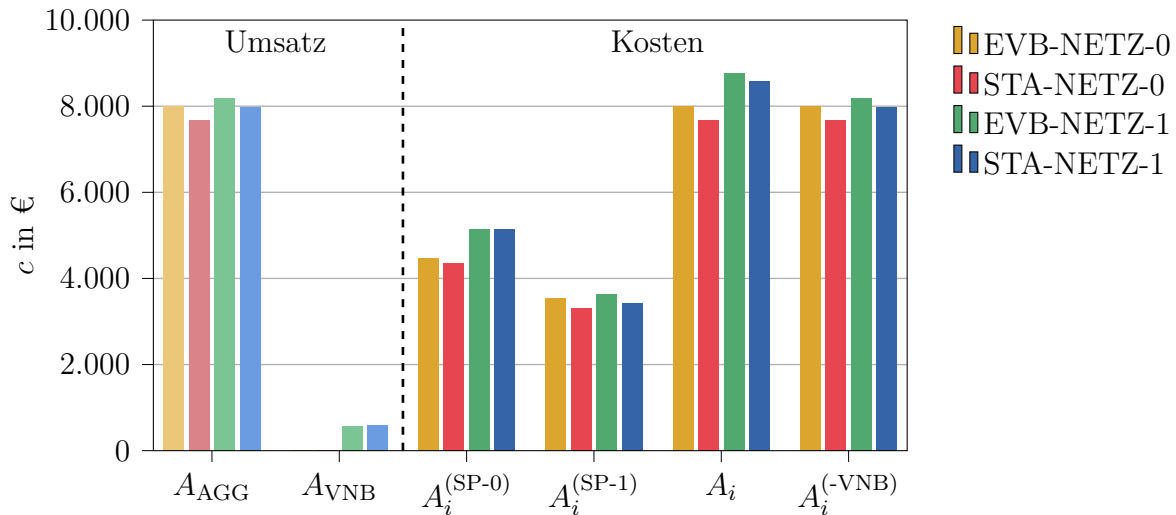


Abbildung 6.4: Wirtschaftliche Bilanzen am lokalen Energiemarkt

Ein konkreter Vergleich der Szenarien muss unter Berücksichtigung der etwaigen Rahmenbedingungen erfolgen. Zunächst fällt ein geringeres realisiertes Handelsvolumen, wie zuvor für STA-NETZ-0 gezeigt, durch die geringere Abdeckung der Versorgung und damit ausbleibende Zahlungen als Kostenreduktion positiv ins Gewicht. Als Lösung auf eine Darstellung der durchschnittlichen Kosten je Energievolumen zu wechseln ist unpassend, da das nicht realisierte Volumen einen zeitlich variierenden Wert besitzt. Des Weiteren fallen in beiden NETZ-0 Szenarien keine Netzgebühren an, sodass die konkreten Kosten stets geringer ausfallen als in NETZ-1. Auch ist das zugehörige Bieterverhalten bei Misserfolg nach Gleichung 3.6 und 3.7 durch die lineare Anpassung bis $\tilde{c}_{K,t}^{\max}$ respektive $\tilde{c}_{V,t}^{\min}$ geprägt. Bei einer Integration von Netzrestriktionen ist die absolute Differenz der Grenzen zu $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ höher, sodass Peers mit höheren

Kosten und geringeren Erlösen planen. Eine Auswertung der aufsummierten Gesamtkosten ist somit im Vergleich zwischen NETZ-0 und NETZ-1 stets zuungunsten von NETZ-1 zu interpretieren. Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen ist Abbildung 6.4 insbesondere nicht als volkswirtschaftliche Gesamtauswertung zu interpretieren.

In erster Linie kann anhand der Bilanzen festgestellt werden, dass die LEC im Untersuchungsrahmen trotz einer verfügbaren Eigenerzeugung auf einen externen Bezug angewiesen ist und somit laufend Kosten hat. Weiter fallen in NETZ-0 erwartungsgemäß keine Netzgebühren als Umsätze unter A_{VNB} ins Gewicht. Bei Abzug der Netzgebühren in $A_i^{(-\text{VNB})}$ ergibt sich eine Spiegelung der Bilanzen von A_{AGG} .

Für alle Peers A_i kann unabhängig der Netzrestriktionen über die Flexibilitätserschließung jeweils eine Kostenreduktion ermöglicht werden. Speziell für $A_i^{(\text{SP-1})}$ ist die Reduktion eindeutig zu sehen, bedingt durch die erfolgreiche Erschließung der sich aus dem LEM-Design ergebenden Potentiale. Für $A_i^{(\text{SP-0})}$ ist zwar eine Kostenreduktion im Falle NETZ-0 zu sehen, welche aber durch das geringere Handelsvolumen nach Tabelle 6.4 entsprechend beeinflusst ist. Die Kosten in NETZ-1 sind dagegen in etwa konstant, sodass die Peers ohne Speicher nicht schlechter als ohne Energy Sharing da stehen, auch unter Berücksichtigung des erläuterten Effekts des ausgeprägteren Bieterverhaltens.

Das Volumen der Netzgebühren unter A_{VNB} ist in etwa konstant, basiert intern jedoch auf weiteren Effekten und einer zeitlichen Verschiebung. Zur Demonstration sind in Abbildung 6.5 die je Zeitintervall über alle 20 Tage der Simulation im Durchschnitt gezahlten Gebühren ξ_t visualisiert. Die STA bewirken eine effizientere Systemauslastung durch die Nutzung vorhandener Kapazitäten, exemplarisch zu sehen anhand höherer Netzgebühren in der Nacht, sodass sich die Netzbelastung in dem Zeitrahmen erhöht. Im Umkehrschluss wirken die Speicher im Rahmen ihrer Kapazitäten entlastend bei hoher Belastung, zu sehen durch geringere Gebühren für den Zeitraum um $t_{\text{TZ}} = 19:00$ h. Der Verlauf zeigt die effektivere Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten.

Eine übergeordnete Interpretation ermöglicht den abschließenden Vergleich von $A_i^{(-\text{VNB})}$ nach Abbildung 6.4 zwischen EVB-NETZ-0 als ursprüngliches Szenario und STA-NETZ-1 als Zielszenario. In STA-NETZ-1 liegen leicht niedrigere Gesamtkosten und eine erhöhte Abdeckung statischer Last und Erzeugung vor. Dabei wird jedoch der korrigierende Redispatchprozess, welcher in etwa 20 % aller Situationen

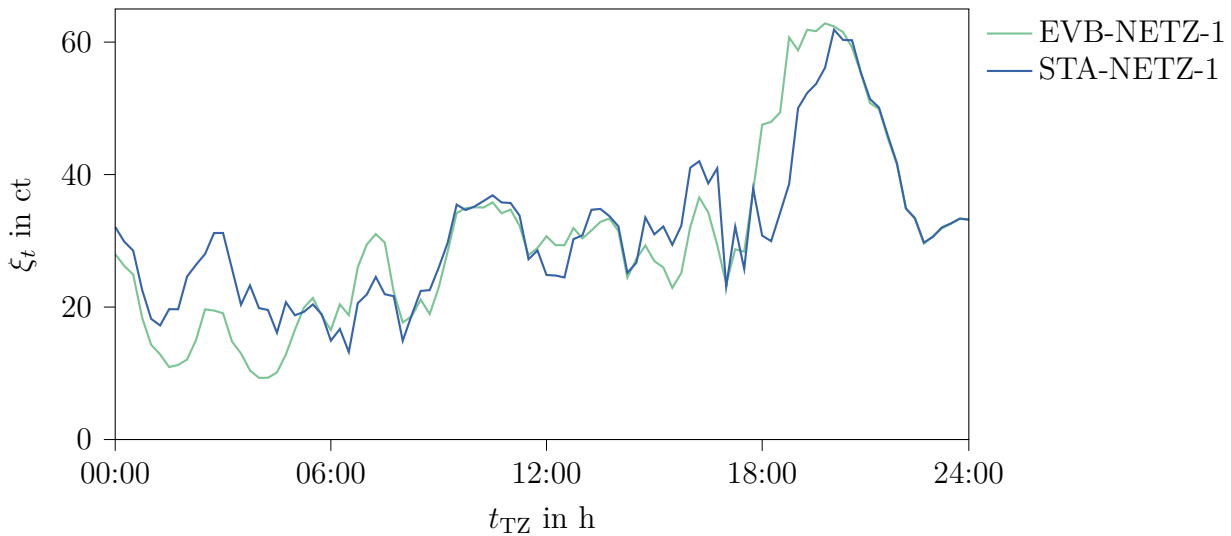


Abbildung 6.5: Durchschnittlich gezahlte Netzgebühren im Tagesverlauf

benötigt wird, vollständig vermieden und das Marktergebnis orientiert sich an den sozialen Präferenzen über die Gebotspreise der Peers. Selbst in dem hier begrenzt vergleichbaren Rahmen durch inhärente, wirtschaftliche Nachteile für die Fälle zu NETZ-1, können bereits qualitativ positive Schlussfolgerungen aus der Integration von Netzrestriktionen und der Flexibilitätserschließung gezogen werden. Diese sind repräsentativ für das praktische Potential der ganzheitlichen Flexibilitätserschließung in einer LEC durch die in dieser Arbeit entwickelten Modelle.

6.3.6 Einordnung der Ergebnisse

Die Auswertungen zum realisierten Handelsvolumen, Flexibilitätseinsatz sowie der wirtschaftlichen Bilanzen liefern Beiträge zur übergeordneten Beantwortung des zweiten Teils von Forschungsfrage **FF3**, nämlich wie gut über betriebswirtschaftliche Anreize in Form dynamischer Preismechanismen Vorteile für involvierte Akteure generiert werden können. Die vollumfängliche Berechnung der Wohlfahrt ist im begrenzten Modellrahmen nicht möglich, denn eine volkswirtschaftliche Bewertung bedarf, wie in Unterabschnitt 6.1.2 adressiert, einer umfangreichen Modellerweiterung.

Jedoch bedient das Konzept die in Abschnitt 2.4 formulierten Anforderungen. Die Peers verfolgen ausschließlich betriebswirtschaftlich motivierte Ziele gemäß der Modellierung in Kapitel 5 und es können Vorteile für die Wohlfahrt der LEC über das Design des LEM generiert werden. Vom Ausgangspunkt in EVB-NETZ-0 liefert die

Flexibilitäterschließung in STA-NETZ-0 den für einzelne Peers ökonomisch optimalen Flexibilitätseinsatz, wobei das System nicht nur weiter auf einen korrigierenden Redispatch setzt, sondern der Bedarf noch verstärkt wird. Die umfangreiche Abregelung hat negative Auswirkungen auf die Akteure der LEC. Die Anpassung hin zu STA-NETZ-1 liefert die geforderte Kombination aus Markt und Netz ohne Bedarf zur Abregelung. Der Flexibilitätseinsatz orientiert sich bei ausreichenden Kapazitäten am übergeordneten Spotmarktpreis und bei begrenzten Kapazitäten an der physikalischen Netzauslastung. Das Dilemma der Rückkopplung von marktlicher und netzdienlicher Flexibilität aus Unterabschnitt 2.2.1 wird gelöst, sodass es in STA-NETZ-1 zu positiven Entwicklungen hinsichtlich der Wohlfahrt der gesamten LEC inklusive des Netzbetreibers kommt.

Das hier entwickelte und demonstrierte Konzept bietet eine Lösung zu den politischen Forderungen und technisch-wirtschaftlichen Beschränkungen bestehender Konzepte zur Flexibilitäterschließung im Verteilnetz. Es liefert somit Vorteile für die involvierten Akteure der LEC in Form der Peers sowie des VNB.

6.4 Rückblick und Einordnung

In Kapitel 6 wird eine technisch-wirtschaftliche Auswertung zum netzbewussten LEM geliefert, indem repräsentative Anwendungsfälle in vier Szenarien simuliert und ausgewertet werden. Die Funktionalität von sowohl der Einhaltung von Netzrestriktionen im LEM nach Kapitel 3, als auch der Kostenreduktion durch den Flexibilitätseinsatz nach Kapitel 5 kann dabei nachgewiesen werden. Im Vergleich der Szenarien wird gezeigt, dass der im Kontext der Nutzerpräferenzen ineffiziente Redispatch vermieden werden kann und die Umsetzung statischer Energievolumina im Handel maximiert wird. Die dynamischen Netzgebühren liefern den Anreiz für ein betriebswirtschaftlich motiviertes Flexibilitätsverhalten, welches neben dem marktlichen Einsatz auch die Netzkapazitäten in das Flexibilitätsverhalten integriert. Somit liefert das Zielsystem in den qualitativen Schlussfolgerungen einen im Vergleich der vier Szenarien wohlfahrtsmaximierenden Zustand.

Das Kapitel bildet den Abschluss der inhaltlichen Ausarbeitung durch die Beantwortung von Forschungsfrage **FF3** im Modellierungsrahmen. Hinsichtlich der eingangs in Kapitel 2 definierten Zielsetzung zur Flexibilitäterschließung wird über die entwickelte LEM-Umgebung erfolgreich eine Adressierung der bekannten Einschränkungen aus

den Rückwirkungen zwischen marktlich und netzdienlich motiviertem Flexibilitäts-einsatz geliefert. Es erfolgt eine Transformation von einem korrigierenden zu einem koordinierenden System.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Im abschließenden Kapitel werden in Abschnitt 7.1 die Forschungsergebnisse zusammengefasst und die Beantwortung der initialen Zielsetzung der Arbeit reflektiert. In Abschnitt 7.2 erfolgt eine kritische Auseinandersetzung, Abschnitt 7.3 liefert den wissenschaftlichen Forschungsausblick und Abschnitt 7.4 schließt mit regulatorischen Handlungsempfehlungen ab.

7.1 Zusammenfassung

Die Erreichung der klimapolitischen Ziele durch eine erfolgreiche Energiewende bildet mit den zugehörigen Herausforderungen den Bedarf nach angepassten energietechnischen Mechanismen. Die Integration von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen im Verteilnetz geht mit einem Anstieg des Netzausbaubedarfs, aber auch mit technischen Potentialen zur flexiblen Anpassung der Betriebspunkte, einher. Es ergeben sich konzeptionelle Ideen zur Nutzung der Flexibilität. Zur praktischen Erschließung wird eine konkretisierte Regulatorik auf Basis verträglicher Konzepte benötigt.

Ansätze zur marktbasierter Erschließung über dynamische Tarife scheitern an Gleichzeitigkeiten und den resultierenden Netzengpässen, während die netzdienliche Erschließung durch Abregelung systemisch ineffizient, teuer und ungeachtet sozialer und wirtschaftlicher Präferenzen ist. Ein Lokaler Flexibilitätmarkt (LFM) verfolgt eine Adressierung der marktbasierter Erschließung, jedoch ergeben sich bilanzielle Ungleichgewichte, eine komplexe Verifizierung, das Potential für Inc-Dec-Gaming sowie offene Fragestellungen zur Preisbildung. Als weitere Lösung wird ein Lokaler Energiemarkt (LEM) identifiziert. Die Transformation vom LFM zum LEM liefert eine vielversprechendere Umsetzung als lokale Handelsplattform. Die einem LEM zugehörige Organisationsform wird regulatorisch als Lokale Energy Community (LEC) definiert. Es ergibt sich bei angemessener Ausgestaltung der LEC ein Rahmen mit konkreter, bilanzieller Abbildung und betriebswirtschaftlich motivierten Geschäftsmodellen zur lokalen Flexibilitätssnutzung. Bei Kopplung der LEC-internen Preisbildung an Spotmarktpreise kann ein gesamtsystemisch positiver Flexibilitätseinsatz etabliert werden. Zur Vermeidung negativer Auswirkungen im Verteilnetz durch geschaffene Engpässe können Netzrestriktionen in den LEM integriert werden. Im wissenschaftlichen

Kontext bedient der Forschungsbereich der transaktiven Energiesysteme etwaige Untersuchungen.

Das entwickelte Modell einer LEC mit einem LEM zur Durchführung von netzbewusstem Peer-to-Peer (P2P) Handel liefert eine Adressierung des Forschungsvorhabens und der zugehörigen Zielsetzung. Die modelltechnische Realisierung ist durch einen neuartigen Ansatz über dynamische Netzgebühren als wirtschaftliches Anreizsystem charakterisiert, welches den aus der Perspektive eines einzelnen Netznutzers ökonomisch motivierten Flexibilitätseinsatz an die physikalischen Kapazitäten des Verteilnetzes koppelt. Es erfolgt somit kein für die LEC zentral optimierter Anlageneinsatz, sondern eine Modellierung einzelner Netznutzer mit wirtschaftlichen Interessen, technischen Flexibilitätspotentialen und einem LEM zur Bewirtschaftung dieser. Denn ein systemisch präferierter Flexibilitätseinsatz bedarf zur praktischen Erschließung betriebswirtschaftlicher Anreize für individuelle Netznutzer. Die konkrete Ausgestaltung des LEM ist dadurch entscheidend für die Bedienung der Anforderungen an eine effiziente Koordinierung. Dazu werden Netznutzer über Agentenmodelle in den LEM integriert, welcher mittels Mechanismen zur iterativen Verarbeitung von P2P-Transaktionen realisiert ist. In jeder Verarbeitung eines bilateralen P2P-Handels steuern die dynamischen Netzgebühren die Zuordnung zwischen Käufer und Verkäufer neben ökonomischer Präferenzen auch anhand der Auswirkungen auf die Netzbelastung. Es folgt eine erfolgreiche Demonstration der Funktionalität zur Einhaltung von Netzrestriktionen und der zugehörigen Preisbildung in Korrespondenz zu zeitvariablen Spotmarktpreisen. Mit statischen Anlagenzeitreihen können aus Perspektive der handelnden Peers Potentiale zur betriebswirtschaftlich motivierten Flexibilitätsererschließung identifiziert werden.

Die Abbildung der Netzrestriktionen im Handel impliziert, dass die topologische Verortung der handelnden Peers im Verteilnetz einen Einfluss auf die marktliche Handelsposition hat. Dazu konnte mittels eines systematischen Verfahrens auf Basis synthetisch generierter Anwendungsfälle nachgewiesen werden, dass das Anreizsystem in radialen Verteilnetzstrukturen eine langfristige Prägung der Kaufpreise gemäß der topologischen Position des Käufers bewirkt. Zur Begrenzung liefert ein Mechanismus zur Anpassung des Anreizsystems eine der topologischen Position invariante Preisbildung. So wird ein für Käufer fairer LEM generiert. Jedoch können auch nachteilige Effekte auf realisierte Handelsvolumina und damit die Wohlfahrt der LEC nachgewiesen werden.

Damit die Flexibilitäterschließung im entwickelten LEM demonstriert werden kann, müssen Erweiterungen zu statischen Anlagenzeitreihen in Form von aktiv handelbaren Flexibilitäten geschaffen werden. Dazu werden Heimbatteriespeicher modelliert, die in einer initialen Einsatzstrategie nach dem praktisch primär vorliegenden Prinzip zur Deckung des Eigenverbrauchs aus Eigenerzeugung eingesetzt werden. Darauf aufbauend folgt eine Erweiterung zur betriebswirtschaftlich motivierten Flexibilitätsbewirtschaftung am LEM, indem mittels begrenzter Informationen Kauf- und Verkaufspreise prognostiziert werden und über eine lineare Optimierung das aktuell zu handelnde Energievolumen bestimmt wird. Dabei erfolgt eine Differenzierung zwischen einem LEM ohne Netzgebühren und damit unbeschränkten Potentialen am Markt sowie dem LEM mit Berücksichtigung der Netzrestriktionen. Die Anwendung zeigt ein deutlicher ausgeprägtes Speicherverhalten bei der Erschließung marktlicher Potentiale. Durch die Netzgebühren werden zudem Netzrestriktionen erfolgreich eingehalten, sodass der Flexibilitätseinsatz durch physikalische Kapazitäten geprägt ist.

Den Abschluss bildet eine technisch-wirtschaftliche Auswertung, in welcher für repräsentative Anwendungsfälle vollständige Marktsimulationen in vier Szenarien durchgeführt werden. Variiert wird zunächst das Speicherverhalten zwischen dem klassischen Einsatz und dem am LEM ermöglichten marktlichen Einsatz. Eine weitere Variation bildet die Handhabung der Einhaltung von physikalischen Netzrestriktionen, entweder in einem unbeschränkten LEM mit anschließendem Engpassmanagement durch Abregelung oder über den Mechanismus der dynamischen Netzgebühren. Die Simulation der vier Szenarien liefert qualitative Auswertungen durch den Vergleich der Szenarien und den jeweiligen Implikationen einer solchen Systemtransformation. Eine Flexibilitäterschließung ohne initiale Netzabbildung resultiert trotz wirtschaftlicher Potentiale in einem Anstieg des korrigierenden Engpassmanagements sowie in nachteiligen Effekten für die Deckung der inflexiblen Last und Erzeugung. Durch die Kombination aus dynamischen Netzgebühren und der marktlichen Flexibilitäterschließung kann eine Maximierung der versorgten inflexiblen Last und Erzeugung realisiert werden. Inflexible Peers sind wirtschaftlich nicht schlechter gestellt, während flexible Peers das Potential für Kostensenkungen erschließen. Es wird erfolgreich ein betriebswirtschaftlicher Anreiz geschaffen, um das individuelle Flexibilitätsverhalten sowohl markt- als auch netzdienlich abzustimmen. Damit können im Vergleich zu den anderen Szenarien wohlfahrtssteigernde Effekte qualitativ hinterlegt werden, denn neben den Kostensenkungen für die Peers ergibt sich eine effizientere Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten.

Durch das Anreizsystem kann eine transaktive Systemkoordinierung innerhalb der LEC realisiert werden, die mit den Interessen der involvierten Akteure verträglich ist und damit einen praktikablen und wohlfahrtssteigernden Rahmen bildet. Die generierten Forschungsergebnisse dienen einer Demonstration der Funktionalität unter Berücksichtigung der systemischen Verträglichkeit und liefern somit Anhaltspunkte für eine Konkretisierung des gesetzlichen Rahmens und der Regulatorik zur praktischen Umsetzung lokaler Marktplattformen im energiewirtschaftlichen Kontext.

7.2 Kritische Auseinandersetzung

Die zur Auswertung ganzheitlich benötigte Interaktion der Segmente der Modellumgebung bedarf einer Implementierung verschiedenster Module, sodass im begrenzten Rahmen der Arbeit Vereinfachungen und Annahmen zur jeweiligen Umsetzung getroffen werden müssen. Diese werden jeweils mittels angemessener Referenzen belegt oder basieren auf identifizierten Rückkopplungen aus der Entwicklung. Zwar existieren Potentiale für Verbesserungen der einzelnen Untermodule durch eine detailliertere Abbildung, aber unter Berücksichtigung des Forschungsschwerpunktes und der Zielsetzung sind entsprechende Annahmen gültig, insbesondere durch die erfolgreiche Beantwortung der Forschungsfragen im holistischen Rahmen. Es folgt eine Einordnung ausgewählter Annahmen.

Die Abbildung der Blindleistung über einen fixen Leistungsfaktor erfolgt als Worst Case Abschätzung, sodass gegebenenfalls Handelsrestriktionen trotz vorhandener Netzkapazitäten greifen. Analog zur Flexibilitätserschließung besteht zwar das technische Potential, die Blindleistung durch Wechselrichter entlastend zu nutzen, bedarf aber einer Koordinierung über entsprechende Mechanismen. Bei einer Abbildung im LEM müsste eine detaillierte Modellierung der Blindleistung bei allen Geboten erfolgen, sodass die Auswirkungen auf die Netzbelastung ebenso quantifiziert werden können. Dadurch ergibt sich ein Konstrukt mit dem Potential einer strategischen Wahl der Blindleistung sowie reiner Blindleistungstransaktionen zur Netzentlastung unter dem Anreiz negativer Netzgebühren.

Es können weitere Begrenzungen hinsichtlich der Fehlschätzung vorhandener Netzkapazitäten identifiziert werden. Beispielsweise könnten Transformatorstufungen oder die Bereitstellung zeitvariabler Spannungswerte der überlagerten Spannungsebene zur

akkuraten Approximation berücksichtigt werden. Auch treten im Verteilnetz automatisierte Topologieänderungen auf, die einen elementaren Einfluss auf die Quantifizierung der Kapazitäten haben. Derartige Komponenten sind im entwickelten Modell nicht abgebildet.

Die Abbildung inflexibler Netznutzer über vereinfachte Agentenmodelle mit einer zufallsbasierten Initialisierung begrenzt die Auswertbarkeit des einzelnen Netznutzers, sodass in der Arbeit nur Auswertungen mittels Summen über die Menge der inflexiblen Netznutzer erfolgt. Auch erfordert die angenommene Fähigkeit der Peers zur Kommunikation, internen Optimierung und physischen Steuerung eine umfangreiche Automatisierung durch zu integrierende Hardware im Verteilnetz. Diese ist jedoch im gewählten Ansatz nicht wesentlich umfangreicher als im zugehörigen Forschungsrahmen und vergleichbaren Schwerpunkten, die auf einen hohen Automatisierungsgrad im Verteilnetz setzen.

Die Erweiterung zu strategisch agierenden Handelsagenten liefert die geforderte Flexibilitätswirtschaftung, umfasst aber auch ungenutzte Potentiale für ausführlichere Modellierungen. Dazu zählen knotenscharfe Eingangsdaten, ein kontinuierliches Lernen an veränderten Marktbedingungen, eine Abbildung des erwarteten Verhaltens anderer Agenten und insbesondere im entwickelten Konzept die Antizipation und Reaktion auf negative Netzgebühren etwa durch spekulative Gebote. Zu den Handelsagenten besteht im netzbewussten LEM ein umfangreiches Potential für Erweiterungen.

Der P2P-Handel zeichnet sich durch eine hohe Volatilität in der Preisbildung aus, sodass die Planbarkeit und Preissicherheit für Netznutzer begrenzt ist. Die Einordnung und Diskussion von Alternativen sind aber nur begrenzt greifbar, denn im konzeptionellen Forschungsrahmen liegt ein nahezu unbeschränktes Spektrum von Optionen zum Marktdesign vor [101]. Ex ante festgelegte Preise, die für den gesamten Handel gültig sind, können konkreter umgesetzt werden sowie die Flexibilität der Nutzer lenken, aber keine dynamische Einhaltung der Netzrestriktionen sicherstellen. Auch hier besteht jedoch das Potential für weitere Mechanismen, sodass eine inhaltliche Einordnung im erforderlichen Maße nur begrenzt möglich ist. Zumindest hinsichtlich des P2P-Handels nach dem Modell aus Kapitel 3 ist die Umsetzung festgelegter Preise in Kombination mit den dynamischen Netzgebühren inhärent unmöglich. Auch werden erst durch die Möglichkeit für individuell bepreiste Gebote die Präferenzen zum Flexibilitätsverhalten mit preislich gestaffelter Bereitschaft ermöglicht, wie in der Modellierung strategischer Agenten abgebildet. Zur Handhabung der Preisvolatilität

können in der Praxis automatisierte Agenten den Handel entsprechend übernehmen und ein Dienstleister zur Bereitstellung kann dem Netznutzer einen Tarif mit weniger dynamischen Konditionen bereitstellen, sodass wiederum ein Geschäftsmodell für Dienstleister gegeben ist. Es muss dazu abschließend nach [124] festgehalten werden, dass jede Art lokaler Variationen von globalen Marktpreisen einer sorgfältigen Analyse der wirtschaftlichen Umverteilung bedarf, damit die Rückkopplung zwischen langfristigen Investitionen und regulatorischen Festsetzungen angemessen ausgestaltet wird.

7.3 Forschungsausblick

Die entwickelte P2P-Marktumgebung bietet ein umfangreiches Potential für weitere Forschungsarbeiten. In erster Linie kann eine Erweiterung der Flexibilitätsmodellierung von vereinfachten Heimbatteriespeichern zu detaillierten Haushaltsmodellen mit zeitvariablen Marginalkosten aller Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen durchgeführt werden. Damit einhergehend können komplexere Handelsagenten zur marktlichen Abbildung entwickelt werden, die neuartige Erkenntnisse zur praktischen Tragfähigkeit einer LEC mit Netzrestriktionen liefern. Netzseitig können in Kohärenz zu den dynamischen Netzgebühren Erweiterungen zu Topologieänderungen, Transformatorstufungen und einer Integration der Blindleistung im LEM erfolgen.

Das Konzept basiert auf verteilten Ausgestaltungsmerkmalen, aber die technische Umsetzung bildet wie eingangs spezifiziert eine dezentrale und keine verteilte Implementierung, sodass das Potential für eine entsprechende Modellierung vorliegt. Diese kann in Kohärenz zu den technischen Möglichkeiten durch Distributed Ledger Technologies durchgeführt werden. Es könnte somit eine technische Realisierung des LEM mittels Smart Contracts und verteilten Agenten realisiert werden, in denen Aspekte zur Skalierbarkeit, Cyber-Sicherheit und der Cyber-Physischen Überwachung berücksichtigt werden.

Damit geprüft werden kann, wie gut das entwickelte Konzept eine im konzeptionellen Rahmen optimale Kombination aus Markt und Netz erreicht, kann ein entsprechendes Optimierungsmodell der gesamten LEC entwickelt werden. Ein solches Modell müsste sämtliche Nutzerpräferenzen und bepreiste Flexibilitätsoptionen abbilden, aber auch das Vorliegen betriebswirtschaftlicher Anreize und strategischer Potentiale der Peers.

Eine weitere Forschungsoption ergibt sich durch eine Analyse der praktischen Realisierbarkeit gehandelter Energievolumina, einem zugehörigen Konzept zur Verifizierung und der Ausgestaltung von Strafen bei mangelnder Erfüllung. Auch können Erweiterungen der Auswertung um ein vollumfängliches, volkswirtschaftliches Modell der LEC realisiert werden. Dies geht mit einem zentralen Forschungsbedarf einher, nämlich der Integration und der Rückkopplung des LEC-Designs im nationalen, energiewirtschaftlichen Kontext. Denn die erfolgreiche Flexibilitäterschließung im Verteilnetz und ein verändertes Nutzerverhalten haben bei großflächiger Anwendung auf nationaler Ebene relevante Rückkopplungen auf Spotmarktpreise und fungieren nicht wie hier angenommen als Preisnehmer.

Auch kann das Modell in nachfolgenden Forschungsarbeiten verwendet werden, um die Wirtschaftlichkeit von Netzausbaumaßnahmen zu bewerten. Bildet die begrenzte Kapazität des Transformators eine Handelsbeschränkung, so kann untersucht werden, welcher wirtschaftliche Ertrag in der Flexibilitäterschließung bei Erhöhung der Kapazität generiert werden kann. Weiterführend können konkrete Analysen zu alternativen Gebührenstrukturen durchgeführt werden. Eine Vernachlässigung der Netzentgelte für die jeweilige Spannungsebene mit einer unveränderten Abrechnung von Netzentgelten für die überlagerten Ebenen würde etwa den Handel mit dem Aggregator weniger rentabel machen und ein verändertes Nutzerverhalten bewirken.

7.4 Handlungsempfehlungen

Die in der Arbeit durchgeführten Untersuchungen sowie der spezifizierte Forschungsausblick liefern die Basis für weitere Arbeiten. Aus praktischer Perspektive steht die regulatorische Ermöglichung von LECs im Vordergrund, damit innovative Konzepte zur Koordinierung realisiert werden können. In der Arbeit werden dazu die notwendigen Rahmenbedingungen der entwickelten Lösung thematisiert, aber eine wissenschaftlich ausgeprägte Implementierung mit holistischer Koordinierung bildet pragmatisch gesehen nicht zwingend die initiale Praxisumsetzung. Es bedarf eines Transformationspfades, welcher mit regulatorischen Konkretisierungen gestartet werden kann. Die zentrale Zielstellung ist dabei die Ermöglichung von Geschäftsmodellen, damit eine Erschließung der Flexibilität im Verteilnetz rentabel wird und praktische Bestrebungen begünstigt werden.

Es müssen grundlegende Rahmenbedingungen zu den zulässigen Anlagentechnologien und zum Wirkungsbereich festgelegt werden. Die Beschränkung auf grüne Erzeugung vermeidet den Missbrauch der wirtschaftlichen Potentiale und die Festlegung auf ein galvanisch entkoppeltes Verteilnetz spezifiziert den Rahmen für eine Abbildung der Netzkapazitäten in der LEC. Auch muss die bilanzielle Handhabung konkretisiert werden. Gemäß der Ausarbeitung in Unterabschnitt 2.2.3 wird für die Netznutzer der vollständige Ersatz des konventionellen Stromlieferanten und bestehender Einspeisevergütungen durch einen Betreiber der LEC benötigt.

Elementar für die Wirtschaftlichkeit der zu ermöglichenden Geschäftsmodelle sind die Bezugskosten und Einspeisevergütungen, differenziert nach LEC-internem Austausch von Energie, sowie externer Leistungsflüsse. Staatliche Nachlässe in Form reduzierter Netzentgelte und Steuern sind nach europäischem Vorbild ein Mittel, um die initiale Etablierung von LECs und zugehörigen Geschäftsmodellen zu bilden. Dies muss im Einklang mit den Interessen involvierter Akteure erfolgen, damit für Netzbetreiber keine quantifizierbaren Nachteile resultieren. Sofern die relevanten Abgaben festgelegt sind, können Betreiber einer LEC neuartige, dynamische Tarifmodelle anbieten.

Derartige Konkretisierungen liefern die Grundlage der Transformation. In der langfristigen Entwicklung sind unterschiedliche Einflussfaktoren von Relevanz, etwa die praktische Nutzung oder der Fortschritt des Netzausbaus. Dadurch werden weitere Anpassungen notwendig. Sollte die Erschließung der Flexibilität Netzrestriktionen im Verteilnetz verletzen, so bilden Koordinierungen mit einer Integration von Netzrestriktionen nach Kapitel 3 eine potentielle Grundlage. Auch kann dies notwendig werden, sobald ein überwiegender Anteil der Netznutzer eines Verteilnetzes der LEC beitreten.

Zusammenfassend ist für den praktischen Erfolg von LECs die regulatorische Umsetzung elementar. Die Modellierungen und Ergebnisse der Arbeit dienen einer potentiellen Ausgestaltung. Sofern regulatorisch ermöglicht, liefern die Segmente der Modellumgebung das Potential für praktische Realisierungen durch erschlossene Geschäftsmodelle. Denn innovative Lösungen, wie automatisierte Handelsagenten zur Flexibilitätsbewirtschaftung oder lokale Marktplattformen mit der Kombination von Netz und Markt, sind ein Kernelement zur erfolgreichen Bewältigung der Energiewende und der Transformation von klimapolitisch motivierten Ideen zu praktischem Fortschritt.

Literaturverzeichnis

- [1] S. Dalhues, Y. Zhou, O. Pohl, F. Rewald, F. Erlemeyer, D. Schmid, J. Zwartscholten, Z. Hagemann, C. Wagner, D. M. Gonzalez, H. Liu, M. Zhang, J. Liu, C. Rehtanz, Y. Li und Y. Cao. „Research and practice of flexibility in distribution systems: A review“. In: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 5.3 (2019), S. 285–294. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.00170.
- [2] A. Bogensperger, C. Lienert, A. Zeiselmaier, S. Köppl und T. Estermann. „Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems -Eine FfE-Kurzstudie im Rahmen der Projekte MONA 2030 und C/sells“. In: *Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V* (2017).
- [3] *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 32) geändert worden ist.*
- [4] P. F. Borowski. „Zonal and Nodal Models of Energy Market in European Union“. In: *Energies* 13.16 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13164182. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4182>.
- [5] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. *Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien*. <https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/downloads.html>. besucht am 05.03.2024. 2022.
- [6] Neon Neue Energieökonomik GmbH. *Zeitvariable Verteilnetzentgelte - Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik*. Berlin, 2023.
- [7] B. Böcker, S. Kippelt, C. Weber und C. Rehtanz. „Storage Valuation in Congested Grids“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.6 (2018). DOI: 10.1109/TSG.2017.2721982.
- [8] Neon Neue Energieökonomik GmbH. *Stromtarife für Preissicherheit und Flexibilität - Ausgestaltung eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung*. Berlin, 2023.
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH. *Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende*. Techn. Ber. 2022.

- [10] K. Schumann, N. Seubert, C. Köhnen, L. Böttcher und A. Ulbig. „Economic Effects of a Nationwide Roll-Out of Energy Sharing in Local Energy Markets“. In: *2023 IEEE Belgrade PowerTech*. 2023, S. 1–6. DOI: 10.1109/PowerTech55446.2023.10202879.
- [11] M. Andoni, V. Robu, D. Flynn, S. Abram, D. Geach, D. Jenkins, P. McCallum und A. Peacock. „Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 100 (2019), S. 143–174. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307184>.
- [12] J. Guerrero, A. Chapman und G. Verbic. „Decentralized P2P Energy Trading Under Network Constraints in a Low-Voltage Network“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* PP (Okt. 2018), S. 1–1. DOI: 10.1109/TSG.2018.2878445.
- [13] Bundesnetzagentur. *Monitoringbericht 2023*. Bonn, 2023. DOI: 10.31030/3165667.
- [14] T. Capper, A. Gorbacheva, M. A. Mustafa, M. Bahloul, J. M. Schwidtal, R. Chitchyan, M. Andoni, V. Robu, M. Montakhabi, I. J. Scott, C. Francis, T. Mbavarira, J. M. Espana und L. Kiesling. „Peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy: A systematic literature review of local energy market models“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 162 (2022), S. 112403. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112403>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122003112>.
- [15] Next Kraftwerke GmbH. *Liberalisierung und Unbundling von Strommärkten*. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/liberalisierung-strommaerkte>. besucht am 21.03.2024. 2024.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH. *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Techn. Ber. 2018.
- [17] *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist*.
- [18] ebIX, EFET, ENTSO-E. *The Harmonised Electricity Market Role Model*. Techn. Ber. 2022.

- [19] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt*. Techn. Ber. 2020.
- [20] EPEX SPOT. *Basics of the Power Market*. <https://www.epexspot.com/en/basicpowermarket>. besucht am 21.03.2024. 2024.
- [21] Bundesnetzagentur. *Netzentwicklungsplan 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf, Teil 1*. 2023.
- [22] Bundesnetzagentur. *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021*. Techn. Ber. 2022.
- [23] *Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist*.
- [24] *Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist*.
- [25] Next Kraftwerke GmbH. *FlexAbility: Wie Batteriespeicher die Energiewende voranbringen*. <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/flexibilitaet-batteriespeicher-energiwende>. besucht am 05.03.2024. 2023.
- [26] Landtag Mecklenburg-Vorpommern. *Stellungnahme der E.DIS AG zur öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses am 27. Oktober 2022 zum Thema: Fortschritte und Perspektiven bei Wind-, Sonnen- und Wasserstoffenergie in Mecklenburg-Vorpommern*. Schwerin, 2022.
- [27] S. Kippelt. *Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien*. Bd. 3. Aachen: Shaker Verlag, 2018.
- [28] H. Kondziella, S. Graupner, T. Bruckner, H. Doderer, S. Schäfer-Stradowsky, C. Koch, S. Letzgus, G. Erdmann, J. Guder und J. Holst. *Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem - Bestandsaufnahme und Herausforderungen*. Apr. 2019.
- [29] K. Schumann, J. Zocher, W. Cramer und A. Ulbig. „Impact of preference-based electricity products on local energy markets“. In: *Electric Power Systems Research* 212 (2022), S. 108492. ISSN: 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108492>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622005685>.

- [30] Neon Neue Energieökonomik GmbH. *Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem*. Berlin, 2018.
- [31] Tibber Deutschland GmbH. *Dein dynamischer Stromtarif*. <https://tibber.com/de/stromtarif/dynamischer-stromtarif>. besucht am 21.03.2024. 2024.
- [32] Agora Energiewende. *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger*. Berlin, 2017.
- [33] C. Krueger, M. Otte, S. Holly, S. Rathjen, A. Wellssow und S. Lehnhoff. „Redispatch 3.0 - Congestion Management for German Power Grids - Considering Controllable Resources in Low-Voltage Grids“. In: *ETG Congress 2023*. 2023.
- [34] Bundesnetzagentur. *Beschluss zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach §14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*. 2023.
- [35] European Commission and Directorate-General for Energy. *Clean energy for all Europeans*. Techn. Ber. 2019. DOI: doi/10.2833/9937.
- [36] Deutsche Energie-Agentur GmbH. *Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030*. Techn. Ber. 2023.
- [37] *RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU*.
- [38] Energie & Management GmbH. *Relevanz von Paragraph 14 c EnWG rechtlich umstritten*. <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/recht/detail/relevanz-von-paragraph-14-c-enwg-rechtlich-umstritten-175722>. besucht am 21.03.2024. 2023.
- [39] Beuth Verlag GmbH. *DIN SPEC 91410-1:2020-07, Energieflexibilität - Teil 1: Flexibilitätsbereitstellung für die Engpassbewirtschaftung von Stromnetzen - Anforderungen an die freiwillige Teilnahme von Anbietern an einer Flexibilitätsplattform*. Berlin, 2020. DOI: 10.31030/3165667.
- [40] J. Höckner, S. Voswinkel, C. Weber, N. Kramer, M. Rinck, S. Börries und A. Herrmann. „Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmanagement“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (2019), S. 14–18.

- [41] M. Vogel und D. Bauknecht. „Flexibilität für das Netz - Vergleich und Bewertung von Koordinationsmechanismen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität“. In: (2020).
- [42] T. Rösch, P. Treffinger und B. Koch. „Regional Flexibility Markets - Solutions to the European Energy Distribution Grid - A Systematic Review and Research Agenda“. In: *Energies* 14.9 (2021). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14092403. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/9/2403>.
- [43] Neon Neue Energieökonomik GmbH. *Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland*. Berlin, 2019.
- [44] E-Bridge. *Market-based redispatch is a necessary complement to the current German redispatch regime*. Bonn, 2019.
- [45] Agora Energiewende. *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*. Berlin, 2017.
- [46] J. Büchner, R. Beune und J. v. Appen. „Real Time Flexibility Markets - Development of Fingrid’s Vision on the Design of a Finnish Flexibility Market“. In: (2019).
- [47] Ö. Okur, P. Heijnen und Z. Lukszo. „Aggregators business models in residential and service sectors: A review of operational and financial aspects“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 139 (2021), S. 110702. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110702>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120309837>.
- [48] C. Ziras, C. Heinrich und H. W. Bindner. „Why baselines are not suited for local flexibility markets“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 135 (2021), S. 110357. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110357>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120306456>.
- [49] O. Rebenaque, C. Schmitt, K. Schumann, T. Dronne und F. Roques. „Success of local flexibility market implementation: A review of current projects“. In: *Utilities Policy* 80 (2023), S. 101491. ISSN: 0957-1787. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101491>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178723000036>.

- [50] E. Caramizaru und A. Uihlein. *Energy communities: an overview of energy and social innovation*. Scientific analysis or review, Policy assessment KJ-NA-30083-EN-N (online). Luxembourg (Luxembourg), 2020. DOI: 10.2760/180576(online).
- [51] U. Cali und O. Çakir. „Energy Policy Instruments for Distributed Ledger Technology Empowered Peer-to-Peer Local Energy Markets“. In: *IEEE Access* 7 (2019), S. 82888–82900. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2923906.
- [52] Öko-Institut Freiburg, Stiftung Umweltenergierecht Würzburg. *Energy Sharing, Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts*. Techn. Ber. 2023.
- [53] W. Cramer. *Bewertung lokaler Energiemärkte*. Aachen: Verlag Günter Mainz, 2021.
- [54] J. L. Crespo-Vazquez, T. AlSkaif, M. Gonzalez-Rueda und M. Gibescu. „A Community-Based Energy Market Design Using Decentralized Decision-Making Under Uncertainty“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 12.2 (2021), S. 1782–1793. DOI: 10.1109/TSG.2020.3036915.
- [55] J. Thomsen, A. Roulland, M. Kellermann, N. Hartmann und T. Schlegl. „Decentralised market agent - Accessing central markets with demand side management technologies“. In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2015, S. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216631.
- [56] A. Rajaei, S. Fattaheian-Dehkordi, M. Fotuhi-Firuzabad und M. Lehtonen. „Transactive Energy Management Framework for Active Distribution Systems“. In: *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. 2021, S. 1–6. DOI: 10.1109/SEST50973.2021.9543174.
- [57] M. Lotfi, C. Monteiro, M. S. Javadi, M. Shafie-khah und J. a. P. Catalão. „Optimal Prosumer Scheduling in Transactive Energy Networks Based on Energy Value Signals“. In: *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. 2019, S. 1–6. DOI: 10.1109/SEST.2019.8849017.
- [58] H. S. V. S. K. Nunna und D. Srinivasan. „Multiagent-based transactive energy framework for distribution systems with smart microgrids“. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 13.5 (2017), S. 2241–2250. DOI: 10.1109/TII.2017.2679808.

- [59] E. Mengelkamp, J. Garttner und C. Weinhardt. „The role of energy storage in local energy markets“. In: *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2017, S. 1–6. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981906.
- [60] T. Harighi, A. Borghetti, F. Napolitano und F. Tossani. „Optimization Model for the Analysis of Multiple Energy Communities in the Same Distribution Network with Different Providers“. In: *2023 IEEE Belgrade PowerTech*. 2023, S. 1–6. DOI: 10.1109/PowerTech55446.2023.10202985.
- [61] E. Galvan, P. Mandal, M. Velez-Reyes und S. Kamalasadnan. „Transactive control mechanism for efficient management of EVs charging in transactive energy environment“. In: *2016 North American Power Symposium (NAPS)*. 2016, S. 1–6. DOI: 10.1109/NAPS.2016.7747937.
- [62] M. F. Zia, M. Benbouzid, E. Elbouchikhi, S. M. Muyeen, K. Techato und J. M. Guerrero. „Microgrid Transactive Energy: Review, Architectures, Distributed Ledger Technologies, and Market Analysis“. In: *IEEE Access* 8 (2020), S. 19410–19432. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2968402.
- [63] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, D. Smith und H. V. Poor. „Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks: An Overview“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 11.4 (2020), S. 3185–3200. DOI: 10.1109/TSG.2020.2969657.
- [64] T. Sousa, T. Soares, P. Pinson, F. Moret, T. Baroche und E. Sorin. „Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), S. 367–378. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119300462>.
- [65] O. Jogunola, A. S. Ajagun, W. Tushar, F. O. Olatunji, C. Yuen, C. Morley, B. Adebisi und T. Shongwe. „Peer-to-Peer Local Energy Market: Opportunities, Barriers, Security, and Implementation Options“. In: *IEEE Access* 12 (2024), S. 37873–37890. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3375525.
- [66] Bundeszentrale für politische Bildung. *kurz&knapp - Markt*.
- [67] W. Saad, Z. Han, H. V. Poor und T. Basar. „Game-Theoretic Methods for the Smart Grid: An Overview of Microgrid Systems, Demand-Side Management, and Smart Grid Communications“. In: *IEEE Signal Processing Magazine* 29.5 (2012), S. 86–105. DOI: 10.1109/MSP.2012.2186410.

- [68] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, T. Morstyn, Nahid-Al-Masood, H. V. Poor und R. Bean. „Grid Influenced Peer-to-Peer Energy Trading“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 11.2 (2020), S. 1407–1418. DOI: 10.1109/TSG.2019.2937981.
- [69] K. Anoh, S. Maharjan, A. Ikpehai, Y. Zhang und B. Adebisi. „Energy Peer-to-Peer Trading in Virtual Microgrids in Smart Grids: A Game-Theoretic Approach“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* PP (Aug. 2019), S. 1–1. DOI: 10.1109/TSG.2019.2934830.
- [70] X. Zhang, S. Zhu, J. He, B. Yang und X. Guan. „Credit rating based real-time energy trading in microgrids“. In: *Applied Energy* 236 (2019), S. 985–996. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.013>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918318312>.
- [71] P. Cramton, J. McMillan, P. Milgrom, B. Miller, B. Mitchell, D. Vincent und R. Wilson. „Simultaneous Ascending Auctions with Package Bidding“. In: (1998).
- [72] S. Lehnhoff. *Dezentrales vernetztes Energiemanagement*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2010.
- [73] M. I. Azim, W. Tushar und T. K. Saha. „Regulated P2P Energy Trading: A Typical Australian Distribution Network Case Study“. In: *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2020, S. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM41954.2020.9282128.
- [74] G. Luo, Y. Chen, Y. Zhao, Y. He, C. Gong und C. Zhao. „Consensus-based Nodal Pricing Mechanism for Automated Demand Response Considering Congestion Management on Distribution Networks“. In: *2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*. 2020, S. 575–580. DOI: 10.1109/ICPSAsia48933.2020.9208438.
- [75] S. M. Sajjadi, P. Mandal, T.-L. B. Tseng und M. Velez-Reyes. „Transactive energy market in distribution systems: A case study of energy trading between transactive nodes“. In: *2016 North American Power Symposium (NAPS)*. 2016, S. 1–6. DOI: 10.1109/NAPS.2016.7747895.
- [76] T. AlSkaif und G. van Leeuwen. „Decentralized Optimal Power Flow in Distribution Networks Using Blockchain“. In: *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. 2019, S. 1–6. DOI: 10.1109/SEST.2019.8849153.

- [77] G. Leeuwen, T. Alskaf, M. Gibescu und W. van Sark. „An integrated blockchain-based energy management platform with bilateral trading for microgrid communities“. In: *Applied Energy* 263 (Feb. 2020), S. 114613. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114613.
- [78] A. Paudel und H. B. Gooi. „Pricing in Peer-to-Peer Energy Trading Using Distributed Optimization Approach“. In: *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2019, S. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM40551.2019.8973868.
- [79] T. Baroche, P. Pinson, R. L. G. Latimier und H. B. Ahmed. „Exogenous Cost Allocation in Peer-to-Peer Electricity Markets“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 34.4 (2019), S. 2553–2564. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2896654.
- [80] ENTSO-E. *Options for the design of European Electricity Markets in 2030*. Brussels, 2021.
- [81] B. Shabandri und P. Maheshwari. „Enhancing IoT Security and Privacy Using Distributed Ledgers with IOTA and the Tangle“. In: *2019 6th International Conference on Signal Processing and Integrated Networks (SPIN)*. 2019, S. 1069–1075. DOI: 10.1109/SPIN.2019.8711591.
- [82] P. Siano, G. De Marco, A. Rolan und V. Loia. „A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets“. In: *IEEE Systems Journal* 13.3 (2019), S. 3454–3466. DOI: 10.1109/JSYST.2019.2903172.
- [83] K. Nakayama, R. Moslemi und R. Sharma. „Transactive Energy Management with Blockchain Smart Contracts for P2P Multi-Settlement Markets“. In: *2019 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. 2019, S. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT.2019.8791652.
- [84] S. Saxena, H. E. Z. Farag, H. K. Turesson und H. Kim. „Blockchain based transactive energy systems for voltage regulation in active distribution networks“. In: *IET Smart Grid* 3 (5 2020), S. 646–656. DOI: 10.1049/iet-stg.2019.0286.
- [85] Agora Energiewende. *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können*. Berlin, 2024.

- [86] K. Schumann, L. Böttcher, S. Braun und A. Ulbig. „Method for determining the impact of local energy markets on the distribution grid expansion“. In: *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*. Bd. 2023. 2023, S. 342–346. DOI: 10.1049/icp.2023.0305.
- [87] M. B. Rasheed, M. A. Qureshi, N. Javaid und T. Alquthami. „Dynamic Pricing Mechanism With the Integration of Renewable Energy Source in Smart Grid“. In: *IEEE Access* 8 (2020), S. 16876–16892. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2967798.
- [88] J. Kim und Y. Dvorkin. „A P2P-Dominant Distribution System Architecture“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 35.4 (2020), S. 2716–2725. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2961330.
- [89] O. Jogunola, W. Wang und B. Adebisi. „Prosumers Matching and Least-Cost Energy Path Optimisation for Peer-to-Peer Energy Trading“. In: *IEEE Access* 8 (2020), S. 95266–95277. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2996309.
- [90] X. Gao und T. Zhang. „Peer-to-Peer Electricity Trading Strategy Considering Dynamic Network Fee“. In: Sep. 2023, S. 1395–1398. DOI: 10.1109/EPEE59859.2023.10351908.
- [91] X. Xiao, F. Wang, M. Shahidehpour, Y. Zhai und Q. Zhou. „Peer-to-peer trading in distribution system with utility’s operation“. In: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* (2021), S. 1–9. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2020.06220.
- [92] M. Khorasany, A. Paudel, R. Razzaghi und P. Siano. „A New Method for Peer Matching and Negotiation of Prosumers in Peer-to-Peer Energy Markets“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 12 (2021), S. 2472–2483. URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:233332215>.
- [93] K. Zhang, S. Troitzsch, S. Hanif und T. Hamacher. „Coordinated Market Design for Peer-to-Peer Energy Trade and Ancillary Services in Distribution Grids“. In: Bd. PP. Jan. 2020.
- [94] M. I. Azim und W. Tushar. „P2P Negawatt Trading: A Potential Alternative to Demand-side Management“. In: *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*. 2021, S. 1–5. DOI: 10.1109/ISGTAsia49270.2021.9715612.

- [95] Z. Wu, J. Liu, S. Jawad, W. Peng und C. Jian. „A Peer-to-Peer Transaction Method for Clean Energy Considering Dynamic Network Fees and Safe Power Supply Capability“. In: *2021 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (ICPS Asia)*. 2021, S. 284–292. DOI: 10.1109/ICPSAsia52756.2021.9621466.
- [96] K. Schumann, C. Schmitt, A. Blank, K. Kollenda, A. Moser und A. Ulbig. „Local Energy Market Designs to Relieve the Transmission Grid“. In: *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2022, S. 1–6. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921052.
- [97] INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH. *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. Waldmünchen, 2016.
- [98] R. Leisen, B. Steffen und C. Weber. „Regulatory risk and the resilience of new sustainable business models in the energy sector“. In: *Journal of Cleaner Production* 219 (2019), S. 865–878. ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.330>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619303634>.
- [99] K. K. Küster, D. Gebbran, A. R. Aoki, G. Lambert-Torres, D. Navarro-Gevers, P. R. Impinisi und C. L. d. S. Pinto. „Adoption of Local Peer-to-Peer Energy Markets: Technical and Economical Perspectives for Utilities“. In: *Energies* 16.5 (2023). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en16052364. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/5/2364>.
- [100] J. Höckner, S. Voswinkel und C. Weber. „Market distortions in flexibility markets caused by renewable subsidies – The case for side payments“. In: *Energy Policy* 137 (2020), S. 111135. ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111135>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519307232>.
- [101] E. Mengelkamp, P. Staudt, J. Gärttner und C. Weinhardt. „Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies“. In: Juni 2017. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981938.
- [102] E. Handschin. *Elektrische Energieübertragungssysteme, Teil I Stationärer Betriebszustand*. Alfred Hütig Verlag Heidelberg, 1983.

- [103] M. Farivar und S. H. Low. „Branch Flow Model: Relaxations and Convexification - Part I“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 28.3 (2013), S. 2554–2564. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2255317.
- [104] S. Kawambwa, R. Mwifunyi, D. Mnyanghwalo, N. Hamisi, E. Kalinga und N. Mvungi. „An improved backward/forward sweep power flow method based on network tree depth for radial distribution systems“. In: *Journal of Electrical Systems and Information Technology* 8 (Dez. 2021). DOI: 10.1186/s43067-021-00031-0.
- [105] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schafer, J. H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke und M. Braun. „pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* (2018). ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021. URL: <https://arxiv.org/abs/1709.06743>.
- [106] G. K. Papazoglou, A. A. Forouli, E. A. Bakirtzis, P. N. Biskas und A. G. Bakirtzis. „Day-ahead local flexibility market for active and reactive power with linearized network constraints“. In: *Electric Power Systems Research* 212 (2022), S. 108317. ISSN: 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108317>.
- [107] Y. Chen, C. Wu und J. Qi. „Data-driven Power Flow Method Based on Exact Linear Regression Equations“. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 10.3 (2022), S. 800–804. DOI: 10.35833/MPCE.2020.000738.
- [108] L. Böttcher, H. Wolf, B. Jung, P. Lutat, M. Trageser, O. Pohl, X. Tao, A. Ulbig und M. Grohe. „Solving AC Power Flow with Graph Neural Networks under Realistic Constraints“. In: *2023 IEEE Belgrade PowerTech. 2023*, S. 1–7. DOI: 10.1109/PowerTech55446.2023.10202246.
- [109] X. Hu, H. Hu, S. Verma und Z.-L. Zhang. „Physics-Guided Deep Neural Networks for Power Flow Analysis“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.3 (2021), S. 2082–2092. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3029557.
- [110] F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort, V. Michel, B. Thirion, O. Grisel, M. Blondel, P. Prettenhofer, R. Weiss, V. Dubourg, J. Vanderplas, A. Passos, D. Cournapeau, M. Brucher, M. Perrot und E. Duchesnay. „Scikit-learn: Machine Learning in Python“. In: *Journal of Machine Learning Research* 12 (2011), S. 2825–2830.

-
- [111] DIN EN 50160:2020-11. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin, 2020.
- [112] ef.Ruhr GmbH. *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg*. Dortmund, 2017.
- [113] Deutsche Energie-Agentur GmbH. *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Techn. Ber. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Technische Universität Dortmund, ef.Ruhr GmbH, 2012.
- [114] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun. „SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis“. In: *Energies* 13.12 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13123290. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3290>.
- [115] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun. *SimBench - Dokumentation, Dokumentationsversion DE-1.0.0*. Techn. Ber. Universität Kassel, 2019.
- [116] Bundesnetzagentur. *SMARD Strommarktdaten*. <https://www.smard.de/home>.
- [117] Tibber Deutschland GmbH. *Allgemeine Geschäftsbedingungen (AGB) für die Stromlieferung an Haushaltskunden (Stand: Juni 2023)*. <https://tibber.com/de/bedingungen/stromlieferung>. besucht am 08.05.2024. 2023.
- [118] F. McLoughlin, A. Duffy und M. Conlon. „Evaluation of time series techniques to characterise domestic electricity demand“. In: *Energy* 50 (2013), S. 120–130. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.11.048>.
- [119] G. James, D. Witten, T. Hastie und R. Tibshirani. *An Introduction to Statistical Learning*. Springer, 2013.
- [120] W. Domschke, A. Drexl und A. Scholl. *Einführung in Operations Research*. Springer, 2011.
- [121] Fraunhofer ISE. *Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen*. Freiburg, 2024.

- [122] O. Jogunola, Y. Tsado, B. Adebisi und R. Nawaz. „Trading Strategy in a Local Energy Market, a Deep Reinforcement Learning Approach“. In: *2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. 2021, S. 347–352. DOI: 10.1109/EPEC52095.2021.9621459.
- [123] L. Fahrmeir, C. Heumann, R. Künstler, I. Pigeot und G. Tutz. *Statistik: Der Weg zur Datenanalyse*. Springer, 2016.
- [124] B. Felten, J. Raasch und C. Weber. „Photovoltaics and heat pumps - Limitations of local pricing mechanisms“. In: *Energy Economics* 71 (2018), S. 383–402. ISSN: 0140-9883. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.12.032>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988318300057>.

Wissenschaftliche Publikationen

- [OK1] R. Jahn, O. Kraft, M. Klaes, D. Schmid, C. Rehtanz und U. Häger. „The Decentralized Grid-Aware P2P Energy Market enabled by a Distributed Ledger Implementation“. In: *2022 IEEE 21st Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)*. 2022, S. 843–848. DOI: 10.1109/MELECON53508.2022.9843109.
- [OK2] O. Kraft, O. Pohl, U. Häger, K. Heussen, N. Müller, Z. Afzal, M. Ekstedt, H. Farahmand, D. Ivanko, A. Singh, S. Leksawat und A. Kubis. „Development and Implementation of a Holistic Flexibility Market Architecture“. In: *2022 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. 2022, S. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT50606.2022.9817470.
- [OK3] O. Kraft, R. Jahn, M. Klaes, J. Schmeing und U. Häger. „Consideration of Power System Restrictions in a Double Auction Peer-to-Peer Market“. In: *2022 IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. 2022, S. 1–6. DOI: 10.1109/APPEEC53445.2022.10072294.
- [OK4] K. Krawiec, O. Kraft und R. Jahn. „A comparative analysis of using Distributed Ledger Technologies for Transactive Energy Systems“. In: *2022 8th International Youth Conference on Energy (IYCE)*. 2022, S. 1–6. DOI: 10.1109/IYCE54153.2022.9857518.
- [OK5] M. Wältermann, O. Kraft, J. Schmeing und U. Häger. „Development of a Strategic Trading Agent in a Grid-Aware Energy Community Market“. In: *2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. 2024.
- [OK6] O. Kraft, D. Schmid und C. Rehtanz. „Development of an Automated Grid Expansion Algorithm with Flexibility Consideration in Interlinked High Voltage Grids“. In: *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. 2021, S. 1–6. DOI: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640213.
- [OK7] O. Kraft, O. Pohl, U. Häger, C. Rehtanz, K. Heussen und O. Gehrke. „Geographically Distributed Power Hardware in the Loop Coupling of a Physical Low Voltage Grid and a Real Time Simulation“. In: *9th International Conference on Integration of Renewable & Distributed Energy Resources (IREDR)*. 2022.

- [OK8] R. Jahn, P. Segbert, A. Spina, O. Kraft, J. Schmeing und C. Rehtanz. „An Automated Technical Prequalification Process for Balancing Services by Small-scale Flexible Assets tested on a Redox Flow Battery“. In: *2024 Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (NEIS)*. 2024.

Betreute Abschlussarbeiten

- [S1] M. Mitulla. *Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Bestimmung erforderlicher Marktpreise zur Deckung von Flexibilitätsbereitstellungen in regionalen Energiemärkten*. Bachelorarbeit. 2021.
- [S2] L. Rümenapp. *Entwicklung und Implementierung eines Algorithmus zur Bepreisung von Peer-to-Peer Transaktionen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen*. Masterarbeit. 2022.
- [S3] K. Krawiec. *Ausgestaltung von Transaktiven Energiesystemen mittels DLT als dezentrale Lösung für den flexiblen Netzbetrieb*. Bachelorarbeit. 2022.
- [S4] N. Biecker. *Ausgestaltung und Anwendbarkeit von Energy Communities als dezentrale Organisationsformen im Energiesystem*. Bachelorarbeit. 2022.
- [S5] P. Schorn. *Entwicklung und Implementierung einer dezentralen Wirkleistungsregelung mittels eines verteilten Agentensystems*. Masterarbeit. 2022.
- [S6] P. Freden. *Identifikation von topologisch bedingter Marktmacht von Peers in einem Transaktiven Energiemarkt mit Netzrestriktionen für radiale Verteilnetze*. Bachelorarbeit. 2023.
- [S7] P. Dürscheidt. *Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte auf Verteilnetzebene und Analyse resultierender räumlich-zeitlicher Flexibilitätspotentialiale für Elektrofahrzeuge*. Bachelorarbeit. 2023.
- [S8] M. Wältermann. *Entwicklung eines automatisierten Trading-Agenten zur strategischen Flexibilitätsnutzung an einem netzbewussten Energiemarkt auf Verteilnetzebene*. Masterarbeit. 2023.
- [S9] L. Ruhnau. *Umsetzung von Energy Communities im nationalen Kontext unter Berücksichtigung regulatorischer und technischer Rahmenbedingungen*. Masterarbeit. 2024.
- [S10] J. Verkely. *Energy Communities und P2P-Handelskonzepte als Teil des Bilanzkreismanagement 2.0*. Masterarbeit. 2024.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
AF	Anwendungsfall
BFS	Backward Forward Sweep
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
DC	Direct Current
DIN	Deutsches Institut für Normung
DLMP	Distributional Locational Marginal Prices
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVB	Eigenverbrauch
EU	Europäische Union
LEC	Lokale Energy Community
LEM	Lokaler Energiemarkt
LF	Lieferant
LFM	Lokaler Flexibilitätsmarkt
LFR	Leistungsflussrechnung
MLP	Multi-Layer-Perzeptron
MS	Mittelspannung
NR	Newton-Raphson
NS	Niederspannung
OPF	Optimal-Power-Flow
P2P	Peer-to-Peer
PV	Photovoltaik
SB	SimBench
STA	Smart Trading Agent
TA	Trading Agent
TES	Transaktives Energiesystem
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZI	Zero-Intelligence

Symbolverzeichnis

A_{AGG}	Rolle des Aggregators
A_i	Rolle des Peers an Netzknoten i
$A_i^{(\text{SP-0})}$	Peers A_i ohne eigenen Speicher
$A_i^{(\text{SP-1})}$	Peers A_i mit eigenem Speicher
$A_i^{(-\text{VNB})}$	Peers A_i abzüglich der Zahlungen an A_{VNB}
A_{VNB}	Rolle des Verteilnetzbetreibers
$c_i(h_{ij})$	Kosten von Käufer A_i beim Handel h_{ij}
$c_j(h_{ij})$	Kosten von Verkäufer A_j beim Handel h_{ij}
$c_{K,t}^{\text{mit}}$	Mittelwert der gezahlten Kaufpreise in t
$c_{\text{Netz}}(h_{ij})$	Dynamische Netzgebühr von h_{ij}
$c_{\text{Netz},t}^{\text{max}}$	Maximalwert der gezahlten Netzgebühren in t
$c_{\text{Netz},t}^{\text{min}}$	Minimalwert der gezahlten Netzgebühren in t
$c_{\text{Netz},t}^{\text{mit}}$	Mittelwert der gezahlten Netzgebühren in t
$c_{\text{Position}}(h_{ij})$	Dynamische Positionsgebühr von h_{ij}
c_{Spanne}	Differenz zwischen dem Maximum und Minimum von $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$
$c_{V,t}^{\text{mit}}$	Mittelwert der erhaltenen Verkaufspreise in t
$c_{\text{Vertrieb}}(h_{ij})$	Vertriebskosten von h_{ij}
$c_{\text{VNB}}(h_{ij})$	Kosten von A_{VNB} beim Handel h_{ij}
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
$\tilde{C}_{\text{Handel},t}$	Intervall der Handelspreise
$\tilde{C}_{K,t}$	Intervall der Kaufgebote
$\tilde{C}_{V,t}$	Intervall der Verkaufsgebote
$\tilde{c}_{\text{Aggregator}}$	Gebühr für Handel mit dem Aggregator
$\tilde{c}_{K,t}^{\text{max}}$	Obergrenze der Kaufgebote
$\tilde{c}_{K,t}^{\text{min}}$	Untergrenze der Kaufgebote
$\tilde{c}_{\text{Markt},t}$	Marktpreis am Spotmarkt in t
$\tilde{c}_{\text{Netz},\text{max}}$	Maximale Netzgebühr
\tilde{c}_{SP}	Kosten eines Speichereinsatzes
$\tilde{c}_{V,t}^{\text{max}}$	Obergrenze der Verkaufsgebote
$\tilde{c}_{V,t}^{\text{min}}$	Untergrenze der Verkaufsgebote
$E_L^{(\text{RD})}$	Abgeregelter Last
$E_{L,t}$	Summierte Energie aller Lasten in t
$E_{L,t}^{(i)}$	Energie der Last von A_i in t

$E_{L,t}^{\text{Prog}}$	Prognose der gesamten Last in t
E_{Max}	Energie zur systematischen Generierung von Anwendungsfällen
$E_{\text{PV}}^{(\text{RD})}$	Abgeregelte Erzeugung
$E_{\text{PV},t}$	Summierte Energie aller Erzeugungseinheiten in t
$E_{\text{PV},t}^{(i)}$	Energie der Erzeugung von A_i in t
$E_{\text{PV},t}^{\text{Prog}}$	Prognose der gesamten Erzeugung in t
$E_{\text{SP}}^{(\text{Eigen})}$	Energie aus Speichern zur Deckung eigener Potentiale
$E_{\text{SP}}^{(\text{Gesamt})}$	Energie aus Speichern
$E_{\text{SP}}^{(\text{Geteilt})}$	Energie aus Speichern zur Deckung der Potentiale Anderer
$E_{\text{SP},t}$	Summierte Energie aller Speicher in t
$E_{\text{SP},t}^{(i)}$	Energie des Speichers von A_i in t
$E_{\text{SP,Lade}}^{(i)}$	Lade- und Entladeleistung des Speichers von A_i
$E_{\text{SP,max}}^{(i)}$	Maximale Kapazität des Speichers von A_i
$E_{\text{SP,Neg},t}^{(i)}$	Entladene Energie des Speichers von A_i in t
$E_{\text{SP,Pos},t}^{(i)}$	Geladene Energie des Speichers von A_i in t
$E_{\text{SP,SOC},t}^{(i)}$	Ladestand des Speichers von A_i am Ende von t
$E_t^{(i)}$	Energie von A_i in t
f	Funktionaler Zusammenhang
$g(x)$	Preis von x
$\bar{g}(\bar{x})$	Preis von \bar{x}
\tilde{g}_{lim}	Faktor in g
\tilde{g}_{exp}	Exponent in g
H_t	Menge aller abgeschlossenen Handel in t
h_{ij}	Handel zwischen A_i und A_j
$K_{\text{Energie},t,r}$	Menge der Energievolumina aller Kaufgebote in t,r
$K_{\text{Energie},t,r}^{(i)}$	Energievolumen in $K_{t,r}^{(i)}$
$K_{\text{Knoten},t,r}$	Menge der Knotenindizes aller Kaufgebote in t,r
$K_{\text{Knoten},t,r}^{(i)}$	Knotenindex in $K_{t,r}^{(i)}$
$K_{\text{Preis},t,r}$	Menge der Gebotspreise aller Kaufgebote in t,r
$K_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$	Gebotspreis in $K_{t,r}^{(i)}$
$K_{t,r}$	Menge aller Kaufgebote in t,r
$K_{t,r}^{(i)}$	Kaufgebot von A_i in t,r
M	Hinreichend große Zahl
n_{Knoten}	Anzahl Netzknoten
$n_{\text{Knoten-L},t}$	Anzahl Lastknoten in t
$n_{\text{Knoten-PV},t}$	Anzahl Erzeugungsknoten in t

P_i	Nettowirkleistung an Knoten i
Q_i	Nettoblindleistung an Knoten i
R	Menge der Handelsrunden
r	Handelsrunde
r_{\max}	Anzahl Handelsrunden je t
\underline{S}_{ij}	Leistungsfluss der Leitung von Knoten i zu j
$\underline{S}_{ij,\max}$	Maximaler Leistungsfluss der Leitung von Knoten i zu j
T	Menge an t
t	Zeitintervall
t_{TZ}	Tageszeit in t
\tilde{T}	Menge an \tilde{t}
\tilde{t}	Synthetisch generiertes t
\underline{U}_i	Komplexe Knotenspannung an Knoten i
$V_{\text{Energie},t,r}$	Menge der Energievolumina aller Verkaufsgebote in t,r
$V_{\text{Energie},t,r}^{(i)}$	Energievolumen in $V_{t,r}^{(i)}$
$V_{\text{Knoten},t,r}$	Menge der Knotenindizes aller Verkaufsgebote in t,r
$V_{\text{Knoten},t,r}^{(i)}$	Knotenindex in $V_{t,r}^{(i)}$
$V_{\text{Preis},t,r}$	Menge der Gebotspreise aller Verkaufsgebote in t,r
$V_{\text{Preis},t,r}^{(i)}$	Gebotspreis in $V_{t,r}^{(i)}$
$V_{t,r}$	Menge aller Verkaufsgebote in t,r
$V_{t,r}^{(i)}$	Verkaufsgebot von A_i in t,r
x_t	Element aus \bar{x}_t
\bar{x}_t	Netzzustandsvektor in t
$\bar{x}_t^{(m)}$	Netzzustandsvektor nach m Transaktionen
$\bar{x}_t^{(0)}(h_{ij})$	Netzzustandsvektor vor h_{ij}
$\bar{x}_t^{(1)}(h_{ij})$	Netzzustandsvektor nach h_{ij}
z_i	Zufallsfaktor für A_i
$\alpha_{\text{PV},t}$	Prognose zum Potential der PV-Erzeugung in t
$\beta_{\text{SP},t}^{(i)}$	Binäre Variable zur Aktivität des Speichers von A_i
γ_i	Preis des günstigsten Verkaufsgebotes für A_i
$\Delta_{K,t}^{(\text{Netz})}$	Verschiebung der Kaufpreise im Lastszenario
Δ_t^{Markt}	Abweichung vom Marktpreis $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$
$\Delta_{V,t}^{(\text{Netz})}$	Verschiebung der Verkaufspreise im Erzeugungsszenario
λ_i	Summe der Netzgebühren für A_i zur Knotenbewertung
$\lambda_{i,\text{skaliert}}$	Skalierte Summe der Netzgebühren für A_i zur Knotenbewertung
ρ	Korrelation zwischen $\tilde{c}_{\text{Markt},t}$ und $E_L + E_{\text{PV}}$

σ_L	Prozentualer Anteil der beschafften Last
σ_{PV}	Prozentualer Anteil der vermarkteten Erzeugung
σ_{L+PV}	Prozentualer Anteil der Abdeckung statischer Last und Erzeugung
τ	Dauer eines Zeitintervalls
ξ_m	Summe aller gezahlten Netzgebühren nach m Transaktionen
ξ_t	Summe aller gezahlten Netzgebühren nach allen Transaktionen in t

A Anhang

Tabelle A.1: Simulationsergebnisse der Gesamtauswertung (1/4)

Szenario	AF	Tage	$E_L^{(\text{Verfügbar})}$ in kWh	$E_{PV}^{(\text{Verfügbar})}$ in kWh	$E_L^{(\text{Umgesetzt})}$ in kWh	$E_{PV}^{(\text{Umgesetzt})}$ in kWh
EVB-NETZ-0	AF1	1–5	17162,30	-1973,30	15299,69	-1973,29
EVB-NETZ-0	AF2	141–145	12523,36	-14333,90	12355,04	-12485,05
EVB-NETZ-0	AF3	28–32	15421,52	-5217,30	14345,92	-5217,29
EVB-NETZ-0	AF4	250–254	12456,46	-6074,19	12249,49	-5870,27
STA-NETZ-0	AF1	1–5	17162,30	-1973,30	15173,23	-1973,29
STA-NETZ-0	AF2	141–145	12523,36	-14333,90	12323,75	-12397,04
STA-NETZ-0	AF3	28–32	15421,52	-5217,30	14107,69	-5217,29
STA-NETZ-0	AF4	250–254	12456,46	-6074,19	12223,51	-5861,84
EVB-NETZ-1	AF1	1–5	17162,30	-1973,30	15239,39	-1973,29
EVB-NETZ-1	AF2	141–145	12523,36	-14333,90	12342,32	-12474,64
EVB-NETZ-1	AF3	28–32	15421,52	-5217,30	14313,49	-5217,29
EVB-NETZ-1	AF4	250–254	12456,46	-6074,19	12226,60	-5864,75
STA-NETZ-1	AF1	1–5	17162,30	-1973,30	15336,85	-1973,29
STA-NETZ-1	AF2	141–145	12523,36	-14333,90	12357,51	-12529,15
STA-NETZ-1	AF3	28–32	15421,52	-5217,30	14247,39	-5217,29
STA-NETZ-1	AF4	250–254	12456,46	-6074,19	12312,14	-5885,29

Tabelle A.2: Simulationsergebnisse der Gesamtauswertung (2/4)

Szenario	AF	σ_{RD} in %	$E_L^{(RD)}$ in kWh	$E_{PV}^{(RD)}$ in kWh	σ_L in %	σ_{PV} in %	σ_{L+PV} in %
EVB-NETZ-0	AF1	32,08	1862,65	0	89,15	100	90,27
EVB-NETZ-0	AF2	22,71	168,33	-1848,87	98,66	87,10	92,49
EVB-NETZ-0	AF3	18,33	1075,65	0	93,03	100	94,79
EVB-NETZ-0	AF4	9,58	206,97	-203,92	98,34	96,64	97,78
STA-NETZ-0	AF1	41,04	2671,80	0	88,41	100	89,61
STA-NETZ-0	AF2	23,75	321,48	-2637,40	98,41	86,49	92,05
STA-NETZ-0	AF3	25,83	1968,52	0	91,48	100	93,63
STA-NETZ-0	AF4	15	538,90	-290,17	98,13	96,50	97,60
EVB-NETZ-1	AF1	0	0	0	88,80	100	89,95
EVB-NETZ-1	AF2	0	0	0	98,55	87,03	92,40
EVB-NETZ-1	AF3	0	0	0	92,82	100	94,63
EVB-NETZ-1	AF4	0	0	0	98,15	96,55	97,63
STA-NETZ-1	AF1	0	0	0	89,36	100	90,46
STA-NETZ-1	AF2	0	0	0	98,68	87,41	92,66
STA-NETZ-1	AF3	0	0	0	92,39	100	94,31
STA-NETZ-1	AF4	0	0	0	98,84	96,89	98,20

Tabelle A.3: Simulationsergebnisse der Gesamtauswertung (3/4)

Szenario	AF	Speicher als Last in kWh		Speicher als Erzeugung in kWh	
		$E_{SP}^{(Eigen)}$	$E_{SP}^{(Geteilt)}$	$E_{SP}^{(Eigen)}$	$E_{SP}^{(Geteilt)}$
EVB-NETZ-0	AF1	107,42	0	-187,42	0
EVB-NETZ-0	AF2	799,51	0	-879,50	0
EVB-NETZ-0	AF3	440,99	0	-520,99	0
EVB-NETZ-0	AF4	350,53	0	-430,54	0
STA-NETZ-0	AF1	82,60	1441,83	-1071,76	-532,67
STA-NETZ-0	AF2	588,24	993,37	-1118,86	-542,69
STA-NETZ-0	AF3	259,74	1409,22	-1091,76	-646,46
STA-NETZ-0	AF4	262,24	1198,83	-1084,40	-450,29
EVB-NETZ-1	AF1	107,42	0	-187,42	0
EVB-NETZ-1	AF2	799,51	0	-879,50	0
EVB-NETZ-1	AF3	440,99	0	-520,99	0
EVB-NETZ-1	AF4	350,53	0	-430,54	0
STA-NETZ-1	AF1	78,08	601,36	-542,80	-216,63
STA-NETZ-1	AF2	618,29	391,27	-808,29	-281,27
STA-NETZ-1	AF3	256,24	574,79	-574,52	-336,51
STA-NETZ-1	AF4	263,60	766,70	-809,05	-301,25

Tabelle A.4: Simulationsergebnisse der Gesamtauswertung (4/4)

Szenario	AF	A_i	$A_i^{(SP-0)}$	$A_i^{(SP-1)}$	A_{AGG}	A_{VNB}
		in €	in €	in €	in €	in €
EVB-NETZ-0	AF1	-3411,03	-2064,78	-1346,25	3411,03	0
EVB-NETZ-0	AF2	-450,79	-180,09	-270,71	450,79	0
EVB-NETZ-0	AF3	-2219,83	-1327,17	-892,65	2219,83	0
EVB-NETZ-0	AF4	-1926,37	-901,70	-1024,67	1926,37	0
STA-NETZ-0	AF1	-3309,03	-1998,74	-1310,29	3309,03	0
STA-NETZ-0	AF2	-430,54	-213,47	-217,07	430,54	0
STA-NETZ-0	AF3	-2106,56	-1255,62	-850,94	2106,56	0
STA-NETZ-0	AF4	-1829,81	-888,85	-940,96	1829,81	0
EVB-NETZ-1	AF1	-3658,93	-2364,91	-1294,02	3459,47	199,46
EVB-NETZ-1	AF2	-634,26	-274,40	-359,86	506,86	127,40
EVB-NETZ-1	AF3	-2401,18	-1497,33	-903,85	2260,86	140,31
EVB-NETZ-1	AF4	-2080,48	-997,80	-1082,68	1968,57	111,91
STA-NETZ-1	AF1	-3617,79	-2365,69	-1252,10	3415,79	202,01
STA-NETZ-1	AF2	-601,82	-293,92	-307,91	470,49	131,33
STA-NETZ-1	AF3	-2338,51	-1489,32	-849,20	2192,29	146,22
STA-NETZ-1	AF4	-2019,33	-1003,36	-1015,97	1903,68	115,65