REMARK
Reactive Energy Market Toolbox

Abschlussbericht

Forschungsprojekt REMARK

Resilienz im digitalisierten Stromsystem: Toolbox zur Bewertung von Systemdienstleistungsmärkten

Gert Brunekreeft, Astrid Nieße, Marius Buchmann, Stefanie Holly, Martin Palovic, Anna Pechan, Eike Schulte

Laufzeit des Vorhabens: 01.01.2022 – 31.12.2024

Constructor University Bremen gGmbH[1]
College Ring 1
28759 Bremen

OFFIS - Institut für Informatik
Escherweg 2
26121 Oldenburg

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter den Förderkennzeichen 03EI1041A und 03EI1041B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor:innen.

Bremen, 01. August 2025

[1] Seit Januar 2023 hat sich die Jacobs University Bremen gGmbH in die Constructor University Bremen gGmbH umbenannt.

Inhaltsverzeichnis

I Kurzbericht **1**

1 Kurzbericht **2**

1.1 Aufgabenstellung und wissenschaftlich-technischer-Stand 2

1.2 Ablauf des Vorhabens 4

1.3 Wesentliche Ergebnisse 4

1.3.1 Ergebnisse der Constructor University 4

1.3.2 Ergebnisse von OFFIS 9

II Eingehende Darstellungen **14**

2 Einführung und Hintergrund **15**

3 Ergebnisse der Constructor University **18**

3.1 AP 1 - Anforderungserhebung zur Ausgestaltung der Toolbox 18

3.2 AP 2 - Formale Spezifikation von Marktregeln in einem digitalisierten Stromsystem 27

3.2.1 Übersicht zum nationalen und internationalen Status quo der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung 27

3.2.2 Auswahl und formale Spezifikation der Marktregeln 29

3.3 AP 3 - Optimierungsstrategien der Agenten 36

3.3.1 Spieltheoretische Darstellung des Marktteilnehmerverhaltens 36

3.3.2 Implementierung des Marktteilnehmeragenten 39

3.3.3 Implementierung der Marktumgebung 41

3.4 AP 5 - Integration von Energiesystem- & Systemdienstleistungsmarktsimulation und Implementierung automatisierter Workflows 43

3.5 AP 6 - Evaluation der Toolbox durch exemplarische quantitative Analysen 44

4 Ergebnisse von OFFIS **46**

4.1 Übersicht des Toolbox-Designs 46

4.2 Architektur der Toolbox 48

4.2.1 Szenario-Setup und Konfigurationsoptionen 49

4.2.2 Core Simulation 50

4.3 Simulation und Modellierung von Energiesystemkomponenten 51

4.3.1 Anlagenflexibilität 53
4.3.2 Kosten von Flexibilität 55
4.4 Simulation des Blindleistungsmarkts 55

5 Exemplarische Nutzung (von Constructor University & OFFIS) 57
5.1 User Interface 57
5.2 Nutzungsbeispiel 63
5.2.1 Szenarienbeschreibung 64
5.2.2 Ergebnisse 65

6 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises 70
6.1 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten . 70
6.2 Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschrittenen Verwertungs- plans 70
6.3 Erfolgte und geplante Veröffentlichung 72
6.4 Open Source Veröffentlichung 74

Literatur 76

Teil I

Kurzbericht

1 Kurzbericht

1.1 Aufgabenstellung und wissenschaftlich-technischer-Stand

Durch die Transformation des Stromsystems von einem zentralen fossil-basierten hin zu einem dezentralen erneuerbaren System ergeben sich verschiedene neue Anforderungen an das Marktdesign im Stromsektor. Im Kern steht dabei die Umstellung bisheriger administrativer Prozesse auf eine marktbasierte Beschaffung, um auch dezentrale Quellen kosteneffizient in die Beschaffung von Systemdienstleistungen zu integrieren.

Da die marktbasierte Beschaffung (außer für Regelleistung) bisher nicht stattfindet, ist unklar, wie die Akteure, die sich dann über mindestens zwei Märkte, den Spot- und den SDL-Markt, optimieren, sich verhalten werden und was dies für die Stromnetze bedeutet. Hier setzt das Projekt REMARK an mit der Zielsetzung, eine Toolbox zu entwickeln, die es ermöglicht, für verschiedene Netzkonfigurationen die Rückwirkung verschiedener Ausgestaltungsvarianten des Marktdesigns zur Beschaffung von Systemdienstleistungen auf das Akteursverhalten abzubilden.

Für Deutschland hat die Evaluierung durch das Projekt „SDL Zukunft“ im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums ein Potenzial für Effizienzsteigerungen durch marktbasierte Beschaffung bei der Blindleistung identifiziert [Sch+20]. Daher beauftragte das Ministerium das Projekt, ein mögliches Design für die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung in Deutschland zu entwerfen [Blu+21].

Das Ergebnis dieses Entwurfs ist ein Drei-Säulen-System für die Blindleistungsbeschaffung, von denen eine marktbasiert ist. Das Konzept wurde anschließend in einem Entwurf der deutschen Regulierungsbehörde verfeinert und während der Projektlaufzeit mit der Branche konsultiert [Bun23a]. Aufgrund dieser aktuellen Entwicklungen in der deutschen Debatte wurde der Fokus der Analyse auf die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung gelegt. So konnte zum einen die Aktualität und Praxisrelevanz sichergestellt werden, als auch die konkreten diskutierten Rahmenbedingungen zur marktbasierten Beschaffung von Blindleistung als Orientierung zur Auslegung der Toolbox genutzt werden.

Vor diesem Hintergrund lag der Fokus der Arbeiten der Arbeitsgruppe an der Constructor University in diesem Vorhaben auf folgenden Aspekten und Fragestellungen:

- **Anforderungserhebung:** Welche Anforderungen ergeben sich aus Nutzer-:innen-Sicht an die Toolbox?

- **Übersicht Marktregeln:** Welche Ansätze zur marktbasierten Beschaffung von Blindleistung werden national und international diskutiert oder auch schon umgesetzt?

- **Formale Spezifikation der Marktregeln:** Welche Parameter des Marktdesigns sollten in der Toolbox variiert werden können, mit welchen Ausprägungen?

- **Optimierungsstrategien der Nutzer:** Welche Optimierungsstrategien zwischen zwei Märkten werden in der Literatur diskutiert und welche Strategien sollten in die Toolbox integriert werden?

- **Optimierungsfunktionen:** Wie sehen die Optimierungsfunktionen der Akteure für die ausgewählten Strategien aus?

- **Testnutzung:** Welche Analysen können mit der Toolbox durchgeführt werden? Welche Einsichten lassen sich aus den Ergebnissen der Simulation der Toolbox ableiten?

Die Arbeitsgruppen des OFFIS Instituts befassten sich hingegen mit folgenden Fragestellungen:

- **Anforderungserhebung:** Welche funktionalen und nicht-funktionalen Anforderungen müssen an die technische Umsetzung der Toolbox gestellt werden, um eine effiziente und flexible Nutzung zu ermöglichen?

- **Toolbox-Design:** Welche Systemarchitektur – bestehend aus modularen Komponenten und definierten Schnittstellen – eignet sich für eine robuste und erweiterbare Umsetzung der Toolbox?

- **Co-Simulation:** Wie können unterschiedliche Frameworks für Markt-, Netz- und Anlagensimulation mittels Co-Simulation gekoppelt werden, sodass ein konsistenter, synchronisierter Datenaustausch gewährleistet wird?

- **Blindleistungsmarktsimulation:** Wie kann ein Blindleistungsmarkt mit Hilfe eines Multiagentensystems simuliert werden? Wie lässt sich dabei der aktu-

elle Netzzustand durch eine sensitivitätsbasierte Markträumung angemessen berücksichtigen?

- **Umsetzung von Marktteilnehmern:** Wie lassen sich Wirkleistungs- und Blindleistungsflexibilität kombiniert modellieren und wie können darauf basierend optimierte Gebote auf P- und Q-Markt ermittelt werden?

- **Interface-Design:** Wie sollte die Benutzeroberfläche gestaltet sein, um eine intuitive Konfiguration und Bedienung der Toolbox zu ermöglichen und relevante Ergebnisse übersichtlich darzustellen?

1.2 Ablauf des Vorhabens

Die Bearbeitung auf Seiten der Constructor University Bremen (ehemals Jacobs University Bremen, JUB) erfolgt durch Mitarbeitende der Arbeitsgruppe Bremen Energy Research, die sich bereits in zahlreichen Forschungs- und Industrieprojekten mit den ökonomischen Aspekten von Energiemärkten und Regulierung beschäftigt hat.

Von Seiten des OFFIS-Instituts waren Mitarbeitende der Forschungsgruppen „Verteilte künstliche Intelligenz" und „Co-Simulation" bzw. „Smart-Grid-Testing" beteiligt. Die Expertise umfasst daher sowohl die Modellierung und intelligente Koordination flexibler Energieerzeuger und -verbraucher als auch die Kopplung vielfältiger Simulationswerkzeuge zu integrierten Gesamtlösungen.

Das Vorhaben war unterteilt in insgesamt 7 Arbeitspakete. Abbildung 1.1 gibt eine Übersicht über die einzelnen Arbeitspakete und die Beteiligung der Projektpartner an den jeweiligen APs.

1.3 Wesentliche Ergebnisse

1.3.1 Ergebnisse der Constructor University

Das grundlegende **Arbeitsziel** der CU war die Darstellung der Anforderungen potenzieller Anwender:innen an die Toolbox, insbesondere hinsichtlich des Parametersets zur Definition von Marktregeln. Darauf aufbauend verfolgte die CU zwei weitere Ziele. Das erste Ziel war die Erstellung einer Übersicht möglicher Ausgestaltungsoptionen von Systemdienstleistungsmärkten. Im Rahmen von AP 2 wurden dazu relevante Marktregeln für die Abbildung des Blindleistungsmarkts erarbeitet und

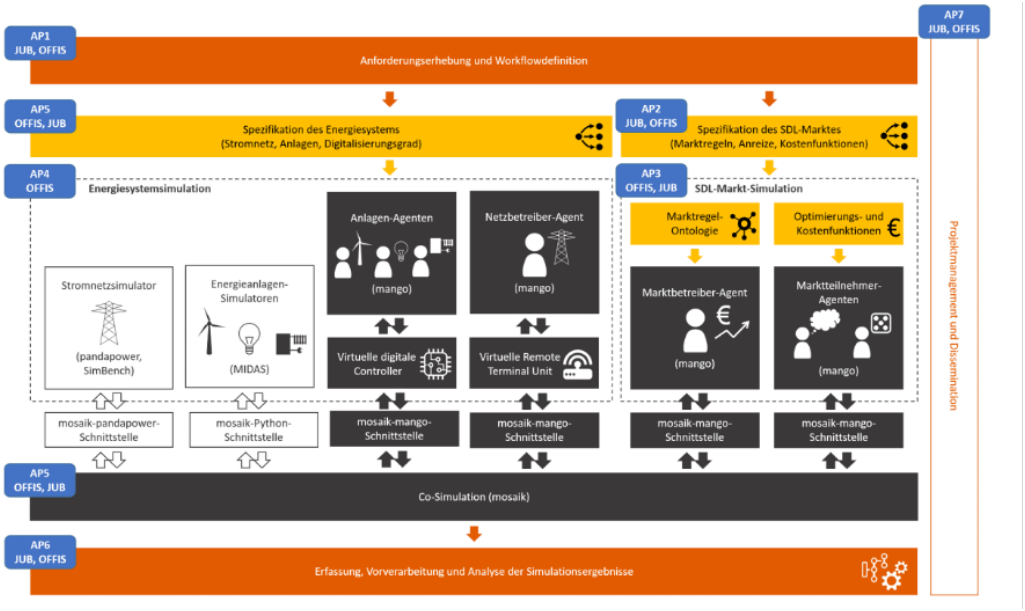


Abbildung 1.1: Komponenten und Workflow der REMARK-Toolbox (schematische Darstellung). Die Tools pandapower, SimBench und MIDAS sowie die zugehörigen Schnittstellen sind bereits verfügbar und werden im Rahmen dieses Projektes nicht entwickelt, aber in die Toolbox integriert.

deren Ausprägungen für die Toolbox aufbereitet. Ursprünglich war geplant die Ausprägungen für zwei Märkte zu entwickeln. Im Projektverlauf zeigte sich jedoch, dass die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit im Fokus der BNetzA lag. Da die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit langfristig erfolgt und keine relevanten Rückwirkungen auf den Großhandelsmarkt erwarten lässt, konzentrierte sich die Toolbox auf die Anforderungen der Blindleistungsbeschaffung.

Das zweite Arbeitsziel der CU war die spieltheoretische Analyse des Marktteilnehmerverhaltens, dass mindestens drei Strategien umfassen sollte. Dieses Arbeitsziel wurde durch die Modellierungen in AP 3 erreicht und die Strategien im Rahmen von AP 5 in die Toolbox integriert.

Im Projektverlauf zeigte sich ein höherer Abstimmungsbedarf als zunächst angenommen, insbesondere bei der Umsetzung definierter Anforderungen zur Modellierung von Marktbetreiberagenten und Marktakteuren. Die zentrale Herausforderung lag im Zusammenspiel der Agenten innerhalb der Toolbox, was eine enge Koordination und Zuarbeit an die Projektpartner erforderte. Infolgedessen verlagerte sich der methodische Schwerpunkt zunehmend von einer eigenständigen Modellentwicklung hin zur unterstützenden technischen Umsetzung durch die ökonomische Modellierung der Agenten. Auf diese Weise wurde das **methodische Ziel** der CU – die Kopplung der ökonomischen Modellierung mit den OFFIS-Modellen – realisiert. Die Arbeiten der CU sind dabei nicht unmittelbar von außen sichtbar, sondern in die Funktionalität der Toolbox integriert.

Das **wissenschaftliches Ziel**, vier Publikationen zu realisieren, wurde teilweise erreicht. Aufgrund der verstärkten Zuarbeit und des geringeren Fokus auf unabhängiger analytischer Modellentwicklung wurden 2 Veröffentlichungen realisiert. Die für zwei Open-Access-Publikationen vorgesehenen Mittel konnten daher bislang nicht genutzt werden. Weitere Details dazu in Abschnitt 6.3.

Im Folgenden stellen wir die geplanten Ziele der CU im Vorhaben mit den umgesetzten Maßnahmen gegenüber. Eine detailliertere Darstellung der Hürden und Lösungen während des Projektverlaufs erfolgt dann je Arbeitspaket in den eingehenden Darstellungen.

- **E 1.1 – Dokumentierte Anforderungen der Stakeholder an die Nutzung der Toolbox** Das ursprüngliche Ziel bestand darin, die Anforderungen der Stakeholder an die Nutzung der Toolbox in einem Workshop mit verschiedenen Teilnehmern zu erfassen. Da zu Beginn des Projektes die Bundesnetzagentur eine Konsultation zur marktbasierten Beschaffung von Blindleistung, und das vom BMWi beauftragte Projekt SDL-Zukunft (vgl. [Sch+20]) ebenfalls nur eine marktbasierte Beschaffung von Blindleistung (neben Schwarzstartfähigkeit) empfohlen hat, wurde der Projektfokus auf die Blindleistungsbeschaffung gelegt, so dass für die Auswahl des Fokus der Toolbox kein Workshop durchgeführt werden musste. Im weiteren Projektverlauf wurde aber externes Feedback durch bilaterale Austausche eingebunden. Insbesondere das Feedback zu Bieterstrategien und Marktregeln seitens zukünftiger potenzieller Anwendern (Direktvermarkter, Anlagenbetreiber, Netzbetreiber) wurde fortlaufend in die Spezifikation der Anforderungen integriert. Diese iterative Vorgehensweise ermöglichte eine praxisnahe und dynamische Anpassung der Modellierungsgrundlagen, die über eine einmalige Dokumentation hinausgeht.

- **E 1.2 – Übersicht der relevanten KPI als Grundlage der Evaluation in AP6** Im Rahmen der ökonomischen Perspektive wurden neun zentrale Key Performance Indicators (KPI) für die Toolbox definiert. Die Erwartungen an diese KPI wurden jeweils in drei Kategorien differenziert: „absolutes Minimum“, „as expected“ und „outperform“. Diese strukturierte Spezifikation stellt eine methodische Grundlage für die spätere Evaluation in Arbeitspaket 6 dar und erlaubt eine differenzierte Bewertung der Modellleistung.

- **E 1.3 – Blaupause für die notwendigen Workflows für die Anwendung** Die Entwicklung einer Blaupause für die Analyseworkflows war als methodisches Ziel vorgesehen, um die Anwendung der Toolbox zu strukturieren. In der Umsetzung zeigte sich jedoch, dass im Bereich der Nutzer-KPIs keine komplexeren Anforderungen an die Workflows bestanden. Daher wurde auf eine detaillierte Ausarbeitung verzichtet. Die ursprünglich erwartete Komplexität

der Analyseprozesse trat nicht ein, was eine Vereinfachung der methodischen Umsetzung ermöglichte.

- **E 2.1 – Übersicht zu aktuell in der Literatur diskutierten Ansätzen für zukünftige Marktregeln im Kontext von Systemdienstleistungsmärkten** Ziel war die Erstellung einer systematischen Übersicht über in der aktuellen wissenschaftlichen Literatur diskutierte Ansätze für zukünftige Marktregeln im Bereich der Systemdienstleistungsmärkte. Dieses Ziel wurde durch die Erarbeitung eines Working Papers zur Blindleistungsbeschaffung konkretisiert. Das Working Paper enthält eine strukturierte Darstellung relevanter Marktregeln zur Beschaffung von Blindleistung im internationalen Vergleich. Damit wurde ein zentraler Beitrag zur methodischen Fundierung des Projekts geleistet.

- **E 2.2 – Systematische Aufbereitung der charakterisierenden Faktoren und formale Definition einer Marktregel-Ontologie als Input für die Simulation** Die zweite Zielsetzung in AP2 bestand in der systematischen Erfassung charakteristischer Faktoren von Marktregeln sowie der formalen Definition einer Ontologie, die als Input für die Simulation dienen sollte. In der Umsetzung wurden durch die CU die relevantesten Marktregeln identifiziert und deren Ausprägungen zur Anwendung in der Toolbox spezifiziert. Diese Ergebnisse wurden intern dokumentiert und direkt in die Toolbox integriert. Die formale Spezifikation wurde dabei nicht als eigenständiges Artefakt ausgearbeitet, sondern in Form strukturierter Spezifikationen innerhalb der Simulationsumgebung umgesetzt. Damit konnte eine praxisnahe und simulationsfähige Abbildung der Marktregeln realisiert werden. Die so spezifizierten Ausgestaltungsoptionen schafften die Grundlage für die ontologische Umsetzung durch die Projektpartner.

- **E 3.1 – Ökonomische Modellierung der Basisfunktionen für strategisch agierende Marktteilnehmer** Ziel dieses Arbeitsschritts war die ökonomische Modellierung zentraler Basisfunktionen wie Kosten, Mehrwerte und Optimierungsziele für strategisch agierende Marktteilnehmer im Kontext spieltheoretischer Ansätze. In der Umsetzung wurden die relevanten Inputgrößen sowie Erwartungswerte für die Gewinnmaximierung eines Marktteilnehmers am Blindleistungsmarkt bestimmt. Diese Ergebnisse bilden die Grundlage für die Optimierungsstrategien der Agenten in der Toolbox.

- **E 3.2 – Spieltheoretische Darstellung des Marktteilnehmerverhaltens** Die geplante spieltheoretische Modellierung des Marktverhaltens wurde durch die Anwendung des entscheidungstheoretischen Bietermodells nach Swider und Weber konkretisiert. Dieses Modell wurde auf die spezifischen Gegebenheiten der Blindleistungsbereitstellung übertragen und um die Abbildung von drei

legalen Gebotsstrategien erweitert. Die Agenten in der Toolbox können diese drei Strategien anwenden.

- **E 3.5 – Implementierung von lernenden Marktteilnehmer-Agenten** Im Rahmen dieses Arbeitsschritts wurde die Implementierung lernender Agenten vorbereitet, die das Verhalten von Marktteilnehmern adaptiv abbilden sollen. Als methodischer Beitrag wurde eine Empfehlung zur Ermittlung der für die Optimierung relevanten Erwartungswerte erarbeitet. Diese Empfehlung differenziert zwischen vorwärtsgewandten Ansätzen für den Day-Ahead-Markt und rückwärtsgewandten Ansätzen für den Blindleistungsmarkt. Die Umsetzung erfolgt im Rahmen der REMARK-Toolbox und stellt einen wichtigen Schritt zur dynamischen Modellierung von Marktverhalten dar.

- **E 5.2 – Möglichst weitgehend automatisierte Workflows für Simulation und Datenhaltung** Das Ziel dieses Arbeitsschritts bestand in der Entwicklung möglichst weitgehend automatisierter Workflows, die den gesamten Prozess von der Spezifikation über die Instanziierung und Ausführung der Simulation bis hin zur Datenerfassung und -haltung abdecken sollten. In der Umsetzung wurde dieses Ziel durch die Unterstützung des OFFIS bei der Erstellung entsprechender Workflows konkretisiert. Dabei lag der Beitrag der CU insbesondere in der methodischen Begleitung und konzeptionellen Zuarbeit zur Automatisierung, wodurch die Integration ökonomischer Anforderungen in die technische Umsetzung gewährleistet wurde.

- **E 6.1 – Exemplarische Untersuchungsszenarien mit verschiedenen Ausprägungen von Marktregeln und Digitalisierungsgraden** Ziel dieses Arbeitsschritts war die Entwicklung exemplarischer Untersuchungsszenarien, die unterschiedliche Ausprägungen von Marktregeln und Digitalisierungsgraden abbilden. In der Umsetzung wurden 20 Szenarien definiert, die sich insbesondere in der Marktkonzentration und im Grad der Digitalisierung unterscheiden. Diese Differenzierung ermöglicht eine gezielte Analyse der Auswirkungen struktureller Marktmerkmale auf das Verhalten von Marktakteuren und die Systemleistung. Diese Szenarien wurden in einer Veröffentlichung (IEEE Paper) dokumentiert.

- **E 6.3 – Evaluation der Toolbox hinsichtlich ihrer Usability** Die Benutzerfreundlichkeit der Toolbox erfolgte kontinuierlich im Austausch mit OFFIS, insbesondere im Zuge der Szenariendefinition und exemplarischen Analyse. Dabei wurden Rückmeldungen zur Bedienbarkeit aufgenommen und in die Weiterentwicklung der Toolbox integriert. Die iterative Verbesserung der Usability stellt einen wichtigen Beitrag zur praktischen Anwendbarkeit der entwickelten Simulationsumgebung dar.

- **E 6.4 – Auswertungen unterschiedlicher Untersuchungsszenarien** Die im Rahmen von E 6.1 entwickelten Untersuchungsszenarien wurden ausgewertet und die Ergebnisse in einem wissenschaftlichen Beitrag veröffentlicht (IEEE Paper). Damit wurde das Ziel einer fundierten Analyse der Szenarien erreicht und zugleich ein Beitrag zur wissenschaftlichen Dissemination der Projektergebnisse geleistet. Die Veröffentlichung dokumentiert die methodische Vorgehensweise und die zentralen Erkenntnisse aus der Anwendung der Toolbox.

1.3.2 Ergebnisse von OFFIS

Im Rahmen dieses Projekts wurde eine Toolbox entwickelt, die Markt- und Netzsimulation miteinander verknüpft. Ziel der Anwendung ist es, Stakeholdern wie Netzbetreibern, Aggregatoren, Marktteilnehmern und Regulatoren eine fundierte Entscheidungsgrundlage zu bieten. Dabei werden einerseits wirtschaftliche Fragestellungen untersucht, zum Beispiel die Effizienz unterschiedlicher Marktdesigns im Blindleistungsmarkt (Q-Markt), und andererseits netztechnische Effekte beleuchtet, etwa Spannungslagen oder Leitungsbelastungen im Mittelspannungsnetz ($20\,\mathrm{kV}$). Die Toolbox ermöglicht es, die Wechselwirkungen zwischen Marktregeln, dem Verhalten dezentraler Erzeuger oder Speicher und dem resultierenden Netzzustand simultan zu analysieren.

Die Toolbox führt ermöglicht die gemeinsame Simulation (simultan oder sequentiell) des Day-Ahead-Spotmarkts für Wirkleistung (P-Markt) und des Blindleistungsmarkts (Q-Markt). Auf diese Weise lassen sich beispielsweise Opportunitätskosten für Erzeuger, die ihre Wirkleistung zugunsten von Blindleistung einschränken müssen, ebenso abbilden wie technische Netzparameter. Das Ergebnis ist eine holistische Analyseumgebung, die sowohl wirtschaftliche Kennzahlen (Preisentwicklungen, Gebotsstrategien) als auch technische KPIs (Netzspannungen, Leitungsüberlastungen) liefert.

Die wesentlichen Ergebnisse des OFFIS sind:

1. **Entwicklung der Toolbox und Integration geeigneter Frameworks:** Das Zusammenspiel von Co-Simulation (MOSAIK), Multi-Agenten-System (MANGO) und realitätsnahen Netzmodellen (SimBench) ermöglicht eine durchgängige, modulare Simulationsumgebung. So lassen sich marktseitige Entscheidungen (P- und Q-Markt) simultan mit netztechnischen Effekten (Lastfluss, Spannungsprofil, Netzrestriktionen) abbilden und flexibel für verschiedene Szenarien anpassen.

2. **Agenten-basierte Blindleistungsmarktsimulation:** Sowohl Marktbetreiber, als auch Marktteilnehmer wurden als Agenten modelliert und implementiert. Die Toolbox nutzt einen sensitivitätenbasierten Clearing-Algorithmus im Q-Markt: Nach Ermittlung von Knotensensitivitäten wird der effektive Gebotspreis pro eingespeister Blindleistungseinheit berechnet. Gebote werden nach diesem Preis sortiert und stufenweise angenommen, bis die vorgegebene Blindleistungsnachfrage gedeckt ist. Durch diesen Ansatz wird sichergestellt, dass lokale Netzwirkungen bei der Markträumung berücksichtigt werden.

3. **Modellierung der Blindleistungsflexibilität:** Die Flexibilität dezentraler EE-Anlagen und Speicher wird in Abhängigkeit von technischen Restriktionen (Wechselrichter-Scheinleistung, technische Anschlussbedingungen) und vorhandener Wirkleistungsflexibilität (Last- und Einspeiseprognosen, SoC-Grenzen bei Speichern) abgebildet. Dadurch können Opportunitätskosten (Erlösverluste im P-Markt) und verfügbare Blindleistungmengen berechnet werden.

4. **Interaktive Visualisierung im Dashboard:** Ein webbasiertes Analyse-Dashboard stellt sämtliche Simulationsdaten – P- und Q-Marktpreise, zugesagte und tatsächlich eingespeiste Blindleistung, Leitungsbelastungen, Sensitivitäten und Opportunitätskosten – übersichtlich dar. Stakeholder können so unterschiedliche Netz- und Marktszenarien direkt vergleichen und datenbasierte Entscheidungen treffen.

Architektur und Hauptkomponenten

Die Toolbox ist als containerisierte Anwendung realisiert, bestehend aus vier Hauptmodulen, die jeweils in getrennten Docker-Containern laufen:

1. **Frontend (React/Flask):** Über das Frontend wählt der Nutzer grundlegende Szenarioparameter aus und lädt sie in die Anwendung. Zu den wichtigsten Einstellmöglichkeiten gehören die Konfiguration des Blindleistungsmarkts, die Parametrierung des Energiesystem-Szenarios – beispielsweise des Netztyps und des Anteils bestimmter Anlagentypen – sowie weitere Konfigurationsmöglichkeiten wie die der Simulationsdauer. Nachdem die Parameter festgelegt sind, wird das komplette Szenario an den Orchestrator übergeben.

2. **Orchestrator:** Der Orchestrator speichert die Szenariobeschreibung in einer TimescaleDB und startet eine neue Instanz der Core-Simulation. Er sorgt dafür, dass mehrere Simulationsläufe unabhängig nebeneinander ablaufen können, indem er für jeden Lauf einen eigenen Core-Container initiiert.

3. **Core-Simulation (mosaik & mango):** Im Core-Container läuft die eigentliche Simulation.

   (a) **Setup und Frameworks:** Das Co-Simulationsframework MOSAIK koordiniert den Datenaustausch zwischen allen Simulationsmodulen.

   - **Netzmodell (SimBench + pandapower):** Ein realitätsnahes Mittelspannungsnetz (20 kV) wird aus dem SimBench-Datensatz geladen. An jedem Netzknoten sind Anlagensimulatoren angebunden, die Lasten, Generatoren (PV, Wind) und Batteriespeicher abbilden. PANDAPOWER übernimmt die Lastflussberechnung und ermittelt Spannungen sowie Leitungsstromflüsse und meldet auftretende Netzverletzungen zurück.

   - **Multi-Agenten-System (mango):** Die Akteure der Simulation (Marktteilnehmer, Marktbetreiber, Netzbetreiber und Flexibilitätsbereitsteller) sind als Agenten implementiert. Ihre Interaktion und somit auch die Marktsimulation erfolgt innerhalb des Multi-Agentensystems MANGO.

   (b) **Simulationsablauf:** Die Core-Simulation gliedert sich in drei Phasen:

   1. **Basislauf ohne Q-Markt:** Zunächst wird ausschließlich der Day-Ahead-P-Markt simuliert. Die Flexibility Agents reichen P-Gebote ein, der Marktbetreiber räumt und der Netzbetreiber führt eine Lastflussrechnung durch, um Referenzwerte (Einspeiseprofile, Spannungsverteilung, Leitungsbelastungen) zu erhalten.

   2. **Dimensionierung externer Blindleistungsnachfrage:** Basierend auf den Basislaufergebnissen wird die Blindleistungsnachfrage so festgelegt, dass weder ein dauerhaftes Überangebot (zu niedrige Q-Preise) noch eine ungedeckte Nachfrage (Pflichtversorgung mit Einheitspreis) entsteht. Diese festgelegte Nachfrage dient als Input für das Clearing im Q-Markt.

   3. **Hauptlauf mit Q-Markt:** In jedem Zeitschritt prognostizieren die Flexibility Agents ihre maximal mögliche Wirkleistung und berechnen unter Berücksichtigung technischer Restriktionen zulässige P- und Q-Gebote. Anschließend wird in folgender Reihenfolge abgearbeitet:

      a. *Day-Ahead-P-Markt Clearing:* Agenten reichen P-Gebote ein, Marktbetreiber führt das Clearing durch, verteilt P-Preise und Zuteilungen.

b. *Lastfluss und Sensitivitäten:* Mit den P-Zuteilungen wird eine neue Lastflussrechnung in PANDAPOWER durchgeführt. Der Netzbetreiber-Agent identifiziert Netzrestriktionen und leitet per Sensitivitätsanalyse ab, wie viel eine Einheit Blindleistung an jedem Knoten zur Deckung des externen Blindleistungsbedarfs beiträgt.

c. *Q-Markt Clearing (sensitivitätenbasiert):*

   - Jedes Q-Gebot wird mit dem lokalen Sensitivitätsfaktor verrechnet, sodass ein effektiver Gebotspreis entsteht.

   - Die Gebote werden nach effektivem Preis sortiert und sukzessive bis zur vollständigen Deckung der externen Blindleistungsnachfrage akzeptiert.

   - Das Clearing kann entweder als Pay-as-bid (jeder Bieter erhält seinen eigenen Preis) oder als Uniform-Clearing (alle akzeptierten Bieter erhalten denselben Clearing-Preis) durchgeführt werden.

d. *Umsetzung im Netz:* Nach dem Q-Clearing passen die Flexibility Agents ihre Sollwerte für Wirkleistung und Blindleistung an. Der Netzbetreiber-Agent führt daraufhin erneut eine Lastflussberechnung durch, um mögliche Netzverletzungen zu identifizieren.

Abschließend werden sämtliche Marktergebnisse und Netzkennzahlen in der TimescaleDB gespeichert.

4. **TimescaleDB und Analyse-Dashboard:** In der Datenbank werden zeitreihenbasiert sämtliche Simulationsergebnisse abgelegt. Das Analyse-Dashboard greift darauf zu und berechnet zentrale Kennzahlen wie:

   - P- und Q-Marktpreisverläufe über den Simulationszeitraum.

   - Angebotene und zugeteilte Blindleistungsmengen je Anlage und Knoten.

   - Spannungskurven an repräsentativen Netzknoten.

   - Leitungsauslastungen und potenzielle Netzverletzungen.

   - Gegenüberstellung von Opportunitätskosten (Wirkleistungseinschränkung) und Erlösen durch Blindleistungsmarkt.

Die Visualisierungen ermöglichen es, verschiedene Szenarien hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und technischer Netzstabilität zu vergleichen.

Die entwickelte Toolbox stellt ein kompaktes, jedoch leistungsfähiges Instrumentarium dar, um die komplexen Wechselwirkungen zwischen dezentraler EE-Flexibilität, Blindleistungsmarktdesign und Netzbetrieb auf Mittelspannungsebene zu analysieren. Das Zusammenwirken von Co-Simulation (mosaik), Multi-Agenten-System (mango) und realitätsnahen Netzmodellen (SimBench) ermöglicht sowohl tiefergehende ökonomische Erkenntnisse—etwa über optimale Gebotsstrategien und Kosten—als auch fundierte technische Beurteilungen hinsichtlich Netzstabilität, Spannungsregulierung und Leitungsauslastungen.

Teil II

Eingehende Darstellungen

2 Einführung und Hintergrund

Blindleistung gehört zu den Netzdienstleistungen, die derzeit vor allem von zentralen fossilen Kraftwerken geliefert werden. Um die EU-Klimaziele zu erreichen, hat die verfügbare Kapazität dieser Kraftwerke bereits abgenommen und wird dies in naher Zukunft weiter tun. Daher werden andere Blindleistungsquellen benötigt, um die Stromnetze weiter stabil betreiben zu können. Die EU-Verordnung (Elektrizitätsrichtlinie 2019/944) schreibt eine marktbasierte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von nicht-frequenzbasierten Systemdienstleistungen (nfSDL) vor. Dabei ist die EU bestrebt, das vorhandene Potenzial für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Blindleistung aus dezentralen Quellen (Erzeuger, Speicher und Lasten) zu erschließen und Investitionsanreize zu setzen, um auch in Zukunft ein ausreichendes Kapazitätsniveau für Systemdienstleistungen zu sichern. Die Elektrizitätsrichtlinie schreibt eine marktbasierte Auftragsvergabe jedoch nur dann vor, wenn dieser Ansatz zu einem effizienten Ergebnis führt. Für Deutschland hat die Evaluierung durch das Projekt SDL Zukunft im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums ein Potenzial für Effizienzsteigerungen durch marktbasierte Beschaffung bei der Blindleistung [Sch+20] identifiziert und ein Drei-Säulen-System, von denen eine marktbasiert ist, für die Blindleistungsbeschaffung vorgeschlagen.

Das Konzept wurde dann in einem Entwurf der Bundesnetzagentur [Bun23a] verfeinert. Nach diesem Konzept haben die Netzbetreiber des Zu- und Hochspannungsnetzes drei Möglichkeiten, Blindleistung aus Anlagen des Zu- und Hochspannungsnetzes zu beziehen: Erstens können die Netzbetreiber im Rahmen der von allen Netznutzern unterschriebenen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) eine bestimmte Blindleistungsfähigkeit definieren. Zweitens können die Netzbetreiber in voll integrierte Netzwerkkomponenten (VINK) investieren. Drittens können sie von der marktbasierten Beschaffung Gebrauch machen. Letzteres ist nur möglich, wenn sie nach eigener Einschätzung des Betreibers die effizienteste Option zur Deckung des Blindleistungsbedarfs ist, insbesondere im Vergleich zu einer Investition in eine VINK. Daraus folgt, dass der Netzbetreiber die Kosten für die marktbasierte Beschaffung evaluieren muss. Neben der Bewertung der finanziellen Auswirkungen stehen die Netzbetreiber vor der Herausforderung, die Preise und das potenzielle Gebotsverhalten der Marktteilnehmer auf dem Blindleistungsmarkt vorherzusagen und zu bewerten, wie sich die Einführung dieses neuen Marktes auf die Preise auf den Spotmärkten auswirken könnte, mit möglichen Auswirkungen auf alle Netznutzer.

Da es derzeit keinen solchen Blindleistungsmarkt gibt, besteht die Notwendigkeit, potenzielle Marktergebnisse angesichts verschiedener Marktdesignoptionen auf der Grundlage einer Simulation zu bewerten.

Hier kann die REMARK-Toolbox, verwendet werden, um potenzielle Marktergebnisse und Dispatch für verschiedene Marktdesigns für einen Blindleistungsmarkt zu bewerten, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, zu bewerten, wie sich diese Ergebnisse auf eine mögliche Investition in eine vollintegrierte Netzkomponente beziehen. Darüber hinaus ermöglicht die Toolbox eine Bewertung, wie unterschiedliche Marktdesignoptionen das Verhalten verschiedener Akteure auf dem Blindleistungsmarkt sowie auf dem Day-Ahead-Spotmarkt beeinflussen können und wie dieses Verhalten die physikalischen Grenzen der Stromnetze in Frage stellen könnte. Dabei soll evaluiert werden können, ob unterschiedliche Marktdesignoptionen für den reaktiven Markt negative Auswirkungen auf die Netze haben könnten, z. B. durch das gleichzeitige Verhalten von Marktteilnehmern in einem bestimmten Bereich des Netzes.

Besonderheiten der Blindleistung

Die Blindleistung ist den meisten Menschen weniger bekannt als die Wirkleistung und für Nicht-Physiker oder -Ingenieure nicht leicht zu verstehen. Obwohl sie eine entscheidende Rolle im Stromsystem spielt, hat sie in der Vergangenheit wenig Aufmerksamkeit erregt. Dies hat sich durch die Dezentralisierung und Dekarbonisierung der Stromversorgung geändert, die sowohl den Bedarf an Blindleistung auf allen Spannungsebenen erhöht als auch die Anzahl der bisherigen Hauptlieferanten, nämlich der fossilen Großkraftwerke [Deu14] [Amp23], reduziert. Im Vergleich zur Wirkleistung verrichtet die Blindleistung keine Arbeit (daher "Blindleistung") und sie wird nicht verbraucht, sondern öszilliertim Netz zwischen Erzeuger und Verbraucher hin und her. Die Scheinleistung, auf die Kabel, Leitungen etc. dimensioniert sind, ist die (geometrische) Summe aus Wirk- und Blindleistung zur Veranschaulichung). Wirk- und Blindleistung wirken sich also gemeinsam auf die Nutzung einer Ressource aus und bedingen sich gegenseitig. Vereinfacht gesagt: Je mehr Blindleistung übertragen wird, desto geringer kann die Wirkleistung sein. Des Weiteren bestimmt die Scheinleistung die Verlustleistung, was bedeutet, dass eine Erhöhung der Blindleistung, c. p., die Verlustleistung erhöht [Deu14]. Auf der anderen Seite kann das System aber auch nicht ohne Blindleistung auskommen, denn sie hilft dabei, die Spannung sowohl im Normalbetrieb als auch bei plötzlichen Spannungsabfällen zu regeln. Im ersten Fall spricht man von einer stationären oder stationären Spannungsregelung und im zweiten Fall von einer dynamischen Blindstromstützung, die mit der aktiven Regelleistung vergleichbar ist. Ebenfalls vergleichbar mit positiver und

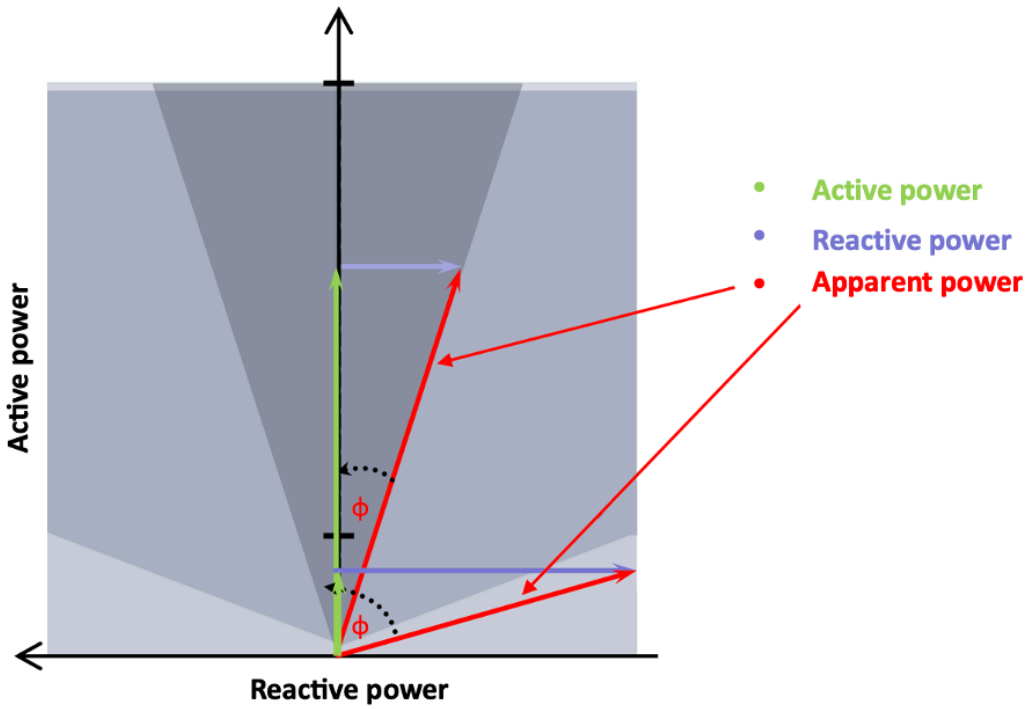


Abbildung 2.1: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Blind-, Wirk- und Scheinleistung (übersetzt aus [Pal16])

negativer Regelleistung unterscheidet man weiter zwischen spannungserhöhender (kapazitiv) und spannungsabfallender (induktiver) Blindleistung. Da z.B. Freileitungen spannungssenkend wirken, wird spannungserhöhende (kapazitive) Blindleistung benötigt, um sicherzustellen, dass die Spannung durch die Übertragung nicht zu stark abfällt. Im Gegensatz zur Wirkleistung kann die Blindleistung nicht über weite Strecken transportiert werden. Seine Transportfähigkeit hängt von verschiedenen Aspekten ab, wie z.B. dem Netzzustand und der Netzlast, dem Transportmittel (Kabel oder Freileitung) und dem Spannungsniveau. Auf der Höchstspannungsebene kann es etwa $100\,\mathrm{km}$ transportiert werden (vgl. [IF16]). Daher muss die Blindleistung vor Ort bereitgestellt werden. Den Netzbetreibern stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Beschaffung von Blindleistung zur Verfügung: Zum einen können sie Blindleistung selbst über installierte Blindleistungskompensationssysteme liefern; Zweitens können sie diese vor Dritten sichern, d.h. von anderen Netzbetreibern (aus vor- oder nachgelagerten Netzen), Erzeugern, Verbrauchern, HGÜ-Anlagen oder Speichern, die entweder direkt durch Anpassung des Leistungsfaktors oder auch mittels installierter Blindleistungskompensationssysteme Blindleistung bereitstellen können. Die Fähigkeit, Blindleistung bereitzustellen, wird in der Regel durch den Leistungsfaktor $\cos(\phi)$ ausgedrückt, der dem Verhältnis von Wirk- zu Scheinleistung entspricht. Je niedriger der Leistungsfaktor, desto höher ist die Fähigkeit, Blindleistung bereitzustellen.

3 Ergebnisse der Constructor University

Die Ergebnisse der Constructor University werden im Folgenden je Arbeitspaket kurz dargestellt. Übergeordnet sind die Ergebnisse je AP in der folgenden Liste dargestellt

1. AP 1 - Die Konkretisierung der Anforderungen an die Toolbox (Auswahl Systemdienstleistung und Konkretisierung Nutzeranforderungen)

2. AP 2 - eine Übersicht zum nationalen und internationalen Status quo der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung,

3. AP 2 - eine formale Spezifikation der Marktregeln als Input für die Toolbox und

4. AP 3 - verschiedene Optimierungsstrategien und darauf aufbauende Optimierungsfunktionen als Input für die Toolbox.

5. AP 5 - Methodische Begleitung und konzeptionellen Zuarbeit zur Automatisierung der Workflows in der Toolbox, wodurch die Integration ökonomischer Anforderungen in die technische Umsetzung gewährleistet wurde.

6. AP 6 - Evaluation der Toolbox basierend auf exemplarischen Untersuchungsszenarien

Diese werden im Folgenden weiter ausgeführt.

3.1 AP 1 - Anforderungserhebung zur Ausgestaltung der Toolbox

Die Anforderungserhebung umfasste zwei Perspektiven:

- Den Fokus der Toolbox festlegen - Welche SDL soll abgebildet werden?

- Die Darstellung der Anforderungen potenzieller Anwender an die Toolbox

Der Fokus der Toolbox: Welche Marktregeln zur Beschaffung welcher Systemdienstleitung sollten in der Toolbox abgebildet werden?

Um diese Frage zu beantworten, wurde eine eingehende Literaturrecherche über Systemdienstleistungsmärkte und deren Design durchgeführt. Ausgangspunkt davon war der Status Quo der Debatte in Deutschland. Hier zeigte sich, dass insbesondere die Ergebnisse der Studie "SDL Zukunft" (vgl. [Sch+20]) die Debatte in Deutschland dahingehend eingrenzt, dass eine marktbasierte Beschaffung von SDL nur für Blindleistung, und Schwarzstartfähigkeit und Momentanreserve in Betracht gezogen wurde. Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen der Literaturrecherche darauf fokussiert, welche Marktregeln international zur Beschaffung dieser SDL bislang diskutiert bzw. umgesetzt wurden. Das Ergebnis dieser Recherche ist in Tabellen 3.1 und 3.2 zusammengefasst.

Land / Projekt	Belgien (2006-2020)	Belgien aktuell (seit 2020)	Niederlande	GB aktuell	GB: Power Potential Projekt
Beschaffungssystem	Ausschreibung (Teilnahme freiwillig)	Hybrid: verpflichtende Bereitstellung für ÜN-angebundenen Nutzer; + Ausschreibungen (freiw.) für VNB, Nachfrage	Ausschreibung / bilaterale Vereinbarung	Hybrid; Ausschreibungen neben obligatorischer Bereitstellung	Auktion
Markträumung/ Gebotsauswahl				versch. Bewertungskriterien	Kombination aus Kosten & Effektivität & Vergleich zu VINK
Zahlungsart (was wird bepreist?)		Abruf (activation price)		Verfügbarkeit & Abruf	Verfügbarkeit & Abruf
Preisbildung / Abrechnungsregel (settlement rule)	PAB, es sei denn Preis wird als "manifestly unreasonable" bewertet, dann reguliert	PAB	PAB	PAB	
Erbringungszeitraum	1 Jahr	1 Jahr	1 Jahr	min. 12 Monate	
Beschaffungsintervall	jährlich	jährlich	jährlich	alle 6 Monate	

Tabelle 3.1: Übersicht internationale Beschaffungsregeln Blindleistung

Land / Projekt	GB	Schweiz	Belgien	ERCOT (Texas)
Beschaffungssystem	Ausschreibung oder bilaterale Verhandlung (je nach Wettbewerbssituation)	Ausschreibung	Ausschreibung	Ausschreibung
Markträumung/ Gebotsauswahl	30% techn. Kriterien, 70% Preis			
Zahlungsart (was wird bepreist?)	Verfügbarkeit		Verfügbarkeit und Test	Verfügbarkeit
Preisbildung / Abrechnungsregel (settlement rule)	PAB	Hybrid: fester (vorgeg.) und variabler Vergütungsbestandteil (PAB)	PAB	PAB (für Verfügbarkeit); letzter zonaler Preis für Produktion nach dem Blackout
Erbringungszeitraum	3-5 Jahre	5 Jahre, seit 2017	3 Jahre	1 Jahr
Beschaffungsintervall	unterschiedlich nach Region			jährlich

Tabelle 3.2: Übersicht internationale Beschaffungsregeln Schwarzstartfähigkeit

Dort zeigt sich, dass international insbesondere die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung als auch Schwarzstartfähigkeit umgesetzt wurde (Details zur internationalen Umsetzung zur Blindleistung finden sich in Kapitel 3.2.1). Zur marktbasierten Beschaffung von nicht-frequenzbasierten Systemdienstleistungen wurden internationale Beispiele in Europa (Belgien, Niederlande, Großbritannien, Schweiz, Irland, Dänemark) und Nordamerika (ERCOT Texas) identifiziert. Die überwiegende Mehrheit der untersuchten Systeme nutzt Ausschreibungen als Beschaffungsverfahren. Diese Präferenz für wettbewerbliche Verfahren spiegelt den europäischen Regulierungsrahmen wider, der durch die EU-Strombinnenmarktrichtlinie (2019/944/EU) eine marktgestützte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von nicht-frequenzbasierten Systemdienstleistungen vorschreibt. Reine Ausschreibungssysteme finden sich in drei Beispielen für die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit:

- Schweiz mit langfristigen Verträgen über 5 Jahre
- Belgien mit 3-jährigen Vertragslaufzeiten
- ERCOT Texas mit jährlichen Ausschreibungen

Auch bei der Preisbildung zeigen sich ähnliche Strukturen im internationalen Vergleich, mit Pay-As-Bid als dominierenden Mechanismus. In der Schweiz wurde hingegen für die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit eine hybride Struktur mit sowohl festen (vorgegebenen) als auch variablen Vergütungsbestandteilen basierend auf PAB etabliert. Ähnlich erfolgt die Beschaffung in ERCOT, da hier zwischen Verfügbarkeitszahlungen (PAB) und zonalen Preisen für die Produktion nach einem Blackout differenziert wird.

Auf Grund des Charakters der Schwarzstartfähigkeit, wird diese zumeist für längere Zeiträume zwischen 1 Jahr (ERCOT) und bis zu 5 Jahren (UK, Schweiz) beschafft. Da während der Erstellung der Literaturübersicht zur den internationalen Erfahrungen mit marktbasierter Beschaffung von Systemdienstleistungen der Konsultationsprozess der BNetzA zur marktbasierten Beschaffung von Blindleistung gestartet wurde, wurde gemeinsam mit dem Projektpartner Offis beschlossen, den Fokus der Toolbox auf diese Systemdienstleistung zu legen. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse zu den Marktregeln der marktbasierten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit, dass deren längerfristige Beschaffung voraussichtlich nicht relevant für den Untersuchungsfokus von REMARK sein würden, da insbesondere die Interdependenzen zwischen der marktbasierten Beschaffung und dem Großhandelsmarkt, als auch die möglichen Gleichzeitigkeitseffekte von Gebotsverhalten durch die Toolbox untersucht werden sollen. Bei den längerfristigen Beschaffungszeiträumen der Schwarzstartfähigkeit sind solche Rückwirkungen unwahrscheinlich, so dass die Schwarzstartfähigkeit auch aus diesem Grund für die Untersuchung in REMARK ausgeschieden ist.

Die Darstellung der Anforderungen potenzieller Anwender an die Toolbox: Die Anforderungserhebung hat sich auch auf die Frage bezogen, wie zukünftig mit der Toolbox gearbeitet werden sollte. Dazu wurde ein Prozess gemeinsam mit dem Projektpartner durchgeführt und der auf drei Analyseschritten basierte:

1. Personas: Zunächst wurden verschiedene Personas entwickelt, um die zukünftigen Nutzer*innen zu charakterisieren und deren Anforderungen an die Toolbox zu spezifizieren. Dazu wurden insgesamt drei verschiedene Personas entwickelt. Gemeinsam mit dem Projektpartner wurde die Persona “Sophie”, die in Abbildung 3.1 beschrieben ist, als Fokus für die Ausgestaltung der Toolbox ausgewählt.

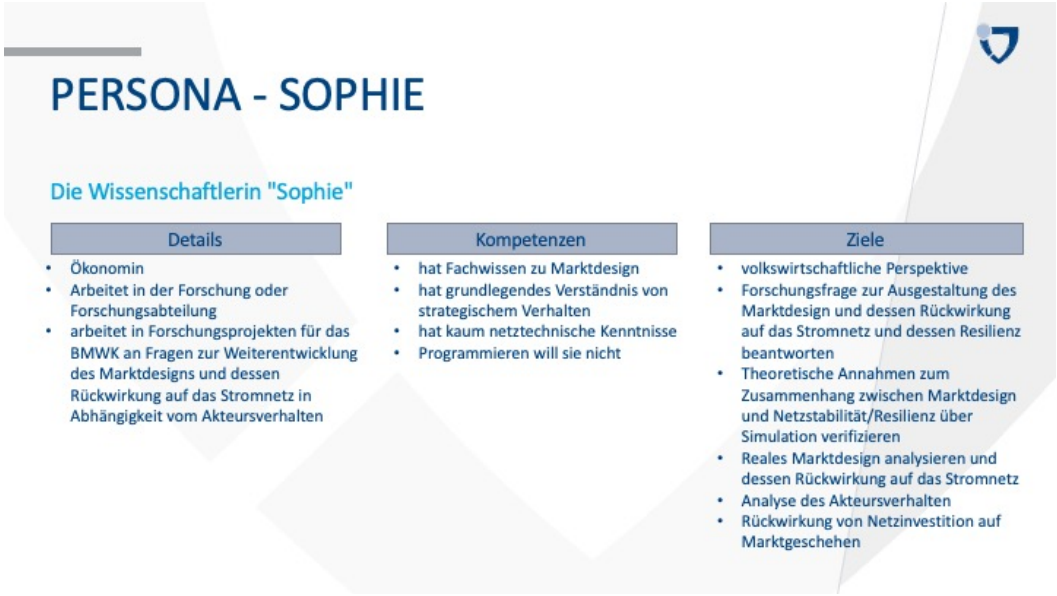


Abbildung 3.1: Übersicht über Persona Sophie

2. Aufbauend auf dieser Persona wurde dann abgeleitet, welche Funktionen die Toolbox bieten sollte und welche Parametrierungen durch die NutzerInnen durchgeführt werden können sollten. Um sicherzustellen, dass auch die Anforderungen aus technischer Sicht insbesondere in Hinblick auf die Netztopologie und technische Auswertung der möglichen Rückwirkungen des Bietverhaltens auf die Resilienz in den Ergebnissen der Toolbox adressiert werden ausreichend abgebildet werden, wurden diese Aspekte ergänzend zu den Anforderungen von der Persona SSophieäufgenommen. Folgende Anforderungen wurden aus dem Prozess abgeleitet und anhand der Persona “Sophie” beschrieben:

    - Sie will das Marktdesign zur Beschaffung von Blindleistung an den Untersuchungsgegenstand anpassen können. Daher sollten die Marktregeln variiert, Beschaffungszeiträume anpassbar und die Inputdaten durch Importfunktionen integrierbar sein

    - In Bezug auf das Marktdesign der Blindleistungsbeschaffung sollte die Auswahl und Spezifikation der Marktregeln möglichst vielseitig sein, um verschiedene Marktdesign-Ausgestaltungen vergleichen zu können

    - Verschiedene Netztopologien auswählbar sein, um den Effekt der verschiedenen Marktdesignoptionen auf unterschiedliche Netze bewerten zu können

- Die Anzahl der dezentralen Erzeuger variiert werden können, um die Interdependenzen der dezentralen Erzeugung mit unterschiedlichen Marktregeln analysieren zu können

- Das Bieterverhalten sollte unterschiedliche Strategien abbilden (Naive und marginal pricing als zentrale Strategien)

- Direkten Zugriff auf verschiedene Darstellungen zur Netzausstattung und Marktergebnissen im Frontend ermöglicht werden

- Sowohl die Marktergebnisse als auch die netztechnischen Parameter (Spannung) in der Auswertung visualisiert werden.

- Zur Bewertung der Rückwirkung des Bietverhaltens auf die Resilienz des Stromsystems die Auslastung der Netzleitungen oder Ortsnetztransformatoren darstellen.

Gemäß Projektplan war die Durchführung von einzelnen Workshops zur Anforderungserhebung verschiedener Nutzergruppen vorgesehen. Im Projektverlauf wurde dieses Format zugunsten bilateraler Arbeitstreffen und gezielter Fachgespräche mit zukünftigen Nutzern der Toolbox angepasst. Diese Anpassung ermöglichte eine vertiefte Auseinandersetzung mit spezifischen Fragestellungen einzelner Akteure und trug der zunehmenden Konkretisierung der Diskussionsgegenstände im Zeitraum 2023/2024 Rechnung. Insbesondere vor dem Hintergrund der Heterogenität der Nutzergruppen, war ein bilateraler Austausch zielführender, um die sich stark unterscheidenden Perspektiven, technischen Voraussetzungen und Interessenlagen einzubinden. Ein geplanter Workshop zur Auswahl eines SDL-Mechanismus entfiel, da sich durch eine Konsultation der Bundesnetzagentur zur marktbasierten Beschaffung Blindleistungsbeschaffung neue Rahmenbedingungen ergaben, die das Thema obsolet machten. Im Rahmen des Projekts fanden insgesamt sieben bilaterale Fachaustausche (z.B. FH Aachen, ASSUME-Konsortium, alterrric GmbH, Stadtwerke Haßfurt) statt, um das Feedback potenzieller Nutzer in die Entwicklung der Toolbox einzubinden. Um das Feedback der Nutzer auch im weiteren Entwicklungsstand der Toolbox einzubinden wurde daher das AP 1 signifikant verlängert, um insbesondere auch das Feedback aus der Praxis zu den Bieterstrategien und deren Umsetzung einzubinden. Da die Erarbeitung der Bieterstrategien primär im zweiten Projektjahr geplant war, wurde daher auch die begleitenden Anforderungserhebung (AP 1) entsprechend verlängert.

3. Systemarchitektur: Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurde dann gemeinsam mit dem OFFIS Institut die entsprechende Systemarchitektur entworfen,

um die identifizierten Anforderungen abbilden zu können. Für Details zur Systemarchitektur siehe Kapitel 4.1

Aufbauend auf den identifizierten Anforderungen wurden Key Performance Indikatoren (KPIs) definiert, um die Anforderungen aus der vorangegangenen Anforderungserhebung systematisch und messbar abzubilden. Die KPIs dienen dabei als methodisches Bindeglied zwischen den identifizierten Nutzerbedarfen und der technischen Umsetzung innerhalb der Toolbox. Die Anforderungserhebung offenbarte eine Vielzahl heterogener Erwartungen hinsichtlich Flexibilität, Modellierungstiefe, Auswertbarkeit und ökonomischer Relevanz. Um diesen Anforderungen strukturiert begegnen zu können, wurden neun KPIs entwickelt, die zentrale Dimensionen wie die Anpassbarkeit von Marktregeln, die Integration netztechnischer Objekte, die Berücksichtigung von Risikoaspekten sowie die Automatisierung von Auswertungsmethoden adressieren. Jeder KPI wurde entlang eines dreistufigen Erwartungshorizonts („absolutes Minimum“, „as expected“, „outperform“) spezifiziert, um sowohl die Mindestanforderungen als auch ambitionierte Zielsetzungen transparent zu machen (siehe 3.3). Diese Struktur erlaubt eine kontinuierliche Bewertung des Entwicklungsfortschritts und stellt sicher, dass die Toolbox nicht nur funktional, sondern auch nutzerzentriert und wirtschaftlich sinnvoll ausgestaltet ist.

KPI	Absolutes Minimum	As expected	Outperform
Anpassbarkeit Simulationsszenario			
(1) Anzahl der vordefinierten Marktregeln	1 (DE)	2 (DE+1)	3 (DE+2)
(2) Anzahl flexibel anpassbarer Optionen Eigenschaften der Marktregeln	2	4	6 (Produktsdesign, Terminierung, Gebotsbegrenzung, Abrechnungsregel, Vergütungsumfang)
(3) Anzahl der vordefinierten Netzgebiete	1	2	3
(4) Anzahl der Bietstrategie	1	2	3
(5) Differenzierung Risikofreude	0	Risikofreudig vs. -avers	/
(6) Anzahl Netzsituationen	1	2	3
(7) Differenzierung Investitionskosten Netz	Nein	Ja, aber stark vereinfacht	Ja, differenziert nach verschiedenen Technologien
Output			
(8) Resilienzfaktor		1 übergreifender Indikator	Indikator bestehend aus mehreren Kriterien
(9) Anzahl automatisierter Auswertungsmöglichkeiten	1 (Resilienzfaktor)	3 (+ Verteilungseffekte, Vergleich Payoff Bietstratgeien)	5 (+ Effekte Digitalisierung, Kosten-Nutzen Netzinvestitionen)

Tabelle 3.3: Ökonomische KPI für die Bewertung der Toolbox-Funktionalitäten

Diese KPI wurden später in AP 6 aufgegriffen, um die Toolbox zu evaluieren. Siehe dazu 3.5.

3.2 AP 2 - Formale Spezifikation von Marktregeln in einem digitalisierten Stromsystem

Das Arbeitspaket umfasste eine Recherche zum aktuellen Stand der Literatur zu Marktregen für Systemdienstleistungen. Diese war zunächst breit angelegt und umfasste die Systemdienstleistungen Blindleistung, Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit und Kurschlussstrom (siehe 3.1. Im weiteren Verlauf wurde, auch aufgrund der parallel verlaufenden Entwicklungen in Deutschland auf Blindleistung fokussiert. 3.2.1 gibt einen Übersicht zum Stand der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung. Auf Grundlage der Rechercheergebnisse wurde anschließend eine Auswahl an Marktregeln für die Umsetzung in der Toolbox getroffen und schließlich für die Umsetzung aufbereitet und spezifiziert (siehe 3.2.2).

3.2.1 Übersicht zum nationalen und internationalen Status quo der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung

In den meisten europäischen und auch in anderen Ländern (z. B. USA, Australien) sind Erzeuger, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind und/oder eine bestimmte Größe haben, verpflichtet, eine bestimmte Blindleistungskapazität zu haben. Dies ist unter anderem damit begründet, dass ihre eigene Wirkung auf die Spannung im Netz kompensieren zu können (vgl. [ENT22], [AP20]).[1]

Ein gemischtes Bild ergibt sich, wenn es um die Kompensation für die Bereitstellung von Blindleistung geht: In einigen Ländern (wie Italien, Spanien oder Schweden) wird sie vom ÜNB nicht finanziell kompensiert, in anderen schon (z. B. Frankreich, Großbritannien, Schweiz, Norwegen) und in wieder anderen wird sie teilweise bezahlt (z. B. Deutschland, Dänemark, Niederlande) (vgl. [ENT17], [ENT22]). Bei der Direktvergütung variieren die Abrechnungsregeln ebenfalls zwischen den Ländern, von regulierten Preisen bis hin zu Pay-as-bid-Aktionen (vgl. [ENT22]).

Nur einige Länder haben zusätzliche Optionen zur verpflichtenden Bereitstellung für die Blindleistungsbeschaffung geschaffen, z. B. bilaterale Abkommen oder Auktionen (z. B. Großbritannien, Australien). Daher sind die Erfahrungen mit der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung sehr begrenzt oder „weltweit praktisch nicht vorhanden“ [AP20]. Ausnahmen sind folgende Länder: Belgien, das 2006 einen Markt für Blindleistung eingeführt hatte, reformierte ihn kürzlich aufgrund von Problemen mit der Marktmacht und hat seit 2021 ein hybrides System aus verpflichtender Bereitstellung (nur für Netznutzer, die an das Übertragungsnetz angeschlossen

[1] Für eine ausführliche Darstellung und Diskussion der internationalen und nationalen Ansätze für marktbasierte Blindleistungsbeschaffung siehe [PB23].

sind) und Ausschreibungen für nicht verpflichtende Einheiten (technologieneutral und offen für Einheiten, die an Übertragungs-/Verteilungsnetze und geschlossene Verteilungsnetze angeschlossen sind) [AP20; Eli18; ENT22]. In den Niederlanden und Großbritannien gibt es neben der verpflichtenden Versorgung auch hybride Systeme mit Ausschreibungen [ENT17; ENT22; AP20]. In Großbritannien besteht das Hybridsystem aus dem Obligatory Reactive Power Service (ORPS) von Kraftwerken über 50 MW, der durch eine formelbasierte Standardvergütung vergütet wird, und einer freiwilligen Bereitstellung über Ausschreibungen (Enhanced Reactive Power Service). Letzteres trägt jedoch keine Früchte: Seit 2009 ist kein Vertrag mehr über die Ausschreibungen zustande gekommen und seit 2011 wurden nicht einmal mehr Angebote abgegeben [Gri18; AFR22]. Als Gründe werden der Wettbewerb mit der obligatorischen, vergüteten ORPS-Bereitstellung und die Deckelung der Beschaffungskosten für diese Dienstleistung genannt [AP20]. Die Niederlande veranstalten jährliche Ausschreibungen für Lieferverträge für stationäre Blindleistung [Ten19]; das Vergütungssystem ist pay-as-bid [ENT22]. Tabelle 3.4 gibt eine Übersicht über die Beschaffungsregeln für Blindleistung in ausgewählten europäischen Ländern.

	Beschaffungsregelung	**Vergütung**	**Abrechnungsregel**
DE	Verpflichtende Dienstleistung	Teilweise	Frei
F	N/A	Ja	Regulierte Preise
NL	Hybrid	Teilweise	PAB
B	Hybrid	Ja	Hybrid
CH	Verpflichtende Dienstleistung	Ja	Regulierte Preise
I	Verpflichtende Dienstleistung	Nein	N/A
ES	Verpflichtende Dienstleistung	Nein	N/A
SE	Verpflichtende Dienstleistung	Ja	N/A
DK	Verpflichtende Dienstleistung	Teilweise	Frei

Tabelle 3.4: Übersicht über Beschaffungsregelungen, Vergütung und Abrechnungsregeln in ausgewählten europäischen Ländern (basierend auf [ENT22]; und [ENT17], N/A = Daten nicht verfügbar)

In Deutschland sind bisher alle Erzeuger (konventionelle und erneuerbare) auf allen Spannungsebenen verpflichtet, eine bestimmte Blindleistung zu erbringen, die in den individuellen technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Netzbe-

treibers festgelegt ist. Die technischen Anschlussbedingungen orientieren sich an den gesetzlich festgelegten (allgemeinen) technischen Anschlussregeln (TAR) (§ 19 EnWG). Die spezifischen Anforderungen sind bundesweit einheitlich, unterscheiden sich aber in Abhängigkeit von der Spannungsebene und der Größe des Erzeugers.

Die TAB kann als einseitiges Optionsrecht der Netzbetreiber verstanden werden [Blu+21]. Darüber hinaus nutzen die Netzbetreiber bilaterale Vereinbarungen zur Beschaffung von zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung mit einzelnen Kraftwerken [Bun18]. Blindleistungskapazität innerhalb der Grenzen der TAB wird nicht finanziell vergütet [Bun18]; [Blu+21]). Ob die Bereitstellung von Blindleistung finanziell entschädigt wird, ist kontextspezifisch und hängt von der Netzebene ab ([Deu17]; [Brü19]; [Bun18]; [Blu+21]). Bei den Verteilnetzbetreibern ist der direkt vergütete Blindleistungsbezug heute sehr selten [Bun18].

Die Schätzungen für die Höhe der Vergütung von Blindenergie liegen zwischen 0.08 und 2.27 €/Mvarh [Bun18]. In einem bestimmten PQ-Bereich („P“ und „Q“ sind Abkürzungen für Wirk- bzw. Blindleistung) dürfen die Verbraucher die Blindleistung frei nutzen. Eine Blindleistungsnutzung außerhalb des festgelegten Bereichs wird bestraft. Verbraucher in der Niederspannungsebene können per Gesetz verpflichtet werden, eine Blindleistungskompensationsanlage zu installieren (§ 16 NAV). Aufgrund der EU-Richtlinie (2019/944) wird sich dies nun ändern, da sie die marktbasierte Beschaffung von nicht-frequenzbasierten Systemdientsleistungen vorschreibt. Die Bundesnetzagentur hat 2024 ein Konzept für die marktorientierte Beschaffung von Blindleistung veröffentlicht (siehe [Bun24]). Die ersten Ausschreibungen sollen in 2025 stattfinden.

3.2.2 Auswahl und formale Spezifikation der Marktregeln

Um eine Grundlage für die Abbildung des Blindleistungsmarktes in der Toolbox zu schaffen wurde eine Auswahl an Marktregeln getroffen und diese spezifiziert. Eine Übersicht beschreibt die verschiedenen Ausprägungen der relevanten Marktregeln zur Blindleistungsbeschaffung, die in der Toolbox umgesetzt wurden. Im Kern erfüllt die Spezifikation drei Funktionen in dem Projekt:

- Beschreibung der abzubildenden Marktregeln über die Spezifikation der Marktregeln (Produktdesign, Terminierung des Blindleistungsmarkts in Relation zum Spotmarkt, Marktschließung, Abrufdauer, zeitliche Auflösung, Gebotsbegrenzung, Markträumung, Abrechnungsregeln und Vergütungsumfang). Diese Regeln und ihre Ausprägungen wurden im Frontend der Toolbox integriert, so dass die NutzerInnen die Marktregeln entsprechend anpassen können. Die Auswahl wurde dabei so getroffen, dass die beiden zentralen Herausforderungen

im Marktdesign von Blindleistungsmärkten (Rückwirkung auf Wirkleistungsmarkt, Marktmacht) unter verschiedenen Marktdesignausprägungen analysiert werden können.

- Beschreibung der Bedarfe zur Differenzierung der Marktregeln im Frontend der Toolbox, um relevante Fragestellungen zum Blindleistungsmarkt abbilden zu können

- Grundlage für die Ausgestaltung des konfigurierbaren Marktbetreiber-Agenten

Die Auswahl und Spezifikation greift insbesondere die Ergebnisse zu den internationalen Erfahrungen und die Festlegungen der BNetzA zur marktbasierten Beschaffung von Blindleistung in Deutschland auf. Folgende Analyseschritte wurden durchlaufen, um eine Auswahl zu treffen und die Marktregeln zu spezifizieren.

Zunächst wurden die international bestehenden bzw. diskutierten Marktregeln zur Beschaffung von Blindleistung aus der vorherigen Literaturrecherche dahingehend analysiert, welche Parameter für das Design der verschiedenen Agenten in der Toolbox und vor dem Hintergrund der technischen Gegegebenheiten der Blindleistung besonders relevant sind. Um die Relevanz der Marktregeln und deren Anwendbarkeit in Deutschland zu bewerten, wurden diese mit dem Konsultationsdokument zu den möglichen zukünftigen Regeln der Blindleistungsbeschaffung in Deutschland BNetzA (vgl. [Bun23b] abgeglichen. So entstand eine Liste der relevanten Charakteristika und Ausprägungen, die für die Auslegung der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung und für potenzielle Anwender Relevanz haben.

Diese zentralen Charakteristika sind in der folgenden Liste kurz zusammengefasst:

- Produktdesign: Der Marktbetreiber-Agent muss spezifizieren, wie das Produkt gestaltet werden soll. Für die Umsetzung in der Toolbox wurden hier insbesondere spezifiziert, ob die abzubildenden Produkte sich auf die Vorhaltung, den Abruf oder eine Kombination von beiden beziehen sollten. Hier werden international verschiedene Ansätze diskutiert. Im Rahmen von SDL-Zukunft wurde für die langfristige Beschaffung eine gekoppelte Beschaffung (Vorhaltungs- und Abrufungsgebote) vorgesehen, wohingegen die kurzfristige Beschaffung über einen reinen Abruf abgebildet und mit diesem kurzfristigen Markt auch gestartet werden sollte (vgl. [Sch+20]. Da die Festlegung der BNetzA ebenfalls ein solches Design vorsieht, wurde dies auch für die Toolbox übernommen, so dass hier nur die Vergütung bei kurzfristigem Abruf abgebildet wird.

- Terminierung: Hier wird zwischen simultaner und sequentieller Marktöffnung im Verhältnis zum Wirkleistungsmarkt (Day Ahead) differenziert. Sowohl in

der nationalen als auch internationalen Diskussion steht die Terminierung der Märkte stark im Fokus, da eine Blindleistungsbereitstellung direkte Effekte auf die Wirkleistungsbereitstellung der Anbieter auf dem Wirkleistungsmarkt (Day-Ahead) haben kann. Dabei gilt es insbesondere Verzerrungen zwischen den Märkten zu vermeiden. Diesen Punkt greifen wir unten noch einmal auf. Für die Umsetzung in der Toolbox wurden beide Optionen (simultan und sequentiell) vorgesehen.

- Marktschließung: Dieser Parameter ist insbesondere für die Optimierung der Marktakteure relevant, da mit früheren Schließzeiten (Blindleistungsmarkt schließt mehrere Stunden vor dem Wirkleistungsmarkt) größere Unsicherheiten zu den Erwartungswerten entstehen und diese Erwartungswerte in die Optimierung der Gebote der Akteure einfließen. Für die Umsetzung in der Toolbox wurde ein Day-Ahead-Design gewählt.

- Abrufdauer: Diese beeinflusst insbesondere wieder das Bietverhalten der Akteure, da mit größeren Blockgebotsdauern von mehreren Stunden (z.b. 4h) auch die Opportunitätskosten am Wirkleistungsmarkt und die Unsicherheit zu diesen Opportunitäten ansteigt. In der Toolbox werden daher verschiedene Beschaffungsintervalle umgesetzt (15 Minuten bis 4 Stunden).

- Gebotsbegrenzung: Sowohl international als auch in Deutschland wird die marktbasierte Bereitstellung von Blindleistung als eine ergänzende Maßnahme zur Blindleistungsbereitstellung durch vollintegrierte Netzkomponenten (VINK) betrachtet. Daher besteht der Bedarf, dass es in der Toolbox auch die Möglichkeit gibt eine Gebotsbegrenzung zu integrieren, entweder explizit über einen Reservationspreis oder eine implizite Alternative (Kosten der VINK). Da in Deutschland die VINK als zentrale alternative für den Netzbetreiber definiert ist, wurden die VINK-Kosten als implizite Alternative in der Toolbox umgesetzt (VINK als eigenständiger Agent).

- Markträumung: Auf Grund der regionalen Einschränkung, über die technisch Blindleistung erbracht werden kann, sollte die Möglichkeit bestehen die Sensitivitäten, mit denen einzelne Gebote auf den Blindleistungsbedarf des Netzbetreibers wirken, mit abzubilden. In der Toolbox wurde daher eine sensitivitätsbasierte Umsetzung vorgesehen. Dies ist insbesondere für Analysen zur Marktmacht und Liquidität relevant, wie wir unten weiter ausführen.

- Abrechnungsregel: Auch wenn Pay-as-bid international die dominierende Abrechungsregelung in der Literatur ist, kann für die Analyse der pay-as-cleared Mechamismus relevant werden, so dass beide Mechanismen umsetzbar sein sollten und für die Umsetzung in der Toolbox vorgesehen wurden.

Für die kurzfristige Beschaffung von Blindleistung, die im Mittelpunkt des Projekts steht, sind die am häufigsten vorgeschlagenen oder umgesetzten Marktregeln in Tabelle 3.5 zusammengefasst.

Marktregel	**Zusammenfassung der Vorschläge für die kurzfristige Beschaffung**
Beschaffungstyp	Auktion oder bilaterale Vereinbarungen; Rückwärtsauktion; Auktion ohne Teilnahme des Netzbetreibers; Intraday-Kontinuierlicher Handel; Ausschreibung
Dauer der Lieferung	15 Minuten; 1 Stunde; 4 Stunden; zwischen wöchentlichen bis vierteljährlichen Verträgen; 1 Jahr
Vorlaufzeit vor Lieferung	15 Minuten; Day-Ahead; mehrere Tage im Voraus, anpassbar bis 30 Minuten vor Lieferung
Beschaffungsintervall	6-12 Monate; nicht spezifiziert
Vergütung von	Nutzung; Verfügbarkeit und Nutzung
Abrechnungsregel	PAC, PAB
Gebotsauswahl	Sensitivitätsbasiert
Preisobergrenze	Implizit (Vergleich mit Kosten von Alternativen) oder explizit (Rückwärtsauktion)

Tabelle 3.5: Zusammenfassung der Marktregeln für die kurzfristige Beschaffung

Eine Umsetzung all dieser Ausgestaltungsoptionen hätte aber den Rahmen des Projektes gesprengt. Daher wurde vertiefend analysiert, welche Fragestellungen für die Auslegung der Blindleistungsmärkte in der internationalen Debatte und der Diskussion im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur bzw. der vorbereitenden SDL-Studie [Sch+20] im Fokus standen. Insbesondere zwei zentrale Herausforderungen bei der Einführung von Blindleistungsmärkten wurden in der Literatur vertiefend diskutiert und haben daher für die Spezifikation der Marktregeln eine besonders hohe Relevanz. Erstens muss bei der Auslegung des Blindleistungsmarktes die Interdependenz mit der Wirkleistungsversorgung berücksichtigt werden, d.h. die Auswirkungen auf die Wirkleistungsmärkte sollten auf ein Minimum reduziert werden, um wirtschaftliche Ineffizienzen zu vermeiden. Dies betrifft vor allem die zeitliche Abstimmung der Märkte: Entweder wird der Blindleistungsmarkt sequentiell nach der Schließung des Wirkleistungsmarktes oder gleichzeitig mit dem Wirkleistungsmarkt aktiviert. Daher sollte die Marktregelauswahl und -Spezifikation hier beide Terminierungsoptionen abbilden. Ein echtzeitnaher Blindleistungsmarkt ermöglicht zwar eine Ko-Optimierung, kann aber auch zu Situationen der Marktmacht führen [AP20].

Dies ist die zweite Herausforderung, die es zu berücksichtigen gilt, nämlich die geografischen Beschränkungen der Blindleistungsversorgung und die daraus resultierende Möglichkeit der Marktmacht der Anbieter. Neben dem Zeitpunkt der Märkte betrifft dies auch die unterschiedlichen Spannungsempfindlichkeiten der Anbieter für einen bestimmten Blindleistungsbedarf: Da Blindleistung nur in einem begrenzten regionalen Bereich (ca. 100 km) geliefert werden kann, ist das Potenzial der Marktmacht hoch, da nur wenige Anbieter einen großen Einfluss auf die Blindleistungsnachfrage an einem bestimmten Punkt des Netzes haben. Zur Umsetzung in der Toolbox wurde daher die Anforderung abgeleitet, dass eine Abbildung von Sensitivitäten notwendig ist, um Analysen zur Marktmacht einzelner Anbieter durchführen zu können, da die reine Anzahl der Anbieter noch keine Aussage zu dem Marktmachtpotenzial zulässt.

Da die Marktmacht als wesentliche Herausforderung für die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung identifiziert wurde, wurden in der Literatur bereits verschiedene Gegenmaßnahmen zur Begrenzung der Marktmacht diskutiert. [AP20] schlagen zum Beispiel vor, Ausschreibungen nicht als einziges Mittel der Beschaffung zu verwenden, was eine Lehre z. B. aus dem Fall Belgiens ist. Die meisten internationalen Konzepte kombinieren daher die marktbasierte Beschaffung mit expliziten oder impliziten Preisobergrenzen, z. B. über die Anforderung, dass die marktbasierte Beschaffung zu niedrigeren Kosten führt als die Kosten, die sich aus Investitionen in vollintegrierte Netzkomponenten (VINK) ergeben. Damit verbunden sind die Vorschläge, eine Reverse-Clock-Auktion zu verwenden, die mit den Kosten der Alternative (d.h. den eigenen Ressourcen des Netzbetreibers) beginnt und so eine Preisobergrenze implementiert [AP20] oder dass der/die Netzbetreiber mit eigenen Kompensationssystemen an der Auktion teilnehmen [Tro+21]. Alternativ kann die Marktmacht durch einen längeren Zeitraum zwischen der Schließung des Blindleistungsmarktes und der Lieferung begrenzt werden, z. B. von Monaten bis zu Jahren, was Investitionsanreize schafft und damit das Risiko der Marktmacht langfristig senkt. Für die Umsetzung in der Toolbox wurde hieraus abgeleitet, dass insbesondere die Opportunitätskosten der VINK in der Toolbox mit abgebildet werden sollten, da diese im aktuellen Regelrahmen in Deutschland die implizite Preisobergrenze für die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung darstellt.

Neben diesen ökonomischen Fragestellungen sollte die Toolbox ebenfalls Analysen zu den Rückwirkungen des Bietverhaltens auf dem Wirk- und Blindleistungsmarkt auf die Netzsituation abbilden. Daher wurde die Auswahl der Marktregeln für die Toolbox auf folgende Parameter und deren Ausprägung beschränkt.

Die Ausgestaltung der Marktregeln für die Toolbox ist in Tabelle 3.6 zusammengefasst.

Marktregel	Ausprägung in der REMARK Toolbox	Umsetzung in der Core Simulation
Beschaffungstyp	Auktion	Marktsimulation mit Marktbetreiber und Markteilnehmeragenten
Terminierung (Wirk- und Blindleistung)	sequenziell und simultan	*Marktbetreiber*: Reihenfolge der Gebotseinholung; *Marktteilnehmer*: Gleichzeitige oder zeitlich gestaffelte Optimierung der Gebote auf beiden Märkten.
Dauer der Lieferung	wahlweise 15 Minuten, 1 oder 4 Stunden	*Marktbetreiber* und *Marktteilnehmer*: Länge der Produkte bei Angebotserstellung und Markträumung
Vorlaufzeit vor Lieferung	Day-Ahead	*Marktbetreiber*: Simulation von Day-Ahead Märkten; *Marktteilnehmer*: Angebot von Day-Ahead-Flexibilität
Beschaffungsintervall	täglich	Simulation täglicher Märkte
Vergütung von	Nutzung	*Netzbetreiber*: Auswertung der Kosten für die Deckung der Blindleistungsbedarfe; *Marktteilnehmer*: Auswertung der Einnahmen durch Blindleistungsbereitstellung
Abrechnungsregel	wahlweise PAC oder PAB	*Marktbetreiber*: Bepreisung der bezuschlagten Angebote; *Marktteilnehmer*: Berücksichtigung beim Setzen der Angebotspreise
Gebotsauswahl	sensitivitätsbasiert	*Marktbetreiber*: Markträumung unter Einbeziehung der Sensitivitäten und Preise
Preisobergrenze	implizit (durch VINK gesetzt)	VINK-Agent als Marktteilnehmer

Tabelle 3.6: Auswahl der Marktregeln für die kurzfristige Beschaffung von Blindleistung in der REMARK-Toolbox

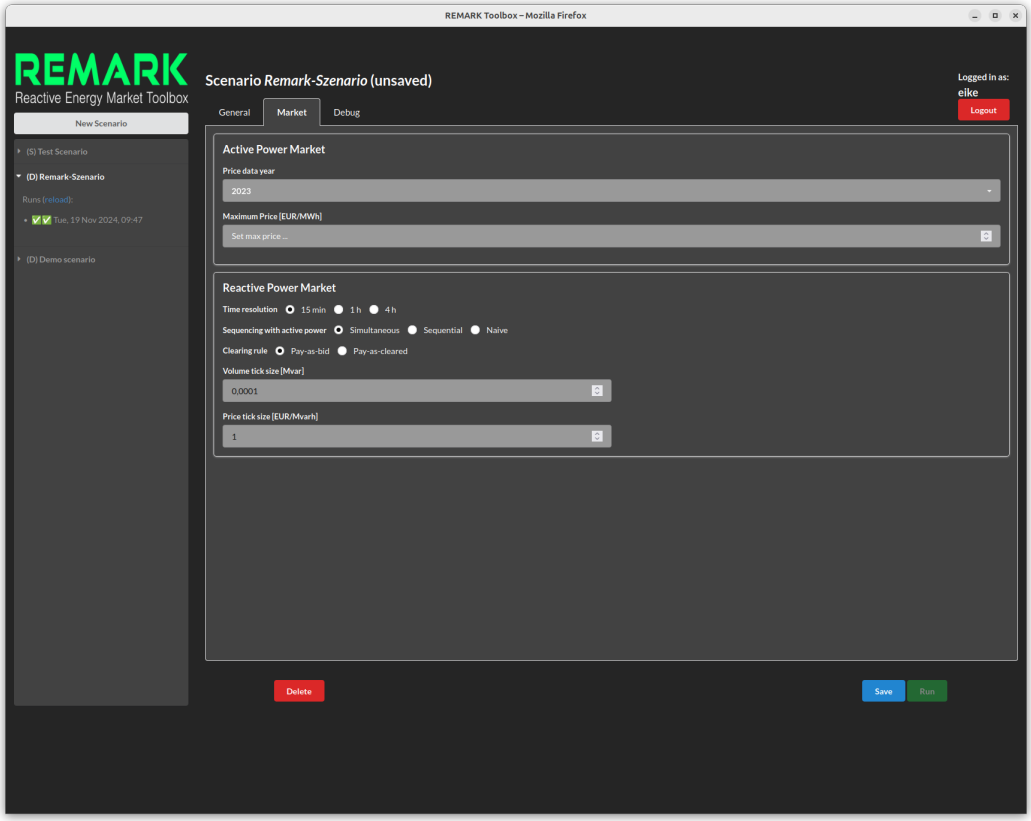


Abbildung 3.2: Konfiguration des Marktes auf Basis der Spezifikation im User Interface.

Umsetzung in der Toolbox

Zur technischen Umsetzung der Auswahl wurden die unterschiedlichen Marktregeln in den Szenarien-Beschreibungs-Datentyp integriert. Die Einstellungen der Nutzer:in im User-Interface (Abbildung 3.2) werden zunächst als JSON kodiert und vom Backend dann in eine strukturiertere Python-Datenklasse übersetzt. Im Rahmen des Szenario-Setups werden die Marktregeln an den Marktbetreiber-Agenten weitergereicht. Die Marktteilnehmer-Agenten melden sich selbstständig beim Marktbetreiber an und erhalten in diesem Zuge von ihm ebenfalls die gewählte Instanziierung der Marktregeln.

Eine Umsetzung der Marktregeln im Rahmen der Toolbox durch potentiell relevante Standards wie die Erweiterung EN 62325-301:2018 des CIM-Standards wurde geprüft. Dabei hat sich aber gezeigt, dass eine Fokussierung dieser Standards auf die für die Toolbox relevanten Aspekte der Marktregeln nicht möglich ist, sodass die korrekte Verwendung mit einem großen Overhead in jeder Simulation verbunden gewesen wäre. Da ein direkter Einsatz der Toolbox-Agenten in Kontexten, die diese Standards erfordern, nicht vorgesehen war, wurde eine schlankere Darstellung für die Marktregeln innerhalb der Toolbox gewählt.

Die Ausgestaltung der Marktregeln beeinflusst die Optimierung der Teilnehmeragenten. So sind beispielsweise abhängig von der Sequenzierung der Märkte ein oder zwei getrennte Optimierungsdurchläufe pro Zeitschritt und Agent notwendig. Die Preisobergrenze schlägt sich Nebenbedingungen an die Gebotsvariablen nieder und die Dauer der Lieferung bestimmt effektiv die Anzahl der Gebotsvariablen. Für die Agenten selbst ist abhängig von der Sequenzierung der Märkte. Außerdem ist ein unterschiedliches Verhalten beim Abgeben der Gebote erforderlich. Der Marktbetreiber verwendet verschiedene Markträumungs- und -vergütungsalgorithmen abhängig von den Marktregeln. Zuletzt fließt die Marktregeln zu Teilen auch in die Visualisierung der Ergebnisse ein, da gewisse Darstellungen nur für einige Ausgestaltungen sinnhaft sind.

3.3 AP 3 - Optimierungsstrategien der Agenten

Eine Besonderheit der REMARK-Toolbox sind dessen Agenten, die Gebotsstrategie in Abhängigkeit von dem gewählten Marktdesign ändern, um immer das gewinnmaximierende Gebot abzugeben. Dies dient zum einen der Identifikation potenzieller Fehlanreize aus dem Marktdesign und zum anderen der Abschätzung netzseitiger Rückwirkungen. Die Aufgabe der Constructor University bei der Entwicklung der Marktteilnehmer-Agenten war dabei die spieltheoretische Darstellung des Marktteilnehmerverhaltens auf den zuvor beschriebenen Blindleistungsmärkten, die als Grundlage für die Implementierung solcher Marktteilnehmer-Agenten diente. Zudem wurden zum Zweck der Implementierung des theoretischen Modells in die Toolbox in weiteren Untersuchungsschritten Aspekte des mikroökonomischen Modells, wie die Ermittlung der Erwartungswerte oder die Koordination des Angebots und der Nachfrage am Markt, weiter ausgearbeitet.

3.3.1 Spieltheoretische Darstellung des Marktteilnehmerverhaltens

Im ersten Schritt wurde die Literatur zur Auktions-, Spiel-, und Entscheidungstheorie überprüft, um in der Literatur bekannte Marktteilnehmerverhalten am Energiemärkten zu erfassen. Das Framework von Ledgerwood und Carpenter wurde genutzt, um die erfassten Verhalten von illegalen Gebotsstrategien abzugrenzen, bzw. ggf. als illegale Gebotsstrategien zu identifizieren 3.3. Um die Komplexität des weiteren Vorgehens zu reduzieren, wurden legale Gebotsstrategien in Abstimmung mit dem OFFIS als Projektfokus festgelegt. Ein wesentliches Ergebnis von diesem Schritt war jedoch auch die Zuordnung des strategischen Bietens zu den legalen Gebotsstrategien. Ein Gebot gilt dann als strategisch, wenn der gebotene Preis von den

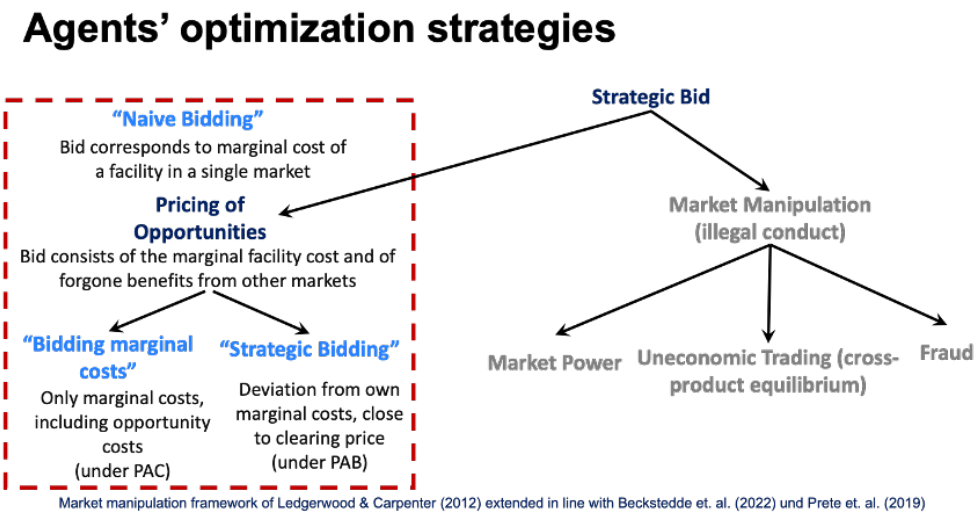


Abbildung 3.3: Durch die Auktions-, Spiel- und Entscheidungstheorie beschriebene Gebotsstrategien

marginalen Kosten des Marktteilnehmers für die Erbringung der angebotenen Menge abweicht. Diese Form des Bietens tritt bei illegalem Gebotsstrategien auf, stellt jedoch bei pay-as-bid Marktelementen eine legitime und legale Gebotsstrategie dar. Durch die Berücksichtigung von strategischem Bieten in REMARK Toolbox können im Projekt ausgeschlossene illegale Gebotsstrategien damit zum späteren Zeitpunkt ergänzt werden.

Um eine akademisch akzeptierte Modellierung des Marktteilnehmerverhaltens in der Toolbox zielgerichtet zu erreichen, wurde im zweiten Schritt das entscheidungstheoretische Modell von Swider und Weber [SW07; Swi05; Swi07] als Grundlage für die Modellierung übernommen. Entscheidungstheorie ist ein Zweig der Spieltheorie, wo Agenten sich gegen die Natur, d.h. externe Variablen, anstatt die Gebotsstrategien weiterer Marktteilnehmer optimieren. Dieser sehr flexible Modellierungsansatz wurde gewählt, da es den Optimierungsanwendungen der Praktiker stark ähnelt [SW07], wie uns im Austausch mit Praxispartnern auch bestätigt wurde. Zudem wurde das Model von Swider und Weber zum Abbilden von Regelleistungsmärkten entwickelt. Regelleistung, wie auch Blindleistung, ist ein Systemdienstleistungsmarkt mit zahlreichen technischen und marktlichen Einschränkungen.

Zwar stellt das theoretische Modell eine akademische Grundlage für die Arbeiten in REMARK dar, musste aber umfassend angepasst und ergänzt werden, um für die REMARK-Toolbox nutzbar zu werden. Insbesondere wurde das Model vereinfacht, die technische Restriktionen auf die Bereitstellung von Blindleistung angepasst und die 3 betrachteten Bieterstrategien in der Modellsprache als agentenbasierte Optimierungsstrategien definiert. Dabei erfolgte die Bestimmung der technischen Restriktionen in enger Abstimmung mit dem OFFIS (vgl. Kapitel 4.3.1). Da bei diesem

Vorgehen ein bereits veröffentlichtes theoretisches Modell auf eine neue Anwendung angepasst, bzw. zum Zweck der Implementierung in einer Software überarbeitet wurde, wurde auf eine eigenständige Veröffentlichung des Agentenmodells in einem energieökonomischen Journal verzichtet. Im Folgenden beschreiben wir die Umsetzung der Bieterstrategien in Optimierungsstrategien der Agenten genauer.

Naives Bieten

Der Ansatz naives Bieten bezeichnet eine Gebotsstrategie, in der Agenten die technischen Grenzkosten der Anlage bieten, ohne Opportunitätskosten aus anderen Märkten zu berücksichtigen. Das bedeutet z. B. für einen Generator im P-Markt, dass die Gebotsmenge so gewählt wird, dass sie den Gewinn in diesem Markt maximiert, ohne Rücksicht auf den nachgelagerten Q-Markt:

$$\max_{L_P}(E(p_P^U) - C_P) \cdot L_P \tag{3.1}$$

Dabei ist $E(p_P^U)$ der erwartete einheitliche Clearingpreis für Wirkleistung und C_P die variablen Kosten für die Erzeugung von L_P, die technischen Beschränkungen und Gebotsgrößenbeschränkungen unterliegen, aber Blindleistung wird noch nicht berücksichtigt. Im Q-Markt erfolgt dann eine zweite unabhängige Optimierung:

$$\max_{L_Q}(E(p_Q^U) - C_Q) \cdot L_Q \tag{3.2}$$

wobei $E(p_Q^U)$ der erwartete einheitliche Clearingpreis für Blindleistung ist, sind C_Q die variablen Kosten und L_Q die Blindleistungsmenge. Die Scheinleistungsgrenze S_{max} stellt sicher, dass gilt:

$$\sqrt{(\overline{L_P})^2 + (L_Q)^2} \leq S_{max} \tag{3.3}$$

Das bedeutet, dass die Summe aus der zuvor gebotenen Wirkleistung und der angebotenen Blindleistung die maximal zulässige Scheinleistung nicht überschreiten darf.

Naives Bieten wurde in der REMARK Toolbox als Gebotsstrategie definiert, da dieses Marktverhalten einen üblichen ökonomischen Benchmark darstellt. Es wird häufig in der Modellierung des Marktverhaltens eingesetzt. Sie ist optimal in einer Einzelauktion mit Pay-as-Cleared-Preisbildung. Bei komplexeren Design, wie z.B. einer Pay-as-Bid-Preisbildung oder mehreren Märkten ist sie suboptimal und führt nicht zur Maximierung des Gewinns.

Grenzkostengebot (Marginal cost biddign)

Das *Grenzkostengebot* erweitert den naiven Gebotsansatz, indem Opportunitätskosten des jeweils anderen Marktes in die Optimierung des Agenten einbezogen werden. Die Optimierungsfunktion lautet:

$$\max_{L_P, L_Q} (E(p_P^U) - C_P) \cdot L_P + (E(p_Q^U) - C_Q) \cdot L_Q \tag{3.4}$$

Dies gilt unter Beachtung der gleichen Restriktionen wie zuvor, insbesondere der Scheinleistungsgrenze. Genau wie bei naivem Bieten wird auch hier zum Grenzkostenpreis geboten, diesmal jedoch unter Einbeziehung der Erwartungen an beide Märkte.

Strategisches Bieten

Strategisches Bieten wird als eine Abweichung vom Grenzkostenpreis in der Gebotsabgabe definiert. Diese Strategie wird insbesondere durch Pay-as-Bid-Preismechanismen motiviert, bei denen Anbieter versuchen, ihren Gewinn zu maximieren, indem sie nahe dem erwarteten Clearingpreis bieten. Im Q-Markt (mit Pay-as-Bid) lautet die entsprechende Zielfunktion:

$$\max_{L_P, L_Q, p_Q^b} (E(p_P^U) - C_P) \cdot L_P + (p_Q^b - C_Q) \cdot L_Q \tag{3.5}$$

wobei p_Q^b der tatsächliche Preis, den der Anbieter für seine Blindleistung erhält, wenn sein Gebot angenommen wird. Wie bei Grenzkostengebot wird das Preisangebot für den Q-Markt ein Teil der Optimierung. Gleichzeitig stellt die Bezahlung entsprechend des Gebots die Modellierung der Agentenerwartungen an den Q-Markt in den Fokus. Diese ist dargestellt als:

$$p_Q^b = E(p_Q^E) + [E(p_Q^M) - E(p_Q^E))] \cdot k(L_Q^B) \tag{3.6}$$

wo

$$k(L_Q^B) = \frac{E(L_Q^x) - L_Q^B}{E(L_Q^x) - L_Q^n} \tag{3.7}$$

wobei $E(p_Q^M)$ die Preiserwartung des Agenten an das höchste und $E(p_Q^E)$ an das niedrigste angenommene Gebot am Q-Markt darstellt. $k(L_Q^B)$ bezeichnet den erwarteten Anteil der durch den Agenten gebotenen Menge an der erwarteten Gesamtnachfrage des Q-Marktes .

3.3.2 Implementierung des Marktteilnehmeragenten

Die Implementierung des Marktteilnehmeragenten erfolgte durch OFFIS. In diesem Rahmen musste für die Umsetzung die erarbeitete spieltheoretische Darstellung des

Marktteilnehmerverhaltens (vgl. Abschnitt 3.3.3) durch die Constructor University in drei Aspekten weiter konkretisiert werden.

Konzept des Marktteilnehmeragenten

Im ersten Arbeitsschritt erstellte OFFIS einen Marktteilnehmer-Agenten, der einen Rahmen für die Modellierung der Marktteilnehmer bereitstellte. In diesem Schritt erfolgte ein enger Austausch zwischen OFFIS und Constructor Univeristy zum konzeptionellen Aufbau des Agenten. Dieser Austausch stellte sicher, dass der implementierte Agent die spieltheoretische Modellierung der Constructor University technisch umsetzen kann. Konkret bedeutete die Bestimmung des optimalen Gebots nach der spieltheoretischen Optimierung, dass Dateninputs zu Kostenstruktur der Bieteranlage, Netzbedarfen, gewähltem Marktdesign des Q-Marktes, und Ergebnissen des P- und Q-Marktes gewährleistet werden müssen. Nur dann konnte der Agent die drei legale Optimierungsstrategien durchrechnen, die erwarteten Mehrwerte aus Teilnahme an P- und Q-Märkten ermitteln und das optimale Gebot abgeben.

Umsetzung des spieltheoretischen Models als Verhalten der Marktteilnehmeragenten

Das ursprüngliche Model von Swider und Weber war auf die Modellierung der Erzeugungsanlagen ausgelegt. In der REMARK Toolbox sollte aber neben den Erzeugern auch das Marktverhalten von Batteriespeichern möglichst realitätsnah abgebildet werden. Aus diesem Grund mussten die Optimierungsgleichungen aus 3.3.3 für Speicher neu definiert werden. Dies könnte durch das Einführen von zeitlichen Abhängigkeiten gelöst werden. Diese wurden als zusätzliche Nebenbedingungen in die Optimierungsgleichungen gesondert für Speicher ergänzt.

Lernfähigkeit der Agenten

Wie in der Darstellung der modellierten Bieterstrategien in Kapitel 3.3.3 bereits andiskutiert, hängt das Marktverhalten der Agenten stark von dessen Erwartungen an die P- und Q-Markt. In Rahmen der Implementierung von den erarbeiteten Optimierungsstrategien durch OFFIS kam daher die Frage auf, wie die in den Optimierungsstrategien vorgesehene Erwartungswerte an die Marktpreise und zu beschaffende Blindleistungsmengen prognostiziert werden sollen. Hierzu hat die Constructor University eine Empfehlung erarbeitet.

Die für vergleichbare agentenbasierte Modellierung oft verwendete rückwärtsgewandte Prognose wurde für den Q-Markt eingesetzt. Bei diesem Ansatz lernen die Agenten die künftigen Preise und den Bedarf anhand von Trends in den historischen Preisen und den beschafften Mengen zu prognostizieren [Ste86]. Dieser Ansatz

wurde gewählt, da es anhand vorhandener Erfahrung das Verhalten der Akteure in der Realität sehr gut widerspiegelt.

Bei dem P-Markt kommt dagegen der weniger verbreitete vorwärtsgewandte Ansatz zum Einsatz, wo Agenten das Ergebnis als Gruppe richtig prognostizieren, sich jedoch bei individuellen Vorhersagen von diesem Ergebnis unterscheiden können [Mut61]. Dieser Ansatz wurde für den P-Markt aus zwei Gründen gewählt. Zum einem ist es für den P-Markt einfacher umsetzbar. Konkret sind bei der Modellierung durch die vorhandenen Zeitreihen an Daten die Ergebnisse des 'künftigen P-Marktes' vorab bekannt, d.h. eine individuelle Prognose kann durch einen Ungenauigkeits-Filter für jeden Agenten sehr einfach erzeugt werden. Zum anderen kann der Einsatz einer rückwärtsgewandten Prognose Marktfluktuationen oder sogar Marktversagen (sogenannte Schweinezyklen) verursachen, abhängig von der genauen Umsetzung. Da bei REMARK-Toolbox der Q-Markt im Fokus steht, wurden solche Effekte im Bezug zum P-Markt eliminiert.

3.3.3 Implementierung der Marktumgebung

Nach der initialen Umsetzung der Marktteilnehmeragenten und deren Interaktionen konnte die REMARK-Toolbox das Marktgeschehen an einem Blindleistungsmarkt nicht realistisch abbilden. Die Constructor University hat aus diesem Grund eine Problemanalyse unternommen und in Zusammenarbeit mit OFFIS mehrere Anpassungen an der Toolbox vorgenommen.

Koordination der Agenten in einer Co-Simulation

Die initiale Simulation des Blindleistungmarktes führte immer zum Clearing-Preis von Null, unabhängig des Marktdesigns. Hierdurch prognostizierte die Agenten einen Preis von Null und boten zu diesem Preis in den Q-Markt. Es entsand ein Gleichgewicht; die Einführung des Blindleistungmarktes, egal in welcher Ausgestaltung, führte zu keinem Effekt.

Der Grund für dieses Problem war der Überfluss an gebotener Blindleistung. Ohne eine Knappheit hatte Blindleistung kein Wert, d.h es entstand kein Markt mit Knappheitssignal, bzw. der Preis war null. Als Lösung wurde die Nachfragefunktion des Netzbetreibers dynamisiert. Konkret wurde die nachgefragte Menge an Blindleistung durch den Netzbetreiber so skaliert, damit es um das Gesamtangebot des Blindleistungsmarktes oszilliert.

Diese Anpassung führte in einzelnen Perioden ein Nachfrageüberhang oder -defizit; Blindleistung wurde in machen Zeitperioden knapp. Hierdurch erfolgte ein Preisan-

stieg im Q-Markt und die Agenten lernten einen höheren Preis zu prognostizieren, bzw. potenzielle Einnahmen am Q-Markt in der Gesamtoptimierung zu berücksichtigen. Im Endergebnis entstand eine realistische Preisbildung im REMARK-Toolbox.

Anpassung des Marktbetreiber-Agenten

Durch die Einführung der Knappheit konnten in der Simulation zur Situation mit einer Nachfragelücke kommen, d.h. zu einem Setup wo durch Agenten angebotene Mengen an Blindleistung die Nachfrage des Netzbetreibers nicht decken konnten. Marktbetrieber-Agent musste angepasst werden, um mit dieser Situation umzugehen.

Hierzu wurde dem Marktbetrieber-Agenten eine Anlage (Agent) zur Verfügung gestellt, der über eine unbegrenzte Menge an Blindleistung verfügt, diese jedoch zu einem hohen Preis anbietet. Es handelt sich damit effektiv um einen Preisdeckel, wo der Preis auf dem Niveau einer Netzinvestitionsmaßnahme liegt. Dies ermöglicht der REMARK-Toolbox die Marktstabilität auch zu Zeiten der Knappheit zu gewährleisten, wobei sich erhebliche Preisanstieg bilden können.

Intraday-Simulation und Optimierung zwischen den Märkten

Eine Herausforderung für die Implementierung der REMARK-Toolbox mit realitätsnaher Darstellung des Marktteilnehmerverhaltens bestand auch darin, dass die ausgewählten Marktregeln (vgl. Kapitel 3.2.2) in Kombination mit in Kapitel 3.3.3 dargestellten Gebotsstrategien für Erzegung und Speicher zu 324 potenziellen Szenarien führen, für welche jeweils eine separate Optimierungsfunktion entwickelt werden müsste. Da dieser Komplexitätsgrad in Rahmen des Projektes nicht implementierbar war, wurden datenreduzierende Annahmen von Constructor University entwickelt, die mit OFFIS diskutiert und getroffen wurden. Diese sind in Abbildung 3.4 zusammengefasst. Durch die Constructor-Annahmen wurde erreicht, dass die Anwendung der Gebotsstrategien grundsätzlich von Timing und der Preisregel im Q-Markt abhängig sind. Die Tabelle 3.7 gibt einen Überblick. Jede dieser Strategien wurde sowohl für Erzeuger als auch Speicher aufgeschrieben, wodurch die REMARK Toolbox alle potenzielle Szenarien durch insgesamt 10 Optimierungsstrategien abdecken kann.

Data reduction

Critical assumptions – for discussion

1. Strategy of naïve bidding is independent of the market, design and timing, but depends on the agent
   - This strategy represents only a benchmark and is not rational
2. Agents are assumed to participate in both markets
   - Modelling participation in a single market has no added value
3. Design of spot-market is pay-as-cleared
   - There is no historical data on efficiency price of spot market which is necessary for modelling the strategic bidding
   - Modelling spot-market as a whole in order to derive the efficiency price is beyond the scope
4. There is no market power on the spot market
   - There is no empirical evidence for market power
   - Modelling dysfunctional markets is currently out of scope
5. Point 2 and 3 together imply that the optimal bidding strategy on the spot market is marginal cost pricing
   - Deviating from marginal cost is a rewarding strategy only under pay-as-bid market clearing rule or under market power abuse (or other market manipulations)
   - Added value of strategic bidding without market power is minimal as such agent will only guess the final market price
6. Under deterministic approach for the expected market values, closing times do not change agent optimization
   - To calculate the total bidding capacity, agent must consider the probability of bid rejection in sequential markets, which is unknown/unavailable under deterministic approach
   - Closing times matter in so far, that agent either utilizes the deterministically derived expected values (before spot market or under simultaneous closing time) or the true market results (after spot market closing time)
7. No market manipulations of reactive power market
   - Modelling market manipulations is beyond the scope
   - Strategic bidding is solely used for agent optimization under the pay-as-bid market clearing rule (no market power abuse)

Abbildung 3.4: Variablen, die bei der Gebotsbestimmung eine Auswirkung auf die Optimierungsfunktion haben

Q-Markt	Timing	Naiv	Marginale Kosten	Strategisch
PAC	Seq.	X*	X	n/a
PAC	Sim.	n/a	X	n/a
PAB	Seq.	n/a	n/a	X
PAB	Sim.	n/a	n/a	X

Tabelle 3.7: Überblick über modellierte Kombinationen von Marktdesigns und möglichen Gebotsstrategien (P-Markt ist immer PAC und wird zuerst geräumt, wenn die Märkte sequentiell sind; * Benchmark)

3.4 AP 5 - Integration von Energiesystem- & Systemdienstleistungsmarktsimulation und Implementierung automatisierter Workflows

In diesem Arbeitspaket bestand der Fokus der Arbeiten der Constructor University darin die Arbeiten von Offis aus ökonomischer Perspektive zu begleiten. Dabei wurden beispielsweise die Abläufe der Märkte und zwischen den unterschiedlichen Agententypen sowie die Erwartungsbildung der Agenten zusammen konzipiert. Ebenso wurde die Umsetzung des Digitalisierungsgrades, in Form der Prognosegenauigkeit der Agenten, gemeinsam entworfen.

Ein weiterer Schwerpunkt des APs lag auf der Konzeption der Analyse-Einstellungen in der Toolbox und der Ergebnisdarstellung im Analyse-Dashboard, woran die CU

als Sparringspartner mitgewirkt hat und so zur Vereinfachung der Benutzbarkeit der Toolbox beigetragen hat.

3.5 AP 6 - Evaluation der Toolbox durch exemplarische quantitative Analysen

Die Anwendbarkeit der Toolbox wurde anhand exemplarischer SDL-Markt- und Energiesystemkonfigurationen evaluiert. Dazu wurden zunächst exemplarische Untersuchungsszenarien definiert, die sich zum einen im Digitalisierungsgrad und zum anderen in der Anzahl und Größe der Akteure unterschied, um u.a. die Auswirkungen der Marktkonzentration auf die Ergebnisse zu bewerten. Um diese beiden Differenzierungen adäquat abbilden bzw. einstellen zu können, wurden in diesem Schritt die Konfigurationen in der Toolbox im Austausch mit Offis noch einmal verfeinert und ergänzt. Zu den Details der exemplarischen Nutzung und deren Ergebnissen siehe 5.2.

Ein weiterer Fokus der Arbeiten war die Bewertung der Usability der Toolbox. Dabei wurden zum einen, wie oben erwähnt, Anpassungsbedarf bei der Konfiguration der Einstellungen identifiziert und zum anderen bei der Darstellung der Ergebnisse. So wurden z.B. die Auswirkungen auf die Leitungsbelastung ergänzt und die Details der graphischen Abbildung des Handels der einzelnen Agenten und der Marktergebnisse im Zeitverlauf angepasst. Anschließend wurden die Modellierungsergebnisse zu den Untersuchungsszenarien ausgewertet. Diese sind im peer-reviewten Konferenzbeitrag „A Comprehensive Toolbox for Evaluating Reactive Power Market Designs“ veröffentlicht (siehe [Hol+25]). Schließlich wurden die Toolbox anhand der zu Projektbeginn erstellten KPI (siehe 3.1) bewertet. Hier zeigt sich folgendes Bild: In vier der neun KPI erreichen im Bewertungsergebnis die Kategorie „outperform“. In weiteren vier Kategorien zeigt sich während der Entwicklung, dass die KPI entweder nicht adäquat sind und/oder durch andere Parameter ersetzt wurden (z.B. Differenzierung des Digitalisierungsgrades anstelle der Differenzierung der Risikofreude), weshalb die ursprünglichen KPI entweder im Bewertungsergebnis die Kategorie „Absolutes Minimum“ erreichen bzw. nicht bewertet werden konnten. Der neunte KPI erreicht die Kategorie „as expected“. Tabelle 3.8 zeigt die Ergebnisse im Detail.

KPI: Umsetzung	Bewertung	Anmerkung
Anpassbarkeit Simulationsszenario		
(1) Anzahl der vordefinierten Marktregeln: 0	–	Vordefinierte Marktregeln nicht hilfreich, da z.. kein festes Setting für BL-Beschaffung in Deutschland existiert
(2) Anzahl flexibel anpassbarer Optionen Eigenschaften der Marktregeln: 6	Outperform	Anpassbar: zeitliche Auflösung, Reihenfolge der Markträumung, Schrittgröße der Gebotsvolumina & -preise, Clearing-Regel, Maximalpreis
(3) Anzahl der vordefinierten Netzgebiete: 3	Outperform	Netzgebietstypen urban, semi-urban & ländlich auswählbar
(4) Anzahl der Bietstrategien: 3	Outperform	Strategien: naiv, Grenzkostengebot, strategisches Gebot
(5) Differenzierung Risikofreude: 0	Absolutes Minimum	Statt Risikofreude: variabler Digitalisierungsparameter zur Abbildung der Agentenvorgehensweise
(6) Anzahl Netzsituationen: 1	As expected	Simulierte Tage sowie historisches Jahr frei auswählbar
(7) Differenzierung Investitionskosten Netz: 0	Absolutes Minimum	Umsetzung über frei einstellbare Gebotsobergrenze
Output		
(8) Resilienzfaktor: 0	Absolutes Minimum	Einzelner Resilienzfaktor zu komplex; stattdessen Leitungsauslastung & Knotenspannung als Output zur Netzrückwirkung
(9) Anzahl automatisierter Auswertungsmöglichkeiten: 6	Outperform	Märkte im Zeitverlauf, Händler im Zeitverlauf, HHI, Concentration Ratio, Leitungsauslastung, Knotenspannung

Tabelle 3.8: Bewertung der Toolbox-Funktionalitäten anhand definierter KPIs. Die Bewertung erfolgt entlang der Kategorien Anpassbarkeit des Simulationsszenarios und Output.

4 Ergebnisse von OFFIS

Die Ergebnisse von OFFIS umfassen die folgenden Aspekte, die in den anschließenden Abschnitten weiter ausgeführt werden:

- Das Design der Toolbox als containerisierte Anwendung bestehend aus Frontend/Orchestrator, Datenbank und Kernsimulation
- Die Simulation der Energiesystemkomponenten zusammen mit den sie kontrollierenden Agenten
- Die Simulation des konfigurierbaren Blindleistungsmarktes basierend auf den Geboten der Marktteilnehmer und dem Netzzustand
- Das Nutzer:innen-Interface zur Konfiguration und Auswertung von Simulationsszenarien (siehe Abschnitt 5.1)

4.1 Übersicht des Toolbox-Designs

Ziel der Toolbox ist es, Stakeholder (Netzbetreiber, Aggregatoren, Marktteilnehmer, Regulatoren) in die Lage zu versetzen, die Wechselwirkungen zwischen den Regeln des Blindleistungsmarktes, dem Verhalten der Akteure innerhalb dieser Marktregeln und den Auswirkungen auf das Stromnetz zu bewerten. Die Toolbox muss daher in der Lage sein, die folgenden Schlüsselfragen zu beantworten:

- Wie effizient ist die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung? Welches Marktdesign führt zu den geringsten Beschaffungskosten?
- Wie schaffen Marktregeln Anreize für Teilnehmer, sich aktiv an neuen regionalen Blindleistungsmärkten zu beteiligen?
- Wie wirkt sich die veränderte Gleichzeitigkeit des Verhaltens einer großen Anzahl kleiner Erzeuger, Verbraucher und Stromspeicher auf die Infrastruktur des Stromnetzes aus?

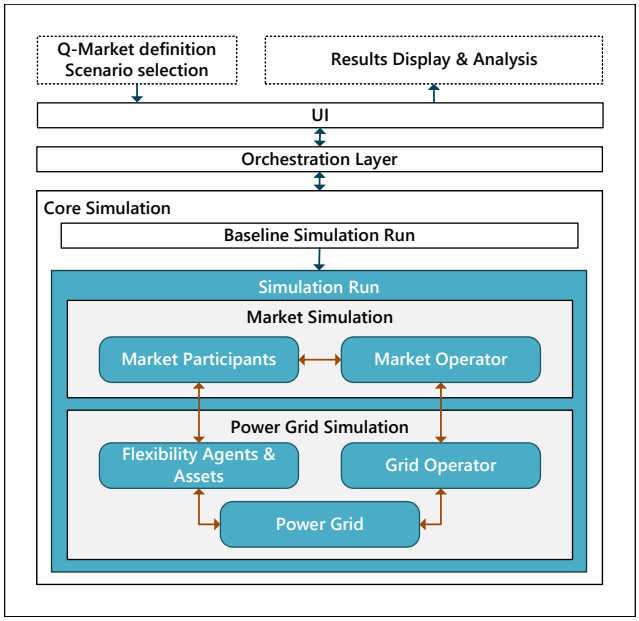


Abbildung 4.1: Toolbox-Übersicht: Nachdem Nutzende im User Interface die Q-Marktkonfiguration und das Szenario-Setup konfiguriert haben, wird vom Orchestration Layer eine neue Instanz der Core Simulation gestartet. Dort erfolgt zunächst ein Baseline Run ohne Q-Markt. Darauf wird der extern vorgegebene Blindleistungsbedarf dimensioniert und der eigentliche Simulationslauf durchgeführt. Zuletzt werden die Ergebnisse auf dem Analyse-Dashboard den Nutzenden angezeigt.

- Einheitsgröße vs. maßgeschneiderte Marktgestaltung: Funktioniert eine Marktgestaltung für mehrere verschiedene Netztypen?

Um diese Fragen zu untersuchen, ist es daher notwendig, sowohl den Markt als auch das Stromnetz zu simulieren. Die beiden Kernkomponenten der Toolbox sind daher die Markt- und die Netzsimulation. Abbildung 4.1 zeigt diese generelle Struktur der Toolbox. Der Benutzer definiert die Marktregeln für den Q-Markt und kann das Szenario mit verschiedenen Optionen anpassen, z.B. ob ein ländliches oder städtisches Netz simuliert werden soll oder wie viele Tage simuliert werden sollen.

Der Day-Ahead-Spotmarkt für Wirkleistung (P-Markt) wird parallel zum Blindleistungsmarkt (Q-Markt) simuliert, sodass die Teilnehmer ihre Gebote in beiden Märkten optimieren können. Ein Basislauf ohne Q-Markt hilft dabei, die Auswirkungen des Q-Marktes zu bewerten und eine geeignete externe Q-Nachfrage zu definieren.

Der Blindleistungsbedarf wird so dimensioniert, dass er die Blindleistungsbereitstellung der Anlagen ohne Einschränkung ihres Angebots auf dem P-Markt abdeckt. Ziel ist es, realistische Bedingungen für die Analyse zwischen zwei Extremen abzubilden: einem kontinuierlichen Überangebot, das die Q-Preise auf ein unattraktives Niveau

senkt, und einer ungedeckten Nachfrage, die eine VINK-Deckung und einheitliche Preisgestaltung auslösen würde.

Die Marktsimulation umfasst einen Marktbetreiber und mehrere Marktteilnehmer. Der Marktbetreiber ist dafür zuständig, den Marktteilnehmern die Marktbedingungen mitzuteilen, Gebote entgegenzunehmen und die Markträumung durchzuführen. Die Gilt für den P- und den Q-Markt. Wir beschränken den Q-Markt auf kapazitive Blindleistung. Der Grund dafür ist die Symmetrie: Der Netzbetreiber fordert Blindleistung an einem einzelnen Knoten an, so dass es nicht sinnvoll ist, gleichzeitig kapazitive und induktive Leistung anzufordern. Pro Zeitschritt wäre nur ein Markt aktiv. Darüber hinaus ist die Simulation des induktiven Marktes redundant, da alle Einheiten beide Arten gleichermaßen anbieten können. Weitere Details zur Marktsimulation sind in **??** und Abschnitt 4.4 beschrieben.

Marktteilnehmer setzen die Flexibilität ihrer Anlagen, wie z.B. PV-Anlagen und Batteriespeicher, für den Handel am Markt ein. Ihr Ziel ist es, durch die Vermarktung der Anlagenflexibilität unter den gegebenen Marktregeln ihren Gewinn zu maximieren. Weitere Details zur optimalen Vermarktung der Anlagenflexibilität werden in Abschnitt 3.3 diskutiert. Sobald die Märkte geräumt sind, müssen die Ergebnisse umgesetzt werden. Die vermarkteten Anlagen werden daher auch in der Simulation entsprechend den Marktergebnissen gesteuert. Ihre Erzeugungs- oder Verbrauchswerte dienen als Input für Lastflussberechnungen, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, Verletzungen der Netzrestriktionen zu erkennen. Der Netzbetreiber ist auch für die Ermittlung des Blindleistungsbedarfs und der Sensitivitäten verantwortlich, die für die Räumung des Q-Marktes notwendig sind (siehe Abschnitt 4.4). Nach Abschluss eines Simulationslaufs werden die Ergebnisse einem Bewertungsprozess unterzogen und anschließend dem Nutzer präsentiert. Im folgenden Abschnitt wird die Architektur der Toolbox näher beschrieben.

4.2 Architektur der Toolbox

Die Toolbox ist eine containerisierte Anwendung mit separaten DOCKER-Containern für das REACT/FLASK-Frontend, die Datenbank und die Kernsimulation, siehe Abbildung 4.2. Die Kernsimulation ist eine Kombination aus einer MOSAIK [Ste+19] Co-Simulation und einem Multi-Agenten-System (MAS), das im Framework MANGO [Sch+24] implementiert wurde. MOSAIK ermöglicht die Integration verschiedener Simulatoren, einschließlich Kraftwerks- und Stromnetzsimulatoren und des MAS, und koordiniert die gesamte Simulation. Die Akteure der Simulation, wie Marktteilnehmer und Markt- und Netzbetreiber, sind als Agenten im MAS implementiert.

Tabelle 4.1: Konfigurationen für agentengesteuerte Anlagen, einschließlich erneuerbarer Energiequellen (EE) und Batteriespeicher

Technologie	$P_{\max}^{\mathrm{EE}}$ [kW]	$P_{\max}^{\mathrm{Bat}} \pm$ [kW]	$Capa^{\mathrm{Bat}}$ [kWh]	$S_{\max}$ [kVA]
PV small	1000			1050
PV small + Bat	1000	300	1200	1050
PV large	3000			3080
PV large + Bat	3000	500	2000	3080
Wind small	2000			2100
Wind small + Bat	2000	1000	4000	2100
Wind large	4000			4210
Bat small		200	500	210
Bat large		1000	4000	1050

4.2.1 Szenario-Setup und Konfigurationsoptionen

Es stehen verschiedene Konfigurationsoptionen zur Verfügung. Viele davon beziehen sich auf die Konfiguration des Blindleistungsmarktes (siehe **??** für Details), andere definieren das Simulationsszenario.

Zunächst können verschiedene Netztypen ausgewählt werden: städtisch, semi-urban und ländlich. Dementsprechend werden unterschiedliche SIMBENCH [Mei+20] Szenarien geladen. Diese Szenarien umfassen das Netz und die installierten Anlagen und dienen als Basis. Im Agenten-Setup kann die Anzahl und Art der Anlagen ausgewählt werden, die hinzugefügt und von Agenten gesteuert werden sollen. Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen und Batteriespeicher sowie eine Kombination aus diesen werden dem Basisanlagenpark hinzugefügt, um zukünftige Szenarien mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien abzubilden. Eine Übersicht über die Konfiguration der auswählbaren Anlagen ist in Tabelle 4.1 dargestellt.

Für jeden Anlagentyp wurden eine große und eine kleine Ausführung gewählt, die einen direkten Anschluss an die Mittelspannungsebene von 20 kV ermöglichen. Sie basieren teilweise auf bestehenden Anlagen in den SIMBENCH-Szenarien. Die maximale Scheinleistung am Wechselrichter wurde so dimensioniert, dass die maximale Wirkleistung aus einer erneuerbaren Energiequelle (EE) oder einem separaten Batteriespeicher plus die erforderliche Blindleistung aus den technischen Anschlussbedingungen bereitgestellt werden kann. Für die Simulation der Einspeisung von PV- [HMG12; Eur24] und Windkraftanlagen [Deu23] werden historische Daten aus dem südlichen Niedersachsen verwendet. In dieser Region besteht ein hohes Blindleistungspotenzial, da weder Wind noch PV häufig ihre Wirkleistungsspitzen erreichen.

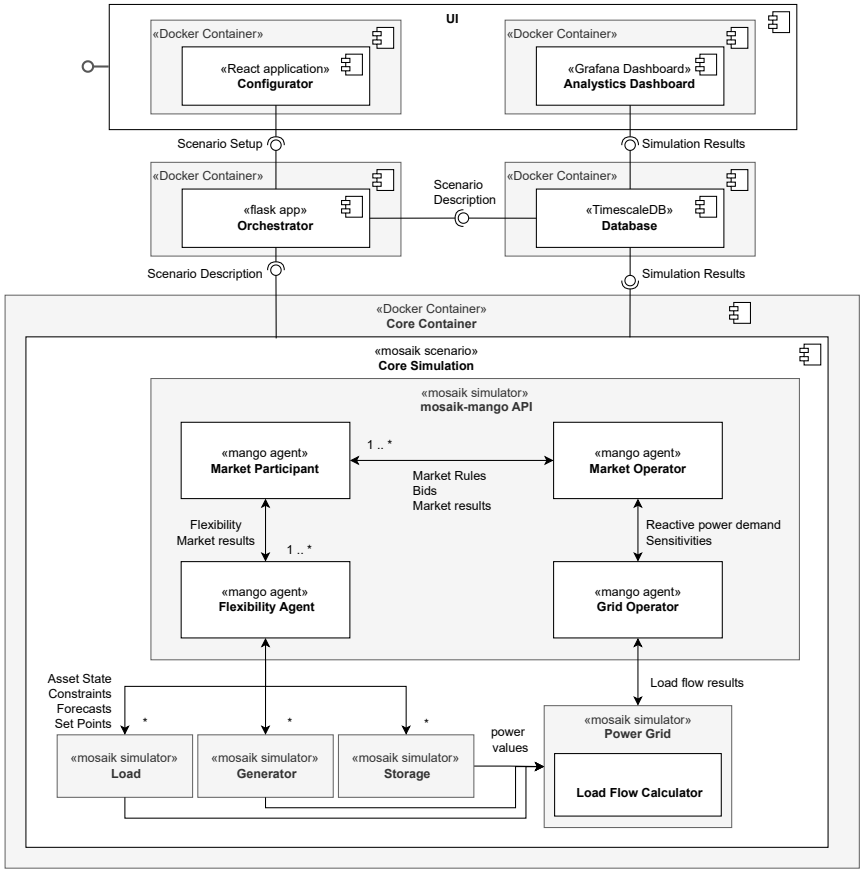


Abbildung 4.2: System-Design: Komponenten und Schnittstellen

Es ist auch möglich, den Digitalisierungsgrad in vereinfachter Form anzupassen. Die Prognosegenauigkeit der Agenten wird angepasst, um die angenommene Beobachtbarkeit und damit die Datenverfügbarkeit einzuschränken. Folglich werden ihre Prognosen der PV- und Windeinspeisung, der Marktpreise auf dem Wirkleistungsmarkt und der Nachfrage auf dem Blindleistungsmarkt ungenauer.

Sobald die Konfiguration des Szenarios und des Marktes abgeschlossen ist, kann das Szenario in den *Orchestrator* hochgeladen werden, der in einem separaten Container läuft. Der *Orchestrator* speichert die Szenariobeschreibung in der Datenbank und erzeugt eine neue Instanz des Core-Containers. Auf diese Weise können mehrere Simulationsszenarien unabhängig voneinander ausgeführt werden.

4.2.2 Core Simulation

Im Core-Container läuft die eigentliche Simulation, die mit einer gemeinsamen MOSAIK-MANGO-Simulation umgesetzt wird. Das Co-Simulationswerkzeug MOSAIK verbindet alle eingesetzten Simulationswerkzeuge miteinander. Die Simulation des

Stromnetzes besteht aus einer großen Anzahl von Anlagensimulatoren, die Lasten, Generatoren oder Batteriespeicher abbilden und an ein SIMBENCH-Netz [Mei+20] sowie den Lastflussrechner PANDAPOWER [Thu+18] angeschlossen sind.

Jeder *Flexibility Agent* ist über MOSAIK mit einem Netzasset verbunden und erhält Informationen über den Status, die Einschränkungen und Prognosen zur zukünftigen Stromerzeugung oder zum Stromverbrauch des Assets. Umgekehrt geben die Agenten Sollwerte für ihr Asset vor. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung auf Basis der Ausgabe der Anlagensimulatoren werden wiederum an den *Netzbetreiber* weitergeleitet, der Verstöße gegen Netzbeschränkungen wie Leitungs- und Transformatorüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen identifiziert. Außerdem informiert er den *Marktbetreiber* über die Sensitivitäten hinsichtlich der Bereitstellung von Blindleistung, damit die Angebote entsprechend bewertet werden können. Der *Marktbetreiber* informiert die *Marktteilnehmer* über die vom Benutzer definierten Marktregeln, nimmt ihre Gebote entgegen, führt die Marktbereinigung durch und teilt ihnen die Ergebnisse mit. Die *Marktteilnehmer* optimieren ihre Gebote auf der Grundlage der von den *Flexibility Agents* bereitgestellten Anlagenflexibilität und der Marktregeln. Nach der Marktbereinigung melden sie die Marktergebnisse an die *Flexibility Agents*, die diese wiederum bei der Festlegung der Anlagen-Sollwerte berücksichtigen. Abschnitt 4.2.2 zeigt die Kommunikationsabläufe innerhalb des Agentensystems und Abbildung 4.4 bietet einen Überblick über die Gesamtprozesse der Kernsimulation. Alle Komponenten schreiben ihre Ausgaben in eine TIMESCALEDB, die in einem separaten, persistenten Container läuft. Diese Datenbank ist auch mit einem *Analyse-Dashboard* verbunden, das zur Berechnung und Darstellung der relevanten KPIs für die Benutzer*innen verwendet wird. Diese werden in Form von Grafiken und Dashboards dargestellt, die in die Frontend-Anwendung eingebettet sind.

4.3 Simulation und Modellierung von Energiesystemkomponenten

Mithilfe der Toolbox können Szenarien im deutschen Mittelspannungsnetz analysiert werden. Der Schwerpunkt liegt auf erneuerbaren Energien, die teilweise zusammen mit Batteriespeichersystemen betrieben werden.

Flexibilitätsagenten nutzen entweder freistehende PV-Großanlagen oder Onshore-Windkraftanlagen – in beiden Fällen optional in Kombination mit einem Batteriespeichersystem – oder eigenständige Batteriespeichersysteme.

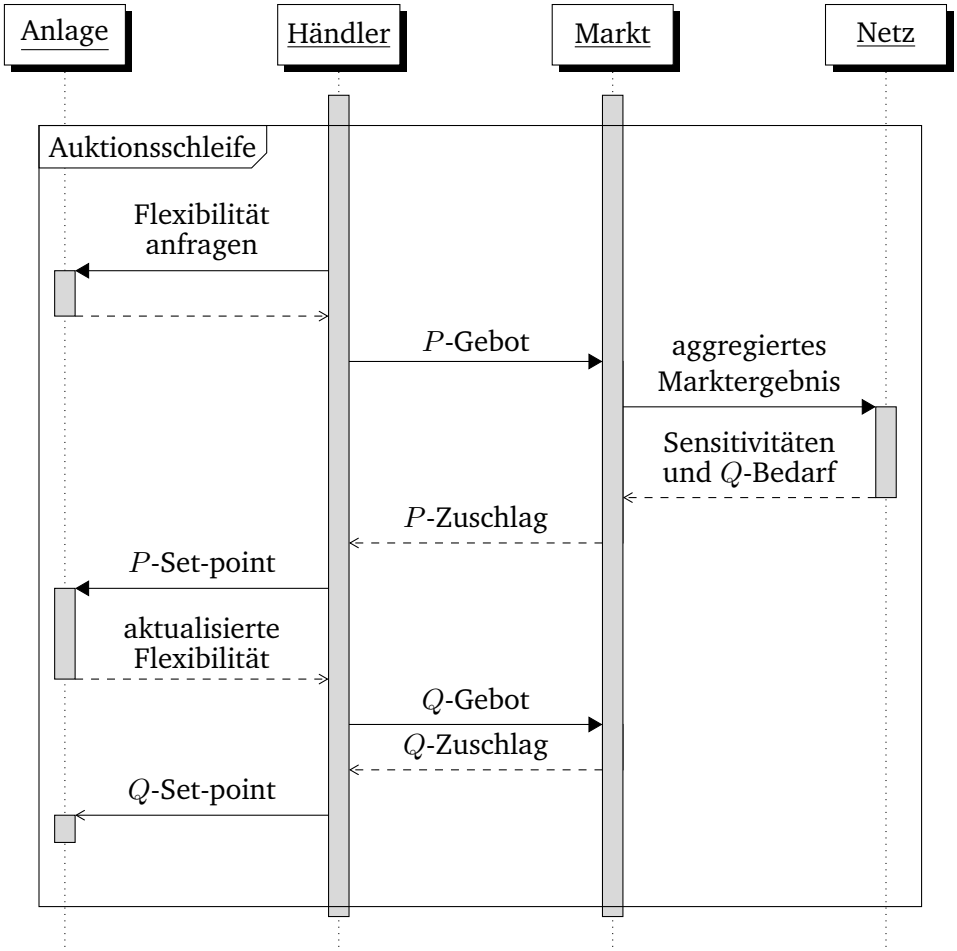


Abbildung 4.3: Sequenzdiagramm der Toolbox im Fall sequentieller Märkte

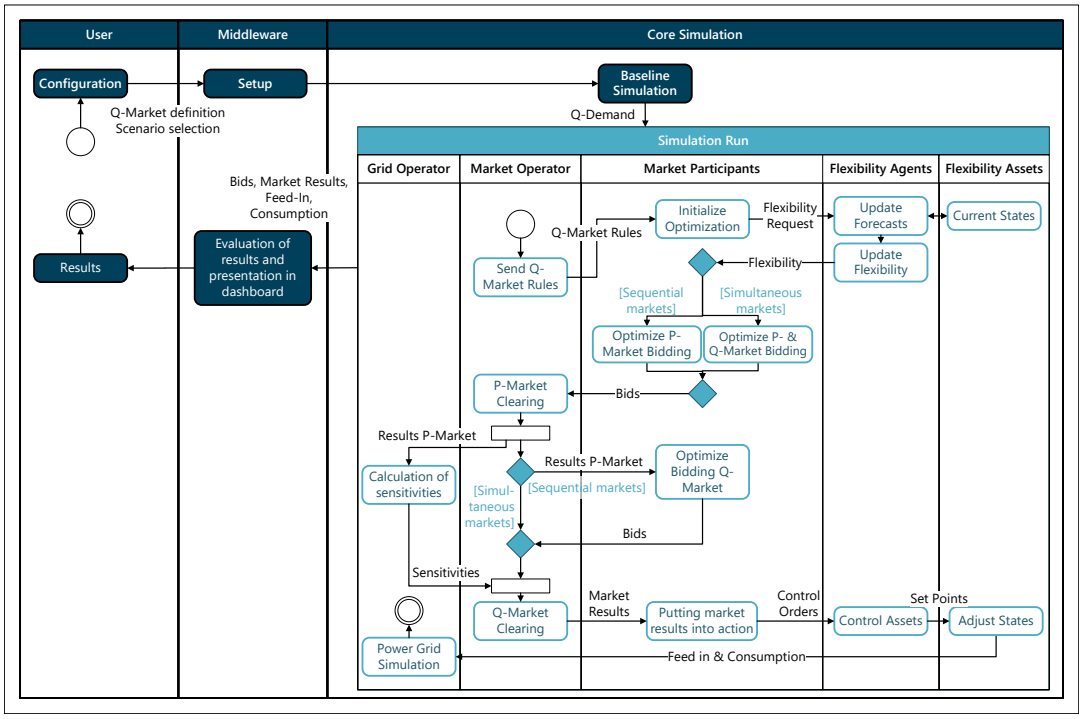
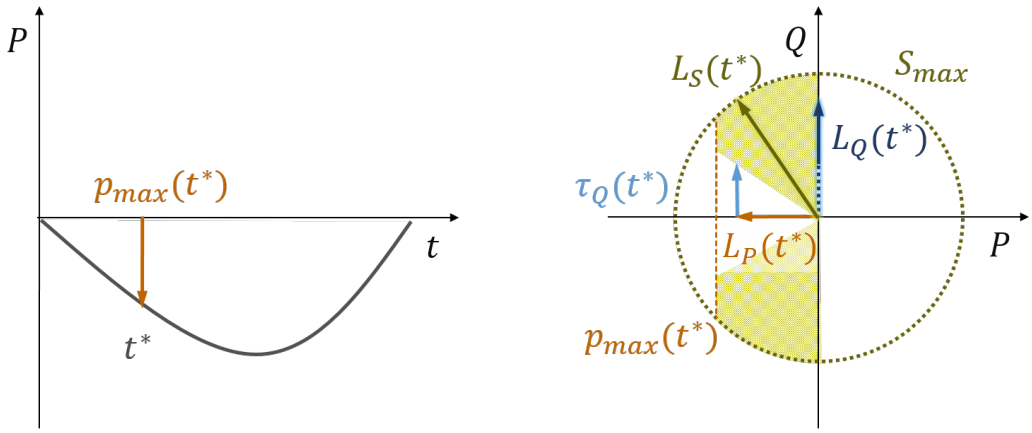


Abbildung 4.4: Aktivitätsdiagramm des Toolbox Workflows

Die Flexibilität von Erzeugern in Energiesystemen bezieht sich in der Regel auf die technische Fähigkeit einer Ressource oder einer Kombination mehrerer Ressourcen, die Leistungsabgabe oder den Verbrauch im Laufe der Zeit anzupassen (vgl. [Lec+23; Tie+25]). Wir gehen davon aus, dass der Hauptzweck der betrachteten Kraftwerke darin besteht, den erzeugten Strom möglichst gewinnbringend zu vermarkten. Sie vermarkten also nicht ihre Flexibilität, indem sie von einem von einer anderen Primärnutzung vorgegebenen Fahrplan abweichen, sondern sie sind flexibel in Bezug auf die Märkte, an denen sie teilnehmen. In den Toolbox-Szenarien besteht diese Flexibilität darin, unter Berücksichtigung der technischen Einschränkungen zu entscheiden, wie viel Strom auf welchem Markt verkauft wird.

4.3.1 Anlagenflexibilität



(a) Beispielhafte Prognose für die Wirkleistungserzeugung

(b) Scheinleistungshüllkurve (L_S) als Funktion der Beschränkung des Wechselrichters durch die maximale Scheinleistung (S_{max}), der Erzeugungsprognose ($p_{max}(t^*)$) und der technischen Anschlussbedingungen (τ_Q)

Abbildung 4.5: Zusammenhang zwischen der Prognose der Wirkleistungserzeugung einer erneuerbaren Energiequelle, technischen Einschränkungen und den verfügbaren Wirk- und Blindleistungsmengen L_P und L_Q

Die Flexibilitätsagenten prognostizieren die Einspeisung ihrer erneuerbaren Energiequellen. Für einen bestimmten Zeitpunkt t stellen diese Prognosen den Maximalwert von L_P dar, der Wirkleistung, die auf dem P-Markt angeboten werden kann. Die angebotene Blindleistung L_Q ist durch die maximal zulässige Scheinleistung des Wechselrichters S_{max} und L_P begrenzt.

Darüber hinaus sind Anlagenbetreiber gemäß den technischen Anschlussbedingungen verpflichtet, eine bestimmte Menge an Blindleistung im Verhältnis zur Wirkleistung ($\cos\phi$) zu liefern. Nur die darüber hinausgehende Blindleistung kann auf

dem Q-Markt angeboten werden. Abbildung 4.5 zeigt eine schematische Darstellung dieser Zusammenhänge. 4.5a zeigt die Einspeisungsprognose einer EE-Anlage.

Abbildung 4.5b zeigt den Bereich der möglichen Werte für L_P und L_Q in der komplexen PQ-Ebene für einen Zeitpunkt t^*. Im Beispiel kann die auf der Kombination der Märkte angebotene Scheinleistung L_S nur innerhalb der grünen Bereiche liegen, die durch die maximale Wechselrichter-Scheinleistung S_{max}, die maximale Wirkleistung p_{max} und die durch die technischen Anschlussbedingungen geforderte Blindleistung τ_Q begrenzt sind. Dies wird durch die folgende Nebenbedingung zusammengefasst:

$$\sqrt{(\overline{L_P})^2 + (L_Q + \tau_Q)^2} \leq S_{max} \tag{4.1}$$

Gleichung (4.1) muss in jedem Zeitintervall erfüllt sein.

Für Akteure, die ausschließlich erneuerbare Energien (EE) vermarkten, ist dies die einzige Einschränkung hinsichtlich der Flexibilität ihrer Anlagen. Verfügen sie jedoch über einen Batteriespeicher, müssen sie auch den Ladezustand (SoC) der Batterie berücksichtigen. Die Bereitstellung von Blindleistung durch einen Batteriespeicher erfolgt über den Wechselrichter, der den Phasenwinkel des Stroms relativ zur Spannung anpasst. Der SoC wird direkt von der Wirkleistung beeinflusst, während die Blindleistung in erster Linie den Betrieb des Wechselrichters beeinflusst und den SoC kaum verändert (vgl. Kang et al. 2019). Die geringen Wirkungsgradverluste, die durch die Bereitstellung von Blindleistung entstehen, werden in Simulationen und Optimierungen vereinfachend vernachlässigt.

Der angebotene Wirkleistungswert L_P muss daher zwischen den maximalen und minimalen Leistungswerten L_P^{max} und L_P^{min} des Batteriespeichers zu jedem Zeitschritt liegen und kann bei Annäherung an die SoC-Grenzwerte auch durch den SoC begrenzt werden [Tie+25]. Die angebotene Blindleistung L_Q ist gemäß den Parametern von Gleichung (4.1) auszuwählen. Zusätzlich besteht eine zeitliche Abhängigkeit zwischen den gewählten Wirkleistungswerten L_P in jedem Zeitschritt. Anhand des SoC $F(t)$ in einem Zeitschritt wird der Wirkleistungswert $L_P(t+1)$ durch die maximal möglichen SoC-Änderungen weiter eingeschränkt:

$$L_P^{\Delta max}(t+1) = (F_{max} - F(t)) \cdot \frac{C_E}{\Delta_t \cdot \eta_{ch}} \tag{4.2}$$

$$L_P^{\Delta min}(t+1) = (F_{min} - F(t)) \cdot \frac{C_E \cdot \eta_{dis}}{\Delta_t} \tag{4.3}$$

wobei F_{max} und F_{min} der jeweils zulässige maximale und minimale SoC sind, C_E die Energiekapazität des Speichers, η_{ch} und η_{dis} die Lade- und Entladeeffizienz, und

Δ_t die Dauer eines Zeitschritts in Stunden (in der Regel 0,25). Daher muss L_P in jedem Zeitschritt innerhalb dieser Grenzen liegen:

$$\min\left(L_P^{min}, L_P^{\Delta min}(t)\right) \leq L_P(t) \leq \max\left(L_P^{max}, L_P^{\Delta max}(t)\right) \tag{4.4}$$

wobei L_P^{min} und L_P^{max} die Leistungsgrenzen des Batteriespeicher sind.

4.3.2 Kosten von Flexibilität

Bei erneuerbaren Energiequellen sowie bei Batteriespeichern wird die Blindleistung vom Wechselrichter erzeugt. Wird gleichzeitig Wirkleistung von der Anlage erzeugt, gelten die Beschränkungen hinsichtlich der maximalen Scheinleistung des Wechselrichters. Somit können Opportunitätskosten entstehen, wenn der Versorger die Wirkleistung reduzieren muss, um Blindleistung bereitzustellen, und dadurch weniger Einnahmen auf dem Wirkleistungsmarkt erzielt. Diese Kosten entfallen, wenn keine Reduzierung der Wirkleistung notwendig ist. Auch wenn keine Wirkleistung erzeugt wird, kann der Umrichter Blindleistung einspeisen. Dazu benötigt er etwas Wirkleistung, um interne Verluste auszugleichen. Diese wird entweder aus dem Netz oder aus einer Batterie bezogen, was gewisse Kosten verursacht[Mak+11; TH22]. Die Beschaffung von Blindleistung verkürzt zudem die Lebensdauer des Wechselrichters (vgl. Gandhi, 2018). Da diese beiden letzten Kostenkategorien entweder gering sind oder pro Mvarh schwer zu quantifizieren sind, berücksichtigen wir sie im Modell nicht, sondern konzentrieren uns auf die Opportunitätskosten.

4.4 Simulation des Blindleistungsmarkts

Aufgrund der hohen Lokalität der Blindleistung muss der Räumungs-Algorithmus für den Q-Markt Sensitivitäten berücksichtigen. Die Sensitivitäten beschreiben, wie effektiv die Blindleistungseinspeisung an den verschiedenen Netzknoten den Bedarf deckt. Im Allgemeinen werden Sensitivitäten in Form einer *Sensitivitätsmatrix* S angegeben. Bei einem Vektor Δx mit Änderungen der unabhängigen Variablen im Netz (z. B. der Wirk- und Blindleistungseinspeisung an den verschiedenen Sammelschienen) ergibt das Produkt $S\,\Delta x$ die linearisierte Änderung der abhängigen Variablen (z. B. den Leistungsfluss an der Verbindung zum externen Netz oder die Spannungspegel der Sammelschienen). Die Sensitivitätsmatrix hängt vom aktuellen Netzzustand x ab und kann als Inverse der Jacobi-Matrix während einer Lastflussberechnung ermittelt werden.

Da uns der Einfluss der Blindleistungseinspeisung auf die Blindleistungsbilanz im überlagerten Netz interessiert, reduziert sich die Sensitivitätsmatrix auf eine einzige

Tabelle 4.2: Beispiel zur sensitivitätsbasierten Markträumung. Die effektive Menge und der effektive Preis berechnen sich aus Gebotsmenge bzw. -preis durch Multiplikation mit der bzw. Division durch die Sensitivität. Die Einträge werden nach den effektiven Preisen sortiert und Gebote werden akzeptiert, bis die effektiven Mengen den Bedarf decken. Bei einem Bedarf von $1.0\,\mathrm{Mvar}$ am Übergabepunkt würden hier die ersten drei Gebote vollständig und das vierte Gebot zur Hälfte angenommen. Obwohl Anlage 5 den zweitgünstigsten Gebotspreis anbietet, wird sie aufgrund der schlechten Sensitivität nicht bezuschlagt.

Anlage	**Gebotsmenge** [Mvar]	**Gebotspreis** [EUR/Mvarh]	**Sens.**	**Eff. Menge** [Mvar]	**Eff. Preis** [EUR/Mvarh]
1	0.2	2.5	0.5	0.1	5.0
2	0.4	5.0	0.5	0.2	10.0
3	0.5	6.0	0.6	0.3	10.0
4	1.0	10.0	0.8	0.8	12.5
5	5.0	4.0	0.2	1.0	20.0

Zeile. Es ist dann die Änderung der Blindleistung im externen Netz durch $S\,\Delta Q$ gegeben, wobei ΔQ der Vektor der Änderungen der Blindleistungseinspeisung an den Bussen ist.

Bei einem Gebot (p_Q^b, L_Q) für eine Blindleistungsmenge L_Q zu einem Stückpreis von p_Q^b, die an der Schaltstelle k eingespeist werden soll, ergibt sich die effektive Menge dieses Gebots, d. h. um wie viel sich der Blindleistungsausgleich im externen Netz verändern würde, aus $S_k L_Q$. Der Preis pro effektiver Einheit ergibt sich dann aus p_Q^b / S_k.

Um den Markt zu räumen, werden die Gebote nach diesen effektiven Preisen sortiert und so lange angenommen, bis der Blindleistungsbedarf gedeckt ist (siehe Tabelle 4.2).

5 Exemplarische Nutzung (von Constructor University & OFFIS)

In diesem Kapitel wird exemplarisch die Nutzung der Toolbox dargestellt. Zunächst folgt eine Übersicht über das User-Interface. Anschließend wird ein beispielhaftes Szenario und dessen Auswertung beschrieben.

5.1 User Interface

Die REMARK-Toolbox bietet eine grafische Benutzer:innen-Oberfläche als Webanwendung. Sie kann lokal installiert oder zentral auf einem Server für mehrere Nutzer:innen bereitgestellt werden (z. B. innerhalb einer Universität). Aufgrund der Mehr-Benutzer:innen-Fähigkeit erfolgt der Einstieg über ein Login. In der Seitenleiste werden alle vorhandenen Szenarien angezeigt. Über den Button *New Scenario* kann ein neues Szenario erstellt werden. Die Einstellungen sind in den Tabs *General* (Allgemeines und Agenten-Setup), *Market* (Marktregeln) und *Debug* (JSON-Darstellung zu Debugging-Zwecken) organisiert.

Die allgemeinen Einstellungen (Abbildung 5.1) umfassen den Anzeige-Namen des Szenarios, die Netz-Topologie, die Laufzeit in Tagen, den Digitalisierungsgrad in Form der Vorhersagen-Unschärfe und das Agenten-Setup. Bei letzterem können individuell die jeweiligen Anzahlen der Agenten bestimmt werden, die PV-Anlagen, Windkraftanlagen (jeweils mit und ohne angeschlossener Batterie) sowie nur eine Batterie besitzen. Dabei gibt es jede Kombination jeweils in groß und in klein, vgl. Abschnitt 4.2.1 für Details. Zusätzlich zur komplett individuellen Einrichtung gibt es außerdem Voreinstellungen, die übernommen und angepasst werden können.

In den Markt-Einstellungen (Abbildung 5.2) lässt sich für die Wirkleistung das Jahr auswählen, dessen historische Preise in der Simulation verwendet werden sollen und ein Maximalgebot für den simulierten Markt festlegen. Für den Blindleistungsmarkt lässt sich dessen zeitliche Auflösung, die Reihenfolge der Markträumung im Verhältnis zum Wirkleistungsmarkt und der gewünschte Räumungsalgorithmus festlegen. Außerdem können hier die möglichen Schrittgrößen sowohl der Gebotsvolumina als auch der Gebotspreise gewählt werden.

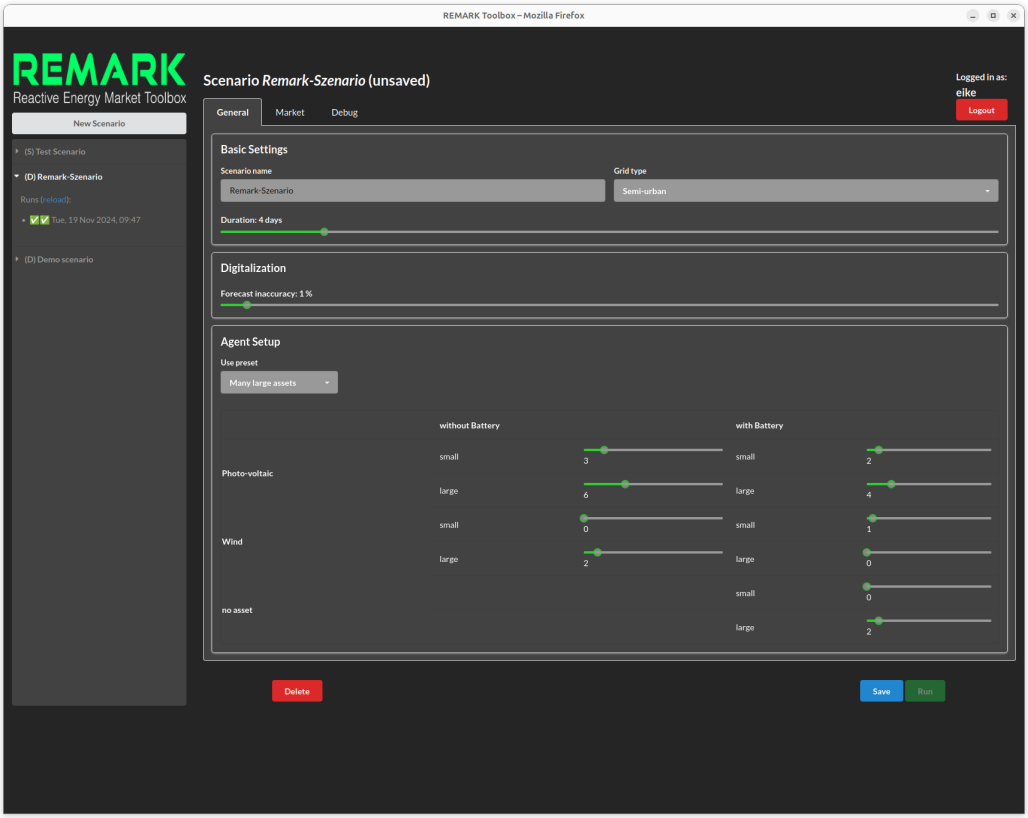


Abbildung 5.1: Ansicht für allgemeine Einstellungen eines Szenarios

Über *Save* lässt sich das Szenario speichern und wird dann in der Datenbank des Backends hinterlegt. Ist das geschehen, erlaubt es *Run*, einen Durchlauf des Szenarios zu starten. Die gestarteten Durchläufe des aktuell ausgewählten Szenarios werden in der Seitenleiste darunter angezeigt (siehe Abbildung 5.3). Das Datum gibt für spätere Nachvollziehbarkeit den Startzeitpunkt an, die Symbole liefern eine Kurzzusammenfassung des Simulationsfortschritts. Dabei steht das erste Symbol für den Benchmark-Run und das zweite für den Haupt-Run (vgl. Abschnitt 4.1). Ein Fragezeichen kennzeichnet Runs, die noch nicht abgeschlossen sind; ein grüner Haken erfolgreich abgeschlossene Runs. Läuft ein Run in einen Fehler, wird dies durch ein rotes X gekennzeichnet.

Ein Klick auf den Run liefert Informationen über den Run. Während er noch durchgeführt wird, ist vor allem der Tab *Logs* interessant, der live die Debug- und Fortschrittsausgaben des Co-Simulations-Tools wiedergibt. Sobald die Simulation abgeschlossen ist, lassen sich in den Tabs *Markets over Time*, *Trader View*, *Herfindal-Hirschman-Index*, *Concentration Ratio*, *Line Loadings* und *Bus Voltages* Graphen zu verschienen Aspekten des Simulation anzeigen. Diese werden in Abschnitt 5.1 genauer erläutert. Auf dem Tab *Overview* gibt es neben Meta-Informationen zum Run die Möglichkeit, die erzeugten Daten für weitere Analysen im Excel-Format herunterzuladen.

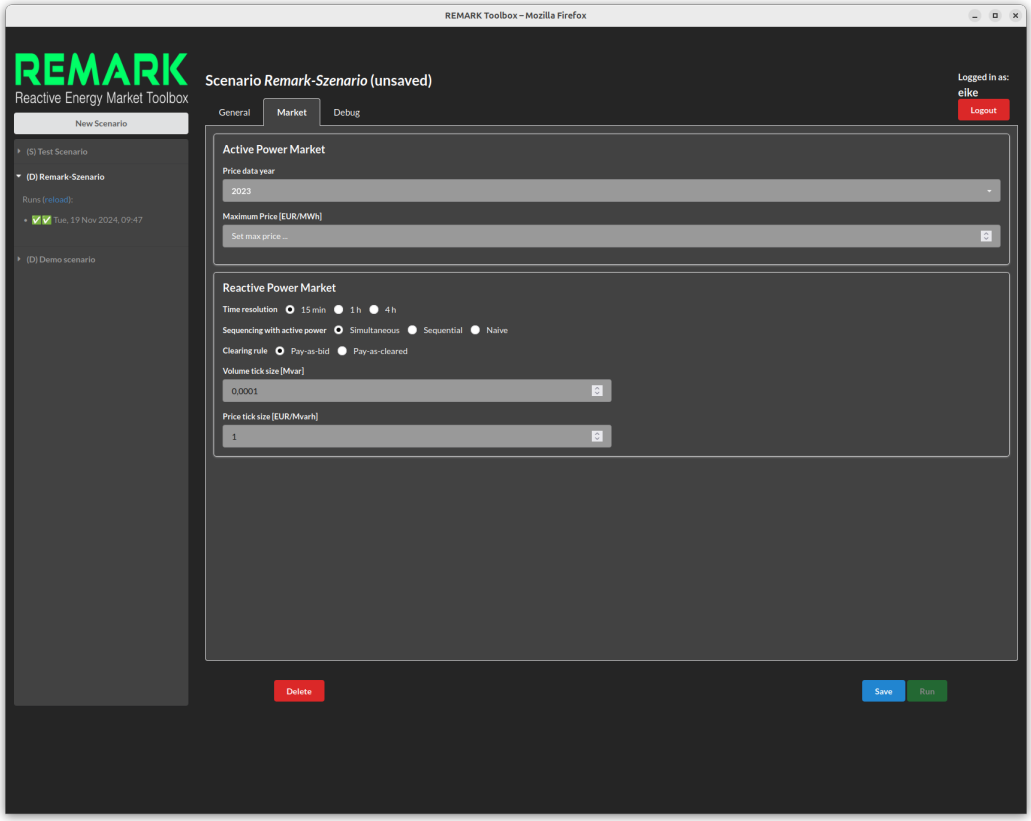


Abbildung 5.2: Ansicht zur Marktkonfiguration

Die angelegten Szenarios und Runs bleiben erhalten, auch wenn sich die Nutzer:in ausloggt. Nach neuem Login erscheinen die existierenden Szenarien wieder in der Seitenleiste und können dort ausgewählt und angepasst, sowie weitere Durchläufe für sie gestartet und bestehende Durchläufe weiter analysiert werden.

Übersicht über die Auswertungsansichten

Die *Markets-over-Time*-Ansicht (Abbildung 5.4) zeigt eine Gesamtübersicht des Marktverhaltens. Da hier P- und Q-Markt verglichen werden sollen, existiert keine getrennte Version für den Benchmark-Run (bei dem es keinen Q-Markt gäbe). Von oben nach unten zeigen die Teilgraphen folgendes:

- Die Preiskurve des P-Markts (also die verwendeten historischen Daten)
- Die abgegebenen Gebotsvolumina auf dem P-Markt. Die farbliche Unterteilung der Balken ordnet die Anteile der verschiedenen Marktteilnehmern zu.
- Die von Markt tatsächlich bezuschlagten Volumina.

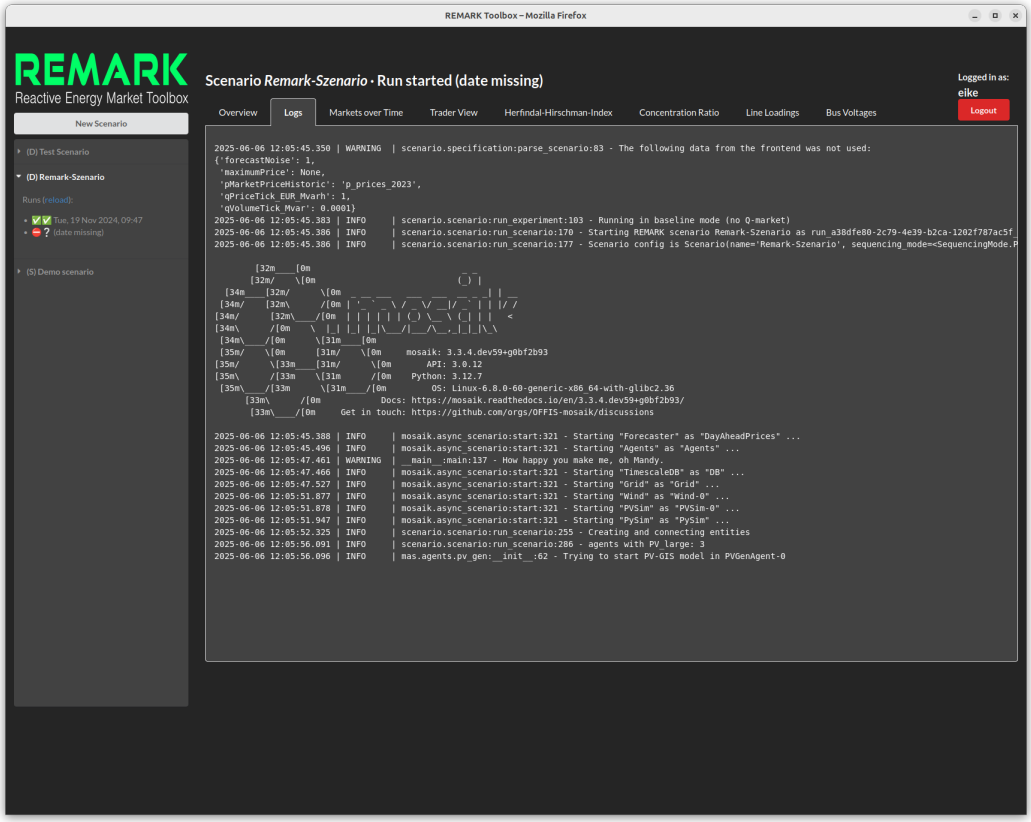


Abbildung 5.3: Ausgabe der mosaik-Logs während der laufenden Simulation

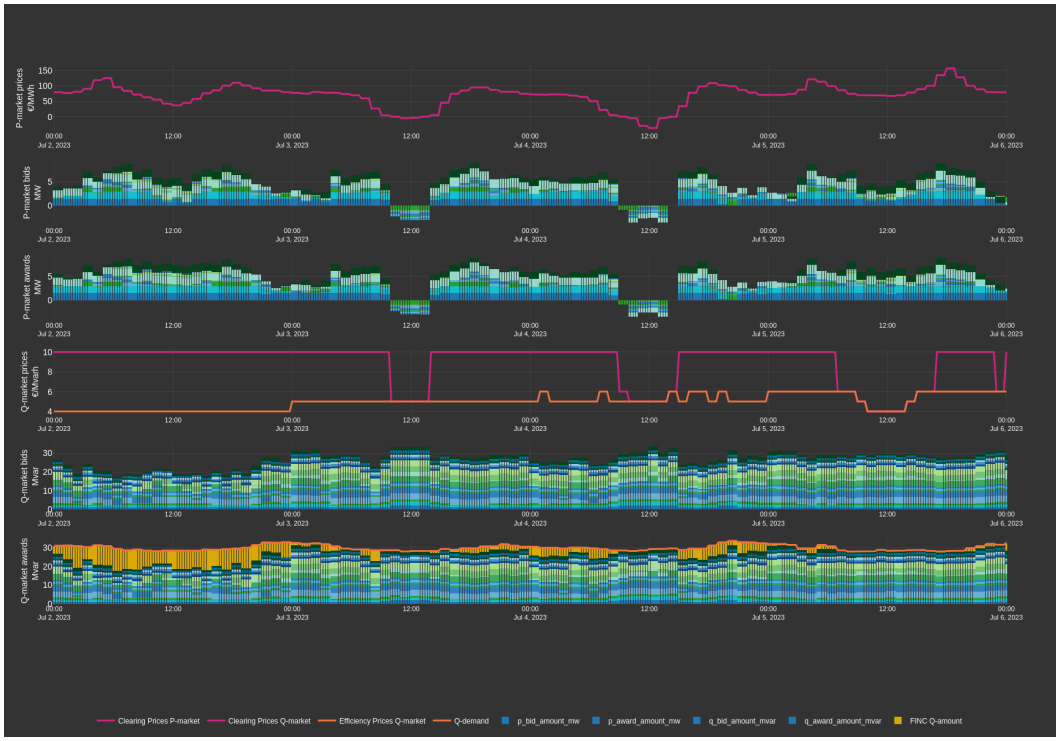


Abbildung 5.4: Die *Markets-over-Time*-Ansicht für die Gesamtsicht auf die Märkte.

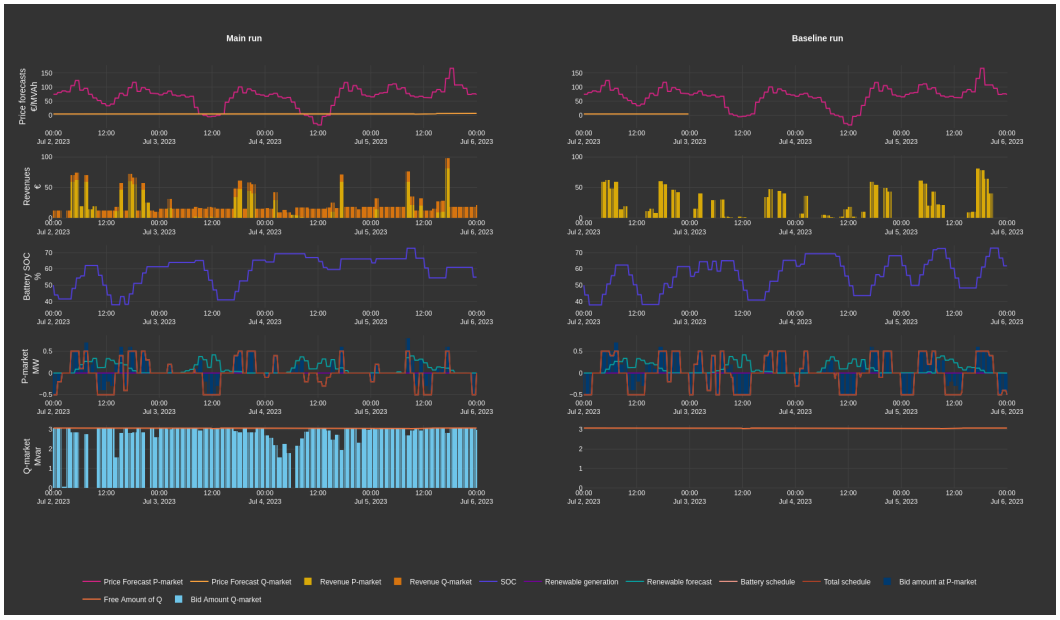


Abbildung 5.5: Die *Traders-over-Time*-Ansicht für den Blick auf einen einzelnen Händler.

- Die beiden relevanten Preise auf dem Q-Markt, d.h. der (höhere) Räumungspreis und der „Effizienzpreis“, d.h. der günstigste angebotene Preis.

- Die Gebotsvolumina auf dem Q-Markt.

- Die bezuschlagten Volumina auf dem Q-Markt. Hier wird zusätzlich (in gelb ganz oben) der über VINK beschaffte Anteil gezeigt. Die Kurve in Orange gibt zur Kontrolle den Blindleistungsbedarf an.

Die *Traders-over-Time*-Ansicht (Abbildung 5.5) erlaubt die Analyse einzelner Marktteilnehmer. Auf der linken Seite werden dabei die Ergebnisse des Haupt-Runs angezeigt, rechts zum Vergleich die des Baseline-Runs. Von oben nach unten werden gezeigt:

- Die Prognosen des Händlers für den Preis auf dem P- und Q-Markt.

- Die Einnahmen des Händlers auf dem Wirkleistungsmarkt (gelb) und dem Blindleistungsmarkt (orange).

- Die Ladungskurve der Batterie des Händlers. (Wenn der Händler keine Batterie vermarktet, entfällt dieser Teilgraph.)

- Die Wirkleistungssicht des Händlers, bestehend aus der Prognose für der erneuerbaren Erzeugung (türkis), dem geplanten Batterie-Einsatz (beige) und

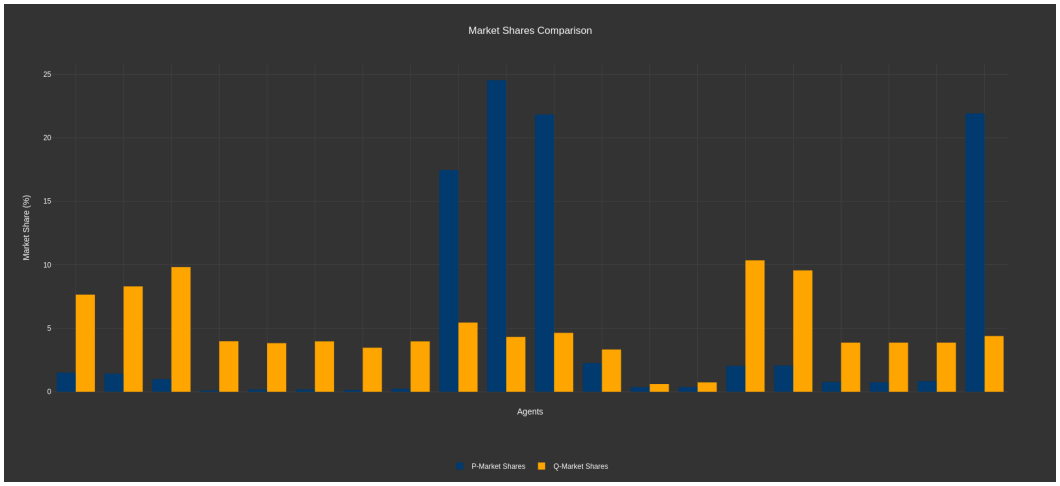


Abbildung 5.6: Darstellung der Marktanteile aller Händler zur Berechnung des *Herfindal-Hirschman-Index*, hier 1885.66 für den P-Markt und 642.54 für den Q-Markt.

der sich daraus ergebenden Gesamtleistung (rot-braun). Die dunkelblauen Balken zeigen das Gebot des Händlers auf dem Wirkleistungsmarkt.

- Die Blindleistungssicht des Händlers. Die hellblauen Balken zeigen die Gebote auf dem Blindleistungsmarkt. Die orangefarbene Linie zeigt den „free amount“, also die Restkapazität des Wechselrichters zur Blindleistungserzeugung, ohne dabei die Wirkleistung zu ändern.

Die *Herfindal-Hirschman-Index*-Ansicht (Abbildung 5.6) zeigt die Marktanteile der verschiedenen Händler (gemittelt über alle Zeitschritte). Jedes Balkenpaar repräsentiert einen Händler mit Anteil am Wirkleistungsmarkt in blau und am Blindleistungsmarkt in orange. Die Ansicht zeigt außerdem jeweils den Herfindal-Hischman-Index beider Märkte (in der Abbildung nicht zu sehen).

Die Ansicht *Concentration Ratio* (Abbildung 5.7) zeigt erlaubt die Visualisierung von Konzentrationsraten CR_k für variierende k. Die Konzentrationsrate CR_k ist die Summe der Marktanteile der k größten Anbieter. In der Visualisierung werden diese Anbieter einzeln aufgeschlüsselt und die restlichen zu *Other* zusammengefasst.

Um eine Analyse der Rückwirkung des Bieterverhaltens auf die Resilienz des Stromnetzes durchführen zu können, werden zwei zentrale Parameter in den Outputs bereitgestellt, über die Rückschlüsse auf die Resilienz im Stromnetz ermöglicht werden. Im Fokus stehen hier mögliche Gleichzeitigkeitseffekte im Verhalten der Akteure, die durch das Bietverhalten verstärkt werden. Diese können zum einen über die Auslastung der einzelnen Netzabschnitte (line loadings) oder auf Ebene der Stromschienen (bus voltages) analysiert werden:

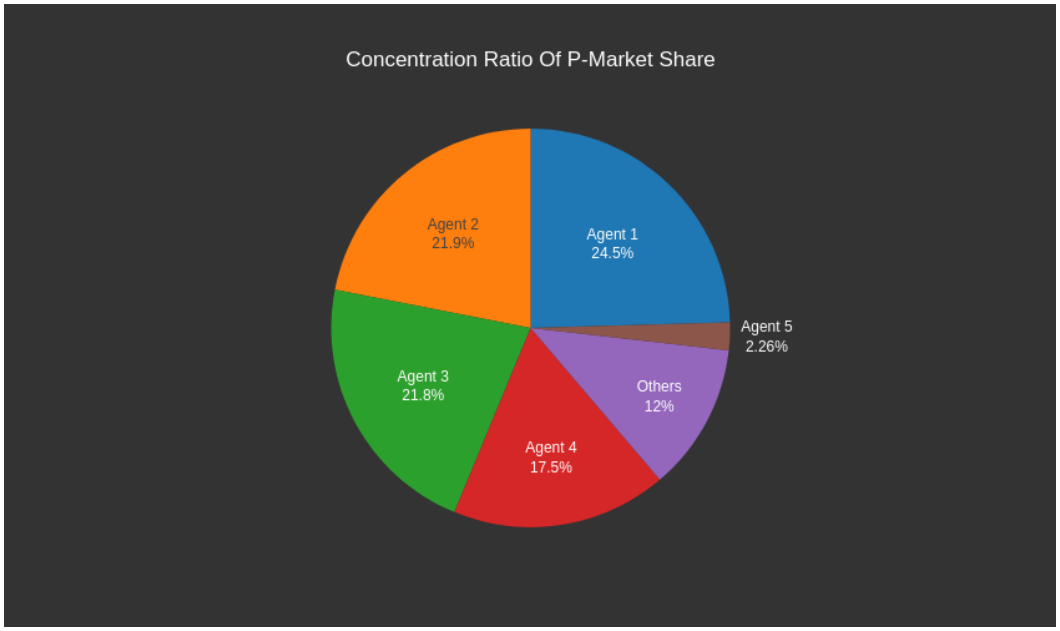


Abbildung 5.7: Darstellung der größten 5 Marktteilnehmer zur Berechnung von CR_5, hier $\mathrm{CR}_5 = 88\,\%$.

Line Loadings (siehe Abbildung 5.11 im nächsten Abschnitt) zeigt die Auslastung der verschiedenen Leitungen im Verlauf der Zeit. Die vertikale Achse zeigt die Leitungen (sortiert nach ihrer Identifikationsnummer in der Netzdatei), die horizontale Achse die Auslastung über die Zeit. Gelbe bis rote Farbtöne zeigen dabei eine Überlastung der jeweiligen Leitung an. Zum Vergleich wird rechts außerdem wieder der gleiche Graph für den Baseline-Run angezeigt; dies erlaubt es, Überlastungen zu identifizieren, die durch die Einführung des Blindleistungsmarktes entstehen.

Ein ähnliches Bild wird unter *Bus Voltages* für die Spannung an den verschiedenen Stromschienen gezeigt (ohne Abbildung), nur dass hier die Farbgebung die Abweichung von der Nominalspannung anzeigt.

5.2 Nutzungsbeispiel

Im Folgenden wird die Nutzung der Toolbox anhand eines Beispiels veranschaulicht. Zunächst erfolgt eine Erläuterung des Setups des simulierten Szenarios und der gewählten Q-Markt-Konfigurationen. Im Anschluss erfolgt eine exemplarische Analyse der Resultate. Die Analyse und Ergebnisse sind in [Hol+25] veröffentlicht.

Tabelle 5.1: Technologische Konfiguration und Anzahl der Agenten in den beiden Szenarien "many small" und "many large"

Technologie	pro Anlage	many small		many large	
	S_{max} [kVA]	n	S_{max} [kVA]	n	S_{max} [kVA]
PV small	1050	17	17850	3	3150
PV small + Bat	1050	13	13650	2	2100
PV large	3080	1	3080	6	18480
PV large + Bat	3080	1	3080	4	12320
Wind small	2100	3	6300	0	0
Wind small + Bat	2100	0	0	1	2100
Wind large	4210	1	4210	2	8420
Bat small	210	5	1050	0	0
Bat large	1050	1	1050	2	2100
Summe		**42**	**50270**	**20**	**48670**

5.2.1 Szenarienbeschreibung

Zur Illustration wurden die Simulation mit zwei unterschiedlichen Setups durchgeführt. Die beiden analysierten Szenarien unterscheiden sich in der Anzahl und Größe der verschiedenen Anlagentypen, die zum Einsatz kommen. Da jede Anlage von einem Marktteilnehmer repräsentiert wird, ergibt sich eine unterschiedliche Anzahl an Marktteilnehmern in den beiden Szenarien. Das erste Szenario, "many small", ist durch eine Vielzahl kleiner Anlagen und eine geringe Anzahl größerer Anlagen gekennzeichnet, wohingegen das zweite Szenario, "many large", eine umgekehrte Verteilung aufweist. Es ist durch eine hohe Anzahl größerer Anlagen und eine geringe Anzahl kleiner Anlagen charakterisiert, was zu einer geringeren Anzahl von Marktteilnehmern im Vergleich zum ersten Szenario führt.

Die Szenarien sind so zusammengestellt, dass die Gesamtscheinleistung aller Anlagen einander möglichst ähnelt. So lassen sich in beiden Szenarien vergleichbare Blindleistungsbedarfsverläufe ableiten. Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Anlagentypen und ihre Anzahl in jedem Szenario.

Es wird das SIMBENCH Netz 1-MVLV-SEMIURB-3.202-1-SW verwendet. Dabei handelt es sich um ein $20\,\mathrm{kV}$ Mittelspannungsnetz (MV) mit nachgeschalteten Niederspannungsnetzen und PV-, Wind-, Wasser- und Biomasseanlagen, die direkt an die Mittelspannungsebene angeschlossen sind.

Die Analyse erstreckt sich über einen Zeitraum von fünf Tagen. Die zeitliche Auflösung der Produkte beträgt in beiden Märkten eine Stunde. Die Mindestgebotsgröße beträgt jeweils $0.1\,\mathrm{MWh}$ bzw. $0.1\,\mathrm{Mvarh}$. Nur Blindleistung, die über die

Tabelle 5.2: Beschreibung verschiedener Durchläufe

Durchlauf	Beschreibung
(a) naive	naive Gebote in sequenziellen Märkten ohne Antizipation des Q-Marktes
(b) seq_pac	Grenzkostengebote (PAC) in sequenziellen Märkten
(c) seq_pab	strategische Gebote (PAB) in sequenziellen Märkten
(d) sim_pac	Grenzkostengebote in simultanen Märkten
(e) sim_pab	strategische Gebote in simultanen Märkten

TAB-Verpflichtungen hinausgeht, wird vergütet. Es existiert keine explizite Gebotsgrenze, jedoch ist im Q-Markt stets ein VINK-Agent vorhanden, der Blindleistung zu einem Preis von $10\,€/\mathrm{Mvarh}$ anbietet und den Q-Bedarf zu jeder Zeit decken könnte. Der vorliegende Agent fungiert als Repräsentant einer VINK des Netzbetreibers und definiert somit eine implizite Gebotsgrenze für die Marktakteure.

Für jedes der beiden Szenarien werden Durchläufe mit unterschiedlichen Marktdesigns durchgeführt. Diese variieren hinsichtlich (1) der zeitlichen Abfolge der beiden Märkte, d. h. sequenziell, wobei der aktive Markt zuerst schließt, oder simultan, und (2) des Preissystems, das entweder in beiden Märkten PAC (einheitlich) oder im Blindleistungsmarkt PAB (diskriminierend) ist.

Die in Abschnitt 3.3 dargestellten Optimierungsstrategien wurden folglich vollständig berücksichtigt. Die Tabelle 5.2 präsentiert eine Übersicht über die fünf resultierenden Durchläufe und deren Beschreibung für jedes Szenario.

Darüber hinaus wurde die den Prognosen der Akteure hinzugefügte Unsicherheit (im P-Marktpreis, in der RES-Erzeugung und in der Q-Nachfrage) zwischen 1 % und 10 % variiert. Für jedes der beiden dargestellten Szenarien wurden zehn Modellläufe durchgeführt.

5.2.2 Ergebnisse

Im Folgenden konzentrieren wir uns zunächst auf die Ergebnisse der Modellläufe mit einer geringen Fehlerquote in der Prognose (Rauschen von 1 %).

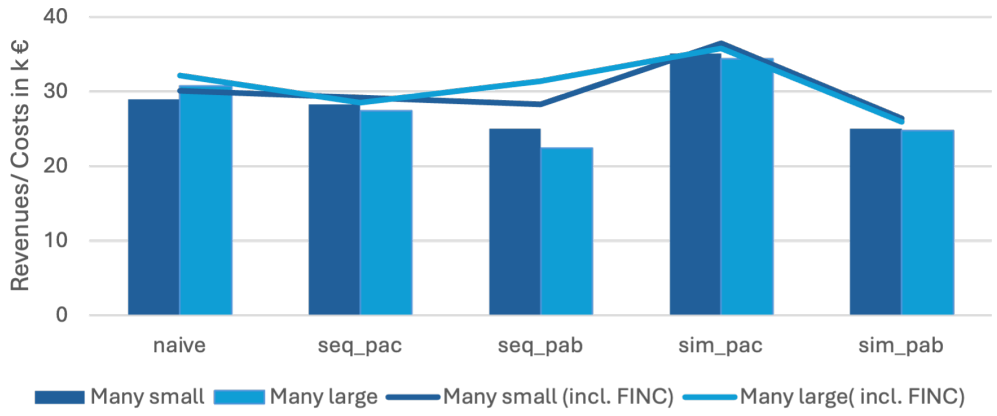


Abbildung 5.8: Einnahmen der Akteure (Balken) und Gesamtkosten einschließlich VINK (Linien) der Blindleistungsbereitstellung in jeder Einstellung der beiden Szenarien mit “many small” (dunkelblau) und “many large” (hellblau)

Einnahmen und Kosten

Unabhängig vom Markt-Timing sind die Einnahmen der Marktteilnehmer unter einem PAB-System geringer als unter PAC. Die Einnahmen für jede Konfiguration sind in Abbildung 5.8 als Balken dargestellt. Insgesamt sind die Einnahmen aus der Bereitstellung von Blindleistung in beiden Szenarien unter PAB und sequenzieller Konfiguration (seq_pab) am niedrigsten, während sie unter PAC in einer simultanen Konfiguration (sim_pac) am höchsten sind.

Der Bedarf an VINK zur Deckung des Blindleistungsbedarfs ist unter PAB am höchsten, was ebenfalls Kosten verursacht. Die Kosten für die Bereitstellung von Blindleistung sind in den Linien in Abbildung 5.8 dargestellt. Die niedrigsten Gesamtkosten, einschließlich der VINK-Aufwendungen, ergeben sich in beiden Szenarien, wenn die Märkte simultan sind und das Zahlungssystem PAB ist. In Abbildung 5.8 scheinen die Einnahmen/Kosten bei einigen Einstellungen im Szenario “many large” niedriger zu sein. Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass bei der Einstellung “many small” die Nachfrage nach Blindleistung leicht erhöht ist und die Gesamtzahlen angezeigt werden.

Um einen besseren Vergleich zwischen den beiden Szenarien zu ermöglichen, haben wir die durchschnittlichen Marktpreise (gerade Linien) und die durchschnittlichen Kosten (einschließlich VINC, gepunktete Linien) in 5.9 dargestellt. Die Preise und Kosten im Szenario “many small” sind immer gleich oder niedriger als im Szenario “many large”. Wie in der obigen 5.8 wird deutlich, dass die Preise (Einnahmen) und Kosten im Fall von sequenziellen Märkten und Pay-as-bid (seq_pab) auseinandergehen.

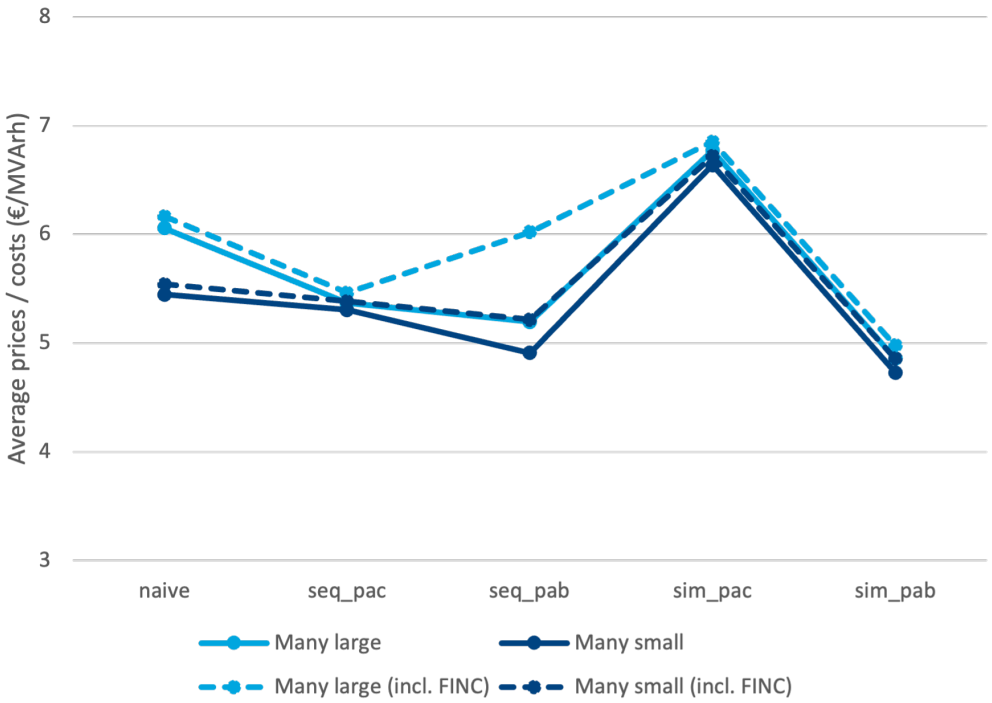


Abbildung 5.9: Durchschnittliche Preise bzw. Kosten für Blindleistung in jeder Einstellung der beiden Szenarien mit “many small” (dunkelblau) und “many large” (hellblau)

Marktanteile

Obwohl sich die beiden Szenarien hinsichtlich der Anzahl großer oder kleiner Anlagen unterscheiden, liegen die durchschnittlichen Marktanteile der Akteure in beiden Szenarien zwischen 0 % (bzw. 1 %) und 7 %. Die resultierenden HHI-Werte liegen damit weit unter (<300 bzw. <600) dem Schwellenwert von 1.000, ab dem Wettbewerb fraglich ist. Der Anteil kann natürlich in einzelnen Zeitschritten variieren.

Die farbigen Balken in Abbildung 5.10 repräsentieren die Marktanteile der einzelnen Akteure, wobei der fehlende Teil, um 100 % der Nachfrage zu erreichen, durch die VINK abgedeckt wird. Dies veranschaulicht, dass die Festlegung einer sequenziellen Marktbereinigung und einer Pay-as-bid-Regelung (seq_pab), insbesondere im Szenario "many large", den höchsten Einsatz von VINK erfordert.

Veränderung des Bietverhaltens im P-Markt

Wie in Abschnitt 4.1 erläutert, wird vor dem Hauptlauf mit beiden Märkten ein Basis-Lauf ohne Q-Markt durchgeführt. Durch einen Vergleich der Gebote in diesen beiden Läufen lässt sich der Einfluss des Q-Marktes auf den P-Markt analysieren: Wir

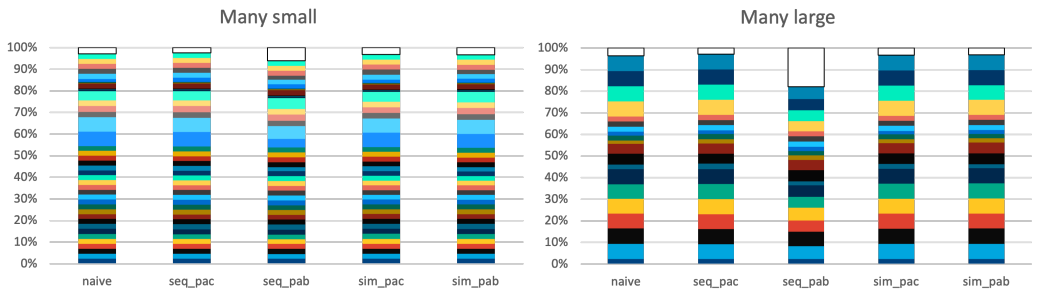


Abbildung 5.10: Marktanteile der Agenten (farbige Balken) in allen Einstellungen des "many small"-Szenarios (links) und des "many large"-Szenarios (rechts); der obere Balken in weiß ist der Marktanteil der VINK

stellen fest, dass die Agenten ihre Gebote im P-Markt leicht reduzieren, wenn sie davon ausgehen, dass auch ein Q-Markt vorhanden sein wird (zwischen 1 % (unter PAB) und 3–4 % (unter PAC). Dies ist der Fall, wenn der erwartete P-Preis nahe Null liegt, d. h. niedriger ist als der erwartete Q-Preis, der im Vergleich dazu konstant relativ niedrig ist.

Gleichzeitigkeitseffekte und Rückschlüsse auf die Resilienz

Die Toolbox bietet auch eine Visualisierung der Auswirkung des Bietverhaltens auf das simulierte Netz, um die Resilienz etwa über das Auftreten von Gleichzeitigkeitseffekten abzubilden. Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, werden die Anlagen von den Flexibilitätsagenten entsprechend den Marktergebnissen gesteuert. Der Netzbetreiber-Agent führt Lastflussberechnungen durch, um den Zustand des Netzes zu bewerten. Durch den Vergleich des Benchmark-Laufs und des Hauptlaufs lassen sich Rückschlüsse auf die direkten Auswirkungen des Q-Marktes ziehen. Abbildung 5.11 zeigt die Ergebnisse der Leitungsauslastung für das Szenario „viele kleine Anlagen". Selbst im Benchmark-Lauf (Ergebnisse auf der rechten Seite der Abbildung) sind die Leitungen bereits nahe an ihren Belastungsgrenzen, überschreiten diese jedoch nicht. Dies liegt daran, dass dem SIMBENCH-Szenario Anlagen hinzugefügt wurden.

Wenn der Q-Markt hinzukommt, sind einige Leitungen in der Nähe des Übergabepunkts zum Hochspannungsnetz, an die viele Anlagen angeschlossen sind, überlastet. Diese Leitungen sind während des größten Teils der Simulationsperiode überlastet. Unterbrechungen dieser Überlastung fallen in der Regel mit Zeiträumen negativer Preise auf dem P-Markt zusammen. In diesen Zeiträumen reduzieren die Marktteilnehmer nicht das Angebot auf dem Q-Markt, sondern drosseln die Erzeugung aus erneuerbaren Energien oder laden Batteriespeicher.

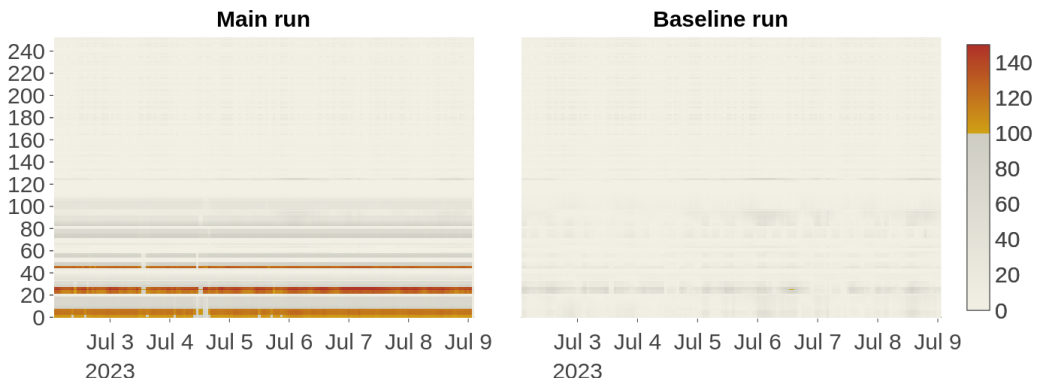


Abbildung 5.11: Leitungsauslastung. Jede Zeile steht für eine Leitung im Netz, die links durch ihre ID gekennzeichnet ist. Die horizontale Achse repräsentiert die Zeit, die Farben geben den prozentualen Auslastungsgrad der Leitung an, wobei Orange und Rot eine Überlastung anzeigen. In diesem Beispiel zeigt sich, dass Leitungen mit kleiner ID (nahe dem Übergabepunkt) nach Einführung der Blindleistungsmarktes (linker Teilgraph) überlastet sind.

Die absoluten Auswirkungen sind, bedingt durch das Szenariodesign mit der erhöhten Anzahl von Anlagen, möglicherweise nicht gänzlich realistisch. Nichtsdestotrotz lassen sich daraus allgemeine Muster ableiten. Einerseits sind Gleichzeitigkeitseffekte zu beobachten, die auf eine geringere Resilienz hindeuten. Andererseits wird deutlich, dass der Netzstatus berücksichtigt werden muss, wenn Systemdienstleistungen wie Blindleistung an ein übergeordnetes Netz geliefert werden sollen. Eine mögliche Lösung dieses Problems könnte in einer Regulierung durch den Markt bestehen, beispielsweise durch die Einbeziehung des Netzstatus in das Markträumungsverfahren. Allerdings ist zu beachten, dass dies zu einer erheblichen Erhöhung der Komplexität führen würde. Alternativ könnten auch andere Anreize für netzunterstützendes Verhalten in Betracht gezogen werden, wie beispielsweise dynamische Netzentgelte.

6 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die zahlenmäßigen Nachweise zur Mittelverwendung der Constructor University Bremen und des OFFIS wurden bereits separat in elektronischer und in Papierform übersendet. Der wesentliche Teil der Zuwendung wurde für Personalausgaben (einschließlich des Overhead-Anteils) verwendet. Ein weiterer Teil betraf die Reise- und Übernachtungskosten. Die Kostenplanung wurde eingehalten.

6.1 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten

Die REMARK-Toolbox bietet eine Grundlage für Netzbetreiber, um die möglichen Rückwirkungen unterschiedlicher Regeln für die Beschaffung von Blindleistung zu simulieren und mögliche Rückwirkungen des Akteursverhaltens unter diesen Regeln für das Stromnetz zu analysieren. Damit bietet die REMARK-Toolbox eine wichtige Grundlage für die Netzbetreiber, die Chancen der marktbasierten Beschaffung zu nutzen und Fehler im Marktdesign, die die Stabilität oder Effizienz des Stromnetzes beeinflussen, zu identifizieren. Insbesondere die Kompatibilität der Toolbox mit den aktuell in Deutschland vorbereiteten Regeln für die marktbasierte Beschaffung von Blindleistung ermöglicht eine schnelle Nutzung in der Praxis. Darüber hinaus stellt der Open-Source-Ansatz sicher, dass Entwickelnde und Forschende die einzelnen Elemente der Toolbox nutzen und weiterentwickeln können, um weitere Systemdienstleistungsmärkte und das Zusammenspiel von Spot- und SDL-Märkten weiter zu analysieren.

6.2 Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschrittenen Verwertungsplans

Aus Sicht des Forschungsteams der Constructor University, das sich insbesondere mit Fragen zum Marktdesign und Bieterstrategien auseinandersetzt, hat die Pro-

jektarbeit zu einem besseren Verständnis von SDL-Märkten und der Optimierung zwischen zwei Märkten geführt. Damit wurde eine Grundlage erarbeitet, um das Zusammenspiel verschiedener Märkte bzw. Preissignale und deren Rückwirkung auf das Akteursverhalten zu untersuchen. So bilden die Arbeiten aus REMARK die Grundlage für ein weiteres Forschungsprojekt, das als Skizze im 8 Forschungsrahmenprogramm eingereicht wurde und dort die bestehende Toolbox um die Modellierung dynamischer Netzentgelte erweitern soll.

Aus Sicht von OFFIS ist mit der REMARK-Toolbox neben ihren konkreten Fähigkeiten auch ein Grundgerüst für allgemeinere Werkzeuge geschaffen, die die Durchführung auch länger laufender Simulationen durch technisch weniger versierte Nutzer erlauben. Die Architektur bestehend aus Frontend, Orchestrator und Simulationskern lässt sich auf weitere Fragestellungen anwenden. Durch die Kopplung der Simulationstools mosaik und mango ist die Grundlage für weitere komplexe Simulationen gelegt, die physikalische Komponenten mit selbstständig handelnden Agenten verbinden.

Ferner hat die Projektarbeit zu einem besseren Verständnis der Komplexitäten in der Umsetzung von verketteten Marktsimulationen und der Gebotsoptimierung auf solchen Märkten geführt.

Aktuell wird die entwickelte Toolbox insbesondere vom OFFIS sowie der CU aktiv genutzt. Im Rahmen des Folgeprojekts „KI-SDL“ der CU werden die Auswirkungen von Methoden des maschinellen Lernens auf das Bieterverhalten vertieft untersucht, unter anderem auch im Kontext von Systemdienstleistungsmärkten. Ziel des Projekts ist es, die Effektivität bestehender wettbewerbspolitischer Maßnahmen zur Begrenzung marktschädlicher Strategien sowie die Funktionalität des aktuellen Marktdesigns zu analysieren. Das Projekt wird durch die Stiftung Baden-Württemberg gefördert, begann am 1. Januar 2025 und ist bis zum 31. Dezember 2026 angesetzt.

Ein weiteres Folgeprojekt ist „REMARK 2.0“, das unter Beteiligung der Stadtwerke Haßfurt, der EERA Consulting GmbH und OFFIS geplant ist. Ziel ist die Weiterentwicklung der Toolbox hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit und Benutzerfreundlichkeit. Dadurch soll sie auch für Anwender außerhalb der Forschungsprojekte attraktiv werden, insbesondere für die Abbildung größerer Netzgebiete und einer höheren Anzahl von Agenten in den Simulationen.

In den Gesprächen mit Praxispartnern wurde deutlich, dass unterschiedliche Verwertungsinteressen bestehen, die eine zukünftige Nutzung der Toolbox innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahre wahrscheinlich erscheinen lassen. So wurden im Rahmen des ASSUME-Konsortiums bereits Konzepte entwickelt, um Marktakteure toolboxübergreifend auszulegen. Daraus ergeben sich potenzielle Verwertungsperspektiven, die über die bereits beantragten Folgeprojekte hinausgehen. Auch seitens der Markt-

teilnehmer, insbesondere Direktvermarkter besteht Interesse an der Toolbox. Ziel ist es, die zugrunde liegenden Bieterstrategien und Optimierungsfunktionen besser zu verstehen und für eigene Optimierungsprozesse nutzbar zu machen. Hieraus könnten sich weitere Verwertungskanäle ergeben.

Schließlich bietet die Toolbox auch für Netzbetreiber einen Mehrwert: Sie kann zur Analyse der Einführung von Blindleistungsmärkten eingesetzt werden und erlaubt die Erprobung verschiedener Marktdesigns aus Sicht der Netzbetreiber. Dies ist insbesondere relevant, um negative Rückwirkungen auf das Stromnetz zu vermeiden und ein funktionales Marktumfeld zu schaffen.

6.3 Erfolgte und geplante Veröffentlichung

Seitens der CU wurden bisher zwei der geplanten vier Veröffentlichungen fertiggestellt und publiziert. Die beispielhafte Auswertung eines Untersuchungsszenarios als Ergebnis von AP 6 wurden in der gemeinsamen Publikation mit dem OFFIS (IEEE Powertech) in 2025 zu veröffentlichen. Das Paper gibt einen Überblick über die Marktregeln zur Blindleistungsbeschaffung (AP2), die Optimierung der Marktakteure (AP 3), den Aufbau der Toolbox (AP 4 & 5) und den Ergebnissen der Beispielanalyse (AP 6) und wurde zur Veröffentlichung akzeptiert und befindet sich aktuell in den finalen Schritten der Veröffentlichung über IEEE. Eine open-acess Veröffentlichung erfolgte noch nicht, da sich im Projektverlauf gezeigt hat, dass ein intensiver Austausch zu den Ergebnissen der Toolbox und deren Interpretation notwendig war, der dazu führte, dass eine entsprechende Veröffentlichung nicht mehr im Rahmen der Projektlaufzeit umgesetzt werden konnte.

Die Ergebnisse aus AP 2 wurden zunächst wie geplant als Working Paper (auch über REPEC (http://repec.org) verfügbar) veröffentlicht, so dass diese auch frei zugänglich sind. Im Wesentlichen dienten die Ergebnisse aus AP 2 dazu, die Parametrierung der REMARK-Toolbox so auszugestalten, dass alle relevanten Marktdesignoptionen, die aktuell in der Literatur international zur Ausgestaltung der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung diskutiert werden, abbilden zu können. Aufbauend auf diesem working paper wird aktuell eine Einreichung in dem open-access Journal in 2026 vorbereitet. Hier soll dann eine Verknüpfung der Analysen zu dem internationalen Stand der Debatte und den Vorüberlegungen in Deutschland mit den ersten Ausschreibungsergebnissen der marktbasierten Beschaffung von Blindleistung auf ÜNB-Ebene erfolgen. Die ersten Ausschreibungsergebnisse liegen erst bis Ende 2025 vor, so dass ein Diskussionspapier für die open-access-Veröffentlichung anschließend angestrebt wird.

Im Rahmen von Arbeitspaket 3 wurde kein neues Modell zur Abbildung des Gebotsverhaltens entwickelt. Stattdessen erfolgte eine gezielte Erweiterung eines in der wissenschaftlichen Literatur etablierten Agentenmodells, um dessen Anwendung auf die spezifische Struktur von Blindleistungsmärkten zu ermöglichen. Die Entscheidung zugunsten eines bereits validierten Modells erfolgte mit dem Ziel, eine robuste und qualitativ hochwertige Toolbox zu entwickeln, die den Anforderungen der energiewirtschaftlichen Praxis gerecht wird. Da die Überarbeitungen keine eigenständige Publikation rechtfertigten, wurde auf eine eigenständige akademische Veröffentlichung des Agentenmodels verzichtet; diese Überarbeitungen sind jedoch im Abschlussbericht dokumentiert. Zudem dient das im Rahmen von Arbeitspaket 3 angepasste Modell derzeit als Grundlage für ein geplantes Diskussionspapier, das zur Open-Access-Veröffentlichung eingereicht werden soll. Ziel ist es, die im Abschlussbericht skizzierten Ergebnisse zur Abgrenzung legalen und illegalen strategischen Bieterverhaltens weiter auszuarbeiten.

Die Ergebnisse aus AP2 zu den Marktregeln der Blindleistungsbeschaffung im internationalen Vergleich wurden als working paper in der Schriftenreihe von Bremen Energy Research veröffentlicht.

Pechan, A. and Buchmann, M. (2023), “Market design for the procurement of reactive power: the current state in Germany”, Bremen Energy Working Papers No. 46, Constructor University Bremen.

Darüber hinaus wurden eine Beschreibung der Toolbox und eine beispielhafte Diskussion der Ergebnisse in einem gemeinsamen Paper veröffentlicht:

Holly, S.; Pechan, A.; Schulte, E.; Palovic, M.; Buchmann, M. (im Druck), “A Comprehensive Toolbox for Evaluating Reactive Power Market Designs”, 2025 IEEE Kiel PowerTech. IEEE

(Zwischen-)Ergebnisse wurden auf drei Konferenzen präsentiert:

Agent-Based Modeling for Energy Economics and Energy Policy, ABM4Energy, 21.–22. März 2024, Freiburg im Breisgau

Playground of the future: machine learning in the procurement of grid services, Strommarkttreffen, 24. Mai 2024, Berlin

A Comprehensive Toolbox for Evaluating Reactive Power Market Designs, IEEE PowerTech, 29. Juni – 03. Juli 2025, Kiel

Tabelle 6.1 gibt eine Übersicht über die geplanten und umgesetzten Veröffentlichungen im Projekt.

Nr.	AP-Bezug und Inhalt	Status
1	AP 2 internationale Übersicht & Ansatz DE	Veröffentlicht als BEWP
2	AP 2, 3, 4, 5 & 6 Übersichtspaper zu der Toolbox	Zur Veröffentlichung in IEEE akzeptiert
3	AP 3: Abgrenzung des legalen von illegalen strategischen Bieterverhalten	Einreichung zur Open-access Publikation beabsichtigt für 2026
4	AP 2: Abgleich internationale Erfahrungen mit den ersten ÜNB Ausschreibungsergebnisse von Blindleistung in DE (Daten erst bis Ende 2025 verfügbar)	Einreichung zur Open-access Publikation beabsichtigt für 2026

Tabelle 6.1: Übersicht umgesetzte und geplante Veröffentlichungen

6.4 Open Source Veröffentlichung

Der Quellcode der Toolbox wurde auf der GitLab-Plattform als Open Source publiziert. Der Zweck und die Funktionsweise des Codes werden dort ebenso erläutert wie Links zu weiterführenden Informationen, eine Dokumentation des Codes und eine Anleitung für das Deployment.
Es wurde zudem ein Tutorial für Anwender erstellt und in dem GitLab-Verzeichnis zu Verfügung gestellt. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, den Code zu forken, um auf Basis des aktuellen Stands eigene Entwicklungen vorzunehmen. Weiterhin wurden nun auch die beiden veröffentlichten Paper und die Präsentationen auf der GitLap-Plattform hinterlegt. Nach Freigabe des Abschlussberichts werden wir auch diesen auf der GitLab-Plattform entsprechend verlinken.

Der Quellcode der Toolbox wurde auf der GitLab-Plattform als Open Source veröffentlicht und als Simulationsmodell auf der Open-Energy-Plattform eingetragen:

Quellcode, Dokumentation, Tutorial und zusätzliche Quellen: `https://gitlab.com/remark1/remark-toolbox`

Zudem wurde die Toolbox als Simulationsmodell auf der Open-Energy-Plattform eingetragen, um sie in der Community besser auffindbar zu machen `https://openenergyplatform.org/factsheets/models/316/`

Literatur

[AFR22] AFRY Management Consulting (AFRY). *Reactive power market design – Market analysis*. Techn. Ber. London: Report to National Grid ESO, 2022 (zitiert auf Seite 28).

[Amp23] Amprion. *Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve*. Techn. Ber. Dortmund, 2023 (zitiert auf Seite 16).

[AP20] K.L. Anaya und M.G. Pollitt. „Reactive power procurement: A review of current trends“. In: *Applied Energy* 270 (2020), S. 114939 (zitiert auf den Seiten 27, 28, 32, 33).

[Blu+21] Gerald Blumberg, Christian Wagner, Wieland Lehnert, Michael Bucksteeg und Marco Greve. *Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung*. Techn. Ber. Bundeswirtschaftsministerium Report. Essen, Dortmund, Berlin: Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“, 2021 (zitiert auf den Seiten 2, 29).

[Brü19] Brückl, O. *Zukünftige „Beschaffung“ von Blindleistung, Vortrag für SDL-Symposium der dena*. 2019 (zitiert auf Seite 29).

[Bun18] Bundesnetzagentur (BNetzA). *Diskussionspapier - Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb*. 2018 (zitiert auf Seite 29).

[Bun23a] Bundesnetzagentur (BNetzA). *Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“) gem. § 12h Abs.1 S. 1 Nr. 1, Abs. 5 EnWG*. Techn. Ber. Draft concept for technical specifications and market-based procurement design. Bonn: Bundesnetzagentur, 2023 (zitiert auf den Seiten 2, 15).

[Bun23b] Bundesnetzagentur (BNetzA). *Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“) gem. § 12h Abs.1 S. 1 Nr. 1, Abs. 5 EnWG*. Techn. Ber. Bonn, 2023 (zitiert auf Seite 30).

[Bun24] Bundesnetzagentur (BNetzA). *Beschaffungskonzept für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“)gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1, Abs. 5 EnWG*. 2024 (zitiert auf Seite 29).

[Deu14] Deutsche Energie-Agentur (dena). *dena Ancillary Services Study 2030. Summary of the key results of the study "Security and reliability of a power supply with a high percentage of renewable energy"*. Techn. Ber. Berlin, 2014 (zitiert auf Seite 16).

[Deu17] Deutsche Energie-Agentur (dena). *Branchenmeinungsbild - Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung. Ergebnisse des Stakeholderprozesses der dena-Plattform Systemdienstleistungen*. 2017 (zitiert auf Seite 29).

[Deu23] Deutscher Wetterdienst (DWD). *Climate Data Center: Hourly Wind Data (Historical)*. `https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/wind/historical/`. Accessed: 2024-12-18. 2023 (zitiert auf Seite 49).

[Eli18] Elia. *Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control*. Techn. Ber. 2018 (zitiert auf Seite 28).

[ENT17] ENTSO-E. *Survey on the Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2016*. Techn. Ber. Brussels, 2017 (zitiert auf den Seiten 27, 28).

[ENT22] ENTSO-E. *Survey on Ancillary Services Procurement Balancing Market Design 2021*. Techn. Ber. Brussels, 2022 (zitiert auf den Seiten 27, 28).

[Eur24] European Commission, Joint Research Centre. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. `https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/`. Accessed: 2024-12-18. 2024 (zitiert auf Seite 49).

[Gri18] National Grid. *Product Roadmap for Reactive Power*. 2018 (zitiert auf Seite 28).

[HMG12] Thomas Huld, Richard Müller und Attilio Gambardella. „A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa". In: *Solar energy* 86.6 (2012), S. 1803–1815 (zitiert auf Seite 49).

[Hol+25] S. Holly, A. Pechan, E. Schulte, M. Palovic und M. Buchmann. „A Comprehensive Toolbox for Evaluating Reactive Power Market Designs". In: *2025 IEEE Kiel PowerTech*. im Druck. IEEE, 2025 (zitiert auf den Seiten 44, 63).

[IF16] OTH INA und FENES. *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. Techn. Ber. Regensburg, 2016 (zitiert auf Seite 17).

[Lec+23] Michael Lechl, Tim Fürmann, Hermann de Meer und Anke Weidlich. „A review of models for energy system flexibility requirements and potentials using the new FLEXBLOX taxonomy". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 184 (2023), S. 113570 (zitiert auf Seite 53).

[Mak+11] Ali Maknouninejad, Nasser Kutkut, Issa Batarseh und Zhihua Qu. „Analysis and control of PV inverters operating in VAR mode at night". In: *ISGT 2011*. IEEE. 2011, S. 1–5 (zitiert auf Seite 55).

[Mei+20] Steffen Meinecke, Džanan Sarajlić, Simon Ruben Drauz et al. „Simbench—a benchmark dataset of electric power systems to compare innovative solutions based on power flow analysis". In: *Energies* 13.12 (2020), S. 3290 (zitiert auf den Seiten 49, 51).

[Mut61] John F. Muth. „Rational Expectations and the Theory of Price Movements". In: *Econometrica* 29 (1961), S. 315–335 (zitiert auf Seite 41).

[Pal16] Palenberg, A. *Studie zur Berechnung von Verlusten durch Blindarbeit*. 2016 (zitiert auf Seite 17).

[PB23] Anna Pechan und Marius Buchmann. *Market design for the procurement of reactive power: The current state in Germany*. Techn. Ber. Bremen Energy Working Papers, 2023 (zitiert auf Seite 27).

[Sch+20] Ingmar Schlecht, Christian Wagner, Wolfgang Lehnert et al. *Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)*. Techn. Ber. Bundeswirtschaftsministerium Report. Essen, Dortmund, Berlin: Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“, 2020 (zitiert auf den Seiten 2, 6, 15, 19, 30, 32).

[Sch+24] Rico Schrage, Jens Sager, Jan Philipp Hörding und Stefanie Holly. „mango: A modular python-based agent simulation framework“. In: *SoftwareX* 27 (2024), S. 101791 (zitiert auf Seite 48).

[Ste+19] Cornelius Steinbrink, Marita Blank-Babazadeh, André El-Ama et al. „Cpes testing with mosaik: Co-simulation planning, execution and analysis“. In: *Applied Sciences* 9.5 (2019), S. 923 (zitiert auf Seite 48).

[Ste86] John D. Sterman. „Modeling the formation of expectations: The history of energy demand forecasts“. In: *International Journal of Forecasting* 4.2 (1986), S. 243–259 (zitiert auf Seite 40).

[SW07] Derk J. Swider und Christoph Weber. „Bidding under price uncertainty in multi-unit pay-as-bid procurement auctions for power systems reserve“. In: *European Journal of Operational Research* 181 (2007), S. 1297–1308 (zitiert auf Seite 37).

[Swi05] Derk J. Swider. „Sequential bidding in day-ahead auctions for spot energy and power systems reserve“. In: *Proceedings of the 7th IAEE European Energy Conference*. Bergen, 2005 (zitiert auf Seite 37).

[Swi07] Derk J. Swider. „Simultaneous bidding in day-ahead auctions for spot energy and power systems reserve“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 29.6 (2007), S. 470–479 (zitiert auf Seite 37).

[Ten19] TenneT. *Product information on reactive power*. 2019 (zitiert auf Seite 28).

[TH22] Kushan Tharuka Lulbadda und Udayanga Hemapala. „Use of solar PV inverters during night-time for voltage regulation and stability of the utility grid“. In: *Clean Energy* 6.4 (2022), S. 646–658 (zitiert auf Seite 55).

[Thu+18] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer et al. „pandapower — An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.6 (Nov. 2018), S. 6510–6521 (zitiert auf Seite 51).

[Tie+25] Paul Hendrik Tiemann, Marvin Nebel-Wenner, Stefanie Holly, Emilie Frost und Astrid Nieße. „Amplify: Multi-purpose flexibility model to pool battery energy storage systems“. In: *Applied Energy* 381 (2025), S. 125063 (zitiert auf den Seiten 53, 54).

[Tro+21] M. Troncia, J.P. Chaves Ávila, F. Pilo und T. Gómez San Román. „Remuneration mechanisms for investment in reactive power flexibility“. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 27 (2021), S. 100507 (zitiert auf Seite 33).

Abbildungsverzeichnis

1.1 Komponenten und Workflow der REMARK-Toolbox 5

2.1 Darstellung des Zusammenhangs zwischen Blind-, Wirk- und Scheinleistung 17

3.1 Übersicht über Persona Sophie 23
3.2 Konfiguration des Marktes auf Basis der Spezifikation im User Interface. 35
3.3 Durch die Auktions-, Spiel- und Entscheidungstheorie beschriebene Gebotsstrategien 37
3.4 Variablen, die bei der Gebotsbestimmung eine Auswirkung auf die Optimierungsfunktion haben 43

4.1 Toolbox-Übersicht 47
4.2 System-Design: Komponenten und Schnittstellen 50
4.3 Sequenzdiagramm der Toolbox im Fall sequentieller Märkte 52
4.4 Aktivitätsdiagramm des Toolbox Workflows 52
4.5 Zusammenhang zwischen der Prognose der Wirkleistungserzeugung einer erneuerbaren Energiequelle, technischen Einschränkungen und den verfügbaren Wirk- und Blindleistungsmengen L_P und L_Q 53

5.1 Ansicht für allgemeine Einstellungen eines Szenarios 58
5.2 Ansicht zur Marktkonfiguration 59
5.3 Ausgabe der mosaik-Logs während der laufenden Simulation 60
5.4 Die *Markets-over-Time*-Ansicht für die Gesamtsicht auf die Märkte. . . . 60
5.5 Die *Traders-over-Time*-Ansicht für den Blick auf einen einzelnen Händler. 61
5.6 Darstellung der Marktanteile aller Händler zur Berechnung des *Herfindal-Hirschman-Index* 62
5.7 Darstellung der größten 5 Marktteilnehmer zur Berechnung von CR_5 . 63
5.8 Einnahmen der Akteure und Gesamtkosten einschließlich VINK in jeder Einstellung 66
5.9 Durchschnittliche Preise bzw. Kosten für Blindleistung in jeder Einstellung 67
5.10 Marktanteile der Agenten (farbige Balken) in allen Einstellungen des "many small"-Szenarios (links) und des "many large"-Szenarios (rechts); der obere Balken in weiß ist der Marktanteil der VINK 68
5.11 Leitungsauslastung 69

Tabellenverzeichnis

3.1 Übersicht internationale Beschaffungsregeln Blindleistung 20
3.2 Übersicht internationale Beschaffungsregeln Schwarzstartfähigkeit . . 21
3.3 Ökonomische KPI für die Bewertung der Toolbox-Funktionalitäten . . . 26
3.4 Übersicht über Beschaffungsregelungen, Vergütung und Abrechnungsregeln in ausgewählten europäischen Ländern 28
3.5 Zusammenfassung der Marktregeln für die kurzfristige Beschaffung . . 32
3.6 Auswahl der Marktregeln für die kurzfristige Beschaffung von Blindleistung in der REMARK-Toolbox 34
3.7 Überblick über modellierte Kombinationen von Marktdesigns und möglichen Gebotsstrategien 43
3.8 Bewertung der Toolbox-Funktionalitäten anhand definierter KPIs . . . 45

4.1 Konfigurationen für agentengesteuerte Anlagen, einschließlich erneuerbarer Energiequellen (EE) und Batteriespeicher 49
4.2 Beispiel zur sensitivitätsbasierten Markträumung 56

5.1 Technologische Konfiguration und Anzahl der Agenten in den beiden Szenarien “many small” und “many large” 64
5.2 Beschreibung verschiedener Durchläufe 65

6.1 Übersicht umgesetzte und geplante Veröffentlichungen 74