



FAKULTÄT II - INFORMATIK, WIRTSCHAFTS- UND RECHTSWISSENSCHAFTEN

Dynamische Energiedienstleistungen für Virtuelle Kraftwerke

Von der Fakultät für Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften
der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
zur Erlangung des Grades und Titels eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

angenommene Dissertation

von Herrn Tim Dethlefs

geboren am 19. August 1988 in Kaltenkirchen

Gutachter:

Prof. Dr. rer.-nat. Michael Sonnenschein

Weiterer Gutachter:

Prof. Dr. rer.-nat. Wolfgang Renz

Tag der Disputation: 03. Dezember 2020

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen danken, die mir mit ihrer Zeit und ihrem Einsatz bei der Dissertation über viele Jahre zur Seite standen. Allen voran danke ich meinem Erstgutachter Prof. Dr. Michael Sonnenschein der mir die Chance gab als wissenschaftlicher Mitarbeiter der HAW Hamburg an der Universität Oldenburg zu promovieren. Ich danke darüber hinaus meinem Zweitgutachter und Arbeitsgruppenleiter Prof. Dr. Wolfgang Renz für die jahrelange intensive Zusammenarbeit und den Impuls diese Promotion anzugehen. Prof. Dr. Astrid Nieße als Vorsitzende meiner Prüfungskommission, sowie Dr. Jörg Bremer als Prüfungskommissionsmitglied danke für ihren Einsatz und für die vielen spannenden Begegnungen in meiner wissenschaftlichen Laufbahn.

Ganz besonders möchte ich meinen Freunden und Kollegen Dr. Tim Plath und Dr. Thomas Preisler danke sagen, für die fortwährende fachliche und emotionale Unterstützung in jedweder Lebenslage über viele, viele Jahre hinweg. Andrea Schröder von der FGH Mannheim e.V. danke ich für die Freiräume in unseren gemeinsamen Forschungsprojekten und die gute Zusammenarbeit. Dem Baseballteam HSV Hanseatics danke ich, dass sie mir das Vertrauen schenkten, sie auch in einer solch intensiven Zeit coachen zu dürfen.

Dank gebührt auch meinen Eltern Peter und Sylke Dethlefs und meinem Bruder Sven und Meike für die Geduld und Unterstützung und auch meinen Schwiegereltern Heinz-Theo und Elisabeth Gärtner für die Ruhe nach Weihnachten, die mir viele Fortschritte ermöglichte.

Meiner Frau Anne danke ich für ihren Beistand und ihre Zuversicht in all den Jahren. Sie ging jeden Schritt dieses Vorhabens mit mir, egal ob leicht oder schwer.

Tim Dethlefs

Hamburg, den 5. Januar 2021

Zusammenfassung

Durch den flächendeckenden Einsatz von erneuerbaren Energieressourcen und neuen Mobilitätskonzepten befindet sich das elektrische Energiesystem in Deutschland in einem tiefgreifenden Wandel. Die daraus resultierende Dynamik der Einspeisung und Entnahme von elektrischer Energie bei gleichzeitig zunehmender Liberalisierung des Energiemarktes führt zu neuen Herausforderungen im Stromnetzbetrieb und der Energiewirtschaft.

Ein Ansatz zur Integration dieser Ressourcen ist die Bündelung zu Virtuellen Kraftwerken, wobei die Aggregation von vielen kleinen, fluktuierenden Ressourcen dedizierte Risiken beinhaltet. Um ein zukünftig effizientes Umfeld für Virtuelle Kraftwerke zu schaffen wurde im Rahmen dieser Arbeit ein System entwickelt, das (a) ohne übermäßige Reserven auskommt und den spezifischen Fähigkeiten und Nebenbedingungen der Anlagen Rechnung trägt, (b) die Berücksichtigung der physikalischen Grenzen des Stromnetzes ermöglicht und (c) einen marktnahen Ansatz zum Austausch und Handel bietet.

Zur Lösung dieses Spannungsfeldes wurden im Rahmen dieser Arbeit dynamische Energiedienstleistungen auf Basis der Anforderungen von Aggregatoren und Energieressourcen entwickelt. Diese erlauben eine flexible Einbindung von Energieressourcen in die virtuellen Kraftwerke von Aggregatoren. Dazu wurde für die ökonomische Einbindung ein komplementärer Energiemarkt für dynamische Energiedienstleistungen entwickelt. Durch das Konzept können Aggregatoren Energieressourcen ortsscharf einsetzen und die Leistungs- und Energieparameter dynamisch steuern. Zur Validierung des Marktdesigns für dynamische Energiedienstleistungen wurde eine spieltheoretische Simulation entwickelt, die zeigt, dass der Energiemarkt im Fall der Marktdeckung preisstabil ist und auch lokale Marktzerrfälle den Markt nicht per se disfunktional werden lassen.

Der Ansatz erlaubt die Schließung der konzeptionellen Lücke zwischen Netzdienstleistungen und existierenden Energiemärkten. Durch Nutzung der existierenden und zukünftigen IKT-Kapazitäten werden virtuelle Kraftwerke so zu dynamischen, skalierbaren und marktnahen Treibern der Energie- und Mobilitätswende.

Abstract

Due to the energy transition and the general shift towards a smarter demand-side, e.g. with new, electrical mobility concepts, new challenges in the electrical power system arise.

One approach to solve these challenges is bundling the resources in Virtual Power Plants. While this particular approach makes the complexity of control transparent, it comes with operational risks, due to the nature of the heterogeneous, distributed and fluctuating resources. Thus, an efficient operational environment for these resources must be a) stable without excessive use of reserves and covering the technical and economical constraints of the resource, b) respecting the physical constraints of the grid, and c) offering a market for exchange and trading of the capabilities.

This thesis proposes Energy Services as a solution for the integration of small-scale, heterogeneous resources in Virtual Power Plants. The concept allows the efficient and dynamic exchange of capabilities of energy resources with the virtual power plant. Additionally, a complementary energy market for the economical integration of energy services facilitates the efficient, location-based dispatch of resources with regard to the power- and energy-related capabilities. For the demonstration and validation of this concept and market, a game-theoretic simulation is used.

Energy Services and the corresponding market can close the conceptual gap between existing energy markets and ancillary services. By using existing and future ICT-capabilities of the distributed energy resources, energy services will support the virtual power plant concept through the dynamic and efficient integration of resources.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Problemstellung	3
1.2	Forschungsfragen und Zielsetzung der Arbeit	7
1.3	Lösungsansatz: Elektrische Energie als Dienstleistung	8
1.4	Beiträge der Arbeit	12
1.5	Aufbau der Arbeit	14
2	Problemstellung der Aggregation im Energiemarkt	15
2.1	Virtuelle Kraftwerke und Aggregation	16
2.1.1	Virtuelle Kraftwerke	16
2.1.2	Der Begriff des Aggregators	19
2.1.3	Einordnung im ENTSO-E Kontext	20
2.1.4	Portfoliomanagement und Einsatzplanung des Aggregators	23
2.2	Das Dilemma des Aggregators	28
2.2.1	Betrachtung des Mengenrisikos unabhängiger Aggregatoren	30
2.2.2	Gesetzmäßigkeiten eines gemeinsamen Kapazitäts-Pools	32
2.3	Überblick über den Energiehandel in Deutschland	36
2.3.1	Das Regel- und Ausgleichsenergiesystem	38
2.3.2	Das Bilanzkreissystem	42
2.3.3	Bilateraler und organisierter Energiehandel	43
2.4	Herausforderungen der Aggregation	50
3	Analyse und Anforderungen an Energiedienstleistungen	51
3.1	Vorstellung der Interoperabilitätsanalyse mit SGAM	51
3.2	Analyse des Ansatzes mit SGAM	55
3.2.1	Analyse der Use Cases und Anforderungen	55
3.2.2	Component Layer	61

3.2.3	Business Layer	63
3.2.4	Function Layer	66
3.2.5	Information Layer	69
3.3	Vergleich zu alternativen Ansätzen	71
3.3.1	Überblick über verschiedene Marktansätze in der Forschung	71
3.3.2	Grundlagen zur Bewertung der Ansätze	73
4	Beschreibung der Energiedienstleistungen	77
4.1	Allgemeine Definition	78
4.1.1	Allgemeine Eigenschaften	79
4.1.2	Eigenschaften der Aggregation	82
4.2	Steuerungseigenschaften	83
4.2.1	Parameter der Leistung	83
4.2.2	Vorhersagebasierte Energiedienstleistungen	89
4.2.3	Parameter der Zeit	94
4.2.4	Parameter der Energie	96
4.3	Technische und nominale Eigenschaften	102
4.3.1	Frequenzhaltefähigkeit	102
4.3.2	Spannungshaltung und Blindleistungskompensation	103
4.3.3	Eigenschaften des Ortes	103
4.3.4	Nominale Eigenschaften	105
5	Der Markt für Energiedienstleistungen	109
5.1	Modell des Dienstleistungsmarktes	110
5.1.1	Verkäufermodell	112
5.1.2	Käufermodell	114
5.2	Marktorganisation	117
5.2.1	Angebotsformat und Orderbücher	118
5.2.2	Angebotsphasen des Dienstleistungsmarktes	122
5.2.3	Segmentierung der Angebotsseite	125
5.2.4	Das Einsatzplanungsproblem im Dienstleistungsmarkt	130
5.3	Die Preisbildung von Energiedienstleistungen	136
5.3.1	Gesamtkosten und Grenzkosten	136
5.3.2	Preismodelle im Dienstleistungsmarkt	141

5.4	Ein Preisindex für Energiedienstleistungen	147
5.4.1	Definition des Indexpreises für Energiedienstleistungen	148
5.4.2	Index-basierte Marktkopplung zum Spotmarkt	153
5.5	Vergleich mit anderen Forschungsansätzen	156
6	Anwendungen	159
6.1	Spieltheoretische Betrachtung des Marktverhaltens	159
6.1.1	Beschreibung des Spiels	161
6.1.2	Allgemeines Marktverhalten	168
6.1.3	Stabilität des Marktes und Phasenübergänge	174
6.1.4	Untersuchung lokaler Dienstleistungsmärkte und der Markt- macht	177
6.1.5	Zwischenfazit der spieltheoretischen Simulation von Dienst- leistungsmärkten	185
6.2	Netzdienlichkeit gekoppelter Solar- und Batteriesysteme	187
6.2.1	Ökonomische Perspektive	191
6.2.2	Lösungsstrategie	192
6.2.3	Risikobetrachtung und untere Preisgrenze	194
6.3	Das Open System for Energy Services Projekt als Fallstudie	199
6.3.1	Beschreibung der Komponenten	199
6.3.2	Validierung des OS4ES-Konzeptes	200
7	Zusammenfassung und Ausblick	203
7.1	Zusammenfassung	204
7.2	Ergebnisse der Arbeit	207
7.3	Ausblick	209
	Literatur	211
	Abbildungsverzeichnis	227
	Tabellenverzeichnis	231

1 | Einleitung

Products have been divided into [...] services and commodities.

Nassau William Sr.

A lecture on the production of wealth

1847

Die elektrische Energie hat sich in den letzten Dekaden als wichtigste Energieform zu einer der Säulen der weltweiten sozio-ökonomischen Ordnung entwickelt. Obwohl sie von allen bekannten Energieträgern die komplexesten Prozesse zur Erzeugung, Verbrauch und zum Betrieb der Netze benötigte, erwies sie sich durch ihre gute Transformierbarkeit und Übertragbarkeit über weite Strecken als idealer Vermittler, um so das weltweite Energiesystem zu revolutionieren.

Die elektrische Energie ermöglichte die massenhaften Verfügbarkeit von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und somit der neuen Ökonomie des Internets. Sie ist Treiber der vierten industriellen Revolution und neuer Formen der Mobilität. Die starke Abhängigkeit moderner Gesellschaften von der elektrischen Energieversorgung führte zu komplexen technischen, wie auch ökonomischen Mechanismen und Wechselwirkungen, die vor dem Hintergrund hoher Anforderungen an die Versorgungssicherheit stehen.

Doch die elektrische Energieversorgung befindet sich in einem grundlegenden Wandel. Der Klimawandel und die natürliche Limitierung der bislang genutzten Ressourcen führten zu einer langsamen Neubewertung der Erzeugung und vielerorts zu einem Paradigmenwechsel hin zu erneuerbaren Energien. Dies resultierte in rasanten technologischen Fortschritten in diesem Bereich. Gleichzeitig ermöglichten die digitale Revolution und die Verbreitung von IKT-Technologie neue Optionen in der Steuerung und Überwachung von Systemen. Über ein Jahrhundert lang führte die Entwicklung - getrieben von ökonomischer Optimierung - zu einem zentralisierten Elektrizitätsnetz mit wenigen, großen Kraftwerken. Das Aufkommen und die

Subventionierung der neuen Technologien hat jedoch dazu geführt, dass nunmehr kleinere, dezentrale Erzeuger konkurrenzfähig wurden. Mit dieser neuen Anlagenklasse entstehen neue operative Herausforderungen, da diese zwar klein, flexibel, und in großer Stückzahl einsetzbar sind, aber in ihrer Bauweise und Art heterogen und auch zumeist an Umweltbedingungen (Wind, solare Einstrahlung) gekoppelt sind. Gleichzeitig wurde die Verbraucherseite durch IKT und Steuerungstechnologie dynamischer in ihrem Energieverbrauch, was zu neuen Einsatzszenarien für kleine Erzeugeranlagen führt. So ist zum Beispiel die Eigenbedarfsoptimierung von Verbrauchern (in der Regel Haushalten) durch Kopplung mit einer Batterie möglich geworden, oder die Umwandlung und Speicherung von energetischem Potential durch Technologien wie Power-to-Heat, Power-to-Gas etc.

Die daraus resultierende Fluktuation von Erzeugung und Verbrauch führt zu erheblichen Planungsunsicherheiten im Betrieb des Stromnetzes, die aktuell in zahlreichen Projekten in Wissenschaft und Forschung adressiert werden. Einer der Schlüsselpunkte der Forschung zu fluktuierenden, erneuerbaren Energien ist die Kozeptionierung des *Virtuellen Kraftwerks* (Virtual Power Plant - VPP) und die damit verbundene Einführung der Rolle des *Aggregators* [Dv03]. Aggregatoren fungieren als Mittler zwischen den kleineren, verteilten Energieressourcen und den übergeordneten Marktakteuren. Dabei fungieren sie als Experten für die zugeordneten Energiesysteme und versuchen mithilfe von Märkten, bilateralen Handel und geschickten Einsatzplanungen Produkte für Energiemärkte und andere Akteure bereitzustellen. VPPs dienen dabei als Metapher, um die Komplexität des aggregierten Portfolios für die Kunden des Aggregators transparent zu machen. Für diesen erscheint ein Virtuelles Kraftwerk im Idealfall genauso, wie ein konventionelles Kraftwerk, dem eine vergleichsweise einfache Steuerungslogik zugrunde liegt.

Die Prozesse und Interaktionen zwischen dem Aggregator und den verteilten Anlagen sind nach wie vor Bestandteil der aktuellen Forschung und Entwicklung. Insbesondere die Schaffung von Paradigmen und Prozessen zur Hebung von flexiblen und dynamischen Potentialen, sowie deren ökonomisch und technisch sinnvolle Einbettung in des Gesamtsystem ist eine der großen Herausforderungen des zukünftigen elektrischen Energiesystems.

1.1 Problemstellung

Das erfolgreiche Agieren des Aggregators in technischer wie auch ökonomischer Hinsicht hängt im wesentlichen von einem effizienten Prozess- und Risikomanagement ab. Derzeitiger Stand der Technik sind Aggregatoren mit *statischen Portfolios*, d.h. verteilte Anlagen sind langfristig an den Aggregator gebunden. Dieser fungiert als Experte für die Systeme und versucht sie operativ so einzusetzen, dass sie seinem Geschäftszweck nutzen. Über die effiziente Einsatzplanung der angebotenen Ressourcen für verschiedene Einsatzszenarien wurden in der Vergangenheit hinreichend Grundlagenarbeiten in der Forschung verfasst und teilweise praktisch umgesetzt (z.B. [Nie15; Trö10; Bos15]). Die Aspekte des dynamischen, untertägigen Portfoliomanagements und des Risikomanagements sind dabei derzeit weniger Gegenstand der Forschung, obwohl Abweichungen, die durch Regelenergie kompensiert werden müssen, inzwischen ein erhebliches finanzielles Risiko darstellen [DB18].

Der Aggregator als Rolle muss dazu in der Lage sein, das Gesamtportfolio je nach Situation in hoher Geschwindigkeit, präzise, und effizient der erwarteten Änderungsdynamik anzupassen. Dazu benötigt er neben der Optimierung seines eigenen Portfolios weitere Maßnahmen, die es ihm erlauben, über die reine Reservebeschaffung, d.h. das Vorhalten von zusätzlichen Ressourcen um Fehlerfälle zu kompensieren, hinaus zu agieren. Die Anwendung eines dedizierten Risikomanagements für sein Portfolio, z.B. über zusätzliche finanzielle Instrumente, ist für die von ihm angebotenen Produkte notwendig [Kon17; ES18]. Die derzeitigen Energiemärkte sind jedoch überwiegend für die statische Beschaffung in festen Taktungen und Handelsvolumina ausgerichtet, während bilaterale Handelsabkommen mit hohen Transaktionskosten verbunden sind [Sch+88]. Diese Transaktionskosten beschreiben die Kosten, die der Aggregator und der Anlagenbetreiber aufbringen müssen, um eine Vereinbarung mit einem geeigneten Handelspartner zu schließen. Dies enthält die Kosten für die Suche, die Vertragsanbahnung, die Verhandlung der Modalitäten etc. Es ist offensichtlich, dass ein solches Verfahren ohne normierte, oder zumindest grundlegende Vereinbarungen zeitintensiv, sowie langwierig und somit auch kostenintensiv ist. Handelspartner neigen dementsprechend dazu, diese Arten von Vereinbarungen langfristig anzulegen, um Kosten für die Etablierung neuer Geschäftskontakte zu sparen [Sch+88]. Dadurch wird aber wiederum die Portfolio-Struktur beim Aggregator statischer.

Für den Aggregator ist das Risikomanagement durch die kurzfristige Beschaffung von Ressourcen, etwa im Fehler- oder Abweichungsfall, oder das Vorhalten von Reserven, ein erheblicher Kostentreiber im Portfolio. Aus der gesamtwirtschaftlichen Perspektive kann ein statisches Risikomanagement und die operative Bindung von Anlagen nicht gewünscht sein, da es zu erheblichen wirtschaftlichen und operativen Suboptima führt (stark divergierende Regelleistungs- und Spotmarktpreise) [Sto02]. Der Aggregator bindet durch dieses Verhalten einen erheblichen Teil seines operativen Geschäfts in Reserven, wenn diese langfristig Bestandteil seines Portfolios sind. Dieser Zusammenhang wird im 2. Kapitel näher beschrieben.

Die existierenden Ansätze und Energiemärkte adressieren diese Probleme nur unzureichend. So sind die Spotmärkte zwar in ihrem untertägigen Handel bereits auf eine 5-minütige Lieferfrist umgestellt, bilden diese jedoch höchstens Regelzonen-scharf ab, d.h. ein regionales Energiemanagement wird durch diese Märkte derzeit nicht ermöglicht. Da das Einspeisemanagement aufgrund von lokalen Netzengpässen aktuell Milliarden Euro kostet¹, ist dies als unzureichend zu bewerten. Auch sind die Angebotsmodelle statisch (reiner Energiepreis) und erlauben somit nicht die dynamische Integration neuer Marktmodelle, wie z.B. der sogenannten Flexibilität. Für den übergeordneten Strom-Großhandel sind diese Modelle jedoch hinreichend. Um einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien, sowie der zu integrierenden Speichertechnologien muss aber auch eine Marktöffnung von den Aggregatoren zu den Verbrauchern und Erzeugern stattfinden. Die existierenden Plattformen zum Handel von Energie müssen dementsprechend ergänzt werden.

Auf der anderen Seite steht eine zunehmende Anzahl von heterogenen, volatilen und hochgradig verteilten Anlagen. Sie können flexibel Erzeuger- und Verbraucherrollen einnehmen und sind in der Regel steuerbar. Im Folgenden werden diese Anlagen entsprechend der Norm IEC 61850-7-420:2009 als *Distributed Energy Resource System*, oder *DER System* bezeichnet. Aus Sicht der Anlagenbetreiber eines DER Systems ist die derzeitige operative Einbindung ihrer Ressource in ein statisches Portfolio problematisch, da diese darauf vertrauen müssen, dass der verantwortliche Aggregator ein Gleichgewicht zwischen der optimalen Auslastung der Ressource und seinem Geschäftsinteressen herstellt. Gleichzeitig ist der wirtschaftliche Erfolg direkt an das betriebswirtschaftliche Geschick des Aggregators gekoppelt. Dieser

¹Im Jahr 2017 beliefen sich die Kosten für Netzeingriffe auf 3,40 €/MWh [Vah+17]

Zusammenhang wird durch die sinkende EEG-Förderung sogar noch verschärft, da Seitenzahlungen, die den Betrieb einer Anlage unter Umständen erst lukrativ machen, sukzessive wegfallen. Damit entfallen auch wesentliche Investitionsanreize für den Anlagenbetreiber seine Anlage zu modernisieren und neue Funktionen hinzuzufügen, da die wirtschaftlichen Interessen des Aggregators dominieren. Die Präqualifikation für andere Geschäftsfelder durch technische Weiterentwicklung und andere Investitionen ist für den Anlagenbetreiber daher von vornherein unattraktiv, wenn diese nicht im unmittelbaren Geschäftsfeld des Aggregators liegen. Somit entgehen dem Betreiber Erlöse, ohne dass er die Möglichkeit hat, seine Kapazitäten gleichzeitig anderen Aggregatoren anzubieten, da es keine Prozesse oder Märkte dafür gibt. Auf der anderen Seite ist es für Betreiber kleinerer DER Systeme unattraktiv und nicht lukrativ in Marktumfeldern mit hohen Transaktionskosten selbstständig aktiv zu agieren. Eine langfristige Bindung an den Aggregator ist im derzeitigen Umfeld ohne tiefgreifende Automatisierung somit zwar eine legitime Strategie, die jedoch nachteilig für den Anlagenbetreiber sein kann.

Aggregator und Anlagenbetreiber benötigen dementsprechend eine Metapher oder ein Modell für eine grundlegende Handelsinteraktion. Diese muss

- a. flexibel genug sein, um eine Vielzahl von verschiedenen Beschaffungs- und Interaktionsszenarien abzubilden und
- b. eindeutig definiert sein, um eine Vergleichbarkeit der Leistungen herstellen zu können und einen Energiemarkt basierend auf diesen Modellen hochautomatisiert auszulegen.

Derzeitige Energiemärkte sind im Gegensatz dazu überwiegend darauf ausgelegt commoditisierte Produkte zu vermitteln. Diese Produkte sind definierte Energiemengen, eingeteilt in festen Zeitintervallen (üblicherweise 15 Minuten, oder eine Stunde). Diese commoditisierten Produkte werden im 2. Kapitel näher beschrieben.

Folglich unterliegt das elektrische Energiesystem einer zunehmenden Dynamik durch die heterogenen, verteilten, fluktuierenden Energieressourcen. Dies betrifft sowohl die Verbraucher-, als auch die Erzeugerseite. Durch diese steigende Dynamik der volatilen Ressourcen und auch der daraus resultierenden Wechselwirkungen, zum Beispiel durch Netzengpässe, werden zwangsläufig Fehler, Ausfälle und Abweichungen wahrscheinlicher werden. Insbesondere gilt dies, wenn die erneuerbaren

Energien von einem erheblichen Anteil durch volatile Erzeuger (PV, Windkraft) erbracht werden [Fra15] und gleichzeitig die Verbraucherseite preissensitiver und dynamischer wird. Da die Sicherheit der Versorgung oberste Priorität hat, kann gefolgert werden, dass:

Hypothese: Ein Energiesystem, für das der Einsatz von bis zu 80% erneuerbarer Energieträger vorgesehen ist, erfordert Reserven zur Kompensation von Fehlern und Abweichungen.

Weber berechnete beispielsweise für das Jahr 2008 bereits einen Bedarf von 16 TWh Abweichungspotential auf Basis von Ausfallwahrscheinlichkeiten und Prognoseabweichungen [Web10]. Obwohl ein Teil durch den sogenannten untertägigen Energiehandel (Intradayhandel) abgedeckt werden kann [GM15], so führt dies zu weitergehenden Problemen, wie z.B. zu Artefakten an Viertelstundenübergängen, da durch commoditisierte Produkte der Lastverlauf nicht exakt nachgefahren werden kann. Gleichzeitig schließen der Handel wenige Minuten vor dem Erbringungszeitraum (Gate Closure), sodass kurzfristige Abweichung nicht kompensiert werden können. Auch können untertägig die Märkte unter Umständen Angebot und Nachfrage nicht zusammengeführt werden, da sich die Preise von Bereitstellung und Bedarf nicht überdecken, oder der Markt gesättigt, bzw. leer ist [Sto02]. Ein Aggregator muss demnach auch Reserven bereithalten, die kurzfristige Schwankungen in seinem Portfolio oder plötzliche Fehlerfälle ausgleichen können. Die vorgehaltenen Reserven für die Betriebsabsicherung des Aggregators werden wahrscheinlich in Zukunft einen erheblichen Teil seiner Kosten darstellen, da die Netzeingriffe zunehmen und dadurch Abweichungen teuer werden. Dadurch soll angenommen werden, dass:

Hypothese: Das Bereithalten strategischer, sowie operativer Reserven beim Aggregator und beim ÜNB ist wahrscheinlich langfristig nicht wirtschaftlich. Ebenso ist es für Anlagenbetreiber nicht wirtschaftlich, eine Anlage für reine Reservezwecke zur Verfügung zu stellen.

Ein möglicher Lösungsansatz, Energie als Dienstleistung zu interpretieren und einen dementsprechend gestalteten Markt zur ökonomisch sinnvollen Beschaffung zu entwickeln, soll in dieser Arbeit beschrieben werden.

1.2 Forschungsfragen und Zielsetzung der Arbeit

Der Aggregator steht vor dem Dilemma, einerseits wirtschaftlich zu agieren und sich andererseits gegen Preis- und Einsatzrisiken adäquat abzusichern. Dieses *Aggregatorproblem* soll ein Kernpunkt der Untersuchungen dieser Arbeit sein. Ziel ist es, dieses Aggregatorproblem durch *dynamische Energiedienstleistungen* zu adressieren. Dabei müssen die dynamischen Energiedienstleistungen in das existierende Marktumfeld integriert werden. Somit sind insbesondere technische und ökonomische Anforderungen an das Modell zu berücksichtigen.

Neben der Definition der technischen Aspekte von Energiedienstleistungen ist die ökonomische Stabilität des Marktes von Interesse. Dabei müssen insbesondere Grenzfälle des Marktes untersucht werden. Diese Grenzfälle sind insbesondere überdeckte (d.h. Angebot übersteigt Nachfrage) und unterdeckte (d.h. Nachfrage übersteigt Angebot) Marktconstellationen. Auch der Einfluss von speziellen Teilaspekten der Energiedienstleistungen auf das allgemeine Marktverhalten muss untersucht werden.

Aus diesen Überlegungen resultieren drei Forschungsfragen, die im Rahmen dieser Arbeit behandelt werden sollen:

1. **Forschungsfrage:** Welche Anforderungen müssen an die dynamischen Energiedienstleistungen gestellt werden?
2. **Forschungsfrage:** Wie müssen dynamische Energiedienstleistungen und ein dazugehöriger Energiemarkt für dynamische Energiedienstleistungen definiert sein, sodass diese in das existierende technische und ökonomische Umfeld integriert werden können?
3. **Forschungsfrage:** Verhält sich der Energiemarkt für dynamische Energiedienstleistungen in Knappheits- oder Überdeckungssituationen entsprechend allgemeiner Erwartungen an das Marktverhalten und welchen Einfluss haben die Parameter der Energiedienstleistungen?

Der in dieser Arbeit verfolgte Lösungsansatz zielt somit auf eine Marktöffnung zwischen Aggregator und Anlagen, um die Prozesse zur Aggregation dynamischer und adaptiver zu gestalten. Somit wird einerseits dem Aggregator die wirtschaftliche

Allokation von Ressourcen erleichtert und andererseits die Marktbeziehung zwischen Aggregator und DER System geöffnet, um neuen Wettbewerb zu erlauben. Daraus können drei Kernziele der Arbeit abgeleitet werden:

- I. **Entwicklung eines Beschreibungsmodells:** Es werden generische und standardisierte Beschreibungsmodelle für Anlagen und die Fähigkeiten der Anlage benötigt, die ein Aggregator zur Einbindung in sein Portfolio nutzen kann.
- II. **Entwicklung eines Energiemarkts:** Ein zu den Energiedienstleistungen komplementärer Markt soll entwickelt werden, der in das existierende Marktumfeld integrierbar ist.
- III. **Untersuchung des Marktverhaltens:** Mithilfe spieltheoretischer Simulationen soll das Marktverhalten analysiert werden und insbesondere in Hinblick auf die Preisstabilität untersucht werden.

1.3 Lösungsansatz: Elektrische Energie als Dienstleistung

Der in dieser Arbeit zur Lösung der Forschungsfrage verfolgte Ansatz interpretiert das Produkt elektrische Energie als flexible und austauschbare Dienstleistung. In Abbildung 1.1 wird dies auf verschiedenen Spannungsebenen im Netz gezeigt. Anlagen und Endkunden haben verschiedene Fähigkeiten und Kapazitäten, die sie für das Netz erbringen können. Dienstleistungen, basierend auf elektrischer Energie und Leistung, werden bei Bedarf erbracht und für den jeweiligen Anwendungsfall flexibel angepasst. Dabei stehen die allgemeinen Fähigkeiten, das Leistungsvermögen und die Nebenbedingungen (z.B. Umwelteinflüsse) der erbringenden Anlagen im Vordergrund. Dabei ist es unerheblich, ob Anlagen als Quellen oder Senken von Energie fungieren, oder diese Rollen im Verlauf der Dienstleistungserbringung sogar wechseln.

Eine Energiedienstleistung ist demnach ein Produkt, dass auf Anforderung des Dienstleistungsempfängers im gewünschten Umfang erbracht wird. Im heutigen Energienetz sind bereits dienstleistungsorientierte Produkte vorhanden. Die Bereitstellung von Ausgleichsenergie (siehe Abschnitt 2.3.1) ist eine solche Dienstleistung.

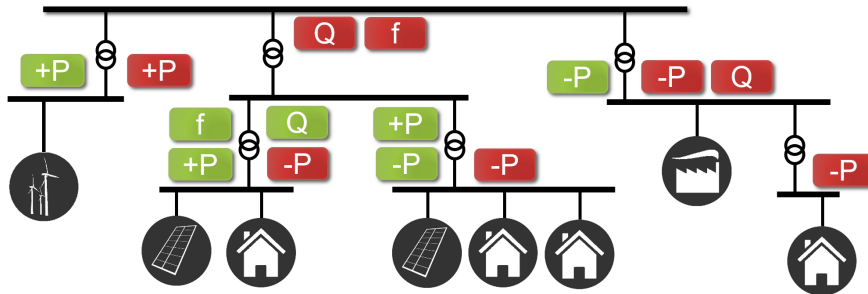


Abbildung 1.1: Elektrische Energie und Leistung als Dienstleistungen auf verschiedenen Spannungsebenen im Netz. Rote Felder bezeichnen unmittelbare Bedarfe zum Netzbetrieb, grüne Felder sind Fähigkeiten der Anlagen. Plus- und Minussymbole zeigen Quellen und Senken, und die Buchstaben bezeichnen Dienstleistungen (P: Wirkleistung, Q: Blindleistung, f: Frequenzhaltung).

Dabei wird zum Handelszeitpunkt eine Rahmenvereinbarung über das einzubringende Energie- und Leistungsniveau geschlossen und der Zeitraum der Leistungserbringung festgelegt. Innerhalb des Zeitraums kann dann durch den Dienstleistungsempfänger die tatsächlich abzurufende Energie, bzw. Leistung nach Bedarf abgerufen werden. Das in dieser Arbeit entwickelte Konzept soll auf diesen grundlegenden Dienstleistungsprodukten aufsetzen und sie erheblich erweitern.

Historisch betrachtet ist die Idee, Energie als Dienstleistung zu interpretieren, durchaus etabliert. In den Anfangszeiten der kommerziellen Verwertung der elektrischer Energie stand die Bereitstellung eines konkreten Nutzwertes im Vordergrund. Firmen verkauften Dienstleistungen auf Basis von elektrischer Energie, wie die *Edison Illuminating Company of New York*. Mit zunehmender Nutzung der elektrischen Energie, insbesondere auch ab Beginn des Atomzeitalters, wurde sie durch eine Vielzahl von Nationen als staatliche oder teil-staatliche Dienstleistung den Bürgern bereitgestellt, vergleichbar mit den Post- und Telekommunikationssystemen [Wol+10]. In Deutschland wurde dieser Bereich öffentlicher Dienstleistungen als *Daseinsvorsorge* bezeichnet, während im anglo-amerikanischen Raum der Begriff *public services* vorwiegend genutzt wurde. Im Interesse der Staaten war es, einen erheblichen Teil des Primärenergieverbrauchs zu reduzieren und auf die leicht in andere Formen umwandelbare, elektrische Energie zu verlagern, um so Gelder für parallele Energietransmissionssysteme zu sparen (z.B. Gas- und Wärmenetz) [Ste22].

Durch die Privatisierung und dem sogenannten *Unbundling*, d.h. der organisatorischen Trennung von Netzbetrieb und Vertrieb, der einstmals überwiegend staatlichen Energieversorgungsunternehmen wandelte sich auch das ökonomische Verständnis von elektrischer Energie. Mit der Schaffung der Energiewirtschaft wurde die sogenannte Commoditisierung (Gut oder Ware, abgeleitet vom engl. Commodity) der elektrischen Energie vorgenommen. Elektrische Energie wurde als ein fungibles Produkt definiert, welches bestimmte Eigenschaften hat (Dauer der Bereitstellung, Energiemenge). Dies führte in der Konsequenz zur Schaffung von Energiebörsen, die in Europa den organisierten Energiehandel dominieren. Insbesondere die Terminmärkte mit rein finanzieller Erfüllung von Future-, sowie Optionsgeschäften auf den Strompreis sind bei Händlern, Nutzern und Spekulanten verbreitet. Ein solches Gut oder Commodity ist dabei ein genau definiertes Handelsobjekt, dass immer gleichartig und unveränderlich ist. Die im Strommarkt vertretenen Commodities haben in der Regel eine fest definierte Erbringungszeit (in der Regel auf Stunden- oder 15-Minuten-Basis) in denen eine gewisse Energie erbracht werden muss. Dabei ist in der Regel nicht definiert, wie das Leistungsprofil aussieht, mit dem diese Energie erbracht wird. Dies kann insbesondere in Hinblick auf Netzengpässe nachteilig sein, sodass die hier vorgeschlagenen Energiedienstleistungen durch die Steuerung der Leistungsprofile und Informationen über den Ort der Erbringung eine deutliche Verbesserung bieten können. Im Gegensatz zu einer Dienstleistung kann ein Commodity zur Laufzeit durch den Käufer nicht mehr dem Bedarf angepasst werden, sondern muss im Zweifelsfall vorher weiterverkauft werden.

Das Verständnis von Strom als Gut hat jedoch auch Nachteile. Die (Kassa-) Energiebörsen mit physischer Erfüllung, die sogenannten *Spotmärkte*, haben im Gegensatz zu den *Terminmärkten* mit rein finanzieller Erfüllung der Verträge immer noch nur geringe Marktanteile [Bun17b]. Darüber hinaus hat die zunehmende Dynamisierung der Erzeuger und Verbraucherseite zur Folge, dass die commoditisierten Energieprodukte einige interessante Potentiale nicht abdecken. Entscheidend ist die Eigenschaft elektrischer Energie, dass der Lieferzeitpunkt eines Stromproduktes auch gleichzeitig sein ultimativer Erbringungszeitpunkt ist, da elektrische Energie keine Materie hat (insbesondere auch im ökonomischen Sinne) und nicht ohne weiteres gelagert (bzw. gespeichert) werden kann. Autoren wie z.B. Kloubert heben hervor, dass sich der Bereich elektrischer Energieversorgung im hohen Maße mit dem Begriff der Dienstleistung assoziiert werden kann [Klo00]. So ist Strom immateriell, nicht-lagerfähig

und kapazitätsbeschränkt. Gleichzeitig fallen Erzeugung und Verbrauch in der Regel zeitlich zusammen. Kloubert argumentiert, dass sich die Energieversorgung aus diversen, zwangsläufig gekoppelten Komponenten und Produkten zusammensetzt (Erzeugung, Transport, Vertrieb etc.), die ein Dienstleistungsumfeld ergeben.

In diesem Sinne interpretieren Braun und Strauss [BS08] den Austausch von Wirkleistung als *Energiedienstleistung*. Austausch bezeichnet hier den ökonomischen und nicht den physikalischen Vorgang, sodass Wirkleistung von einer Quelle zu einer Senke vereinbart erbracht wird. Die Autoren sehen die Erbringung von Wirkleistung als die Kernfunktionalität des Energienetzes, die durch *Netzdienstleistungen* (*Ancillary Services*) unterstützt werden, die Betrieb des Stromnetzes erlauben. Kawada et al. [Kaw+17] oder das von Heussen et al. definierte *Energy Node Modell* [Heu+10] entwickelten diese Idee weiter und beschrieben Dienstleistungsmodelle für Energie im Allgemeinen. Jedoch enthalten diese Ansätze keine Definitionen von Marktplätzen.

Im Rahmen dieser Dissertation und dem *Open System for Energy Services* Projekt wurden Energiedienstleistungen als Leistungs- und Energieaustauschvorgänge definiert, die eine Vereinbarung (Kommunikation) zwischen den beteiligten Akteuren benötigen [DPR15b]. Diese Definition deckt wiederum sowohl die Wirkleistungsbereitstellung ab, als auch Bereiche der Netzdienstleistungen, die mit allgemeiner Leistungsbereitstellung verbunden sind (Frequenzhaltung, Blindleistungskompensation, Spannungshaltung etc.). Darüber hinaus wurden Energiedienstleistungen durch Brunner et al. im OS4ES Projekt semantisch als Fähigkeiten des DER Systems definiert [Bru+15]. Diese können in einer Registry, einer zentralen Datendrehscheibe, dem Aggregator angeboten werden und von diesem, im Sinne einer exklusiven Nutzung, *konsumiert* werden. Ein wichtiger Aspekt ist die Beschränkung auf minimale und nur notwendige Informationen im Datenmodell, die durch die Grundsätze Datenschutz und Datensparsamkeit vorgegeben werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird diese Basisdefinition in den folgenden Kapiteln deutlich erweitert und ein dazugehöriger Energiemarkt definiert und beschrieben.

Durch diesen Ansatz soll eine Marktöffnung hin zu den DER-Systemen stattfinden. Durch die (im Sinne des DER Systems) statische Konfiguration des Portfolios des Aggregators findet die eigentliche Wertschöpfung aktuell zwischen dem Aggregator und den höheren Marktakteuren, wie den bestehenden Energiemärkten, den Netzbetreibern und den Bilanzkreisverantwortlichen statt. Dies wird im linken Teil der Abbildung 1.2 dargestellt. Der Aggregator fungiert hierbei als Mittler zwischen DER

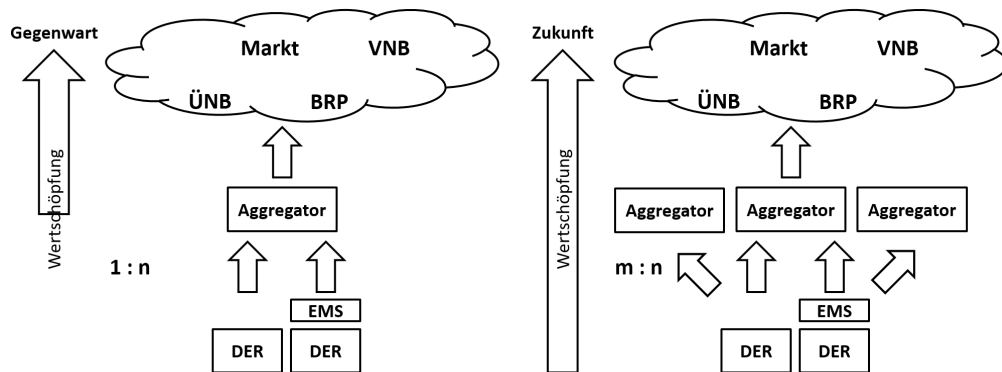


Abbildung 1.2: Marktöffnung für DER Systeme durch eine Flexibilisierung der Angebotsseite: DER Systeme können in Zukunft Dienstleistungen bei Bedarf mehreren Aggregatoren gleichzeitig anbieten.

System und anderen Marktakteuren und Marktplätzen. Wie in der Problemstellung beschrieben, ist der DER System Betreiber somit hochgradig von dem Aggregator abhängig. Dieses 1 : n Verhältnis zwischen Aggregator und DER System soll aufgelöst werden zu einem $m : n$ Verhältnis, bei dem m Aggregatoren mit n DER Systemen dynamisch interagieren (siehe Abbildung 1.2, rechts).

1.4 Beiträge der Arbeit

Diese interdisziplinäre Arbeit liefert Beiträge in den Feldern Energiewirtschaft und Energieinformatik. Beide Forschungs- und Entwicklungsbereiche sind eng miteinander verbunden und sind Schlüsselbereiche für die technische und ökonomische Integration von verteilten Energieressourcen. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Informationsmodell zum effizienten Einsatz von verteilten und heterogenen DER Systemen entwickelt, sowie Möglichkeiten der Marktintegration dieses Modells untersucht. Die Arbeit liefert drei maßgebliche Beiträge zu der Energieinformatik und der Energiewirtschaft:

1. **Energiedienstleistungen als Informationsmodell:** Die Entwicklung eines neuartigen Informationsmodells speziell für die Bereitstellung von Energie und Leistung von heterogenen und verteilten Energieressourcen im Stromnetz unter der besonderen Berücksichtigung von ökonomischen und netzdienlichen Einflussfaktoren.
2. **Energiemarkt für Energiedienstleistungen:** Eine Börse für den Handel mit Energiedienstleistungen. Der Fokus liegt auf der Integration in die existierende Marktlandschaft, sowie der Definition und Beschreibung der spezifischen Handelsanforderungen für Energiedienstleistungen. Dabei werden neuartige Produktkategorien entwickelt (Energiedienstleistungs-Futures und -Options), die den Handel erleichtern und eine tiefgreifende Marktkopplung mit existierenden Märkten erlauben. Die Entwicklung von Preis- und Indexmodellen soll diese Kopplung unterstreichen und den Marktteilnehmern die markttransparente Vergleichbarkeit zu anderen Energiemärkten erlauben.
3. **Spieltheoretische Untersuchung der Preisstabilität:** Die Preisstabilität des Energiedienstleistungsmarktes wird mittels spieltheoretischer Methoden eingehend untersucht und daraus Empfehlungen für den Betrieb dieser Märkte abgeleitet. Insbesondere die Untersuchung des Knappheits- und Überschussverhaltens steht im Fokus der Experimente, um die Auswirkungen auf den Indexpreis des Marktes durch Sättigungstendenzen und mangelnde Marktdeckung zu beschreiben. Dieses Grenzverhalten spielt für den sicheren Betrieb eines Marktes eine herausragende Rolle, da durch das Grenzverhalten Marktteilnehmer und Marktwächter in der Lage sind Marktdefekte zu identifizieren und angemessen zu reagieren.

Im Rahmen dieser Dissertation werden Vorarbeiten [DR13; Det+15a; Det+15b; Det17; Det+17; Bru+15] zu den Energiedienstleistungen systematisiert und den Entwicklungen auf dem Energiemarkt angepasst.

1.5 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist in sieben Kapitel gegliedert. Nach der Einleitung werden im zweiten Kapitel neben einer allgemeinen Problembeschreibung die grundlegenden Begriffe eingeführt und erläutert. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf der Rolle des Aggregators und den Virtuellen Kraftwerken, sowie den ökonomischen und technischen Grundlagen des Stromnetzes. Daraus ergeben sich für den Aggregator von volatilen DER Systemen spezifische Herausforderungen im Risikomanagement und der dynamischen Allokation von Ressourcen, die detailliert erläutert werden.

Aufbauend auf dem Überblick und der Problemstellung folgt im dritten Kapitel die technische Analyse des Problems und die Identifikation der Anforderungen. Dabei wird die *SGAM Methodology* genutzt, um die interoperablen Anforderungen zu identifizieren und zu beschreiben. Die technische Beschreibung des Austauschs elektrischer Energie in Form von Energiedienstleistungen ist Thema des vierten Kapitels. Insbesondere werden die grundlegenden Definitionen zu den Energiedienstleistungen entwickelt. Daraus abgeleitet werden die technischen Parameter und ein Beschreibungsmodell der Energiedienstleistungen.

Das fünfte Kapitel beschreibt die grundlegenden Aspekte eines Marktes für Energiedienstleistungen. Mit der neuartigen Produktstruktur der Energiedienstleistungen geht auch eine Angebotsstruktur einher, die sich insbesondere in der Preisbildung und -findung im Energiemarkt niederschlägt. Ferner soll auf zwei spezifische Aspekte eingegangen werden, die sich aus der Kapazitätsbereitstellung als Energiedienstleistung ergeben: einerseits die Segmentierung von Angeboten und andererseits die spezifischen Problemstellungen von logisch aufeinander aufbauenden Energiedienstleistungen. Dadurch wird ein homogener Energiemarkt für Energiedienstleistungen beschrieben, in dem Betreiber von DER Systemen ihre gesamte Kapazität in verschiedenen Angebotsformaten anbieten.

Im sechsten Kapitel wird das Konzept der Energiedienstleistungen und des Energiemarktes in praktischen Anwendungsszenarien untersucht. Dabei werden Anwendungsszenarien und die praktischen Grenzen des Konzeptes untersucht. Eine spieltheoretische Simulation wurde entwickelt, um die Markteigenschaften zu beschreiben und zu demonstrieren. Darüber hinaus wird ein Anwendungsszenario untersucht und ein Systemprototyp vorgestellt. Die Arbeit endet mit der Zusammenfassung und dem Ausblick auf weitere Entwicklungsmöglichkeiten.

2 | Problemstellung der Aggregation im Energiemarkt

Mit dem Aufkommen der dezentralen und verteilten Energieressourcen im Energienetz fand ein grundlegender Paradigmenwechsel in der Betriebsführung statt. Im klassischen, fossilen Versorgungssystem wurden aus ökonomischen Gründen immer größere Kraftwerke durch staatliche, teil-privatisierte oder auch freie Stromkonzerne gebaut. Diese versorgten die als statisch und nicht-preiselastisch angenommene Verbraucherseite [Sto02]. Im Zuge der Aufweichung des Oligopols des Energiesektors wurden die großen Energiekonzerne im Rahmen des Unbundling in die Bereiche Endkundengeschäft, Netzbetrieb und Kraftwerksbetrieb aufgeteilt und so eine Marktöffnung forciert.¹ Dies stellte das vorläufige Ende einer langen Phase der Konsolidierung des Stromsektors dar.

Aufgrund dieses Unbundling und das Aufkommen von günstigen, effizienten, verteilten Erzeugeranlagen und einer zunehmend preiselastischen Verbraucherseite durch die Energiewende unterliegt die Energiebranche einem massiven Wandel in der Betriebsführung. Die neuen Anforderungen in der Betriebsführung von verteilten Anlagen steigern die Komplexität des Systems, während die gleichzeitig zunehmende Marktdurchdringung eine weitere Dynamik im System manifestiert. Die fluktuierende Verfügbarkeit von volatilen Energieressourcen stellt besondere Herausforderungen an die Deckung der sogenannten Residuallasten neben den Hauptzeiten und Anforderungen an die strukturellen und wirtschaftlichen Reserven der Teilnehmer [KAB13]. Residuallasten bezeichnet Lasten, die nicht von erneuerbaren Energien gedeckt werden können. Diesen Anforderungen kann nur durch die Schaffung neuer Steuerungsebenen wie der Aggregatorrolle und einer zunehmenden Automatisierung hin zu flexibleren Reaktionen auf Systemänderungen begegnet werden.

¹Wie heute bekannt ist, wurde das Oligopol dadurch zunächst verschärft, da die ursprünglich acht großen Stromkonzerne in vier Konzernen (EnBW, e.on, RWE und Vattenfall) aufgingen [Ber13].

Im Folgenden sollen die Akteure und Strukturen des derzeitigen Energiesystems und ihrer zukünftigen Herausforderungen in Deutschland skizziert werden. Speziell die Rolle des Aggregators ist dabei herausgestellt, da dieser im Zuge der Entwicklung zu neuen, volatilen Energieressourcen vor neuartigen Herausforderungen in der Allokation und dem Betrieb von verteilten Energieressourcen steht. Der Aggregator bewegt sich dabei in einem marktnahen Umfeld und muss gleichzeitig die technischen Anforderungen berücksichtigen. Im Zuge dessen soll in diesem Kapitel zuerst das Begriffsumfeld des Aggregators definiert werden. Danach folgt eine Betrachtung der Herausforderungen der Aggregation im Kontext volatiler Ressourcen. Abschließend wird das technische und wirtschaftliche Umfeld des Aggregators beschrieben.

2.1 Virtuelle Kraftwerke und Aggregation

Durch die Vielzahl an neuen Herausforderungen entstand der Bedarf an neuen Betriebskonzepten, die im Rahmen der existierenden Prozesse für Großkraftwerke die Integration der neuen, verteilten Ressourcen ermöglicht. Als besondere Herausforderung erwies sich die Heterogenität der Anlagen. Diese haben eine Vielzahl von verschiedenen Spezifikationen und unterliegen unterschiedlichen (lokalen) Umweltbedingungen, z.B. Sonneneinstrahlung und den vorherrschenden Windbedingungen. Die Integration der Prozess- und Betriebsführung dieser Ressourcen in die klassische Betriebsführung von Großkraftwerken erwies sich als nicht zielführend. Stattdessen wurde das *Virtuelle Kraftwerk* als Betriebskonzept eingeführt. Das VPP wird durch einen *Aggregator* mittels eines *Energy Management Systems (EMS)* gesteuert und koordiniert [Dv03].

2.1.1 Virtuelle Kraftwerke

Ein *Virtuelles Kraftwerk (Virtual Power Plant oder VPP)* ist eine Einheit aus mehreren Erzeuger- und Verbrauchereinheiten. Braun und Strauss definieren dabei das VPP als einen Aggregationsansatz mit direkter Kontrolle der DER Systeme, wobei die direkte Kontrolle dabei die Optimierung der Marktteilnahme der DER Systeme erlaubt [BS08]. Asmus fordert weitergehend, dass ein automatisierter Fernwirkzugriff innerhalb eines einzigen, sicheren Web-angeschlossenem Systems die Steuerung

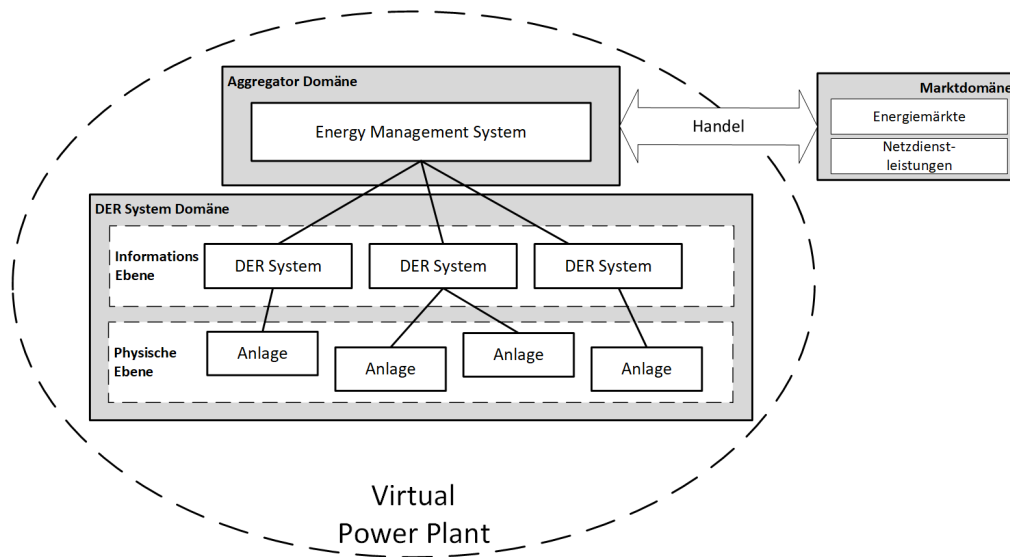


Abbildung 2.1: Darstellung eines Virtuelles Kraftwerks (Virtual Power Plant), welches aus mehreren DER Systemen erzeugt wird. Das Virtuelle Kraftwerk wird durch ein Energy Management System gesteuert, welches auf externe Signale und Anreize reagiert und die DER Systeme steuert.

des VPP charakterisiert. Darüber hinaus sind VPP, im Gegensatz zu Microgrids, nicht geographisch oder durch eine statische Menge an Ressourcen beschränkt [Asm10]. Laut Pudjianto et al. kann eine geographische Einschränkung jedoch Sinn ergeben, wenn dadurch lokale Probleme (innerhalb einer Regelzone oder eines Netzstranges) gelöst werden können [PRS07]. Zusammenfassend liefert Tröschel eine zweckmäßige Begriffsbeschreibung, welche die vorgenannten Aspekte eines Virtual Power Plant unterstreicht und subsumiert:

Ein virtuelles Kraftwerk ist eine informationstechnische Zusammenfassung von dezentralen Energiesystemen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) mit dem Ziel einer direkten Koordination auf der IKT-Ebene. [Trö10]

Das Zusammenspiel der verschiedenen logischen und technischen Komponenten wird in Abbildung 2.1 dargestellt. Dabei steuert ein *Energy Management System* die verschiedenen aggregierten DER Systeme auf Basis von externen Signalen und Anreizen [Dv03].

Je nach Einsatzzweck werden zwei Arten von Virtual Power Plants unterschieden. Soll mittels eines VPPs eine Markteintrittsbarriere überschritten werden und die Anlagen im allgemeinen Energiemarkt angeboten werden, werden diese als *Commercial Virtual Power Plant* (CVPP) bezeichnet. Demgegenüber stehen *Technical Virtual Power Plants* (TVPP), die für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen eingesetzt werden. Die Verbreitung von TVPPs hat in den letzten Jahren mit der Öffnung des Regelleistungsmarktes in Deutschland zugenommen, da die Bundesnetzagentur das sogenannte *Pooling* von Anlagen für die Bereitstellung erlaubt hat. Dies wird in Abschnitt 2.3.1 näher erläutert. De facto unterscheiden sich beide Typen allerdings in der Praxis kaum, da beide Arten in der Regel darauf abzielen, Markteintrittsbarrieren zu überschreiten und eine Komplexitätsreduktion vorzunehmen. CVPP und TVPP unterscheiden sich hauptsächlich in den Präqualifikationsanforderungen und in der Betriebsführung [PRS07]. Während CVPP überwiegend eine bestimmte Energie über eine definierte Zeit für die Märkte bereitstellen, konzentriert sich die Betriebsführung eines TVPP auf die Bereitstellung variabler Leistungseinspeisung oder -entnahme innerhalb eines gewissen Zeitraums. Mittels moderner Paradigmen und Steuersoftware können je nach Anwendungszweck CVPP in TVPP und umgekehrt umgewandelt werden, um verschiedene Märkte und Opportunitäten zu bedienen.

Diese Zielgerichtetheit der Bildung beziehungsweise Generierung von Virtual Power Plants ist der Schlüsselaspekt des Konzeptes. Ein Aggregator als Steuerungsinstanz ist immer wieder in der Lage, aus einem Pool von Anlagen neue VPP zu generieren, die je nach Anforderungslage gebildet und eingesetzt werden können. Dies ist konzeptionell einer der entscheidenden Unterscheidungsmerkmale gegenüber anderen Konzept (z.B. Microgrids). Obwohl es die Komplexität des aggregierten VPPs stark steigert, sind laut Asmus auch VPPs denkbar, die nur Minuten oder auch Sekunden aggregiert werden [Asm10]. Der Vorgang der Bildung eines VPP für einen zielgerichteten Einsatz geht einher mit einer Optimierung für den jeweiligen Einsatzzweck unter Berücksichtigung der situativen Anforderungen. In diesem Feld existieren zahlreiche Arbeiten, die die Bildung und den Einsatz von VPP beschrieben, zum Beispiel Dynamic Virtual Power Plants (DVPP) von Nieße [Nie15], holonische Virtual Power Plants [Trö10], oder Agile Virtual Power Plants von Petersen et al. [PBS12].



Abbildung 2.2: Einsatzphasen eines Virtual Power Plants aufgrund von Marktsignalen, abgeleitet von [Nie+14].

Konzeptionell sind diese Betriebskonzepte zur Einsatzplanung von VPP in vielfacher Hinsicht vergleichbar. Exemplarisch soll daher das DVPP Konzept vorgestellt werden [Nie+14]. Nieße et al. differenzieren vier Phasen der DVPP Bereitstellung (siehe Abbildung 2.2). In der ersten Phase wird das VPP gebildet. Dabei werden die Anlagen ausgewählt, die zum VPP beitragen können, um in einen bestimmten Markt einzutreten. In der zweiten Phase wird das VPP im Markt angeboten oder bietet auf spezifische Produkte. Bei Erfolg tritt das VPP in die dritte Phase ein, die interne Optimierung. Dabei werden die Fahrpläne der Anlagen für den Einsatz optimiert, sodass sie das im zweiten Schritt bestimmte Produkt realisieren. Die letzte Phase ist die kontinuierliche Einsatzplanung, mit der die Fahrpläne der Anlagen an Ereignisse oder Störfälle angepasst werden, um die Fahrplanteue während des Betriebs sicherzustellen.

2.1.2 Der Begriff des Aggregators

Der Akteur, der das virtuelle Kraftwerk erzeugt, kontrolliert, steuert und (in der Regel auch) vermarktet wird als *Aggregator* bezeichnet [BS08; DA14]. Dieser nutzt das *Energy Management System (EMS)*, um die aggregierten DER-Systeme zentral zu steuern. Der Aggregator nutzt dabei verfügbare Daten (z.B. Wetterprognosen), um den Einsatz der DER-Systeme optimal zu planen. Dabei bricht er den Gesamtfahrplan für ein VPP in einzelne Fahrpläne für die Anlagen herunter (*Unit Commitment*).

Als Experte für die angeschlossenen DER-Systeme interagiert der Aggregator im allgemeinen Verständnis mit den Marktrollen Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) und Netzbetreiber (Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber) [Bun15; Bur+16]. Die genaue Abgrenzung der Aggregator-Rolle zu einem BKV fällt jedoch in der genaueren Betrachtung schwer, weswegen zuletzt mehrere Fachgremien auf nationaler Ebene die Rolle des sogenannten *Drittpartei-Aggregators* in Abgrenzung

zu den anderen, bekannten Marktrollen diskutiert haben [Ver15]. Eine Festlegung erfolgte durch die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur, dass ein Drittpartei-Aggregator eine Entität ist, die Anlagen für den Regelleistungsmarkt bündelt [Bun17c]. Somit schaffte der vormals überwiegend akademisch genutzte Begriff den Übergang in die Praxis.

Im weiteren Sinne der Arbeit wird ein Aggregator allgemein als der Betreiber eines Virtuellen Kraftwerkes interpretiert, basierend auf [BS08; DA14; Bur+16]. Dieser ist nicht ausschließlich auf Regelleistungsmärkte (Drittpartei-Aggregator) oder die Bündelung von EE-Anlagen (Direktvermarktung) festgelegt. Dementsprechend ist ein Aggregator eine Rolle, die mehr als eine Erzeugeranlage, oder steuerbare Verbraucher bewirtschaftet. Mit der systematischen Bewirtschaftung und Steuerung von Ressourcen geht damit automatisch auch eine Bilanzierungspflicht einher. Diese kann auch bei einer ausschließlichen Bedienung des Regelleistungsmarktes angenommen werden. Die Aggregator-Rolle ist somit gewissermaßen eine fachliche Untermenge des allgemeinen Bilanzkreisverantwortlichen.

Ein Aggregator grenzt sich demnach direkt von anderen BKV-Rollen ab, z.B. dem Kraftwerksbetreiber, der ein einzelnes (Groß-)Kraftwerk bewirtschaftet, oder dem Energieversorgungsunternehmen (EVU), welches statische Haushaltskunden auf Basis von Standardlastprofilen bewirtschaftet. Folglich kann die Aggregator-Rolle sehr weitreichend interpretiert werden.

2.1.3 Einordnung im ENTSO-E Kontext

Nachdem eine Begriffsklärung des Aggregators und des DER Systems erfolgt ist, soll nun eine Einordnung der Rolle des Aggregators und des DER Systems anhand des etablierten, für Europa gültigen *ENTSO-E Harmonized Role Model* [Eur17] vorgenommen werden. In diesem Modell sind die Basisdefinitionen für Akteure und Rollen im europäischen Verbundnetz niedergelegt. Eine Einordnung der hier beteiligten Akteure erlaubt folglich die Betrachtung der weiteren Überlegungen in dieser Arbeit im gesamteuropäischen Kontext.

Die Einordnung wird mithilfe der englischen Rollen- und Akteursbezeichnungen auf Basis des ENTSO-E-Modells erfolgen. Das Modell unterscheidet dabei zwischen Rollen und Akteuren dahingehend, dass gewisse Akteure zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Rollen wahrnehmen können (vgl. Abschnitt 3.1 im Rollenmo-

dell). Dies ist abhängig von dem Kontext in dem sie sich bewegen. Ausgeschlossen ist jedoch, dass sich zwei Akteure im selben Kontext eine Rolle teilen. Eine Rolle ist dabei eine weitestgehend in sich abgeschlossene Funktion. Dies steht im Gegensatz zur klassischen UML-Definition von Akteuren und Rollen, die im UML-Kontext synonym sind [OB09]. Im UML-Kontext agieren Personen oder Systeme als Akteure bzw. Rollen. Das ENTSO-E-Modell ist dementsprechend keine vollständige und genaue Umsetzung des UML-Standards, soll aber als hinreichend für diese Arbeit angenommen werden.

Aggregator

Im *ENTSO-E Harmonized Role Model* ist der Aggregator als Rolle nicht direkt repräsentiert. Vielmehr nimmt ein Aggregator als Akteur eine Vielzahl von Rollen in dem Modell ein. Der Aggregator kann im engeren Sinne als eine *Balance Responsible Party* (BRP) gesehen werden, da dieser eine finanzielle und energiebilanzielle Verpflichtung gegenüber anderen Akteuren eingeht. Eine Assoziation des Aggregators mit dem BRP muss insbesondere deswegen bestehen, da die ENTSO-E die BRP als einzigen Akteur identifiziert, der Energie im organisiertem Großhandel anbieten darf. Laut der oben erarbeiteten Definition trifft dies auch teilweise auf die Aggregator-Rolle zu. Eine BRP ist gegenüber einem *Imbalance Settlement Responsible* innerhalb einer *Market Area* für Abweichungen verantwortlich. Ein Bilanzkreisverantwortlicher im Sinne des §4 Abs. 2 StromNZV [Bun05] ist nach deutschem Recht gegenüber dem Netzbetreiber für Abweichungen verantwortlich. Ein Aggregator im Sinne der in Abschnitt 2.1.2 erarbeiteten Definition kann aber auch gegenüber BKV nach deutschem Recht verantwortlich sein. Somit ist der Aggregator im Regelfall eine *Balance Responsible Party* im Sinne des ENTSO-E Modells, aber nicht immer ein BKV im Sinne der StromNZV ist [Bun05].

Ein Aggregator ist vertikal integriert, wodurch er Geschäftsbeziehungen zum einen nach unten zu den DER Systemen bzw. deren Betreibern unterhält, und zum anderen aggregierte Dienstleistungen an übergeordnete Kunden anbietet. Der Aggregator tritt gegenüber seinen übergeordneten Kunden als *Production* und *Consumption Responsible Party* (PRP oder CRP) auf, da dieser eine rechtsverbindliche Lieferverpflichtung eingeht. Der Aggregator und seine Kunden müssen dementsprechend Vereinbarungen über die Haftungsfragen bei Fahrplanabweichungen, die den Ein-

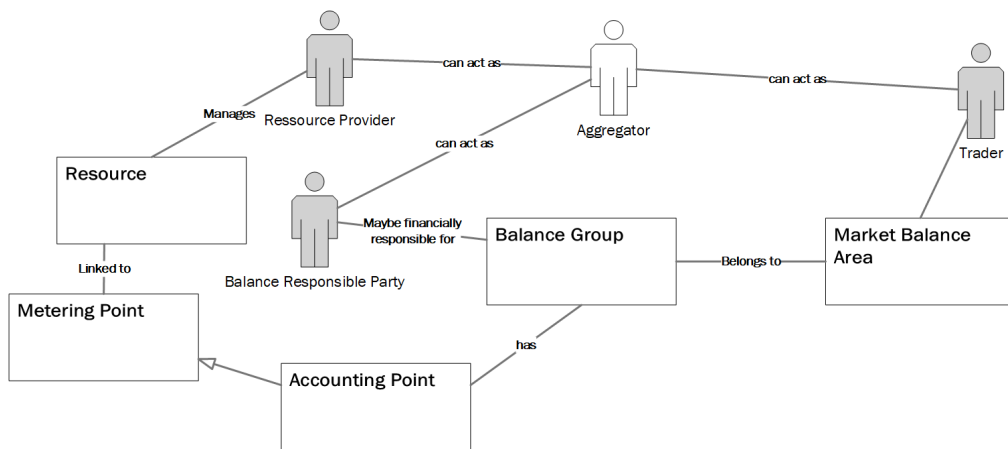


Abbildung 2.3: Mögliche Platzierung des Aggregators im *Harmonized Market Role Model* der ENTSO-E [Eur17]

satz von Regelleistung erfordern, treffen (*Imbalance Settlement*). Gegenüber den DER Systemen im eigenen Portfolio fungiert der Aggregator als *Resource Provider*, da dieser die Fahrpläne für die Anlagen generiert und bereitstellt.

Das bedeutet, ein Aggregator hat im Sinne des Rollenmodells mehrere Funktionen und muss somit diverse Aufgabenfelder wahrnehmen:

1. Der Aggregator ist *Balance Responsible Party* (Bilanzverantwortlicher) gegenüber einem Kontraktnehmer (Kunden). Das bedeutet folglich, dass der Aggregator eine Bilanzverantwortung wahrnimmt, die aber nicht zwangsläufig Deckungsgleich mit dem Bilanzkreisverantwortlichen nach deutschem Recht ist.
2. Der Aggregator ist Steuerungsverantwortlicher für die angeschlossenen DER Systeme als *Resource Provider*, sowohl gegenüber steuerbaren Verbrauchern, als auch Erzeugern.
3. Der Aggregator kann darüber hinaus auch als Händler auftreten (*Trader*), da er auf verschiedenen Zeit- und Mengenskalen mit Energie handeln kann.

Diese Aufteilung auf verschiedene, kontextbezogene Rollen im ENTSO-E-Modell ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

DER System

Ein DER System ist in erster Linie eine *Party Connected to the Grid*, das heißt sie besitzt einen physischen Netzzugang, der durch einen Netzzugangsverantwortlichen bereitgestellt wird. Einem Netzzugang ist weiterhin ein Zählpunkt zugeordnet, an dem die eingespeiste oder entnommene elektrische Energie gemessen wird. Sofern die Anlage steuerbar ist, ist dem DER System ein *Resource Provider* zugeordnet, der die Fahrpläne verwaltet und durch die Anlage umsetzt. Fraglich ist, wie im ENTSO-E-Modell die Lieferverpflichtung gegenüber einem externen zuständigen *Resource Provider*, z.B. einem Aggregator, abgebildet wird. Da kleinere DER Systeme keine Unterarten der *Balance Responsible Party* sind, weil sie im Regelfall keine Marktzugänge für große Handelsmengen besitzen, bleibt eine Lücke in dem Modell, welche die Abweichungen zwischen Aggregator und DER System nicht abbildet.

Der Handel und Austausch von Energiedienstleistungen findet in der Domäne der *Market Balance Area* statt. Diese wird durch einen *Market Operator* bedient. Der *Market Operator* ist für die Überwachung der Handelsvorgänge zuständig. Etwaige Lieferabweichungen müssen in Verbindung mit dem *Imbalance Settlement Responsible* und einer *Billing Party* ausgeglichen werden.

2.1.4 Portfoliomanagement und Einsatzplanung des Aggregators

Eine Herausforderung für die Aggregator ist der Einsatz der volatilen und fluktuierenden Energieressourcen in seinem Portfolio, um das gewünschte Produktverhalten generieren zu können. In diesem Sinne werden von einem Aggregator aus seinem Portfolio heraus verschiedene VPPs kurz- und langfristig generiert, die unterschiedliche Ziele erfüllen. Die Einsatzplanung für Geschäftsfälle der VPPs erfolgt auf Basis des zugrundeliegenden Portfolios des Aggregators. Diese Einsatzplanung wurde in verschiedenen theoretischen und praktischen Anwendungen untersucht und verschiedene Realisierungen aufgezeigt (siehe z.B. [Trö10], [Nie15] und [Bos15]).

Vor der Einsatzplanung steht jedoch das Portfoliomanagement. Das Portfoliomanagement adressiert, unter spezifischen technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten, die Zusammenstellung des Pools von DER Systemen, auf die der Aggregator zugreifen kann. Die Flexibilisierung dieser Planung ist Gegenstand dieser Arbeit. Im derzeitigen Umfeld wird die Portfoliozusammenstellung initial festgelegt und ändert sich nur selten, z.B. dann wenn der Aggregator einen neuen (langfristigen) Vertrag

mit einem DER-System-Betreiber über die Vermarktung der Kapazitäten schließt oder ein solcher endet. Die Zusammenstellung des Portfolios hat jedoch gravierende Auswirkungen auf die Marktopportunitäten, die ein Aggregator bedienen kann, und seine operativen Risiken während der Einsatzplanung.

Portfoliorisiken und Absicherungsmanagement

Aggregatoren sind in ihrem Bestreben ein Virtuelles Kraftwerk zusammenzustellen zwei Hauptrisiken ausgesetzt: Dem *Mengenrisiko* und dem *Preisrisiko* [Kon17]. Das Klasse des *Mengenrisikos* beschreibt die Unsicherheit über die vorzuhaltende oder zu beschaffende Menge an Energie für den Fahrplan, um diesen sicher zu decken. Auch die Verfügbarkeit von Energie in den Energiemärkten ist zu berücksichtigen. Es können demnach auch Knappheitssituation auftreten, in denen die Nachfrage die Angebote bei weitem übersteigen.

Das Preisrisiko beschreibt die Unsicherheit über den Handelszeitpunkt und -ort. Ein Aggregator muss versuchen, die Preisentwicklung abzuschätzen und den richtigen Markt für die Beschaffung oder Platzierung auszuwählen. Im Umfeld des liberalisierten Energiemarkts gibt es für den Aggregator zahlreiche organisierte und freie Märkte, die er nutzen kann. Diese werden in den nächsten Abschnitten näher behandelt. Insgesamt muss jedoch festgehalten werden, dass das Preisrisiko ein fortwährendes, latentes Risiko ist. Es gilt in der Markttheorie als Allgemein anerkannt, dass ein perfektes Market-Timing langfristig unmöglich ist. Das bedeutet, dass nicht immer der ideale Handelszeitpunkt und der ideale Markt gewählt werden können, da alle Marktteilnehmer ebenfalls fortwährend versuchen, ihre Angebote ideal zu platzieren.

Aus diesem Grund wird hier nur das (quantifizierbare bzw. absolute) Mengenrisiko betrachtet. Der Aggregator muss dabei in einem idealen System nur den finanziellen Einfluss von erwartbaren und eintretenden Mengenerenissen kalkulieren und mit den Kosten der Absicherung gegenüber dem Risiko des Ereigniseintritts abwägen. Dies gilt unter der Bedingung, dass keine Knappheitssituation am Markt vorliegt. In der Praxis wird ein Aggregator nicht um jeden Preis die erwartete Energiemengenabweichung reduzieren, sondern ein gewisses finanzielles Risiko eingehen.

Darüber hinaus wird das Risikomanagement durch mehrere Faktoren eingeschränkt, die zur dedizierten Herausbildung des Mengenrisikos im Strommarkt geführt haben:

1. **Gate Closure:** Etablierte Energiemärkte schließen aus Gründen der Regulierung oder aus technischen Gründen zu einem bestimmten Zeitpunkt vor der Lieferung den Handel. Dadurch ergibt sich ein Zeitraum ohne Handelsmöglichkeit zwischen Gate Closure und Erbringung, in dem nur intrinsisch, aber nicht mehr marktnah auf veränderte Situationen oder Ereignisse reagiert werden kann. Ein Bestreben der Marktanbieter ist es daher, die Gate Closure möglichst nahe an den Erbringungszeitraum zu bringen, damit Akteure auch noch kurzfristig auf Ereignisse reagieren können.
2. **Price Capping:** Price Capping ist eine regulatorische Maßnahme zur Begrenzung von Preisspitzen. Dabei werden die möglichen Höchstpreise auf Marktplattformen festgesetzt (Cap). Ein Gebot über dieser Preisgrenze kann auf einem organisiertem Markt nicht mehr abgegeben werden. Diese Maßnahmen sind sehr umstritten, da diese extreme Ausschläge des Preises zwar vermindern mögen, aber die Anzahl der auftretenden Preisspitzen insgesamt nicht reduzieren [Sto02]. Darüber hinaus schränkt eine Preisobergrenze die Möglichkeit ein, in Knappheitssituationen Gebote für den Notbetrieb abzugeben, da dieser Bereich nicht mehr vergütet wird. Die ökonomische Theorie legt nahe, dass Anlagenbetreiber von konventionellen Generatoren bereit sein könnten gegen entsprechende Bezahlung Leistung auch deutlich über die Nominalkapazität hinaus zu erbringen [Sto02]. Die Grenzkostenkurve dieses speziellen Betriebsmodus, der insbesondere für Notfälle genutzt werden kann, ist in Abbildung 2.4 exemplarisch dargestellt. Hintergrund ist, dass die Preise ab einem gewissen Maß überproportional steigen, um den erhöhten Wartungsaufwand einer überbeanspruchten Anlage abzudecken. Dadurch könnte das Problem der Preisspitzen nur verlagert werden, zum Beispiel in den Bereich der Netzeingriffe, da der Netzbetreiber steuernd eingreifen muss.

Handlungsalternativen für das Absicherungsmanagement

Der Aggregator eines Anlagenverbundes steht somit vor einem ökonomischen Dilemma. Einerseits unterliegt der Aggregator dem Streben nach Profitmaximierung durch die optimale Auslastung aller angebundenen Anlagen. Somit hat er, auch gegenüber den angebundenen DER Systemen, die Pflicht, sein Portfolio zu jedem

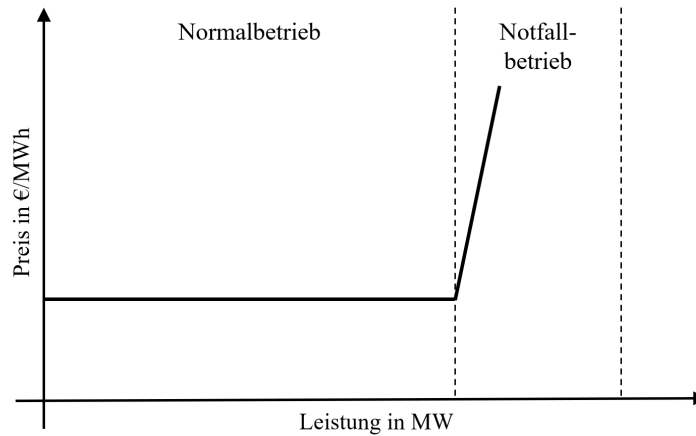


Abbildung 2.4: Mögliche Grenzkostenkurve eines Generators mit Notfallbetriebsbereich. Ab einer bestimmten Grenzleistung können die Betriebskosten steil angehoben werden, um Notfallbetriebsmodi anzubieten. Die Betriebskostensteigerung kompensiert den erhöhten Wartungsaufwand und Verschleiß der Anlage.

Zeitpunkt weitestgehend zu vermarkten und einzusetzen. Auf der anderen Seite muss sich der Aggregator auch gegenüber hohen Ausgleichsenergiepreisen (reBAP²) absichern. Insbesondere Preisspitzen im reBAP können eine erhebliche Gefahr für Aggregatoren darstellen. Ein Beispiel für eine besonders herausragende Preisspitze war der 17.10.2017, als in zwei Viertelstunden eine Bilanzkreisabweichung über 20.000 €/MWh kostete. Diese Ereignisse sind besonders gefährlich, da die reBAP Preise immer erst zwei Monate nach den Ereignissen veröffentlicht werden. Eine derartige Preisspitze kann aufgrund des Ausschreibungsergebnisses oder anderen Indikatoren an den Märkten häufig nicht antizipiert werden [Bun17d].

Als Instrumente zur Absicherung (*Hedging*) stehen dem Aggregator demgegenüber mehrere Möglichkeiten offen, die allerdings zwangsläufig durch die Kopplung von Preis- und Mengenrisiko den Profit mindern. Ein Modell aus der Versicherungswirtschaft ist das sogenannte Prämienmodell (rein finanzielle Absicherung). Dabei berechnet der Aggregator mittels stochastischer oder probabilistischer Modelle sein spezifisches Risiko und leitet daraus einen finanziellen Betrag ab, der zur Siche-

²Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP)

rung gegenüber Preisspitzen im reBAP dienen soll [ES18]. Prämienmodelle neigen jedoch dazu, große Mengen an Kapital ungenutzt zu binden. Auch haben die Prämienmodelle stark definierte Grenzen. Das Modell von Edel und Schemm [ES18] beispielsweise berücksichtigt Preisspitzen bis 400 €/MWh. Prämien zur Absicherung können nur bis zur definierten Höhe Kompensation erbringen. Treten höhere Preisspitzen auf, sind diese nicht durch die Prämien abgedeckt. Gleichzeitig kann auch die Versicherungsschwelle nicht beliebig hoch gesetzt werden, da ansonsten im normalen Betrieb zu viel Kapital durch Prämien gebunden wird. Abhilfe würde eine Preisobergrenze schaffen, die aber dann wiederum Notfallbetriebsmodi durch extreme Grenzkostenverläufe, wie in Abbildung 2.4 gezeigt wurden, unterbindet und somit Extremsituationen wirtschaftlich nicht mehr abgebildet werden können [Sto02].

Ein anderes Instrument ist die Sicherstellung der Fahrplantreue durch Minimierung des Fahrplanfehlers [DCL03]. Diese kann durch Beschaffung von Fehlmengen im untertägigen Handel (Intraday) geschehen, oder durch die Vorhaltung von Reserven. Die Beschaffung am Intradaymarkt ist nur effizient, wenn die Abweichung rechtzeitig vor dem Schließen des Handelszeitraums bekannt wird. Reserven demgegenüber werden üblicherweise gehalten, wenn eine mögliche Abweichung als sehr teuer eingeschätzt wird [MRF11].

Dennoch bietet sich hier ein Ansatzpunkt, da der Aggregator durch technische Möglichkeiten, wie der IKT, in die Lage versetzt werden kann, schnell und automatisiert auf Mengenabweichungen zu reagieren, ohne langfristig Reserven vorhalten zu müssen. Die Verlagerung des expliziten Mengenrisikos hin zu einem (latenten) Preisrisiko soll im nächsten Abschnitt behandelt werden.

2.2 Das Dilemma des Aggregators

Die im vorigen Abschnitt beschriebene Problematik des Risikomanagements für den Aggregator führt zu geänderten operativen und strategischen Herausforderungen gegenüber einem konventionellen Bilanzkreisverantwortlichen. Dieser Sachverhalt soll anhand eines Gedankenexperimentes exemplarisch dargelegt werden.

Ein typischer Aggregator aggregiert eine große Anzahl von DER Systemen, um seine Lieferverpflichtungen erfüllen zu können. In dem beispielhaften Fall soll ein Aggregator eine Anzahl von Stromerzeugern aggregieren, um ein Energieprofil zu liefern, welches der Versorgung von 1.000 Haushalten entspricht. Diese Haushalte verhalten sich in Summe wie ein skaliertes BDEW-Standardlastprofil³, sodass im allgemeinen Fall von der Anzahl der Häuser abstrahiert werden kann. Ein Aggregator mit DER Systemen im Portfolio ist nun zwei konkreten Mengenrisiken konfrontiert:

1. Durch Vorhersagefehler für erneuerbaren Energien weicht die in seinem Portfolio erzeugte Menge an Energie erheblich von der Lieferverpflichtung ab.
2. Durch Ausfälle steht ein Teil der aggregierten Leistung nicht zur Verfügung.⁴

Da sich die Fehlerwahrscheinlichkeiten kumulieren und addieren steigt die Fehlerwahrscheinlichkeit mit jeder weiteren aggregierten Anlage an und führt somit zu einer höheren Eintrittswahrscheinlichkeit von Ereignissen. In Abbildung 2.5 ist die Situation für einen Aggregator exemplarisch dargestellt. Dieser hat aus mehreren DER Systemen aus seinem Portfolio einen Einsatzplan erstellt, welcher das geforderte Tagesprofil liefert. Dabei fällt zwischen 10:00 und 13:00 Uhr des simulierten Tages eine Anlage aus, die ca. 5 % der Gesamtenergie darstellt.

Für die nachfolgende Simulation ist die genaue Zusammenstellung des Portfolios im Gegensatz zur Abbildung unerheblich, da nur der Effekt des Ausfalls einer Anlage simuliert werden soll. Dabei wird ein Aggregator angenommen, der innerhalb von diskreten Zeitschritten von 96 Viertelstunden eines beliebigen Tages $N = \{1, 2, \dots, 96\}$

³Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) stellt Standardlastprofile für verschiedene Verbrauchergruppen zur Verfügung. Diese bilden das typische Verhalten einer Verbrauchergruppe, wie z.B. Haushalte ab. Für die nachfolgenden Versuche wird das Profil H0 genutzt. Die Profile sind online unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> zu finden. Letzter Abruf: 28.07.2020.

⁴Eine einzelne Windkraftanlage kommt durch zwei bis drei Ausfälle pro Jahr auf eine Verfügbarkeit von 98,3 % p.a., siehe [RB07].

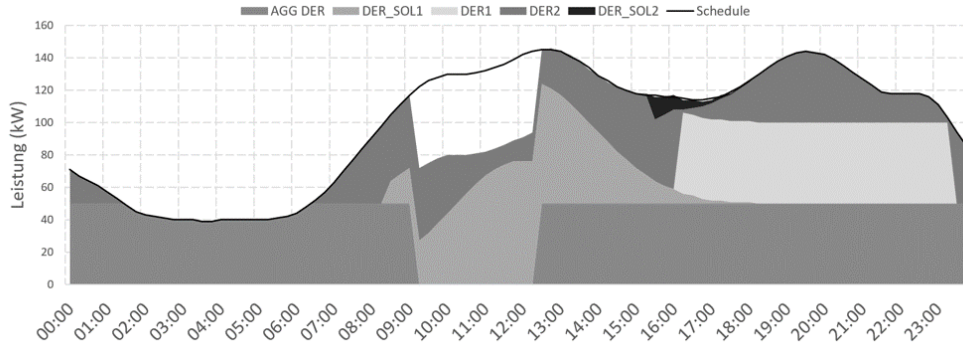


Abbildung 2.5: Exemplarische Einsatzplanung eines Aggregators und Ausfall einer Ressource. Die schwarze Linie oben ist der Fahrplan des Tages, den der Aggregator erfüllen muss. Die grauen Flächen sind die gelieferte Energie von verschiedenen DER Systemen. Zwischen 09:00 Uhr und 13:00 Uhr fällt eine Ressource aus. Quelle: eigene Darstellung aus [Beh+17].

den Energiebedarf $E_{a, \text{Bedarf}}(n)$ mit $n \in N$ von 1.000 Standardlastprofil-Haushalten erfüllen muss. Dies bedeutet, dass er für jeden diskreten Zeitschritt folgende Bedingung mit der Einsatzplanung $E_A(n)$ erfüllen muss:

$$\forall n \in N : E_a(n) \geq E_{a, \text{Bedarf}}(n). \quad (2.1)$$

Daraus folgt für die Gesamtenergie $E_{a, \text{Gesamt}}$ des eingesetzten Portfolios für den betrachteten Tag:

$$E_{a, \text{Gesamt}} = \sum_{n=1}^{96} E_a(n). \quad (2.2)$$

Die ausfallende Anlage entspricht in der bereitgestellten Energiemenge einem bestimmten Anteil am Gesamtportfolio und stellt diese in einem Rechteck-Profil zur Verfügung.⁵ Die Ausfallzeiten treten gleichverteilt über den Tag auf.

Dieses abstrakte Grundscenario soll als Basis für die weiteren Überlegungen zur Portfoliostrategie des Aggregators dienen. Es ist zu betonen, dass hier ausschließlich

⁵Entspricht den existierenden Energiemärkten mit 15-minütiger Blockbereitstellung, siehe Abschnitt 2.3.3

der Einfluss von Erzeugereinheiten untersucht wird. Weitergehende Aggregationsmodelle, die beispielsweise die Flexibilität von Batteriesystemen oder Demand-Side-Management nutzen, um Potentiale zu haben, bleiben unberücksichtigt.

2.2.1 Betrachtung des Mengenrisikos unabhängiger Aggregatoren

Auf Basis des oben beschriebenen Grund szenarios soll der Einfluss von Fehlerfällen als *Mengenrisiko* im untertägigen Betrieb des VPPs untersucht werden. Dazu werden zuerst die Auswirkungen einer *naiven* Strategie betrachtet. Diese naive Strategie beinhaltet die Vorhaltung von Reserven für jeden Zeitpunkt im Portfolio. Es wird gezeigt, dass diese Strategie, unabhängig von den eigentlichen Preisen, ungeeignet für das Risikomanagement des Aggregators ist.

Die Prämisse des Szenarios entspricht dem beschriebenen Grund szenario. Um sich gegen Ausfälle zu sichern, beschafft der Aggregator für jeden Zeitpunkt in seiner Einsatzplanung Reserven. Diese Reserven sollen dazu dienen, etwaige Ausfälle zu kompensieren. Die Ausfallereignisse sind entsprechen der obigen Beschreibung und repräsentieren beliebige DER Systeme mit einem spezifischen Anteil an der Gesamtenergie des Portfolios. Der erste Parameter der Simulation ist der relative Anteil ϵ des ausfallenden DER Systems E_d an der Gesamtenergie $E_{a,Gesamt}$:

$$\epsilon = \frac{E_d}{E_{a,Gesamt}}, \quad (2.3)$$

wobei Werte von $\epsilon = \{0,05; 0,1; 0,15; 0,2\}$ untersucht wurden. Das Energieportfolio des Aggregators $E_a(n)$ wird dementsprechend um das zeitliche Profil der ausgefallenen Anlage $E_d(n)$ vermindert.

Die vorzuhaltende Reserve $\eta_{a,0}$ für den Aggregator ist beschrieben durch das Verhältnis der Reserveenergie $E_a - E_{a,Bedarf}$ zum Gesamtenergiebedarf zu jedem Zeitpunkt n :

$$\eta_{a,0} = \frac{E_a - E_{a,Bedarf}}{E_{a,Bedarf}}. \quad (2.4)$$

Allgemein wird angenommen, dass $\forall \eta(n) : \eta(n) = \eta_{a,0}$, sodass der Anteil der Reserve für jeden Zeitpunkt eines simulierten Tages konstant ist.

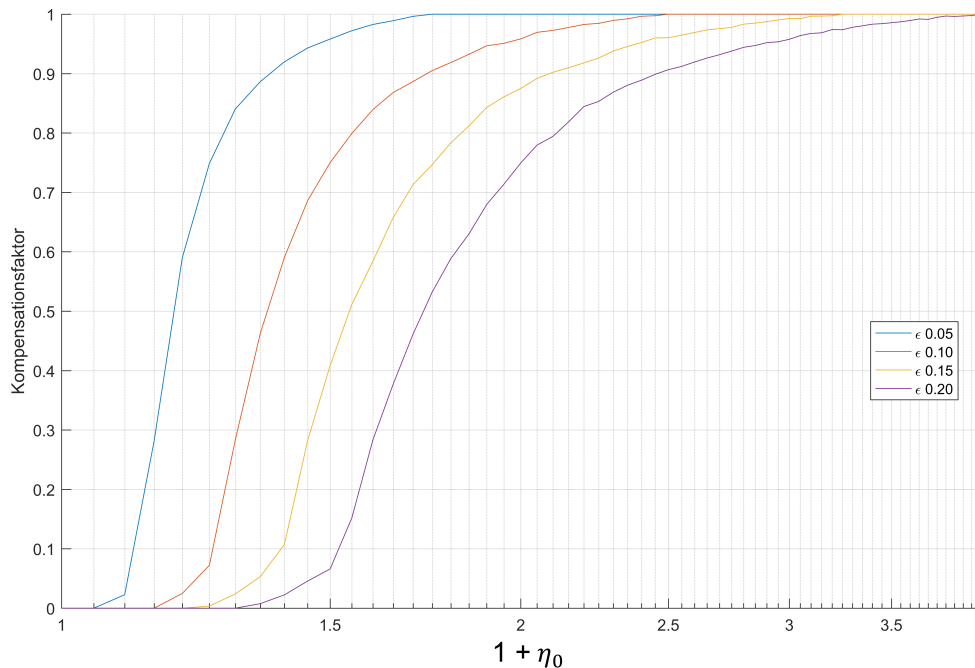


Abbildung 2.6: Reserveanforderungen an den Aggregator bei verschiedenen Einflussleveln. $(1 + \eta)$ auf log10-Skala. $N=1000$ Events pro Datenpunkt.

Das Annahmekriterium der Simulation ist die Kompensation eines beliebigen, beschriebenen Fehlerfalls an einem simulierten Tag. Dabei werden in einer Monte-Carlo-Simulation Aggregatoren simuliert, die über einen Tag von gleichverteilten Ausfallereignissen auf Basis des Einflussfaktors ϵ betroffen sind. Die Gegenstrategie durch Reservebeschaffung gilt als erfolgreich, wenn nach dem Ausfall einer Anlage die Bedingung aus Formel 2.1 nach wie vor gilt. Sollte sie verletzt sein, gilt die Reservebeschaffung als nicht ausreichend und damit als nicht erfolgreich.

Das Ergebnis der Simulation in Abbildung 2.6 zeigt deutlich, dass Reserven nicht geeignet sind, Ausfallszenarien abzusichern. Wird ein (willkürliches) Akzeptanzniveau von 90% erfolgreich kompensierter Ausfälle festgelegt, bedarf es bei einem Ausfall einer Anlage, die 10% des Gesamtbedarfs abbildet ($\epsilon = 0,1$), eine durchgehende allokierte Gesamtenergie von $1 + \eta_{a,0} \geq 1,75$. Für $\epsilon = 0,20$ wird zum Erreichen des Akzeptanzniveaus mindestens ein $1 + \eta_{a,0} \geq 2,5$ benötigt.

Die Simulation und Analyse zeigen klare Konsequenzen für das Risiko- und Portfo-

liomanagement. Eine genaue Abschätzung der Ausfallwahrscheinlichkeit des Portfolios ist somit ein essentieller Teil der Beschaffungs- und Einsatzplanung. Das Gedankenexperiment zeigt ferner, dass eine steigende Unsicherheit in der Lieferung durch Prognosen von erneuerbaren Energien sich extrem auf ein (naives) Risikomanagement auswirken können und in einem hohen Reservebedarf resultieren. Dieses muss dann beispielsweise durch eine zweite Stufe des Risikomanagements abgesichert werden, sodass Ineffizienzen entstehen.

Die einfachste Gegenstrategie für das Mengenrisiko kann bereits die Risikostreuung sein. Grundlage ist die Abschätzung, dass ein Ausfall von 5% im ungünstigsten Fall den Ausfall von näherungsweise fünf aufeinanderfolgenden Viertelstunden-Zeitscheiben bedeuten könnte. Dementsprechend ist eine Verteilung von DER Systemen in paralleler Weise (viele DER Systeme liefern gleichzeitig) deutlich effizienter, als der Einsatz von DER Systemen in serieller Reihenfolge (DER Systeme liefern nacheinander den gesamten Bedarf). Ein Reserve-DER-System kann im Parallellfall deutlich effizienter den Ausfall kompensieren. Im seriellen Fall müsste ein Reserve-DER-System die gesamte Lieferverpflichtung besichern, was in einem ökonomisch nicht-optimalen 1:1 Verhältnis zwischen Einsatzressourcen und Reserven führen würde. Die parallele Lieferung wird üblicherweise durch die Bündelung kleiner Angebote realisiert, was gut zum derzeitigen Trend hin zu kleineren DER-Systemen passt. Gleichzeitig steigen jedoch auch die Anforderungen an das Monitoring und die Komposition und Steuerung des Portfolios.

2.2.2 Gesetzmäßigkeiten eines gemeinsamen Kapazitäts-Pools

Ein essentieller Aspekt des Ausfallproblems ist die Notwendigkeit der Reserve für jeden Zeitpunkt im untertägigen Betrieb. Ein Aggregator müsste versuchen, sich für jedes mögliche Ausfallszenario zu jedem Zeitpunkt dediziert abzusichern. Kann der Aggregator jedoch auf eine externe Quelle für Reserven zugreifen, wird die Erwartung formuliert, dass sich der Reservebedarf bei unkorrelierten Ereignissen deutlich sinkt.

Hypothese: Bei unkorrelierten Ereignissen profitiert das Gesamtsystem durch einen gemeinsamen Pool.

Die Korrelationseinschränkung entsteht aus der Erwartung, dass zumindest die Ausfall- bzw. Fehlerwahrscheinlichkeit von Anlagen annähernd gleichverteilt ist. So-

lange die Wahrscheinlichkeit gering ist, dass viele Ereignisse bzw. Fehler gleichzeitig auftreten, sollten die Aggregatoren von dem gemeinsamen Pool profitieren. Darüber hinaus können korrelierende Effekte auftreten, da z.B. Wetterabweichungen systematisch alle Teilnehmer treffen können, die ihre Planungen auf dem gleichen Wettermodell basieren lassen. Daher wird erwartet, dass bei zunehmend gleichzeitig auftretenden Abweichungs- und Fehlerereignissen der Nutzen eines gemeinsamen Energiepools abnimmt.

In der Simulation agieren zehn Aggregatoren, die im Gegensatz zur vorigen Simulation über keine eigenen Reserven verfügen. Tritt ein Fehlerfall auf, können die Aggregatoren auf einen gemeinsamen Energiepool an Anlagen zugreifen und darüber zeitweilig Ressourcen beschaffen, um einen Ausfall oder eine Abweichung zu kompensieren. Ist der Fehlerfall behandelt, gehen die genutzten Reserve-Ressourcen wieder in den gemeinsamen Pool über. Das Verhältnis des Gesamtenergiebedarfs aller Aggregatoren zur Poolgröße wird hier mit η_{Pool} bezeichnet:

$$\eta_{Pool} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \eta_{0,i}, \quad (2.5)$$

mit M als Anzahl der Aggregatoren im System und $\eta_{0,i}$ als den Reserven des i -ten Aggregators. Die Ressourcen des Energiepools sind gleichverteilt über den gesamten simulierten Zeitraum. Aggregatoren können auf den Markt mit beliebig kleinen Produktinkrementen zugreifen, sodass keine Zugriffsartefakte entstehen. Für die Experimente wird in einer Monte-Carlo-Simulation jeweils der Ausfall von $\epsilon = 0,1$ des Energiebedarfs eines Aggregators simuliert. Die in Abbildung 2.7 dargestellten Resultate der Simulation unter o.g. Prämissen unterstützen die Hypothese. Ein Pool von gleichverteilten Reserven zeigt einen signifikant niedrigeren Gesamtenergiebedarf $E_{a,Gesamt}$ gegenüber lokalem Risikomanagement. Bei dem (willkürlich angenommenen) Akzeptanzniveau von 90% erfolgreichen Kompensationen benötigt ein Pool nur einen Gesamtenergiebedarf von etwa $1 + \eta_{Pool} \geq 1,2$ gegenüber dem lokalem Risikomanagement (dort $1 + \eta_{Pool} \geq 1,75$). Bei einem Vergleich der Kosten für das jeweilige Risikomanagement ergeben sich erhebliche Unterschiede. Bei einem Jahresbedarf von 4.000 kWh eines durchschnittlichen Haushalts mit vier Personen ergibt sich für den oben beschriebenen, exemplarischen Aggregator mit 1.000 Haushalten ein Jahresenergiebedarf von ca. 4 GWh/a. Auf Basis eines durchschnittlichen

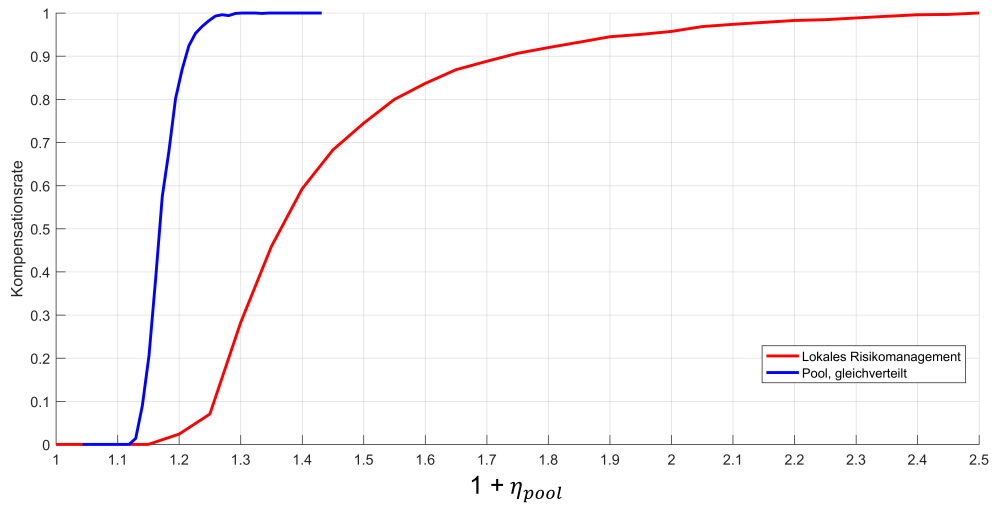


Abbildung 2.7: Gegenüberstellung des Gesamtenergiebedarfs des simulierten Systems mit lokalen Reserven (rote Kurve) und dem Pooling (blaue Kurve, $N = 2000$ Ereignisse pro Datenpunkt).

Energieindexpreises⁶ von 37,5 €/MWh im Jahr 2019 können die Kosten für die verschiedenen Sicherungsmaßnahmen abgeschätzt werden. Eine Reserveüberdeckung mit dem Faktor $1 + \eta_{pool} \geq 1,75$ würde zusätzliche Kosten von 112.500 € bei dem Aggregator verursachen. Eine gezielte Engpassmaßnahme eines Aggregators für einen täglichen Ausfall von durchschnittlich $\epsilon = 10\%$ seines Portfolios über die Pool-Beschaffung würde hingegen nur 15.000 € kosten. Einschränkend ist festzustellen, dass eine reine Pool-Beschaffung von einer durchgängigen Marktsättigung abhängig ist, sodass bei zunehmender Korrelation von Fehler- oder Ausfallereignissen das Risikomanagement des Aggregators angepasst werden muss.

Die Hypothese kann somit unter den genannten Bedingungen angenommen werden. Insbesondere bei einer Gleichverteilung der Abweichungsereignisse über den Tag hinweg kann ein Energiepool deutlich zur Reduktion der benötigten Reserven beitragen. Um dies zu demonstrieren, sollen die Auswirkungen einer zunehmenden Gleichzeitigkeit von Ereignissen untersucht werden. Dabei treten die Fehler nicht mehr gleichverteilt über den Tag auf, sondern folgen der Normalverteilung. Der

⁶Durchschnittlicher EPEX-Spot Day-Ahead Preis für 2019, Quelle: <https://www.epexspot.com/en/market-data> (letzter Aufruf: 27.04.2020) und [KR20]

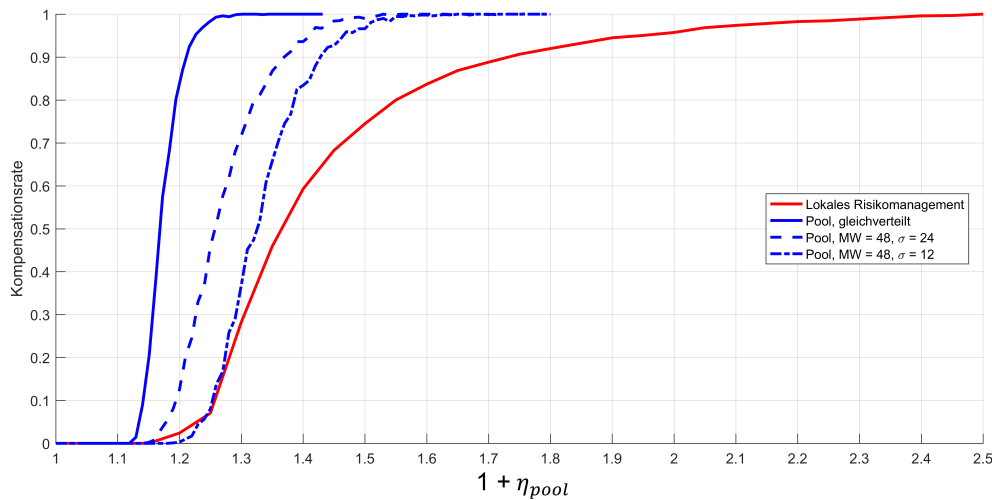


Abbildung 2.8: Annäherung des Gesamtenergiebedarfs an das lokale Risikomanagement mit zunehmender Gleichzeitigkeit der Fehlerereignisse ($N = 1000$ Ereignisse pro Datenpunkt).

Mittelwert ist die Tagesmitte (Zeitindex 48 bei 96 Viertelstunden), bei zunehmend abnehmenden σ . In Abbildung 2.8 sind für $\sigma = 24$ und $\sigma = 12$ die Ergebnisse im Vergleich zu den Resultaten aus Abbildung 2.7 dargestellt. Es zeigt sich, dass sich die Kurven mit zunehmender Gleichzeitigkeit der Fehlerereignisse (also sinkendem σ) an die Ergebnisse des lokalen Risikomanagements annähern. Auf Basis der hier gezeigten Simulationen und Analysen können folgende Aussagen über das Risikomanagement getroffen werden:

1. In einem System mit zunehmender Zahl an Akteuren und damit steigenden Ausfallwahrscheinlichkeiten, für die eine Gleichverteilung angenommen wird, sind Energiemärkte als Pooling-Instanzen förderlich für die Effizienz des Gesamtsystems, während eine rein lokale Absicherung kontraproduktiv ist.
2. Treten systematisch gleichzeitige Abweichungen oder Fehlerereignisse auf, nähert sich die Effizienz des Pooling Systems an die der lokalen Absicherung an. Hier kann es sinnvoll sein, teilweise auf lokale Reserven zurückzugreifen.

3. Aus der skizzierten Effizienz des Pooling rechtfertigt sich die Schaffung von Energiemärkten für die kurzfristige Energiebeschaffung zur Kompensation von Abweichungen und Ineffizienzen.
4. Ein effizienter Energiemarkt sollte sowohl einen Pool bereitstellen, als auch ein lokales, situatives Risikomanagement ermöglichen.

Eine Marktöffnung für DER Systeme, um sie als aktive Marktteilnehmer einzubinden, kann also die Gesamtsystemeffizienz wahrscheinlich deutlich steigern. Auf Basis dieser Überlegungen soll nun ein Überblick über existierenden Energiemärkte und den Energiehandel in Deutschland allgemein folgen. Daraufhin sollen die Anforderungen an einen neuartigen Energiemarkt formuliert werden, der die oben genannten Überlegungen umsetzt.

2.3 Überblick über den Energiehandel in Deutschland

Zur effizienten Lösung des beschriebenen Aggregatorproblems wurden mehrere Marktplätze und Mechanismen entwickelt, die das unmittelbare technische und ökonomische Umfeld des Aggregators bilden. In diesem Abschnitt sollen die existierenden Mechanismen kurz skizziert werden.

Deutschland ist ein Teil des europäischen Verbundnetzes (UCTE) und in vier Regelzonen unterteilt. Als Teil dieses Verbundnetzes müssen alle Regelzonen jederzeit eine synchrone Netzfrequenz von 50 Hertz sicherstellen. Zu jedem Zeitpunkt muss zur Sicherstellung der Netzfrequenz die Erzeugung und der Verbrauch elektrischer Energie ausgeglichen sein. Innerhalb einer Regelzone ist ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Einhaltung der Netzfrequenz, die Synchronizität der Frequenz, die Übertragung des Stroms über das Hoch- und Höchstspannungssystem, sowie den Austausch mit anderen Regelzonen verantwortlich. In Deutschland sind die derzeitigen vier ÜNB Tennet TSO, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW (siehe Abbildung 2.9). Für den Bau und Betrieb der Verteilnetze zu den meisten Stromerzeugern und -abnehmern ist der Verteilnetzbetreiber (VNB) verantwortlich. Ein Verteilnetz ist einer Regelzone und somit einem ÜNB zugeordnet. Die Verteilnetzbetreiber unterhalten die Stromnetze unterhalb der Hochspannungsebene bis zum Niederspannungsbereich zur Versorgung von Haushalten. In Deutschland sind derzeit 883 VNB tätig (Stand: 2019, [Bun19]).

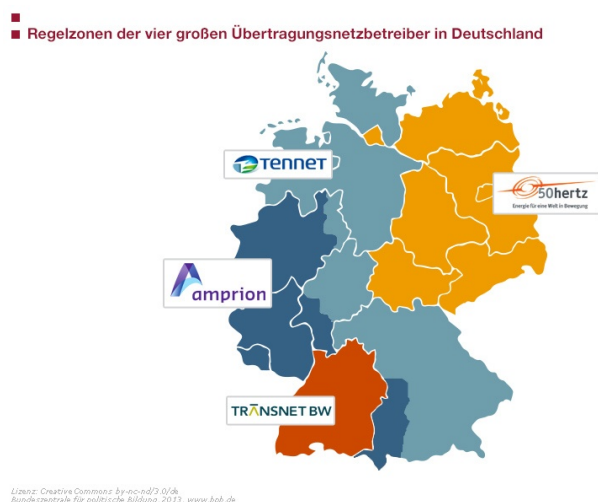


Abbildung 2.9: Überblick über die Regelzonen in Deutschland (Quelle: Bundeszentrale für Politische Bildung - bpb, Lizenz: Creative Commons by-nc-nd/3.0/de)

Neben der technischen Infrastruktur hat sich in den letzten Jahren durch Betreiben der Politik ein Marktumfeld für die elektrische Energie entwickelt. Grundgedanke war die wirtschaftlich transparente Beschaffung und die Marktöffnung für neue Akteure. Im Zuge dieser Entwicklung entstand in Deutschland, wie auch in anderen europäischen Ländern eine komplexe Marktarchitektur mit einer Vielzahl an Geschäfts- und Anwendungsfeldern. Die derzeitige Marktarchitektur ist in Abbildung 2.10 skizziert. Es können dabei zwei grundlegende Geschäftsfelder identifiziert werden, die sich auf drei Marktfelder aufteilen. Das erste Geschäftsfeld ist der Energiehandel, der zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen stattfindet (siehe Abschnitt 2.3.2 und Abschnitt 2.3.3). Der Energiehandel findet entweder auf einem bilateralen Markt (Over-The-Counter) oder in organisierten Märkten (Börsen) statt. Das zweite Geschäftsfeld umfasst die marktnahe Beschaffung von Netzdienstleistungen, die für den Betrieb des Stromnetzes erforderlich sind. In diesem Marktumfeld handeln Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche, bzw. Bereitsteller von Energieressourcen miteinander über Auktionen oder Ausschreibungen. Der bedeutendste Markt dieser infrastrukturellen Dienstleistungen ist der Markt für Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung der Netzfrequenz, der im nächsten Abschnitt beschrieben wird.



Abbildung 2.10: Derzeitige Marktarchitektur im deutschen Energiemarkt mit typischen Zeithorizonten für den Handel.

In vielen Ländern, insbesondere in der Europäischen Union und den USA, etablieren sich derzeit Marktumfelder für elektrische Energie. Insbesondere die langfristige Absicherung des Strompreises ist vielerorts der erste sich etablierende (Termin-) Markt. Ebenfalls wird vielerorts die Beschaffung von Netzdienstleistungen liberalisiert und für externe Teilnehmer geöffnet. Diese Entwicklung wird im Folgenden näher beschrieben. Dabei liegt der Fokus auf den organisierten Marktplätzen in Deutschland, insbesondere dem Regel- und Ausgleichsenergiemarkt, auf dem die Netzdienstleistungen für Primär- und Sekundärregelleistung und Minutenreserve aus dem Handelsfeld Netzdienstleistungen (vgl. Abbildung 2.10) beschafft werden, sowie den drei organisierten Strombörsen: Terminmarkt, Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt.

2.3.1 Das Regel- und Ausgleichsenergiesystem

Um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch jederzeit sicherzustellen, wurde das Regel- und Ausgleichsenergiesystem entwickelt. In Europa wird zum Ausgleich von stochastischen Schwankungen, Planungsfehlern und Ausfällen ein dreistufiges Regelungssystem eingesetzt, welches sich in automatische (frequenzbasierte) und manuelle Abrufkomponenten aufteilt. Der mehrstufige Abruf soll eine gleichmäßige Netzfrequenz in einem engen Bereich von $\pm 0,2$ Hz um $f_N = 50,0$ Hz europaweit sicherstellen.

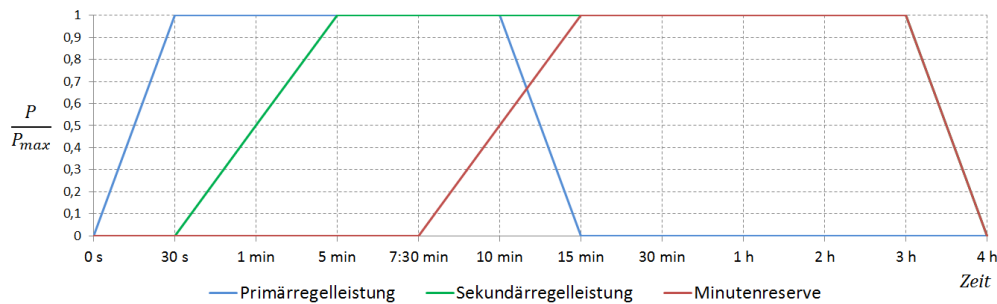


Abbildung 2.11: Abrufschema der Regelleistung. Aufgetragen sind die Abrufzeiten ab Aktivierung zur Bereitstellung von Regelleistung in Bezug zu der zur Verfügung stehenden Leistung.

Die Regel- und Ausgleichsenergie wird in Deutschland über eine zentrale Plattform der Übertragungsnetzbetreiber beschafft.⁷ Die gemeinsame Beschaffung und die Etablierung eines gemeinsamen Prozesses soll die gegenläufige Aktivierung der Regelleistung wirksam unterbinden. Alle Anlagen und technischen Einrichtungen, die an dem Regelleistungsmarkt teilnehmen wollen, müssen ein sogenanntes Präqualifikationsverfahren durchlaufen, welches unterschiedliche Anforderungen für die drei Regel- und Ausgleichsenergiesysteme definiert [Ber+07]. Die drei Regelleistungsarten sind (siehe auch Abbildung 2.11):

Primärregelleistung (Frequenzregelung)

Die Primärregelleistung ist die Kernkomponente der Frequenzhaltung in der UCTE-Zone. An der Primärregelleistung teilnehmende technische Anlagen müssen in der Lage sein, die Netzfrequenz zu messen und mindestens $\pm 1 MW$ innerhalb von 30 Sekunden symmetrisch abzurufen. Technisch handelt es sich bei der Primärregelleistung um ein linear geregeltes System. Außerhalb des Totbandes $f_N \pm 0,01$ Hz müssen Anlagen ihre Leistung linear bis $f_N \pm 0,2$ Hz (Vollabruf) anpassen.

Die Beschaffung der Primärregelleistung findet in Deutschland einmal wöchentlich statt. Anlagenbetreiber haben dabei die Möglichkeit in 1 MW - Inkrementen (symmetrisch) Gebote abzugeben. Geboten wird dabei der Leistungspreis in €/MW,

⁷Beschaffungsplattform: <https://www.regelleistung.net> - Letzter Aufruf: 28.05.2018

womit nur die Bereitstellung, nicht aber der Abruf der Primärregelleistung abgerechnet wird. Die zu beschaffende Menge wird in der Regel jährlich nach einem Berechnungsverfahren der ENTSO-E angepasst und stieg in den letzten fünf Jahren um fast 10% (2014: 568 MW, 2015: 578 MW, 2016: 583 MW, 2017: 603 MW, 2018: 620 MW).⁸ Diese kontinuierliche Steigerung bei gleichzeitiger, leichter Stagnation des Energiebedarfs in Deutschland, kann als Index für eine steigende Unsicherheit im Stromnetz gewertet werden. Das System unterscheidet sich von dem US-System, z.B. der PJM-Zone⁹, in der die Frequenzhaltung nach *Mileage* abgerechnet wird, d.h. der Netzbetreiber gibt ein Regelsignal in zwei Sekunden-Schritten vor und bezahlt Anlagenbetreiber für das automatische Folgen des Regelsignals [PJM16].

Sekundärregelleistung

Die Sekundärregelleistung bezeichnet die Ausgleichsenergie, die manuell (auf Signal der ÜNB) abgerufen wird, um die Primärregelleistung abzulösen. Anlagen, die an der Sekundärregelleistung teilnehmen, müssen innerhalb von 30 Sekunden reagieren können und nach 5 Minuten ihre volle Kapazität abrufen können. Diese muss für maximal vier Stunden gehalten werden. Abrufsignale werden vom ÜNB via IEC 60870 (Fernwirk-/Netzleittechnik) als Datentelegramme versendet. Im Gegensatz zur Primärregelleistung muss Sekundärregelleistung nicht symmetrisch bereitgestellt werden, sondern kann jeweils in positiver oder negativer Richtung, sowie zu Haupt- und Nebenzeiten in 1-MW-Inkrementen angeboten werden. Die Ausschreibung findet ebenfalls wöchentlich statt. Bezuschlagt werden die Anlagen in *Pay-as-Bid*-Auktionen nach der *Merit-Order* aufsteigend nach ihrem Leistungspreis (€/MW) für die Bereitstellung der Kapazität für eine Woche. Aktiviert werden die Anlagen aufsteigend nach ihrem Arbeitspreis (€/MWh) für die abgerufene Energie. dieses Verfahren ist jedoch zuletzt in die Kritik geraten, da viele Anbieter mit 0,00 €/MW Leistungspreis in die Merit-Order-List drängen und somit die Angebotssituation verzerren [DB18].

⁸Beobachtung der Ausschreibungsmengen auf der Beschaffungsplattform regelleistung.net - Zuletzt abgerufen am 13.06.2018

⁹PJM: Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection LLC

Tertiärregelleistung (Minutenreserve)

Ähnlich der Sekundärregelleistung ist die Tertiär- oder Minutenregelleistung gestaltet. Sie hat jedoch deutlich geringere technische Anforderungen. Die Minutenreserve muss erst nach 15 Minuten ihre volle Leistung liefern und ebenfalls für maximal vier Stunden gehalten werden. Das Ausschreibungsverfahren gleicht dem Merit-Order-List-Verfahren mit *Pay-as-Bid*-Auktion der Sekundärregelleistung. Die Minutenreserve wird jedoch täglich neu beschafft. In diesem Bereich kam es zuletzt zu mehreren Preisspitzen, da es erhebliche Wettbewerbs- und Marktprobleme gab. In einer, im Rahmen dieser Arbeit erstellten, Studie über die Wettbewerbsfähigkeit der Zuschlagsmechanismen im Merit-Order-Verfahren [DB18] wurde festgestellt, dass die Tertiärregelleistung von Oktober 2017 bis April 2018 nur auf eine durchschnittliche Auslastung von 18 Volllaststunden pro Monat kam. Zur Steigerung der Profitabilität fingen dadurch einige Teilnehmer an, spekulative Angebote abzugeben.

Aktuelle Entwicklungen

Neben diesen drei Hauptmechanismen gibt es noch abschaltbare Lasten und eine Kraftwerkreserve der Netzbetreiber, die genutzt werden können. Diese spielen aber nur eine untergeordnete Rolle [Bun17a]. Seit einiger Zeit dürfen auch Verbünde in Form von Virtuellen Kraftwerken an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Dies ist ein Vorteil für kleinere Anlagen, die ansonsten nicht in der Lage wären, die geforderten Markteintrittsbarrieren alleine zu erreichen. Die derzeitigen Zuschlagsmechanismen und die Preisstrukturen dürften jedoch für viele Aggregatoren von Virtuellen Kraftwerken kaum lohnenswert sein. 2017 waren laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 24 präqualifizierte Anbieter in der Primärregelleistung aktiv, 37 bei der Sekundärregelleistung und 52 bei der Minutenreserve [Bun17a]. Laut Ohsenbrügge [Ohs15] ist für den Beobachtungszeitraum von 2001 bis 2013 eine Reduktion der Vorhaltemengen möglich gewesen, speziell in der Minutenreserve, da diese seltener aktiviert wird. Diese Entwicklung hat sich offensichtlich bis zum Jahr 2018 fortgesetzt [DB18]. Dies zeigt, dass eine Verlagerung der Regelleistung von der Minutenreserve hin zur aktiven Einsatzplanung der Aggregatoren zur Erreichung höherer Fahrplantreue sinnvoll ist, da durch einen kleineren Markt deutlich größere Preisschwankungen auftreten können [Sto02].

2.3.2 Das Bilanzkreissystem

Um den Betrieb der Stromnetze und die Versorgung mit elektrischer Energie sicherzustellen, wurde das Bilanzkreissystem entwickelt. Dieses System unterstützt die Haltung des Gleichgewichts zwischen Erzeuger- und Verbraucherseite, indem jeder Einspeise- oder Entnahmepunkt im Stromnetz einem eindeutigen Bilanzkreis zugeordnet ist. Für jeden Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) verantwortlich, der den ordnungsgemäßen Betrieb sicherstellt. Jeder BKV muss für seinen Bilanzkreis jeden Tag für den jeweiligen Folgetag eine Planung vorlegen, wie die erzeugte oder entnommene Energie seines Bilanzkreises aus dem Gesamtsystem gedeckt wird. Dazu kann der BKV mit anderen BKV Vereinbarungen über die Lieferung oder Abnahme von elektrischer Energie schließen. So kann zum Beispiel der BKV eines Bilanzkreises, der eine gewisse Anzahl von Endkunden beliefert (Energieversorgungsunternehmen) einen Vertrag mit einem BKV schließen, dessen Bilanzkreis ein Großkraftwerk ist. Somit haben beide Parteien sichergestellt, dass die von ihnen entnommene, bzw. eingespeiste Energie von einer Gegenstelle bereitgestellt oder abgenommen wird. Die Energiebilanzen der Bilanzkreise wären in dem Falle ausgeglichen. Dieser Ausgleich geschieht in Zeitreihen auf 15-Minuten Basis.

Der Regelzonenverantwortliche prüft die Planungen der BKV und stimmt dies mit den Netzrestriktionen ab, um Engpässe zu vermeiden. Sollten Probleme auftreten, oder ein Bilanzkreis nicht ausgeglichen sein, hat der BKV nochmals am Vortrag die Gelegenheit, diesen anderweitig auszugleichen.

Im untertägigen Betrieb muss der BKV die Fahrplantreue sicherstellen und ist verpflichtet Abweichungen zu minimieren. Kann er dies nicht, verändert sich die Netzfrequenz und es muss durch den ÜNB Ausgleichsenergie eingesetzt werden, die die Abweichungen kompensiert. Die Verteilnetzbetreiber messen die Abweichungen der jeweiligen Bilanzkreise und stellen diese Daten dem ÜNB zur Verfügung. Dieser berechnet mit den anderen drei ÜNBs aus den Abweichungen und der eingesetzten Ausgleichsenergie den *regelzonenübergreifenden, einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis* (reBAP) für jede Viertelstunde. Jeder Bilanzkreis, der in der betreffenden Viertelstunde eine Abweichung in Richtung der Gesamtsystemabweichung aufwies, muss den reBAP Preis in €/MWh für die Höhe seiner Abweichung entrichten und somit für die eingesetzte Ausgleichsenergie aufkommen. BKVs können Abweichungen jedoch auch nachträglich ausgleichen. Dazu können sie im Day-After-Handel einen

Ausgleichsvertrag mit einem anderen Bilanzkreis schließen, der zu dem betreffenden Zeitpunkt in Gegenrichtung unausgeglichenen ist. Da der reBAP jedoch erst zwei Monate nach dem jeweiligen Tag veröffentlicht wird, sind solche Handelsvorgänge in der Regel recht spekulativ.

2.3.3 Bilateraler und organisierter Energiehandel

Mit der Öffnung des Energiesektors gewann der Energiehandel zunehmend an Bedeutung. Organisierte Energiemärkte erlauben es den Bilanzkreisverantwortlichen, schnell und effizient Handelspartner für die operativen Bedarfe ihrer zugeordneten Bilanzkreise zu finden. Die Transaktionskosten, d.h. die Kosten, die durch die Suche, Anbahnung und Abschluss von Handelsabkommen entstehen, sollen durch diese Märkte minimiert werden. Es werden zwei Energiemarkttypen unterschieden:

- **Der bilaterale Energiehandel**, der alle Vorgänge einschließt, bei dem zwei Parteien ein Abkommen über den Austausch von elektrischer Energie schließen. Diese Abkommen können in ihren Konditionen recht frei gestaltet werden.
- **Der organisierte Energiehandel**, welcher an organisierten Marktplätzen stattfindet, an dem definierte Produkte gehandelt werden. Zu dieser Gruppe gehören alle Börsen und Auktionsplattformen.

Bilateraler Energiehandel

Der bilaterale Stromhandel ist nach wie vor die wichtigste Marktform für den Handel mit elektrischer Energie [Bun17a]. Diese Marktform wird in der Regel als *Over-The-Counter*-Handel (OTC) bezeichnet. Viele Stromlieferverträge werden auf Basis des EFET-Mustervertrages¹⁰ geschlossen, um die Ausgestaltung der üblichsten Konditionen zu optimieren. In der Regel werden diese Verträge als *Forward* abgeschlossen, d.h. die Leistung wird automatisch am Erfüllungszeitpunkt erbracht. Ebenso werden *Optionen* gehandelt, die zu einem definierten Zeitpunkt ausgeführt werden können. Darüber hinaus sind durch die individuellen Voraussetzungen der Vertragsgestaltung kaum Grenzen gesetzt. Dementsprechend heterogen sind auch die Plattformen für den Handel.

¹⁰European Federation of Energy Traders

Die Transaktionskosten dieser Vorgänge können trotz der Verwendung von Musterverträgen als relativ hoch angesehen werden, da die Suche nach geeigneten Anbietern erhebliche Zeit und Ressourcen in Anspruch nehmen kann [Sto02]. Um die Geschäftsanbahnung zu erleichtern gibt es sogenannte Broker, die den Abgleich der Bedürfnisse verschiedener Handelspartner abgleichen [Bun11a]. Auch der Abruf der Leistungen kann in der Regel nicht automatisiert geschehen oder direkt beeinflusst werden, sondern erfordert auch heute noch den Einsatz von Telefonen und E-Mails.¹¹

Terminmärkte

Als Terminmärkte werden organisierte Energiemärkte für die langfristige Lieferung von elektrischer Energie bezeichnet. Terminmärkte sind üblicherweise Börsen, die standardisierte Handelsprodukte vorgeben. Terminbörsen für Energie sind in Europa weit verbreitet, wie Abbildung 2.12 zeigt. Die größten Anbieter in Europa sind die European Energy Exchange (EEX) und die NASDAQ Commodities. Strom wird an den Terminmärkten üblicherweise als standardisiertes Gut verkauft. Die Güter werden normalerweise als 1-MW-Bandprodukt über eine feste Laufzeit (einen Tag bis über Jahre) angeboten.

An den Börsen werden *Futures* (standardisiertes Analog zu *Forwards*) und *Optionen* auf Strom gehandelt. Analog zu den *Forwards* und den *Optionen* im OTC-Handel bezeichnet ein *Future* einen Vertrag, der mit einer Lieferverpflichtung der definierten Menge von (zumeist) einem MW über einen bestimmten Zeitraum zu einem bestimmten, in der Zukunft liegenden Zeitpunkt einhergeht. Dieser Markt ist dementsprechend für die Deckung der Bedürfnisse großer Händler ausgelegt, da die kleine Handelseinheit in der Regel ein 1 MW Leistungsband über 24 Stunden ist (entspricht 24 MWh). Im *Optionshandel* werden *Derivate* gehandelt, die zu einem bestimmten Zeitpunkt gegen eine Gebühr in ein *Future* umgewandelt werden können. Somit können auch *Spekulationsgeschäfte* realisiert werden.

Eine Besonderheit dieser Marktart ist die Erfüllung der *Futures* und *Options*. Diese können *physisch* oder *finanziell* erfüllt werden. Der überwiegende Anteil der Stromkontrakte wird an den Terminbörsen rein *finanziell* erfüllt. Dies bedeutet, dass am Tag der Erfüllung des *Futures* die Differenz zwischen *Future-Preis* und dem *Spot-*

¹¹Ein exemplarisches Beispiel ist der IntradayS-Markt unter: <http://www.power2energy.eu/ism/start/main>.
Zuletzt aufgerufen am 02.07.2018

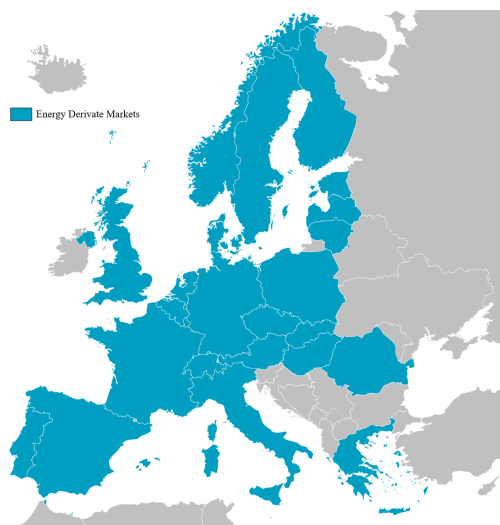


Abbildung 2.12: Länderabdeckung durch verschiedene Terminmärkte in Europa, Stand: Oktober 2017.

marktpreis zwischen den Handelspartnern beglichen wird. Käufer und Verkäufer von Strom-Futures können somit auf den Strompreis spekulieren und *hedgen*. Hedgen¹², bezeichnet ein Future-Geschäft zur Absicherung eines gewissen Preises, um Planungssicherheit zu erhalten. Eine Partei, die *hedgt* rechnet mit höheren Preisen für ein Gut zu einem Beschaffungszeitpunkt in der Zukunft und nimmt zur Planungssicherheit potentielle Verluste in Kauf, sollte der Warenpreis zum Erfüllungszeitpunkt doch gesunken sein [BKM11]. Aufgrund der überwiegend finanziellen Erfüllung der Futures und der großen Leistungsbänder als Handelsgrößen bietet sich die Terminmärkte hauptsächlich als Plattform zur Absicherung von Preisen für sehr große Akteure im Strommarkt an.

Spot- und Real-Time-Märkte

Spot- oder Real-Time-Märkte sind organisierte Energiemärkte für kurzfristigen Handel mit elektrischer Energie. Verschiedene Spotmarkt-Anbieter sind in praktisch jedem Land der EU zu finden (siehe Abbildung 2.13). Es werden dabei Spotprodukte gehandelt, das heißt eine garantierte Lieferung und Abnahme von Energie, im Ge-

¹²dt. *Absichern*



Abbildung 2.13: Länderabdeckung durch verschiedene Spotmärkte in Europa, Stand: Oktober 2017.

gensatz zur finanziellen Erfüllung der Terminmärkte. Die gehandelten Produkte sind ebenfalls in der Regel Leistungsbänder, jedoch in kleineren Einheiten und Zeiträumen als in Terminmärkten. Auf der EPEX Spot¹³ (Stand 10.07.2018) werden zum Beispiel Bandprodukte auf Basis von mehrstündigen Blöcken (bis zu 24 Stunden) über einer Stunde bis zu 15-Minuten-Blöcken gehandelt. Das Leistungsinkrement beträgt 0,1 MW. Somit ist grundsätzlich eine deutlich feinere Steuerung der Angebotsmengen möglich, die auch für kleinere Akteure realisierbar ist.

Ein typischer europäischer Spotmarkt wird von einer unabhängigen, dritten Partei betrieben und umfasst in der Regel den Day-Ahead-Markt, auf dem Händler ihre Energiebedarfe und -angebote für den folgenden Tag vermarkten. Am Beispiel der EPEX Spot findet dazu an einem bestimmten Zeitpunkt des Vortrages ein Auktionsverfahren statt. In dem Verfahren werden die Angebote mit ihren gebotenen Mengen jeweils auf der Kauf- und Verkaufsseite nach Preisen aufsteigend sortiert. Diese Preis-/Mengenkurven beider Seiten werden aufsteigend übereinander gelegt und der Schnittpunkt bestimmt (*Merit-Order-Verfahren*). Dieser Schnittpunkt ist der Marktträumungspreis, bei dem der größte erreichbare Umsatz für das Auktionsverfah-

¹³<https://epex-spot.com> - Letzter Aufruf: 27.04.2020

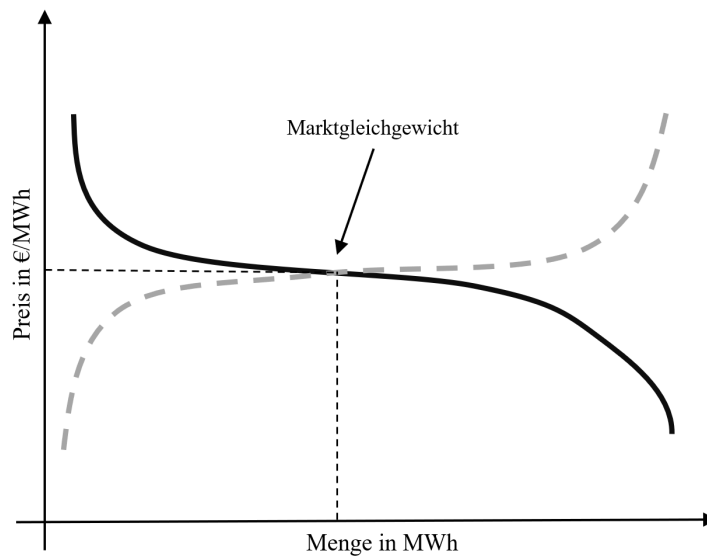


Abbildung 2.14: Findung des Markträumungspreises durch Bestimmung des Schnittpunktes von Angebots- (Grau) und Nachfragekurve (Schwarz) im Auktionshandel.

ren erreicht ist. Dieser Preis gilt dann für alle angenommenen Angebote, unabhängig davon, was ursprünglich geboten wurde (Einheitspreisverfahren). Das Verfahren ist in Abbildung 2.14 dargestellt.

Dieser Indexpreis des Spotmarkets hat weitreichende Signalwirkung für praktisch alle anderen Energiemärkte, da dieser Markttransparenz über die Preis- und Angebotssituation von Stromlieferungen herstellt [Ock08; Sto02]. In diesem Sinne hat der Spotmarkt-Index auch einen Einfluss auf OTC-Geschäfte, da er den Parteien als Ankerpunkt für die Preisfestsetzung dient [Ock08]. Ein Preisindex auf Markträumbasis ist jedoch nur anwendbar, wenn es einen Auktionszeitpunkt gibt und die Angebote in einheitlichen Preis-/Mengenkurven abgebildet werden können, also eine commodisierte Ware ohne weitere Unterscheidungsmerkmale vorliegt. Das Merit-Order-Verfahren im Auktionshandel hat jedoch strategische Nachteile bei der langfristigen Preisfindung, die im Abschnitt 5.3.1 über die Preisbildung in Märkten näher beschrieben werden.

Da die meisten europäischen Spotmärkte sich auf den Day-Ahead-Handel konzentrieren sind die meisten dieser Märkte keine *Real-Time-Märkte*, an denen ein echter untertägiger Handel stattfindet. Ein Charakteristikum von Real-Time-Markt ist der kontinuierliche Handel, bei dem Angebote und Nachfrage laufend aufeinander abgeglichen werden, um die *spot prices* dieses Marktes zu finden [Boh82; Sch+88]. Dies schließt konsequenterweise auch ein, dass sich Angebot- und Nachfragekurven teilweise nicht treffen können. Ein solcher Real-Time-Markt muss demnach auf Reservekapazitäten zurückgreifen können (z.B. Regelenergie), um den Netzbetrieb sicherzustellen [Sto02].

Im kontinuierlichen Intradayhandel wird für die Bestimmung des Indexpreises (*spot price*) das Verfahren des *gleitenden Durchschnitts* genutzt, da es keinen definierten Auktionszeitpunkt gibt, sondern der Handel kontinuierlich bis wenige Minuten vor dem Lieferzeitpunkt durchgeführt wird [Ock08]. Beim gleitenden Durchschnitt werden die abgeschlossenen Handelsvorgänge mit ihren Volumina gewichtet und gehen dann in den Index ein. Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass es jederzeit einen stabilen Indexpreis liefert, dieser sich jedoch laufend bis zum Lieferzeitpunkt ändern kann. Wie beim Markträumungspreis kann auch der gleitende Durchschnitt sowohl für jede Viertelstunde, für On-, sowie Off-Peak-Zeiten und für den ganzen Tag berechnet werden.

Der Handel zu einer bestimmten Viertelstunde endet zu einem definierten Zeitpunkt vor der betreffenden Viertelstunde. Dieser Zeitpunkt wird als *Gate Closure* bezeichnet. Danach können keine Handel mehr abgeschlossen werden. Eine Verkürzung der Zeit zwischen Gate Closure und dem Erbringungszeitpunkt wird von vielen Fachgremien als ein wichtiges Instrument zur Verbesserung des untertägigen Energiehandels angesehen, da es eine kurzfristigere Reaktion auf Ereignisse erlaubt [OGZ08]. Die EPEX Spot beispielsweise senkte die Gate-Closure-Zeit zuletzt auf fünf Minuten vor Lieferung. Die Verkürzung der Gate-Closure-Zeit, wie von der EPEX Spot vorgenommen, sorgt jedoch nicht unbedingt für eine bessere Beschaffungsökonomie. Die meisten Handelsakteure werden langfristige Verträge mit immer den gleichen Handelspartner vorziehen, da sie dadurch Transaktionskosten sparen, die durch eine Suche und Akquisition neuer Handelspartner entstehen [Boh82]. Eine Fixierung des Geschäfts auf den (anonymen) Intradayhandel birgt daher die Gefahr, dass die Transaktionskosten für die Beschaffung durch die genannten Risiken deutlich steigen.

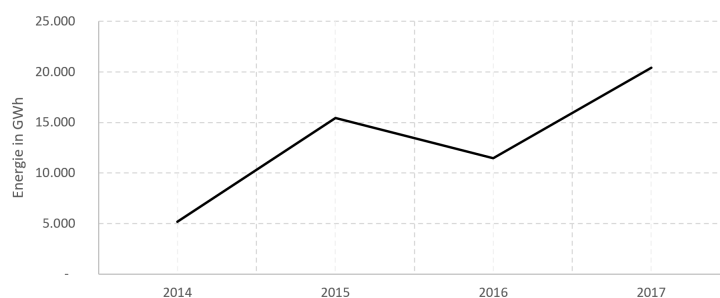


Abbildung 2.15: Redispatchmaßnahmen von 2014 bis 2017, basierend auf den Monitoringberichten der BNetzA [Bun17a].

Auf der anderen Seite hebt Bohn auch hervor, dass eine steigende Unsicherheit über die zukünftige Preisentwicklung dazu führt, dass die Länge der Verträge abnimmt, da alle Handelspartner ihre Opportunitäten wahren wollen [Boh82]. In Zeiten großer Unsicherheit über die Liefersituation könnte es dadurch zu einer intensiveren Nutzung der Intraday-Märkte kommen. Hier greift jedoch ein zweiter, immanenter Nachteil der Intraday-Börsen. Für den Handel wird angenommen, dass die Infrastruktur eine unendliche Kapazität hat, sodass keine logische Kopplung des Marktes mit der Netzsituation stattfindet. Die leitungsgebundene, elektrische Energie ist jedoch im hohen Maße von der Infrastruktur und der Knappheit der Kapazität geprägt, da ein übermäßiger Ausbau der Infrastruktur zu einem volkswirtschaftlichen Suboptimum führen wird [Hau13]. Die einfachen Preisfindungs- und Matching-Verfahren der Börsen spiegeln jedoch nicht die komplexen Wechselwirkungen wider, die durch die Akteure in das Netz induziert werden. Somit haben auch Netzbetreiber keine direkte Möglichkeit in Knappheitssituationen steuernd einzugreifen, ohne den Börsenhandel auszusetzen oder diesen zu ignorieren. Die Anzahl dieser Netzeingriffe durch die Netzbetreiber hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen [Bun17a], sodass langfristig eine Fortsetzung der vollständigen Entkopplung von Markt und Netz nicht tragfähig erscheint. Dies schlägt sich insbesondere in den zunehmenden Redispatch-Maßnahmen wider, bei denen Handelsvorgänge durch die Netzbetreiber aus Netzschutzgründen revidiert und ersetzt werden. Die Zunahme dieser Maßnahmen ist in Abbildung 2.15 dargestellt, und zeigt insgesamt eine deutliche Aufwärtstendenz.

Zusammenfassend bilden Spotmärkte in Europa derzeit einen großen Teil des organisierten Handels mit elektrischer Energie ab, wenngleich dieser gegenüber dem

OTC-Handel immer noch gering ist. Im Zuge der Energiewende zeigen sich auch Integrationsprobleme der Spotmärkte, da sie einerseits nur eine geringe Marktkopplung des Langfristhandels (via OTC) und Kurzfristhandels aufweisen. Gleichzeitig ignorieren Spotmärkte die infrastrukturelle Natur des Systems, was durch die zunehmende Dynamik im System zu vermehrten Netzeingriffen führen kann.

2.4 Herausforderungen der Aggregation

Die Aggregation von DER Systemen zu einem Virtuellen Kraftwerk stellt den Aggregator als Akteur vor eine Reihe von Herausforderungen. Insbesondere die Aggregation von vielen Ressourcen erzeugt speziell im Risikomanagement andere Probleme als der Betrieb eines klassischen Großkraftwerks. Das existierende Marktumfeld für Aggregatoren spiegelt dies nur unzureichend wieder, da hier klassische Energieblöcke in definierten Taktungen gehandelt werden. Auch integrieren existierende Märkte nicht die eigentliche Netzsituation, sodass dies bei dem Betrieb eines räumlich verteilten Virtuellen Kraftwerks zu neuartigen Herausforderungen führt. Die scharfe Trennung von Energiehandel und Netzbetrieb manifestiert sich auch in wirtschaftlichen Entscheidungsprozessen der Akteure, die fortwährend entscheiden müssen, auf welchen Märkten sie ihre Produkte platzieren sollen (Großhandel oder Netzdienstleistungen). Da die Fristen für die Märkte unterschiedlich sind und die Preisentwicklung und die Nachfragesituation nicht genau abschätzbar sind, entstehen so neue Risiken. Ferner sind aktuelle Märkte derzeit unattraktiv für die Nachfrageseite, die zunehmend dynamischer wird [Sto02]. Damit ist eine neue Produktkategorie derzeit noch weitgehend unerschlossen. Diese Faktoren zeigen den Bedarf an einer ergänzenden Lösung für die existierenden Energiemärkte, die in den folgenden Kapiteln näher beschrieben werden soll. Energiedienstleistungen können als neuartige Handelsprodukte die Nachfrageseite und kleinere Erzeuger durch zugeschnittene Produktdefinitionen und dienstleistungsorientierte Märkte ertüchtigen. Dabei wird ein Teil der Expertise, die ursprünglich bei Aggregator verortet war, in die Beschreibung der Dienstleistung übertragen, wodurch ein vielseitiges Produkt entsteht. Um dieses handeln zu können, muss der Markt ein Design aufweisen, das sich deutlich von den existierenden Commodity-Märkten unterscheidet. Dabei ist jedoch zu beachten, dass dieser Markt sich in das bestehende Umfeld integrieren muss.

3 | Analyse und Anforderungen an Energiedienstleistungen

Für eine hinreichende Definition der Energiedienstleistungen für DER Systeme zur Integration in Virtuelle Kraftwerke ist eine Analyse und Beschreibung der Anforderungen vonnöten, die durch das Energiedienstleistungs-Modell und den Energiedienstleistungsmarkt umgesetzt werden sollen. Für die Analyse soll das etablierte *Smart Grid Architecture Model (SGAM)* des CEN-CENELEC-ETSI-Verbundes dienen [CEN12]. SGAM bildet die verschiedenen interoperablen Kopplungen von Systemen in einem Schichtenmodell ab. Das SGAM Modell besteht aus dem *SGAM Framework* und der *SGAM Methodology*, die hier genutzt werden, um die Interoperabilitätsanforderungen zu identifizieren und zu modellieren. Aus der Analyse und den vorliegenden Use Cases aus dem europäischen FP-7-Projekt *Open System for Energy Services* werden die Anforderungen an das Modell der Energiedienstleistungen und den dazugehörigen Markt definiert.

3.1 Vorstellung der Interoperabilitätsanalyse mit SGAM

Das SGAM Framework definiert Ebenen (Layers), die im Smart Grid Kontext identifiziert wurden und in denen Interoperabilitätsanforderungen bestehen können [Usl+19]. In Abbildung 3.1 sind die verschiedenen Schichten des SGAM Modells aufgetragen. Diese Ebenen dienen der Einordnung von Interaktionen und Verbindungen zwischen den verschiedenen Bereichen (Zonen und Domänen) im Smart Grid. Dadurch entsteht eine dreidimensionale Interoperabilitätsansicht auf die beschriebene Smart-Grid-Anwendung, bestehend aus den Schichten (vgl. Abbildung 3.1), den Domänen und den Zonen. Das Framework wird in der Regel einen in Abbildung 3.2 dargestellten Würfel repräsentiert. Die Domänen im SGAM Framework sind in fünf Gruppen geteilt, die durch die CEN, CENELEC und ETSI definiert sind. Da die

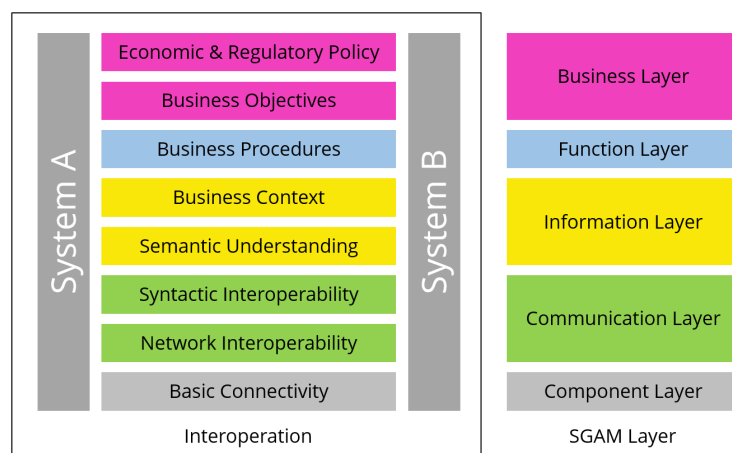


Abbildung 3.1: Abbildung der Interoperabilitätsebenen auf das Schichtenmodell des SGAM Frameworks nach CENELEC [CEN12].

Definition des DERs in dem SGAM Framework von der in dieser Arbeit gewählten abweicht, werden die durch das SGAM definierten Domänen hier kurz beschrieben:

- **Bulk Generation:** Großherzeuger, die überwiegend am Übertragungsnetz angeschlossen sind.
- **Transmission:** Das Übertragungsnetz unter Kontrolle des ÜNB.
- **Distribution:** Das Verteilnetz unter Kontrolle des VNB.
- **DER:** Kleinerzeuger im Bereich 3 kW bis 10.000 kW, die direkt am Verteilnetz angeschlossen sind.¹
- **Customer Premises:** Endverbraucher von elektrischer Energie, jeder Skala von Haushalten bis Großindustrie, sowie Kleinstherzeuger.

¹Die DER-Definition des SGAM Frameworks weicht insofern ab, dass im SGAM Framework genaue Leistungsgrenzen definiert sind und die Endkunden-Ebene separat aufgeführt wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Begriff *DER System* jedoch weiterhin im Sinne der vorher erarbeiteten Definition verwendet. Die SGAM-Domäne *DER* mit der eingeschränkten Bedeutung soll nur in diesem Kapitel genutzt werden.

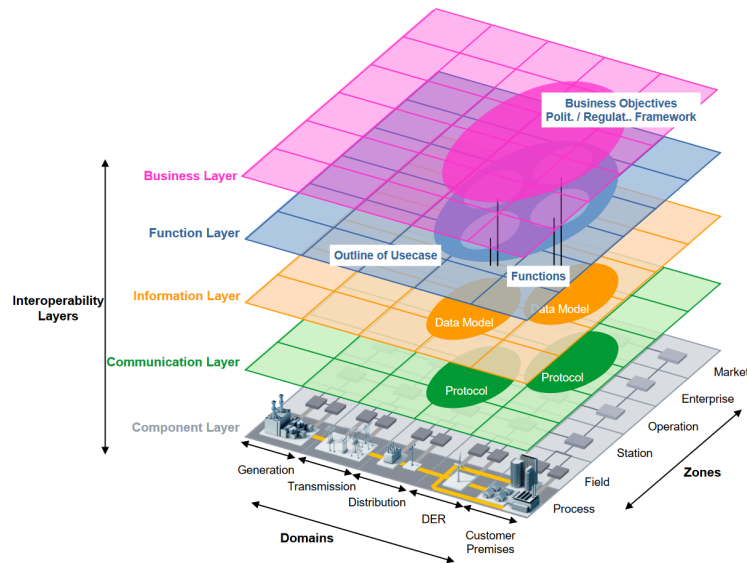


Abbildung 3.2: SGAM Framework der CEN-CENELEC-ETSI aus [CEN12]. In der Interoperabilitätsanalyse wird das Modell genutzt, um die verschiedenen Bereiche möglicher Interaktionen abzudecken. Bildlizenz: CC-BY-SA 4.0

Ob diese von der CEN-CENELEC-ETSI gewählte Unterscheidung zwischen *DER* und *Customer Premises* im Hinblick auf die rasante Verbreitung von steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugeranlagen mit teilweise hohen Autarkiegraden zeitgemäß ist, muss zukünftig diskutiert werden (siehe auch Fußnote in der Definitionbeschreibung). Für die Analyse im Rahmen des SGAM Frameworks soll sie hier ausreichen.

Um die Details in den Interoperabilitätsschichten für eine gewünschte Anwendung zu beschreiben benötigt es als Analysewerkzeug die *SGAM Methodology*. Diese beschreibt ein Vorgehensmodell aus sechs aufeinanderfolgenden Analyseschritten, in denen die Ebenen des SGAM Frameworks systematisch definiert werden. Die Schritte sind:

1. **Use-Case-Analysis:** Im ersten Schritt werden die Use Cases beschrieben. Dazu ist es notwendig, die Ziele und den Rahmen der Anwendung zu skizzieren und Akteure zu identifizieren. Üblicherweise werden dazu weitergehende Methodiken eingesetzt. Zweckmäßig sind dabei beispielsweise die Unified Modeling Language (UML) oder die Use Case Methodology IEC 62559.

2. **Abbildung auf das Component Layer:** Basierend auf der Use-Case-Beschreibung und den darin enthaltenen Akteuren können Komponenten abgeleitet werden, die durch die Use Cases betroffen sind. Da Akteure im Kontext des SGAM Frameworks Organisationen, Personen, Entitäten oder Anwendungen sein können, sollten sie mit den entsprechenden Domänen assoziiert werden.
3. **Abbildung auf das Business Layer:** Die beteiligten Business Entities und Akteure werden im Business Layer abgebildet. Dabei werden auch die Ziele und Nebenbedingungen (z.B. regulatorische Vorgaben) miteinbezogen.
4. **Function Layer entwickeln:** In nächsten Schritt werden konkrete Funktionen zur Realisierung des Use Cases beschrieben. Dabei werden funktionale Beschreibungen aus dem Use Case extrahiert und als konkrete Prozesse und Unter-Use-Cases abgeleitet.
5. **Information Layer entwickeln:** In diesem Layer werden die Informationen und Datenmodelle definiert, die zwischen den Akteuren, Prozessen und Funktionen ausgetauscht werden.
6. **Communication Layer beschreiben:** Zuletzt werden die Kommunikationsprotokolle und Mechanismen festgelegt, mit denen die verschiedenen Akteure miteinander Informationen und Daten austauschen.

Im Sinne der Darstellung innerhalb dieser Arbeit wird nur eine Teilmenge der *SGAM Methodology* im nächsten Abschnitt beschrieben. Die Analyse wird sich auf die Schritte zwei bis fünf fokussieren. Als Input für die Use-Case-Analyse dienen Use Cases aus dem OS4ES-Projekt. Die für Virtuelle Kraftwerke relevanten Anwendungsfälle werden zunächst kurz skizziert und grundlegende Anforderungen an das System und das Beschreibungsmodell für Energiedienstleistungen abgeleitet. Darauf folgt die Analyse der Layer (Schritt 2. bis 5.). Das Communication Layer wird nicht weiter betrachtet, da es eine Vielzahl möglicher Ansätze und Standards existieren, um die beschriebenen Funktionen und Schnittstellen umzusetzen.

3.2 Analyse des Ansatzes mit SGAM

Auf Basis des im vorigen Abschnitt vorgestellten *SGAM Framework* soll nun die schrittweise Analyse des Systems nach der *SGAM Methodology* vorgenommen werden. Dabei werden zuerst die Anwendungsfälle und Anforderungen aus dem OS4ES-Projekt vorgestellt und dann die verschiedenen Schichten analysiert.

3.2.1 Analyse der Use Cases und Anforderungen

Die Analyse der Anforderungen soll anhand der Use Cases des OS4ES-Projektes vorgenommen werden. Dazu wird zuerst der Projektrahmen kurz vorgestellt und dann darin untersuchten Use Cases. Abschließend werden aus diesen Anforderungen an die technische Plattform für den Handel und die Energiedienstleistungsbeschreibung abgeleitet.

Beschreibung des OS4ES-Projekts

Im europäischen Verbundprojekt *Open System for Energy Services* (OS4ES) wurde die Entwicklung hin zu einer zunehmenden Anzahl von heterogenen DER Systemen im gesamteuropäischen Kontext untersucht und die daraus resultierenden Herausforderungen systematisch analysiert. Mögliche Business Cases für kleine und mittlere DER Systeme wurden auf Basis der IEC-62559-Use-Case-Beschreibung identifiziert und beschrieben. Dabei zeigte sich das Potential für Anwendungen der Virtuellen Kraftwerke deutlich. Das OS4ES-Konsortium legte den Fokus sowohl auf etablierte, als auch neuartige Anwendungsfelder für VPPs im europäischen Verbundnetz. Dabei spielte insbesondere die Harmonisierung des europäischen Verbundnetzes eine große Rolle, so zum Beispiel die Erarbeitung von Vorschlägen für einen allgemeinen Beschaffungsmechanismus für Regelenergie. Im Projektzeitraum waren solche Prozesse noch nicht in allen beteiligten Länder etabliert. Auch zukünftige Felder, wie die europaweit zunehmende Bedeutung des Verteilnetzes in der Engpassbewirtschaftung oder die Spannungsstabilisierung wurden aufgenommen. Die Lösungen sollten im Kontext einer einheitlichen, verteilbaren, öffentlich zugänglichen Plattform entwickelt werden. Diese Plattform (die *Registry*) wurde dabei als Datendrehscheibe konzipiert. Sie fungiert als zentrale Informations- und Marktplattform für jede Größe von DER System und bietet dabei einen integrierten Energiehandel an. Dieser

ermöglicht sowohl den Energiehandel zwischen BKVs, als auch die Beschaffung von Netzdienstleistungen über ein einziges technisches System.

Untersuchte Anwendungsfälle

Der überwiegende Teil der beschriebenen Anwendungsfälle im OS4ES-Projekt sind daher direkte Anwendungen von DER Systemen im VK-Verbund zur Lösung netz- und energiebezogener Problemstellungen. Im Folgenden werden die sechs für das Anwendungsfeld DER Systeme und Virtuelle Kraftwerke wichtigen Use Cases kurz dargestellt. Die vollständigen Use-Case-Beschreibungen sind in [BR13] zu finden.

1. **Marketization of Balance Group Management** Etablierung eines direkten Handels zwischen Bilanzkreisverantwortlichen über die Bereitstellung von Wirkleistung auf Basis von DER Systemen
2. **Frequency Control:** Die Bereitstellung aller drei durch die ENTSO-E definierten Regellenergie-Arten (Primär-, Sekundär- und Tertiär-Regelleistung) durch Virtuelle Kraftwerke und einzelne DER Systeme, sofern sie dazu technisch in der Lage sind.
3. **VoltVar Optimization:** Spannungshaltung und Blindleistungskompensation im lokalen Verteilnetz durch DER Systeme und VPP-Verbünde.
4. **Dynamic Virtual Power Plants:** DER Systeme können selbstständig mehreren Aggregatoren Energiedienstleistungen gleichzeitig anbieten. Dadurch sind Aggregatoren in der Lage schnell und gezielt Fähigkeiten bzw. Kapazitäten in ihr Portfolio einzubinden.
5. **Aggregation and Settlement of Flexibility:** Nutzung lokaler Ressourcen auf der Demand-Side zur Netzengpassbewirtschaftung.
6. **Demand Response using EV:** Identifikation von Potentialen zur Einbindung elektrisch angetriebener Fahrzeuge in VPP-Verbünde.

Die im Projekt beschriebenen Use Cases haben einen starken Anwendungs- und Geschäftsfallbezug. Bei näherer Betrachtung können deutliche Gemeinsamkeiten in der Art der Dienstleistungsbereitstellung gefunden werden. In der Regel basieren die

meisten Anwendungsfälle auf der Anforderung, dass Wirkleistung von einem Akteur für den anderen Akteur erbracht wird (Anwendungsfälle 1, 2, 4, 5, 6). Die technischen Parameter, oder notwendigen technischen Voraussetzungen unterscheiden sich leicht (z.B. erfordert der 2. Anwendungsfall eine automatische Frequenzhaltung oder Abrufchnittstelle für den ÜNB). Die zugrundeliegenden technischen Voraussetzungen unterscheiden sich zwischen den Anwendungsfällen somit nur geringfügig und müssen daher im Datenmodell repräsentiert werden. Bei den untenstehenden Anforderungen an den Ansatz, die aus den Anwendungsfällen abgeleitet wurden, wird zwischen den Anforderungen an die Energiedienstleistungsbeschreibung und den Anforderungen an die technische Plattform bzw. den Energiemarkt unterschieden.

In der folgenden Definition der Anforderungen werden die zwei Schlüsselakteure als Kernnutzer betrachtet. Das auf der einen Seite das DER System als Anbieter von Energiedienstleistungen und auf der anderen Seite der Aggregator als Dienstleistungsnehmer im System und den damit verbundenen Anforderungen.

Anforderungen an die Energiedienstleistungsbeschreibung

Die Anforderungen an eine Dienstleistungsbeschreibung lassen sich systematisch aus den Beobachtungen zu den Energiemarktanforderungen und den bereits beschriebenen Herausforderungen der Aggregatorenrolle ableiten. Anhand der existierenden Use Cases können für DER Systembetreiber folgende Nutzeranforderungen identifiziert werden:

- ESD-1 - Maßgebliche technische Fähigkeiten und Beschränkungen, die für die Erbringung von Wirkleistung erforderlich sind, müssen in dem Produkt aufgezeigt werden. Diese Anforderung ergibt sich der aktiven Teilnahme des DER Systems an dem Energiemarkt und aus den untersuchten Use Cases 1, 2, 4, 5, und 6.
- ESD-2 - Technische Zusatzfähigkeiten (z.B. Fähigkeit zur Primärregelleistung, oder Spannungshaltung) müssen transparent gemacht werden können. Damit werden Investitionsanreize geschaffen, die Anlage für weitere Produkt- und Use-Case-Felder zu ertüchtigen und für eine Vielzahl von Aggregatoren

attraktiv zu sein. Die Anforderung ergibt sich aus dem Ziel wirtschaftlichen Handelns des DER Systems und den Use Cases 2 und 5

- ESD-3 - Das Modell muss einen ausreichenden Abstraktionsgrad vorweisen, sodass der Aggregator keinen Schaden anrichten kann (Fahrplan- oder Setpoint-Steuerung), und nicht zu viele Kommunikationsstandards umgesetzt/angeboten werden müssen. Dies ergibt sich aus dem Bedürfnis nach Zugriffssicherheit durch Abstraktion und Komplexitätsreduktion.

Für den Aggregator als Nutzer der Energiedienstleistungen ergeben sich folgende Anforderungen:

- ESA-1 - Es müssen Typinformationen und Vorhersageinformationen über die erwartete Leistung vorliegen, damit eine Einschätzung über das Einsatzrisiko vorgenommen werden kann. Dies ergibt sich implizit aus dem Aggregatordilemma, welches ein dediziertes Risikomanagement erforderlich macht.
- ESA-2 - Es muss der Ort des DER Systems mit hinreichender Genauigkeit bekannt sein, damit netzengpassspezifische Produkte dem VNB angeboten werden können und die Use Cases 3 bis 6 umzusetzen. Klassische Energiemärkte betrachten abstrakte Marktzone, die keine Kopplung mit dem technischen System haben. Durch die zunehmende Heterogenität und Verteilung der DER Ressourcen ist ein Netzbezug jedoch erforderlich, um lokal auftretende Engpässe lösen zu können.
- ESA-3 - Expertendaten, die vorher im Aggregator vorhanden waren und zum störungsfreien bzw. effizienten Betrieb notwendig sind müssen vorliegen. Diese Anforderung ergibt sich insbesondere aus den Use Cases 4 und 5. Die Expertendaten können Speicherdaten, Vorhersagen sowie Leistungsdaten sein, damit auch z.B. Netzdienstleistungen angeboten werden können.
- ESA-4 - Das Modell muss einen ausreichenden Abstraktionsgrad vorweisen, sodass der Aggregator keine Vielzahl von Standards anbinden muss. Diese Anforderung ergibt sich aus allgemeinen Anforderungen an verteilte Softwaresysteme, da es derzeit keinen allgemeingültigen Softwarestandard gibt.

Aus der Verbindung der Anforderungen des Aggregators und des DER System lassen sich an die Energiedienstleistungen drei globale Kernanforderungen identifizieren:

- **SERV-1:** Physische Informationen, wie Leistungsparameter, Vorhersagen und Energiedaten müssen transparent offengelegt werden, um einen effizienten Einsatz zu ermöglichen und das Risikomanagement des Aggregators zu verbessern (ESD-1, ESA-1, ESA-3)
- **SERV-2:** Regulatorisch oder technisch notwendige Parameter der DERs für Netzdienstleistungen wie VoltVar-Optimization und Frequency-Control müssen vorliegen, da diese noch nicht in Europa flächendeckend auf Märkten beschafft werden (ESD-1, ESD-2, ESA-3).
- **SERV-3:** Es müssen Möglichkeiten geschaffen werden Demand-Response- und Flexibility-Anwendungsfälle für den VNB zu realisieren, um lokale Netzengpässe zu lösen (ESD-1, ESD-2, ESA-1, ESA-2, ESA-3).

Es zeigt sich, dass für den lokalen Einsatz kleiner DER Systeme im Demand-Response und Flexibilitätsumfeld die höchsten Anforderungen an die technische und informationelle Ausgestaltung gestellt werden. Dies ergibt sich daraus, dass im Niederspannungsumfeld die Netzrestriktionen am striktesten sein können und die entsprechenden Anlagen beim Endkunden von hoher Heterogenität und Anwendungsdiversität geprägt sind. Dies wird im Abschnitt 6.2 in der Endkundendomäne näher untersucht. Die Anforderungen ESD-3 und ESA-4 zum dem Abstraktionsmodell sollen durch die Energiedienstleistungen erfüllt und bis auf Informationsebene untersucht werden (siehe folgende SGAM-Layer-Analyse).

Anforderungen an den Energiemarkt

Der Energiemarkt auf der Grundlage von Energiedienstleistungen soll als Handelsplatz für die zwei Akteure bzw. Nutzer fungieren. DER Systeme werden somit in die Lage versetzt, mit mehreren Aggregatoren zu interagieren und zu handeln und verhindern so den in der Problemstellung der Arbeit beschriebenen Aggregatoren-Lock-In, bei dem sie auf die Geschäftstätigkeit des Aggregatoren angewiesen sind.

Für das DER System ergeben sich folgende Nutzeranforderungen aus den Use-Cases und der Problemstellung:

- EMD-1 - Zugangsbarrieren für kleine, heterogene Anlagen möglichst niedrig halten, um eine breite Teilnahme zu erwirken. Ein Pooling im Sinne des gemeinsamen Energiemarktes zur Vermeidung des Aggregatordilemmas wird damit möglich, um z.B. Use Case 5 zu erfüllen.
- EMD-2 - Eindeutige Markt- und Handelssignale für einen transparenten Markt [Ock08; Sto02]. Dadurch können DER Systeme ohne komplexe Logik an der Preisbildung des Marktes teilhaben und diese für sich optimieren.
- EMD-3 - Handelsgeschwindigkeit an die Anforderungen der DER Systeme anpassen. DER Systeme haben in den Use Cases 5 und 6 teilweise hohe Fluktuationen bei der Verfügbarkeit und dem Leistungsvermögen, sodass eine klassische Handelstaktung im Vortags-/Day-Ahead-Handel Teilnehmer ausschließen könnte und so den Pool an Anlagen wieder deutlich verkleinert.

Für den Aggregator als Nutzer ist dabei entscheidend, dass er nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten effizient und schnell agieren kann, um das beschriebene Aggregatordilemma zu vermeiden:

- EMA-1 - Kontinuierlicher Handel um die Möglichkeit der kontinuierlichen Bedarfsdeckung zu schaffen. Das Aggregatordilemma zeigt den Nutzen einer gemeinsamen Beschaffungsplattform für zeitweise Ausfälle oder Fluktuationen.
- EMA-2 - Breite Angebotsbasis, um niedrige Preisniveaus zu erreichen. Auf Grundlage der dritten der Forschungsfrage zur Preisstabilität des Marktes soll angenommen werden, dass eine breite Angebotsbasis die Wahrscheinlichkeit stabiler Preise und einen gedeckten Markt erzeugt. Dies wird im Kapitel 6.1 untersucht.

Auf Basis der Anwendungsfälle konnten zwei globale Kern-Anforderungen an das Marktsystem identifiziert werden:

- **MSYS-1:** Das System soll DER Systeme einen Markt/Handelsplatz bieten und dabei deren heterogene Fähigkeiten durch Produkte auf Basis von Energiedienstleistungen abbilden. Somit sollen sie für o.g. Geschäftsfälle verfügbar sein. Dabei sollen allen Teilnehmern die notwendigen Marktinformationen bereitgestellt werden (transparenter Markt, EMD-1, EMD-2, EMA-1, EMA-2).
- **MSYS-2:** Der Handel im System sollte kontinuierlich durchgeführt werden und keinem festen Handelstakt folgen. Damit werden die Akteure in die Lage versetzt schnell und automatisierbar auf unvorhergesehene Ereignisse reagieren können (EMD-1, EMD-3, EMA-1).

Auf Basis der hier beschriebenen Anwendungsfälle und Anforderungen wird im Folgenden die Schichtenanalyse im SGAM Framework vorgenommen.

3.2.2 Component Layer

Bei der Einordnung der Use Cases in das Component Layer (siehe Abbildung 3.3) zeigt sich deutlich der Wandel in der Energiewelt. In der Vergangenheit fand der Energiehandel in der Regel zwischen großen Akteuren mit Großkraftwerken statt. Die Übertragungsebene (Transmission) war insoweit betroffen, dass Netzdienstleistungen wie Regelenergie durch regulatorische Vorgaben marktnah beschafft werden mussten. Die Markteintrittsbarrieren waren (und sind teilweise) jedoch so hoch, dass es nur großen Akteuren möglich war, an diesen zu partizipieren.

Im Gegensatz dazu ist die derzeitige, im Wandel begriffene, und zukünftige Energiewelt quer über die Dimension der Domäne integriert. Nicht nur, dass nun auch kleinere DER Systeme am Markt partizipieren können, auch das Verteilnetz gewinnt in der derzeitigen Diskussion um das Engpassmanagement der Energie im Netzbetrieb an Bedeutung. Das zukünftige, marktnahe Engpassmanagement wird deutlich stärker von lokalen Bedingungen abhängen, sodass die Bedeutung von DER Systemen als Netzdienstleister steigen wird. Gleichzeitig mit der Verbreitung von mittleren und kleinen DER Systemen steigt auch die Integration von Kleinst-DER-Systemen (z.B. Aufdachsolaranlagen, oder Mikro-Blockheizkraftwerke) in die Haushalte von Endkunden. Diese Systeme sind nicht exklusiv auf die Bereitstellung von Energie in des Netz ausgelegt, sondern dienen in erster Linie dem Endkunden. Die Heimautomatisierungssysteme werden daher in Zukunft zunehmend abwägen müssen, ob sie

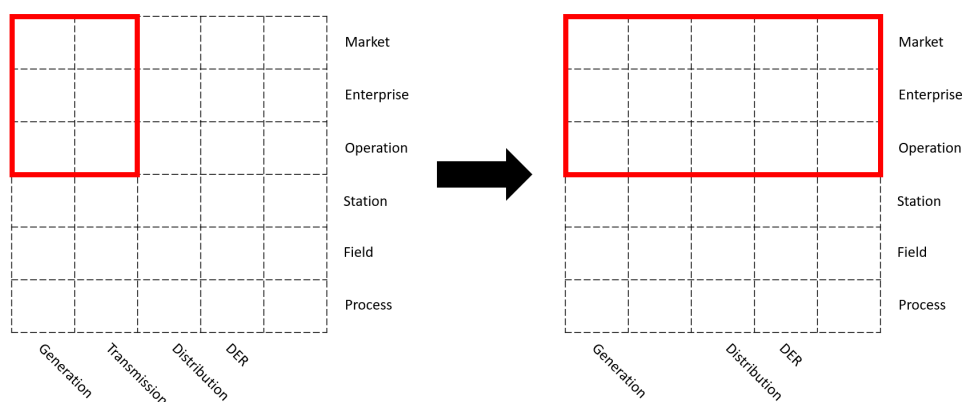


Abbildung 3.3: Einordnung in das SGAM Component Layer. Die rote Umrandung in dem linken Teil zeigt den Bereich, in dem im klassischen System ein Energiehandel stattfand. Großanlagen fungierten Regelzonenscharf (auf ÜNB-Ebene). Im zukünftigen System sind alle Systemdomänen voll in den Handel und den Austausch von Energie integriert.

für das Netz oder andere Akteure Dienstleistungen erbringen, oder zum Komfortgewinn der Endkunden. Netzbetreiber sehen sich demnach einer neuen Anlagenklasse gegenüber, die flächendeckend nicht in erster Linie am Netzbetrieb partizipiert. Die Abwägung der Interessen der Endkunden kann große Auswirkungen haben, wie beispielsweise im Anwendungskapitel 6.2 näher ausgeführt wird. Daher ist die Einbindung dieser Ressourcen auf operativer Ebene zur marktdienlichen Einbindung von immenser Wichtigkeit für den zukünftigen Netzbetrieb und die Energiemärkte gleichermaßen.

Wie oben bereits erwähnt, soll die technische Anbindung der Systeme und die konkrete Beschreibung der Protokolle nicht weiter vertieft werden. Daher werden die Zonen unter *Operations* in diesem Analyseschritt nicht näher beachtet. Dennoch soll erwähnt werden, dass auch hier große Herausforderungen bestehen, die Heterogenität der neuen Anlageklassen sinnvoll auf das operative Niveau für den Marktzutritt zu heben.

3.2.3 Business Layer

Die sich aus den Use Cases ergebenden Geschäftsziele eines Aggregators in seiner Rolle als Bilanzkreisverantwortlicher oder VPP-Betreiber ist die Maximierung des Umsatzes mit den Anlagen im Portfolio. In der derzeitigen Energiewelt hat der Aggregator die in Tabelle 3.1 dargestellten Möglichkeiten, seine Anlagen einzusetzen, bzw. anzubieten. Subsumiert kann der Aggregator sein Portfolio entweder anderen Bilanzkreisverantwortlichen anbieten oder Systemdienstleistungen für den ÜNB oder VNB bereitstellen. Zukünftig könnten auch neue Systemdienstleistungen für den VNB entstehen, wie die Netzengpasskompensation. Der *status quo* des Energiehandels zeigt jedoch deutlich, dass in den existierenden Anwendungen die reine Wirkleistungsbereitstellung übergeordnete Bedeutung hat. Die in Abschnitt 2.3 behandelten Energiemärkte für Wirkleistungsbereitstellung (z.B. OTC, Spotmarkt, Regelenergiemarkt) machen den Großteil des Handelsvolumens aus [Bun17a].

Übertragen in die SGAM Methodology und das Business Layer bedeutet dies, dass die Bereitstellung von Wirkleistung der Primärmarkt für jede teilnehmende Anlage sein sollte. In Abbildung 3.4 ist das Business Layer exemplarisch für die Bereitstellung und Nutzung von Wirkleistung dargestellt. Für die Domäne *Generation* ist die Ausrichtung auf diesen Anwendungsfall eindeutig, da alle *Zones* dieser Anlagen in der Regel dem wirtschaftlichen Ziel einer Vermarktung der Erzeugungskapazität untergeordnet sind, da dies der Hauptzweck der Anlage an sich ist.

In der Domäne *Transmission* benötigen Übertragungsnetzbetreiber für die Frequenzhaltung Wirkleistungsbereitsteller. Der Bedarf wird bei den europäischen ÜNBs auf Basis langfristiger Prognosen in festen Intervallen ausgeschrieben oder bilateral beschafft (vg. Abschnitt 2.3.1). Im Regelbetrieb wird auf Basis der Frequenz entweder automatisch die Frequenzreserve aktiviert, oder vom ÜNB auf Basis der Abweichung von den bereitstellenden Anlagen angefordert. Daher werden diesbezüglich keine weiteren Aktivitäten unter der *Operation*-Ebene unterstellt.

Ein neues Feld in dem Bereich *Distribution* ist das marktbezogene Engpassmanagement in der Domäne des VNBs. Auf Basis seines Netzstatus und der Einspeise- und Lastprognosen kann dieser Maßnahmen ergreifen, Netzbetriebsmittel durch Last- oder Einspeiseanpassungen zu stabilisieren. Diese Maßnahmen finden auf verschiedenen Zeitskalen statt und betreffen in der Regel verschiedene Segmente des Verteilnetzes durch lokale Überlastungen oder andere Engpässe. VNBs müssen deshalb

Tabelle 3.1: Anwendungsfälle im Stromnetz. *PRL*, *SRL* und *MRL* stehen für Primär-, Sekundär, und Minutenregelleistung. *NB* repräsentiert entweder VNB oder ÜNB. *P* bezeichnet Wirkleistung, sowie *Q* Blindleistung. *Block* bezeichnet die Bereitstellung auf Basis eines commiditisierten Produktes zu einem festen Zeitpunkt und *Abruf* den Abruf einer bereitstehenden Kapazität bei Bedarf.

Bezeichnung	Rolle	Marktplatz	P Q	Abruf Block	Bemerkungen
Wirkleistung	BKV	EPEX Spot, OTC	P	Beides	Größter Handelsanteil
PRL	ÜNB	regelleistung.net	P	Auto	Automat. Frequenzhaltung
SRL	ÜNB	regelleistung.net	P	Abruf	Kapazität für Ausgleich
MRL	ÜNB	regelleistung.net		Abruf	Kapazität für Ausgleich
Redispatch	NB	OTC/Benennung	P	Abruf	Rebilanzierung von Anlagen
Countertrading	NB	EPEX, OTC	P	Block	Gegenhandel durch NB
Abschaltbare Lasten	NB	regelleistung.net	P	Abruf	Spez. für Engpässe
Spannungshaltung	NB	(OTC)	Q	N.A.	Derzeit techn. Lösungen
Kompensation für Netzverluste	NB	Ausschreibung	P	Block	Langfristig

feingranulare Mechanismen entwickeln und nutzen, um das Engpassmanagement und die damit verbundenen, hohen volkswirtschaftlichen Kosten zu begrenzen.

Analog zur *Generation* ist die *DER* Domäne ebenfalls eindeutig vertikal auf die Gewinnerzielung durch Wirkleistungsbereitstellung ausgerichtet. Besonders interessant in diesem Fall ist die Domäne *Customer Premises*, da hier sowohl Erzeugung als auch Verbrauch eine Rolle spielen und diese Rollen je nach individuellen Zielen und externen Signalen laufend gewechselt werden können. In der Zone *Operationen* laufen dementsprechend sowohl die Interessen auf Basis der externen Signale und Absichten, sowie die Nutzenfunktionen der Endkunden zusammen. Es muss an die-

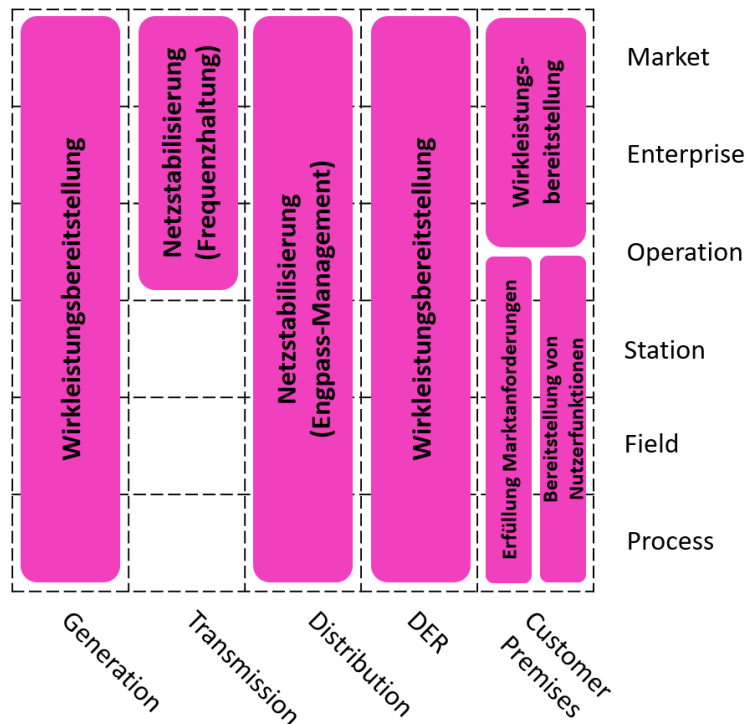


Abbildung 3.4: Business Layer des SGAM Frameworks. Geschäftsziele aufgrund der definierten Use Cases und der Tabelle 3.1.

ser Stelle eine Abwägung getroffen werden, welche interne oder externe Funktion für den Endkunden die Mehrwertfunktion ist, um seine Nutzungs- und Gewinninteressen ausgewogen zu bedienen. Dadurch können Endkunden ermuntert werden, aktiv und freiwillig marktdienliches Verhalten zu zeigen.

Die in Abbildung 3.4 dargestellte Analyse des *Business Layers* deckt die Anwendungsfälle zur Bereitstellung von Wirkleistung ab und lässt sich größtenteils auch auf andere Geschäftsziele übertragen. Im Bereich der *Customer Premises* kann auch ein flexibler Verbrauch mit den Geschäftszielen der anderen Domänen vereint werden. So können Bilanzkreisausgleich (*Generation* und *DER*) oder Netzstabilisierung dadurch abgedeckt werden. Auch die Bereitstellung von Blindleistung lässt sich somit auf alle Domänen übertragen. Im Folgenden soll jedoch die Analyse aus Übersichtsgründen exemplarisch für die Wirkleistungsbereitstellung weitergeführt werden.

3.2.4 Function Layer

Im vierten Schritt der *SGAM Methodology* werden die notwendigen Funktionen im *Function Layer* identifiziert. Das Ergebnis der Analyse ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Für die Funktionen können sowohl Akteur-interne (vertikal integrierte), als auch Domänen-übergreifende (horizontal integrierte) Funktionen identifiziert werden.

Die domänenübergreifenden Funktionen bilden die Markt- und Handelsprozesse im dynamischen Marktumfeld ab. In der Zone *Market* werden zwischen den verschiedenen Domänen die Marktsignale verteilt und Angebot und Nachfrage zusammengebracht. Marktsignale sind für alle Teilnehmer von entscheidender Bedeutung, da sie Informationen beinhalten, wie die Marktpreisentwicklung (Index). Nur durch den offenen, gleichberechtigten Zugang zu den Marktinformationen kann ein transparenter und fairer Handel gewährleistet werden. Auf dieser Basis können Angebot und Nachfrage entstehen und sinnvoll bepreist werden.

Die zweite Marktfunktion ist das Market-Matching, bei denen Angebote und Nachfrage zusammengebracht werden und der Handel durchgeführt wird. Angebote und Gesuche werden systematisch von den agierenden Akteuren gesammelt und nach festen Regeln zusammengeführt. Derartige Handelsvorgänge bieten ein festes Rahmenwerk über die Art, Form, Erbringung und Bezahlung für die angebotene Leistung. Das Market-Matching ist eine essentielle Funktion für den Handel, da durch sie eine organisierte Marktplattform entsteht. Das Matching sollte weitgehend automatisiert und nachvollziehbar gestaltet werden. In dieser Funktion müssen die Anforderungen an den Markt aus den Use Cases umgesetzt werden. Das bedeutet, dass die Domänen *Generation*, *DER* und *Customer Premises* einen gleichberechtigten Marktzugang erhalten. Um Fairness und Vergleichbarkeit zwischen ihren Angeboten herzustellen, ist ein Indexpreis erforderlich, der auf Basis der Angebote erstellt wird. Für die Preisbildung müssen zusätzliche Parameter hinzugezogen werden.

Zur Nutzung der Marktsignale und dem Market-Matching benötigt ein entsprechend implementierter Marktplatz eine API, der den Zugriff auf die Marktfunktionen ermöglicht. Zugrunde liegen dort die Datenmodelle, die im nächsten Abschnitt beschrieben werden.

Die zweite domänenübergreifende Funktion ist der Austausch von Fahrplänen. Sie erlaubt es nach einem erfolgten Handel zwischen den Akteuren Fahrpläne und Messdaten auszutauschen, um das gewünschte Verhalten zu erzeugen und zu kon-

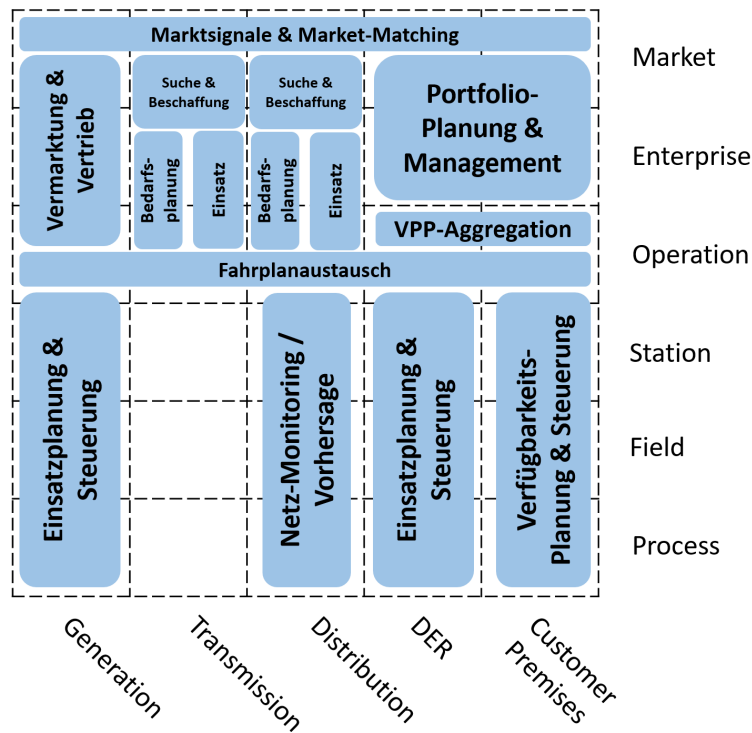


Abbildung 3.5: Function Layer des SGAM Frameworks.

trollieren. Diese Funktion ist eng an die Marktfunktionalität gekoppelt, da nur auf Basis legitimer Handelsvorgänge Fahrpläne ausgetauscht werden dürfen. Fahrpläne müssen durch eine universelle API oder durch eine zentrale Weitervermittlung zwischen den Akteuren ausgetauscht werden.

Verschiedene Implementierungsansätze bieten sich an dieser Stelle an. Eine zentrale Weitervermittlung wäre wahrscheinlich an einen (zentralen) Energiemarkt angeschlossen und würde von allen Akteuren Fahrpläne annehmen, gegenüber dem Markt validieren und entsprechende Schnittstellen bei den empfangenden DER Systemen ansprechen, um die Fahrpläne zu übermitteln. Akteure müssen nur der zentralen Instanz vertrauen und hätten eine starke Kopplung an den Markt. Eine universelle API würde den direkten Austausch von Fahrplänen zwischen den Akteuren implizieren. Dabei muss jedoch sichergestellt werden, dass sowohl einerseits valide Fahrpläne auf Basis von Handelsvorgängen ausgetauscht werden, als auch andererseits

die Akteure ihre Kommunikationsschnittstellen gegenseitig kennen. Dieses System setzt deutlich mehr Vertrauensbeziehungen und Validierungsschritte voraus, käme aber wahrscheinlich ohne zentrale Instanz aus. Aktuelle Forschungsbeiträge zum Thema Blockchain legen nahe, dass ein solches System in Zukunft möglich wäre (Übersichtsarbeit von [SBG18]).

Die beschriebenen Funktionen sollen sicherstellen, dass ein Markt entsteht, für den die beschriebenen Anforderungen MSYS-1 bis MSYS-3 umgesetzt werden.

In den domäneninternen Funktionen können Anbieter- und Netzdienstleistungs-Domänen unterschieden werden. Im ersteren handeln *Generation*, *DER* und *Customer Premises* untereinander und nehmen abwechselnd die Rolle Anbieter und Nachfrager ein. In der Domäne *Generation* ist für die wirtschaftliche Verwertung die Funktion *Vermarktung & Vertrieb* entscheidend, die aufgrund von Marktsignalen die Anlage am Markt platziert. *Einsatzplanung & Steuerung* sind, abgesehen von Wartung, diesen unterworfen. Im Bereich *DER* und *Customer Premises* agiert ein Aggregator mit einem Virtuellen Kraftwerk. Dieses wird durch das Energy Management System des Aggregators durch die Funktion *Portfolio Planung & Management* geplant, am Markt platziert und an die entsprechende Angebotssituation angepasst. Je nach Nebenbedingungen (Wetterlage, Prognose usw.) werden die *DERs* durch den Aggregator gesteuert. Im Bereich der *Customer Premises* unterliegt die Steuerung deutlich mehr Nebenbedingungen, da die Präferenzen des Endkunden miteinbezogen werden müssen und spontane Neuplanungen erforderlichen machen könnten.

Im zweiten Fall der domäneninternen Funktionen sind die Netzbetreiber verortet. Diese können als Nachfrager von Energiedienstleistungen auftreten und müssen entsprechend die Ausschreibung und Beschaffung von Systemdienstleistungen planen. Dabei nehmen sie Bedarfsplanungen vor und suchen & beschaffen auf dieser Basis Ressourcen. Die Domänen von Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber sind dabei streng voneinander getrennt.

3.2.5 Information Layer

Auf Basis der in dem *Function Layer* definierten interoperablen Funktionen werden nun die entsprechenden Informationen, die domänen- und zonen-übergreifend verfügbar sein müssen identifiziert. Ausgangspunkt für die Analyse ist wieder die *Market-Zone*. Für alle Domänen müssen Marktdaten verfügbar sein, die den Handel mit Energiedienstleistungen betreffen. Marktdaten schließen die Verfügbarkeit von Energiedienstleistungen ein, aber auch die Preise, zu denen sie gehandelt wurden.

Wie bereits im vorigen Kapitel erläutert, sind Indexpreise von Energiemärkten Leitsignale für die Bepreisung von Energie und Energieprodukten. Indexpreise sollten idealerweise in einer branchenweiten Einheit vorliegen, bei der sich im Energiemarkt der Energiepreis durchgesetzt hat. Dieser Preis muss an alle Marktteilnehmer, ob aktiv oder beobachtend, verteilt werden, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Märkten zu gewährleisten und eine transparente Preisbildung zu erlauben. Jede Produktgruppe muss daraufhin untersucht werden, ob ein eigener Index geschaffen wird. Die Definition der Indexpreise erfolgt in Abschnitt 5.4.

Neben den Preissignalen müssen Datenmodelle für Angebote und Bedarfsanfragen oder Ausschreibungen definiert werden. Diese gehen auf Basis der operativen und marktbezogenen Planung (insbesondere auf Basis der Preissignale) von den Marktteilnehmern aus und werden in den Markt eingebracht. Die Domänen *Generation*, *DER* und *Customer Premises* stellen dabei in der Regel Angebote und Bedarfe für Wirkleistung bereit, und bilden damit den Handel zwischen Bilanzkreisen ab. Diese Domänen können auf Basis ihrer technischen Fähigkeiten auch Netzdienstleistungen anbieten, die für den Verteilnetzbetreiber und den Übertragungsnetzbetreiber relevant sind. Bei der Angebotsseite handelt es sich um die Produktbeschreibung im Sinne einer Energiedienstleistung für einen anderen Akteur. Die Beschreibung von generischen Energiedienstleistungen ist einer der Kernpunkte der Arbeit, da diese einen neuartigen Energiehandel für Virtuelle Kraftwerke und DER Systeme erlauben wird. Die Definition dieser Energiedienstleistungen wird im nächsten Kapitel vorgenommen. Durch die Beschreibung der Energiedienstleistungen ergeben sich bestimmte Anforderungen an den Handel mit diesen. Speziell das Orderverfahren ist für den reibungslosen und automatisierbaren Handel von immanenter Bedeutung. Das Orderverfahren bringt Bedarfsmeldungen bzw. Anfragen mit dem Angebot zusammen und gleicht diese ab. Somit entsteht der Handel.

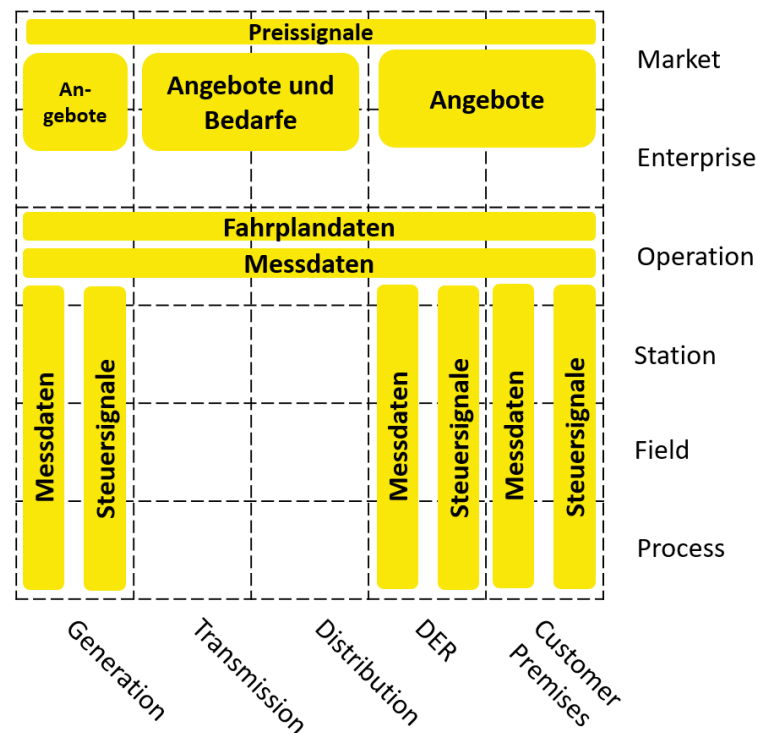


Abbildung 3.6: Information Layer des SGAM Frameworks.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Beschreibung der Energiedienstleistungen und des Marktes zur Erfüllung der aufgestellten Anforderungen SERV-1 bis SERV-3. Der Vollständigkeit halber zeigt Abbildung 3.6 noch die domänenübergreifenden Informationen zum Austausch von Fahrplänen und Messdaten zur Steuerung der Anlagen und Kontrolle der Umsetzung der Fahrpläne. Diese werden in der Regel auf operativer Ebene zwischen den Domänen ausgetauscht und dann innerhalb der Domänen auf die konkrete technische Anlage umgesetzt. Zur Repräsentation der dargestellten Informationen kann eine Vielzahl von unterschiedlichen Smart-Grid-Standards genutzt werden. Die Autoren von [Roh+10] einen Überblick über die etablierten Standards. Mit der Identifikation der Informationen im SGAM *Information Layer* kann die Definition der Datenmodelle und Funktionen vorgenommen werden. Zuvor werden jedoch der gewählte Ansatz und die identifizierten Anforderungen mit existierenden Ansätzen aus der Forschung verglichen und bewertet.

3.3 Vergleich zu alternativen Ansätzen

Zum Abschluss dieses Kapitels werden die identifizierten Anforderungen bewertet und mit existierenden Ansätzen verglichen. Dabei werden neben den bereits oben beschriebenen, etablierten Energiemärkten (Spot- und Regelleistungsmarkt) insbesondere auch ausgewählte Ansätze aus der Forschung in Betracht gezogen. Der Fokus bei der Auswahl lag dabei auf einem möglichst breiten Querschnitt an technologischen Ansätzen, von einerseits langjährig etablierten Umsetzungen (z.B. Multi-Agenten-Systemen oder zellulare Automaten), zu mehr zeitgenössischen IT-Feldern (Blockchain) bis hin zu Projekten, die in ihrem Forschungsprojektfeld einen gewissen Mustercharakter haben (moma, ENKO oder E-Telligence). Allen Ansätzen gemein ist, dass sie einen Ansatz zur Integration von DER Systemen und der Berücksichtigung der Netzanforderungen liefern. Die Liste ist keineswegs abschließend, da aufgrund der Dynamik im Anwendungsfeld eine Vielzahl von Ansätzen entwickelt wurden und werden.

3.3.1 Überblick über verschiedene Marktansätze in der Forschung

Bei einem Überblick über die verschiedenen Ansätze zeigt sich bei einer Vielzahl der Vorhaben die Gemeinsamkeit, dass sie das Marktdesign der übergeordneten Energiehandelsplattformen (siehe Abschnitt 2.3) auf die DER-System-Ebene abbilden. Dies äußert sich insbesondere in der Bündelung in Stundenprodukte oder 15-Minuten-Energieblöcken für den Handel (siehe z.B. [Kie13; Ags+12; Bru+20; Wes+19; Mer20]). Bei diesen Ansätzen steht die Kompatibilität zu den etablierten Strombörsen im Vordergrund. Vor dem Hintergrund von kleinen, verteilten und insbesondere volatilen Energieressourcen ist dieser Ansatz durchaus kritisch zu bewerten, da feste Handelsintervalle eher mit kontinuierlicher Leistungsbereitstellung assoziiert werden. Andere Autoren, wie z.B. [KSK10] verfolgen dabei eher den Ansatz des kontinuierlichen Abgleichs von Erzeugung und Verbrauch und bilden damit die Struktur des europäischen Verbundnetzes bis zur Einzelanlage nach. Viele der Ansätze untersuchen auch einen starken regionalen oder sogar lokalen Bezug (z.B. [Kie13; Ags+12; KSK10; Wes+19]). Diese Untersuchungen zeigen, dass lokale Märkte aufgrund der begrenzten Nutzerzahl häufiger zu Markt- und Wettbewerbsproblemen neigen. Im Folgenden werden mehrere unterschiedliche Ansätze zur Integration von

DER Systemen in regionalen und überregionalen Kontexten näher beschrieben.

In dem Verbundprojekt Modellstadt Mannheim (moma) wurde die Entwicklung eines Smart Grids auf Basis eines zellulären Systems vorgenommen [Kie13]. Dabei wurden Zellen als Geschäftseinheiten definiert, in denen lokaler Energiehandel und Daten- und Informationsaustausch betrieben wurde. Der Handel von Informationen erfolgte auf Basis von Blockprodukten, Netzdienstleistungen wurden von den existierenden Netzdienstleistungsbeschreibungen übernommen. Die zelluläre Architektur des momo Prototypen zeigte, dass eine zeitweilige lokale Verbundsteuerung des Netzes durchaus möglich ist. Dabei wurde jedoch auch offenbar, dass lokale Märkte durch die hohen Eingangsinvestitionen und die knappen Marktgrößen unter diesen Bedingungen nur einen begrenzten Mehrwert bieten können.

Im Rahmen des Projektes E-telligence wurde ebenfalls ein regionaler Energiemarkt entwickelt, bei dem auch neuartige Produkte (wie Blindleistungsbereitstellung) getestet wurden [Ags+12]. Der Marktplatz wurde im Day-Ahead Handel mit Stunden- und Viertelstundenprodukten betrieben. Ein Projektergebnis war die Feststellung, dass kleinere Anbieter auf regional begrenzten Märkten durchaus eine Profiterhöhung erzielen können. Auch konnten die Kosten der Energiebeschaffung durch die Bildung eines virtuellen Kraftwerks deutlich reduziert werden. Der E-telligence Marktplatz war dabei durch einen Market Maker an die europäische Strombörse angeschlossen. Dadurch ergab sich eine rudimentäre Marktkopplung, die möglicherweise zu den stabilisierten Marktverhältnissen geführt hat.

In den Projekten des Forschungsprogramms *Schaufenster intelligente Energien* (Sinteg) wurden mehrere Marktplattformen entwickelt, die einen Beitrag zu der Integration der zunehmend volatilen Verbraucherseite liefern. Dabei wurde insbesondere der Ansatz der Flexibilität untersucht. Während auf der Erzeugerseite sich durch die Rolle der Direktvermarkter die Aggregatorrolle durchgesetzt hat, gibt es für die Integration der Verbraucherseite noch kein entsprechendes Äquivalent. Mit ENKO [BG18] und enera [Bru+20] wurden zwei Handelsplätze für Flexibilität entwickelt. Bei ENKO handelt es sich um eine Auktionsplattform für Flexibilität in Schleswig-Holstein und bei enera um ein mit der EPEX Spot vergleichbaren Flexibilitätsmarkt. Flexibilität wird in beiden Fällen als die Abschaltung von Energie innerhalb eines bestimmten Zeitfensters interpretiert. Mit dem Altdorfer Flexibilitätsmarkt (ALF) wird diese Konzept auch für die Endkundenebene evaluiert und erprobt [Wes+19]. Bei allen drei Ansätzen steht die Generierung von Blockprodukten für den Day-

Ahead-Handel im Mittelpunkt. Ein Verbraucher-Aggregator muss also entsprechende steuerbare Verbraucher aggregieren und in ein solches Blockprodukt umwandeln. Bei der Mannigfaltigkeit von Technologieanbietern, Energieversorgern und steuerbaren Endkundenprodukten ist es fraglich, ob ein Aggregator mit statischen Portfolios genügend kritische Masse für die Teilnahme an derartigen Märkten aggregieren kann. Darüber hinaus drohen bei dem Einsatz solcher Flexibilitätsmärkte erhebliche Nachholeffekte, die den so vermiedenen Verbrauch nachholen [Gel85].

Einen technologisch anderen Ansatz verfolgt die *enerchain*, die regionalen und regelzonenübergreifenden Handel mittels der Blockchaintechnologie umsetzt. Dabei wird die *Etherium*-Blockchain als dezentrales Handelsverzeichnis eingesetzt, sodass ein dezentraler peer-to-peer-Energiemarkt entsteht [Mer20]. Derzeit gibt es noch keine Veröffentlichungen zu den praktischen Auswirkungen. Auch in dem *enerchain*-Markt werden Stunden und Viertelstundenprodukte gehandelt. Einen ganz anderen dezentralen Ansatz wird mit dem *Powermatcher* verfolgt. Dabei wird auf Basis von Multi-Agenten-Systemen ein hierarchisches, verteiltes System gebildet, das untereinander Gebote für Energie austauschen kann [KWK05]. Sogenannte *SD-Matcher* gleichen die Energiebilanzen lokal aus, oder nutzen höhere Marktebenen. Der Ansatz erfolgt auf bilanzieller Ebene und erfordert keine Blockprodukte, sondern kann kontinuierlich zum Ausgleich genutzt werden. Obwohl *Powermatcher* durchaus vielversprechende Ansätze zeigte, wurde das System nur in kleinen Umgebungen getestet, sodass eine Übertragbarkeit des Konzeptes auf größere Skalen nicht unmittelbar vorliegt.

3.3.2 Grundlagen zur Bewertung der Ansätze

Da die meisten etablierten Märkte im Energieumfeld weltweit Spotmärkte sind, existieren nur wenige Studien zu allgemeinen Marktkriterien für Energiemärkte, die sich nicht ausschließlich auf Spotmärkte beziehen. Im US-amerikanischen Raum wurden insbesondere Mechanismen für Kapazitätsmärkte diskutiert [Sto02; BP08], d.h. langfristige Reservebeschaffungen. Eine allgemeine Kernanforderungen in diesen Arbeiten ist die Kopplung an andere, existierende Märkte und ein eindeutiges Preissignal. Diese Forderung wird auch durch Ockenfels in der Studie über Energiebörsen erhoben [OGZ08]. Die Autoren der vorgenannten Studie heben darüber hinaus hervor, dass Stundenkontakte im Idealfall verbunden werden können, um

Leerlaufzeiten zu minimieren. Für das Themenfeld der Integration von volatilen DER Systemen und grundlegenden Berücksichtigung der Netzanforderungen haben die Autoren von [BN11] umfangreiche allgemeine Anforderungen an moderne Energiemärkte definiert, die sich mit den vorhergehenden Forderungen decken und auch darüber hinaus gehen. In ihrer Arbeit fokussierten sie sich auf die Integration von Windenergie, der Ansatz ist jedoch weitgehend auf andere EE-Anlagen und DER Systeme übertragbar. Die hier identifizierten Anforderungen sollen anhand dieser Anforderungen überprüft und bewertet werden. Gleichzeitig werden andere praktisch existierende Forschungsansätze hinzugezogen und ebenfalls anhand der Kriterien der Autoren bewertet.

- **Schnelle Intraday Anpassungen:** Die Anpassung der Einsatzplanung im untertägigen Betrieb, um auf Vorhersageabweichungen reagieren zu können. Dabei muss durch den Handel und technische Verfahren und Prozesse gewährleistet werden, dass diese mit Hinblick auf das Gesamtsystem vorgenommen werden können.
- **Erlaubt die Bereitstellung und Anpassung von Energie- und Netzdienstleistungen:** Derzeit müssen Kraftwerksbetreiber ihre Bereitstellung zwischen verschiedenen Märkten koordinieren. Ein einzelner, integrierter Markt würde eine effizientere Bereitstellung ermöglichen und weniger Spekulationen erlauben, da mehr Marktteilnehmer aktiv sind und ein besserer Marktüberblick geschaffen wird. Dies deckt sich mit der Forderung von Preistransparenz durch [OGZ08; Sto02; BP08], da so Marktopportunitäten leichter wahrgenommen werden können.
- **Erlaubt Management von Leistungen über mehrere Stunden:** Existierende Märkte ignorieren größtenteils die Startup-Kosten von Anlagen. Daher kommt es bei nicht verbundenen Stunden zu Ineffizienzen und Risiken beim Anlagenbetreiber, die dieser absichern muss. Dies wird auch durch die Forderung nach Stundenkontrakten von [OGZ08] widerspiegelt.
- **Profitiert von der internationalen Integration des Stromnetzes:** einheitliche Bereitstellung und ortsbezogene Angebote, um Engpassmanagement grenzübergreifend effizienter zu machen.

- **Integriert Demand-Side- und Balancing-Markets:** Steigert die Teilnehmerzahl und die Marktliquidität enorm.
- **Effizientes Monitoring der Marktmacht** (nicht weiter betrachtet): Im Energiesektor mit teilweise sehr geringen Zahlen an Anbietern und Händlern (siehe auch Abschnitt 2.3.3) ist ein effizientes Monitoring der Marktmacht unerlässlich. Speziell lokale Märkte sind durch Spekulationen und Ausübung der Marktmacht gefährdet. Das Marktmonitoring ist eine Anforderung, die durch den Europäischen Verband der Regulierungsinstanzen (ACER) wahrgenommen wird [ACE18]. Da die ACER durch Verordnungen sicherstellen muss, effizientes Marktmonitoring zu betreiben, wird dieser Punkt hier nicht weiter verfolgt.

Diese Kriterien sollen neben den in Abschnitt 3.2.1 formulierten Anforderungen als Grundlage der Bewertung der verschiedenen Ansätze dienen. Diese wird nach der Vorstellung des Energiedienstleistungskonzeptes und der Beschreibung des Marktes in Abschnitt 5.5 vorgenommen.

4 | Beschreibung der Energiedienstleistungen

Für zukünftige, dienstleistungsorientierte Energiemärkte sind standardisierbare und flexible Beschreibungsmodelle notwendig. Diese Modelle erlauben die Schaffung von hochautomatisierten Märkten, welche in der Lage sind, die Transaktionskosten nachhaltig zu senken und gleichzeitig eine hohe Zahl von heterogenen Systemen unterstützen. Durch diese Beschreibungsmodelle und komplementäre Märkte können aktuell eher passive DER Systeme zu aktiven und agierenden Akteuren im Smart Grid werden und der Paradigmenwechsel hin zu kleineren, dezentralen und IKT-ertüchtigten Erzeugern, Speichern und Verbrauchern unterstützt werden. Im Sinne des Smart Grid Architecture Models (SGAM) ist eine Energiedienstleistung eine informationstechnische Repräsentation der physischen Gegebenheiten der technischen Anlage, die auch die Herstellung eines semantischen Kontextes erlaubt. In diesem Sinne können Energiedienstleistungen dafür genutzt werden, um Geschäftsaktivitäten in der Funktionsebene und der Geschäftsebene zu realisieren. Das Energiedienstleistungsmodell fungiert dementsprechend als Vermittler zwischen technischer und funktionaler Ebene. Die Domänen, die durch das Modell berührt werden sind *Operation*, *Enterprise* und *Market*, da sie sowohl die operative Steuerung, als auch den Handel betreffen und damit auch innerhalb von Geschäftsprozessen abgebildet werden. In diesem Kapitel sollen Vorschläge für eine standardisierbare Dienstleistungsbeschreibung - die Energiedienstleistung - entwickelt werden, die die in Abschnitt 3.2.1 erarbeiteten Anforderungen umsetzt. Dazu wird eine grundlegende Definition an das Beschreibungsmodell entwickelt und darauf aufbauend die Anforderungen adressiert werden. Da das Modell eine Vielzahl von Komponenten unterstützen soll, werden darüber hinaus auch optionale Parameter eingeführt, die es DER System Betreibern ermöglichen, die Besonderheiten ihrer DER Systeme oder Anlagenkonfiguration widerzuspiegeln.

4.1 Allgemeine Definition

Aus der Herleitung des Begriffs im vorangegangenen Kapitels und den beschriebenen Anforderungen können nun die grundlegenden Eigenschaften der Energiedienstleistungen definiert werden. Ausgehend von der Summe aller Eigenschaften und Nebenbedingungen, die einer technischen Anlage als DER System zugrunde liegen, sollen Energiedienstleistungen wie folgt definiert sein:

Definition 1. *Eine Anlage d besitzt spezifische Eigenschaften C_d , die zu Energiedienstleistungen s_1, s_2, \dots, s_n kombiniert werden können. Eine Energiedienstleistung s stellt dabei eine Untermenge $s \subseteq C_d$ dar. Eine Energiedienstleistung wird dabei zwischen der Anlage d und dem Aggregator a erbracht.*

Die spezifischen Eigenschaften C_d bezeichnet die Gesamtheit der technischen Eigenschaften, Restriktionen und Nebenbedingungen, die zur Erzeugung von Energiedienstleistungen notwendig sind. Sie definieren den physikalischen und technischen Rahmen der Dienstleistungserbringung. Daraus abgeleitet lässt sich feststellen, dass Energiedienstleistungen alle Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherverhaltensweisen einschließen, die direkt mit der steuerbaren physikalischen Erzeugung, Speicherung und dem Verbrauch elektrischer Energie zusammenhängen.

Während klassische Spotmarkt-Produkte, wie sie im vorigen Kapitel skizziert wurden, darauf abzielen, von den technischen Gegebenheiten und Restriktionen einer spezifischen Anlage zu abstrahieren, um commoditisierte Produkte anbieten zu können, soll dies hier explizit nicht der Fall sein. Der Schwerpunkt der Energiedienstleistung liegt auf der kontinuierlichen Steuerbarkeit und Regelbarkeit von Leistungs- oder Energieerbringung, unter besonderer Berücksichtigung der geltenden Nebenbedingungen. Dadurch grenzen sich Energiedienstleistungen von den in Abschnitt 2.3.3 beschriebenen Energieblöcken, als homogenes Handelsgut der Energiebörsen, ab. Gleichzeitig handelt es sich bei den Energiedienstleistungen, wie im folgenden gezeigt wird, um eine deutliche Erweiterung der in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen Systemdienstleistungen.

Wie in Abbildung 4.1 dargestellt, werden Energiedienstleistungen dabei immer zwischen zwei Akteuren erbracht, wobei die Rolle des Aggregators als Konsument der Dienstleistung auftritt und diese durch das Senden von Steuersignalen zum vorgesehen Verhalten innerhalb der vereinbarten Dienstleistungsparameter ertüch-

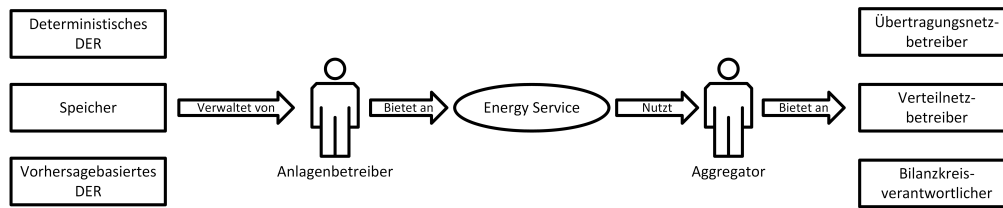


Abbildung 4.1: Energiedienstleistungen als Produkt zwischen Anlagenbetreiber und Aggregator. Anlagenbetreiber verwalten die ihnen zugeordneten DER Systeme und erzeugen aus ihren Kapazitäten Energiedienstleistungen. Diese können von Aggregatoren genutzt und gebündelt werden, um sie höheren Marktakteuren, wie z.B. Verteilnetzbetreibern anzubieten.

tigt. Auf der anderen Seite steht der Anlagenbetreiber als Anbieter der Dienstleistung (Erzeugung, Verbrauch und Speicherung), der das anhand der Steuersignale gewünschte Verhalten erbringt. Dabei muss zwischen den Steuersignalen unter den Akteuren und den Steuersignalen vom Anlagenbetreiber zur Anlage deutlich unterschieden werden. Die Steuersignale zwischen Anlagenbetreiber und Anlage bezeichnet die eigentlich Steuerung unter Nutzung etablierter (Feld-)Protokolle, die auf technischer Ebene die Anlage kontrollieren. Demgegenüber stehen die Steuersignale zwischen Aggregator und Anlagenbetreiber, denen ein deutlich höheres Abstraktionsniveau innewohnt. Diese Steuersignale entsprechen eher Fahrplänen, die unter Berücksichtigung der vereinbarten Restriktionen eine Beschreibung des gewünschten Outputs darstellen.

4.1.1 Allgemeine Eigenschaften

Für die Marktdefinition und die Ertüchtigung der Ressourcen ist es essentiell, dass eine Anlage sowohl mehrere Energiedienstleistungen seriell, als auch parallel anbieten kann, solange sich diese nicht gegenseitig im Betrieb ausschließen. Für den Marktbetrieb ist es eine Regel- oder Definitionsfrage, ob sich grundsätzlich ausschließende Energiedienstleistungen gleichzeitig angeboten werden können und bei einer Buchung einer Dienstleistung die anderen, dann widersprechenden Energiedienstleistungen nicht mehr verfügbar sind. Dies stellt erhöhte Anforderungen an einen möglichen Energiemarkt, da eine Möglichkeit zur Modellierung der Abhängigkeiten geschaffen werden muss und gleichzeitig in einem verteilten System mit paralle-

len Zugriffen und Buchungsversuchen die Abhängigkeiten korrekt aufgelöst werden müssen. Andererseits erhöhen sich die Angebotsvarianten enorm.

Grundsätzlich sollte eine Energiedienstleistung *atomar*, im Sinne von *unteilbar* sein, d.h. im Falle von komplexen DER Systemen wenige Abhängigkeitsimplikationen haben. Im Zweifelsfalle müssen komplexe DER System Funktionalitäten trennen, um atomare Energiedienstleistungen zu erhalten. Eine mögliche Suboptimalität der mangelnden Kopplung sollte durch das erhöhte Kompositionsvermögen des Aggregators ausgeglichen werden können. Ergänzend zu Definition 1 soll also gelten:

Definition 2. Eine Anlage d kann mehrere Energiedienstleistungen $s \in S_d$ gleichzeitig anbieten, solange sich die Einflüsse auf C_d im Betrieb nicht stören.

Der daraus resultierende Zusammenhang zwischen den technischen Entitäten der Anlagen und dem Informationsmodell ist in Abbildung 4.2 semantisch dargestellt. Der Nomenklatur des IEC-61850-Standards folgend sind mehrere physisch vorhandene *DER Units* über einen gemeinsamen *Point of Common Coupling* (d.h. dem Netzanchlusspunkt) mit dem elektrischen Verteilnetz verbunden. Im Informationsmodell werden die *DER Units* zu einem oder mehreren *DER Systemen* logisch zusammengefasst. Ein *DER System* ist dabei die virtuelle Repräsentation der zusammengefassten *DER Units* und ihrer Steuerungsmöglichkeiten. Jedes *DER System* kann nun mehrere Energiedienstleistungen nach obiger Definition anbieten

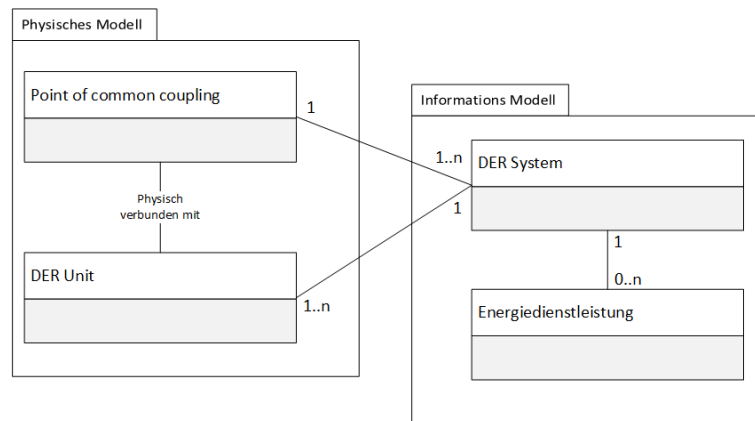


Abbildung 4.2: Zusammenhang zwischen physischen Anlagen und ihrer Repräsentation im Informationsmodell

Eine Energiedienstleistung ist immer ein zeitlich begrenztes Angebot. Zumindest ist das Angebot auf die Lebenszeit der Anlage beschränkt. Praktisch sollten die Angebote jedoch deutlich kürzer sein, um die wechselnden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen widerzuspiegeln. Auch arbiträres Verhalten (zeitweiliger, opportuner Wechsel auf andere Märkte/Produkte für höhere Umsatzaussichten) führt zu einer nicht dauerhaften Verfügbarkeit von Energiedienstleistungen. Auch können Änderungen an der Anlage, Wartungsvorgänge, Repowering etc. zu grundlegenden Änderungen der Angebotsstruktur führen. Eine Energiedienstleistung sollte demnach nur solange angeboten werden, wie die wirtschaftlichen und operativen Rahmenbedingungen abschätzbar bleiben. Allerdings sollte, auch in Hinblick auf das Marktdesign, eine Langfristigkeit bestehen, sodass die Transaktionskosten der beteiligten Parteien nicht übermäßig steigen (siehe Kapitel 5). Eine Energiedienstleistung ist maßgeblich dadurch geprägt, dass sie eine Leistung oder ein energetisches Potential bereitstellt, das flexibel in den Dimensionen Zeit und Leistung/Energie ist. Somit soll als dritte, allgemeine Definition zu den Energiedienstleistungen gelten:

Definition 3. Eine Energiedienstleistung $s \in S_d$ ist zeitlich begrenzt auf den Zeitraum $T_s = t_n - t_0$, mit t_0 als Startzeitpunkt und t_n als Endzeitpunkt. s schließt immer die Bereitstellung eines energetischen Potentials über diese Zeit T_s ein, sodass gilt $|E_s| > 0$ bzw. $0 < \int_{t_0}^{t_n} |P(t)| dt$

Durch die Betrachtung des Betrages der Energie $|E_s|$ und der Leistung $|P(t)|$ wird deutlich, dass eine Energiebereitstellung stattfinden muss, es per Definition in dem Modell jedoch unerheblich ist, ob die Energiedienstleistung als Energiequelle oder -senke fungiert. Die Unterscheidbarkeit von Quellen und Senken muss in einem Energiemarkt in Vorhinein per Definition von den Marktteilnehmern festgelegt werden z.B. durch Vorzeichen oder semantischen Beschreibungen (Textfelder, Tags, o.Ä.).

Die drei Definitionen der Energiedienstleistungen dienen als Grundlage der weitergehenden Eigenschaften in den folgenden Abschnitten. Sie beschreiben das Angebot, welches von dem Aggregator genutzt werden kann. Im Folgenden sollen zwei weitere Definitionen die Nachfrageseite des Aggregators beschreiben, um die Nutzung der Energiedienstleistungen zu definieren.

4.1.2 Eigenschaften der Aggregation

Die Energiedienstleistungen werden von Aggregatoren gebucht und gesteuert. Die Komposition von Energiedienstleistungen durch den Aggregator auf Basis der zu erbringenden Lieferverpflichtung und der Steuerung durch sein Energy Management System erlauben die Realisierung seines Geschäftsmodells. Somit folgt:

Definition 4. *Ein Aggregator a hat Zugriff auf ein Portfolio von Energiedienstleistungen $s_1, \dots, s_n \in S_a$. Das Portfolio S_a ist ein Virtuelles Kraftwerk.*

Durch die Einführung der Energiedienstleistungen erfährt der Aggregator eine partielle Neubewertung. Im Gegensatz zu anderen Arbeiten aggregiert der Aggregator nicht zwangsläufig DER Systeme, sondern Energiedienstleistungen, die durch Anlagen bereitgestellt werden. Damit soll auch eine klarere Grenze zwischen technischer und operativ/wirtschaftlicher Ebene geschaffen werden. Nach wie vor können Akteure die Anlagen vermarkten und ertüchtigen (Anlagenbetrieb und Betriebsführung). Diese werden aber insbesondere durch den Aggregator mit höheren (i.S.v. komplexeren) Funktionen und Freiheitsgraden, die durch Verbundsteuerung ermöglicht werden, in den Energiemarkt integriert. Analog zu klassischen Virtuellen Kraftwerken kann ein Aggregator die ihm zugeordneten Energiedienstleistungen steuern. Diese Steuerung ist allerdings zeitweilig begrenzt und bezieht sich längstens auf die Angebotszeit T_s der Energiedienstleistung. In der Regel wird der Aggregator eine Energiedienstleistung innerhalb ihres Angebotszeitraums T_s zeitweilig für einen bestimmten Buchungszeitraum $T_b \leq T_s$ zu seinem Portfolio hinzufügen. Aus der Zeitweiligkeit ergibt sich auch der Handel mit Energiedienstleistungen, der es dem Aggregator erlaubt jederzeit Energiedienstleistungen zu seinem Portfolio hinzuzufügen und auch wieder zu entfernen, sobald er sie nicht mehr benötigt. Die Definition 4 wird also ergänzt um:

Definition 5. *Ein Aggregator kann seinem Portfolio S_a jederzeit Energiedienstleistungen hinzufügen, sowie entfernen. Er kann $s \in S_a$ steuern, wobei die Nutzung von s zeitlich begrenzt ist auf den Zeitraum der Buchung der Energiedienstleistung $T_b \leq T_s$.*

Die Basis für einen auf diesen Definitionen aufbauenden Energiemarkt ist die These, dass es dem Aggregator im Rahmen seiner vertraglichen Obliegenheiten möglich ist, sein Portfolio gemäß seiner Präferenz oder energiewirtschaftlichen Anforderungen anzupassen. Dies entspricht auch der zunehmenden Tendenz im Stromnetz,

Pooling von Anlagen zuzulassen, wie beispielsweise durch die BNetzA im Bereich der Regelleistung festgestellt wurde [Bun11b]. Dadurch kann ein laufender, kontinuierlicher Handel mit Energiedienstleistungen etabliert werden. Die Grundlagen eines Energiedienstleistungs-basierten Marktes werden im Kapitel 5 näher beschrieben.

4.2 Steuerungseigenschaften

Nachdem der Definitionsrahmen der Energiedienstleistungen im letzten Abschnitt beschrieben wurde, sollen nun in diesem Abschnitt die allgemeinen Eigenschaften der Anlagen und Energiedienstleistungen und ihrer Wechselwirkungen beschrieben werden. Die Steuerungsparameter sind dabei von übergeordneter Bedeutung, da sie den physikalischen Output der Energiedienstleistung direkt festlegen und beschränken (siehe auch Anforderung SERV-1).

4.2.1 Parameter der Leistung

Im Bereich der leitungsgebundenen Energien, im Speziellen dem Stromnetzbetrieb, werden Anforderungen und Abgleich der zu erbringenden Leistungen durch sogenannte Fahrpläne beschrieben. Die Stromnetzzugangsverordnung definiert den Begriff *Fahrplan* als:

*die Angabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird.*¹

In der Regel wird ein 15-minütiges Zeitintervall als diskrete Zeiteinheit genutzt, da dieses z.B. auch zur Abrechnung der Regelernergie genutzt wird.² Im Handel werden verbreitet auch Stundenprofile genutzt (z.B. EEX und EPEX). Im informationstheoretischem Sinne gilt der Zusammenhang $P[n] = P(t = nT_I)$. In der Praxis der Energiewirtschaft werden häufig beide Zeitbasen synonym genutzt. Diskrete Leistungsangaben gelten dabei ab dem angegebenen Zeitpunkt oder für die angegebene Intervallnummer auf Tagesbasis (0 – 95 für $T_I = 15m$, 0 – 23 für $T_I = 1h$). Während

¹§ 2 Nr. 1 StromNZV in der Fassung vom 25.07.2005

²vgl. § 8 Abs. 2 StromNZV in der Fassung vom 25.07.2005

der Periode T_I wird der angegebene Leistungswert zumeist konstant fortgeschrieben, seltener interpoliert. Die Fortschreibung (techn. *Halteglied*) des Leistungswertes führt in der Regel zu unerwünschten Artefakten (siehe [CON10]). Diese werden jedoch aufgrund von Einspareffekten (hinreichende Optimierung des Fahrplans) und aus operativen Gründen ($T_I = 15$ min Taktung, sowie derzeit praktisch keine Märkte für Rampen) akzeptiert.

Da mit den hier beschriebenen Energiedienstleistungen auch Vorgänge auf beliebiger Zeitbasis betrachtet werden sollen, wird hier eine allgemeine, zeitkontinuierliche Beschreibung der Leistung als Fahrplan $P(t)$ genutzt:

Definition 6. Sei $P(t)$ definiert als Fahrplan der Anlage der sich aus Leistungswerten und Zeitpunkten zusammensetzt.

Der Gesamtleistung P_d einer Anlage d wird beschrieben durch die Summe der Einzelfahrpläne der Anlage, die aus den verschiedenen Energiedienstleistungen hervorgehen:

$$P_d(t) = \sum_{i=1}^M P_{s,i}(t) \quad (4.1)$$

mit M als der Anzahl von Energiedienstleistungen in S_d und $P_{s,i}(t)$ als Fahrplan der Energiedienstleistung $s_i \in S_d$. Im Folgenden bezeichnet $P_s(t)$ den Fahrplan einer betrachteten Energiedienstleistung.

Leistungsbeschränkung

Sei $P_s(t)$ ein Fahrplan, den ein Aggregator a im Rahmen einer Energiedienstleistung s an den Anlage d sendet. Im Falle einer idealen, nebenbedingungsfreien Anlage sei $P_s(t)$ demnach nicht eingeschränkt. Praktisch ergeben sich durch die Leistungskennwerte der Anlage grundlegende physikalische Einschränkungen. Unter Vernachlässigung des Notfallbetriebes hat jede Anlage d eine Nominalleistung $P_{d,N}$, die den optimalen Arbeitspunkt bei Vollast festlegt.

$P_{d,N}$ stellt somit die typische obere Schranke eines Leistungsabrufs einer Anlage im Stromnetz dar. Durch operative Einschränkungen durch z.B. Wartung oder wirtschaftliche Erwägungen kann ein geringeres Potential für die Leistungsbereitstellung

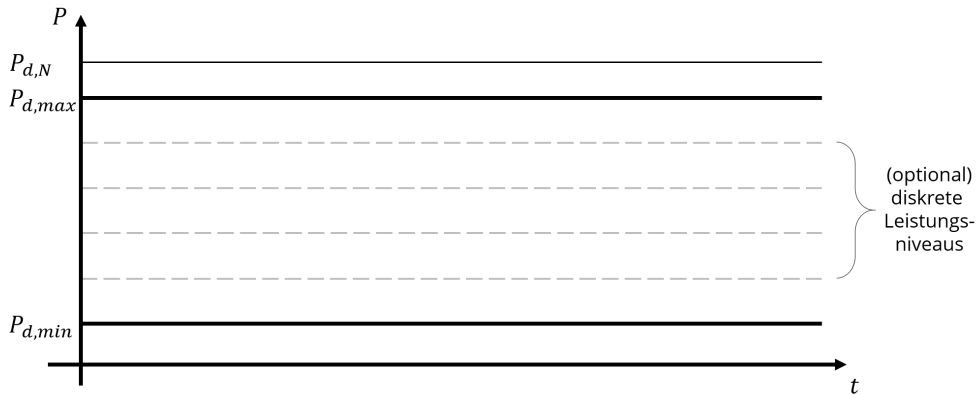


Abbildung 4.3: Grundlegende Leistungsparameter einer Anlage und ihre Zusammenhänge.

zur Verfügung stehen. Dieses wird durch die maximal zur Verfügung stehende Leistung $P_{d,max}$ beschrieben. Die typische untere Schranke ist $P_{d,min}$. Für den Fall, dass $P_{d,min} = 0$ ist, ist dies äquivalent mit dem Abschalten einer Anlage. Technisch muss demnach für einen Fahrplan $P_s(t)$ für eine Anlage d jederzeit allgemein gelten:

$$P_{d,min} \leq P_s(t) \leq P_{d,max} \leq P_{d,N}. \quad (4.2)$$

Der Zusammenhang zwischen $P_{d,min}$, $P_{d,max}$ und $P_{d,N}$ ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Die allgemeinen, technischen Restriktionen können durch zweckmäßige, weitergehende, oder technisch notwendige Einschränkungen durch den Anlagenbetreiber für jede Dienstleistung $s \in S_d$ noch ergänzt werden, sodass dieser den Zugriff auf seine Anlagenkapazität weiter beschränken und steuern kann. So können beispielsweise mehrere Dienstleistungen, oder aufeinander aufbauende Produkte angeboten werden. Für jede Energiedienstleistung $s \in S_d$ kann der Anlagenbetreiber eigene Grenzen festlegen, in denen der Fahrplan des Aggregators sich bewegen muss:

$$P_{s,min} \leq P_s(t) \leq P_{s,max}, \quad (4.3)$$

wobei gilt $P_{s,max} \leq P_{d,N}$. Der Parameter $P_{s,min}$ kann wiederum dazu gewählt werden, um Minimaldrehzahlen von Antrieben oder Maschinen zu modellieren, um

damit das Anfahrverhalten von DER Systemen zu modellieren.

Um weitergehende Fahrweisen und Modelle anbieten zu können, können die dienstleistungsspezifischen Parameter des Leistungsabrufs zeitabhängig mit $T = \{t \in \mathbb{R} | t_0 \leq t \leq t_n\}$ auf Basis des Intervalls $T_s = t_n - t_0$ formuliert werden:

$$\forall t \in T : P_{s,min}(t) \leq P_s(t) \leq P_{s,max}(t), \quad (4.4)$$

als dem Zeitraum des Angebots der betreffenden Dienstleistung. Diese zeitabhängigen Einschränkungen können genutzt werden, um weitergehende technische oder operative Abhängigkeiten aufzulösen. So können durch definierte Mindestleistungsniveaus am Ende der Energiedienstleistung sichergestellt werden, dass eine Anlage ein bestimmtes Betriebsniveau hält. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn eine Energiedienstleistung in ein Bandprofilprodukt in einem anderen Markt überführt werden soll.

Kontinuierliche und diskrete Leistungseinstellung

Im Sinne der obigen Beschreibung kann ein Aggregator zu jedem Zeitpunkt die Leistung zwischen $P_{s,min}$ und $P_{s,max}$ frei wählen. Dieser Anlagentyp wird im Folgenden als Ideal-Kontinuierlich bezeichnet:

Definition 7. Eine Energiedienstleistung ist Ideal-Kontinuierlich, wenn gilt $P_s(t) = \{P \in \mathbb{R} | P_{s,min} \leq P(t) \leq P_{s,max}\}$.

Die Dienstleistung s ist somit ohne Beschränkung innerhalb ihrer definierten Leistungsgrenzen stufenlos einstell- und optimierbar. Neben den vorhergehend beschriebenen, allgemeinen dienstleistungsspezifischen Parametern können technisch auch bestimmte vordefinierte Leistungsniveaus zwischen $P_{s,min}$ und $P_{s,max}$ erforderlich sein. Technisch wird dabei die kontinuierliche Leistungseinstellung durch eine diskrete Steuerung ersetzt.

Definition 8. Die Leistungseinstellung einer Energiedienstleistung ist diskret wenn gilt $P_s(t) \in \{P_{s,min}, P_1, P_2, \dots, P_{s,max}\}$. Ein Sonderfall ist die binäre Einstellung, für die gilt: $P_s(t) \in \{0, P_{s,max}\}$

Diese Niveaus werden in Abbildung 4.3 als graue, horizontale Geraden dargestellt, die die existierenden Grenzen ergänzen. Es sei ergänzend erwähnt, dass eine solche Diskretisierung der Leistungsstufen die Einsatzplanung des Aggregators

erheblich komplexer gestalten kann, da eine Feinabstimmung des VPP zur Minimierung der Fahrplanabweichung schwieriger wird. Gleichzeitig wird die Fahrplan-Optimierung von einer kontinuierlichen Optimierung in eine diskret Ganzzahlige überführt, die ein völlig anderes Optimierungsfeld darstellt. Eine kontinuierliche oder quasi-kontinuierliche Steuerung ist daher oftmals vorzuziehen, da der Optimierungsaufwand von kontinuierlichen Optimierungsproblemen in der Regel geringer ist. Eine quasi-kontinuierliche Steuerung liegt vor, wenn die Einstellungsschritte der Energiedienstleistung so klein sind, dass deren Diskretisierung praktisch irrelevant für den Aggregator ist.

Sollte eine Anlage sowohl abschaltbar sein, als auch eine Minimalleistung definieren, kann diese mithilfe einer Zusammensetzung der vorangestellten Definitionen durch eine Minimalleistung $P_{s,min}$ modelliert werden. Dabei ist zu beachten, dass eine Energiedienstleistung so definiert ist, dass sie abschaltbar ist, sofern die abgerufene Leistung auf $P_s = 0$ reduziert wird. Durch die Definition von $P_{s,min}$ wird demnach eine diskrete Schaltschwelle hinzugefügt, die bei der Optimierung berücksichtigt werden muss. Eine typische Anlagenklasse wären Kraftwerke mit Generatoren, die eine bestimmte Mindestdrehzahl benötigen. Sollte solch eine Anlage ihre gesamte Kapazität in einer einzigen Energiedienstleistung abbilden, so kann sichergestellt werden, dass die Fähigkeiten der Anlage adäquat abgebildet werden.

Nicht-abschaltbare Anteile von Lasten und Erzeugung sind demnach von der Optimierung ausgeschlossen, da sie keine operative Flexibilität besitzen. Ein möglicher variabler Anteil aufbauend auf kontinuierlicher Bereitstellung könnte jedoch wiederum als Energiedienstleistung angeboten werden. Dies ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Der variable Teil der Erzeugungsleistung (schraffierter Bereich, links) kann hierbei als Energiedienstleistung mit dem Potential $0 \leq P_s(t) \leq P_{s,max}$ angeboten werden, wodurch die Abschaltbedingung nicht verletzt wird.

Ein Sonderfall sind Anlagen oder Betriebsmodi, die keine direkte Leistungssteuerung besitzen, aber einen verschiebbaren Leistungsabruf vornehmen können. Diese Anlagen werden laut den Autoren von [Eid+16] durch mehrere Charakteristika definiert: (1) ihre Richtung (im Sinne der Einspeisung, oder Entnahme), (2) ihr Leistungsprofil als Zeitreihe, (3) die Dauer, (4) die Startzeit, und (5) der Ort der Leistungserbringung.

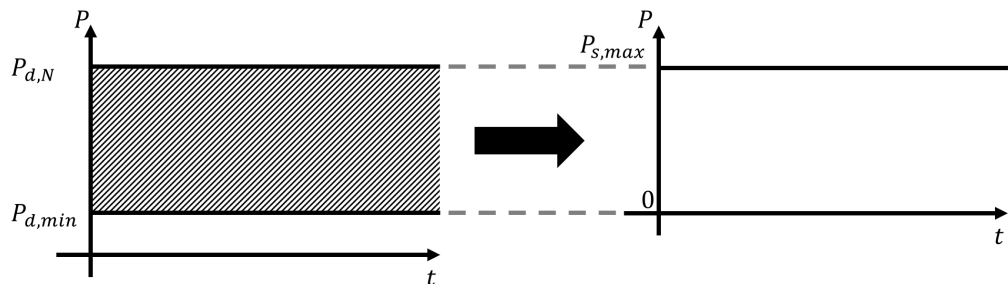


Abbildung 4.4: Erzeugung einer Energiedienstleistung (rechts) aus dem Leistungspotential einer Anlage mit Eigenanteil (links)

Die Variation der Startzeit ergibt laut den Autoren die *Einsatzflexibilität* des Profils wobei Startzeit und Laufzeit des Profils innerhalb der Bereitstellungszeit der Dienstleistung T_s liegen müssen. Die Dauer, Form und Richtung des Profils ergeben sich aus den Fahrplandaten, die als fest definierte Zeitreihe vorliegen. Die Ortsinformationen für die Bereitstellung werden in Abschnitt 4.3.3 näher beschrieben. Diese Anlagen können für eine Optimierung interessant sein, sofern ihr Leistungsprofil bekannt ist und dieses Profil zeitlich flexibel abgerufen werden kann:

Definition 9. Ein Festprofil ist eine spezielle Form der Leistungsbereitstellung, die eine Folge von nicht-abänderlichen Leistungsänderungen über der Zeit $P_s = [P(t_1), P(t_2), \dots, P(t_n)]$ definiert, die innerhalb des Zeitraums T_s abgerufen werden muss.

Im Demand Side Management (DSM), speziell im Haushaltsbereich, wurden zahlreiche Anlagentypen identifiziert, die mit dieser Fahrweise abgebildet werden können [LS09; PD11]. Ein Beispiel für eine solche Anlage wäre eine Waschmaschine, deren Leistungsprofil bekannt ist (z.B. durch Messung). Die Maschine müsste nach dieser Metapher nicht sofort nach dem Beladen laufen, sondern könnte auch innerhalb eines gewissen Zeitraums flexibel gestartet werden. Dies setzt voraus, dass der jeweilige Nutzer seine Präferenz im Sinne einer Zielzeit angibt, zu der der Prozess abgeschlossen sein soll.

Blindleistungsbereitstellung

Das Leistungsmodell kann neben der Wirkleistungsbereitstellung $P_s(t)$ auch für die Beschreibung der Blindleistungskomponente $Q_s(t)$ analog genutzt werden [DPR15b]. Ein gezielter, lokaler Einsatz von Blindleistung, beziehungsweise Blindleistungskompensation (siehe Abschnitt 4.3.2), kann die Netzstabilität erheblich erhöhen. Unter der Voraussetzung, dass eine Anlage Blindleistung durch z.B. eine Phaseneinstellung von ϕ leisten kann, ist diese auch in der Lage, diese als Energiedienstleistung anzubieten. Im einfachsten Fall können, wie in dem im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Paper [DPR15b] beschrieben wird, Blind- und Wirkleistungskomponenten einer Energiedienstleistung getrennt in zwei verschiedenen Energiedienstleistungen angeboten werden, sodass beispielsweise eine Energiedienstleistung auf $P_{s,max}$ und die andere auf $Q_{s,max}$ basiert. Der resultierende komplexe Zeiger der Scheinleistung S_s sollte immer innerhalb der Anlagenspezifikationen liegen, womit immer gelten sollte: $|S_s(t)| \leq \sqrt{P_{s,max}^2(t) + Q_{s,max}^2(t)}$ (siehe auch [IEE14]). Damit ist sichergestellt, dass durch den gleichzeitigen Einsatz beider Energiedienstleistungen die Anlagenspezifikationen nicht überschritten werden. Sollte eine Energiedienstleistung eine flexible Einstellung der P und Q Komponente ermöglichen, muss sichergestellt werden, dass die gewählten Parameter den definierten, sicheren Betriebsbereich abdecken (siehe Abbildung 4.5).

4.2.2 Vorhersagebasierte Energiedienstleistungen

Die Integration von DER Systemen, die von Umwelteinflüssen abhängig sind, ist von großer Bedeutung für das zukünftige Energiesystem, insbesondere da geplant ist, dass ein Großteil der Energiewende durch EE-Anlagen wie Windkraftanlagen oder Solaranlagen getragen wird. Die Berücksichtigung der Umwelteinflüsse auf diese Anlagen erlaubt demnach eine genauere Planung und Abschätzung von Einsatzrisiken für den Aggregator und erhöht damit die Verlässlichkeit und ökonomische Bilanz des Systems an sich. Im Gegensatz dazu negieren existierende Energiemärkte die Volatilität solcher Anlagen und verlagern das Lieferrisiko zu den Anlagenbetreibern, bzw. den Direktvermarktern. Eine risikotransparente Darstellung der Volatilität kann dadurch erreicht werden, dass die Vorhersagen der Anlagen in das Produkt einbezogen werden. Damit verlagert sich das Risiko zum Käufer, der dadurch in der Lage ist, das Gesamtausfallrisiko seines Portfolios genauer zu schätzen. Dies ergibt sich auch aus

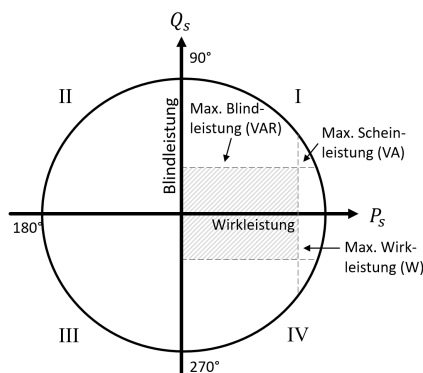


Abbildung 4.5: PQ-Diagramm zur Darstellung der operativen Grenzen einer Anlage. Die vier Quadranten bezeichnen die Phasenverschiebungen. Der graue Bereich stellt den operativ sicheren Bereich dar, in dem Wirk- und Blindleistung gleichzeitig erbracht werden können. Erweiterung eigener Darstellung aus [DPR15a].

der Anforderung ESC-1 und ESA-1. Zur Risikoreduktion kann der Aggregator dann verschiedene Anlagentypen wählen, oder ein Premium bzw. Aufgeld für verlässlichere Anlagenklassen zahlen. Im Sinne der durch das EEG definierten Gesamtstrategie in Deutschland, einen Großteil der Versorgung auf erneuerbare Energien zu verlagern, kann dies einen Anreiz für neue EE-Anlagen schaffen, da das bestehende operative und damit auch erhebliche finanzielle Risiko von den EE-Anlagen an die Abnehmer übertragen wird.

Im Sinne einer neutralen Anlagenklassifikation für den Energiemarkt soll diese Abhängigkeit von externen Einflussfaktoren als Unterscheidungsmerkmal zwischen den verschiedenen Anlageklassen dienen, die Vorhersagen im obigen Sinne benötigen oder den vorgegebenen Fahrplan erfüllen. Diese Einteilung eröffnet auch Möglichkeiten für weitere Anlagentypen, die von externen, modellierbaren Einflussfaktoren basieren, wie z.B. stochastische Vorhersagen des Ladens von Elektrofahrzeugen.

- **Deterministische Anlagen** folgen dem vorgegebenen Fahrplan innerhalb eines spezifischen, eng begrenzten Toleranzbandes. Diese Anlagenklasse ist von ihren nominellen Leistungswerten und technischen Anlagen abhängig. Typische Vertreter sind klassische Kraftwerke (Gas- oder Kohlekraftwerke) aber auch Biomasse-Anlagen.

- **Nicht-Deterministische Anlagen** besitzen darüber hinaus eine intrinsische Logik oder Funktion (im Sinne einer Black Box), die durch ihre Nebenbedingungen den Output der Anlage beeinflusst. Im naheliegenden Fall einer volatilen Anlage werden die Nebenbedingungen von außen, z.B. durch Sonneneinstrahlung und Windverhältnisse eingegeben. Sie folgen somit nicht nur deterministisch dem Fahrplan, sondern ihre Ausgangsleistung wird zusätzlich durch die Funktion $\omega_d(t)$ verändert.

Für den Aggregator ist es im allgemeinen Falle unerheblich, welche Nebenbedingungen die Funktion $\omega_d(t)$ beeinflussen, solange er Aussagen und Prognosen über deren Einfluss auf die Leistung der Anlage erhält.³ Aus den vorangegangenen Überlegungen soll definiert werden:

Definition 10. Sei $p_d(t)$ die Ausgangsleistung einer Anlage d am Netzanschlusspunkt und $P_{s,i}(t)$ mit $i = 1, \dots, n$ die Teilfahrpläne der angebotenen Energiedienstleistungen in S_d . Eine Anlage d ist deterministisch wenn $p_d(t) \approx P_d(t) = \sum P_{s,i}(t)$ oder nicht-deterministisch wenn $p_d(t) \approx \omega_d(t) \cdot \sum P_{s,i}(t)$.

Der Parameterfunktion ω_d bezeichnet dabei die spezifische, zeitabhängige Reduktion der Ausgangsleistung der Anlage d durch umweltbedingte Einflüsse, wobei für $\omega_d(t)$ gilt:

$$\forall t \in \{t \in \mathbb{R} | t_0 \leq t \leq t_F\} : 0 \leq \omega_d(t) \leq 1. \quad (4.5)$$

Diese zeitabhängige Parameterfunktion $\omega_d(t)$ des Leistungspotentials ist gültig über einen gewissen, definierten Vorhersagehorizont $d, F = t_F - t_0$. Dabei bezeichnet t_F den spätesten gültigen Vorhersagezeitpunkt. Über den Vorhersagehorizont $T_{d,F}$ hinaus fußen die Informationen auf Basis der nominellen Daten und Angaben der Energiedienstleistung, wodurch der Aggregator selbst sein Risiko schätzen muss, indem er auf eigene Schätzungen und Heuristiken zurückgreifen muss. Dies ist vergleichbar mit der heutigen Situation, bei der der Aggregator auf eigene Daten und Vorhersagen zurückgreift.

³Im besonderen Fall könnte der Aggregator zusätzlich das nominale Attribut des Anlagentyps für eine eigene Prognose hinzuziehen, sofern ihm genauere Prognosen vorliegen und diese in seine Planungen einbeziehen.

Bezogen auf eine Energiedienstleistung $s \in S_d$ kann die maximal abrufbare Leistung durch externe Nebenbedingungen beschränkt sein, die in die Funktion $\omega_d(t)$ einfließen. $\omega_d(t)$ abstrahiert dabei den Einfluss auf die Leistungsminderung auf $P_{s,max}(t)$ sodass gilt:

$$P_{s,F}(t) = \omega_d(t) \cdot P_{s,max}(t) \quad (4.6)$$

Die Funktion $P_{s,F}(t)$ beschreibt dabei das *erwartete* maximale Leistungsniveau im Gegensatz zu der dienstleistungsbezogenen Maximalleistung $P_{s,max}(t)$. In der Praxis besteht somit weiterhin die Bedingung, dass $P_s(t) \leq P_{s,max}(t)$ gilt. Im Falle einer Prognoseabweichung kann jedoch das erwartete Leistungsniveau zu niedrig geschätzt worden sein, sodass es möglich ist $P_{s,F}(t) \leq P_s(t) \leq P_{s,max}(t)$ abzurufen. Die Funktion $P_{s,F}(t)$ ist somit ausschließlich ein Richtwert, der vom Aggregator genutzt werden kann, um das Leistungsniveau zu schätzen, hat aber keinen begrenzenden Charakter.

Der Zusammenhang zwischen $T_{d,F}$, $P_{s,F}(t)$ und den nominalen und dienstleistungsbezogenen Parametern ist Abbildung 4.6 zu entnehmen und sei somit abschließend wie folgt definiert:

Definition 11. *Anlagenbetreiber von Nicht-Deterministischen Anlagen d können eine Vorhersagefunktion $P_{s,F}(t)$ bereitstellen, die den Einfluss von $\omega_d(t)$ auf die Leistungsreduktion schätzt. Diese gilt für einen gewissen, festgelegten Zeitraum $0 \leq t \leq T_{d,F}$. Für Zeiten größer dem definierten Intervall $t > T_{d,F}$ gelten die Nominalwerte der angebotenen Energiedienstleistung als Basis für Schätzungen.*

Im derzeit existierenden System sind die Aggregatoren in der Regel als Experten für die angeschlossenen Anlagen ihres Portfolios exklusiv verantwortlich und erstellen für ihr Portfolio dedizierte Vorhersagemodelle für jede EE-Anlageklasse in ihrem Portfolio. In dem beschriebenen dynamischen System für Energiedienstleistungen wäre es für Aggregatoren enorm aufwendig, jedes Mal für eine neue Geschäftsbeziehung eine entsprechende Vorhersage-Modellierung zu erstellen. Andererseits sind die Anlagenbetreiber Experten für ihre Anlagen und damit in der Lage, die Modellbildung für Vorhersagen verursachergerecht vorzunehmen. Für den Aggregator ergibt das Vorhersagemodell neue Möglichkeiten der Risikotransparenz, da dieser einschätzen kann, welche Ressourcen zu welchem Zeitpunkt verfügbar sein müssen. Der Datenaggregationsaufwand sinkt, da der Aggregator nicht mehr für jeden einzelnen

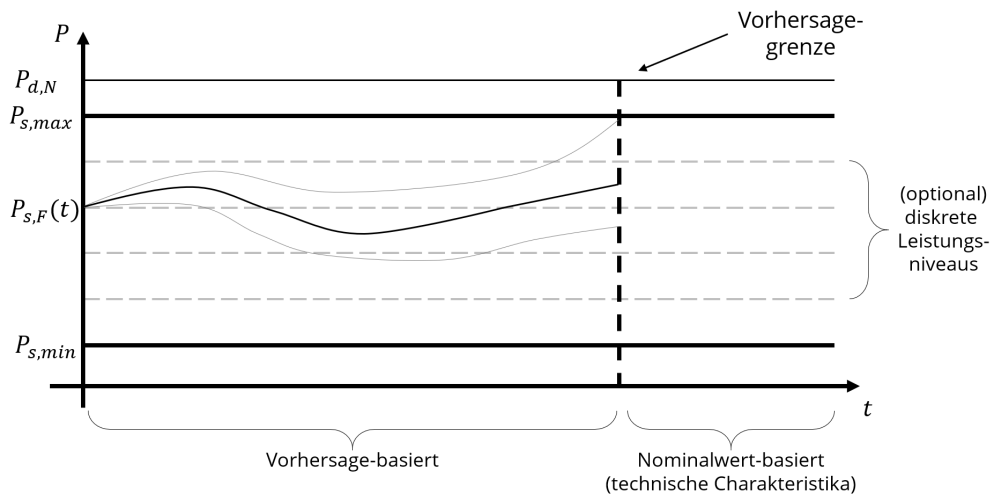


Abbildung 4.6: Modellierung einer vorhersagebasierten Energiedienstleistung. $P_F(t)$ stellt dabei die Vorhersagefunktion dar, die entweder als einzelne Zeitreihe, oder als ein sich gegen die Vorhersagegrenze öffnender Korridor aus zwei Zeitreihen, modelliert werden kann. Erweiterung eigener Darstellung aus [Det17].

Ressourcenstandort Wetterdaten abrufen muss, um die Verfügbarkeit zu schätzen. Dies setzt jedoch voraus, dass die Anlagenbetreiber fortwährend beobachten, ob die Prognosen zutreffend sind und sie auch dementsprechend anpassen müssen.

Die Kenntnis der meteorologischen und spezifischen topologischen Eigenschaften und das daraus resultierende Vorhersagemodell kann u.U. ein deutlich höheres Qualitätsniveau erreichen, als es durch generalisierte Modelle bei einem zentralen Akteur möglich ist. Die Aufgabe der Modellierung von $\omega_d(t)$ sollte demnach also dem Anlagenbetreiber zufallen. Sie müssen also einen Teil der Expertise, die ursprünglich beim Aggregator vorhanden war, wieder zur Anlage selbst zurückführen, können aufgrund ihres Domänen- und Ortswissens jedoch im Idealfall viel präzisere Prognosen anbieten.

Für den Anlagenbetreiber ergibt sich aus der Prognosebereitstellung der Vorteil, dass er seine Anlage und ihre volatile Verfügbarkeit offen darstellen kann. Der Anlagenbetreiber muss daher nicht mehr den Umweg über die Blockbildung für Energiemärkte gehen und vermeidet damit auch suboptimale Angebotssituationen, die sich aus der nicht garantierten Bereitstellung ergeben. Eine Vorhersage-Bereitstellung

durch den Anlagenbetreiber ist eine zusätzliche Dienstleistung, die dieser anbieten kann, um seine Anlage für Aggregatoren attraktiver zu gestalten. Denkbar wären auch Drittanbieterleistungen, die Anlagenbetreiber einbinden können, um diese bereitzustellen. Durch eine genauere Modellierung können sich auch neue Geschäftsfelder ergeben, die einen Anreiz für den Anlagenbetreiber darstellen.

4.2.3 Parameter der Zeit

Eine erhebliche Nebenbedingung für den Abruf von Energiedienstleistungen sind die zeitlichen Parameter. Diese dienen der Abschätzung des Reaktionsvermögens einer technischen Anlage, bzw. der angebotenen Energiedienstleistung auf die Steuersignale des Aggregators. Die NERC⁴ definiert die Ramp-Rate als Rate mit der ein Generator den Output unter normalen operativen Bedingungen verändern kann [Nor12]. Dabei ist die Einheit der Ramp-Rate als Leistungsänderung in MW pro Minute (MW/Min) angegeben. Für DER Systeme ist diese Angabe jedoch deutlich zu grobgranular, da viele Anlagen Leistungsänderungen im erheblichen Maße auf Sekundenbasis vornehmen können [PGD14]. Daraus folgt, dass zukünftig eine Neubewertung dieses Parameters nötig wird.

Definition 12. *Der Leistungsänderungsparameter τ_δ sei hier definiert als die linear approximierte, maximale Leistungsänderung einer Anlage in kW/s.*

Für besondere An- und Abfahrbedingungen können hilfsweise noch lineare Nebenbedingungen eingeführt werden. Diese können separat für das Start- und Stoppverhalten der Anlagen ausgewiesen werden. In Hinblick auf die einfache Optimierbarkeit des Auswahl- und Einsatzproblems der Anlagen sollten dabei aber nicht-linearitäten weitestgehend vermieden werden.

Definition 13. *Die Ramp-up-Zeit T_{RU} sei definiert als die Dauer in Sekunden, die eine Anlage von Standby auf P_{Min} benötigt. Analog sei die Ramp-Down-Zeit T_{RD} die Dauer in Sekunden, die eine Anlage von P_{Min} in den Standby Betrieb benötigt.*

Die somit definierten Zeitraten können auch dafür genutzt werden, weitergehende Rampen-Produkte zu definieren, wie sie beispielsweise von der ENTSO-E beschrieben

⁴NERC: North American Electric Reliability Corporation

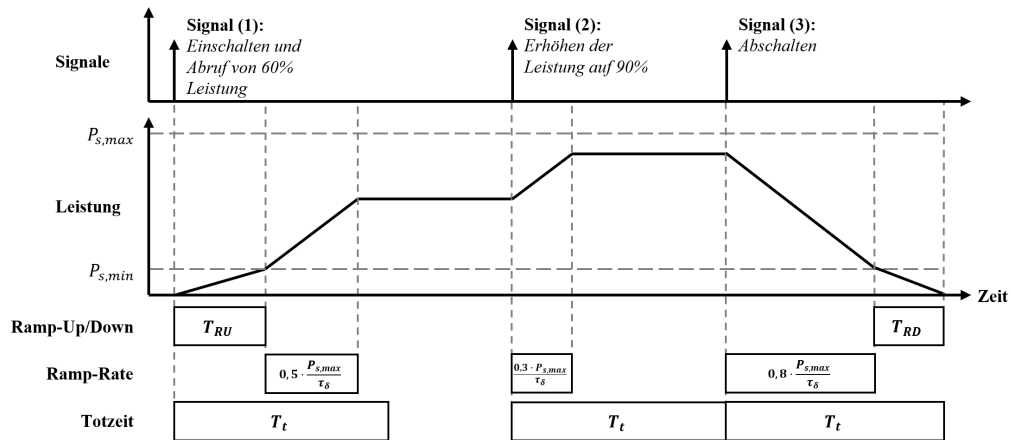


Abbildung 4.7: Leistungs- und Zeitverhalten einer Anlage durch den Empfang dreier Steuersignale. Die Anlage wird durch das erste Steuersignal gestartet und auf 60% $P_{s,max}$ gebracht. $P_{s,min}$ ist dabei 10% $P_{s,max}$.

werden. Rampen können einen erheblichen Beitrag zur Reduktion des Regelenergiebedarfs leisten, wobei aufgrund des 15-minütigen Bilanzierungsintervalls schnelles Rampenverhalten im Netz derzeit kaum honoriert wird.

Eine zusätzliche zeitliche Komponente ist eine etwaige Totzeit der Anlage T_t . Diese beschreibt die Zeit zwischen zwei Steuersignalen, falls diese länger sein sollen, als die Änderungsrate, oder der Anlagenbetreiber die Änderungen beschränken will.

Definition 14. T_t sei definiert als die minimale Zeit zwischen zwei Steuersignalen.

Es ist hervorzuheben, dass die hier definierte Totzeit T_t keine unmittelbare regelungstechnische Größe ist oder daraus folgt. Die regelungstechnische Totzeit der Anlagensteuerung sollte bereits in der Ramp-Rate modelliert sein, sodass ein hier angegebener Zeitparameter einen steuerungstechnischen Rahmen für den Anlagenbetrieb bilden kann, ohne dass der Aggregator detaillierte Kenntnisse über die steuerungs- und regelungstechnischen Parameter der Anlage benötigt. Die Umsetzung der Fahrpläne des Aggregators wird dementsprechend durch die Anlagensteuerung umgesetzt oder weitestgehend approximiert. Die hier definierte Totzeit T_t soll eine informationstechnische Totzeit sein, die aus Gründen der Systemoptimierung notwendig sein kann. Der Anlagenbetreiber kann durch die Totzeit sicherstellen, dass der Aggregator eine bestimmte Zeit keine Änderungen mehr am gesendeten Fahrplan oder

den Steuersignalen vornehmen kann. Dies ist unter anderem für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung entscheidend, da diese Wärme- und Stromerzeugung aufeinander abstimmen müssen. Eine Totzeit kann einen notwendigen Optimierungszeitraum für den Betrieb sicherstellen, sodass keine operativen Parameter verletzt werden. T_t muss nicht gesetzt sein, sollte der Anlagenbetreiber diesen Parameter nicht benötigen. Die hier definierten Zeitcharakteristika werden in ihrer Wirkung in Abbildung 4.7 dargestellt. Dort reagiert eine (fiktive) Anlage auf drei Steuersignale. Zu beachten ist, dass aufgrund der Totzeitcharakteristik T_t das Signal (3) zum frühest möglichen Zeitpunkt nach dem Signal (2) folgt.

4.2.4 Parameter der Energie

Die alleinige Steuerung von DER Systemen aufgrund ihrer Leistungsdaten reicht für eine Vielzahl von Systemen mit energetischen Nebenbedingungen nicht aus. Oft haben DER Systeme solche zusätzlichen energetischen Nebenbedingungen, die für einen störungsfreien oder optimalen Betrieb unbedingt eingehalten werden müssen. Dies zeigt sich auch bei der Einbindung von Anwendungsfällen im Bereich Demand Response und Endkunden-Ressourcen (siehe auch Anforderung SERV-3).

Sei also die resultierende Energie aus dem Fahrplan $P_s(t)$ einer Energiedienstleistung s beschrieben durch den Zusammenhang von Leistung und Energie:

$$E_s(t) = \int_{t_0}^{t_n} P_s(t) dt, \quad (4.7)$$

dann soll allgemein für Dienstleistungen mit energetischen Nebenbedingungen gelten:

$$E_{s,min}(t) \leq E_s(t) \leq E_{s,max}(t) \quad (4.8)$$

mit $E_{s,min}(t) \geq 0$ und $E_{s,max}(t) \geq 0$. Der Verlauf von $E_{s,min}(t)$ über der Zeit stellt die minimale Energie dar, die über den betrachteten Zeitraum benötigt wird, um die energetischen Nebenbedingungen einzuhalten. Gleichzeitig kann mit dem Parameter $E_{s,max}$ eine maximale Energie beschrieben werden, die als Puffer dienen kann. Die Differenz zwischen der minimalen Energie $E_{s,min}$ und der maximalen Energie E_{max} ist das Speichervolumen des Prozesses, der durch die Energiedienstleistung

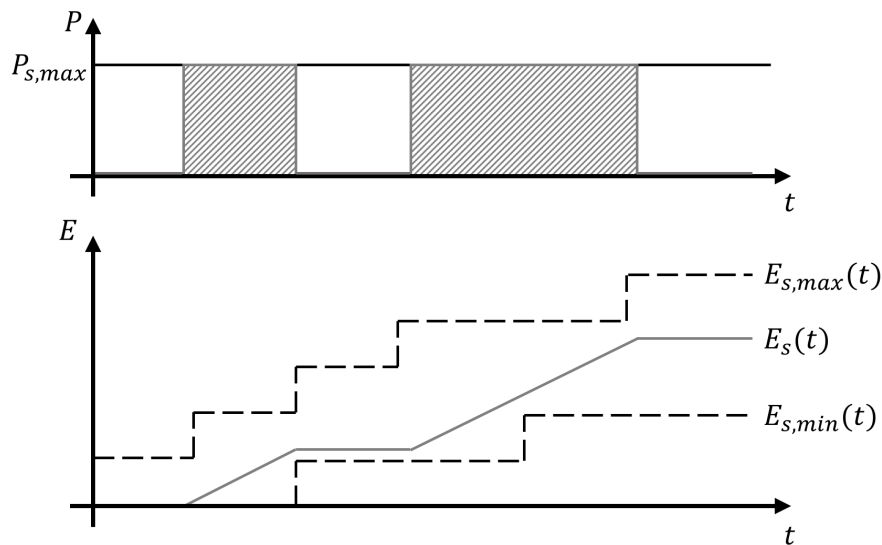


Abbildung 4.8: Leistungsprofil (oben) und Energieprofil (unten) einer Energiedienstleistung. Das Leistungsprofil muss so gewählt werden, dass die energetischen Nebenbedingungen $E_{s,min}(t)$ und $E_{s,max}(t)$ durch $E_s(t)$ nicht verletzt werden.

nutzbar gemacht werden kann. Diesen Überlegungen zugrunde liegen Prozesse der Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen.

Als Oberbegriff hat sich *Power-to-X* für eine Vielzahl von Speicher- und Energieumwandlungsprozessen etabliert [aca16]. Die Autoren von [SB15] identifizieren vier Energieumwandlungsprozesse, die für den Bereich elektrischer Energie relevant sind:

- Power-to-Power: z.B. Batteriesysteme, Flywheels, auch Pumpspeicher.
- Power-to-Mobility: Ladung batterieelektrischer Fahrzeuge.
- Power-to-Heat: Wärmebedarf, aber auch weitergehend Klimatechnik.
- Power-to-Fuel: auch Power-to-Gas.

Darüber hinaus entwickeln sich laufend neue Mischformen oder sogar neue Unterkategorien zur Energiespeicherung. Grundsätzlich muss bei diesen Prozessen unterschieden werden, ob sie bidirektional oder unidirektional sind. Bidirektionale Prozesse sind unmittelbar reversibel, d.h. die gespeicherte, umgewandelte Energie kann

bei Bedarf direkt wieder in elektrische Energie umgewandelt werden (z.B. Power-to-Power Anwendungen wie Batteriesysteme). Diese Prozesse fungieren in der Regel als ein temporärer Zwischenspeicher für elektrische Energie. Ihre Speicherkapazität ergibt sich direkt aus der Angabe von E_{max} , wodurch sie relativ simpel zu modellieren sind. Demgegenüber sind unidirektionale Systeme hauptsächlich gekoppelte Systeme, die regelungsbasiert Energieumwandlungen vornehmen oder Umweltparameter erhalten (Wärme, Kälte, Prozessenergie etc.), diese aber aus technischen, organisatorischen oder wirtschaftlichen Gründen in der Regel nicht mehr in elektrische Energie zurück umgewandelt werden. Diese Prozesse sind dementsprechend überwiegend irreversibel in Bezug auf das elektrische Energienetz.

Die zugrundeliegenden Anlagentypen sind von besonderem Interesse, da diese häufig leichte Abweichungen von den Betriebsparametern erlauben, ohne dass es z.B. zu einem übermäßigen Komfortverlust führen würde. Beispiele sind Klimaanlage, Kältemaschinen oder Blockheizkraftwerke. Die thermischen Bedingungen können als Anforderungen des Bedarfs an elektrischer Energie über der Zeit aufgefasst werden, sofern die thermischen Grundcharakteristika als bekannt vorausgesetzt werden. Die Parameter $E_{s,min}(t)$ und $E_{s,max}(t)$ ergeben hierbei einen Korridor der die Einhaltung der operativen Parameter sicherstellt (siehe Abbildung 4.8). Aus der ökonomischen Perspektive werden sich die meisten Prozesse im ungesteuerten Regelfall an der unteren Grenze $E_{min}(t)$ orientieren, da diese die wirtschaftliche und operative Minimum darstellt. Ohne Anreize besteht keine Veranlassung, den Betrieb in der Nähe der oberen Schwelle $E_{s,max}(t)$ zu betreiben.

Schlussendlich ist die Abgabeenergie nach der Nutzung durch den Aggregator für die weitere Einsatzplanung von großer Bedeutung. Auf dem Ladestand der Anlage können dann weitere Energiedienstleistungen angeboten werden. Speziell für den nahtlosen Übergang zwischen zwei verschiedenen Energiedienstleistung für verschiedene Aggregatoren in der zeitlichen Dimension ist der Ladezustand wichtig. Anlagenbetreiber können daher eine Zielladung angeben, die am Ende der Nutzungszeit vorhanden sein soll. Die Zielenergie $E_{s,SOC}$ kann durch geeignete Wahl von $E_{s,min}(t)$ und $E_{s,max}(t)$ so modelliert werden, dass entweder ein Korridor entsteht, oder ein festes Endenergieniveau (siehe Abbildung 4.9).

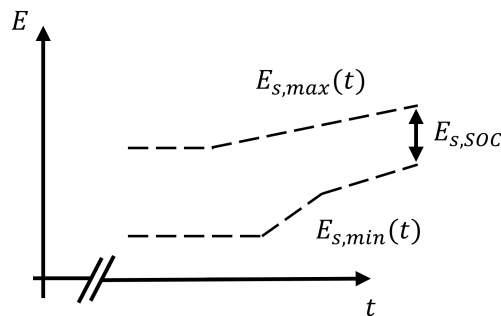


Abbildung 4.9: Verengung des energetischen Korridors zu einem definierten Ladestandfenster.

Metriken für energetische Nebenbedingungen

Für die Bewertung der Einsatzfähigkeiten und dem daraus resultierenden Wert von Anlagen sind Metriken zur Evaluation notwendig. Einleitend ist zeitabhängige energetische Ladekapazität $E_{s,cap}(t)$ als Differenz zwischen $E_{s,max}(t)$ und $E_{s,min}(t)$ relevant. Die aktuelle Energie des Energieprofils abzüglich der minimalen Ladung ist definiert als der aktuelle Ladestand (*State of Charge*) $E_{s,SOC} = E_s(t) - E_{s,min}(t)$. Darüber hinaus definieren Nuytten et al. [Nuy+13] in ihrer Arbeit relevante Metriken für Blockheizkraftwerke, die für allgemeine Energiedienstleistungen generalisiert werden können. Die Autoren definieren dabei zwei Kernmetriken:

- $t_{\delta Delay}$ bezeichnet als *delayed operational flexibility* ist die maximale zeitliche Verzögerung, die durch Pufferung oder Speicherung erreicht werden kann.
- $t_{\delta Force}$ bezeichnet als *forced operational flexibility* ist die minimale Zeit für eine maximale Ladung, ausgehend von der Minimalladung $E_{s,min}(t)$. Sie bezeichnet die Zeit, die benötigt wird, um eine Vollladung für spätere Zwecke vorzunehmen.

In Abbildung 4.10 sind die Zusammenhänge zwischen $t_{\delta Delay}$, $t_{\delta Force}$ und $E_{s,cap}(t)$ und den energetischen Grenzen dargestellt.

Die maximale zeitliche Verzögerung $t_{\delta Delay}$ ist je nach Anwendungsfall eine Form von Front- oder Backloading. Für die Nutzungsbetrachtung muss identifiziert werden, ob das Gerät im allgemeinen Fall so früh oder so spät wie möglich geladen wird.

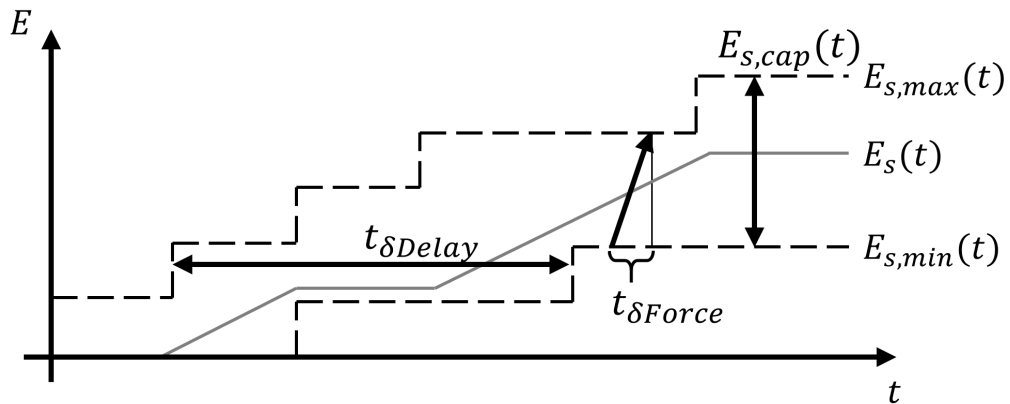


Abbildung 4.10: Metriken des Energiekorridors: Verschiebezeit $t_{\delta Delay}$, minimale Ladezeit $t_{\delta Force}$ und Ladekapazität $E_{s,cap}(t)$

Thermische Speicher beispielsweise werden aus ökonomischen Gründen in der Regel möglichst nahe an der unteren Schaltschwelle $E_{min}(t)$ betrieben und so spät wie möglich eingeschaltet, um thermische Verluste zu begrenzen. In diesem Falle würde die maximale zeitliche Verzögerung $t_{\delta Delay}$ die Verbrauchsverschiebung zu früheren Zeiten angeben (*frontloading*), um später weniger Energie abrufen zu müssen als im Standardfall.

Im Gegensatz dazu können Komfort-Erwägungen dazu führen, dass Nutzer eine frühe Beladung bevorzugen, aber durch finanzielle Anreize dazu gebracht werden sollen, den Verbrauchszeitpunkt nach hinten zu verlegen. Batterieelektrische Autos werden im Regelfall beim unidirektionalen Laden so früh wie möglich geladen, damit der Nutzer sich die volle Nutzungsflexibilität erhält. Eine Verschiebung um $t_{\delta Delay}$ in diesem Fall wäre eine zeitliche Verlagerung nach hinten (*backloading*).

Die minimale Zeit für eine Maximalladung $t_{\delta Force}$ ist speziell relevant für Anwendungen, die schnell größere Mengen Energie speichern müssen, z.B. in zeitweiligen Überschusssituationen im Netz durch Windkraftanlagen. Speicher können hierbei günstig Energie aufnehmen, um spätere Verbrauchszeitpunkte zu vermeiden. Zahlreiche Projekte im Kontext der SINTEG-Forschung untersuchen derzeit Märkte für diese Art der abrufbaren Laststeigerung (*enera* [Bru+20], *ENKO* [BG18] usw.). Der tatsächliche wirtschaftliche Nutzen über reine Netzsicherungsmaßnahmen hinaus kann daher derzeit nur abgeschätzt werden.

Batteriesysteme

Ein Spezialfall im Bereich der energetischen Nebenbedingungen sind Batterien.⁵ Für diese ergeben sich zwei verschiedene, bereits eingangs diskutierte Betriebsmodi: unidirektionaler und bidirektionaler Betrieb. Im unidirektionalen Betrieb bietet die Anlage eine Energiedienstleistung an, die entweder Laden oder Entladen des Speichers bedeutet, was insbesondere für den kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen interessant ist. Im bidirektionalen Betrieb kann die Batterie ge- und entladen werden. Auch hier ist der Abgabe State-of-Charge von entscheidender Bedeutung für die Einsatzplanung. Der Korridor kann durch $E_{s,max}(t)$ und $E_{s,min}(t)$ weiterhin definiert sein. Eine vollständige Beschreibung von dem Batteriesystem erfordert jedoch neben dem Korridor auch die Lade- und Entladecharakteristik $P(cap,t)$, wodurch ein Batteriesystem ergänzende Leistungsbeschreibungsbestandteile erhält.

Die eigentliche Herausforderung ergibt sich bei Batterien jedoch in der Regel nicht im monolithischen Betrieb, sondern durch ihre enge Kopplung an andere DER Systeme. Batteriesysteme werden in der Regel an existierende DER Systeme angeschlossen, um ein bestimmtes Verhalten oder einen spezifischen Anwendungsfall zu realisieren. Sie werden daher genutzt, um beispielsweise in Haushalten einen höheren Autarkiegrad vom Stromnetz zu erreichen, eine Schnellladung von Elektroautos zu ermöglichen oder um Schwankungen von EE-Anlagen auszugleichen. Dieses Verhalten aus Netzsicht hinter dem Stromzähler kann zu problematischen und unvorhergesehenen Wechselwirkungen führen.

Ein typischer Fall ist in Abschnitt 6.2 beschrieben, in dem Solaranlagen und Batteriesysteme zur partiellen Eigenversorgung von Haushalten gekoppelt wurden. Wie dort gezeigt wird, kann durch geschickte Modellierung der energetischen Nebenbedingungen einerseits ein problematisches und skalierendes Verhalten für das Netz abgewendet werden und auf der anderen Seite eine übermäßig detaillierte Modellierung der Einzelanlagen und ihrer Verhaltensweisen vermieden werden. Stattdessen wird eine Energiedienstleistung definiert, die die überschüssige Wirkleistung der Solaranlage bereitstellt, aber durch energetische Nebenbedingungen innerhalb eines spezifischen Energiekorridors stattfinden muss. Es ist daher zu zeigen, dass die Modellierung energetischer Nebenbedingungen für den Verbund von Solar- und Batteriesystem die Nutzung verbessert und negative Effekte minimieren kann.

⁵Der Begriff Batterie hier im Sinne eines wiederaufladbaren Akkumulators.

4.3 Technische und nominale Eigenschaften

In diesem Abschnitt werden Eigenschaften von DER Systemen und der Energiedienstleistungen definiert, die für Aggregatoren von Interesse sein können. Diese müssen aber nicht für jeden Anwendungsfall relevant sein, oder enthalten allgemeine Informationen, die für weitergehende Dienstleistungen genutzt werden können (z.B. Kataster). Hauptzweck dieser Parameter ist jedoch die Informationsbereitstellung nach Anforderung SERV-2, um präzise auf den Anwendungsfall abgestimmte Portfolios zu generieren, oder um spezifische Anwendungsfälle (z.B. Frequenzhaltung) umzusetzen.

4.3.1 Frequenzhaltefähigkeit

Die Frequenzhaltefähigkeit beschreibt die Möglichkeit, eine Anlage im Primärregelleistungsbetrieb des europäischen Verbundnetzes einzusetzen (siehe auch Abschnitt 2.3.1). Das System muss in der Lage sein, innerhalb eines gewissen Zeitraums eine garantierte, symmetrische (positive oder negative) Leistung liefern zu können (vgl. [EUR17] Artikel 157ff).

Um für die Primärregelleistung qualifiziert zu sein, muss eine Anlage eine bestimmte Reaktanz und garantierte Verfügbarkeit nachweisen und eine autonome Regelung basierend auf der Netzfrequenz vornehmen können [Bun11b]. Die Reaktanz wird über die Statik D (engl. *Droop*) des Systems und ihrer maximalen Abrufzeit angegeben (derzeit 100% Abruf in 30 Sek, vgl. [Ber+07]). Die Statik D ist definiert als

$$D = -\frac{\frac{\Delta f}{f_N}}{\frac{\Delta P}{P_n}}, \quad (4.9)$$

mit Δf als der Frequenzabweichung von der Nominalfrequenz f_N . Der Arbeitspunkt der Leistung P_n wird dabei proportional zur Frequenzabweichung verschoben. Laut Transmission Code der Netzbetreiber (vg. [Ber+07]) stellt der Netzbetreiber die Statik der Anlagen innerhalb vereinbarter Grenzen ein, sodass die notwendige Leistungsänderung ΔP für eine Anlage auf Grundlage der quasistationären Frequenzabweichung errechnet werden kann. Da die Charakteristika, welche die Anlage erfüllen muss, genau spezifiziert sind, wird angenommen, dass für eine Frequenzhaltedienst-

leistung nur die Angabe der erfolgten Präqualifikation für die Primärregelleistung ausreichen sollte. Für Zentraleuropa wird der Primärregelbedarf zentral über die gemeinsame Plattform der Übertragungsnetzbetreiber ausgeschrieben.⁶ In vielen anderen europäischen Ländern gibt es jedoch noch keine marktnahe Beschaffung für Regelleistung, wodurch ein dienstleistungsbasierter Beschaffungsweg eine Marktöffnung für Regelleistungsprodukte und -anbieter ermöglichen würde.

4.3.2 Spannungshaltung und Blindleistungskompensation

Neben der Frequenzregelleistung ist die automatische Spannungshaltung und Blindleistungskompensation (VVO)⁷ eine der interessantesten, zukünftigen Geschäftsfelder [PL06]. Durch eine aktive VVO können Netzverluste auf der Verteilnetzebene reduziert werden. Damit einhergehend sinken auch die Kapazitätsanforderungen des Netzes für den Spitzenlastbetrieb, da der Blindleistungsanteil gesenkt werden kann. In der klassischen Spannungsregelung werden üblicherweise regelbare Ortsnetztransformatoren oder Kondensatoren verbaut, die auf Basis lokaler Messungen agieren. Diese Steuerung auf Basis lokaler Informationen kann sich jedoch suboptimal auf höheren Spannungsebenen auswirken [FP10]. Auch können intelligente und steuerbare Wechselrichter mit einstellbarer Phase zur Stabilisierung beitragen. Für die Ertüchtigung dieser Kapazitäten ist es nötig, Ressourcen, die zu einer VVO beitragen können, zu kennzeichnen und sichtbar zu machen. Diese können dann beispielsweise von einem Aggregator der durch einen VNB beauftragt wurde eingesetzt werden, um lokal oder regional VVO durchzuführen.

4.3.3 Eigenschaften des Ortes

Da die Anzahl der Eingriffe in das Stromnetz in den letzten Jahren durch Netzeingriffe stetig zugenommen hat, ist anzunehmen, dass auch der Ort der Leistungserbringung in Zukunft erheblich bedeutender werden wird [PRS07]. In den existierenden Strommärkten ist der Ort derzeit noch irrelevant, wodurch der Handel weitgehend entkoppelt von der tatsächlichen Netzsituation abläuft.

Im Zuge der aktuellen Diskussion um das BDEW-Ampelphasen-Modell des Stromnetzes [BDE17] können geographische oder topologische Marker unterstützen. Das

⁶<http://www.regelleistung.net> - Letzter Aufruf: 13.04.2018

⁷engl. Volt-VAR-Optimization (VVO)

BDEW-Ampelmodell beschreibt die Betriebszustände und die Marktintegration des Stromnetzes. Dabei bedeutet die grüne Phase einen unbeschränkten Stromhandel, während die rote Phase eine Notsituation unter der vollständigen Kontrolle des Netzbetreibers beschreibt. Die entscheidende gelbe Ampelphase im Übergang ist derzeit Bestandteil von Diskussionen. Eine geographisch/topologische Einordnung von Energiedienstleistungen könnte helfen, die gelbe Ampelphase durch Geofencing auf genau spezifizierte Regionen und Dienstleistungstypen zu beschränken um somit die gelbe Ampelphase so wenig marktinvassiv wie möglich zu gestalten. Dadurch kann ein dedizierter Energiehandel ermöglicht werden, welcher die physikalische Realität des Stromnetzes wenn nötig abbilden kann.

Topologische und Geographische Einordnung

Eine Anlage kann entweder geographisch oder netztopologisch eingeordnet werden. Ersteres hat den Vorteil, dass die Anlage mit anderen Geoinformationssystemen in einen Kontext gesetzt werden kann. Somit sind auf Basis dieser Daten auch geographische Untersuchungen möglich, z.B. für Katasteruntersuchungen und Strukturdatenerhebungen für zukünftige Ausbaupfade. Nachteilig ist, dass die rein geographische Betrachtung nur wenig Aufschlüsse über die Netzstruktur und die intrinsischen Zusammenhänge zulässt. Die Kodierung der Anlagen im geographischen Kontext kann nach gängigen Koordinatensystemen erfolgen (z.B. Gauß/Krüger-System oder UTM) und ist bereits in vielen Bestandsdatenregistern umgesetzt.⁸ Als nicht praktikabel erweist sich eine Einordnung nach Adressen oder Gemarkungen, z.B. im EE-Anlagenregister. Da viele EE-Anlagen in unerschlossenen Gebieten stehen, sind Adressen ungenau oder nicht vorhanden und Gemarkungsangaben uneinheitlich. Eine andere Möglichkeit ist die netztopologische Einordnung einer Anlage. Das Stromnetz wird dabei als Graph verstanden, der aus Kanten (Leitungen) und Knoten (Übergabepunkte oder Transformationspunkte) besteht. Der Verbindungsknoten einer Anlage mit dem Netz wird nach IEEE 519 als *Point of Common Coupling* (PCC) bezeichnet. Der PCC ist die Schnittstelle zwischen Quellen und Senken und dem elektrischen Netz [IEE14]. Diese Darstellung erlaubt eine genaue Sicht auf die Struktur des Stromnetzes. Da eine solche Darstellung aber auch die Schwächen des Systems offenbaren kann, zählen Netztopologien in der Regel zu den Geschäftsgeheimnissen

⁸Das EE-Anlagenregister gibt die UTM-Koordinaten an.

der Netzbetreiber und sind daher nur in Ausnahmefällen öffentlich verfügbar. Eine Zwischenstufe zwischen geographischer und netztopologischer Einordnung könnte eine Zoneneinteilung sein, wie sie im nächsten Abschnitt beschrieben wird.

Zoneneinteilung

Für die abstrakte Einteilung von DER Systemen im Stromnetz wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Zonensystem entwickelt [Det+15b]. Dieses Schema macht sich die natürliche Ordnung des (europäischen) Stromnetzes in organisatorische und logische Einheiten zunutze und greift auf etablierte Mechanismen der Ressourcenbeschreibung des Domain Name Systems (DNS) des World Wide Webs zurück [Moc84] (siehe Abbildung 4.11). In der Standardform beginnt das Schema mit dem Staat als größter organisatorischer Einheit. Darunter befindet sich die Ebene der Übertragungsnetzbetreiber (TSO), darunter die Ebene der Verteilnetzbetreiber (DSO). Dieses Schema kann bis zu nahezu beliebiger Genauigkeit fortgeführt werden. In der Praxis sollte aber eine Unterteilung zum Verteilnetzbetreiber oder dem zugeordneten Ortsnetz ausreichen. Ein DER System kann nun der organisatorischen oder logischen Einheit zugeordnet werden.

4.3.4 Nominale Eigenschaften

Der Bereich der nominalen Eigenschaften bezeichnet die Charakteristika der DER Systeme, die für die Aggregation relevante Faktoren beschreiben, die aber in keinem festen (metrischem, oder wertendem) Verhältnis zueinander stehen, oder der generellen Information dienen. Je nach Präferenz oder Zielsetzung des Aggregators können hier weitere Differenzierungen oder Spezifizierungen vorgenommen werden. Unter diesen Eigenschaften findet sich beispielsweise die eindeutige Bezeichnung des Systems/des Anbieters. Diese werden von Aggregatoren genutzt, um spezifische Geschäftsbeziehungen aufzubauen, bzw. wahrzunehmen, die außerhalb der Plattform etabliert wurden. Ferner ist auch der Technologietyp eine nominelle Eigenschaft, da hieraus z.B. nicht zwangsläufig abgeleitet werden kann, welche Energiedienstleistungen angeboten werden können. Diese Information kann aber Hinweise über die Benutzung, oder die Verfügbarkeit geben oder als Grundlage eines bestimmten Geschäftsverhaltens dienen. Hier wäre zum Beispiel die exklusive Nutzung von erneuerbaren Energien für endkundennahe Geschäftsmodelle zu nennen.

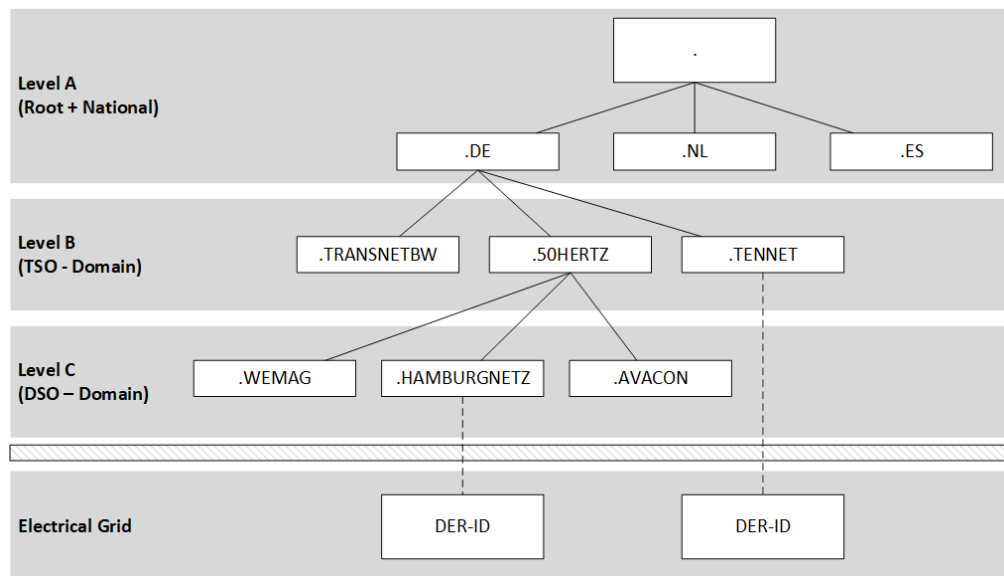


Abbildung 4.11: Beispielhaftes Zonen und Adressierungsschema von DER Systems im Stromnetz (nach [DPR15c]). Eine Anlage hat nach dem DNS-Namensschema (RFC 1035, siehe auch [Moc84]) die Adresse `.DE.50HERTZ.HAMBURGNETZ.DER-ID`. Im gebräuchlichen Namensschema des World Wide Webs werden im Gegensatz zur RFC-1035-Spezifikation die Domänenadressen in der Regel umgedreht, mit der Top-Level-Domain am Ende, und der nachfolgende Punkt wird ausgelassen.

Anlagenidentifikation

Für den dienstleistungsorientierten Energiehandel benötigt es eine eindeutige Kennung der DER Systeme zur Identifikation der Anlage. Diese Kennung dient der eindeutigen Zuordnung der Geschäftstätigkeit in Bezug zu der Anlage. Zur eindeutigen Identifikation haben sich in Deutschland und Europa bislang mehrere, verschiedene Systeme etabliert, wobei sich kein System bislang europaweit durchsetzen konnte. Vielfach werden Anlagenkennungen zweckgebunden vergeben, sodass je nach Datenbank mehrere Kennungen für ein technisches System vorliegen können.

Beispiele für (mögliche) bereits nutzbare und verfügbare eindeutige Kennungen sind z.B. entsprechende Listen der Bundesnetzagentur, die mehrere Identifikationsnummern enthalten. Die BNetzA vergibt Kraftwerksnummern für Anlagen in der Kraftwerksliste, sowie die A-Nummern für konventionelle Anlagen und E-Nummern

für Erneuerbare Anlagen im EE-Anlagenregister. Es ist jedoch fraglich, ob alle DER Systeme in Deutschland erfasst wurden, da z.B. im Solarbereich deutliche Meldefücken vorhanden sind. Anlagen dieses Typs waren über mehrere Jahre unterhalb von bestimmten Schwellwerten nicht meldepflichtig und wurden daher nicht erfasst.

Eine andere Möglichkeit ist die Nutzung der eindeutigen Zählpunktnummern. Für die Zählpunkte werden international (Belgien und Niederlande) und teilweise auch in Deutschland 18-stellige EAN-Nummern verwendet. Auch das neuseeländische Registry System ist zählpunktbasiert.⁹ Dieses System hat bei näherer Betrachtung jedoch auch Nachteile. Sollen die DER Systeme hinter einem Zählpunkt getrennt vermarktet werden, um der o.g. Atomaritätsforderung genüge zu tun, würde nur eine Identifikationsnummer vorliegen, wodurch diese nicht mehr eindeutig ist. Andererseits könnte die Point-of-common-coupling-Definition der IEEE [IEE14] Abhilfe schaffen, indem DER Systeme als einem Zählpunkt zugeordnet angesehen werden und diesem zugeordnet werden, wie in Abschnitt 4.3.3 beschrieben wurde.

Strittig ist die Frage, ob der Besitzer einer Anlage ebenfalls als öffentlich einsehbare Information vorliegen sollte. Unzweifelhaft muss eine Betreiber einer Plattform für Energiedienstleister den Betreiber bzw. Besitzer einer Anlage kennen und identifizieren können, um die Legitimität der Angebote sicherstellen zu können. Im Sinne der Datensparsamkeit und des Datenschutzes ist diese Information für andere Marktteilnehmer aber wahrscheinlich nicht unmittelbar relevant. Im Rahmen des Imbalance Settlements kann diese Information jedoch vonnöten sein. Sofern dieses vom *Market Operator* nach *ENTSO-E Harmonized Role Model* umgesetzt wird (siehe auch Abschnitt 2.1.3), ist auch hier keine Informationsweitergabe nach außen notwendig.

Technologietyp und Technische Fähigkeiten

Die für die Energiedienstleistung zugrundeliegende Technologie ist für den Aggregator von großer Bedeutung, da es ihm hilft das Verhalten der Anlage einschätzen zu können und um die vorliegenden Informationen besser interpretieren zu können. Die Technologie gibt direkt den Typ des DER Systems an, zum Beispiel eine Windkraftanlage, eine Batterie oder Ähnliches. Sind Systeme gekoppelt (z.B. eine PV-Dachanlage und ein Batteriespeicher), sollten die Kopplungen angegeben werden. Die Beispielanlage wäre dementsprechend ein PV/Batterie-Hybrid.

⁹The Registry, <https://www.electricityregistry.co.nz>, Stand: 28.10.2019

Aus dem Technologietyp heraus können mehrere wichtige Schlussfolgerungen gezogen werden, wie zum Beispiel, ob eine Anlage unidirektionale Lastflüsse generiert (Verbraucher, Erzeuger), oder reversibel ist, bzw. sein kann (Batterie). Auch die Abhängigkeit von externen (Umwelt-) Einflüssen kann somit modelliert werden. Dabei kann es sinnvoll sein, Anlagen nach ihrer Determiniertheit [Det+15b; Det17] zu klassifizieren (siehe dazu auch Tabelle 4.1):

- Eine deterministische Anlage folgt, soweit möglich genau den Fahrplanvorgaben und hat keine, oder kaum externen Einflüsse zu beachten.¹⁰ Aggregatoren können somit Fahrpläne in der Regel direkt für ihr Portfolio umgesetzt bekommen.
- Die zweite Klasse sind Speicher (Hybrid), die Energie aufnehmen oder abgeben. Da hierbei reversible und nicht-reversible Speicher unterschieden werden (siehe 4.2.4), muss eine Einzelfallabwägung stattfinden.
- Eine nicht-deterministische Anlage folgt nicht zwangsläufig den Signalen des Aggregators, sondern hängt auch von weiteren (externen) Faktoren ab.

Die Definition und Ausgestaltung der Informationen über die zugrundeliegende Technologie und ihrer Restriktionen kann konzeptionell auf verschiedene Weise geschehen. Brunner et al. schlagen vor, eine detaillierte, feingliedrige und absolute semantische Unterscheidung zwischen den verschiedenen technischen Parametern vorzunehmen [Bru+15].

Tabelle 4.1: Überblick über die Klassifikation nach Abhängigkeit von Umwelteinflüssen.

Typ	Eigenschaft	Beispiel
Deterministisch	Setzt Leistungsangaben $P(t)$ direkt um.	Konventionelle Generatoren
Speicher (Hybrid)	Speichern Prozessenergie, reversibel oder nicht.	Batterien, thermische Speicher
Vorhersagebasiert (nicht-deterministisch)	Output basiert auf Energie- und Leistungsvorhersage.	Windkraftanlagen, Solaranlagen

¹⁰Von Extremereignissen abgesehen.

5

Der Markt für Energiedienstleistungen

Im vorigen Kapitel wurde die Energiedienstleistungen beschrieben, welches dazu dienen, die physikalischen und technischen Rahmenbedingungen von DER Systemen zu beschreiben und in einem Informationsmodell abzubilden. In diesem Kapitel soll der komplementäre Markt zu den Energiedienstleistungen beschrieben werden. Im Rahmen dieser Arbeit soll ein möglicher Energiemarkt für Energiedienstleistungen insoweit beschrieben werden dass eine empirische Untersuchung im 6. Kapitel vorgenommen werden kann. Einen weitergehenden, umfassenden Überblick über die Möglichkeiten der theoretische Beschreibung von Energiemärkten bietet [Dau16]. Das Marktdesign wird hier anhand der Arbeiten von Hurwicz und Reiter skizziert.

Kern des Marktdesigns nach Hurwicz und Reiter ist die Beschreibung eines *Marktmechanismus* [HR08]. Laut den Autoren ist ein Marktmechanismus der Prozess des Austauschs von Nachrichten, mit dem die Abbildung des Umgebungsraums θ durch die Zielfunktion ϕ in den Ergebnisraum Z erreicht wird:

$$F : \theta \rightarrow Z \tag{5.1}$$

Der Umgebungsraum θ ist dabei definiert als Totalität aller begrenzenden Faktoren, Parameter und technologischer Möglichkeiten, einer ökonomischen Problemstellung. Die Zielfunktion F beschreibt die wünschenswerten Resultate und Handlungen für jede mögliche Umgebung und der Ergebnisraum das problemspezifische Resultat, z.B. der Raum, der Ressourcenallokationen umfasst. Der Marktmechanismus realisiert dabei durch Nachrichten die gegebenen Zielfunktionen. Mit Diesem Modell kann der Energiemarkt beschrieben werden. Dabei muss beachtet werden, dass theoretische Mechanismen (z.B. Auktionsverfahren), sich selten optimal in reale

Problemstellungen einsetzen lassen, da nicht alle Informationen vorliegen, sich einige Entscheidungen nicht abbilden lassen oder sonstige Hemmnisse bestehen. Das Design eines Mechanismus muss laut Ockenfels also immer einen Kompromiss mit den realen Bedingungen darstellen [Ock08]. Eine umfangreiche wirtschaftswissenschaftliche Wertung des Energiemarktes für Energiedienstleistungen ist zukünftig vor diesem Hintergrund wünschenswert.

Im Sinne des SGAM Modells soll eine Beschreibung des Marktes insoweit vorgenommen werden, dass eine empirische Untersuchung des Marktes möglich ist. Dazu wird zuerst das Business Layer definiert, indem die verschiedenen Akteure, genannt Agenten, definiert werden und ihre Zielfunktionen beschrieben werden. Mithilfe der Zielfunktionen der Akteure können die Mechanismen abgeleitet werden, die im Function Layer des Marktes realisiert werden müssen, um die gewünschte Marktfunktionalität zu erreichen. In diesem Fall umfasst dies die Nachrichten, welche die Agenten mit dem Markt austauschen, sowie die Funktionen und Regeln, die der Markt anwendet, um Preis-/Mengen-Gleichgewichte zu erreichen. Dies ist Bestandteil des Abschnitts 5.2, indem die Marktregeln beschrieben werden. Im Information Layer müssen zur Realisierung der Marktfunktionalität dann zusätzlich zu den Energiedienstleistungen auch Nachrichten über die Preise ausgetauscht werden, was Inhalt des Abschnitts 5.3.2 ist.

5.1 Modell des Dienstleistungsmarktes

Das Energiehandelssystem ist in der Regel ein bilaterales Oligopol mit vergleichsweise wenigen Anbietern und Nachfragern.¹ Die Händler des Energiemarktes für Dienstleistungen, auch Agenten genannt, teilen sich in zwei disjunkte Mengen auf, die Käufer $K = \{a_1, a_2, \dots, a_m\}$ und die Verkäufer $V = \{d_1, d_2, \dots, d_n\}$. Das Ziel der Verkäufer-Agenten in V ist es, ihre Profitabilität und damit ihren Gewinn zu steigern. Dazu können diese aus spieltheoretischer Sicht ihre Preise im Sinne eines Bertrand-Spiels von Runde zu Runde anpassen [Var10].² Da die zur Verfügung ste-

¹Obwohl das ursprüngliche Vierer-Oligopol der Energieversorger abgeschwächt werden konnte (siehe [HP13]), ist der Energiehandel nach wie vor ein vergleichsweise kleiner Markt: 61 Anbieter für Regelleistung (Stand 20.12.2018, [Reg18]), sowie 124 Käufer und 112 Verkäufer an der EPEX Spot in 2017 [Bun18]. In Zukunft kann sich das System durch die Vielzahl an neuen Ressourcen und je nach Markteintrittsbarrieren durchaus zu einem Polypol weiterentwickeln.

²Für die Beschreibung der Runden siehe Abschnitt 5.2 zur Marktorganisation

hende Energiemenge ein begrenzendes Produkt ist, gilt ergänzend die Edgeworth-Einschränkung (siehe auch [Viv93]): Als Einschränkung des Bertrand-Spiels wird angenommen, dass die Verkäufer-Agenten $d_i \in V$ und Käuferagenten $a_j \in K$ kurzfristig (im Sinne einiger Runden) jeweils eine Kapazitätsgrenze haben, die aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht überschritten werden kann oder sollte. Damit handelt es sich um ein Bertrand-Edgeworth-Spiel mit Preisanpassung und Kapazitätsgrenzen.

Speziell für erneuerbare Anlagen ist diese Einschränkung von besonderer Bedeutung, da sie die maximale Erzeugungskapazität widerspiegelt. Für konventionelle Erzeuger kann diese Annahme zu restriktiv sein, da sie Notfallkapazitäten abrufen könnten. Jedoch wird es für sie auch Anreize geben, in der Regel im Normalbetriebsbereich zu agieren. Bertrand-Edgeworth Spiele sind in der Untersuchung von Strommärkten, speziell im Bereich der Marktmacht, ein etabliertes Modell für den Energiehandel [Lan08; Ock07]. In einem Bertrand-Edgeworth-Spiel wird erwartet, dass die Anbieter langfristig ein Nash-Gleichgewicht in der Nähe der Grenzkosten erreichen, da sich alle Teilnehmer unterbieten, bis ihre Grenzkosten erreicht sind [FN12]. In diesem Gleichgewicht sollte es keinem Teilnehmer möglich sein, die Preise zu erhöhen, um mehr Profit zu erzeugen. Dabei würde mit der Preiserhöhung sein Marktanteil sinken, da er durch andere Marktteilnehmer unterboten würde. Für keinen Teilnehmer sollte es daher einen Anreiz geben, seine Angebotsstrategie signifikant zu ändern um seinen Profit zu maximieren. Diese Eigenschaften sollen im Anwendungsteil dieser Arbeit in Abschnitt 6.1 untersucht werden.

Das hier betrachtete Bertrand-Edgeworth-Spiel hat eine globale Zielfunktion $\phi(\theta)$, die mögliche Marktgleichgewichte im Sinne von minimalen Systemkosten bei maximierten Nutzen ausdrückt. Die globale Zielfunktion hängt dabei von dem Umgebungsraum θ ab. Der Umgebungsraum θ beschreibt dabei die Gesamtheit aller marktrelevanten Eigenschaften, zum Beispiel die Angebote, Nebenbedingungen, und Nachrichten zwischen Agenten. In diesem Raum können durch Marktmechanismen die Agenten interagieren und handeln. Die globale Zielfunktion $\phi(\theta)$ wird ergänzt durch die separate Zielfunktionen der Käufer $\phi_K(\theta)$ und Verkäufer $\phi_V(\theta)$. Exemplarische Zielfunktionen für $\phi_K(\theta)$ und $\phi_V(\theta)$ sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Ein mögliches Marktgleichgewicht τ zwischen $\phi_K(\theta)$ und $\phi_V(\theta)$ kann in dem Schnittpunkt der beiden Funktionen erreicht werden. Ein solches Marktgleichgewicht deutet auf einen effizienten Markt hin. In der spieltheoretischen Simulation im 6. Kapitel

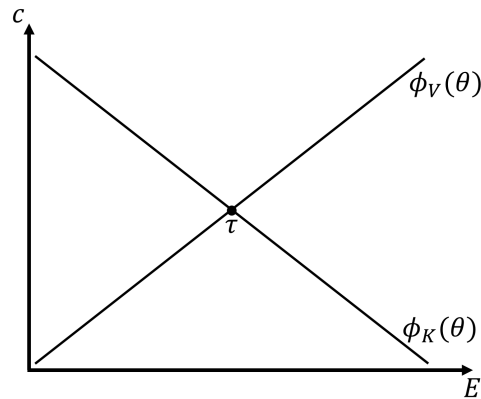


Abbildung 5.1: Die idealisierten Zielfunktionen der Käufer-Agenten $\phi_K(\theta)$ und Verkäufer-Agenten $\phi_V(\theta)$ in Abhängigkeit vom Umgebungsraum θ bilden ein hypothetisches Gleichgewicht im Schnittpunkt τ von Kosten c und Energie E .

soll daher untersucht werden, unter welchen Umständen Marktgleichgewichte durch die Überschneidungen verschiedener Zielfunktionen erreicht werden können. Im Folgenden werden nun die Nutzenfunktionen und Eigenschaften der einzelnen Teilnehmer hergeleitet und beschrieben.

5.1.1 Verkäufermodell

Jeder Verkäufer $d_i \in V$ hat eine Menge an offenen Angeboten für Energiedienstleistungen O_i . Jedes Angebot $o_j \in O_i$ enthält zwei Eigenschaften $o = \{s, c\}$ die Energiedienstleistung s an sich und das Preiskonstrukt c .³ Für die Modellbildung ist es vorläufig ausreichend einen eindeutigen Preis für eine Energiedienstleistung zu unterstellen.⁴ Aufgrund der Definition der Energiedienstleistungen im vorigen Kapitel können diese für beliebige Zeitskalen gelten. Der Wirkzeitraum einer Energiedienstleistung s kann also theoretisch unbegrenzt sein. Die zum Angebot $o_j \in O_i$ dazugehörige Angebotsfunktion $Q_i(c_i)$ beschreibt das preisabhängige Angebot.

Eine exemplarische Angebotskurve ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Auf Basis der nominal erreichbaren Energie E_N einer Dienstleistung für einen beliebigen Zeitab-

³Um eine bessere Unterscheidbarkeit zur Leistung P zu gewährleisten, werden Preise in dieser Arbeit als zu zahlende Kosten c aus der Perspektive des Aggregators bezeichnet.

⁴Die Bildung des Preiskonstruktes wird in Abschnitt 5.3 näher beschrieben.

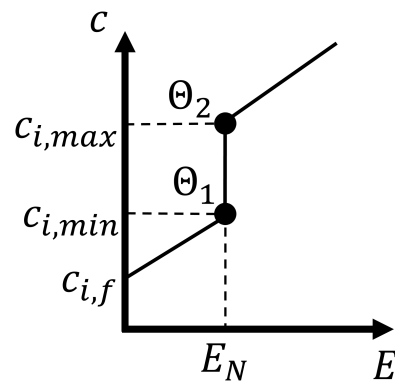


Abbildung 5.2: Die Angebotsfunktion eines typischen DER Systems kann in drei Bereiche eingeteilt werden. E_N beschreibt dabei die Energie, die ein DER System i bereit ist in einem beliebigen Zeitintervall zu liefern und c die Erlöse, die die Anlage erzielen kann. Der Bereich links von Θ_1 ist der Deckungsbereich zwischen dem Fixkostensatz $c_{i,f}$ und den Minimalkosten $c_{i,min}$. Zwischen Θ_1 und Θ_2 befindet sich der Normalbereich. Rechts von Θ_2 und oberhalb von $c_{i,max}$ ist der Notfallbereich (vgl. auch Abbildung 2.4).

schnitt können drei allgemeine Angebotsbereiche identifiziert werden. Der erste Bereich ist der Deckungsbeitrag zwischen dem Fixkostensatz⁵ $c_{i,f}$ und dem Vollkostensatz $c_{i,min}$. In diesem Bereich, der in Abbildung 5.2 als stetige Funktion zwischen $[0, E_N]$ dargestellt ist, arbeitet die Anlage nicht kostendeckend, aber trägt einen Anteil zur Reduktion der Fixkosten bei (Deckungsbeitrag). Der zweite Bereich ist der Normalbereich zwischen $c_{i,min}$ und $c_{i,max}$. In diesem Bereich agiert die Anlage vollständig kostendeckend. Energiedienstleistungen können in diesem Bereich mit voller Kapazität angeboten werden. Die obere Grenze $c_{i,max}$ markiert eine optionale obere Schwelle, ab der zusätzliche Leistung im operativen Notfallbetrieb als Energiedienstleistung angeboten werden kann (vgl. dazu Abbildung 2.4). Angebote $o_j \in O_i$ eines Verkäufers mit DER System d_i können sich in diesem Preisschema mit den angegebenen Konsequenzen bewegen und so Käufern angeboten werden, indem sie durch Nachrichten in den Umgebungsraum θ eingebracht werden.

⁵Fixkosten fallen allgemein für die Anlage, unabhängig von der erzeugten Energie an, Variable Kosten fallen pro erzeugter Einheit an. Eine detaillierte Einführung ist im Abschnitt 5.3.2 zu finden

5.1.2 Käufermodell

Die Menge aller angebotenen Energiedienstleistungen $O_V = \{O_1, O_2, \dots, O_n\}$ beschreibt dabei den Markt $O_V \in \theta$, an den die Käufer herantreten. Ein Käufer $a_j \in K$ muss in der Regel einen Fahrplan $P_j(t)$ mit einer oder mehreren Energiedienstleistungen erfüllen. Dazu hat er eine Menge an Suchkriterien G_j , die seine operativen Präferenzen widerspiegeln und um den Suchraum durch die dazugehörige Filterfunktion $g_j(O_V)$ zu beschränken. Die so beschränkte Menge an Angeboten $O_j \subseteq O_V$ können von dem Aggregator zur Erfüllung seines Fahrplanproblems $P_j(t)$ genutzt werden. Jeder Aggregator kann daher entweder eine Präferenzfunktion $w_j(O_j)$ definieren, die eine totale Ordnung der Angebote in O_j liefert, oder eine Optimierungsfunktion $f_j(O_j)$ nutzen, um die Energiedienstleistungen zu bestimmen, die zur Erfüllung von $P_j(t)$ genutzt werden sollen. Eine Präferenzfunktion $w_j(O_j)$ liefert die totale Ordnung der Energiedienstleistungen in O_j , sodass der Aggregator auf- oder absteigend nach Präferenzwert Energiedienstleistungen $S_j = \{s_1, \dots, s_q\}$ selektieren kann, bis ein stabiles Ergebnis der Form

$$\sum_{k=1}^q P_{s,k}(t) = P_j(t) \quad (5.2)$$

erzielt worden ist. q ist hierbei die Anzahl an beitragenden Energiedienstleistungen zur Lösung von $P_j(t)$. $P_{s,k}(t)$ ist der Fahrplan der k -ten Energiedienstleistung. Durch die angegebene Bedingung ist der Bedarf des Aggregators $a_j \in K$ gedeckt. Durch die Ordnung mittels $w_j(O_j)$ entsteht eine *Queue* von Angeboten [AH86]. Die Queue ist in der Regel nach Einsatzpreis sortiert, d.h. die Kosten für den Aggregator, die betreffende Energiedienstleistung zur Erfüllung von $P_j(t)$ einzusetzen. Sollte die Energiedienstleistung $P_j(t)$ nicht vollständig erfüllen, wird die nächste Energiedienstleistung aus der Queue eingesetzt. Für konvexe Preise (z.B. Selektion nach dem Einheitspreisverfahren) muss die Queue nach Entnahme des ersten Elements nicht neu sortiert werden [Ock08]. Grundlage ist, dass jede einzelne Energieeinheit (in der Regel berechnet in €/MWh) gleich bepreist ist, egal wie lange oder wie viel der Energiedienstleistung genutzt wird. Nicht-konvexe Preise, d.h. komplexere Preisschemata, erfordern demgegenüber jedoch Neusortierungen, sofern die Einflussfaktoren für die Nicht-Konvexität greifen. Der Unterschied zwischen konvexen und nicht-konvexen Preisen, sowie der mögliche Nutzen von nicht-konvexen Preisen und

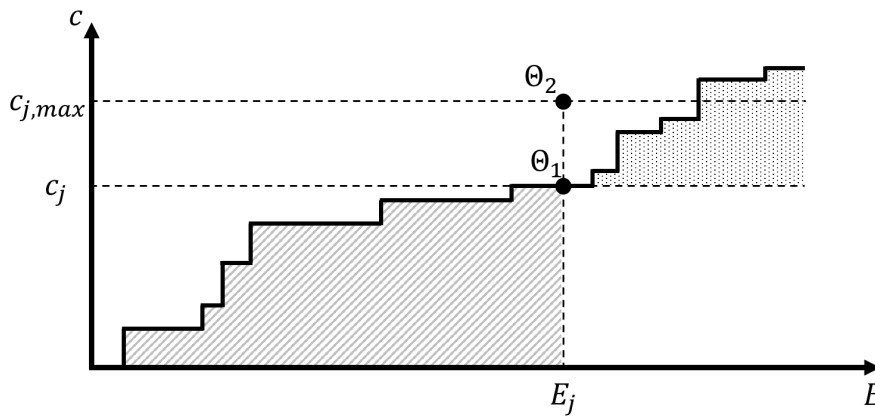


Abbildung 5.3: Beispiel einer preissortierten Queue des Aggregators als Ergebnis der Sortierfunktion $w_j(O_j)$. Der Punkt Θ_1 beschreibt die Deckung des Energiebedarfs E_j des Aggregators j zum letzten Zuschlagspreis c_j . Der Punkt Θ_2 beschreibt den maximalen Deckungspunkt, definiert durch den Höchstpreis $c_{j,max}$, den der Aggregator zu zahlen bereit wäre. Der Bereich links unter Θ_1 beschreibt das Portfolio S_j und der Bereich rechts den Residualmarkt.

die daraus resultierenden Konsequenzen werden im Abschnitt 5.3.2 beschrieben.

In Abbildung 5.3 ist ein Beispiel des Ergebnisses einer Bedarfskurve durch eine Queue $w_j(O_j)$ mit konvexen Preisen gegeben. In dieser Queue des Käufers a_j sind die Angebotskurven der Energiedienstleistungen mit den jeweils bereitgestellten Energiemengen und Gebotspreisen aufgetragen. Im Schnittpunkt Θ_1 des Energiebedarfs E_j des Käufers mit der Bedarfskurve kann der höchste zu zahlende Preis c_j bestimmt werden. Der schraffierte Bereich links von Θ_1 ist das Portfolio S_j zur Erfüllung des Aggregatorenbedarfs $P_j(t)$. Rechts von Θ_1 ist der Residualmarkt aus O_j , der nach dem Kauf verbleibt.

Der Punkt Θ_2 in Abbildung 5.3 beschreibt den Schnittpunkt vom Energiebedarf E_j und dem maximalen Preis $c_{j,max}$, den der Aggregator bzw. Käufer zu zahlen bereit ist. Dieser Preis spielt eine wichtige Rolle bei der Marktkopplung, da dieser einen Marktwechsel forcieren kann. Ist die tatsächlich beschaffte Menge \hat{E}_j kleiner als die benötigte Energie $\hat{E}_j < E_j$ bedingt durch die Preisrestriktion, kann ein Aggregator versuchen, den Bedarf anderweitig zu decken. Selbes gilt natürlich auch für einen unterdeckten Markt. In dieser Marktkonstellation sind nicht genügend Angebote

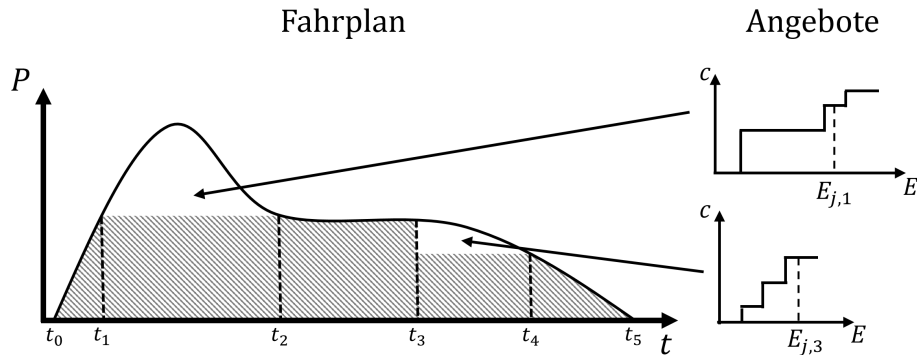


Abbildung 5.4: Segmentierung einer preissortierten Queue des Aggregators. Durch die Auffüllung des Fahrplans sind im Intervallen $T_1 = [t_1, t_2]$ und $T_3 = [t_3, t_4]$ unterschiedliche Residualangebote übriggeblieben, die neuerlich durch die Queue-Funktion w_j sortiert werden müssen: $w_j(O_{T_1})$ bzw. $w_j(O_{T_3})$.

in O_j , um E_j zu erfüllen. Die Auswirkungen von unterdeckten Märkten und der Preisgrenze auf den Bertrand-Edgeworth-Wettbewerb mit Energiedienstleistungen wird im Anwendungskapitel untersucht.

Durch die Charakteristik der Energiedienstleistungen, zeitlich keiner festen Taktung zu unterliegen, ergeben sich Konsequenzen für die Sortierung der Queue im Verlauf der Fahrplanerfüllung. Im Gegensatz zu Spotmarktprodukten, die immer für einen bestimmten, fest definierten Zeitraum ausgewählt werden, kann es passieren, dass der Fahrplanbereich durch die Auffüllung mit Energiedienstleistungen fragmentiert wird und nicht mehr jede Energiedienstleistung im ursprünglichen O_j weiter zur Lösung beitragen kann. Dies ist in Abbildung 5.4 exemplarisch dargestellt. Für die Intervalle $T_1 = [t_1, t_2]$ und $T_3 = [t_3, t_4]$ sind unterschiedliche Angebotsräume $O_{j,T_1} \subseteq O_j$ und $O_{j,T_3} \subseteq O_j$ verfügbar, die Angebote enthalten, die teilweise oder vollständig im anderen nicht verfügbar sind. Da jedoch eine absolute Ordnung durch die Sortierfunktion $w_j(O_j)$ besteht, hat dies für nicht-konvexe Preise und ohne energetische Nebenbedingungen keine Auswirkungen.

5.2 Marktorganisation

Basierend auf den grundlegenden Nutzenfunktionen und den Akteuren kann ein Markt für die Energiedienstleistungen definiert werden. Aufgrund der Heterogenität der Energiedienstleistungen, ihrer Flexibilität und verschiedenen Einsatzfeldern ist eine klassische Börsenstruktur mit festen Handelszyklen, wie die EPEX Spot schwer realisierbar. Da der Handel nicht auf einem einzigen commoditisierten Produkt basiert, sondern eher als Markt für ganz verschiedene Geschäftsmodelle, bieten sich direktere Formen des Austauschs an. Nichtsdestotrotz sollte der Markt als Börse ausgelegt sein, um einen organisierten Handel sicherzustellen. Peer-to-Peer Plattformen oder Over-the-Counter-Plattformen sind deutlich intransparenter und bergen die Gefahr von mangelnder Sichtbarkeit der Angebote. Ein zentraler Handelsort, wie eine Börse, kann sicherstellen, dass alle Teilnehmer einen gleichberechtigten Marktzugriff erhalten. Da Energiedienstleistungen nach Anforderung MSYS-2 für beliebige Zeiträume angeboten werden und eingesetzt werden können, kann ein kontinuierlicher Handel über sämtliche zukünftige Zeiträume stattfinden. In der Vorphase muss der Verkäufer den Markt beobachten und entsprechend der Marktsignale (z.B. durch Indexpreise) Angebote platzieren. Aus spieltheoretischer Sicht ist damit eine Angebotsrunde für einen Anbieter die Platzierung eines Angebots im Markt bis zu seiner Erbringung oder bis das Angebot ausläuft. Auf Basis dieser Festlegungen soll im Folgenden die Marktorganisation einer Börse für Energiedienstleistungen beschrieben werden. Für diese Börse sollen vier spezifische Themen herausgestellt werden, die für den Handel mit Energiedienstleistungen im Gegensatz zu commoditisierten Produkten besonders sind:

1. **Angebotsformat und Form der Orderbücher:** Die Beschreibung des Handelsverfahrens und dem Abgleich (*Market-matching*) von Angebot und Nachfrage. Dabei liegt auch ein Fokus auf einer möglichen Marktsegmentierung durch geographische Faktoren.
2. **Ausgestaltung der Angebotsphasen:** Die Phasen welche ein Angebot in der Börse durchläuft und die daraus resultierenden Konsequenzen und Interaktionen.

3. **Segmentierung von Angeboten für faire Energiezuteilung:** Ein Verfahren um Teilbuchungen von Energiedienstleistungen zuzulassen und dabei sicherzustellen, dass eine faire und preisgerechte Zuteilung der gebuchten Leistungen und Energien stattfindet. Dies ist speziell für erneuerbare DER Systeme relevant.
4. **Spezielle Ordertypen für die Einsatzplanung:** Für einige weiterführende Dienstleistungen im Stromnetz (z.B. Regelleistung) muss eine Anlage verlässliche Betriebszeiträume haben. Dies kann durch spezielle Ordertypen sichergestellt werden.

5.2.1 Angebotsformat und Orderbücher

Als Angebotsformat für den kontinuierlichen Handel über alle möglichen Zeitpunkte bietet sich die Gebotsform des *Open Outcry* an. Diese ist seit langer Zeit an Börsen im Parketthandel etabliert und basiert darauf, dass Anbieter ihr Angebot und die geforderten Preise ausrufen und diese durch Nachfrager ohne weitere Nachverhandlungen angenommen werden [Sil84]. Wird das Angebot nicht angenommen, können wahlweise Preis oder Angebot nachgebessert werden. In der Regel wird die Verkäuferseite Gebote abgeben und die Käuferseite diese annehmen. Käufer können aber auch nach bestimmten Eigenschaften fragen, die dann durch Verkäufer bedient werden können. Da im Vergleich zu Wertpapierbörsen mit deutlich weniger Teilnehmern gerechnet wird, kann diese Methode eine schnelle und direkte Preisfindung ermöglichen. Es stellt ferner die bilaterale Handelsbeziehung in den Vordergrund. In den etablierten Energiemärkten mit commoditisierten Produkten ist das Produkt immer unabhängig von den äußeren Gegebenheiten. Dies ist jedoch in der Energiewelt, in der es nicht irrelevant ist z.B. wo eine Anlage sich befindet, eine regelmäßig unzulässige Vereinfachung, da es zu Redispatchmaßnahmen führt, weil der Markt von den physikalisch, technischen Grundlagen entkoppelt ist. Beim Open Outcry kann jeder potentielle Käufer direkt sehen, welche Eigenschaften das angebotene Produkt hat und ob es in einer Engpassregion steht. Dies befördert einerseits die eigenschaftsbasierte Beschaffung (z.B. Grünstrom, Regionalstrom usw.) und erlaubt andererseits eine geographische Steuerung und Klassifikation des Marktes (siehe übernächster Abschnitt).

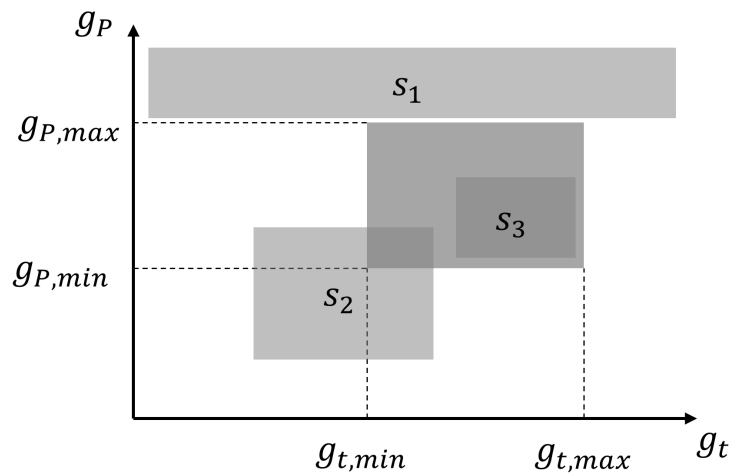


Abbildung 5.5: Kombiniertes Orderbuch aus Angeboten und Parametern in den Dimensionen Leistung (P) und Zeit (t). Die Nachfrage des Aggregators (dunkelgrauer Bereich) steht drei Angeboten mit unterschiedlichen Deckungsgraden gegenüber (s_1, s_2, s_3). Orderbücher in der Praxis können deutliche mehr Dimensionen enthalten.

Orderbücher

Kern dieses Konzeptes sind Orderbücher, die wie *Blackboards* für die Preis- und Angebotsfindung fungieren. Dort werden die offenen Angebote und Nachfragegesuche, sowie die abgeschlossenen Handlungsvorgänge vermerkt. Das Verfahren des Abgleichs von Angebot und Nachfrage in den Orderbüchern realisiert die Funktion des *Market-matchings* aus der Funktionsebene der SGAM-Analyse in Kapitel 3.2. In Abbildung 5.5 ist ein solches kombiniertes Orderbuch für Energiedienstleistungen in zwei Dimensionen (Leistung und Zeit) dargestellt. In einem Orderbuch sind alle suchbaren Kriterien als Dimensionen enthalten, die verschiedene Ausprägungen bzw. Metriken haben können. Grundlage ist jedoch, dass die Kriterien eine Ordnung haben, sowie sortier- und filterbar sind. Die Angebote O_i des Verkäufers d_i bilden entsprechende Polyeder in diesem Raum, in dem auch die anderen Angebote der Verkäufer zu finden sind. Der Aggregator a_j definiert als Suche für die Filterfunktion g_j einen eigenen Polyeder in diesem Suchraum. Dabei muss differenziert werden, ob eine Filterbedingung erfüllt wird, indem sich in einer Dimension die Bereiche überschneiden

(Energiedienstleistung s_2 in Abbildung 5.5) oder die Energiedienstleistungseigenschaft vollständig in der gesuchten Eigenschaft enthalten ist (Energiedienstleistung s_3 in Abbildung 5.5). Im gezeigten Beispiel kann eine teilweise zeitliche Überschneidung bereits einen essentiellen Beitrag zu dem Portfolio des Aggregators liefern, während die geforderten Leistungsgrenzen unter Umständen dazu führen, dass nicht vollständig enthaltene Dienstleistungen nicht geeignet sind. Diese Faktoren müssen bei der Bildung und Betrachtung der Orderbücher einbezogen werden.

Sind zwei beliebige Präferenzräume $G_j = G_k$ identisch, bilden sie ein gemeinsames Orderbuch. Da eine Vielzahl von Präferenzen definierbar sind, zeigt sich, dass im Gegensatz zu einem commoditisierten Spotmarkt viele Orderbücher gleichzeitig offen sind und möglicherweise wenige gemeinsame Orderbücher existieren. Zur Wahrung der Markttransparenz bei dieser Zergliederung des Marktes muss ein einheitliches Indexpreisverfahren angewandt werden. Dieses sorgt für Preistransparenz im Gesamtmarkt und so für Handelssignale für die einzelnen Akteure. Mögliche Indexpreisverfahren werden im Abschnitt 5.4 diskutiert.

Nodale und Zonale Preisbildung durch lokale Orderbücher

Trotz der wahrscheinlichen Vielzahl von Orderbüchern sticht die Position der Anlage als Kriterium besonders heraus, da diese in aktuellen Märkten als Klassifikationsparameter kaum etabliert ist. Dabei ist die Ortsbezogenheit vor dem Hintergrund der Diskussion um zonale oder nodale Preisbildung besonders relevant [Sto02].

- Bei **zonalen Preisen** gelten die Preise von Angeboten unabhängig vom Stromnetz überall. Dieses Preisschema negiert unterschiedliche Übertragungskosten für Strom im Netz. Derzeit gilt für Deutschland eine einzelne Preiszone, die jedoch erheblich in die Kritik geraten ist, da sie durch die Nichtbeachtung der Netzgegebenheiten zu hohen Folgekosten (Redispatch) führt [MZH18]. Jedoch vereinfacht das Verfahren den Handel, da keine zusätzlichen Faktoren neben Zeit und Energiemenge berücksichtigt werden müssen.
- Dem gegenüber stehen **nodale Preise**, die die Übertragungskosten für jeden Anschlusspunkt mit einbeziehen und somit die technische Ebene berücksichtigen. Jedoch ist der Handel dadurch deutlich komplexer, da die Herkunft der Energie betrachtet werden muss, und eine Handelsbeziehung mit einem

Preis für die Übertragungskosten versehen werden muss. Naturgemäß ist es leichter in Pool-Modellen, wie in vielen US-amerikanischen Netzen, die Übertragungskosten auszuweisen, da dort der Kraftwerkseinsatz zentral aus einem Pool geplant wird und somit die Kosten direkt ausgewiesen werden können. In den existierenden Produkten der deutschen Börsen ist dies ungleich schwieriger, da ja grade von der physikalischen Ebene des Netzes abstrahiert wurde, um Energie leicht weiterverkaufen zu können, sodass am Ende nur bilanzielle Verpflichtungen gegenüber der Börse bestehen, aber keine bilateralen Verpflichtungen zu anderen Marktteilnehmern über die tatsächliche Bereitstellung. Ein Marktteilnehmer in einer solchen Börse hat somit bilanziellen Verpflichtungen ausschließlich gegenüber der Börse an sich.

Energiedienstleistungen befördern durch die bilateralen Verträge und die direkte Zuordnung zwischen den Handelspartnern möglicherweise nodale Preise. Eine Herausforderung ist jedoch die Berechnung der nodalen Preise beim kontinuierlichen Handel in einem dynamischen Umfeld. Hier sind Poolmodelle wie in den USA unerlässlich, da dort zu einem bestimmten Zeitpunkt die Auslastungssituation für das Netz über einen Tag berechnet wird und somit Zuordnungen zur Einspeisung und Entnahme für jeden Zählpunkt getroffen werden können.

Im Gegensatz dazu können Energiedienstleistungen insbesondere im zonalen Modell eingesetzt werden und dieses sogar befördern. Im Normalfall findet ein Handel mit zonalen Preisen statt, die für alle Marktteilnehmer gleichermaßen gelten, d.h. über das Gesamtnetz betrachtet werden keine Übertragungskosten berechnet, sondern nur die frei wählbaren Kosten für die Angebote. Sobald Engpässe auftreten, z.B. im Sinne des BDEW-Ampelmodells, kann der Markt in kleinere Marktzone unterteilt werden. Bei Engpassituationen kann durch die lokale Restriktion der Orderbücher nach räumlichen Kriterien ein automatischer Zerfall in Marktzone vorgenommen werden.

Dieses Vorgehen hat jedoch Auswirkungen auf den Handel, da sich die Knappheit des Marktes unter diesen Abgrenzungskriterien verändern kann. Knappheit ist eines der größten Hemmnisse von lokalen Märkten, da diese unter einer übermäßigen Marktmacht einzelner Teilnehmer stehen können. Dem kann aber durch eine Gestaltung der Markthierarchie möglicherweise entgegengewirkt werden. Ein lokales Orderbuch ist eine Untermenge von Angeboten der Gesamtheit, sodass je nach

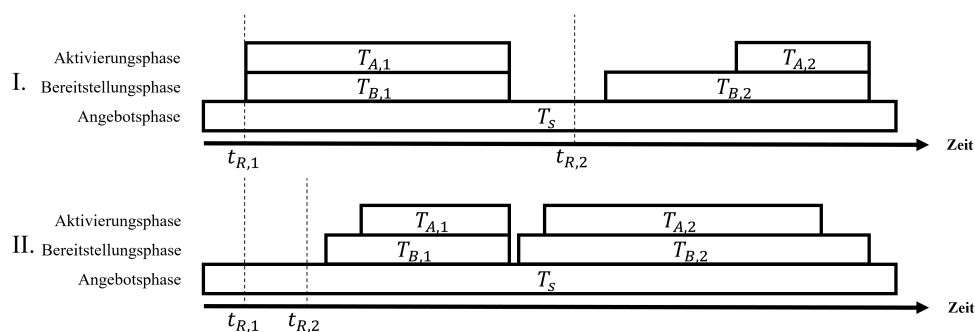


Abbildung 5.6: Die Angebotsphasen einer Energiedienstleistung mit sequentiellen Buchungen (Szenario I., oben) und parallelen Buchungen (Szenario II., unten). t_R bezeichnet die jeweiligen Reservierungszeitpunkte. Aus Szenario II. geht hervor, dass eine Bereitstellung T_B und Aktivierung T_A nicht unmittelbar auf eine Reservierung t_R folgen muss.

Netzsituation einige Teilnehmer nur auf Untermengen zugreifen, während andere Marktteilnehmer die Gesamtheit aller Angebote oder einen Residualmarkt nutzen.

Aufgrund des möglichen Einflusses lokaler Marktmacht sollte immer angestrebt werden, dass der Markt langfristig wieder zu einer Zone konvergiert. Dies sollte durch nachgelagerte Maßnahmen (z.B. Einspeisemanagement), nicht zuletzt aber auch durch Netzausbau an strategischen Stellen geschehen. Entsteht erneut ein lokaler, zeitlich befristeter Engpass, kann der Markt wieder in lokale Zonen und Orderbücher zerfallen. Die Auswirkungen dieses Verfahrens und auf die Preisgestaltung werden im Anwendungskapitel 6.1 spieltheoretisch näher untersucht.

5.2.2 Angebotsphasen des Dienstleistungsmarktes

Für einen vollständigen Handelszyklus mit Energiedienstleistungen müssen fünf Phasen durchlaufen werden. Die Phasen, die im folgenden näher beschrieben werden sind: (I) Angebotserstellung, (II) Reservierung, (III) Bereitstellung, (IV) Abruf, (V) Abrechnung. Das Kapazitätsangebot geht von einem Anlagenbetreiber aus, der diese im Energiemarkt als Dienstleistung anbieten möchte. Die hier im Folgenden im Detail beschriebenen Phasen sind in Abbildung 5.6 dargestellt.

I. Angebotserstellung

Die erste Phase ist die (I) Angebotserstellung, bei der der DER-System-Betreiber die Art und Rahmenbedingungen des Angebots festlegt. Die technischen Parameter werden dabei im Rahmen der Energiedienstleistungs-Definition aus dem 4. Kapitel festgelegt. Dabei entscheidet sich auch, welche Geschäftsfälle mit der Energiedienstleistung abgedeckt werden können. Darüber hinaus muss der Betreiber des DER Systems die Preise für die Dienstleistung festlegen. Die Preisfindung wird im nächsten Abschnitt 5.3 beschrieben.

Der Angebotshorizont kann sich von dem Zeitpunkt der Einstellung des Angebots bis zum letztmöglichen Zeitpunkt über den Zeitraum T_s erstrecken. Das bedeutet, dass die Energiedienstleistung unmittelbar nach der Veröffentlichung des Gebots beginnen kann oder der Zeitraum T_s auch weiter in der Zukunft liegen kann. Fachlich ist der letzte nutzbare Einsatzzeitpunkt durch die zeitlichen Nebenbedingungen beschränkt.

Wird das Angebot nicht angenommen, kann der Anlagenbetreiber Anpassungen an dem Angebot vornehmen, um die Attraktivität zu steigern. Basierend auf der Entwicklung der Spotmarktpreise kann er zum Beispiel die Preise anpassen.

II. Reservierung

Wenn ein Aggregator das Angebot der Energiedienstleistung annehmen möchte, muss er eine Reservierung dafür senden. Der Zeitpunkt der Reservierung wird mit t_R bezeichnet. Je nach Wahl der Parameter des Anlagenbetreibers kann der Aggregator dabei auch festlegen, für wie lange (siehe T_B im III. Schritt), und in welcher Höhe $P_R(t)$ er das Angebot nutzen will. Dies hat insbesondere Konsequenzen für die Angebotsseite, welche in Abschnitt 5.2.3 beschrieben werden. Die Reservierung stellt die Exklusivität der Nutzung für den Aggregator sicher. Sobald diese abgegeben ist, kann kein Aggregator das reservierte Kontingent nutzen.

Eine Reservierung muss durch die technische Plattform, die den Energiemarktplatz repräsentiert, validiert und bestätigt werden. Die Validierung muss sicherstellen, dass keine konkurrierenden Reservierungen auf den Energiedienstleistungen abgeschlossen werden. Insbesondere gleichzeitige Buchungen auf ein Kontingent müssen verhindert werden. Je nach Ausgestaltung des Marktplatzes könnten aber auch Regeln für die Bereitstellung definiert werden. Mit diesen könnte ein Anla-

genbetreiber mehrere Angebotstypen bereitstellen, die technisch nicht gleichzeitig erfüllbar sind. Wird eines dieser Angebote angenommen, kann eine definierte Regel die anderen, ausschließenden Energiedienstleistungen ebenfalls aus dem Handel nehmen oder reduzieren, sodass keine technischen, sowie ökonomischen Probleme oder gar Deadlocks auftreten. Damit dieses System Deadlock-frei bleibt, dürfen zum Zeitpunkt der Reservierung keine Abhängigkeiten zu anderen Dienstleistungen des DER Systems bestehen, die denselben Zeitraum wie die Bereitstellung des gebuchten betreffen. Diese Forderung verhindert zwar Deadlocks, sie kann aber unter Umständen dazu führen, dass Energiedienstleistungen, die erfordern, dass die Anlage in Betrieb ist, nicht mehr erfüllt werden können. Dazu wird im übernächsten Abschnitt das Future/Option-Konzept eingeführt. Mit diesem kann ein System entworfen werden, dass Deadlock-frei ist und gleichzeitig aufeinander aufbauende bzw. voneinander abhängige Dienstleistungen abbilden kann. Mit der Reservierung tritt die Anlage darauf folgend in den Zustand der Bereitstellung ein.

III. Bereitstellung

Mit der Reservierung beginnt die Phase der Bereitstellung der Energiedienstleistung T_B . In diesem Zeitraum von dem Zeitpunkt der Reservierung bis zum Endzeitpunkt der Reservierung kann der Aggregator Steuersignale an das DER System im Rahmen der gebuchten Parameter senden, um die Kapazität abzurufen.

Dem Bereitstellungszeitraum muss, je nach technischer Lösung und Handelsplatz, einen Schlüsselaustausch zur Authentifizierung vorangehen. Dieser Schlüsselaustausch soll sicherstellen, dass die Identitäten der beiden beteiligten Parteien, Aggregator und DER System, einander bekannt sind und diese sich gegenseitig identifizieren können.

IV. Abruf

Der Abruf der Energiedienstleistung erfolgt durch das Senden eines Steuersignals durch den Aggregator. Die Abrufparameter der Zeit müssen innerhalb des reservierten und bereitgestellten Zeitraums T_B liegen, wobei das Steuersignal mit entsprechendem Zeitstempel nichtsdestoweniger auch vor dem eigentlichen Eintritt in die reservierte Zeitphase eingehen kann, sofern die Anlage dies kommunikationstechnisch zulässt. Die Abrufphase kann demnach die gesamte Bereitstellungszeit

umfassen, wie in Abbildung 5.6 I. mit $T_{A,1}$ dargestellt ist, oder auch kürzer sein, wie in $T_{A,2}$ dargestellt.

Es können dabei zwei Verfahren der Abrufsteuerung unterschieden werden: Zum einen durch *Steuersignale* und zum anderen durch *Fahrpläne*. Ein Steuersignal repräsentiert die primitivste Kommunikation zwischen Aggregator und DER System. Ein Steuersignal ist geprägt durch einen einzigen Stellwert, der an die Anlage direkt gesendet wird und dort unmittelbar umgesetzt wird. Die meisten grundlegenden Feldprotokolle unterstützen diese Vorgehensweise. Sie erfordert jedoch die kontinuierliche Steuerung durch den Aggregator, der jede Änderung zum gewünschten Zeitpunkt an das DER System senden muss. Hierbei müssen die Signale zwangsläufig innerhalb der reservierten Zeitphase eingehen.

Die zweite Möglichkeit der Steuerung über Fahrpläne nutzt Definitionen, ähnlich der im 4. Kapitel beschriebenen. In vielen moderneren Kommunikationsstandards für Smart-Grid-Applikationen (z.B. IEC 61850) gibt es technische Beschreibungen für Fahrpläne. Durch die Zeitreihencharakteristik können diese auch vor dem eigentlichen, reservierten Zeitraum gesendet werden und werden dann durch das DER System selbstständig ausgeführt.

V. Abrechnung

Nach Ablauf des reservierten Zeitraums werden die wichtigsten Abrufkennzahlen gesammelt und bepreist. Insbesondere die abgerufene Energie muss, basierend auf den Fahrplananforderungen bestimmt und dem jeweiligen Aggregator zugeordnet werden. Diese Rolle kann vom *Market Operator* wahrgenommen werden, der die Marktaktivitäten koordiniert und überwacht.

5.2.3 Segmentierung der Angebotsseite

Eine Anforderung an die Energiedienstleistungen ist die weitgehende Flexibilität der Angebote, um den vielseitigen Anlagenarten gerecht zu werden. In den existierenden Märkten gibt es unterschiedliche, diskrete Leistungsniveaus in den Angeboten. Während Regelleistung immer als 1-MW-Band-Kapazität gehandelt wird, hat die EPEX Spot bei ihren Spotmarktprodukten ein niedrigeres Handelsniveau zugelassen.

Hier kann in 100-kW-Schritten geboten werden.⁶ Diese Leistungsniveaus können aber insbesondere für kleine DER Systeme, wie Einzelanlagen oder Haushaltsanlagen noch zu hoch sein. Übliche Solaraufdachanlagen haben beispielsweise eine Spitzenleistung⁷ von einigen kWp. Ein Sekundärmarkt, der speziell auf diese Anlagen abzielt muss dementsprechend niedrigere Handelsbarrieren schaffen. Mit den Energiedienstleistungen sind theoretisch beliebige Handelsniveaus realisierbar. In einem realen Markt muss dennoch abgewogen werden, ab welchem Niveau die Angebote zu kleinschrittig werden (siehe Diskussion über diskrete und kontinuierliche Leistungsbereitstellung in Abschnitt 4.2.1).

Ein interessanter Aspekt ist auch die Integration von wetterabhängigen Ressourcen, wie Solaranlagen oder Windkraftanlagen. In existierenden Märkten sind diese nur schwer zu integrieren, da Energiemärkte immer von einer Lieferung der gehandelten Energie ausgehen. Dies ist aber nicht transparent, da sie die Absicherung und den Einsatz von Regelleistung voraussetzt. Ein Bilanzkreisverantwortlicher könnte so enorme Mengen Windkraft aggregieren, ohne dass er unmittelbar realisieren kann, wie viel Regelleistungseinsatz er provozieren könnte. Zwar soll elektrische Energie als Handelsgut frei von Diskriminierung sein, eine völlige Transparenz des operativen Risikos für alle Teilnehmer ist jedoch hinderlich, da sie den Teilnehmern die Gelegenheit vorenthält, sich u.U. netzdienlich zu verhalten. Das Angebotsmodell muss dies ebenfalls unterstützen.

Der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Ansatz zur Lösung dieser Herausforderung ist die Segmentierung von Angeboten. Der gebuchte Teil der Leistung wird dabei nicht absolut angegeben, sondern als Anteil an der angebotenen Leistung $P_s(t)$. Der für den Aggregator a reservierte Leistungsanteil $P_R(t)$ der Energiedienstleistung ergibt sich aus:

$$P_R(t) = \xi_a(t) \cdot P_s(t) \quad (5.3)$$

mit $P_s(t)$ als angebotene Leistung zum Zeitpunkt t und $0 \leq \xi_a(t) \leq 1$. Die Zuordnung des ξ_a zu den jeweiligen Mess- und Steuerdaten ist für die Abrechnung der geleisteten Arbeit für die Aggregatoren elementar. Der Zusammenhang zwischen Leistungspotential der Energiedienstleistung s , der reservierten Leistung P_R und dem

⁶Stand: 14.01.2020, siehe <https://www.epexspot.com>, Letzter Aufruf: 14.01.2020

⁷Für Solaranlagen allgemein angegeben in der Einheit Kilowatt-Peak (kWp)

Leistungsabruf des Aggregators $P_a(t)$ ist für jeden Zeitpunkt t :

$$P_a(t) \leq P_R(t) \leq P_{s,max}(t) \quad (5.4)$$

Ein Aggregator kann also einen Teil der absoluten, angebotenen Leistung $P_s(t)$ für sich reservieren. Im Rahmen dieser Reservierungsfunktion $P_R(t)$ kann er dann einen Fahrplan $P_a(t)$ für den tatsächlichen Leistungsabruf nutzen. Dieses Modell funktioniert als Einschränkung nur mit kontinuierlicher Leistungsbereitstellung, oder äquidistanten Leistungsniveaus.

Für deterministische Energiedienstleistungen, die ihre Ausgangsleistung direkt den Vorgaben des Aggregators anpassen können, ist die Unterscheidung zwischen nominal angebotener und zu erbringender Leistung nicht essentiell. Der Aggregator kann demnach das volle Potential seiner Reservierungsfunktion $P_R(t)$ ausschöpfen. Für Anlagen, die auf Basis einer Prognose arbeiten, sorgt dieses Vorgehen dafür, dass eine Fairness bei der Gebotsabgabe hergestellt werden kann, indem den Aggregatoren die genauen Anteile ihres Gebots sowohl leistungsorientiert, als auch finanziell berechnet werden. Dabei wird auf Basis des Reservierungsfaktors $\xi_a(t)$ und der Leistungsvorhersage $P_F(t)$ die erwartete, dem Aggregator zuzuschlagende Leistung $P_{R,ERW}(t)$ berechnet:

$$P_{R,ERW}(t) = \xi_a(t) \cdot P_R(t) \quad (5.5)$$

Anders besteht die Gefahr bei einem *first-come-first-serve*-Ansatz, dass ein Aggregator frühzeitig den wahrscheinlichen lieferbaren Teil der Ausgangsleistung bucht und andere Aggregatoren nur noch unwahrscheinlich realisierbares Potential erhalten und dementsprechend ein deutlich höheres Risiko eingehen müssen. Das Verfahren auf Basis der angebotenen Leistung soll an einem kurzen Beispiel erläutert werden.

Beispiel einer Segmentierung des Angebots einer Solaranlage

Im folgenden Beispielszenario soll die Segmentierung des Angebots einer Solaranlage diskutiert werden. Dazu wird eine einfach Solaraufdachanlage mit 5 kWp zugrunde gelegt. Die Investitionskosten seien 5.000 € bei 20 Jahren Betriebszeit. Der Fixkostensatz beträgt (bei einer angenommenen solaren Leistung von 2500 kWh/a) somit 0,10 €/kWh. Als variable Kosten werden 0,19 €/kWh festgelegt (Differenz

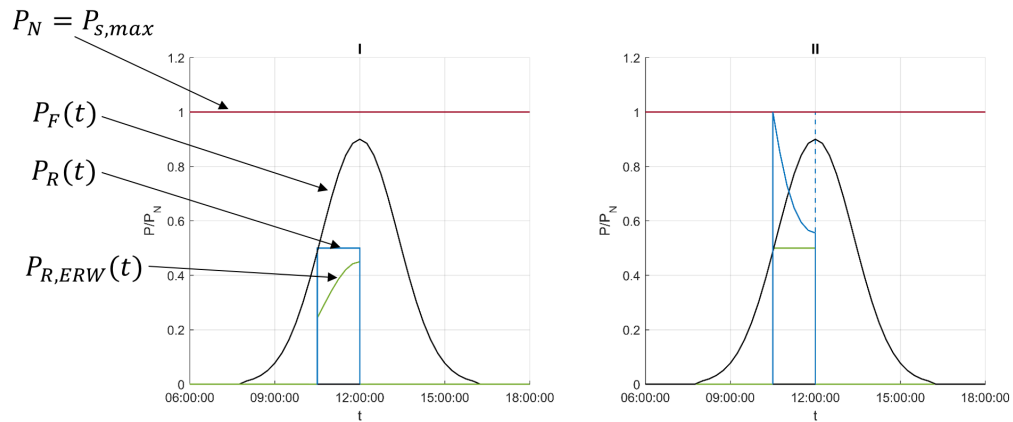


Abbildung 5.7: Angebot Energiedienstleistung einer Solaranlage mit der nominale Kapazität (rote Linie) und der erwarteten Ausgangsleistung (schwarze Linie). Jeweils eine Buchung (I & II, blaue Linie) mit den erwarteten, zuschlagbaren Ausgangsleistungen (grüne Linie).

zwischen einem fiktiven Haushaltsstrompreis in Höhe von $0,29 \text{ €/kWh}$ und dem Fixkostensatz). Als Energiedienstleistung wird die volle Nominalkapazität $P_N = P_{s,max}$ der Anlage geboten. Diese ist in beiden Teilen der Abbildung 5.7 durch eine rote Linie gezeigt. Die Prognose der tatsächlich erwarteten Ausgangsleistung $P_F(t)$ (schwarze Linie) bildet die Grundlage für den Aggregator, um verschiedene Buchungsoptionen wahrnehmen zu können. Diese Prognose wird im Sinne der Expertenzuordnung aus Abschnitt 4.2.2 von der Solaranlage oder einem Dienstleister bereitgestellt werden. Ein Aggregator kann nun eine Reservierung $P_R(t)$ eines Leistungspotentials vornehmen. Ein Abruf durch den Aggregator kann auf Basis der Gleichung 5.3 auf zwei Arten erfolgen, I. ξ_a -konstant oder II. P_a -konstant.

I. ξ_a -konstanter Abruf einer Solaranlage

Der Aggregator bucht einen konstanten ξ_a -Anteil der angebotenen Kapazität der Energiedienstleistung für einen begrenzten Zeitraum. In dem Beispiel bucht der Aggregator für einen definierten Zeitraum 50% der angebotenen Leistung, sodass für jeden Zeitpunkt t gilt $\xi_a(t) = 0,5$. (Abbildung 5.7, I., blaue Linie). Der Aggregator kann nun im Sinne der Formel 5.3 die grüne Linie als maximale Kapazität der Anlage

nutzen. Für den Aggregator sind somit auch 50 % der verfügbaren Leistung abruf- und bilanzkreisbezogen zuschlagbar. In diesem Beispiel betragen die Bereitstellungskosten für zwei Stunden:

$$2,5kW \cdot 2h \cdot 0,10 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 0,50\text{€}. \quad (5.6)$$

Es wurden 3,62 kWh Energie durch den Aggregator genutzt. Die Kosten dafür betragen

$$3,62kWh \cdot 0,19 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 0,69\text{€}. \quad (5.7)$$

Diese Beträge summiert sich zu einem Gesamtpreis von 1,19 € für die ξ_a -konstante Nutzung der Solaranlage.

II. P_a -konstanter Abruf einer Solaranlage

Im Gegensatz zur ξ_a -konstanten Buchung nimmt der Aggregator in 5.7, II. eine Buchung von 50% der erwarteten Ausgangsleistung vor. Die stark verzerrte Buchungskurve $P_R(t)$ resultiert in der Nutzung von 50% der zur Verfügung stehenden Nominalleistung. In diesem Beispiel betragen die Bereitstellungskosten 0,62 €, wobei die erzeugte Energie bei einer Bandleistung von 2,5 kW für 2 Stunden mit 0,95 € zu veranschlagen ist. Der Gesamtpreis beträgt hierbei 1,57 €.

Auswirkungen auf die Angebotsgestaltung

Im Vergleich muss der Aggregator für des höhere reservierte Potential im Fall II. einen höheren Bereitstellungspreis bezahlen. Dadurch ist er aber auch in der Lage auf erheblich mehr der prognostizierten Energie zuzugreifen. Im Vergleich der (synthetischen) Energiepreise beträgt der Energiepreis beim ξ_a -konstanten Abruf 0,33 €/kWh, während beim P_a -konstanten Abruf 0,31 €/kWh berechnet werden. Die ist das Resultat des besseren Reservierung-zu-Energieverhältnis im P_a -konstanten Fall. Dieses Beispiel soll illustrieren, wie unterschiedlich die Einflüsse von Planung, Prognose und tatsächlich angefallener Energie sich auf die Portfolios auswirken können.

Eine wie in den Beispielen vorgenommene Buchung hat auch Auswirkungen auf die unterschiedlichen möglichen Sichten auf die dargebotene Energiedienstleistung.

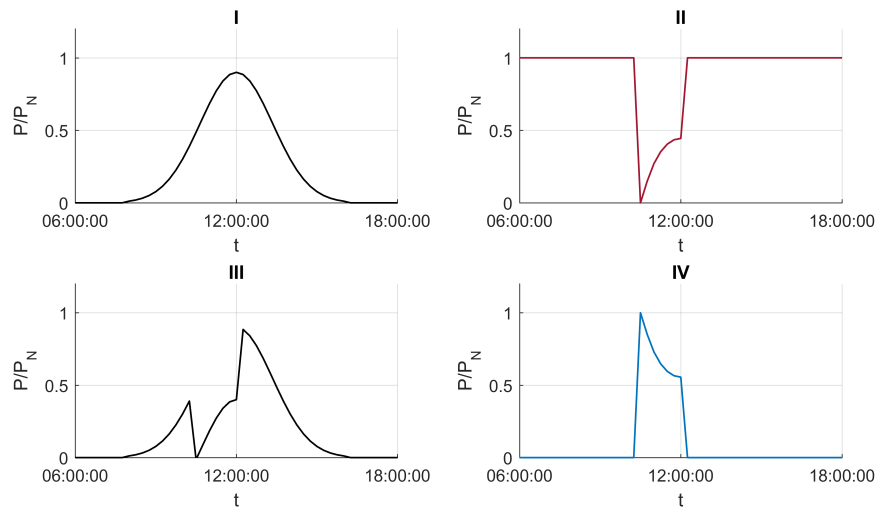


Abbildung 5.8: Angebotsstruktur nach der Buchung von Abb. 5.7 II. (I) Erwartete Ausgangsleistung $P_F(t)$, (II) Angebotene Nominalleistung $P_S(t)$, (III) verbleibende erwartete Ausgangsleistung $P_F(t)$ abzüglich der (IV) Buchung des Aggregators $P_R(t)$.

Für den Fall II werden diese in Abbildung 5.8 dargestellt. Die Prognose (Abbildung 5.8, I.) erfährt keine weitere Anpassung. Zusammen mit der restlichen, verfügbaren Nominalleistung (Abbildung 5.8, II.) kann ein weiterer Aggregator abschätzen, wie viel erwartete Ausgangsleistung noch gebucht werden kann. Für den Zeitpunkt 11:00 ist beispielsweise keine Ausgangsleistung mehr verfügbar. Dies wird auch in Abbildung 5.8, III. deutlich. Diese Darstellung zeigt die verfügbare, prognostizierte Ausgangsleistung abzüglich der vorgenommenen Buchung. Ein Aggregator muss dementsprechend bei der Buchung einer prognose-basierten Anlage sowohl die Vorhersageinformationen, als auch die nominell verfügbare Kapazität betrachten.

5.2.4 Das Einsatzplanungsproblem im Dienstleistungsmarkt

Einige spezielle Energiedienstleistungen oder Laufzeitkonfigurationen unterliegen bestimmten, operativen Nebenbedingungen, die eine Angebotsbildung erschweren können. Insbesondere die Möglichkeit des Aggregators die Anlage im Rahmen der Energiedienstleistung zur Laufzeit beliebig steuern zu können kann eine Herausfor-

derung für die Angebotserstellung bedeuten. So ist unter Umständen nicht klar, ob die Anlage betrieben, welches Leistungsniveau abgerufen, oder wie ein möglicher *State of Charge SOC* bei der Übergabe sein wird. Insbesondere bei der Angebotserstellung ist es für den Anlagenbetreiber jedoch wichtig zu wissen, ob ein DER System in Betrieb ist und wie eine mögliche Übergabesituation für eine anschließende Energiedienstleistung aussehen kann.

Beispiel - Integriertes Band- und Regelleistungsangebot:

Angenommen sei hier eine Anlage, die Regelleistung anbieten kann. Um Primärregelleistung symmetrisch anbieten zu können, muss die Anlage im Bereitstellungszeitraum in Betrieb sein und über diesen Zeitraum ein bestimmtes Mindestniveau bei der Ausgangsleistung halten. Die Anlage muss sich zunächst also mit Bandprodukten vermarkten, die eine garantierte Abnahmeleistung von derzeit mindesten 1 MW haben, um dieses Ausgangsniveau zu erreichen. Dieses muss mindestens 24 Stunden gehalten werden können. Die Anlage hat sich somit sowohl im Spotmarkt, als auch im Regelleistungsmarkt platziert.

Die im 4. Kapitel erarbeitete Definition der Energiedienstleistungen erlaubt es aber Aggregatoren willkürliche Steuersignale im Rahmen ihrer gebuchten Dienstleistungen zu senden, wodurch die Anlage auch zur Laufzeit keinen verlässlichen Fahrplan hat. Insbesondere kann auch nicht sichergestellt werden, dass die Anlage überhaupt in Betrieb ist, oder nur als Reserve fungiert. Dies stellt insbesondere dann ein Problem dar, wenn eine vollständige Vermarktung des DER Systems über die Energiedienstleistungsmärkte erfolgt.

Die Planung über die Platzierung von Angeboten, sowie die Erbringung von Leistung oder anderen Energiedienstleistungen in verschiedenen Märkten wird als *Unit Commitment Problem* bezeichnet [Sch+88]. Dabei handelt es sich im Grunde um die Frage der Einsatzplanung einer Anlage in einem hochdynamischen Umfeld. In Hinblick auf die Vollständigkeit und logische Geschlossenheit des Marktmodells und des Energiedienstleistungskonzeptes ist eine Lösung des Problems innerhalb der Energiedienstleistungsdefinition wünschenswert. Nur dadurch werden Anlagen in die Lage versetzt, zukünftig ihre gesamten Kapazitäten in dem Energiedienstleistungsmarkt anzubieten. Diese Integration von Netzdienlichkeit und Energiemarkt ist auch eine

Forderung von [BN11], die in Abschnitt 3.3.2 als Anforderung an moderne Energiemärkte formuliert wird. An Terminmärkte angelehnte Lieferbedingungen könnten dieses Problem reduzieren. Die Annahme, dass Aggregatoren bereits im Vorfeld wissen, dass sie einen bestimmten Anteil der Leistung der Dienstleistung in jedem Fall in Anspruch nehmen werden, kann genutzt werden, um garantierte Nutzungszeiträume und -rahmen für den Anbieter zu definieren, die er für seine Geschäftsmodelle nutzen kann. Fahrpläne werden dazu in zwei Produkte unterteilt: (i) *Futures* und (ii) *Optionen*. Ein Future enthält, analog zu den physikalisch erfüllbaren Futures einer Terminbörse, die Garantie der tatsächlichen Lieferung des spezifizierten Produktes:

Future: Ein Future wird durch den Energiedienstleistungsanbieter im zeitlichen Rahmen der gebuchten Dienstleistung garantiert voll beliefert. Der Aggregator hat nach dem Abschluss des Vertrages keine Möglichkeit mehr, auf die gelieferte Menge Einfluss zu nehmen.

Demgegenüber ist das Optionsrecht anders gestaltet als an einer Terminbörse. Im Gegensatz zur etablierten Definition, die eine optionale Umwandlung einer Option in ein Future zu einem bestimmten Zeitpunkt vorsieht, schließt eine Energiedienstleistungs-Option das Recht ein beliebig, im Rahmen der Energiedienstleistung, Steuersignale zu senden:

Option: Eine Option erlaubt dem Aggregator, im Rahmen der Spezifikation der Energiedienstleistung, beliebige Steuersignale während der Laufzeit des Vertrages an die Anlage zu senden. Der Anbieter hat durch technische Vorrichtungen dafür Sorge zu tragen, dass diese Signale oder Fahrpläne umgesetzt werden.

Die praktischen Auswirkungen sind in Abbildung 5.11 dargestellt. Ein Aggregator bucht eine Energiedienstleistung vollständig und will sie in verschiedenen Szenarien seiner Einsatzplanung nutzen. Im ersten Fall will der Aggregator die Anlage bis zur Leistungsgrenze $P_{s,max}(t)$ nutzen, um Fluktuationen in seinem Portfolio auszugleichen. Dabei dient die Energiedienstleistung als Reserve, die kurzfristig aktiviert werden soll. Diese Anforderungen wird durch das Optionsprodukt realisiert. Der Aggregator kann in diesem Fall, im Rahmen der Nebenbedingungen, die durch die

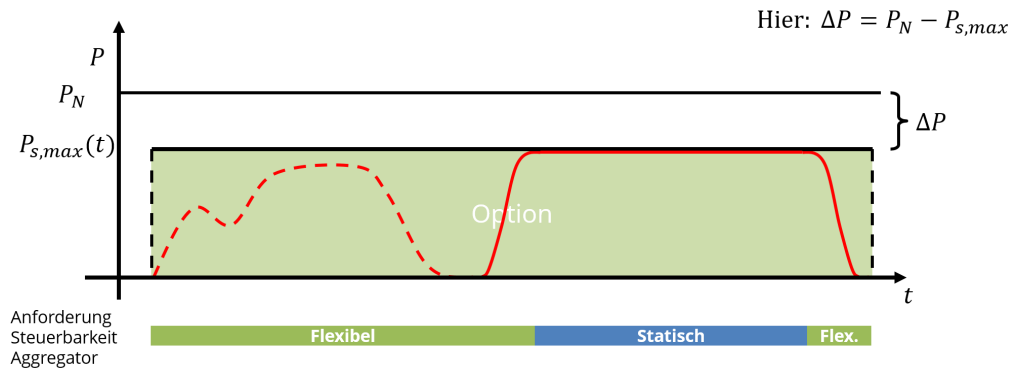


Abbildung 5.9: Leistungsprofil einer Energiedienstleistung als Optionsprodukt. Der Aggregator hat einen statischen Bedarf (rote durchgezogene Linie) und einen flexiblen, anpassbaren Bedarf (gestrichelte rote Linie), z.B. als Reserve oder zur Kompensation.

Energiedienstleistung vorgegeben werden, frei jederzeit über die gebuchte Leistung verfügen und innerhalb dieses Rahmens beliebige Fahrpläne senden.

Im zweiten Fall will der Aggregator ein gewisses, vorher festgelegtes, Leistungsniveau halten und innerhalb des Zeitraums nicht ändern. Dies ist zum Beispiel im Bandbetrieb nötig, wo gewisse Leistungs- und Energieniveaus über einen gewissen Zeitraum gehalten werden sollen. Der Aggregator plant nicht, die Ausgangsleistung dieser Anlage anzupassen, wodurch die Fahrweise am ehesten einem klassischen commoditisierten Börsenprodukt entspricht. Der Aggregator hat in diesem Bereich die Möglichkeit, ein Future mit garantierter Lieferverpflichtung zu nutzen. Der Handelsplatz muss dabei definieren, ob Optionen und Futures nur zur Reservierungszeit $t_{S,R}$ deklariert werden können, oder Optionen bis zu einem Stichzeitpunkt $t_{S,W}$ vor Erbringung in Futures gewandelt werden können.

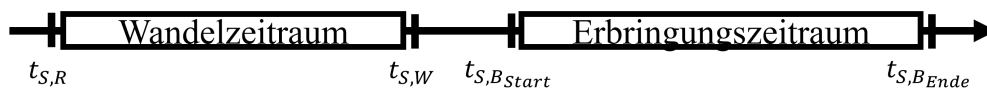


Abbildung 5.10: Zeiträume und Aktionszeitpunkte für die Wandlung von Optionen in Futures.

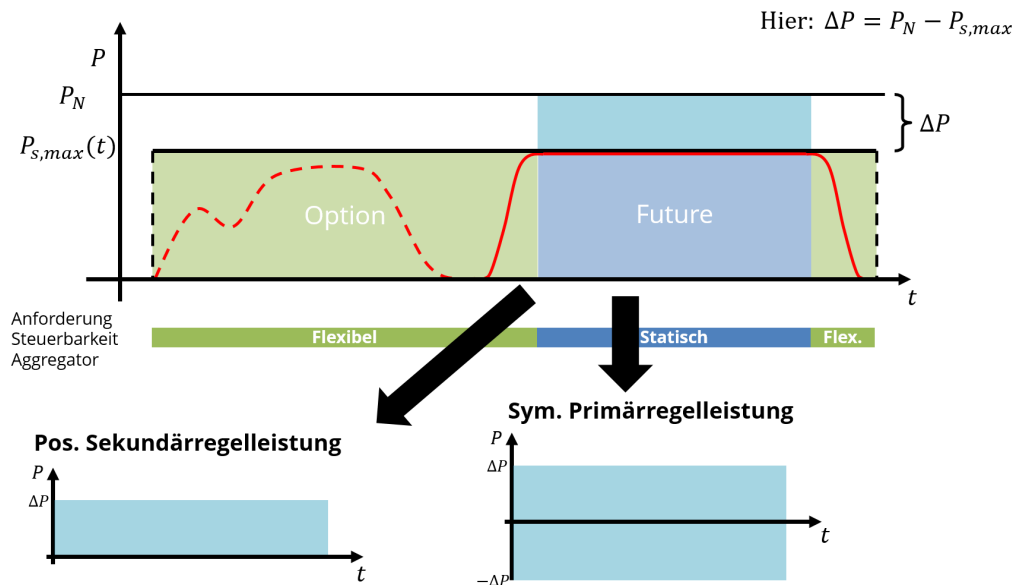


Abbildung 5.11: Leistungsprofil einer Energiedienstleistung als kombiniertes Future- und Optionsprodukt. Der statische Bedarf des Aggregators wurde in ein unabänderliches Future umgewandelt (blauer Bereich), wodurch der Anlagenbetreiber in der Lage ist, zusätzliche Dienstleistungen anzubieten (türkisfarbener Bereich).

Die Wandelmöglichkeit ist jedoch nur sinnvoll wenn eine Option, also ein Produkt mit höherem Freiheitsgrad in ein Future umgewandelt wird, da bei letzterem eine höhere Verlässlichkeit im Vordergrund steht. In Abbildung 5.10 ist eine Zeitskala für den Wandelzeitraum in Zusammenhang mit dem Erbringungszeitraum dargestellt. Die Inanspruchnahme der Wandlung führt zu einer partiellen Umwandlung der ursprünglichen Option in zwei Optionsteile und einem Future-Anteil, wie in Abbildung 5.11 dargestellt. Innerhalb des ersten Optionszeitraum kann der Aggregator die Fahrpläne innerhalb der Energiedienstleistung frei variieren. Mit Eintritt in den Future-Zeitraum, muss unter Berücksichtigung der Rampencharakteristik die Anlage entsprechend gefahren werden. Ebenso kann in diesem Beispiel das Rampenverhalten leicht angepasst werden, sodass der Aggregator die Option erhält. Der statische Bereich des Futures erlaubt jetzt dem DER-System-Betreiber die konditionale Zweitvermarktung. Er ist dadurch in der Lage, weitere Dienstleistungen, z.B. symmetrische

Regelleistung anzubieten, da er eine garantierte Abnahmeleistung innerhalb eines gewissen Zeitraums hat. Es steht ihm darüber hinaus natürlich frei, etwaige freie Kapazitäten, die in der Abbildung 5.11 mit ΔP bezeichnet sind, zu vermarkten. Diese Verlässlichkeit stellt für den Anlagenbetreiber natürlich einen erheblichen Mehrwert dar, da sich ihm neue Vermarktungsmöglichkeiten eröffnen. Deswegen und aufgrund des statischen Charakters eines Future-Vertrages ist davon auszugehen, dass der Aggregator einen Discount erhält, welche seine Festlegung monetär anerkennt und honoriert, z.B. durch ein Preiskonstrukt, dass mit $c_{s,Option}(t) > c_{s,Future}(t)$ Futures deutlich günstiger anbietet. Dieser monetäre Anreiz könnte Aggregatoren dazu veranlassen, einen Teil ihres Portfolios zur garantierten Abnahme zu definieren und damit, ausgehend vom Spotmarktpreis, eine Arbitrage für andere Märkte mit statistischen Produktdefinitionen zu erzeugen. Dieser Ansatz zu statischeren Produkten bewegt den Markt für Energiedienstleistungen wieder stärker in Richtung etablierter Spotmärkte.

5.3 Die Preisbildung von Energiedienstleistungen

Für einen funktionierenden Energiemarkt ist ein Preisfindungs- und Angebotsschema ein zentraler Bestandteil. Transparente Mechanismen sorgen für einen fairen und ausgeglichenen Wettbewerb auch unter verschiedenen Voraussetzungen. Ein angemessenes Preismodell muss demnach einerseits allgemein gültig sein, um die Vergleichbarkeit der Angebote sicherzustellen und andererseits die speziellen Bedingungen und Voraussetzungen der Marktteilnehmer hinreichend abbilden. Probleme in der Preisfindung und Preisbildungstransparenz führen fast unweigerlich zu Marktdefekten und übermäßigen Preisspitzen [Sto02].

Die Bereitstellung elektrischer Energie ist dabei besonders herausfordernd, da elektrische Energie derzeit nicht flächendeckend in großen Mengen gespeichert werden kann. Daher ist immer ein zeitliches Kriterium entscheidend, welches die Preisfindung des Marktes erschweren kann. In diesem Abschnitt werden zuerst die verschiedenen Kostenbestandteile eines DER Systems beschrieben und in ein Preisschema für Marktangebote übertragen.

5.3.1 Gesamtkosten und Grenzkosten

Eine Anlage, die kostendeckend und damit gewinnorientiert arbeiten möchte, muss verschiedene Kostenkomponenten bei der Erstellung von Angeboten berücksichtigen. Im Sinne der klassischen Gesamtkostenkalkulation werden diese in fixe Kosten und variable Kosten aufgeteilt (siehe auch [Var10]):

- Die **Fixkosten** C_{fix} sind Beträge, die während einer hinreichend kurzen zeitlichen Bezugsgröße konstant angenommen werden können und unabhängig von der erzeugten Energie anfallen. Kostenkomponenten die in diesen Bereich fallen sind die Anlagenkosten, die Kapitalkosten für die Anschaffung oder den Bau, die nicht zurechenbaren Personalkosten (insbesondere der Verwaltung) und Abschreibungen. Da die Fixkosten ohnehin anfallen, müssen diese in den Betriebszeitraum der Anlage einkalkuliert werden. Die Umlage, soweit möglich, auf die erzeugte Energie erfolgt durch den Fixkostensatz c_{fix} .

- Die **variablen Kosten** C_{var} sind die Kosten, welche durch die Erzeugung direkt zurechenbar anfallen und im Idealfall pro erzeugter Einheit (MWh) zugerechnet werden können. Dabei sind insbesondere Treibstoffkosten, Netzentgelte und teilweise auch die Wartung abgedeckt. Die Umlage auf die erzeugte Energie erfolgt durch den variablen Kostensatz c_{var} .

Grenzkosten, Investitionskosten und Stromgestehungskosten

Für die Berechnung eines kompetitiven Strompreises haben sich mehrere Systeme herausgebildet, die auf Basis der variablen Kosten und der Fixkosten den niedrigsten, akzeptablen Strompreis für Anlagen festsetzen. Diese Methoden beziehen verschiedene Kostenfaktoren ein und sind demnach auch für unterschiedliche, betriebswirtschaftliche Anwendungsfälle entwickelt worden. Der weitestgehende Ansatz ist die Berechnung der Stromgestehungskosten, die nach der Kapitalwertmethode alle relevanten Kostenfaktoren einbezieht (Investitionskosten, Betriebskosten, Kapitalkosten) und zur Ausgangsleistung in Bezug setzt. Um die durchschnittlichen Stromgestehungskosten (*Levelized Cost of Electricity - LCOE*) einer Energieanlage zu berechnen, kann folgende Formel von [Kos+18] genutzt werden:

$$c_{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (5.8)$$

mit n als geschätzter Betriebszeit der Anlage in Jahren, I_0 als Investitionskosten, A_t als jährliche Kosten (Brennstoff, Wartung, Kapitalkosten etc.) und E_t als jährlich erzeugter Energie. Dies ergibt den durchschnittlichen Strompreis, den die Anlage erzielen muss, um den Break-Even zu erreichen. Da es sich um eine Kapitalwertmethode handelt, ist der Nutzen zur konkreten Berechnung eines tatsächlichen Preises begrenzt, weil das Modell nicht den Marktbedarf einbezieht, oder auch nicht veränderte Nutzungsprofile berücksichtigen kann. So zeigt der Autor von [Jos11], dass diese Methode speziell für erneuerbare Energien aus o.g. Gründen ungeeignet ist.

Zur Vereinfachung der Kalkulation werden für die Fixkosten in der Regel nur die reinen Investitionskosten veranschlagt, da neben den Investitionskosten die anderen Fixkostenbeiträge vernachlässigbar sind [Sto02]. Da die Kapitalkosten oftmals

Tabelle 5.1: Typische Kostensätze für Kraftwerksanlagen nach [PGD14], ohne Wartung und Instandhaltung.

Anlagentyp	Investitionskosten (€/kW)	Variable Kosten (€/MWh)	Lebensdauer (Jahren)
Kohle	1300 - 1750	22 - 30	35 - 45
Braunkohle	1600 - 1850	3 - 5	45
GuD (Gas)	684 - 1250	40 - 60	30 - 40
Biogas	3000 - 6000	120 - 250	20
PV	1000 - 1800	0	30 - 40
Wind (Land)	1000 - 1800	0	20 - 25
Wind (See)	3400 - 4500	0	20 - 25

schwer zu schätzen sind, werden diese ebenfalls in der Literatur nicht betrachtet.⁸ In Tabelle 5.1 sind typische Kostensätze für Anlagen angegeben [PGD14].

Zur Preisfestsetzung im deutschen Energiemarkt werden in der Regel die Grenzkosten genutzt [HP13]. Die Summe der Grenzkosten ist dabei gleich der variablen Kosten, d.h. die Fläche unter der Grenzkostenkurve ist gleich der variablen Kosten [Var10]. Wenn eine Einheitspreisfestsetzung nach Merit Order erfolgt, wie zum Beispiel bei den EPEX-Spot-Auktionen, können alle Anlagen, die niedrigere Gebote als das letzte angenommene Gebot abgegeben haben, die Differenz zum Markträumungspreis als Deckungsbeitrag für die Fixkosten bzw. auch als Gewinn nutzen [Tie12]. Das Bieten der Grenzkosten ohne Einbeziehung der Fixkosten ist kurzfristig sinnvoll, da die Fixkosten sowieso anfallen und jeder Einheitspreis über den Grenzkosten zu einer Deckung der Fixkosten beitragen wird [Bod+10; Kea16].

Grenzkostenbetrachtung bei konventionellen Kraftwerken

Diese Vorgehensweise zur Preisfestsetzung mittels Merit Order ist langfristig jedoch nicht nachhaltig. Im Gegensatz zu (insbesondere abgeschriebenen) Großkraftwerken sind die Investitionskosten einer Windkraftanlage oder einer Solaranlage nicht im gleichen Maße vernachlässigbar und müssen langfristig in der Preisfestsetzung

⁸Diese Betrachtungsweise führt, insbesondere in der US-amerikanischen Literatur, zu dem Begriff der *Overnight Costs*. Sie beschreiben die reinen Investitionskosten ohne Kapitalkosten, als wäre das Kraftwerk über Nacht entstanden [Sto02].

mit berücksichtigt werden, um wirtschaftlich zu handeln. Dies soll an einem Vergleich der Kostenstrukturen von zwei unterschiedlichen Anlagentypen im Folgenden verdeutlicht werden. Dabei werden die Fixkosten als Abschreibungen der *Overnight Costs*, also der reinen Investitionskosten, angenommen.

Rechenbeispiel I Gaskraftwerk:

Gegeben sei ein 100-MW-Gaskraftwerk mit Investitionskosten (Overnight Costs) in Höhe von 125 Mio. € bei einer geplanten Laufzeit von 30 Jahren. Die Umlage der Fixkosten pro Jahr beträgt somit 4,2 Mio. €/a. Das Kraftwerk kann verschiedene Betriebsmodi umsetzen (Spitzenlast, Mittellast und Grundlastbetrieb). Da Mittellastbetrieb und Grundlastbetrieb besonders planbar sind, sollen diese weiter betrachtet werden. Für beide Szenarien wird ein durchschnittlicher Lastfaktor $\varphi_d \approx 0,9$ angenommen, und die variablen Kosten betragen in beiden Fällen $c_{var} = 60\text{€}/MWh$:

- Der Mittellastbetrieb (~ 4.000 h/a bei 12h pro Tag) ergibt eine Jahresenergie von 320 GWh/a. Der Fixkostensatz c_{fix} beläuft sich somit auf 13,13 €/MWh. Der Gesamtkostensatz ($c_{var} + c_{fix}$) beträgt 73,13 €/MWh (davon 18% Fixkostenanteil).
- Der Grundlastbetrieb (~ 8.000 h/a bei 24h pro Tag) ergibt eine Jahresenergie von 640 GWh/a. Der Fixkostensatz c_{fix} beläuft sich auf 6,56 €/MWh. Die Gesamtkosten pro MWh betragen somit 66,56 €/MWh (10% Fixkostenanteil).

Durch die Modellrechnung wird gezeigt, dass ein Kraftwerk, das einen geringen Fixkostenanteil hat, diesen kurzfristig in der Preisfestsetzung vernachlässigen kann. Die Fixkosten fallen ohnehin an, sodass der Anlagenbetreiber hoffen darf, dass ein anderer Marktteilnehmer mehr als die eigenen Grenzkosten bietet, um so die erforderlichen 10% bis 20% Fixkosten zu decken oder sogar Gewinne zu erzielen. Dies wird laut Tietjen *kompetitiver* Markt genannt [Tie12]. Dieses Modell ist insbesondere attraktiv für Betreiber älterer, bereits abgeschriebener Anlagen, da die ursprünglichen Investitionskosten nicht mehr in den Fixkosten veranschlagt werden müssen und damit deren Fixkostenansätze stark gesunken sind. Neue Marktteilnehmer, deren Investitionskosten noch veranschlagt werden müssen, werden dadurch im Preis diskriminiert und haben dementsprechend Probleme beim Markteintritt.

Grenzkostenbetrachtung bei erneuerbaren Energien

Um langfristig nachhaltig zu handeln, müssen wie im Rechenbeispiel gezeigt, die Investitions- und andere Fixkostenbestandteile dennoch auf die erwartete Lebenszeit der Anlage und auf den erwarteten Ertrag in MWh umgelegt werden. Eine Kopplung des Preises allein an die Grenzkosten ist daher ökonomisch nicht sinnvoll, da dann keine gewinnbringende oder kostendeckende Preisfestsetzung erfolgt. Im Gegenteil, der Betreiber einer Anlage muss damit kalkulieren, dass andere Teilnehmer in der Merit Order mehr bieten und so den Markträumungspreis über das eigene Gebot heben, um sich durch die erzielten Differenzbeträge zu amortisieren. Da zunehmend mehr EE-Anlagen in den Energiemärkten bieten werden, ist zu erwarten, dass bei Anwendung der kurzfristigen Grenzkosten-Strategie bei der Preisfestsetzung eine starke Preissenkung stattfinden wird (Merit-Order-Effekt, siehe Abbildung 5.12), die auch EE-Anlagen langfristig unrentabel lassen wird. Dies wird derzeit durch die EEG-Umlage noch verhindert, birgt aber große Probleme und Marktdefekte für die Zeit nach Ende der EEG-Umlage [Kea16]. Dies soll an einer Modellrechnung für Windkraftanlagen gezeigt werden:

Rechenbeispiel II Windkraftanlage:

Gegeben sei eine 3-MW-Windkraftanlage mit Investitionskosten in Höhe von 3 Mio. € und einer geschätzten Laufzeit von 20 Jahren. Die Overnight Costs, umgelegt auf die Laufzeit, ergeben einen Fixkostenanteil von 150.000 €/a.

Bei angenommenen Volllaststunden⁹ von 1651 h/a wird bei der dimensionierten Anlage eine mittlere Jahresleistung von 4953 MWh/a erwartet. Dies entspricht einem Kostensatz von 30,28 €/MWh zur vollen Deckung der Fixkosten.

Die in der Literatur und öffentlichen Diskussion häufig anzutreffende Annahme (z.B. in [Heu14]), dass bei z.B. Windkraftanlagen die Grenzkosten 0 €/MWh betragen und diese so als Gebote in die Merit-Order-Liste (MOL) einbringen, um andere Energieerzeuger zu verdrängen (Merit-Order-Effekt, siehe [WW07]), ist somit zu hinterfragen. Dieser Ansatz würde langfristig zu suboptimalen Preisstrukturen in der

⁹10-Jahres-Mittel lt. Fraunhofer IWES [Ber+19]

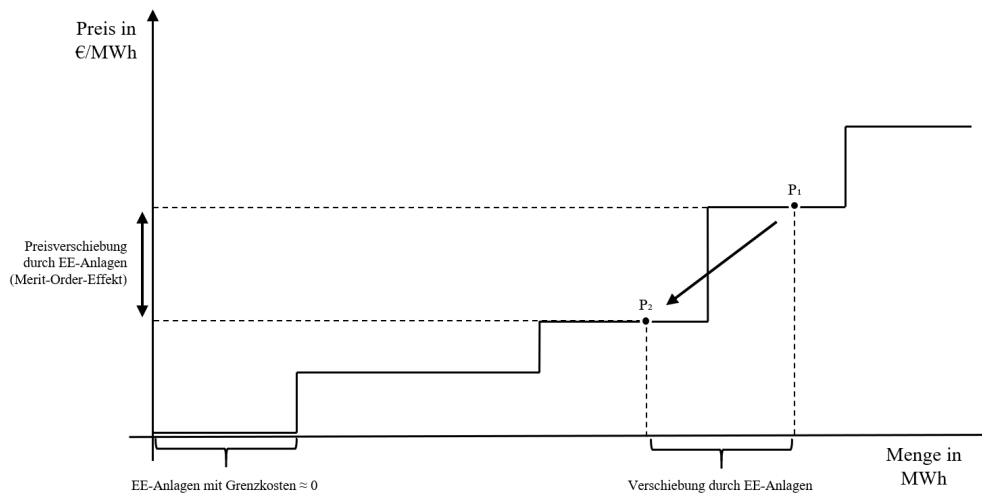


Abbildung 5.12: Der Merit-Order-Effekt im Energiemarkt. Durch die mitbietenden EE-Anlagen, die Grenzkosten nahe 0 €/MWh bieten kommt es zu einer Preisverschiebung (von P_1 zu P_2), der den Einheitspreis sinken lässt. Die Nulllinie aus Darstellungsgründen zur Preisnulllinie etwas versetzt.

MOL führen, da Windkraftanlagen vergleichsweise hohe durchschnittliche Strompreise erzielen müssen, um über die Betriebszeit rentabel zu sein.

Langfristig wird eine alleinige Betrachtung der Grenzkosten zur Preisfestsetzung demnach nicht nachhaltig sein. Vielmehr müssen Anlagenbetreiber eine Vollkostenkalkulation über die erwartete Laufzeit der Anlage vornehmen, um kostendeckende Preise festsetzen zu können. Die Zukunft des (einfachen) Merit-Order-Verfahrens innerhalb der Energiewende ist demnach fraglich, insbesondere wenn zukünftig Förderungen reduziert werden sollen. Es wird, auch aus diesem Grund, nötig sein, differenzierte und transparentere Marktpreis-Mechanismen zu finden. Ein möglicher Ansatz wird im nächsten Abschnitt beschrieben.

5.3.2 Preismodelle im Dienstleistungsmarkt

Die Kostenstrukturen im Strommarkt zeigen deutlich, dass ein dediziertes Modell zur Preisbildung für langfristig funktionierende, kompetitive Märkte geschaffen werden muss. Das im vorigen Abschnitt beschriebene Einheitspreismodell nach Merit-Order-Liste auf Basis der Grenzkosten ist langfristig nicht geeignet, um die zunehmende

Heterogenität und den Wandel des Energiesystems adäquat wiederzugeben. Die Preisstrukturen sind aufgrund der Heterogenität der Aufteilung von fixen und variablen Kosten der Anlagentypen deutlich geprägt. Derzeit drängen, bedingt durch die Energiewende, viele neue und teilweise subventionierte Anlagen auf den Markt, die mit abgeschriebenen Altanlagen und nicht-subventionierten Anlagen stark konkurrieren. Ein Preismodell muss demnach die unterschiedlichen Kostenkomponenten und ökonomischen Hintergründe der Anlagen in einen logischen Zusammenhang setzen, damit die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Anlagen widergespiegelt werden können. Daher soll ausgehend von einer Vollkostenbetrachtung die untere Preisgrenze für Energiedienstleistungen abgeleitet werden. Die nachstehenden Überlegungen basieren allein auf der Kostenbetrachtung zur Preisbildung und enthalten noch keine weitergehenden Aspekte möglicher Preiskomponenten, wie zum Beispiel die Marge, oder etwaige Risikoumlagen. Da der Preis immer in einem Markt gefunden werden muss, dienen die nachfolgenden Modelle dazu für Anlagenbetreiber eine untere Preisgrenze für den langfristigen wirtschaftlichen Betrieb auf Basis der Kostenbetrachtung zu finden.

Zweipreismodell

Der dynamische, steuerbare Zugriff auf die Ressourcen erfordert ein Preismodell, das die daraus resultierenden Nebenbedingungen berücksichtigt. Das klassische Modell für den dynamischen Abruf von Ressourcen ist das sogenannte Zweipreismodell. Es weist die Kosten für die Bereitstellung der Ressource einerseits (c_α in €/MW), sowie die tatsächlich angefallenen Energiekosten (c_β in €/MWh) andererseits aus. Die Kostenformel für den Gesamtpreis $c_\sigma(t)$ lautet dementsprechend:

$$c_\sigma(t) = P(t) \cdot c_\alpha(t) + E(t) \cdot c_\beta(t) \quad (5.9)$$

mit $P(t)$ als der gebuchten Leistung in MW und $E(t)$ als tatsächlich abgerufene Energie in MWh. In der Praxis wird dieses Modell für die Bereitstellung der Sekundär- und Minutenregelleistung genutzt, die im Abschnitt 2.3.1 beschrieben wurden.

Jedoch enthält das System nicht die Kosten für die Aktivierung der Ressource, die unter Umständen anfallen können und teilweise nicht vernachlässigbar sind [SPG17; Sto02]. Die Anzahl der Aktivierungen kommt dadurch in einem dynamischeren System eine zunehmende Bedeutung zu [SPG16]. In den existierenden Märkten werden

sie häufig auf die geschätzte Betriebsdauer umgelegt und anteilig im Einpreismodell verrechnet, so wie bei der EPEX Spot, wo im Idealfall nur eine Aktivierung für ein Blockprodukt erfolgt. Sobald mehrere (unvorhergesehene) Aktivierungen erfolgen, können die Kosten stark ansteigen. Im Regelleistungsbetrieb ist die Anzahl der Abrufviertelstunden unbekannt und muss daher innerhalb der Marktparameter (u.a. max. Abrufdauer) geschätzt werden. Dies kann ebenfalls zu den in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen, preislichen Fluktuationen führen, die auf einen grundlegenden Marktdefekt hinweisen können, da ein erheblicher Kostentreiber nicht repräsentiert ist.

Der Einfluss der Aktivierungskosten soll an einem Beispiel verdeutlicht werden. Ein Spitzenlast-Gaskraftwerk¹⁰ soll dynamische Energiedienstleistungen anbieten. Das Kraftwerk hat eine Nennleistung von 100 MW und eine durchschnittliche Zielauslastung von $\varphi_d = 0,2$ [See10]. Die Investitionskosten betragen 38 Mio. € und die Laufzeit 25 Jahre. Dies ergibt einen Overnight-Fixkostensatz von 4166 €/Tag oder 8,68 €/MWh. Die variablen Kosten betragen 76 €/MWh (siehe Tabelle 5.1) und die Kaltstartkosten 24 €/MW. Als zusätzliche Konvention wird angenommen, dass das Kraftwerk nur die dynamische Leistung in voller Höhe der Nennleistung anbietet und bei Aktivierung die Kaltstartkosten in voller Höhe bis zur Zielleistung anfallen.

Der dynamische Best-Case für das Kraftwerk mit $\varphi_d = 0,2$ ist ein zusammenhängender Betrieb mit nur einer Aktivierung. Dies könnte ein typischer achtstündiger Spitzenlastdauerbetrieb mit 60 MW Leistung an einem Tag sein. Dabei fallen am Tag folgende Kosten an:

$$\text{Kaltstartkosten: } 24 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 60 \text{ MW} = 1.440 \text{ €}$$

$$\text{Variable Kosten: } 76 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 8 \text{ h} \cdot 60 \text{ MW} = 36.480 \text{ €}.$$

Einschließlich der Fixkostenumlage in Höhe von 4.166 € ergibt das 42.086 € Gesamtkosten, oder ein Satz von 87,68 €/MWh. Bei einem Gebot im MOL-Verfahren (siehe vorigen Abschnitt) nach etablierten Mechanismen würden durch Bieten der variablen Kosten in Höhe von 76 €/MWh die tatsächlich angefallenen Kosten zu 87% abgedeckt gewesen.

¹⁰Open Cycle Gas Turbine (OCGT)

Das andere Extrem des dynamischen Betriebs ist ein kontinuierliches vollständiges an- und abschalten der Ressource im 15-minütigen Takt. Bei einem beabsichtigten Lastfaktor von $\varphi_d = 0,2$ entspricht dies etwa 19 Aktivierungen an einem Tag für jeweils 15 Minuten mit voller Leistung (100 MW) und einer darauf folgenden Abschaltung. Dieser Aktivierungsfall kann durchaus auch jetzt schon in der Bereitstellung der Sekundär- oder Minutenregelleistung auftreten (siehe auch Abschnitt 2.3.1). Das Szenario ist dementsprechend von hoher praktischer Relevanz für Anlagenbetreiber, die auf diesen Märkten mitbieten und ist wahrscheinlich auch ein Einflussfaktor für hohe Gebote und Preisspitzen.

Die variablen Kosten betragen durch den gleichen Lastfaktor wie im vorigen Szenario 36.480 €, ebenso wie die Fixkosten in Höhe von 4.166 €. Durch die zunehmenden Aktivierungen steigen jedoch der Aktivierungskosten enorm an:

$$\text{Kaltstartkosten: } 19 \cdot 24 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 100 \text{ MW} = 45.600 \text{ €} .$$

Die Gesamtkosten betragen hier 86.246 €. Dies entspricht 181,57 €/MWh und ist damit erheblich höher als der Idealfall mit zusammenhängender Aktivierung mit einem Satz von 87,68 €/MWh. Diese Fluktuation entsteht ausschließlich durch die Aktivierungskosten, während durch die Wahl der Parameter die variablen und fixen Kosten identisch sind. In den derzeitigen Märkten muss ein Betreiber einer solchen Ressourcen dementsprechend über eine gute Prognose der Schaltvorgänge verfügen, da ansonsten die Kosten stark innerhalb des gezeigten Kostenkorridors fluktuieren können.

Das dazugehörige Preiskonstrukt für das Angebot im Markt muss diese drei Kostenkomponenten i. Bereitstellung, ii. Energiekosten und iii. Aktivierungskosten berücksichtigen, damit eine verlässliche Kostendeckung durch die erzielbaren Preise möglich ist. Beim Einpreis- oder Zweipreismodell ist es für den Anlagenbetreiber mitunter schwierig anhand der Schätzung der Aktivierungsfaktoren eine klare Untergrenze für den kostenneutralen Betrieb zu definieren. Insbesondere die durchgängige Nutzungszeit und die Anzahl der Aktivierungsvorgänge können erhebliche Risikofaktoren darstellen. Daher soll im folgenden das existierende Zweipreismodell ergänzt werden.

Dreipreismodell

Es ist deutlich, dass ein komplexes Preismodell, welches die Aktivierungen berücksichtigen muss, für dynamische Produkte notwendig ist, um den kostendeckenden Betrieb der Anlagen sicherzustellen. Speziell im Energiedienstleistungsumfeld kann ein Betreiber nicht abschätzen, wie viele Einschaltvorgänge ein Aggregator plant. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit folgende Erweiterung des Preismodells für Energiedienstleistungen vorgeschlagen:

$$c_o(t) = P(t) \cdot c_\alpha(t) + E(t) \cdot c_\beta(t) + x \cdot c_\lambda \quad (5.10)$$

mit c_λ als Kosten pro Einschaltvorgang und x als Anzahl der vorgenommenen Aktivierungen, um vom Stand-By Betrieb (Kalt- oder Warmstart) in den operativen Zustand zu gelangen. Die Aktivierungskosten werden als Pauschale in EUR oder vergleichbaren Währungen angegeben, und nicht in €/MWh. Dies ist darin begründet, dass die Startkosten als ein Fixkostenanteil, der nicht unmittelbar von der abgerufenen Leistung abhängt, betrachtet werden können. Durch das lineare Wachstum der Kosten durch zunehmende Einschaltvorgänge soll auch eine hinreichend einfache Optimierbarkeit der Einsatzprobleme durch den Aggregator gewährleistet werden. In dem gezeigten dynamischen Einsatzfall, das heißt, wo die Nutzung und Aktivierungszeiträume nicht genau abgeschätzt werden können, profitieren Kraftwerke mit Anfahrkosten deutlich von dem komplexeren Dreipreisschema gegenüber dem konventionellen Zweipreisschema. Jedoch wird die Preisgestaltung durch den variablen Fixkostenanteil der Aktivierungen nicht-konvex und demzufolge aufwändiger zu optimieren [Ock08]. In Märkten, die eine zentrale, schnelle Abwicklung einer Vielzahl von Handelsvorgängen nach Einheitspreis-Auktionen anwenden, sind nicht-konvexe Kosten nur unzureichend behandelbar und werden daher weitestgehend vermieden.¹¹ Da in dem Markt für Energiedienstleistungen jedoch überwiegend ein automatisierter, bilateraler Handel der Produkte stattfinden soll, kann angenommen werden, dass Aggregatoren die notwendige Logik zur Optimierung des Portfolios bei sich lokal vorliegen haben. Durch diese Dezentralisierung der Optimierungslogik

¹¹Die EPEX Spot lässt in sehr begrenzten Umfang sogenannte Block-Trades zu. Bei Block-Trades wird eine zusammenhängende Energiemenge über mehrere Viertelstunden garantiert abgerufen, um die Aktivierungskosten umlegen zu können. Dabei wird versucht die Blöcke in das MOL-Verfahren durch eine hinreichende Optimierung zu integrieren [Ock08].

kann eine weitreichende Optimierung geschehen, die dem Aggregator die genaue Einsatzplanung und Kosten- sowie Risikosteuerung seines Portfolios erlaubt.

Durch das Dreipreismodell wird eine weitere Differenzierung der vorhandenen Anlagen vorgenommen. Das Dreipreismodell ist überwiegend bei konventionellen, Brennstoff-basierten Anlagen notwendig. Dort werden die Kosten für die Aktivierungsvorgänge transparent gemacht. Auf der anderen Seite haben viele erneuerbaren Energieträger keine Anfahrkosten. Diese Möglichkeiten im Portfolio erlaubt die Ausdifferenzierung von weitergehenden Alleinstellungsmerkmalen z.B. für erneuerbare mit wechselnder Verfügbarkeit, aber keinen Anfahrkosten und konventionellen Anlagen mit hoher Verfügbarkeit, aber Anfahrkosten, die über die reinen Brennstoffkosten im Sinne von variablen Kosten hinausgehen. Darüber hinaus können auch Geschäftsmodelle gerade im Flexibilitäts- und DSM-Bereich von einer weiteren Differenzierung profitieren, da hier teilweise die genauen bereitgestellten oder abgerufenen Leistungen nicht relevant sind, sondern die Möglichkeit einer Schaltung relevant und honoriert werden soll. Ein Beispiel dafür wird in Abschnitt 6.2 beschrieben.

Abwägungen zum Zwei- oder Dreipreismodell

Zusammenfassend können folgende Aspekte der beiden Preismodelle abgewogen werden, um für den jeweiligen Markt das passende Preismodell zu wählen:

- **Das Zweipreismodell** ist für die Nachfragenden einfach zu nutzen, erlauben hoch-skalierte, schnelle Suchen und effiziente Markträumung mit geringem Rechenaufwand bzw. Optimierung. Wenn jedoch der zusammenhängende Betriebszeitraum nicht im vorwege festgelegt ist, kann es zu Kostenrisiken kommen, da die Anfahrkosten nicht richtig umgelegt werden können.
- **Das Dreipreismodell** spiegelt die ökonomische Realität der Erzeuger direkter wider, macht Kostenstrukturen transparent und erlaubt flexible Vertragslaufzeiten ohne verborgene Laufzeit- und Aktivierungsrisiken. Das Modell erfordert jedoch eine Optimierung oder zumindest Abschätzung der Einsatzzeiträume bei den Nachfragern und macht dadurch die Beschaffung langsamer und teuer.

Grundsätzlich muss für den Markt für Energiedienstleistungen genau abgewogen werden, ob der erhöhte Optimierungsaufwand für den Markt lohnenswert ist. Eine

differenzierte Ausgestaltung der Preisbildung kann in vielen Fällen, wie dem bereits gezeigten, lohnenswert sein, um Preis- sowie Einsatztransparenz herzustellen und somit insbesondere Fairness und Sicherheit für alle Beteiligten zu gewährleisten. Es zeigt sich im Regelleistungsmarkt, dass das Zweipreismodell an seine Grenzen stößt. Somit kann ein Dreipreismodell für einen automatisierten und dynamischen Markt eine Bereicherung sein.

5.4 Ein Preisindex für Energiedienstleistungen

Eine transparente Preisbildung für die gehandelten Produkte ist für einen organisierten Energiemarkt unerlässlich. Daher ist es für die Teilnehmer des Marktes wichtig, Signale und Informationen über die Entwicklung der Preise im Handelsverlauf zu erhalten. In Börsen oder börsenähnlichen Systemen übernimmt die Funktion in der Regel der sogenannte *Index* [BKM11]. Der Index (auch Preisindex) ist eine Funktion, die die gehandelten Preise zu einem bestimmten Zeitpunkt abbildet. Dabei können je nach Marktform unterschiedliche Verfahren zur Bestimmung des Indexes genutzt werden, wie im nächsten Abschnitt näher erläutert wird.

In idealen ökonomischen Systemen mit mehreren Märkten konvergieren Preise für ein Produkt über verschiedene Marktplattformen immer zu einem Einheitspreis, da sonst Akteure Anreize haben, die Marktplattform zu wechseln (*Arbitrage*), sofern dies durch Marktkopplungen möglich ist [Sto02]. Dieses Verhalten ist auch in den meisten Energiemärkten zu beobachten, da viele dieser Märkte gekoppelt sind, d.h. die Preisstrukturen sind vergleichbar und eine Wechselmöglichkeit ist vorhanden. Ein Beispiel für diese Marktkopplungen ist der Regelenergiemarkt und der Spotmarkt in Deutschland. Anbieter können auf beiden Märkten aktiv sein und je nach Preisstruktur eher auf dem einen oder anderen Markt anbieten, um ihre Umsätze zu maximieren. Die Differenz zwischen den Marktpreisen auf den Marktplätzen wird *Arbitrage* genannt [BKM11]. Je höher diese ist, desto größer ist der Anreiz für Marktteilnehmer den Markt zu wechseln. Stabile und funktionierende Märkte müssen dementsprechend entweder nahe am Leitpreis orientieren, oder einen klaren Vorteil aufweisen, der einen Auf- oder Abschlag auf den Leitpreis rechtfertigt.

In Deutschland ist nach Ockenfels et al. der Index der Day-Ahead-Auktion auf dem Spotmarkt der Leitpreis für Energie und Energieprodukte [Ock08]. Laut den Autoren

orientieren sich sowohl der OTC-Handel, als auch andere Marktindizes inhärent an diesem Preissignal. Die Einheit eines Preisindizes im Energiemarkt wird in der Regel in Euro pro Megawattstunde angegeben (€/MWh) [Sto02]. Die Verwendung einer universell anwendbaren Einheit für den Index macht es Marktteilnehmern deutlich leichter, die jeweiligen Preisniveaus der Marktplattformen zu vergleichen.

Zur Bestimmung eines Index ist ein offenes Verfahren notwendig, welches für alle Marktteilnehmer nachvollziehbar ist. Nur so können Anbieter am Markt teilnehmen und eine transparente Preisbildung vorgenommen werden. Im deutschen Spotmarkt werden zwei unterschiedliche Verfahren angewandt, die in Abschnitt 2.3.3 bereits beschrieben wurden. Durch die spezifischen Charakteristika des Energiedienstleistungsmarktes kann jedoch eine Erweiterung notwendig sein. Dabei wird angenommen, dass das im vorigen Abschnitt beschriebene Dreipreismodell eingesetzt wird. Als Konvention werden in diesem Kapitel die Indexpreise als Kosten ausgedrückt, die aus Sicht des Aggregators gegenüber DER Systemen zu entrichten sind.

5.4.1 Definition des Indexpreises für Energiedienstleistungen

Aufgrund der Heterogenität der Energiedienstleistungen kann nur ein erster Vorschlag für einen allgemeinen Preisindex für Energiedienstleistungen entwickelt werden. Da kein definierter Handelszeitpunkt vorgesehen ist, muss eine gleitende Mittelwertbildung wie im kontinuierlichen Intradayhandel stattfinden. Die drei definierten Preisbestandteile Leistungspreis, Energiepreis und Aktivierungspreis sollten sich darüber hinaus im Gesamtindex zu der etablierten Einheit €/MWh zusammensetzen. Der Index sollte sich somit an dem definierten Leitpreis des Spotmarktes orientieren und eine direkte Vergleichbarkeit erlauben. Dadurch sollte der Index ähnliche Eigenschaften wie ein Einsatz im Spotmarkt bewerten. Gleichzeitig muss aber auch die Vergleichbarkeit der Energiedienstleistungen untereinander erfolgen.

Diesen Anforderungen kann ein einzelner Indexpreis nicht genügen, da die Angebote im Vergleich zu etablierten Energiemärkten volatil sind und sich nicht auf feste Zeitintervalle beziehen. Es ist daher a priori nicht eindeutig definierbar, wie lange und wie oft eine Energiedienstleistung genutzt wird. Für das Modell wird daher vorgeschlagen, zwei Indexpreise zu definieren: einen *A-Priori*-Index, der auf Basis eines einheitlichen Standards festgelegt wird, für den aber in Kauf genommen wird, dass dieser nicht alle Nebenbedingungen vollständig abbilden kann. Der zwei-

te Index ist der *A-Posteriori*-Index, welcher anhand der gewonnenen Daten über die Nutzungszeit einer Energiedienstleistung genaueren Aufschluss über die langfristige Preisentwicklung geben kann.

A-Priori-Index

Der Indexpreis dient der Vergleichbarkeit mit anderen Märkten, insbesondere mit dem maßgeblichen Spotmarkt. Dazu muss ein einheitlicher Indexpreis für Energiedienstleistungen gefunden werden. Um die Vergleichbarkeit zwischen dynamischem Energiedienstleistungsprodukt und statischem Spotprodukt herzustellen, müssen einige Konventionen eingeführt werden. Ein Spotmarktprodukt ist die garantierte Lieferung einer Leistung über einen gewissen Zeitraum. Eine Energiedienstleistung kann damit verglichen werden, wenn angenommen wird, dass auch diese einmal aktiviert wird und über den gebuchten Zeitraum ihre komplette gebuchte Leistung als Dauerband abrufen. Angenommen wird hierbei, dass in der langfristigen Betrachtung auch die Fixkosten-Komponenten im Spotmarktpreis Eingang finden und somit auch auf die Betriebszeit im Spotmarkt umgelegt werden. Neben den Aktivierungskosten müssen auch die Bereitstellungskosten als Fixkosten in den langfristigen Spotmarktpreisen widerspiegelt werden, da verlorene Opportunitäten sonst nicht bezahlt werden [Kir04]. Gleiches wird auch im Energiedienstleistungsmarkt unterstellt.

Der *a priori* Preisindex bildet sich aus drei Preiskomponenten, für die ein einzelner (hypothetischer) Start für eine Stunde vorgenommen wurde. Der Preisindex ist dabei analog zu dem im vorigen Abschnitt definierten Drei-Preismodell definiert und eng mit diesem gekoppelt:

$$c_{I,apriori}(t) = c_A(t) + c_B(t) + c_T(t), \quad (5.11)$$

mit c_A als dem Energiepreis für die abgerufene Energie in €/MWh und c_B als Leistungspreis für die Bereitstellung der Leistung für eine Stunde. Somit ist die Einheit für c_B ebenfalls €/MWh. Der Aktivierungspreis wird, wie bei den anderen Energiemärkten auch, auf den Buchungszeitraum umgelegt. Somit liegt auch der Aktivierungspreis für 1 MW in der Einheit €/MWh vor:

$$c_T(t) = \frac{c_\lambda(t)}{T_B}. \quad (5.12)$$

Das hier beschriebene synthetische Bandprofil eignet sich insbesondere für den Vergleich der Indexpreise mit anderen Märkten. Die Anwendung des Indexpreises soll an einem Beispiel gezeigt werden. Grundlage sind die Kenndaten des in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen Gaskraftwerks. Durch Anwendung der Formel 5.11 und einsetzen der Preise für eine hypothetische Buchung von einer Stunde ergibt sich folgender Indexpreis:

$$c_{I,apriori}(t) = 8,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 76 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 24 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 108,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}. \quad (5.13)$$

Verglichen mit den Preisen an anderen Märkten, wo die Laufzeit und insbesondere die Anzahl von An- und Abschaltvorgängen von den Akteuren geschätzt werden müssen, um adäquate Preise zu erhalten, ist dieser Preis wahrscheinlich systematisch zu hoch geschätzt. Bei Nichtberücksichtigung des Aktivierungspreises im Index fällt die Schätzung jedoch systematisch zu niedrig aus, wie oben bereits gezeigt wurde. Darum kann für die marktübergreifende Vergleichbarkeit ein *A-Posteriori*-Index genutzt werden.

A-Posteriori-Index

Der *A-Posteriori*-Index ist eine idealtypischer Ansatz zur marktweiten Berechnung des Energieindexpreises durch einen Δt -Schätzer. Der Δt Schätzer basiert auf Daten zur durchschnittlichen Nutzung der Energiedienstleistungen über die Aktivierungsvorgänge und die Dauer des Energieabrufs gegenüber Reservezeiten. Dazu ist eine ergänzende Funktion erforderlich, die die Nutzungs- und Aktivierungszeiten von den Marktteilnehmern in den Energiemarkt erhebt und in den Index einfließen lässt. Bei Buchungen über längere Zeiträume reduziert sich der Anteil des Aktivierungspreises im Index (siehe Abbildung 5.13). Somit kann eine Vergleichbarkeit mit den Stunden- und den Blockprodukten des Spotmarktes hergestellt werden. Für Marktteilnehmer lässt sich der Einfluss des Aktivierungen abschätzen, indem der Zusammenhang $\frac{c_I}{\Delta t}$ mit der Aktivierungskomponente im Index c_I über der mittlere Einschaltdauer Δt betrachtet wird.

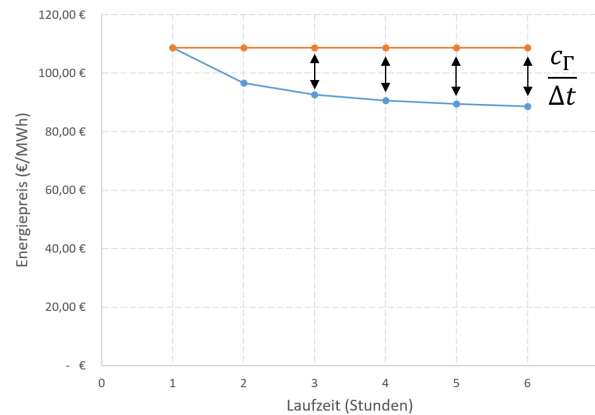


Abbildung 5.13: Preisumlage zur Betrachtung des Einflusses des Aktivierungsindex auf den Gesamtindexpreis einer Anlage.

Für das Beispiel aus der Gleichung 5.13 ergibt sich bei einer durchschnittlichen Nutzungszeit von acht Stunden mit der Gleichung 5.12 folgendes Resultat:

$$c_{I,apost}(t) = 8,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 76 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 24 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot 8\text{h}} = 87,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}. \quad (5.14)$$

Der Δt -Schätzer des *A-Posteriori*-Index liefert so ein genaues Bild über die durchschnittlichen Energiepreise auf einem Markt, hat jedoch den Nachteil, dass die notwendigen Daten über die Nutzung erst nach dem Erbringungszeitraum vorliegen. Somit muss für eine im Vorwege zu erfolgende Abschätzung des Index auf Daten und Erfahrungswerte aus der Vergangenheit zurückgegriffen werden. Nach dem Abschluss der Handelsperiode und dem Erbringungszeitraum kann der Index dann rückwirkend angepasst werden und so mit anderen Märkten verglichen werden.

Konsequenzen für die Indexpreisbildung in komplexen Märkten

Basierend auf den beschriebenen Überlegungen kann festgehalten werden, dass die Definition eines eindeutigen und genauen Indexpreises für komplexe Energiedienstleistungen mit mehr als einer Preiskomponente sehr schwierig ist. Auf etablierten Energiemärkten manifestiert sich dieses Problem und ist Teil von fortwährenden Diskussionen und Erwägungen, wie im folgenden Praxisbeispiel gezeigt werden kann:

Praxisbeispiel: Im Regelleistungsmarkt wurde 2018/2019 versucht, dass etablierte, aber nicht manipulationssichere MOL-Verfahren durch ein Mischpreisverfahren abzulösen. Die Hintergründe sind der im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Studie [DB18], sowie Abschnitt 2.3.1 zu entnehmen. Das Mischpreisverfahren ist ein indexbildendes Verfahren, welches die zwei Preiskomponenten Leistungs- und Arbeitspreis in einem Index zusammenführen sollte. Das Verfahren wurde von einigen Marktteilnehmern aus Fairnessgründen abgelehnt, da sie eine Übergewichtung zugunsten anderer Marktteilnehmer sahen. Dieser Argumentation folgte das Oberlandesgericht Düsseldorf und befand das Mischpreisverfahren für nicht angemessen.¹²

Neben diesem eher anekdotischen Praxisbeispiel ist die Forschung zu Preisindices an elektrischen Energiemärkten für komplexe Energieprodukte trotz der großen Bedeutung, wie bei [Sto02] betont wird, noch nicht erschöpfend untersucht. Derzeitiger Konsens sind einstufige Produkte für Spotmärkte, die mit einem einfachen Einpreismodell abgebildet werden (vgl. [Ock08]). Die Risiken für die Preisbildung verbleiben demnach bei den Anbietern, welche die Nutzungs- und Aktivierungszusammenhänge abschätzen müssen. Inwieweit diese Risiken in einer volatilen, heterogenen und hochgradig verteilten Energiewelt weiterhin tragbar sind, muss vor allem in der Diskussion um Preisobergrenzen und die Marktgängigkeit von z.B. Notbetriebsmodi (vgl. Abbildung 2.4) hinterfragt werden.

¹²Aktenzeichen: OLG Düsseldorf, 22.07.2019 - 3 Kart 806/18

Tabelle 5.2: Vergleich von drei Indexpreisverfahren für komplexe Energieprodukte.

Index	Preisbestandteile	Preis im Beispiel
<i>A-Priori-Index</i>	$c_A(t) + c_B(t) + c_T(t)$	$108,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
<i>A-Posteriori-Index</i>	$c_A(t) + c_B(t) + \frac{c_T(t)}{\Delta t}$	$87,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Naives Verfahren	$c_A(t) + c_B(t)$	$84,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$

Die hier entwickelten Indexpreise sollen den Angebotsnehmern Hinweise über die Kostenstrukturen der Energiedienstleistungen geben und Preis- und Kostenstrukturen transparent machen. Dabei wird immer der Vollabruf der Energie betrachtet, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. Die unterschiedlichen Preisniveaus des *A-Priori*- und *A-Posteriori*-Index zeigen im Vergleich (siehe Tabelle 5.2) deutlich, dass eine Orientierung je nach vorgesehenen Anwendungsfall notwendig ist.

5.4.2 Index-basierte Marktkopplung zum Spotmarkt

Die Marktkopplung zwischen Spotmarkt und dem Energiedienstleistungsmarkt kann über den Zusammenhang der Indexpreise beschrieben werden. Die Marktkopplung durch den Indexpreis geht mit einer (natürliche) Handelsrangfolge zwischen den Energiemärkten einher. Dies bedeutet, dass wahrscheinlich erst Energiedienstleistungen kleinerer DER Systeme aggregiert werden, bevor diese zu größeren Produkten gebündelt und dann auf dem Spotmarkt angeboten werden.

Der Kopplungspreis zwischen Energiedienstleistungen und Spotmarkt

Die Einflussfaktoren auf einen zu zahlenden Spotmarktindex c_{Spot} sind durch [Boh82] und [Sch+88] beschrieben und sind im Rahmen dieser Arbeit für den Prozess der Aggregation und die Energiedienstleistungen angepasst worden:

$$c_{Spot} = \frac{1}{E_n} \cdot (c_{Markt} + c_{Fix} + \sum_{i=1}^n c_{i,TA} + c_{i,Opt} + c_{i,\sigma}) \quad (5.15)$$

Dabei sei n hier die Zahl der aggregierten Anlagen bzw. Energiedienstleistungen und E_n ihre insgesamt erbrachte Energie. Die obige Gleichung teilt sich in einen allgemeinen, übergreifenden Teil und einen spezifischen Teil pro Energiedienstleistung

auf. Der allgemeine Kostenanteil setzt sich zusammen aus zwei Komponenten:

- **Der marktbezogene Kostenanteil** c_{Markt} : Beschreibt den Kostenanteil für den Marktzutritt, die Angebotserstellung und die beabsichtigte Marge, die der Aggregator erzielen will.
- **Die aggregationsbezogenen Kosten** c_{Fix} : Dieser Teil enthält die übergeordneten Aggregationskosten, also die Umlage der Fixkosten).

Die spezifische Kostenanteile, die pro aggregierter Energiedienstleistung anfallen sind, können in drei Preis-/Kostenkomponenten zusammengefasst werden:

- **Die Transaktionskosten** $c_{i,TA}$: Diese Kosten fallen für den Marktzugang zu dem Markt für DER Systeme und Energiedienstleistungen an. Es enthält auch die Kosten für die Suche und die Akquisition der betreffenden Anlage beziehungsweise Energiedienstleistung. eine effiziente Akquise von Anlagen für das Portfolio ist hier der größte Treiber.
- **Die Optimierungskosten** $c_{i,Opt}$: Diese Kosten beziehen sich auf die Einsatzplanung der aggregierten Anlagen, sowie auf den operative Einsatz. Diese Kosten werden bestimmt durch die Optimierungstiefe, die gewünschte Reaktionszeit auf Ereignisse und der Absicherung gegen Abweichungen und Fehlerfälle. Gleichzeitig enthält dieser Bestandteil auch die Kosten etwaiger Netzentgelte, da diese bei einem verteilten VPP unterschiedlich wirksam werden könnten.
- **Die anlagenspezifischen Kosten** $c_{i,\sigma}$: Diese Kosten, beschrieben in Abschnitt 5.3.2 fallen durch die Buchung und den Betrieb der Anlage unmittelbar an.

Aus dieser Kostenbeschreibung ergeben sich jedoch Konsequenzen für die Aggregation, die im folgenden beschrieben werden.

Konsequenzen der Aggregation durch die Marktkopplung

Mit der Gleichung 5.15 sind alle relevanten Kostenbestandteile des Aggregators für das Angebot im Spotmarkt als Leitmarkt abgebildet. Um nun die Konsequenzen für den Handel und die Marktkopplung zu beschreiben, werden von den Kosten drei Komponenten betrachtet. Der bereits im vorigen Abschnitt eingeführte Spotmarktpreis c_{Spot} wird mit dem durchschnittliche Energiepreis:

$$\bar{c}_\sigma = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{c_{i,\sigma}}{E_i} \quad (5.16)$$

in Beziehung gesetzt. Die daraus resultierende Differenz Δc_{Aggr} beschreibt alle aggregationsbezogenen Kosten:

$$\Delta c_{Aggr} = c_{Spot} - \bar{c}_\sigma. \quad (5.17)$$

Hierbei zeigt sich, dass DER Systeme in einem aggregierenden Energiemarkt deutlich niedrigere Energiekosten realisieren müssen als direkt auf dem Spotmarkt, da davon auszugehen ist, dass immer $\Delta c_{Aggr} > 0$ gilt, damit der Aggregator profitabel agiert. Um den eigenen Profit zu maximieren und wettbewerbsfähig zu sein, müssen Betreiber von DER Systemen die Aggregationskosten minimieren, sodass sich idealerweise $\Delta c_{Aggr} \rightarrow 0$ entwickelt.

Durch diese Überlegungen wird deutlich, dass die durchschnittlichen Energiekosten \bar{c}_σ von DER Systemen durch den Aggregationspreis Δc_{Aggr} im direkten Vergleich gegenüber dem Spotmarktpreis beschränkt sind. Energiedienstleistungen müssen daher einen deutlichen Mehrwert gegenüber einem Spotmarktprodukt bieten, um ein Aufgeld (Agio) zu rechtfertigen, um so höhere Preise erzielen zu können. Das bedeutet, dass neue Produktkategorien sich entweder durch einen Mehrwert oder einen günstigeren Preis am Markt etablieren können. In wieweit die Vorteile der Energiedienstleistungen (z.B. Ortsbezogenheit, flexible Reserve und dynamischer Abruf, genauere Informationen) preisrelevante Auswirkungen haben können, ist in Praxisversuchen genauer zu evaluieren. Die Vermeidung von Netzengpässen und andere Systemdienstleistungen stellen hier jedoch ein attraktives Feld für derartige Angebote dar.

5.5 Vergleich mit anderen Forschungsansätzen

Nach der konzeptuellen Definition kann der im Rahmen dieser Arbeit entworfene Energiemarkt für dynamische Energiedienstleistungen mit anderen Ansätzen verglichen werden. Dazu werden die exemplarischen Ansätze aus Abschnitt 3.3.1 hinzugezogen und anhand der in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Kriterien von [BN11] bewertet.

Kriterium 1: Systemweite, schnelle Intradayanpassungen: Aufgrund des Marketdesigns eines kontinuierlichen Handels können Energiedienstleistungen jederzeit eingesetzt werden. Der Ansatz erlaubt darüber hinaus die Definition von Leistungs- und Energiegrenzen (siehe Abschnitte 4.2.1 und 4.2.4), sodass kurzfristige Anpassungen von volatilen, schwankenden Einspeisevorgängen oder Verbrauchsvorgängen schnell und intelligent möglich sind. Viele Ansätze wie moma oder ENKO erlauben nur einen Day-Ahead Handel, sodass untertägige Schwankungen nicht über diese kompensiert werden können.

Kriterium 2: Bereitstellung und Anpassung von Energie- und Netzdienstleistungen: Die Energiedienstleistungen erlauben neben der Definition von Leistungs-, Zeit-, und Energieparametern auch die Angabe der Netzdienstleistungsfähigkeiten (Blindleistung und Frequenzhaltung, siehe 4.3). Die Vergleichsansätze konzentrieren sich hingegen überwiegend auf eine Produktart, wobei entweder der bilaterale Bilanzkreishandel im Fokus ist, oder die Erbringung von Netzdienstleistungen.

Kriterium 3: Management von Leistungen über mehrere Stunden: Energiedienstleistungen sind als Produkt nicht in einem festen Handelstakt definiert. Somit können sie über beliebige Zeiträume angeboten werden. Probleme der Anschlussfähigkeit von Stunden- oder Viertelstundenprodukten ergeben sich somit nicht.

Kriterium 4: Profitiert von der internationalen Integration des Stromnetzes: Das Konzept wurde für das europäische Verbundprojekt OS4ES entwickelt. Der Energiemarkt und das in Abschnitt 4.3.3 entwickelte Adressierungsschema für Energiedienstleistungen wurde als Spiegelbild der Netzebene verteilbar ausgelegt. Darüber hinaus bietet es die Möglichkeit sowohl Energiehandel, als auch Netzdienstleistungen in einer Marktplattform abzubilden, sodass auch Länder mit aktuell niedrigerer Marktdurchdringung mit dem hier entwickelten Ansatz einen Energie- und Netzdienstleistungsmarkt schaffen könnten.

Kriterium 5: Integriert die Demand-Side- und Balancing-Markets: Die Definition von energetischen Parametern erlaubt die Abbildung von Energieverbrauchern mit einem planbaren Bedarf innerhalb eines Tages (siehe auch Abschnitt 4.2.4). diese können damit auch dynamische Energiedienstleistungen für Aggregatoren anbieten.

Mit Blick auf den in Tabelle 5.3 vorgenommenen Vergleich der möglichen Umsetzungen zeigt sich, dass der gewählte Ansatz der Energiedienstleistungen nicht nur die Anforderungen aus dem OS4ES-Projekt erfüllen kann, sondern auch in der Lage ist, die weiter gefassten Anforderungen an Energiemärkte nach [BN11] zu erfüllen:

Eine Vielzahl von Ansätzen, auch die drei hier beschriebenen Musteranwendungen moma, ENKO und reFlex nehmen den Handel in festen Intervallen vor, insbesondere Day-Ahead. Diese Vorgehensweise erlaubt im klassischen System eine höhere Planbarkeit, ist jedoch für die schnelle Anpassung von Abweichung ungeeignet, da solche sich im EE-Umfeld häufig erst am gleichen Tag manifestieren. Auch andere, neue Ansätze, wie der Altdorfer Flexibilitätsmarkt, bei dem Endkundenflexibilität aggregiert werden soll, realisiert sich als Day-Ahead Markt [Wes+19].

Alle Vergleichsansätze konzentrieren sich bei den Produkten auf spezifische Kategorien, entweder den Handel mit Energie-Commodities für den (oftmals lokalen) Bilanzkreisausgleich (moma, EnerChain, E-Telligence), oder für Netzdienstleistungen (ENKO, reFlex). Der PowerMatcher stellt hierbei eine Ausnahme dar, da hier ein Abgleich von Energiemengen stattfindet, vergleichbar mit dem Regelenergiesystem. Allen Ansätzen gemein ist die Fokussierung auf ein Anwendungsfeld (Ausgleich von Bilanzkreisen oder Netzdienstleistungen), ohne implizite oder explizite Kopplung der beiden Bereiche. Hier ist der Dienstleistungsansatz deutlich weiter gefasst, da die Wirkleistungsbereitstellung mit spezifischen Zusatzfertigkeiten für die Netzdienstleistungen gehandelt werden kann. Diese Zusatzfertigkeiten können zu eigenen gekoppelten Preisfindungen führen, die in impliziten untergeordneten Märkten resultieren. Diese werden im nächsten Abschnitt untersucht. Das Management von Leistungen über mehrere Stunden ist in commoditisierten Märkten eine Problemstellung, die durch Blockprodukte über längere Zeiträume gelöst werden sollte. Je nach Ansatz können diese bei der Konzeption berücksichtigt werden, führen aber zu einem erhöhten Optimierungsaufwand [OGZ08]. Dienstleistungsmärkte hingegen haben keine feste Handelstaktung und können dadurch über mehrere Stunden aktiviert werden. Die exakte Bepreisung der Startvorgänge durch das Dreipreismodell führt darüber hinaus zu einer genaueren Abbildung der entstandenen Kosten, wodurch

Tabelle 5.3: Vergleich zwischen ausgewählten Forschungs- und Anwendungsentwicklungen für Energiemärkte mit lokalem Fokus. (✓: Umgesetzt; X: Nicht umgesetzt, O: Nicht im Anwendungsfeld, ?: Konnte aufgrund der Literaturlage nicht eruiert werden)

	Energie- dienst- leistungen	moma	ENKO	Power- matcher	reFlex	Ener- Chain	E- Telligence
Systemweite, schnelle Intradayanpassungen	✓	X	X	✓	X	✓	X
Erlaubt Bereitstellung u. Anpassung von Energie- und Netzdienstleistungen	✓	X	O	O	O	X	X
Erlaubt Management von Leistungen über mehrere Stunden	✓	?	X	✓	O	X	✓
Profitiert von der internationalen Integration des Stromnetzes	✓	✓	✓	X	✓	X	?
Integriert die Demand-Side und Balancing Markets	✓	✓	O	✓	X	O	✓
Schlüsseltechnologie / Bemerkungen	s. Kapitel 5	Zellulare Automation	Auktionsplattform	Multi-Agenten-Plattform	?	Blockchain	?
Referenz für weitere Informationen	-	[Kie13]	[BG18]	[KWK05]	[Wis15]	[Mer20]	[Ags+12]

Einsatzrisiken minimiert werden. Die Kompatibilität mit der Europäischen Integration des Stromnetzes sorgt für eine weitläufige Anwendbarkeit der Ansätze. Hier sind sowohl die commoditisierten Ansätze, als auch die Dienstleistungsorientierten weitgehend kompatibel. In dem hier vorgeschlagenen Dienstleistungsmarkt kann eine europäische Integration mithilfe des in Abschnitt 4.3.3 entwickelten Zonenschemas vorgenommen werden. Für PowerMatcher steht der Nachweis der europäischen Skalierbarkeit noch aus. Die Integration von Balancing- und Demand-Side-Märkten ist in vielen der betrachteten Projekten bereits geplant und konzeptioniert worden. Derzeit zeigt sich jedoch noch keine Lösung, die sich an dieser Stelle durchsetzen kann, da die Integration der Demand-Side derzeit noch vorgenommen wird.

Abschließend zeigt sich, dass eine Vielzahl von Kriterien bereits von den existierenden Forschungsansätzen umgesetzt werden. Eine vereinheitlichte Lösung steht jedoch noch aus. Mit den Dienstleistungsmärkten besteht die Möglichkeit, diese Lücke zu schließen. Im nächsten Kapitel soll die Funktionalität des Ansatzes demonstriert und nachgewiesen werden.

6 | Anwendungen

In diesem Kapitel werden die Konzepte für Energiedienstleistungen und der komplementäre Markt untersucht und beschrieben. Im ersten Abschnitt wird das allgemeine Marktverhalten und das Konzept anhand von spieltheoretischen Verfahren und Simulationen untersucht und auf allgemeine Anwendbarkeit geprüft. Dabei soll insbesondere die dritte Forschungsfrage untersucht werden: inwieweit sich der Markt unter verschiedenen Bedingungen stabil verhält. Der zweite Abschnitt beschreibt darauf aufbauend eine praktische Problemstellung aus der derzeitigen Energiewelt: die netzdienliche Integration von gekoppelten Solar- und Batteriesystemen. Dabei steht vor allem der Beitrag einer Dienstleistungssicht für eine Skalierbarkeit der bei Endkunden zunehmend verbreiteten Speicherlösungen im Vordergrund. Aber auch sozio-ökonomische Aspekte für die Integration der Endkunden werden betrachtet und evaluiert. Im letzten Abschnitt wird die technische Umsetzung des Energiedienstleistungskonzeptes im Rahmen des Open System for Energy Services (OS4ES) - Projektes beschrieben. Dabei wird insbesondere die im Projekt entwickelte OS4ES-Registry als Fallstudie für einen Dienstleistungsmarkt vorgestellt.

6.1 Spieltheoretische Betrachtung des Marktverhaltens

Eine spieltheoretische Betrachtung des Systems und einer damit einhergehenden Simulation des Systemverhaltens ist notwendig, um die Funktionalität und Wirkungsweise des Systems in der Praxis nachzuweisen. In der Simulationen können makroskopische Effekte im Markt für Energiedienstleistungen beobachtet werden. Ergänzend zu den im vorigen Kapitel angestellten Überlegungen zu den Marktkopplungen soll dabei das in Abschnitt 5.1 vorgestellte Bertrand-Edgeworth-Modell des Energiemarktes durch einen Marktkopplungsmechanismus ergänzt werden:

Arbitrage-Einschränkung: Es soll unterstellt werden, dass die Preise im idealisierten Energiemarkt nicht grenzenlos steigen, da die Aggregatoren die Möglichkeit haben entweder den Markt bei zu hohen Preisen zu wechseln, um Preisdifferenzen auszunutzen (Arbitrage), oder Regelleistung zu akzeptieren¹, wenn die Beschaffung zu teuer wird und der Regelleistungspreis niedriger erwartet wird. Der Markt wird also entsprechend der Erwartung in der Wirklichkeit als ein gekoppelter Markt mit Wechselwirkungen zu anderen Märkten verstanden. Dementsprechend wird als Erweiterung des Bertrand-Edgeworth-Spiels eine Preisschranke nach oben vorgeschlagen, welche die Arbitragegelegenheit repräsentiert. Die langfristig erwarteten Preise innerhalb des Systems liegen zwischen den Grenzkosten und dem Arbitragepreis. Die Modellierung der Arbitrage-Einschränkung in der Simulation wird im Abschnitt über den Aggregator-Agenten näher erläutert.

Mit diesem ergänzenden Mechanismus kann die Marktkopplung mit anderen Energiemärkten qualitativ beschrieben werden. Auf Grundlage der dritten Forschungsfrage, über das Verhalten des Energiemarktes für dynamische Energiedienstleistungen in Knappheits- und Überdeckungssituationen, sollen damit folgende Untersuchungshypothesen aufgestellt werden: (I.) die Grenzkosten-Hypothese und (II.) die Knappheits-Vermutung.

I. Grenzkosten-Hypothese: Die Preise sollten in einem gedeckten Energiedienstleistungsmarkt gemäß dem Bertrand-Edgeworth-Modell gegen die Grenzkosten streben und in ein stabiles Gleichgewicht übergehen. Ein *gedeckter Energiedienstleistungsmarkt* liegt vor, wenn zu jedem Zeitpunkt einer Runde die Nachfrage nach Energie durch mehrere Agenten befriedigt werden könnte, diese also in einem direkten Wettbewerb stehen. Ist dies nicht mehr der Fall und für einige Zeiträume liegen nur wenige Angebote vor, geht der gedeckte Markt in den *knappen Markt* über.

II. Knappheits-Vermutung: In dem knappen Markt konkurrieren nur wenige Anbieter, bis zum Monopol, sodass erwartet wird, dass die Preise

¹Wenngleich diese Option *de jure* nicht statthaft ist.

ansteigen. Die Arbitrage-Einschränkung sollte dabei die obere Schranke des Preises beschreiben. Der Phasenübergang zwischen gedecktem und knappem Markt und die daraus resultierenden Konsequenzen für die Preise und die Stabilität des Systems soll dabei insbesondere untersucht werden.

Die spieltheoretische Simulation des Energiemarktes für dynamische Energiedienstleistungen auf Basis des Bertrand-Edgeworth-Modells mit der Arbitrageeinschränkung soll eine grundlegende Untersuchung des Marktverhaltens darstellen. Die dafür modellierten Agenten und die Rahmenparameter der Simulation werden dabei im nächsten Abschnitt erläutert. Es folgt die Beschreibung des allgemeinen Marktverhaltens im Verlauf eines simulierten Jahres. Danach werden auf Basis der Hypothesen die Phasenübergänge zwischen knappem und gedecktem Markt untersucht. Abschließend folgt auf Basis der dritten Forschungsfrage eine Untersuchung des lokalen Nutzens von dynamischen Energiedienstleistungen und den Auswirkungen auf den Markt. In allen Simulationen und Szenarien sind die Indexpreise das Kriterium zur Vergleichbarkeit mit etablierten Märkten.

6.1.1 Beschreibung des Spiels

In dem Spiel stehen sich, entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 5.1 zwei Agententypen gegenüber: Erzeuger-Agenten und Verbraucher-Agenten. Erzeuger-Agenten sind jegliche Anbieter von Energiedienstleistungen. Für die Simulation werden reine Erzeuger angenommen, d.h. Anlagen, die ausschließlich produzieren. Die Verbraucher-Agenten sind Aggregatoren, die einen spezifischen, energetischen Bedarf pro Runde zu decken haben. In der Simulation wird ein voller Handelstag als eine Runde betrachtet. Die DER Systeme stellen dabei ihre Kapazitäten zu Beginn des Tages in dem Energiemarkt als Energiedienstleistungsangebote ein. Die Aggregatoren versuchen dann gemäß ihrer Präferenzen ihren Bedarf zu erfüllen. Danach passen die DER Systeme gemäß der in diesem Abschnitt beschriebenen Preisstrategie ihre Preise für die nächste Runde an.

Der Markt wird als akzeptabel angesehen, wenn das Verhalten im gedeckten Markt den Erwartungen an einen Bertrand-Edgeworth-Markt entspricht und die Preise im knappen Markt durch die Arbitrage-Einschränkung begrenzt werden, ohne dass der Markt instabil wird, z.B. durch mangelndes Angebot, extreme Preisschwankungen

Tabelle 6.1: Ergebnis der Strukturanalyse der deutschen Energieversorgung mit ausgewählten EE-Anlagen und Gaskraftwerken (auf Basis der Kraftwerksliste und den EEG-Melddaten, Stand: 07.01.2019). Mittelwert μ und Standardabweichung σ der Leistung.

Typ	Anzahl	Einheit	μ	σ	Minimum	Maximum
PV (Dach)	6.660	kW	30,2	37,7	0,0	1.000
PV (Fläche)	856	kW	2.195,9	1.974,9	0,5	10.000
WKA	13.561	kW	2.742,1	850,7	0,5	8.300
GuD	188	MW	109,1	116,6	-	-
Biomasse	5.023	kW	662,2	439,9	1	22.000

bzw. -spitzen, oder eine übermäßige Konzentration der Marktmacht [Sto02]. In einem solchen Fall wäre der Markt nicht mehr stabil und damit als defekt anzusehen. Für diese Simulation wird zusätzlich angenommen, dass konventionelle Anlagen keine Notfallkapazitäten in den Markt bieten. Diese Annahme sollte unter Berücksichtigung der weiteren Rahmenbedingungen die Allgemeingültigkeit nicht beschränken. Es kann einfach angenommen werden, dass die Notfallkapazitäten einen weiteren Agenten darstellen, der zu sehr hohen Preisen an dem Markt teilnimmt, oder über die Arbitrageeinschränkung genutzt werden können.

Verteilung der DER Systeme

Zur Simulation der Verteilung und zur Dimensionierung der DER Systeme wurden die Meldedaten der Bundesnetzagentur über Kraftwerke (Kraftwerksliste²) und Erneuerbare Energien (EE-Melderegister und Photovoltaik-Meldeportal bzw. Marktstammdatenregister³) genutzt. Unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien wurden dabei insbesondere Erneuerbare Energieträger und Gas-/Dampf-Kombikraftwerke ausgewählt. Die Anlagen wurden einer Strukturanalyse unterzogen (siehe Tabelle 6.1) und die Daten für eine stochastische Parametrisierung für jeden Simulationslauf verwendet. Die Simulation der Kostenstruktur der DER Systeme erfolgt auf Basis der Studie der US- Energiebehör-

²https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, letzter Aufruf: 01.03.2020

³<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, letzter Aufruf: 01.03.2020

Tabelle 6.2: Simulationsparameter zur Erzeugung von DER Systemen. Mittelwerte μ und Standardabweichungen σ der Leistungen und Preise. Alle Leistungseinheiten in kW, alle Preiseinheiten nach Definitionen im Abschnitt 5.3.

Typ	Anzahl	Leistung		c_α		c_β		c_γ	
		μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
PV	65	0,27	0,45	49,72	9,94	2,74	0,55	-	-
WKA	20	2,74	0,85	46,90	9,38	2,08	0,42	-	-
GuD	5	10,00	0,20	13,03	2,61	27,64	5,53	2,40	0,24
Biomasse	10	0,66	0,43	54,60	10,92	33,78	6,76	2,40	0,24

de EIA⁴ über die erwarteten Betriebs- und Investitionskosten für Anlagen, die ab 2022 in Betrieb genommen werden [US 18]. Ausgewählt wurden entsprechend der Anteile in Tabelle 6.1 Solaranlagen, Windkraftanlagen, Biomasse und Gas/Dampf-Kombikraftwerke. Die erwarteten fixen und variablen Kosten, sowie die Investitions- und Übertragungskosten werden in Beziehung zueinander gesetzt, sodass eine Abschätzung der Kostenstruktur für jede Erzeugerklasse vorgenommen werden kann. Die Ergebnisse der Analyse und Auswertung der Daten und Prognosen in Kombination mit den Verteilungen der Anlagen aus Tabelle 6.1 sind in Tabelle 6.2 dargestellt.

Die DER Systeme sollen bestimmte Verhaltensweisen simulieren, die an die Praxis angelehnt sind. Dabei soll ein Mix aus vorhersagbarer, fluktuierender Versorgung sowie planbarer, deterministischer Versorgung erstellt werden, der die Dynamiken im aktuellen und zukünftigen Netz abbildet. Es wurde dabei eine 1:1 Verteilung zwischen konventionellen und erneuerbaren Anlagen realisiert. Alle Preis- und Leistungsverteilungen werden durch Normalverteilungen entsprechend der Tabelle 6.2 parametrisiert. Im Sinne einer makroskopischen Markt Betrachtung wurden die Einflussfaktoren auf die fluktuierende Erzeugung zur Begrenzung der Komplexität abstrahiert. Daher erhebt die Simulation nicht den Anspruch die einzelnen modellierten Anlagen in ihrem mikroskopischen Verhalten abzubilden. Die abstrakten Verhaltensweisen der Anlagen sind dabei wie folgt modelliert:

- **Solaranlagen:** Die Leistung der Solaranlagen ist zwischen Sonnenauf- und Sonnenuntergang verfügbar und richtet sich nach dem Sonnenstand. Für die Simulation wurde keine Bewölkung modelliert. Die Verfügbarkeit kann durch

⁴U.S. Energy Information Administration

Tabelle 6.3: Anlagen-Cluster in der Simulation

Cluster	Verfügbarkeit	Preis	Größe	Anlagentyp
I	Zeitweilig	billig	kleinst	Solaranlagen
II	Stochastisch	billig	klein	Windkraftanlagen
III	Dauerhaft	mittel	groß	GuD-Kraftwerke
IV	Dauerhaft	teuer	klein	Biogas-Anlagen

einen optionalen Simulationsparameter eingestellt werden, der die Sonnenscheindauer im Jahresverlauf nach [Tee03] berechnet. Die Anlagen haben einen Bereitstellungs- und Arbeitspreis, jedoch keinen Aktivierungspreis, da keine Anfahrkosten entstehen.

- **Windkraftanlagen:** Die Verfügbarkeit der Windkraftanlage ist für jeweils vier Stunden konstant und ändert sich im Intervall $[0,1] \cdot P_N$ gemäß Weibull-Verteilung.⁵ Die Anlagen haben einen Bereitstellungs- und Arbeitspreis, jedoch keinen Aktivierungspreis, da keine Anfahrkosten entstehen.
- **GuD-Kraftwerke:** Alle GuD-Kraftwerke sind 24 Stunden lang verfügbar und bieten konstante Leistungsbänder an. Um bei 100 simulierten DER Systemen einen ausgewogenen Erzeugungsmix zu erhalten, werden die Gaskraftwerke um den Faktor $\frac{1}{10} \cdot P_N$ skaliert, sodass in jeder Simulation 50% konventionelle Erzeugungskapazität 50% erneuerbar Erzeugungskapazität gegenüberstehen und gleichzeitig mehrere Agenten entstehen. Die Anlagen haben alle drei Preiskomponenten. Da ein GuD-Kraftwerk in einem solchen Markt wahrscheinlich keine Kaltstarts vornehmen wird, da es in anderen Märkten bereits Bänderzeugung anbietet, wurden der Aktivierungspreis im Vergleich zum Kaltstartpreis ebenfalls um den Faktor 10 reduziert. Dies soll einen Beitrag zur Abnutzung durch Leistungsänderungen darstellen.
- **Biogas-Anlagen:** Die Biogas-Anlagen sind 24 Stunden verfügbar und haben alle drei Preiskomponenten. Der Aktivierungspreis soll auch hier die Maschinenabnutzung durch Leistungsänderungen abbilden.

⁵Verteilung erfolgt auf Basis Approximationen für den Standort Hamburg-Fuhlsbüttel mit ($k = 2,62; c = 3,83$) nach [Kai+15]

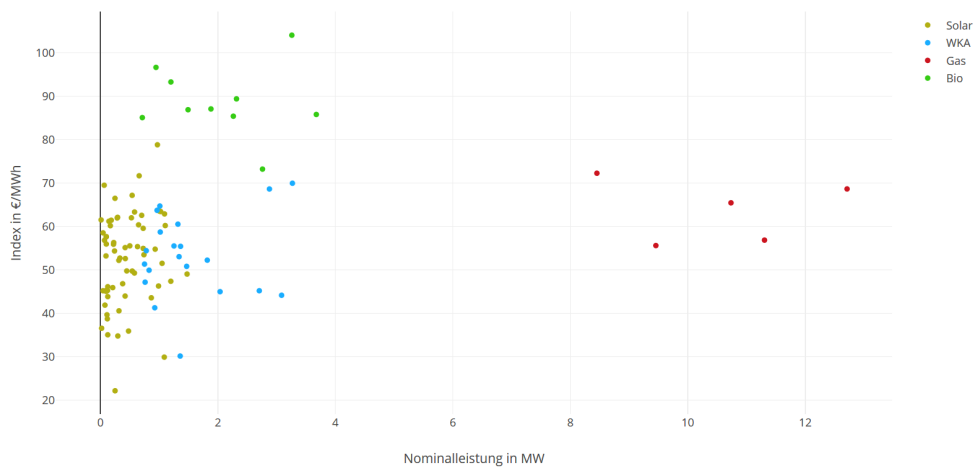


Abbildung 6.1: Beispielhafte Struktur und Zusammensetzung der DER Systeme in der Simulation durch stochastische Initialisierung.

Auf Basis der Parametrisierung können vier Angebots-Cluster (vgl. Tabelle 6.3) identifiziert werden, die verschiedene Schwerpunkte des Energiesystems abbilden sollen. Anhand der Simulationsparameter (vgl. Tabelle 6.2) können in einem beispielhaft erzeugten Datensatz, der in Abbildung 6.1 dargestellt wird, die Cluster identifiziert werden. Die Indexpreise in dem Szenario ergeben sich aus einer Aktivierung für jeweils eine Stunde (A-Priori-Index).

Preisstrategie der DER Systeme

Als globale Preisstrategie wird eine naive Strategie, auf Basis der intern im Agenten vorliegenden Informationen, genutzt. Absprachen sind dabei nicht erlaubt. Das Ziel der Preisstrategie ist die Absatzmaximierung durch Preisanpassung und eine daraus resultierende Umsatzmaximierung. Der maßgebliche Einflussfaktor ist die Auslastung der Anlage am Vortag. Die Auslastung φ_d ist dabei definiert als die genutzte Energie geteilt durch die angebotene Energie. Auf Basis der beobachteten Auslastung am Vortag passen die Anlagen ihre Angebote am Folgetag an. Hintergrund ist die Überlegung, dass eine voll ausgelastete Anlage unter Umständen bei einem höheren Preis ebenfalls noch voll ausgelastet ist. Demgegenüber hat eine Anlage, die nicht voll ausgelastet ist, durch ihre Preise einen strategischen Nachteil gegenüber

anderen, günstigeren Anbietern. Die Anlagen passen demnach explorativ ihre Preise für die nächste Runde $c(n+1)$ auf Basis ihrer Auslastung an. Konkret wurde die Strategie wie folgt modelliert:

$$c(n+1) = \begin{cases} (1 + x_{preis}) \cdot c(n) & \text{wenn } \varphi_d = 1 \\ (1 - x_{preis}) \cdot c(n) & \text{wenn } \varphi_d < 1 \text{ und } (1 - x_{preis}) \cdot c(n) > c_{min} \\ c_{min} & \text{sonst,} \end{cases} \quad (6.1)$$

mit x_{preis} als Preisanpassungsparameter für jede Runde und c_{min} als untere Preisschranke für die Anlage. Als Hypothese für den Markt wird angenommen, dass im Sinne des Bertrand-Spiels kein Anbieter unter seinen Produktionskosten anbietet. Daher sind die Preissenkungen nach unten durch die Produktionskosten beschränkt. Initial bieten auch alle Akteure ihre wahren Produktionskosten und passen dann ihre Preise in den folgenden Runden an. Die Preissteigerungen um x_{preis} werden durch die Arbitrage der Aggregatoren als globale obere Grenze beschränkt. Dennoch könnten Anlagen durch ihre Preisstruktur in der Lage sein nahe dieser Grenze besonders erfolgreich zu agieren. Als Simulationsparameter können die Auslastungsgrenze und die Preisänderungsrate x_{preis} angepasst werden. Die Anpassung der beiden Parameter ändert die Geschwindigkeit der Preisanpassungen. Für die Simulation wurde eine Auslastungsgrenze $\varphi < 1,0$ und eine Preisänderungsrate von $x_{preis} = 5\%$ genutzt.

Einschränkend kann diese Strategie möglicherweise kein ökonomisches Preisoptimum für einzelne Anlagen abbilden, die diese bei einer geringeren Auslastung erzielen könnten. Dafür kann diese Strategie einen globalen Preiswettbewerb erzeugen, bei dem die einzelnen Agenten keine externen Informationen oder Absprachen benötigen. Dadurch kann das Marktverhalten abstrahiert werden und globale Beobachtungen über die Preisentwicklungen vorgenommen werden.

Aggregatoren

In der Simulation stehen den DER Systemen 100 Aggregatoren mit jeweils 1.500 idealisierten Vier-Personen-Haushalten als Energieabnehmer gegenüber. Die Gesamtsimulation bildet dadurch 150.000 Haushalte als Nachfrageseite ab. Der untertägige Energiebedarf wird auf Viertelstundenbasis durch das H0-Standardlastprofil des

BDEW modelliert.⁶ Je nach Simulationsanforderung kann der Dynamisierungsfaktor des BDEW zur Simulation der Nachfrageschwankung über das Jahr hinzugezogen werden. Mit diesem werden saisonale Verbrauchsänderungen mittels der Formel aus [Mei+99]:

$$x_{BDEW,t} = -3,92 \cdot 10^{-10} \cdot t^4 + 3,20 \cdot 10^{-7} \cdot t^3 - 7,02 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 + 2,10 \cdot 10^{-3} \cdot t + 1,24 \quad (6.2)$$

abgebildet. t ist dabei der Tag des Jahres und $x_{BDEW,t}$ der Anpassungsfaktor für jeden Energiewert. Im Jahresmittel beträgt der tägliche Energiebedarf der 150.000 Haushalte etwa 1,65 GWh.

Ziel der Aggregatoren ist es, mit den Angeboten des Marktes diesen Bedarf zu erfüllen. Aggregatoren nutzen dabei einen Merit-Order-Algorithmus, um ihren Energiebedarf mit dem jeweils günstigsten Anbieter aufzufüllen, bis der Bedarf gedeckt ist, oder die Preise über der Arbitragegrenze liegen. Die Aggregatoren suchen nacheinander passende DER Systeme in dem Markt und buchen diese nach Einsatzkosten pro Energie (€/MWh), wobei der benötigte Bedarf zugrunde gelegt wird.

Für die Aggregatoren wurde die in der Einleitung beschriebene Arbitrageeinschränkung modelliert. Sind keine günstigen Anlagen verfügbar, greift der Aggregator auf einen eigenen fiktiven Anbieter zurück, der die Energie zu einem Festpreis anbietet. Dieser Anbieter repräsentiert andere Märkte oder Opportunitäten auf denen der Aggregator aktiv ist, um seinen Energiebedarf zu decken. Dies kann auch die Inkaufnahme von Risiko sein, die mit einer entsprechenden Prämie besichert wurde. Diese Grenze kann variiert werden, ist jedoch nur für den Übergang relevant und kann bis zu den Produktionskosten abgesenkt werden. Um den Übergangsbereich gegenüber den Produktionskosten der Anlagen geeignet darstellen zu können, wurde der Arbitragepreis von 100 €/MWh gewählt.⁷

⁶<https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, letzter Aufruf: 01.03.2020

⁷Dies entspricht ungefähr dem mittleren Intraday-Cont.-Index auf der EPEX Spot von Januar bis April 2019 von 51,10€/MWh +2σ (vgl. Tabelle 6.5)

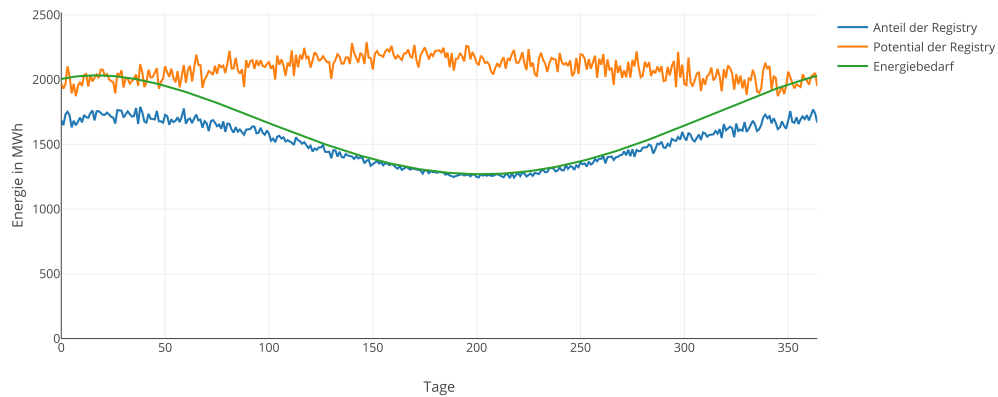


Abbildung 6.2: Energiebedarf (grün), Angebotssituation (orange) und beschaffte Energie im Dienstleistungsmarkt (blau) über ein Jahr. Untertägige Schwankungen durch fluktuierende Verfügbarkeit der Windenergie, Saisonale Schwankungen durch Anpassung der Sonnenscheindauer nach [Tee03] und der Dynamisierung des Verbrauchs nach Formel 6.2.

6.1.2 Allgemeines Marktverhalten

Anhand der oben beschriebenen Simulationsdaten und Parameter wurde eine Simulation über ein Jahr mit dynamischen Einflussfaktoren durchgeführt. Dabei steht insbesondere die dynamische Interaktion der Akteure und die Preisentwicklung im Zusammenhang mit der Marktdeckung im Vordergrund. Mit jeweils 100 Akteuren auf der Angebots- und Nachfrageseite ist die Anzahl der Handelsteilnehmer nominal mit der EPEX-Spot zu vergleichen [Bun18], jedoch werden hier deutlich geringere Energiemengen beziehungsweise Leistungen gehandelt. Der Bedarf der 150.000 Haushalte kann durch die Dynamisierungsfunktion des BDEW an die jährlichen Schwankungen angepasst werden (siehe Gleichung 6.2). Gleichzeitig erfolgte die kontinuierlich Anpassung der solaren Einstrahlung anhand der Sonnenscheindauer. Das Verhältnis aus Angebot und Nachfrage, sowie die zur Deckung der Nachfrage tatsächlich genutzte Energie über das simulierte Jahr sind in Abbildung 6.2 dargestellt. Diese Simulation soll das allgemeine Verhalten des Energiemarktes in einem dynamischen Umfeld beschreiben.

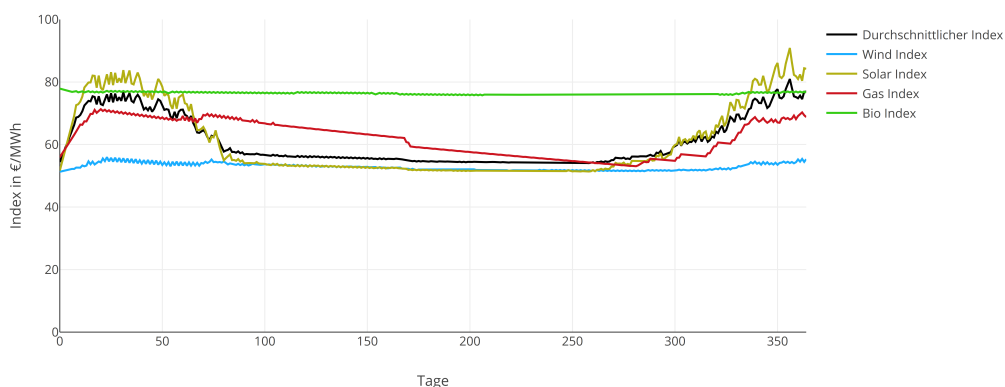


Abbildung 6.3: Entwicklung der Indexpreise für die verschiedenen Anlagentypen.

Marktdeckung

Im Verlauf der Simulation über das Jahr ändert sich die Energiebedarfslage auf der Nachfrageseite durch die Dynamisierung, die saisonale Effekte abbildet. Dabei folgt der Jahresbedarf der sinusförmigen Verbrauchsschwankung durch die Dynamisierung (siehe Gleichung 6.2), die den geringeren Verbrauch in den Sommermonaten abbildet. Auf der Anbieterseite fluktuiert das Angebot untertägig durch die volatile Windkraft, während saisonale Effekte aufgrund der Solaranlagen auftreten. Dadurch ergeben sich verschiedene Phasen der Marktdeckung. In der gewählten Parametrisierung tritt der Markt in eine Deckungssituation im Frühling und Sommer ein. Dort wird etwa das 1,8-fache des Bedarfs angeboten. Es zeigt sich in dieser Phase, dass der Markt an vielen Tagen in der Lage ist, den Bedarf vollständig zu decken. Im Herbst und Winter ist der Markt eher knapp: das Verhältnis Angebot zu Nachfrage sinkt auf das Niveau des Energiebedarfs, wodurch der Markt nur noch in der Lage ist 85% bis 90% der Energiebedarfe zu decken.

Makroskopisches Indexverhalten

Diese beschriebenen, saisonalen Phasen spiegeln sich auch in der Entwicklung der Indexpreise wider. Die Indexpreisentwicklung des Simulationslaufs sind in Abbildung 6.3 dargestellt. In Phasen mit geringerem Überschuss, wie dem Herbst/Winter fluktuieren die Indexpreise stärker und sind, je nach Anlagen und Erzeuger-Cluster,

deutlich höher als die Erzeugungskosten. In den Phasen der Überdeckung, speziell im Sommer, sind die Indexpreise und der Gesamtindex deutlich niedriger. Dieses Gesamtbild ist ein Indikator für das Verhalten der Preissituation in Überdeckungs- und Unterdeckungssituationen. Die Indexbewegungen deuten eindeutig darauf hin, dass die Grenzkosten-Hypothese gilt, da die Energiedienstleistungsindices in der Überdeckungssituation im Sommer gegen die Grenzkosten streben. Gleichwohl scheint der Markt nicht so knapp zu sein, dass die Knappheits-Vermutung eindeutig angenommen werden könnte. Die Indices erreichen dabei nicht die Arbitrage-Grenze, wobei bei einem Deckungsfaktor von ~ 1.0 das System offenbar in einen dynamischen Bereich übergeht. Das Verhalten des Systems in Über- und Unterdeckungssituationen wird im nächsten Abschnitt systematisch untersucht.

Anlagenspezifisches Indexverhalten

Bei Betrachtung der anlagenspezifischen Indices zeigt sich deutlich unterschiedliche Verläufe der Indexpreise. Die Simulationsdaten sind neben Abbildung 6.3 auch in Tabelle 6.1.2 dargestellt. Es ist auffällig, dass die Solaranlagen und GuD-Kraftwerke preislich relativ volatil sind, während die Biogasanlagen und Windkraftanlagen nur wenig an den Preisbewegungen partizipieren.

Die Solaranlagen sind preislich am volatilsten, da sie zeitweilig verfügbar, relativ günstig und in einem großen Wettbewerb stehen. Im Gegensatz dazu sind wenige GuD-Kraftwerke relativ träge bei der Preisentwicklung. Sie konkurrieren nachts hauptsächlich mit den sehr teuren Biogasanlagen und tagsüber mit den Solaranlagen. Die relativ hohen A-Priori-Indexpreise der GuD-Kraftwerke relativieren sich bei Betrachtung der durchschnittlichen Vertragsdauer von $> 5h$ (siehe Tabelle 6.1.2). Möglicherweise könnten in einem System mit deutlich längeren Runden (hier: ein Tag) auch längere Vertragslaufzeiten erreicht werden, wodurch GuD-Kraftwerke profitieren könnten.

Deutlich sind auch der geringe Partizipationsgrad der Windkraftanlagen und der Biogasanlagen, da ihre Indexpreise nur wenig volatil sind (siehe Abbildung 6.3). Die Preisstruktur der Biogasanlagen ist dabei im Vergleich zu GuD-Anlagen zu teuer. Aufgrund ihrer geringeren, untertägigen Verlässlichkeit gegenüber den Solaranlagen, die in der Simulation keinen Wetterschwankungen unterliegen, sind die Windkraftanlagen weniger attraktiv für Aggregatoren. Darüber hinaus stellen sie ihre Energie

Tabelle 6.4: Durchschnittlicher Indexpreis, Standardabweichung (σ) und mittlere Vertragsdauer von Energiedienstleistungsverträgen in der Jahressimulation.

	$\bar{\varphi}$ Index	σ	$\bar{\varphi}$ Vertragsdauer
GuD-Kraftwerk	62,13 €/MWh	5,70 €/MWh	>5 h
Solaranlagen	60,92 €/MWh	11,37 €/MWh	35 min
Windkraftanlagen	52,84 €/MWh	1,12 €/MWh	45 min
Biogasanlagen	76,35 €/MWh	0,42 €/MWh	50 min

teilweise in weniger kritischen oder knappen Zeitabschnitten bereit. Durch die un-
 tertägige Fluktuation und der daraus einhergehenden geringeren Verlässlichkeit,
 werden diese Anlagen durch die gewählte naive Strategie benachteiligt. In einem Si-
 mulationslauf mit deutlich gesteigerter Nachfrage und dadurch geringerer Deckung
 kann gezeigt werden, dass auch die Windkraftanlagen von den Preissteigerungen
 profitieren können. Eine weitere Möglichkeit der aktiveren Partizipation für Wind-
 kraftanlagen ist die Anpassung der Auslastungsschwelle aus Formel 6.1, sodass eine
 geringere Auslastung φ_d zur Preisanpassung notwendig ist. Daraus kann abgeleitet
 werden, dass Windkraftanlagen einem hohen Wettbewerbsdruck unterliegen und
 für überdeckte Märkte differenzierte Preisstrategien benötigen um kompetitiv wie
 Solaranlagen zu sein.

In Abbildung 6.4 ist das Marktgleichgewicht an einem beliebigen Tag der Simu-
 lation dargestellt (261. Tag der diskutierten Simulation). Jeder Punkt stellt den
 A-Priori-Index einer Anlage mit ihren dazugehörigen Energiedienstleistungen dar.
 Auch hier zeigen sich die deutlichen Unterschiede der Anlagenklassen. Anlagen mit
 Indexpreisen unter 50 €/MWh erzielen dabei an dem Tag in der Regel eine Vol-
 lauslastung ($\varphi_d = 1,0$), außer einige Windkraftanlagen, die möglicherweise durch
 direkte zeitliche Konkurrenz zu langfristig laufenden GuD-Kraftwerken auf $\varphi_d \approx 0,8$
 reduziert wurden. Im Bereich $\varphi_d \leq 0,3$ zeigt sich außerdem Wettbewerbsunterschied
 in Biogasanlagen und Solaranlagen. Da die Biogasanlagen auch nachts betrieben
 werden können, haben sie einen Wettbewerbsvorteil gegenüber den nur zeitweilig
 verfügbaren Solaranlagen und erzielen dadurch ein höheres Preisniveau durch gerin-
 gere Konkurrenz. Dennoch sind diese durch das hohe Preisniveau weitgehend nicht
 konkurrenzfähig gegen GuD-Kraftwerke und Windkraftanlagen, die auch nachts be-
 trieben werden.

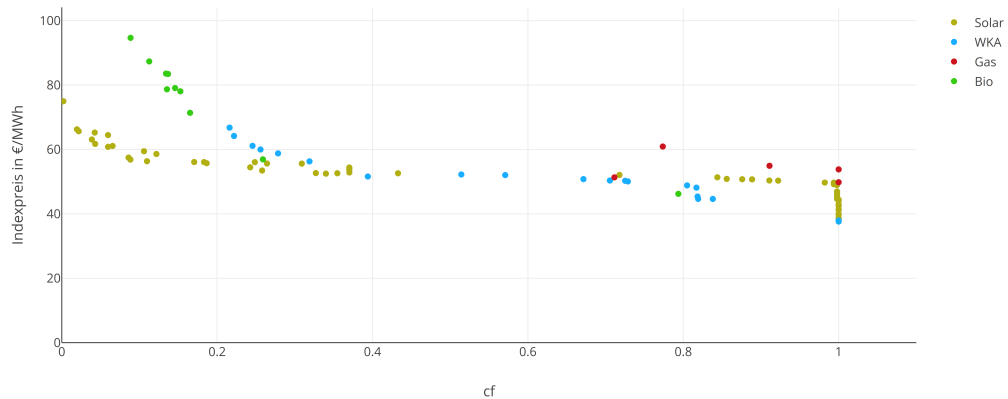


Abbildung 6.4: Anlagenspezifische Indexpreise im Vergleich zur Auslastung der Anlagen am 261. Simulationstag.

Ertrags- und Umsatzentwicklung

Für die Bewertung des Marktes ist der Vergleich der Umsatz- und Ertragsentwicklung zu anderen, existierenden Märkten unerlässlich. Dies soll hier auf Basis von Umsatzkennzahlen, d.h. dem erzielten Wert der Energie geschehen, da diese über alle Märkte vergleichbar sind. Da in dem Markt nicht immer alle Angebote angenommen werden, können die Kennzahlen des Umsatzes auf Basis der angebotenen Energie oder der gehandelten Energie verglichen werden. Der Ertrag pro angebotener MWh ist besonders interessant für die Angebotsgestaltung von Erzeugern, da diese langfristige, strategische Preisentscheidungen ableiten können und somit ihre Einkommenssituation abschätzen und den Ertrag maximieren können. Zur Deckung von Investitionskosten von Erneuerbaren Energieträgern ist diese Kennzahl demnach besonders wichtig. Da die Daten über angebotene Energieeinheiten der EPEX Spot nicht öffentlich verfügbar bzw. verwertbar sind, kann diese Kennzahl allerdings nicht zum Marktvergleich hinzugezogen werden.

Die Umsatzentwicklung der angebotenen Energie über den gezeigten, beispielhaften Simulationslauf zeigt deutlich die Übergänge vom überdeckten zum unterdeckten Markt, wie in Abbildung 6.5 dargestellt. Die erzielten Umsätze pro angebotener MWh bewegen sich zwischen 20 €/MWh und 70 €/MWh und sind somit im Rahmen etablierter Energiemärkte, wie dem Regelleistungsmarkt und den Spotmärkten, und können somit zur Deckung von Erzeugungs- und Investitionskosten herangezogen

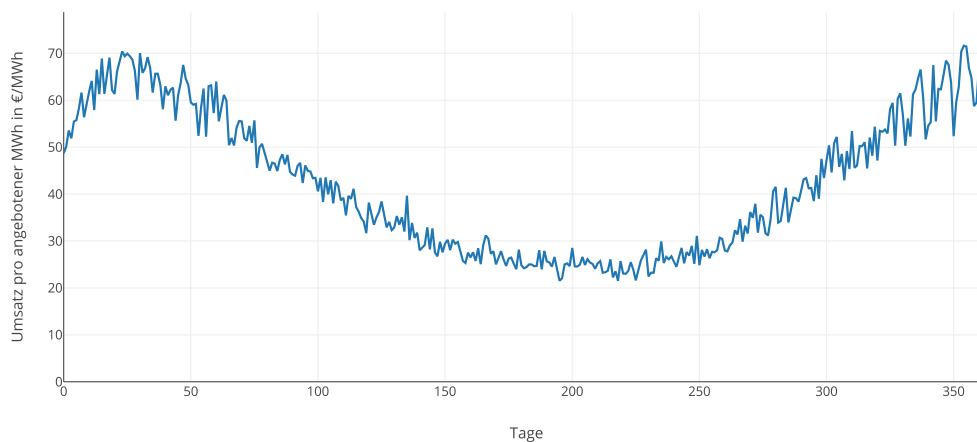


Abbildung 6.5: Umsatz pro angebotener MWh in einer Jahressimulation.

werden. Hervorzuheben ist, dass hier die tatsächlich erzielten Erträge (idealer A-Posteriori-Index) in Beziehung zur angebotenen Energie gesetzt wurden und nicht die A-Priori-Indices. Der durchschnittliche Ertrag pro angebotener Megawattstunde beträgt 39,94 €/MWh (σ : 14,30 €/MWh)⁸ und hängt im hohen Maße von der Deckungssituation im Energiemarkt ab, wie auch im folgenden Abschnitt untersucht wird.

Der Umsatz der gehandelten Energie ist eine wichtige Kennzahl für den Vergleich mit der etablierten Strombörse EPEX-Spot, die den Leitpreis für die Branche derzeit vorgibt. Die Ergebnisse der Abschätzung sind in Tabelle 6.5 dargestellt. In dem gewählten Szenario sind die Preisniveaus mit denen der EPEX Spot zu vergleichen. Bei der Betrachtung von zehn Simulationsläufen über ein Jahr ergaben sich keine weiten Auffälligkeiten. Das Preisniveau ist jedoch leicht erhöht gegenüber der EPEX Spot. Dies kann entweder durch eine knappere Marktsituation entstehen, da die Indexpreise stark mit dem Angebot schwanken (siehe auch nächster Abschnitt) oder durch eine abweichende Struktur, da an der EPEX Spot der aktuelle Energiemix⁹ mit höherem Anteil konventioneller Anlagen vertreten ist. Die hohe Schwankungsbreite der Preise an der EPEX Spot deutet jedoch auch darauf hin, dass auch die Preise an der EPEX Spot stark von der Angebotssituation beeinflusst werden könnten.

⁸Mittelwert von zehn Jahressimulationen.

⁹Stand 2020

Tabelle 6.5: Vergleich der Handelspreise an der EPEX Spot und dem Dienstleistungsmarkt für Energiedienstleistungen. Daten der EPEX Spot von Januar bis April 2019. Daten des Dienstleistungsmarktes sind Mittelwerte von zehn Jahressimulationen.

Gehandelte Energiepreise	Mittelwert	Sigma
EPEX Spot Intraday Cont.	51,10 €/MWh	23,28 €/MWh
Dienstleistungsmarkt	56,62 €/MWh	9,08 €/MWh

Im nächsten Abschnitt soll der Zusammenhang zwischen Indexpreisen und Angebots- und Nachfragesituation näher untersucht werden, da dieser entsprechend der Erwartung an einen Bertrand-Edgeworth-Markt einer der Hauptmechanismen für Preisbewegungen ist.

6.1.3 Stabilität des Marktes und Phasenübergänge

Im vorigen Abschnitt konnten bereits Veränderungen des Indexpreises durch die Angebots- und Nachfragesituation beobachtet werden. In diesem Abschnitt soll dieses Verhalten des Marktes näher untersucht und beschrieben werden. Die dritte Forschungsfrage zielt auf das Verhalten des Energiemarktes in Knappheits- oder Überdeckungssituationen ab. Mit der Grenzkosten-Hypothese und der Knappheits-Vermutung wurde der ökonomisch erwartete Rahmen für die Indexpreise in den oben beschriebenen Situationen skizziert. Sollte der Markt gedeckt oder überdeckt sein, d.h. das Angebot übersteigt die Nachfrage bei weitem, sollte der Indexpreis in Richtung Grenzkosten konvergieren. Ist der Markt knapp, d.h. die Nachfrage übersteigt das Angebot, so sollen die Preise ansteigen, bis zur Marktwechselgrenze.

Zur systematischen Analyse der Übergänge zwischen den Marktphasen wurden die saisonalen Einflüsse der Solarenergie und die Dynamisierung des Verbrauchs deaktiviert, um eine stabile Nachfrage- und Angebotssituationen zu erhalten. Die Dynamik der Windkraftanlagen wurde belassen, um die Schlüsselcharakteristik einer erneuerbaren, untertäglich fluktuierenden Anlage zu erhalten. Durch die fehlende, langfristige Dynamik in Erzeugung und Verbrauch konvergieren die Preise in Abhängigkeit zur Knappheit des Marktes und stellen sich in einem Marktgleichgewicht ein. Für jeden Simulationslauf wurden dabei 100 Tage simuliert, um die Stabilität des Marktgleichgewichtes sicherzustellen. Zur Modellierung der Marktdeckung wurde der Bedarf der Aggregatoren angepasst. Somit wird die Verteilung der Anlagen und

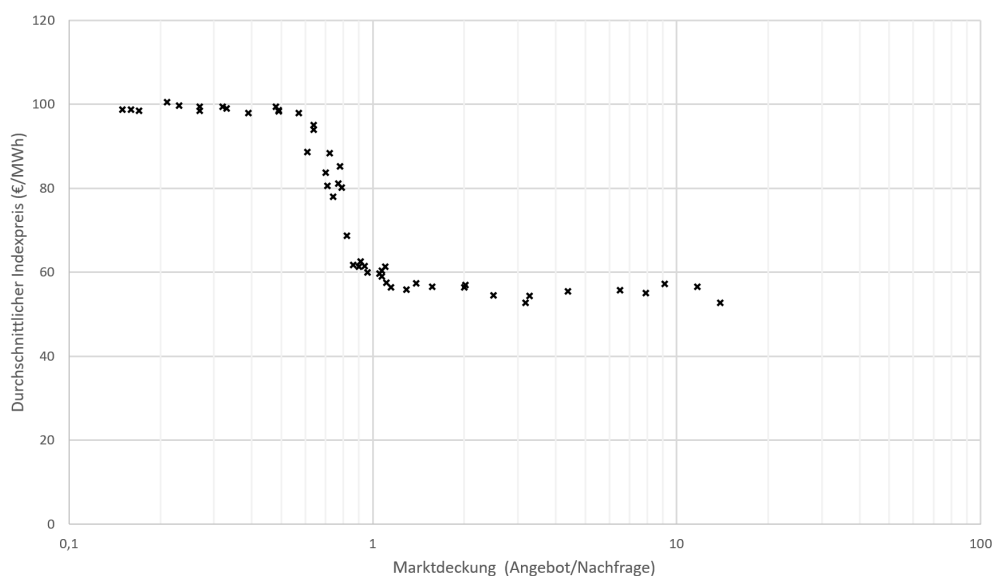


Abbildung 6.6: Untersuchung der Marktsättigung und durchschnittlich erzielbaren Indexpreisen. Marktdeckung auf \log_{10} Skala, Indexpreise auf linearer Skala.

die Anteile an der Erzeugung erhalten. Da die Anlagendimensionen und Preisstrukturen jedoch stochastisch initialisiert werden unterliegen sie gewissen Schwankungen (siehe Tabelle 6.2). Dadurch kann ein Simulationslauf möglicherweise nicht exakt die gewünschte Marktdeckungssituation abbilden, sondern schwankt leicht um den gewünschten Wert.

In Abbildung 6.6 sind 50 Simulationsläufen dargestellt. Jeder Datenpunkt entspricht einem Simulationslauf mit einer bestimmten Marktdeckung zwischen zehnfacher Über- und Unterdeckung des Marktes. In den Simulationsergebnissen sind deutlich drei Bereiche zu identifizieren. In dem Intervall $[1,20]$ ist der Markt überdeckt. Das Angebot übersteigt deutlich die Nachfrage, sodass der durchschnittliche Indexpreis $c_I \leq 60$ €/MWh beträgt. Mit Blick auf die Simulationsparameter aus Tabelle 6.2 wird deutlich, dass dies in der Größenordnung der Grenzkosten der Anlagen liegt. Somit kann die Grenzkosten-Hypothese angenommen werden. In dem Intervall $[0,1; \dots; 0,6]$ ist der Markt unterdeckt, d.h. die Nachfrage übersteigt das Angebot deutlich. In diesem Intervall steigen die Preise auf das Arbitrage-Niveau, aber nicht höher, da die Aggregatoren dann den Marktwechsel vornehmen. Eine

Marktkopplung verhindert somit effektiv das unkontrollierte, langfristige Ansteigen der Preise. Die Knappheits-Vermutung kann somit auch angenommen werden. Im Intervall $[0,6; \dots; 1,0]$ ist der Übergangsbereich zwischen dem überdeckten und unterdeckten Markt. Dieser Bereich ist hochsensibel für Schwankungen des Angebots und der Nachfrage und reagiert dementsprechend stark auf Änderungen im Marktgleichgewicht. Für einen langfristig zu den Grenzkosten tendierenden Markt muss regulatorisch somit sichergestellt werden, dass in dem Markt mindestens ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herrscht, besser noch eine leichte Überdeckung durch das Angebot.

Durch die Annahme beider Hypothesen über das Marktverhalten ist gezeigt, dass der Dienstleistungsmarkt sich entsprechend des Modelles eines gekoppelten Bertrand-Edgeworth-Marktes verhält. Somit kann der Markt als stabil und deterministisch beschreibbar angesehen werden. Die von Stoft in [Sto02] aufgestellte These, dass Dienstleistungsmärkte allgemein nicht stabil sind, kann somit widerlegt werden. Dennoch zeigen sich Dienstleistungsmärkte häufig anfällig für Marktdefekte. Ein Beispiel ist der Tertiär-Regelleistungsmarkt der durch Growitsch et al. untersucht wurde [GHW10]. Zwar war die Marktdeckung durch ein Angebotsannahmeverhältnis von 16:10 in einem Überdeckungsbereich, aber es zeigten sich dennoch Defekte im Marktverhalten. Die Autoren konnten belegen, dass eine übermäßige Konzentration der Marktmacht auf vier Akteure Wettbewerbsprobleme hervorrief. Der Wettbewerb muss also als zusätzlicher Einflussfaktor auf die Preisbildung berücksichtigt werden. Dies soll im nächsten Abschnitt näher untersucht werden.

Aus dem Verhalten des Marktes ergeben sich abschließend Konsequenzen für die Preisbildung und den Markteintritt von Marktakteuren im Zusammenhang mit der in Abschnitt 5.4.2 diskutierten Marktkopplung. Da der Spotmarkt den Leitpreis vorgibt und den Handel nahe der Grenzkostenschwelle betreibt, muss ein funktionierender Energiedienstleistungsmarkt einen Mehrwert anbieten, der für die Anbieter Erträge über den Grenzkosten generiert, um die Markteintrittsschwelle zu rechtfertigen. Auf der anderen Seite muss der Markt für die Nachfrager einen konkreten Mehrwert gegenüber der Beschaffung auf dem Spotmarkt bieten. In Hinblick auf die Entwicklung der Netzengpasssituation und der damit verbundenen Steigerung der Netzentgelte ist die Hinterlegung der Lokalität ein maßgeblicher Mehrwertfaktor, der im folgenden Abschnitt näher untersucht werden soll.

6.1.4 Untersuchung lokaler Dienstleistungsmärkte und der Marktmacht

Die Schaffung lokaler Märkte wird in der Forschung aktuell in Bezug auf mögliche Lösungen für die Netzengpass-Problematik diskutiert. Zeitweilig verfügbare oder permanente lokale Märkte lösen die technische Herausforderung des vom Stromnetz entkoppelten Spotmarktes. Der gezielt Einsatz von Ressourcen vor dem Hintergrund der Netzsituation kann helfen, Netzengpässe lokal zu lösen oder sogar zu vermeiden. Gleichzeitig gibt es Vorbehalte gegen lokale Märkte aufgrund von möglichen Liquiditätsproblemen und möglicher Konzentrationen von Marktmacht. Diese beiden Faktoren sind bereits im vorigen Abschnitt als maßgebliche Einflussgrößen für die Indexpreisbildung identifiziert worden. Im vorigen Abschnitt wurde der Einfluss der Marktsättigung untersucht, während hier darauf aufbauend die Marktmacht untersucht werden soll.

Einschätzung der Marktmacht mit dem Herfindahl-Hirschman-Index

Die Konzentration der Marktmacht in einem System kann mittels des *Herfindahl-Hirschman-Index* (HHI) bestimmt werden. Der HHI berechnet sich nach [GHW10; Lan08] wie folgt:

$$HHI = \sum_{i=1}^n x_i^2 \cdot 10.000, \quad (6.3)$$

mit x_i als prozentualem Marktanteil des Agenten i und n der Gesamtzahl der Akteure. Die Zahl wird aus Vergleichsgründen mit 10.000 multipliziert, um den Index zu erhalten [US 10]. Bei der Bewertung der Marktkonzentration gehen die Interpretationen jedoch weit auseinander. Während das U.S. Department of Justice einen HHI von 1.500 als mäßige und ab 2.500 als hohe Marktkonzentration interpretiert, definieren die Autoren von [GHW10; Lan08] die Schwellen etwas niedriger bei 1.000 und 1.800.

Simulationsbeschreibung und Referenzszenario

Die Ausgangssituation für alle folgenden Überlegungen und Simulationen ist ein einheitlicher Gesamtmarkt aus Aggregatoren und DER Systeme, wie er in den vorigen Abschnitten beschrieben wurde. Durch eine Netzengpasssituation oder sonstige organisatorische bzw. operative Gründe zerfällt der Gesamtmarkt in einen kleineren lokalen Markt und einen größeren Residualmarkt. Dieser Residualmarkt könnte dann weiter in andere lokale Märkte zerfallen oder als ein Markt weiterbestehen. Das Verhalten der Agenten innerhalb beider Märkte und die Auswirkungen der Veränderung in der Marktmacht und der Liquidität sind Untersuchungsgegenstand. Aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren und simulatorischen Möglichkeiten wird hier nur der Fall des einmaligen Zerfalls in einen fest definierten lokalen und einen residualen Markt untersucht, um daraus allgemeine Aussagen ableiten zu können.

Lokale Märkte sollen in dieser Arbeit in zwei maßgeblichen Ausprägungen untersucht werden: der zeitweilige oder permanente Zerfall eines Gesamtmarktes in (a) getrennte Märkte und (b) in durchlässige Märkte.

- **Getrennte Märkte:** Die Agenten (Aggregatoren und DER Systeme) teilen sich in zwei nicht mehr miteinander gekoppelte, oder interagierende Märkte auf. Angebote können demnach nicht über die Marktgrenzen ausgetauscht werden. Nach Ende der Trennung vereinigen sich die Märkte wieder. In der Praxis könnte dies eine zeitweilige Netzengpasssituation sein, die eine (zeitweilige) Entkopplung vom residualen Netz erfordert (Microgrids). In einem solchen lokalen Markt kann ein größerer Akteur möglicherweise eine größere Marktmacht durchsetzen, da weniger Konkurrenz vorhanden ist. Allgemein soll die Hypothese aufgestellt werden, dass ein solcher lokaler Markt anfälliger für Preisschwankungen ist, da der Marktpreis durch Marktmacht und Liquidität aufgrund der geringeren Teilnehmerzahl weniger stabil ist.
- **Durchlässige Märkte:** Die zweite simulierte Ausprägung sind durchlässige Märkte. Dabei handelt nur ein Teil der Aggregatoren begrenzt, um beispielsweise ein spezifisches Problem im Netz zu lösen. Die Begrenzung erfolgt nicht nur aufgrund von geographischen Gegebenheiten, praktische jede Eigenschaft kann als Marker zur Trennung der Märkte fungieren. Dies könnte die Beauftragung sein, spezifische Anlagentypen oder regionale DER Systeme zu nutzen,

um Netzdienstleistungen anzubieten. Die anderen Aggregatoren agieren weiterhin global. Ein Teil der Aggregatoren steht somit im Wettbewerb um Anlagen mit einer spezifischen technischen oder geographischen Eigenschaft mit dem Gesamtmarkt, der dieser spezifischen Eigenschaft invariant gegenübersteht. Mit dieser Begrenzung können Untermärkte für Regelleistung, regionale Erzeugung oder sonstige Produktspezifika des Aggregators als implizite *lokale Märkte* abgebildet werden.

Die Simulationen erfolgen auf Basis des Marktes der im vorigen Abschnitt beschrieben wurde und in dem die saisonalen Schwankungen deaktiviert wurden. Der Markt wurde um die Funktion des Marktzerfalls erweitert. Die Simulationsparameter sind dabei:

- **Häufigkeit des Marktzerfalls \mathcal{P} :** Der Faktor $0 \leq \mathcal{P} \leq 1.0$ gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der es in einer Runde ein Marktzerfall auftritt. Mit $\mathcal{P} = 0$ treten niemals Zerfälle auf, mit $\mathcal{P} = 1,0$ sind die Märkte dauerhaft getrennt. Für die Simulationen wurden verschiedene Häufigkeiten \mathcal{P} untersucht.
- **Größe des lokalen Marktes \mathcal{M}_L :** Das Verhältnis zwischen Gesamtmarkt \mathcal{M} und dem lokalen Markt \mathcal{M}_L wird prozentual von $\frac{\mathcal{M}_L}{\mathcal{M}}$ angegeben. Der Anteil gibt die Anzahl der Anlagen oder Aggregatoren an, die lokal handeln. Diese werden stochastisch ausgewählt und zu Beginn der Simulation mit einem entsprechenden Marker versehen. Der Anteil am Gesamtmarkt ohne den Anteil des lokalen Marktes wird Residualmarkt \mathcal{M}_R genannt. Die Marktgröße des lokalen Marktes in allen gezeigten Simulationen ist 30% vom Gesamtmarkt.
- **Exklusiver (getrennter) oder durchlässiger Markt:** Dieser Parameter gibt an, ob die Energiedienstleistungen der DER Systeme nur lokal abrufbar (getrennter Markt), oder für den Gesamtmarkt verfügbar sind (durchlässiger Markt). Im durchlässigen Markt werden nur die Aggregatoren aufgrund des Markers begrenzt auf DER Systeme mit Marker, aber nicht umgekehrt.

In jeder Runde wird der Marktzugriff randomisiert, um Verteilungsprobleme durch feste Reihenfolgen des Aggregatorzugriffs zu vermeiden. Die Messung und Interpretation der Ergebnisse erfolgt auf Basis der Indexpreise. Jedoch soll die Auswirkung der Marktmacht in den jeweiligen Szenarien und ihr Einfluss auf die Indexpreise untersucht werden.

Der Referenzfall soll ein, wie im vorigen Abschnitt beschriebener, nicht-saisonalen Markt dienen. Dabei soll eine leichte Überdeckung mit einem mittleren Faktor von $\sim 1,30$ Überdeckung (Exakter Wert: 1,36, $\sigma = 0,092$) genutzt werden, ein anwendungsbezogenen Markt zu simulieren, der nur leichte Überkapazitäten besitzt, aber preislich weitgehend stabil ist. Der Markt hat einen mittleren Marktkonzentrationsgrad von $HHI = 892$ ($\sigma = 97$) und ist damit in der Regel nicht konzentriert. Der mittlere, globale, A-Priori-Indexpreis beträgt $56,76\text{€}/MWh$ ($\sigma = 1,08$). Alle Daten sind Mittelwerte von $N = 25$ Simulationen über jeweils 180 Tage.

Marktverhalten von Märkten mit $\mathcal{P} = 1,0$

Um neben dem oben beschriebenen Referenzfall den Rahmen der Untersuchung zu definieren, soll zuerst ein anderer Extremfall untersucht werden. Dabei handelt es sich um permanent zerfallene Märkte mit einer Zerfallswahrscheinlichkeit von $\mathcal{P} = 1,0$. Diese Märkte können auch durch Abspaltungen in Märkten der Praxis geschehen. Ein permanent getrennter, exklusiver Markt könnte ein sich abspaltirendes Microgrid sein. Ein permanenter, durchlässiger Markt könnte aus Aggregatoren bestehen, die bei den Energiedienstleistungen z.B. lokale, oder grüne Energiequellen bevorzugen oder auch bestimmte technische Eigenschaften (z.B. Blindleistungsfähigkeit) nutzen wollen, aber dabei in Konkurrenz zu invarianten Aggregatoren stehen. Durch die Energiedienstleistungen sind diese Marktgrenzen deutlich weniger ausdefiniert, da diese auf einem einzigen Marktplatz gehandelt werden können.

Bei der Betrachtung von getrennten und durchlässigen Märkten mit $\mathcal{P} = 1,0$ sollen folgende Hypothesen untersucht werden:

- **Hypothese - Permanent durchlässige Märkte:** Durch die lokal bzw. auf Markerbasis agierenden Aggregatoren treten starke Wettbewerbs- und Konkurrenzeffekte in den lokalen Märkten auf. Die lokalen Märkte werden durch den starken Wettbewerb hohen Preisschwankungen ausgesetzt sein.

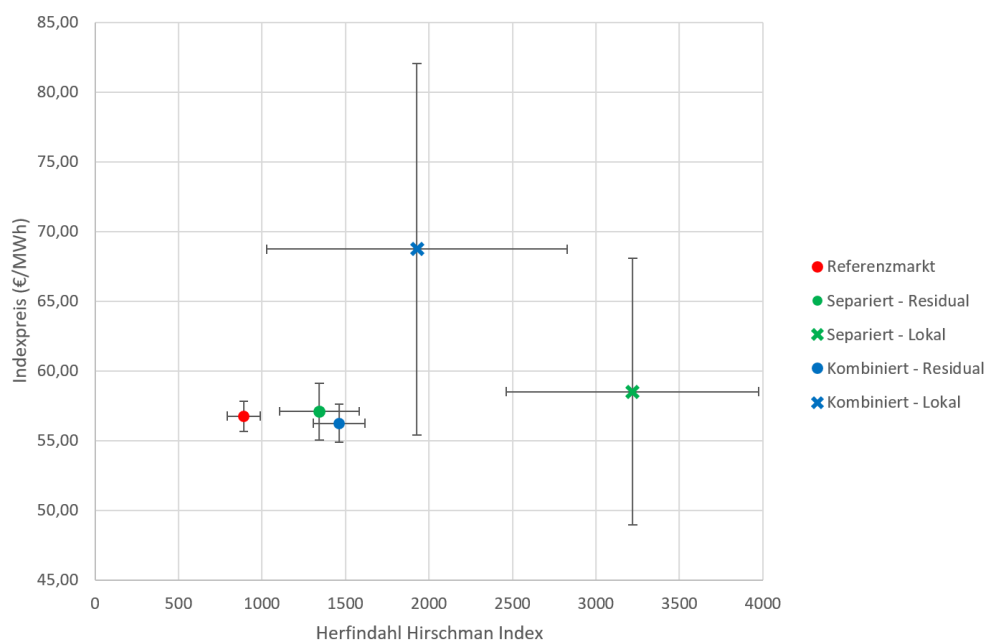


Abbildung 6.7: Vergleich von residualen und lokalen Märkten mit permanenter Trennung ($\mathcal{P} = 1,0$). Fehlerbalken geben jeweils $1\text{-}\sigma$ -Standardabweichung an.

- **Hypothese - Permanent getrennte Märkte:** Das Marktverhalten des lokalen und des residualen Marktes orientiert sich wahrscheinlich am Verhalten von überdeckten und unterdeckten Märkten. Möglicherweise sind diese lokalen Märkte, aufgrund der geringeren Marktgröße und dem höheren Konkurrenzdruck, tendenziell instabiler und hängen deutlich von den zugeteilten Ressourcen ab.

Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 6.7 dargestellt. In diesem können die beiden Marktzusammenfallsszenarien gegenüber dem Referenzszenario verglichen werden. In den beiden residualen Märkten ist eine etwas erhöhte Marktmacht an der Schwelle zum konzentrierten Markt zu beobachten. Diese Konzentrationssteigerung hat geringe Auswirkungen auf den durchschnittlichen Indexpreis. Jedoch ist eine erhöhte Standardabweichung im Vergleich zum Referenzmarkt zu beobachten.

Bei den lokalen Märkten sind deutliche Schwankungen im Indexpreis und dem

Tabelle 6.6: Untersuchung der lokalen (Pearson-)Korrelation zwischen Indexpreis und HHI bzw. Deckungsgrad.

Index-Korrelation (Pearson)	HHI	Deckung
Lokaler getrennter Markt	-0,745	-0,428
Lokaler durchlässiger Markt	-0,438	-0,697

N = 25

HHI zu identifizieren, wodurch die Märkte als deutlich instabiler anzusehen sind. Beide lokalen Märkte überschreiten im Mittelwert deutlich die Schwellen für eine hohe Marktkonzentration. Bei der Untersuchung der Korrelation zwischen dem Indexpreis und der Marktdeckung bzw. dem HHI zeigt sich bei dem lokal getrennten Markt ein möglicher starker Zusammenhang zwischen HHI und Indexpreis, während bei dem lokalen durchlässigen Markt eher die Marktdeckung entscheidend zu sein scheint (möglicher stärkerer Zusammenhang zwischen Deckungsgrad und Indexpreis). Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.6 dargestellt. Aufgrund der bislang geringen Stichprobengröße sind hier weitergehende Simulationen erforderlich.

Die möglichen Auswirkungen auf die erzielbaren Indexpreise sind für lokal agierende Aggregatoren in durchlässigen Märkten als erheblich einzuschätzen. Aufgrund des breiten Wettbewerbs scheinen permanent durchlässige Märkte zwar eher weniger Marktkonzentration aufzuweisen, als vollständig getrennte, Märkte, da die DER Systeme auch einem breiteren Markt verfügbar sind. Dennoch sind die Indexpreise aufgrund der Marktbeschränkungen deutlich höher. Getrennte Märkte sind Indexpreis-stabiler, weil sich vermutlich leichter langfristige Marktgleichgewichte einstellen.

Die Versuche deuten darauf hin, dass auch lokale Energiedienstleistungsmärkte Liquiditäts- und Wettbewerbsprobleme aufweisen können. Damit verhalten sie sich entsprechend der aktuellen Literaturlage (z.B. [Hir+19]). Weitere Untersuchungen in diesem Feld sind jedoch notwendig. Insbesondere die Auswirkungen von individuellen, strategischen Geboten könnte in einer erhöhten Marktmacht resultieren.

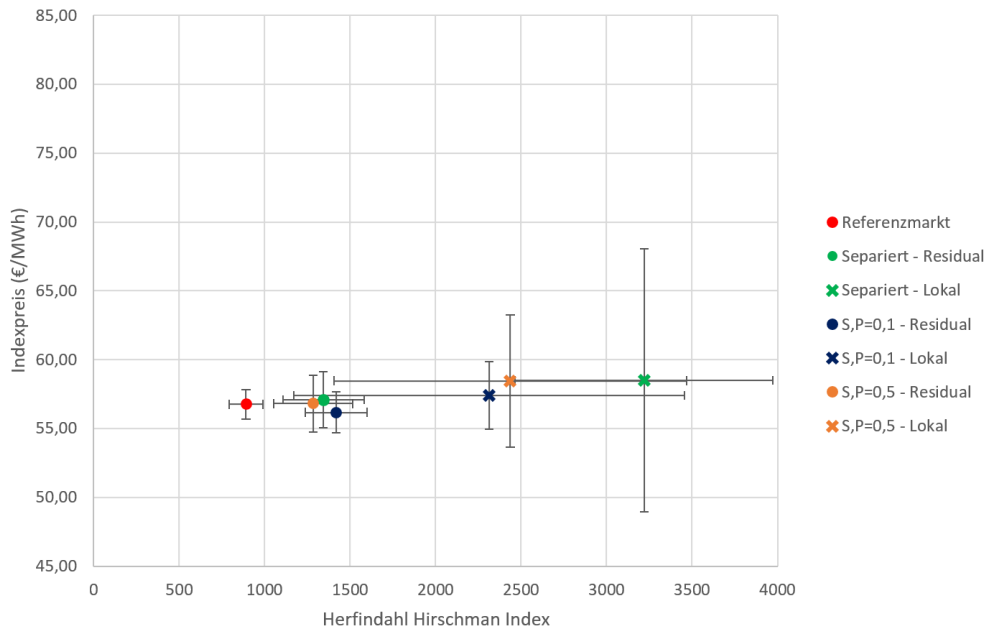


Abbildung 6.8: Marktverhalten von getrennten Märkten mit $\mathcal{P} = \{0,1; 0,5; 1,0\}$, Fehlerbalken entsprechen $1\text{-}\sigma$ -Standardabweichung.

Marktverhalten von getrennten und durchlässigen Märkten

Auf Basis der vorangegangenen Extremfall-Untersuchungen soll der Einfluss des \mathcal{P} -Faktors näher untersucht werden. Im Abschnitt 5.2.1 wurde die Hypothese aufgestellt, dass zeitweilige lokale Märkte möglicherweise für den Markt akzeptabel sein können, sofern wirtschaftliche oder technische Gründe dafür sprechen, aber eine schnelle Wiedereingliederung in des Gesamtmarkt wünschenswert ist, um extreme Instabilitäten zu vermeiden.

In Abbildung 6.8 sind die Ergebnisse der \mathcal{P} -Untersuchung dargestellt. Bei den Residualmärkten gibt es kaum Änderungen im Bereich der Indices und des HHI. Im Vergleich zum Referenzmarkt ist jedoch der HHI leicht erhöht und an der Grenze zum mäßig konzentrierten Markt. Auch die Breite der Standardabweichung hat jeweils im Bereich der Indexpreise und des HHI leicht zugenommen. Es ist eine deutlich erhöhte Zunahme der Marktmacht in den lokalen Märkten zu erkennen, einhergehend mit einer steigenden Standardabweichung, sowohl im Bereich des HHI, als

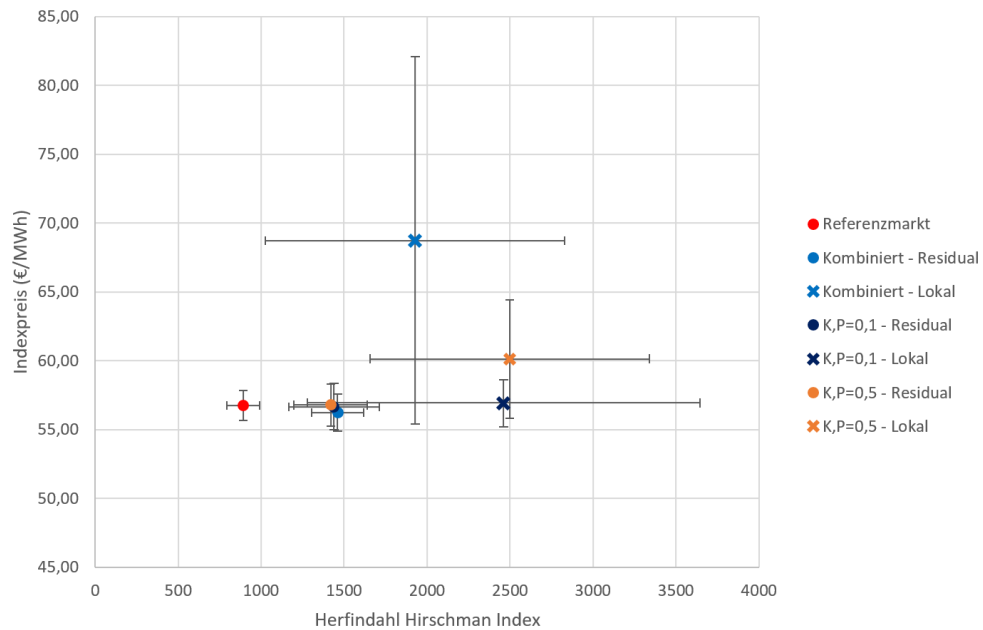


Abbildung 6.9: Marktverhalten von durchlässigen Märkten mit $\mathcal{P} = \{0,1; 0,5; 1,0\}$, Fehlerbalken entsprechen 1- σ -Standardabweichung.

auch bei den Indexpreisen. Die Indexpreise sind im Durchschnitt zunehmend erhöht, bei steigender Standardabweichung. Der Markt wird also instabiler, je häufiger Marktzerfälle auftreten.

Die Ergebnisse der \mathcal{P} -Simulation für den durchlässigen Markt sind in Abbildung 6.9 dargestellt. Auch hier ist eine Kumulation der Residualmärkte bei leicht erhöhten HHI zu beobachten. Bei den lokalen Märkten treten wiederum auch extreme Marktmachtschwankungen auf, wobei hier auch Steigerung der Indexpreise auftreten. Die lokalen Märkte weisen dabei auch überwiegend eine erhebliche Marktkonzentration auf.

Die Steigerung des Indexpreises kann durch die höhere Konkurrenz zu Wertsteigerung bei den Marker-DERs geführt haben. Die Preise können in den zeitweiligen Märkten jedoch nicht erheblich steigen, da sie in der Regel kurz danach wieder dem Gesamtmarkt zugeführt werden und damit dem Preisdruck des Gesamtmarktes ausgesetzt sind. Aus diesem Grund ist auch starke Abweichung nach oben bei

den Indexpreisen für den permanentem durchlässigen Markt erklärbar. Eine Regelleistungsbeschaffung über einen solchen lokalen Marker-Markt könnte somit die technische Spezialisierung durch höhere erzielbare Preise abbilden, wobei diese durch die Marktdurchlässigkeit immanent an den Gesamtmarkt gekoppelt wären. Ein Vorteil für die DER-System-Betreiber ist dabei, dass sie gleichzeitig in mehreren Märkten präsent sein können, wie in den Anforderungen an moderne Energiemärkte in Abschnitt 3.3.2 beschrieben wurde.

Bei dem geringeren HHI des permanent durchlässigen Marktes sind zwei mögliche Erklärungen in Betracht zu ziehen. Zum einen kann nicht ausgeschlossen werden, dass es sich um ein mögliches Simulationsartefakt handelt, da es innerhalb einer Standardabweichung zu den anderen Ergebnissen liegt. Zum anderen könnte es ein Effekt durch die Erzielung stabiler Marktverhältnisse sein, in denen die Marktanteile stabiler vergeben werden.

6.1.5 Zwischenfazit der spieltheoretischen Simulation von Dienstleistungsmärkten

Eine allgemeine Preisinstabilität, wie durch [Sto02] vermutet, konnte für Dienstleistungsmärkte nicht bestätigt werden, sofern ein praktisch relevante Marktkopplung vorliegt. Indexübergänge sind stark durch den Deckungszustand des Marktes bestimmt, wobei die Indexgrenzen durch die Parameter Grenzkosten und Marktwechselpreis bestimmt werden. Insgesamt verhalten sich die Märkte gemäß der Erwartung an Bertrand-Edgeworth-Märkte stabil. Einschränkungen können bei den lokalen Märkte auftreten, wenn entweder die Marktmacht eine zu hohe Konzentration aufweist oder die Marktdeckung nicht den in stabilen Grenzkostenbereich liegt. Die Stabilität eines solchen Marktes hängt somit stark von der Zusammensetzung ab. solche Märkte können zeitweilig funktionieren, sollten aber nach Möglichkeit zügig wieder dem Gesamtmarkt zugeführt werden, da die Marktkonzentration in der Regel inakzeptable hoch ist.

Weiterer Forschungsbedarf besteht an mehreren Stellen. Die Untersuchung der Verlässlichkeit der Prognose und den Auswirkungen auf die Marktpartizipation und den Einfluss auf die Indexpreise sollte mit zunehmender Verbreitung von EE-Anlagen im Stromnetz an Bedeutung gewinnen. Darüber hinaus sind weitere Untersuchungen im Bereich des Zusammenhangs zwischen Marktmacht und strategischen Geboten

in knappen oder lokalen Märkten erforderlich. Diese werden in Zukunft auch für Märkte mit commoditisierter Produktstruktur an Bedeutung gewinnen, da möglicherweise Knappheits- und Engpasssituationen in Zukunft zunehmen werden. In diesen Marktlagen können strategische Bieter wahrscheinlich erhebliche Marktvorteile erzielen.

Für die praktische Umsetzung von Energiedienstleistungsmärkten lassen sich somit drei Rahmenbedingungen ableiten: (1) Sicherstellung der Deckung bzw. Überdeckung des Marktangebots zur Wahrung der Indexstabilität. (2) Kontrolle der Marktkonzentration und -macht, speziell in zerfallenden Märkten. Dabei muss insbesondere die Ausübung der Marktmacht sanktioniert werden. (3) Sicherstellung eines Mehrwertes durch Energiedienstleistungsmärkte zur sinnvollen Kopplung zu dem Spotmarkt.

Diese drei Kriterien finden sich auch in Untersuchungen und konzeptionellen Arbeiten zu Energiemärkten immer wieder. Die Stabilität des Indexpreises und die Nachvollziehbarkeit von Preisentwicklungen in Knappheits- und Überdeckungsszenarien ist eine Kernforderung von [Sto02]. Dabei muss die Marktmacht und die Ausübung derselben kontrolliert werden [Sto02; Ock07]. Die Wahrung von Opportunitäten und Marktpreisbeobachtung erlaubt dabei eine systemweite Preisbildung [Sto02; BN11].

6.2 Netzdienlichkeit gekoppelter Solar- und Batteriesysteme

Nach der spieltheoretischen Untersuchung des Energiemarktes für Energiedienstleistungen und dem Nachweis der Stabilität des Marktes soll nun das praktische Problem der Netzdienlichkeit von gekoppelten Solar- und Batteriesystemen untersucht werden und eine mögliche Lösung durch den Einsatz von Energiedienstleistungen aufgezeigt werden.

Die zunehmende Verbreitung von Solaranlagen und Batterien in Haushalten führt zu neuen Herausforderungen in der Betriebsführung für die Netzbetreiber. Als Beispiel sei hier die Siedlung Hoog Dalem in den Niederlanden angeführt. Sie wurde von dem niederländischen Verteilnetzbetreiber STEDIN B.V. als Testfeld konzipiert, in dem der zunehmende Einsatz von neuen Technologien im Umfeld elektrischer Energien erprobt werden soll. STEDIN stattete mehrere Haushalte mit Solar sowie teilweise zusätzlich mit Batteriesystemen aus und subventionierte die Anschaffung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen [STE17]. Die Testgruppe umfasst insgesamt 42 Haushalte in folgender Zusammensetzung:

- 24 Haushalte mit Aufdachsolaranlagen und Batterien. Die Solaranlagen haben eine Spitzenleistung von $P_N = 2,5$ kWp bei einem angenommenen, durchschnittlichen Systemwirkungsgrad von 75%. Die Energiespeicher haben eine Kapazität von $E_C = 2,3$ kWh bei einem angenommenen Speichernutzungsgrad von 80%. Damit ergibt sich eine nutzbare Kapazität von $E_{C,effektiv} = 1,84$ kWh.
- Acht Haushalten mit den beschriebenen 2,5 kWp Solaranlagen.
- Einer internen Kontrollgruppe von zehn Haushalten ohne weitere technische Einrichtungen.

Wie im Endbericht des Vorhabens [STE17] beschrieben wird, erwies sich im laufenden Betrieb des Testfeldes der hohe Anteil an gekoppelten Solar- und Batterieanlagen als problematisch für den Netzbetreiber. Im Rahmen dieser Arbeit wurde auf Grundlage des Berichts eine Simulation erstellt, um die spezifischen Herausforderungen mit Energiedienstleistungen zu adressieren. In Abbildung 6.10 ist das simulierte Verhalten eines Haushalts mit Batterie und Solarsystem an einem typischen Sommertag

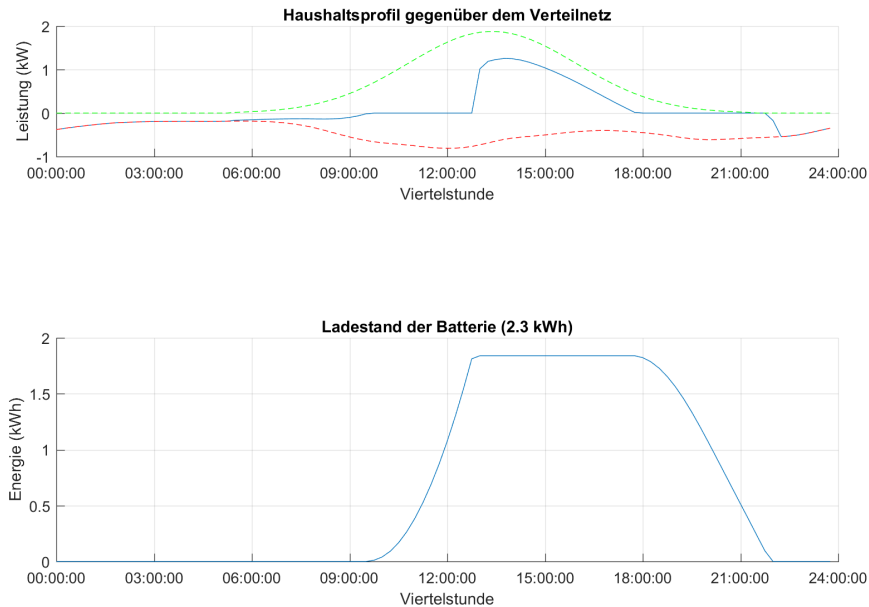


Abbildung 6.10: Simuliertes Verhalten eines Haushalts in Hoog Dalem mit Solaranlage und Batteriesystem an einem typischen Tag. Oben: Energie der Solaranlage (grüne Linie), SLP-Profil des Haushalts (rote Linie), und das Summenprofil des Haushalts (blaue Linie). Unten: Ladestand der Batterie im Verlauf des Tages. Alle Energieangaben in kWh auf 15 Minutenbasis.

in Hoog Dalem dargestellt. Alle Werte sind angegeben als Energie in kWh in 15-Minuten-Intervallen, um kurzfristige Effekte (bspw. Wolkenzug) vernachlässigen zu können. In der Nacht verhält sich der Haushalt gegenüber dem Verteilnetz konventionell und bezieht Energie. Am Morgen wird die zunehmend verfügbare Solarenergie erst zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt, wodurch der Haushalt gegenüber dem Verteilnetz neutral wird (weder Einspeisung noch Entnahme). Die verfügbare Leistung wird darüber hinaus auch genutzt, um die Batterie des Haushalts zu laden. Ist die Batterie vollständig geladen, wird die überschüssige Leistung der Solaranlage in das Verteilnetz eingespeist. Dadurch entsteht ein erheblicher Sprung in der Energie- und Leistungsbilanz gegenüber dem Verteilnetz (siehe Abbildung 6.10, etwa 13:00 Uhr). Nach dem Sonnenuntergang entlädt sich die Batterie und deckt den abendli-

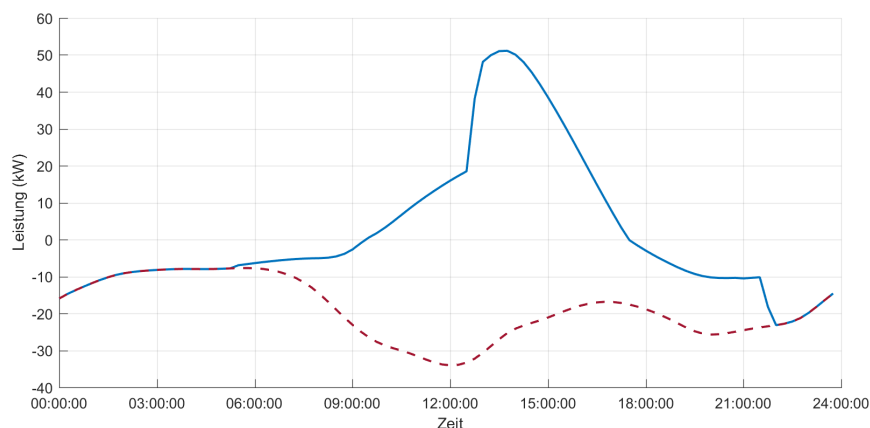


Abbildung 6.11: Simuliertes Leistungsprofil der Siedlung Hoog Dalem an einem typischen Tag. (Blau) Profil der Siedlung Hoog Dalem. (Rot) Kontrollgruppe, aus 42 aggregierten Standardlastprofilen.

chen Eigenbedarf des Haushalts. Spätabends und Nachts bezieht der Haushalt wieder Strom aus dem Verteilnetz. Die Solaranlage, sowie die Batterie sind so ausgelegt, dass die Batterie am nächsten Morgen garantiert wieder entleert ist.

Das beschriebene Einzelverhalten überträgt sich auf das Verhalten der Gesamtsiedlung mit den insgesamt 42 Haushalten (siehe Abbildung 6.11). Die 24 Haushalte mit dem gekoppelten Batterie- und Solarsystem erzeugen Sprünge im Verteilnetz, sobald die Batterien gefüllt sind. Erschwerend kommen die gleichen Spezifikationen der verbauten Anlagen hinzu, die dazu führen, dass die Batterien zu nahezu gleichen Zeiten gefüllt sind und sich somit das Verhalten potenziert. Ein solches Vorgehen weist dementsprechend ein erhebliches Skalierungsproblem auf, da durch die Äquivalenz der verbauten Anlagen große Sprünge auftreten können. Dieses Phänomen wird als Gleichzeitigkeitsproblem bezeichnet [Wie+14].

Der verallgemeinerte Fall ist in Abbildung 6.12 dargestellt. Aus der Solarstudie der HTW Berlin [Wen+15] geht hervor, dass nur wenige Kombinationen in der Dimensionierung von Solaranlagen und Batteriesystem ökonomisch sinnvoll sind. Für eine Eigenversorgung eines typischen Haushalts mit 4.000 kWh Jahresbedarf und einem beabsichtigten Autarkiegrad von bis zu 80% sind Solaranlagen zwischen 3 und 10 kWp sowie Speichergrößen von 2 bis 8 kWh sinnvoll. Beim Vergleich von

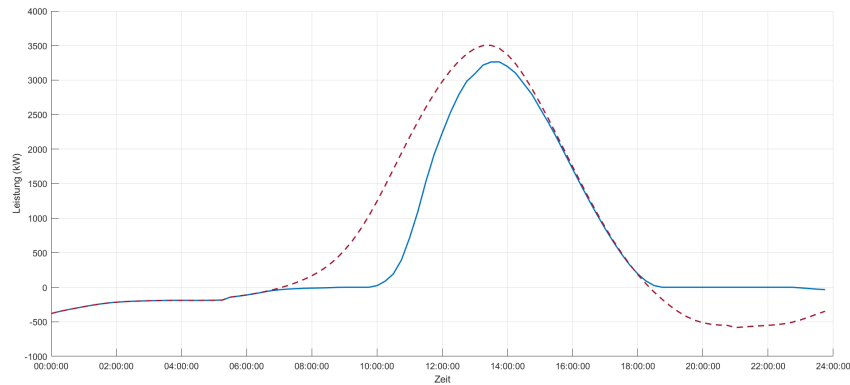


Abbildung 6.12: Simulation der Tageslinie von 1000 Haushalten mit beliebigen, wirtschaftlich sinnvollen Kombinationen von gekoppelten Solar/Batteriesystemen (blau) nach der Studie von [Wen+15] gegenüber 1000 Haushalten mit entsprechenden Solaranlagen (rot)

1000 Haushalten mit diesen Solar-/Batteriekombinationen und 1000 Haushalten mit Solaranlagen zeigt sich, dass bei der frühen Beladung kein so steiler Sprung auftritt, wie bei dem betrachteten Hoog-Dalem-Fall mit den baugleichen Anlagen. Dennoch ist die Steigung deutlich steiler als bei der Vergleichsgruppe mit den Solaranlagen. Dies ist das inhärente Effekt der Gleichzeitigkeit, der dadurch auftritt, dass nur eine begrenzte Anzahl von Anlagenkombinationen sinnvoll sind und im selben Moment von der Sonne abhängig sind. Es zeigt sich darüber hinaus, dass bei der frühen Beladung praktisch kaum eine Spitzenlastreduktion erzielt wird. Das bedeutet, dass gerade in dem kritischen Bereich der Netzführung, dem Spitzenbereich, keine netzdienlichen Effekte zu erwarten sind, solange die Anlagenbetreiber der gekoppelten Systeme sich egoistisch verhalten.

6.2.1 Ökonomische Perspektive

Unter ökonomischen Gesichtspunkten handeln alle Akteure durch die frühe Beladung zwar egoistisch, aber rational. Im Sinne der Nutzwertoptimierung und unter der Prämisse, dass Batteriestrom gegenüber Netzstrom bevorzugt wird, ist es angebracht, zuerst sämtliche verfügbare Energie nach Abzug des Eigenverbrauchs zur Ladung der Batterie zu verwenden. Dadurch setzt sich der Betreiber der Anlage nicht dem Risiko aus, am Ende des Tages die Batterie nicht ausreichend geladen zu haben, weil beispielsweise Wolken aufgezogen sind oder der Eigenverbrauch höher ausfiel als prognostiziert. Dieses risikoaverse Vorgehen führt zwangsläufig zu dem beobachteten Verhalten. In der Praxis resultiert dies in Abregelungen durch den Netzbetreiber. Die Autoren von [Tja+16] argumentieren, dass eine Ladung der Batterie auf Basis der Prognose der PV-Leistung zu einer Reduzierung der Netzlast führen kann. Diese sollte um die Mittagsstunden vorgenommen werden, um die Netzlast effektiv zu minimieren und so Abregelungen zu vermeiden. Allerdings wird das (funktionierende) Netz von den rationalen Akteuren als ein Allgemeingut aufgefasst. Ohne entsprechende Anreize wird demnach kein Akteur bereit sein, Netzdienstleistungen zu erbringen oder sich netzdienlich zu verhalten [Sto02]. Dies liegt darin begründet, dass von einem netzdienlichen Verhalten alle Teilnehmer gleichermaßen profitieren, während das Risiko bei demjenigen liegt, der keine frühzeitige Beladung der Batterie durchführt. Es ist also unwahrscheinlich, dass ein netzdienliches Verhalten im Sinne der Autoren von [Tja+16] flächendeckend von den Akteuren selbst ausgeht. Brandstätter weist dabei auch deutlich darauf hin, dass ein Impuls durch eine einfache Steigerung der Netzentgelte eher einen gegenteiligen Effekt auf das netzdienliche Verhalten haben könnte, da dann mehr Akteure Anreize haben, ihren Autarkiegrad weiter zu steigern und sich somit zu entsolidarisieren [Bra18]. Das Kostenrisiko verlagert sich somit eher zu Endkunden, die keine Möglichkeit haben ihren Autarkiegrad bei steigenden Kosten durch Netzengpasssituationen zu erhöhen.

Direkte, invasive Eingriffe des Netzbetreibers in die Betriebsführung und die Versorgung des Endkunden sind im Sinne der Marktorientierung und dem Energiewirtschaftsgesetz weitestgehend zu vermeiden und nur in akuten Notfällen akzeptabel.¹⁰ Damit garantiert das Energiewirtschaftsgesetz die weitgehende Versorgungssicher-

¹⁰§ 13 Abs. 1 in Verbindung mit § 14 Abs. 1c, sowie § 17 Abs. 1 EnWG

heit der Letztverbraucher. Frameworks wie USEF¹¹, welches in Hoog Dalem eingesetzt wurde, nehmen eine direkte, beliebige Steuerbarkeit aller Anlagen durch den BKV an, der die Anfrage des VNB direkt umsetzen kann [Ber+17; STE17]. Hier zeigt sich jedoch das bereits skizzierte Grundproblem der Aggregation, dass dabei die Anlagenbesitzer abhängig von den Planungen des Aggregators sind. Ein suboptimaler Einsatz der Ressourcen durch den Aggregator für den Anlagenbesitzer kann speziell in diesem Szenario zu erhöhten Kosten führen, da die Batterie nicht vollständig geladen und dadurch mehr Energie aus dem Netz bezogen werden muss. Dies verursacht direkte Stromkosten bei dem Anlagenbesitzer, und schafft Anreize für einen Wechsel des Aggregators beziehungsweise BKVs als Energieversorger, sowie der Erhöhung des Autarkiegrades.

6.2.2 Lösungsstrategie

Aus den oben beschriebenen Überlegungen geht hervor, dass die hier antizipierte Problemsituation vom Netzbetreiber vordringlich marktorientiert zwischen ihm und den Anlagenbetreibern gelöst werden sollte. Die Autoren von [BBF11] schlagen dabei eine allgemeine, freiwillige Vertragsform zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vor, den sie als *Smart Contract* bezeichnen.¹² Energiedienstleistungen können dazu genutzt werden, diese Smart Contracts zu realisieren. Dabei bietet sich an, die Kapazität der leeren Batterien am Morgen als Energiedienstleistung zu kaufen und diese sukzessive wieder dem egoistischen Ladeverhalten zu übergeben. Der Netzbetreiber, oder ein von ihm beauftragter Aggregator, blockt also die Batterien am Morgen für unterschiedlich lange Zeiträume. Somit kann die Sterbelinie der gekoppelten Systeme passiv gesteuert werden. Im Gegensatz zu einer aktiven Steuerung der Batteriesysteme fallen hier keine Kosten für die aktive Steuerung bzw. Beladung an, sondern nur die Kosten der Reservierung c_α .

Diese rein passive Steuerung durch Beschaffung und halten von Energiedienstleistungen erlaubt den optimalen Einsatz der gekoppelten Systeme in Hoog Dalem und reduziert die Spitzenlast deutlich auf unter 35 kW am Mittag, wie in Abbildung 6.13 gezeigt wird. In dem beschriebenen Szenario wird die Erzeugungsspitze somit

¹¹<https://www.usef.energy>, letzter Aufruf 01.03.2020

¹²Dieser *Smart Contract* hat nichts mit dem später aufkommenden Begriff des *Smart Contracts* aus dem Bereich der *Blockchain-Anwendungen* zu tun.

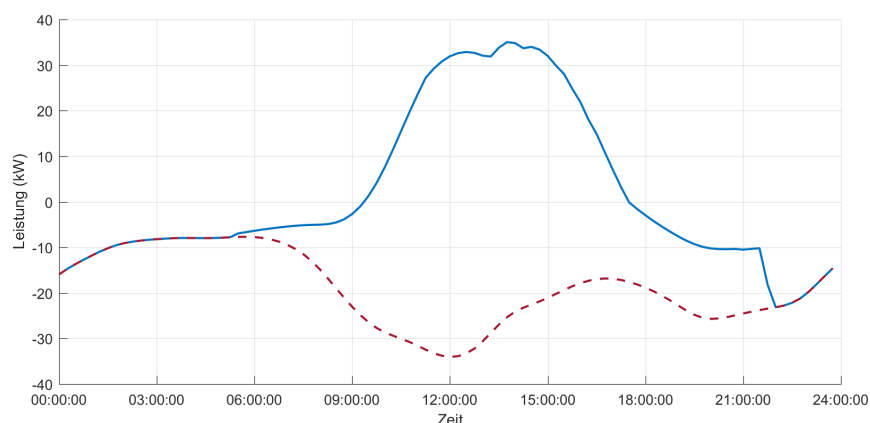


Abbildung 6.13: Reduktion der Spitzenlast durch intelligentes Laden in Hoog Dalem.

um ca. 30% reduziert und die Leistungsspitze auf rund 35 kW reduziert. Dadurch können Sprünge im Tagesverlauf vermieden oder gemindert werden. Dieser Effekt wird durch die Buchung aller Batteriekapazitäten ab Sonnenaufgang durch den Netzbetreiber erreicht. Diese Batteriekapazitäten werden unterschiedlich lange gehalten. In dem beschriebenen Szenario werden diese bis mindestens zum Mittag blockiert. Ab diesem Zeitpunkt werden die Batterien sukzessive freigegeben und im Idealfall wieder egoistisch beladen. Die Freigabe der Batterien im Szenario mit den Ladezuständen ist in Abbildung 6.14 dargestellt. In der Grafik wird auch deutlich, dass die Batterien in wenigen Viertelstunden voll geladen werden können, die Beladungszeit jedoch mit abnehmender Sonnenintensität am Ende des Tages zunimmt. Insgesamt erlaubt dieser Prozess ein intelligentes Laden im Sinne von [Tja+16] ohne invasive Steuereingriffe des Netzbetreibers und erhält die Freiheit der Anlagenbetreiber.

Die Betrachtung des Energiekorridors des Hauses, dargestellt in Abbildung 6.15, zeigt den Aktionsraum für eine Energiedienstleistungsbeschreibung mit den in Abschnitt 4.2.4 beschriebenen Energieparametern. Innerhalb dieser Systemgrenzen ist die Energiebilanz gleich, sodass ein unmittelbarer Nutzen für die Netzdienlichkeit für den Verteilnetzbetreiber erzielt werden kann. Allerdings geht dies einher mit einem zunehmenden Erfüllungsrisiko, welches im nächsten Abschnitt näher betrachtet wird.

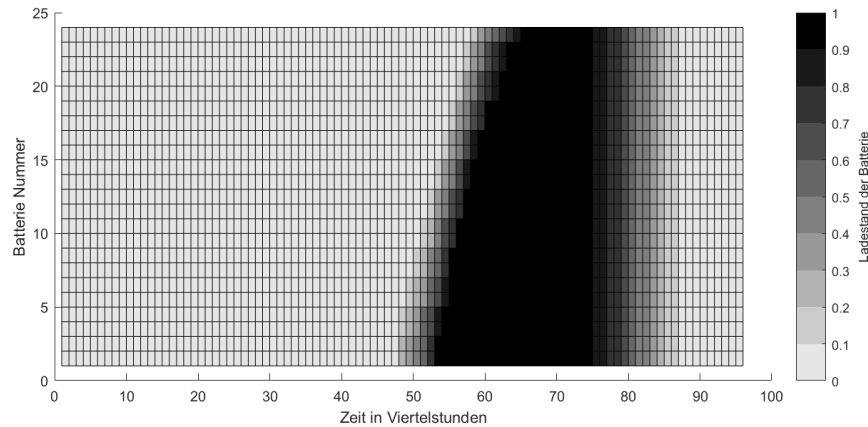


Abbildung 6.14: Ladestände der Batterien in Hoog Dalem über den Tag verteilt. Zeitangaben als 15-Minuten Zeitindex.

6.2.3 Risikobetrachtung und untere Preisgrenze

Eine wie oben beschriebene Ladestrategie wird nur dann akzeptiert werden, wenn die Anlagen trotz der Ladestrategie in der Lage sind, am Ende des Tages (i) einen vollen Ladezyklus durchgeführt zu haben, sowie die gleichen Umsätze durch Energieeinspeisung ins Stromnetz generiert zu haben, oder (ii) eine entsprechende finanzielle Kompensation erhalten zu haben. Für den (i) Fall kann durch ein Lademanagement ein erhöhtes Erfüllungsrisiko entstehen, d.h. eine nicht vollständige Ladung der Batterie und damit finanzielle Verluste. Dieses Risiko muss bei einer vollständigen Strategiebetrachtung für das netzdienliche Laden berücksichtigt werden.

Am oben gezeigten Beispiel von Hoog Dalem ist zu erkennen, dass durch eine optimal gewählte Strategie alle Speicher vollständig befüllt werden konnten und gleichzeitig ein deutlicher, netzdienlicher Effekt erreicht wurde. In der Praxis versuchen die verschiedenen Akteure ihre Strategien so zu wählen, dass ihr eigener Nutzwert optimiert wird. Ein rationaler Haushaltsagent wird dabei versuchen, das energetische Potential seiner Solaranlage weitestgehend zu vermarkten und gleichzeitig sicherstellen wollen, dass der Eigenbedarf gedeckt und der Batteriespeicher gefüllt werden. Unter der Annahme, dass die PV-Anlage mit den Betriebskosten c_{PV} hauptsächlich zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt wird, weil für die Stromkosten

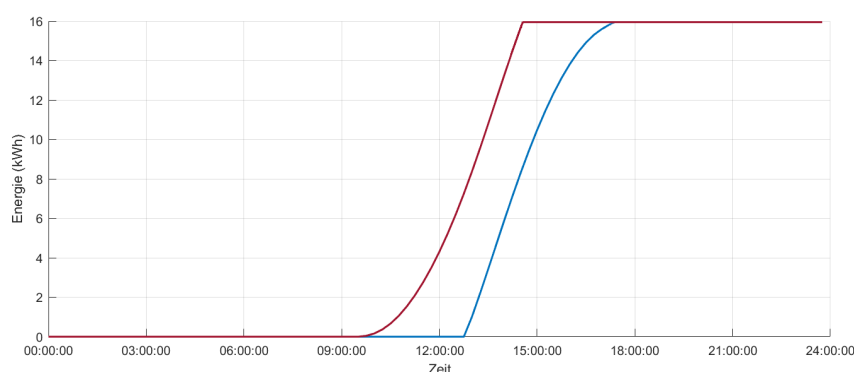


Abbildung 6.15: Kumulative Energieprofile einer exemplarischen Anlage gegenüber dem Verteilnetz mit frühstmöglicher Ladung der Batterie (rote Linie) und spätest möglicher Ladung (blaue Linie) bei nahezu gleichbleibender Energieabgabe zum Verteilnetz.

durch Netzbezug c_{Netz} in der Regel gilt:

$$c_{Netz} \gg c_{PV}, \quad (6.4)$$

setzt sich das geschätzte, nutzbare Tages-Energiepotential \tilde{E}_T eines Haushalts aus der Differenz der PV-Ertragsschätzung \tilde{E}_{PV} und zur Deckung des geschätzten Haushaltsverbrauch genutzten Anteils der solaren Erzeugung $\tilde{E}_{PV,H}$ zusammen:

$$\tilde{E}_T = \tilde{E}_{PV} - \tilde{E}_{PV,H}. \quad (6.5)$$

Der Haushalt kann damit eine Reihe von strategischen Entscheidungen zum Einsatz der PV-Energie treffen:

- **Bedarfsdeckung:** Deckung des unmittelbar anfallenden Haushaltsbedarfs zum Preis c_{PV} .
- **Batterieladung:** Füllen der Batterie, um späteren Strombezug zum Preis von $c_{cap,PV} < c_{Netz}$ mit $c_{cap,PV} = c_{PV} + c_{cap}$ zu ermöglichen. Dabei bezeichnet c_{cap} die Speicherkosten.
- **Netzeinspeisung:** Einspeisung überschüssiger PV-Energie in das Stromnetz zu einem Ertragsatz erg_{Netz} , sofern zulässig.

Für einen rationalen Agenten wird angenommen, dass die Preisrelationen so gestaltet sind, dass die Einnahmen durch Einspeisung kleiner sind als der Energiebezug aus der Batterie:

$$erg_{Netz} - c_{PV} < c_{cap,PV}, \quad (6.6)$$

um eine wirtschaftliche Eigenbedarfsdeckung zu ermöglichen. Daher ist die Priorisierung der strategischen Optionen in Reihenfolge der Liste. Das nutzbare Energiepotential \tilde{E}_T kann folglich strategisch von dem Agenten eingesetzt werden, um die Füllung der Batterie des Haushalts zu vermarkten. Für eine täglich geleerte Batterie und einer Kostenrelation für den Batteriepreiskostensatz c_{cap} von $c_{PV} < c_{cap} \ll c_{Netz}$ kann daher angenommen werden, dass sich das Vermarktungspotential im Allgemeinen aus dem geschätzten Energiepotential und der Batteriekapazität \bar{E}_{cap} ergibt, sodass $(\tilde{E}_T - \bar{E}_{cap})$ das Potential ergibt, welches für netzdienliche Ladestrategien genutzt werden kann.

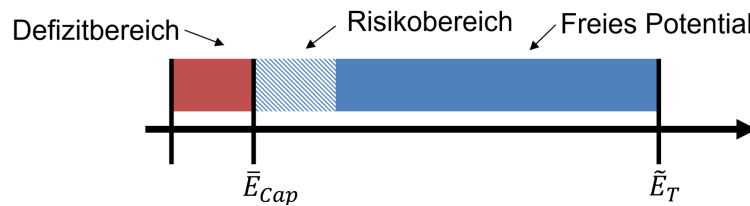


Abbildung 6.16: Energiepotential des Tages \tilde{E}_T abzüglich der verfügbaren Batteriekapazität \bar{E}_{cap} .

Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 6.16 dargestellt. Ein rationaler Agent kann das gesamte Potential zwischen \bar{E}_{cap} und \tilde{E}_T für die Netzdienlichkeit zur Verfügung stellen, wird aber in der Regel versuchen, nicht unter die Batteriekapazität von \bar{E}_{cap} zu vermarkten, da er in dem Fall Energie aus dem Netz zum Preis c_{Netz} beziehen müsste. Gleichzeitig steigt das Risiko in der Nähe von \bar{E}_{cap} , da hier kleinste Abweichungen in der Prognose in den Defizitbereich führen können.

Der mögliche Schaden für den Agenten ist also durch die Kosten für den Netzbezug beschrieben:

$$C_{dmg} = (\bar{E}_{cap} - E_{cap}) \cdot (c_{Netz} - c_{cap,PV}) \quad (6.7)$$

mit E_C als dem tatsächlichem Füllstand der Batterie am Ende der PV-Energiezufuhr. Ist die Batterie nicht ausreichend durch die PV-Anlage geladen worden, muss ein Netzbezug angenommen werden, um das Defizit zu substituieren. Um dieses Risiko zu adressieren kann eine Prämie definiert werden, die als Risikoumlage fungiert. Dabei kann das höchstmögliche Risiko, d.h. die vollständige Nichtladung der Batterie, als Ausgangspunkt genommen werden und dieses Risiko auf den Tag verteilt werden.

Ein solcher tagesanteiliger Risikoumlagesatz legt das Nichterfüllungsrisiko über den Solarbezug des Tages zwischen Sonnenaufgang t_{sa} und Sonnenuntergang t_{su} um:

$$c_{Risiko} = \frac{\bar{E}_{cap} \cdot (c_{Netz} - c_{cap,PV})}{t_{su} - t_{sa}}, \quad (6.8)$$

was bedeutet, dass jede durch den Verteilnetzbetreiber blockierte Zeiteinheit mit einer Prämie für das Nichterfüllungsrisiko bepreist werden kann. Naheliegenderweise sollte c_{Risiko} auf den Bereitstellungspreis c_α umgelegt werden, sofern das obige, blockierende Nutzungsverhalten des Verteilnetzbetreibers abzusehen ist. Diese erste Annäherung von c_{Risiko} unterstellt, dass jeden Tag eine vollständige Ladung der Batterie durch den Solarertrag möglich ist¹³ und fasst den Ladezeitraum sehr weitgehend von Sonnenauf- bis zum Sonnenuntergang. Vertiefungen des Modells könnten daher sowohl bei der Energiemenge, als auch dem Ladezeitraum ansetzen. Speziell der späteste Zeitpunkt für eine vollständige Ladung der Batterie könnte als obere zeitliche Grenze für die Berechnung fungieren. Dies erfordert aber eine tageweise, hinreichend genaue Schätzung des Energiesystems im Haushalt für den solaren Ertrag, um kompetitive Preise anbieten zu können. Auf Grundlage des skizzierten Basismodells für das Risiko kann folgende Berechnung zeigen, wie der Risikoumlagesatz errechnet wird:

¹³Die Annahme ist also, dass allgemein gilt: $\tilde{E}_T \gg \bar{E}_{cap}$.

Rechenbeispiel Solaranlage: Eine Solaranlage mit einem erwarteten Ertrag von $\tilde{E}_T \gg \bar{E}_{cap}$ und Erzeugungskosten von $c_{PV} \rightarrow 0$ ist mit einem Batteriesystem mit einem Tagesbedarf von $\bar{E}_{cap} = 1,84$ kWh (siehe Beschreibung oben) gekoppelt. Der Strompreis der Batterieenergie beträgt $c_{cap,PV} = 0,16$ €/kWh (siehe [Kos+18]). Ein Bezug aus dem Netz wird mit $c_{Netz} = 0,30$ €/kWh angenommen. Die Differenz zwischen Netzpreis und gekoppelten PV-Batteriesystem beträgt somit $c_{Netz} - c_{cap,PV} = 0,14$ €/kWh. Bei acht Stunden Sonnenscheindauer beträgt der Risikoumlageinsatz auf Viertelstundenbasis $c_{Risiko} = 0,03$ €/15 min.

Bei der Betrachtung der diskutierten Werte wird klar, dass es hier in erster Linie nur um Centbeträge am Tag geht. Allerdings kann das Modell auch weitergehend genutzt werden, um darauf aufbauende Fälle abzubilden. Speziell im Bereich der Elektromobilität werden deutlich höhere Speichervolumina erzielt und eine Fehlplanung geht möglicherweise nicht nur mit finanziellen Problemen, sondern auch mit Komfort- und Nutzwertverlusten einher. Daher kann eine vollständige Risikobetrachtung für die Nichterfüllung die wirtschaftliche Betrachtung der zunehmenden Autarkie und der Entwicklung der Netzentgelte ermöglichen, sowie der ökonomisch sinnvollen, netzdienlichen Integration von gekoppelten Solar und Batteriesystemen in das Stromnetz dienen.

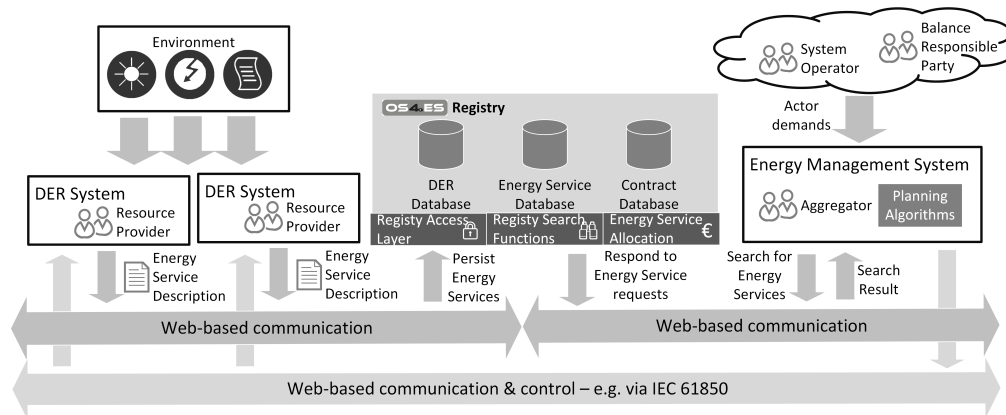


Abbildung 6.17: Architekturübersicht über das OS4ES Gesamtsystem mit Registry und Middleware. Eigene Darstellung.

6.3 Das Open System for Energy Services Projekt als Fallstudie

Das Open System for Energy Service Projekt (OS4ES)¹⁴ war Teil des Seventh Framework Programme (FP7) der Europäischen Kommission (Grant Agreement Nr. 619302). In einem multinationalen Konsortium wurde von 2013 bis 2017 an neuen Einsatzmöglichkeiten für DER Systeme geforscht. Dabei standen vor allem der Austausch von Informationen, die Kommunikationstechnik und die Kooperationspotentiale im Vordergrund [Ben+15]. Die Entwicklungen in dem Projekt wurden auch speziell vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung des IEC-61850-Kommunikationsstandards vorangetrieben [ZSK15]. Insbesondere wurde eine Erweiterung des IEC-61850-Standards in Bezug auf die Nutzung im Marktumfeld untersucht.

6.3.1 Beschreibung der Komponenten

Das in dem Projekt prototypisch entwickelte und in Abbildung 6.17 dargestellte OS4ES System besteht aus einer Middleware und der Registry als Kernkomponenten. Daran schließen sich Aggregatoren- und DER-System-Anwendungen an, welche über die IEC-61850-basierte Middleware kommunizieren können.

¹⁴<https://www.os4es.eu>, zuletzt abgerufen am 01.03.2020

Die Registry ist eine verteilte Informations- und Marktplattform, auf der Aggregatoren und DER Systeme Energiedienstleistungen und Daten austauschen, sowie Energiedienstleistungen handeln können [DPR15c]. Sie wurde im Rahmen des Projektes und dieser Arbeit als verteiltes System ausgelegt. Die einzelnen Systeme können europaweit verteilt werden und auf Basis der Netztopologie via eines an das *Domain Name System* (DNS) des Internets angelehntes Adressierungsschema angesprochen werden. Diesem wurde das in dieser Arbeit entwickelte und in [Det+15b] beschriebene Zonenschema zugrundegelegt (siehe Abbildung 4.11). Die OS4ES Registry ist ein nach dem Konzept der Service Oriented Architecture (SOA) entwickeltes System. Die Datenhaltung in der Registry erfolgt auf Basis des UDDI-Schemas in einer Unterteilung in *White* und *Yellow Pages* [OAS04]. Die *White Pages* enthalten die Entitätsinformationen, das bedeutet statische und quasi-statische (also selten veränderliche) Informationen der DER Systeme, z.B. deren Standort, Typ, Besitzer und andere, allgemeine technische Informationen. In den *Yellow Pages* werden die Dienstleistungen eines DER Systems als Energiedienstleistungen hinterlegt. Zwischen *White* und *Yellow Pages* besteht eine 1:N-Beziehung entsprechend der Energiedienstleistungsbeschreibung in dieser Arbeit.

6.3.2 Validierung des OS4ES-Konzeptes

Die grundlegende Funktionalität des entwickelten Registry-Prototypen sowie die Anwendbarkeit des OS4ES-Konzeptes wurden in mehreren Labor- und Feldtests nachgewiesen [Beh+17]. Im Rahmen dieser Arbeit und des Projektes wurde eine Proof-of-Concept-Validierung der Energiedienstleistungen auf Basis der Registry vorgenommen [DPR17]. Dabei sollten Aggregatoren auf kurzfristige Ausfälle in ihrem Portfolio reagieren und Ersatzbeschaffungen über das OS4ES System vornehmen. Das Simulationssystem wurde als Multi-Agenten-Simulation ausgeführt, um die verschiedenen aktiven Komponenten (DER Systeme und Aggregatoren) zu modellieren. Das Verhalten der Aggregatoren wurden als autonome MAPE-K Loop¹⁵ implementiert, die auf externe Fehlerfälle autonom reagieren kann. Bei MAPE-K handelt es sich um ein Konzept aus der Softwareentwicklung, welches speziell für den autonomen Einsatz konzipiert wurde [KC03]. In Abbildung 6.18 sind die einzelnen Simulationsschritte der MAPE-K Loop des Aggregator-Agenten skizziert.

¹⁵MAPE-K steht für *Measure, Analyze, Plan, Execute - Knowledge*.

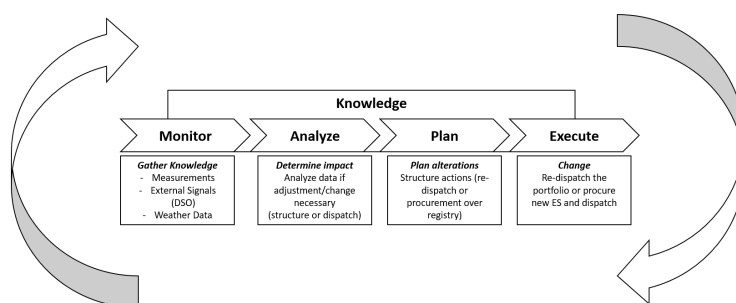


Abbildung 6.18: MAPE-K Loop des Aggregators in der OS4ES-Simulation. Eigene Darstellung aus [Beh+17].

Es konnte gezeigt werden, dass der Aggregator-Agent mithilfe der MAPE-K Loop und der OS4ES-Registry in der Lage war, auf Abweichungen und Fehlerfälle adäquat zu reagieren und diese zu kompensieren. Dabei konnten mehrere autonome Agenten gleichzeitig über mehrere simulierte Tage ihre akuten Bedarfe decken. Das Simulationssystem und das Szenario ist vergleichbar zu dem in Abschnitt 2.2 beschriebenen System. Auch hier agieren bis zu zehn Aggregatoren und bis zu einhundert DER Systeme, die als simulierte Banderzeuger oder als Photovoltaikanlagen fungieren. Jedes System verfügt über eine spezifische Ausfallwahrscheinlichkeit, wobei die solaren DER Systeme mit höheren Auswahlwahrscheinlichkeiten parametrisiert sind. Die Anlagen publizieren ihre Erzeugungparameter als Energiedienstleistungen in die Registry, wo sie durch Aggregatoren für die langfristige und kurzfristige Beschaffung genutzt werden konnten. Wirtschaftliche Grundlage ist ein simples Einpreis-Schema mit zufälligen, gleichverteilten Preisen, um eine allgemeine Einsatzrangfolge zu erhalten. Ziel der Simulation war keine exakte Abbildung des Erzeugungs- oder Verbrauchsverhaltens bzw. der ökonomischen Einsatzfähigkeit, sondern die generelle technische Anwendbarkeit des OS4ES-Konzeptes, insbesondere der Registry. Dazu wurde in der Registry ein IEC-61850-4-720 kompatibles Datenmodell erstellt, das mit den DER Systemen der Simulation via IEC 61850 über XMPP nach IEC 61850-8-2 gemappt wurde. Die Gesamtkonfiguration inklusive der beschriebenen Komponenten ist in Abbildung 6.19 dargestellt.

Die Ergebnisse wurden in einem im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Unterkapitel in [Beh+17] beschrieben. In Abbildung 6.20 ist ein Ausschnitt einer mehrtägigen

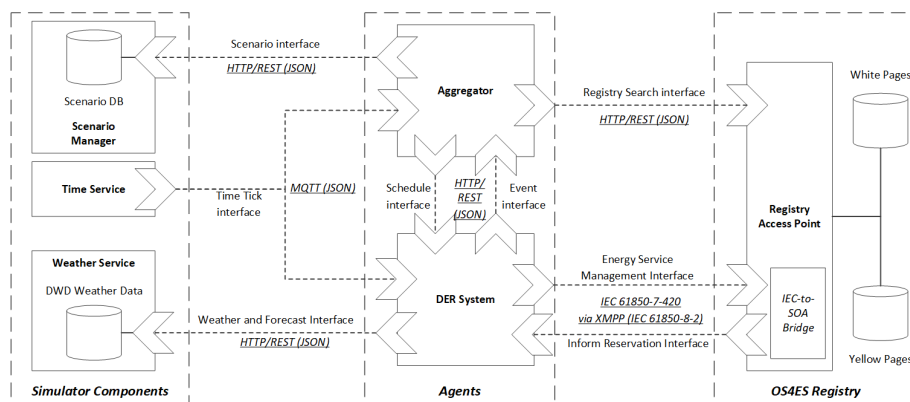


Abbildung 6.19: Konfiguration des Simulationssystems im OS4ES Projekt. Links: unterstützende Services, Mitte: Agenten (DER Systeme und Aggregatoren), Rechts: OS4ES Registry mit Protokollumsetzung von IEC 61850 auf SOA/JSON-Kommunikation. Erweiterung eigener Darstellung aus [Beh+17].

Simulation dargestellt, in der ein MAPE-K-Aggregator verschiedene Ressourcenbeschaffungen zu Spitzenlastzeiten vornimmt. Innerhalb der beschriebenen Versuche wurde sowohl die technische Anbindung mit dem IEC-61850-Standard gezeigt, als auch die Anwendbarkeit für verschiedene Use Cases. So wurde darüber hinaus im OS4ES-Projekt eine einfache BHKW-Steuerung auf Basis von IEC 61850 realisiert und die oben gezeigten Ausfälle von Anlagen des Aggregators in einem verteilten System simuliert. Auf den Ergebnissen dieser Vorstudien wurde die in dieser Arbeit vorgenommene spieltheoretische Simulation entwickelt, die es erlauben die wirtschaftlichen Aspekte des Konzeptes näher zu untersuchen.

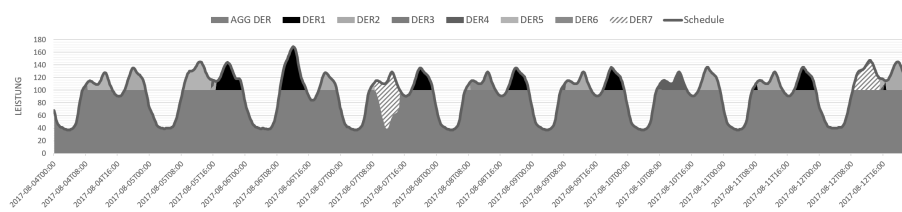


Abbildung 6.20: Mehrtägige Simulation eines MAPE-K-Aggregators im OS4ES System mit Ausfällen und Spitzenlastbeschaffung. Eigene Darstellung aus [Beh+17].

7 | Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Dienstleistungskonzept für den Einsatz im Umfeld Virtueller Kraftwerke konzeptioniert, entwickelt und erprobt. Das Konzept soll eine Marktöffnung zwischen DER Systemen und der Aggregatorrolle ermöglichen und spezifische Probleme existierender (commoditisierter) Energiemärkte, wie zum Beispiel die fehlende physische Kopplung zwischen Markt und Netz, überbrücken. Mit den Energiedienstleistungen können die Risiken der DER Systeme durch die Bindung an einen Bilanzkreisverantwortlichen und die Mengenrisiken des Aggregators durch die dynamische Erweiterung des Portfolios minimiert werden. Dadurch kann der Systemnutzen durch ein gemeinsames Angebotsspooling maximiert werden. Der besondere Fokus liegt dabei auf der Interdisziplinarität des Ansatzes an der Schnittstelle zwischen Energiewirtschaft, Stromnetzbetrieb und Energiewende. Teilweise werden durch die Senkung der Investitionsschwellen auch Endkunden als Teilnehmer im Netz aktiv als Prosumer partizipieren, wodurch sich auch sozio-ökonomische Frage- und Problemstellungen ergeben. Die Kozeptionierung und Untersuchung der Energiedienstleistungen erfolgte auf Grundlage von drei Forschungsfragen, die in dieser Arbeit erarbeitet wurden:

- 1. Forschungsfrage:** Welche Anforderungen müssen an die dynamischen Energiedienstleistungen gestellt werden?
- 2. Forschungsfrage:** Wie müssen dynamische Energiedienstleistungen und ein dazugehöriger Energiemarkt für dynamische Energiedienstleistungen definiert sein, sodass diese in das technische und ökonomische Umfeld integriert werden können?
- 3. Forschungsfrage:** Verhält sich der Energiemarkt für dynamische Energiedienstleistungen in Knappheits- oder Überdeckungssituationen

entsprechend allgemeiner Erwartungen an das Marktverhalten und welchen Einfluss haben Parameter der Energiedienstleistungen?

Auf Basis dieser Forschungsfragen wurden die Energiedienstleistungen und ein dazugehöriger Energiemarkt konzeptioniert und entwickelt. Abschließen soll die Arbeit an dieser Stelle zusammengefasst und ein Überblick über die Ergebnisse gegeben werden. Zuletzt folgt ein Ausblick auf offene Forschungsfragen und Erweiterungsmöglichkeiten.

7.1 Zusammenfassung

Das Ziel der vorliegenden Arbeit war die Entwicklung eines Modells für Energiedienstleistungen und die Etablierung eines komplementären wirtschaftlichen Prozesses zur Interaktion zwischen Aggregatoren und DER Systemen. Dabei sollte auch das Marktverhalten untersucht und beschrieben werden. Die Schaffung eines solchen Marktes und eines technischen Beschreibungsmodells ergibt sich aus dem größer werdenden Spannungsverhältnis zwischen dem Handel auf Energiemärkten für größere Anlagen und der zunehmenden Verbreitung von DER Systemen im Netz. Dabei zeigt sich ein doppelseitiges Risiko für DER Systeme und Aggregatoren. Die DER Systeme unterliegen dem Risiko der langfristigen suboptimalen Bindung an einen Aggregator, die Investitions- und Innovationsanreize beim DER-System-Betreiber hemmen kann. Gleichzeitig ergeben sich für bilanzkreisverantwortliche Aggregatoren neue Risiken durch die erhöhten Ausfall- und Erbringungsrisiken der DER Systeme. Diese sind zunehmend von externen Faktoren (z.B. Wetter) abhängig und damit weniger verlässlich als konventionelle Erzeugungsanlagen.

Durch die Verlagerung von technischen Expertenwissen von den Aggregatoren der Virtuellen Kraftwerken hin zu den Energiedienstleistungen als Produktbeschreibungen können DER Systeme dynamisch in die Portfolios von Aggregatoren eingebunden werden. Im zweiten Kapitel wurde der technische und organisatorische Rahmen der Energiewirtschaft skizziert und die Problemstellung der Aggregation durch das Mengenrisiko aufgezeigt. Aggregatoren haben zwar durch die zunehmenden Anteile von DER Systemen einen erhöhten Absicherungsbedarf, dieser führt aber durch ein suboptimales Risikomanagement zu kosten- und ressourcenintensiven Absicherungen. Eine gemeinsame Plattform für dynamische Energiedienstleistungen senkt deutlich

den Absicherungsbedarf und führt zu einer besseren Ausnutzung der vorhandenen Ressourcen.

Im dritten Kapitel wurden zur Beantwortung der ersten Forschungsfrage die Anforderungen an eine Energiedienstleistungsbeschreibung formuliert. Dabei wurden die Use Cases aus dem EU-Verbundprojekt OS4ES genutzt, um eine Basis für eine europaweite Lösung zu erhalten. Die daraus hervorgehenden Use Cases und Anforderungen wurden mittels SGAM-Methodology untersucht und interoperable Schnittstellen und Funktionen identifiziert. Die Anforderungen und Schnittstellen wurden dann mit existierenden Ansätzen aus anderen Forschungs- und Praxisprojekten verglichen. Dabei zeigte sich, dass bislang keine einheitliche Lösung für den dynamischen Einsatz von Energieressourcen in Virtuellen Kraftwerken existiert. Folglich wurde im vierten Kapitel auf Basis der zweiten Forschungsfrage und der zuvor definierten Anforderungen ein Modell für Energiedienstleistungen entwickelt. Dieses Modell vereinigt technische und wirtschaftliche Informationen, um DER Systeme und ihre Dienstleistungen leicht und effizient in existierende Virtuelle Kraftwerke einbinden zu können. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die Parameter der Leistung, Energie und Zeit. Darüber hinaus wurden auch mehrere Möglichkeiten zur Lokalisierung und zum Ausdruck weiterer technischer Fähigkeiten (z.B. Frequenzhaltung) evaluiert und erarbeitet.

Im fünften Kapitel wurde der zweite Teil der zweiten Forschungsfrage aufgegriffen und ein Markt für Energiedienstleistungen entworfen und skizziert. Eingangs wurde ein allgemeiner Markt definiert, auf dem Energiedienstleistungen gehandelt werden können. Besondere Bedeutung kam hierbei neben der Prozessbeschreibung und den Orderbüchern auch die Ausgestaltung spezieller Angebotsschemata und der Preisbildung zu. Neben der Definition des Marktes und des allgemeinen Handelsprozesses wurde gezeigt, dass mit den Energiedienstleistungen auch lokale oder Markerbasierte Orderbücher möglich sind. Diese erlauben einen Handel von einem Subset von Energiedienstleistungen, ohne dass der Markt unmittelbar zerfällt. Sobald diese nicht mehr nachgefragt werden konsolidiert sich der Markt automatisch wieder zum Gesamtmarkt. Darüber hinaus wurde ein Segmentierungsmodell entwickelt, welches die Zuteilungsfairness für vorhersagebasierte Energiedienstleistungen ermöglicht. Abschließend wurde mit den Optionen und den Futures zwei neue Produktkategorien entwickelt, die es erlauben energetisch aufeinander aufbauende Energiedienstleistungen zu definieren und ein dediziertes Energiemanagement zu ermöglichen. Mit

den Futures wurde die Lücke zu den commoditisierten Energiemärkten geschlossen. Darüber hinaus wurde die Preisbildung von Energiedienstleistungen diskutiert. Dabei zeigte sich, dass ein Dreipreis-Modell dazu beitragen kann Ineffizienzen zu beseitigen und verschiedenen Anlagen- und DER-System-Klassen spezielle Vorteile in der Angebotsgestaltung zu ermöglichen. Das Dreipreismodell trägt sich somit auch in die Gestaltung der Indexpreise, als Leitsignale für den Energiemarkt, fort. Abschließend wurde die Marktkopplung zu den etablierten Energiemärkten diskutiert und festgestellt, dass ein monetärer oder funktionaler Mehrwert in Energiedienstleistungen notwendig ist, um einen attraktiven Markt zu bieten.

Im sechsten Kapitel wurden Anwendungsgebiete für den Energiemarkt für Energiedienstleistungen aufgezeigt und somit die dritte Forschungsfrage untersucht. Im Sinne zunehmender Konkretisierung wurde zuerst eine spieltheoretische Untersuchung durchgeführt, dann ein praktischer Fall beschrieben und ein Lösungsvorschlag mit Energiedienstleistungen entwickelt und abschließend eine Referenzimplementierung besprochen. Bei der spieltheoretischen Untersuchung wurde das System als ein Bertrand-Edgeworth-Markt konzeptioniert. Dabei wurde das Marktmodell um ein Marktkopplungskonzept erweitert, um Arbitrage- und Marktwechsellmöglichkeiten für Aggregatoren zu realisieren. Es konnte gezeigt werden, dass der Markt sich im Übergang zwischen Oligopol und Polypol innerhalb der Erwartungen verhält und die Indexpreise somit im hohen Maße von der Angebots- und Nachfragesituationen abhängig sind. Ferner wurden lokale Märkte betrachtet und dabei durchlässige und vollständig getrennte Märkte mit permanenter und zeitweiliger Trennung untersucht. In diesen Märkten spielt neben der Deckungssituation auch die zunehmende Marktmacht bei der Preisgestaltung eine Rolle, die in dieser Arbeit grundlegend untersucht wurde. Aufbauend auf den Überlegungen zu rationalen Agenten in der spieltheoretischen Simulation wurde eine praktische Problemstellung von gekoppelten Solar- und Batteriesystemen im Haushaltskontext betrachtet. Ohne skalierende technische Lösung können diese Anlagen bei vollständig rationalem Verhalten zu Netzengpässen führen. Ein Anreizmechanismus auf Basis der Energiedienstleistungen wurde diskutiert, um diese Problemstellung durch den Einsatz minimaler, technischer Funktionen und geringen monetären Mitteln zu lösen. Zuletzt wurde eine im EU-FP-7-Projekt Open System for Energy Services (OS4ES) entwickelte Software vorgestellt. In einer *Registry* können dabei Energiedienstleistungen bereitgestellt und gehandelt werden. Der Prototyp wurde grundlegend auf Funktionalität und Anwendbarkeit untersucht.

7.2 Ergebnisse der Arbeit

In dieser Arbeit wurden eine Reihe von Entwicklungen und Betrachtungen vorgenommen, die in der aktuellen Diskussion um die zunehmende Integration von DER Systemen in das Stromnetz der Zukunft beitragen können. Insbesondere der Aggregatorrolle und Virtuellen Kraftwerken wird dabei eine hervorgehobene Stellung als Transparenzschicht für die unterliegende Komplexität zukommen. Im Zuge dessen wurde in dieser Arbeit ein Konzept entwickelt, wie Aggregatoren marktnah und effizient ihr Virtuelles Kraftwerk um neue Ressourcen dynamisch erweitern können, um ein dediziertes Risiko- und Fehlerfallmanagement zu betreiben. Gleichzeitig öffnet sich der Markt hin zu kleinen und mittleren DER Systemen, die ohne eine Synthese aus für sie zugeschnittenen technischen und marktbezogenen Daten nicht effizient an den existierenden Energiemärkten teilnehmen können. Die Ergebnisse können in drei Kernergebnisse zusammengefasst werden:

Modell für Energiedienstleistungen: Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Modell der Energiedienstleistungen entwickelt, welches für die massenhafte Integration von DER Systemen genutzt werden kann. Diese Energiedienstleistungen sind einfach zu beschreibende, notwendige Informationen, die von Aggregatoren genutzt werden können, um für die meisten Anwendungsfälle DER Systeme hinreichend steuern zu können. Zwar sind Energiedienstleistungen komplexer aufgebaut als existierende, commoditisierte Produkte, aber sind dennoch gut für einen skalierbaren Einsatz für Virtuelle Kraftwerke geeignet. Die Energiedienstleistungen erlauben insbesondere den effizienten Informationsaustausch von Leistungs-, und Energiedaten, sowie zeitkritische Anwendungen, und können netztopologisch eingebunden werden.

Marktdesign für Dienstleistungsmarkt: Ein neuartiger Energiemarkt für Energiedienstleistungen wurde entwickelt und grundlegende Mechanismen und Prozesse beschrieben. Der Markt erlaubt mit dem Dreipreisschema ein deutlich komplexeres aber genaueres Preisschema für dynamische Umfelder und Situationen. Mit der Segmentierung und den Optionen und Futures wurden für Dienstleistungen völlig neue Produktklassen geschaffen, die eine feinere Preis- und Risikosteuerung ermöglichen, wie es schon bei den commoditisierten Future- und Options-Produkten der Fall ist.

Spieltheoretische Untersuchung der Energiedienstleistungen: Der Markt für Energiedienstleistungen wurde als Bertrand-Edgeworth-Spiel modelliert. Dabei wurde das Modell um einen Marktwechselmechanismus ergänzt, um die existierende Marktkopplung zu simulieren. Bei der Simulation von verschiedenen Szenarien zeigte sich, dass Dienstleistungsmärkte nicht per se disfunktional sind. Ein starker Einflussfaktor ist der Deckungsgrad des Marktes, wie im Bertrand-Edgeworth-Modell erwartet. Auch im Dienstleistungsmarkt konvergieren in gedeckten Marktsituationen die Preise zu den Grenzkosten. Daraus kann gefolgert werden, dass durch eine sorgfältige Marktgestaltung dieser kompetitiv und funktional sein kann. Auch die Anwendbarkeit des Dreipreismechanismus konnte gezeigt werden, dabei bewegten sich die Indexniveaus im Rahmen der etablierten Strombörsen. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass auch lokale Märkte nicht per se disfunktional sind, aber eine periodische Konsolidierung eines lokalen Marktes jedoch dringend angeraten ist. Über die spieltheoretische Simulation hinaus konnte ein Mechanismus entwickelt werden, mit dem sich individuell rational verhaltende Verbraucher-Agenten mit minimalem monetären Einsatz zur Netzdienlichkeit beitragen können und dieser Mechanismus gerecht und anreizorientiert ausgestaltet werden kann, ohne den Endkunden zu entmündigen.

Aus den vorhandenen Ergebnissen und Fragestellungen lassen sich weitere Forschungsfelder identifizieren, die im nächsten Abschnitt nach einer kritischen praktischen Würdigung des Ansatzes skizziert werden sollen.

7.3 Ausblick

Das Umfeld elektrischer Energie befindet sich nach wie vor in einem tiefgreifenden Wandel. Es konnten sich dabei erste Energiemärkte und Handelsplattformen wie Spotmärkte und die Regelenergieplattform etablieren, die effiziente und ökonomische Beschaffungsprozesse ermöglichen sollen. Obwohl sich viele fachliche Arbeiten mit dem Regelleistungsmarkt auseinandersetzen gibt es nur sehr wenige Ansätze, die Energie als Dienstleistung weiterentwickeln. Auf Basis von wissenschaftlichen und technischen Arbeiten wie [Sto02] und anderen, sowie dem praktischen Erfolg von Handelsplattformen wie den Spotmärkten für Energie ist ein thematischer Fokus auf commoditisierte Energiemärkte entstanden. Mit Blick auf die technischen Probleme der commoditisierten Marktintegration wird dabei jedoch deutlich, dass mit einer flächendeckenden Integration von DER Systemen, flexiblen Verbräuchen und anderen technischen Innovationen neue Märkte notwendig werden, die auch die technisch, physikalischen Grundlagen des Stromnetzes berücksichtigen müssen.

Der Energiemarkt muss immer einen Kompromiss darstellen. Der existierenden Großhandel mit Energie ist in der Lage enorme Handelsvolumina abzubilden. Gleichzeitig negiert dieser die Netztopologie. Der hier gewählte Ansatz ist zwar gemessen am Handelsvolumen durchaus in der Lage größere Volumina abzudecken, erfordert aber ein deutlich aufwendigere Algorithmen bei der Handelsabwicklung. Dafür integriert der hier vorgestellte Ansatz deutlich mehr Energieressourcen und kann den Handel bei Bedarf an den Netzerfordernissen ausrichten und danach wieder konsolidieren. In der praktischen Umsetzung würde ein solcher Markt demnach als Ergänzung für die existierende Marktlandschaft fungieren und diese nicht ersetzen. Das Beispiel des Regelenergiemarktes zeigt jedoch, dass solche Dienstleistungsmärkte bereits heute regulatorisch und organisatorisch umsetzbar wären. Eine große Schwierigkeit besteht jedoch in der notwendigen Entwicklung der IKT-Prozesse und Dokumentation der Kommunikation zwischen den verschiedenen Marktakteuren.

Für das Gebiet der Dienstleistungsmärkte für Energie ergeben sich eine Vielzahl von Forschungsbedarfen. Vordringlich ist die Erschließung von Energieressourcen und die Optimierung von Energiedienstleistungen. Die Identifikation neuer Anwendungsbereiche und die effiziente Zusammenstellung von Portfolios für Aggregatoren und verschiedenen Einsatz- und Risikoszenarien. Auch durch die Elektromobilität und die Wärmewende ergeben sich neue Möglichkeiten der gezielten Steuerung und Nutzung der Potentiale, die über reine Commoditisierungen wie *Abschaltungen* deutlich hinausgehen.

Im Bereich des Marktdesigns und des Marktverhaltens müssen die Interaktion von Marktmacht und Marktdeckung vor allem vor dem Hintergrund strategischer Gebote näher untersucht werden. Die Erfahrungen aus den anderen Energiemärkten zeigen deutlich, dass Marktmacht auch im liberalisierten Energiesystem einen nicht unerheblichen Einflussfaktor darstellen kann. Die Simulationen zu den lokalen Märkten zeigen das Potential von vertikal integrierten Märkten auf. Der skizzierte Energiedienstleistungsmarkt ist in der Lage, lokale oder Marker-basierte Orderbücher im Gesamtmarkt abzubilden. Diese durchlässigen Märkte bieten das Potential für selbstheilende lokale Märkte, d.h. Märkte, die immer wieder starke Marktkopplungen zum Gesamtmarkt aufweisen können, um die negativen Effekte eines dauerhaften Marktzurfalls zu lindern.

Abschließend zeigt sich, dass Energiedienstleistungen und das Marktdesign einen wichtigen Beitrag für die Integration von DER Systemen in das Energiesystem der Zukunft leisten können. Diese Integration wird für den ökonomisch und ökologisch sinnvollen Betrieb des Stromnetzes von essentieller Bedeutung sein.

Literatur

- [aca16] acatech, Lepoldina, Akademienunion. *Flexibility concepts for the German power supply in 2050: Ensuring stability in the age of renewable energies*. 2016
- [ACE18] ACER/CEER. *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017*. 2018
- [Ags+12] Michael Agsten u. a. *Abschlussbericht eTelligence: Neue Energien brauchen neues Denken*. Hrsg. von EWE AG. Oldenburg, 2012
- [AH86] Beth Allen und Martin Hellwig. „Bertrand-Edgeworth Oligopoly in Large Markets“. In: *The Review of Economic Studies* 53.2 (1986), S. 175. ISSN: 00346527. DOI: 10.2307/2297646
- [Asm10] Peter Asmus. „Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future“. In: *The Electricity Journal* 23.10 (2010), S. 72–82. ISSN: 10406190. DOI: 10.1016/j.tej.2010.11.001
- [BBF11] Christine Brandstätt, Gert Brunekreeft und Nele Friedrichsen. „Location signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?“ In: *Utilities Policy* 19.4 (2011), S. 244–254. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2011.07.001
- [BDE17] BDEW. *Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz*. 2017
- [Beh+17] Ole Behncke u. a. *OS4ES Deliverable 7.1 - Validation Results*. Hrsg. von Open System for Energy Services Consortium. 2017
- [Ben+15] Jörg Benze u. a. „Open system for energy services (OS4ES): An EU-funded research project to establish a non-discriminatory, multivendor-capability service delivery platform for smart grid services“. In: *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (Smart*

- Grid Comm*). 2015, S. 593–598. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2015.7436365
- [Ber+07] Holger Berndt u. a. *Transmission Code 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Hrsg. von Verband der Netzbetreiber. Berlin, 2007
- [Ber+17] Wouter Berends u. a. *OS4ES Deliverable 7.2 - Laboratory and field test integration and performance results*. Hrsg. von Open System for Energy Services Consortium. 2017
- [Ber+19] Volker Berkhout u. a. *Windenergie Report Deutschland 2018*. Fraunhofer Verlag, 2019. ISBN: 978-3-8396-1483-9
- [Ber13] Manuel Berkel. *Die großen Vier*. Hrsg. von Bundeszentrale für politische Bildung - bpb. Bonn, 2013
- [BG18] Matthias Boxberger und Martin Grundmann. *ENKO - Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz*. Quickborn, 2018
- [BKM11] Zvi Bodie, Alex Kane und Alan J. Marcus. *Investments and portfolio management*. 9. ed., global ed. New York, NY: McGraw-Hill/Irwin, 2011. ISBN: 978-0-07-353070-3
- [BN11] Frieder Borggrefe und Karsten Neuhoff. *Balancing and intraday market design: Options for wind integration: DIW Discussion Papers*. Berlin, 2011
- [Bod+10] Sven Bode u. a. „Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem“. In: *Wirtschaftsdienst* 90.10 (2010), S. 643–660. ISSN: 0043-6275. DOI: 10.1007/s10273-010-1132-3
- [Boh82] Roger Bohn. *Spot Pricing of Public Utility Services*. MIT Sloan School of Management, 1982
- [Bos15] Bosch Software Innovations GmbH. *Virtual Power Plant Manager activated – grid and energy trading optimized. With Connected Energy Solutions by Bosch Software Innovations*. 2015
- [BP08] Carlos Batlle und Ignacio J. Pérez-Arriaga. „Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets“. In: *Utilities Policy* 16.3 (2008), S. 184–193. ISSN: 09571787. DOI: 10.1016/j.jup.2007.10.004

- [BR13] Christoph Brunner und Wolfgang Renz. *OS4ES Deliverable 1.1 - Requirement Specification for an OS4ES*. Hrsg. von Open System for Energy Services Consortium. 2013
- [Bra18] Christine Brandstät. „Netzentgeltdynamik unter dem Einfluss zunehmender Selbstversorgung“. In: *15. Symposium Energieinnovation* (2018)
- [Bru+15] Christoph Brunner u. a. *OS4ES Deliverable 4.2 - Specification of DER Semantic Models and EMS Matching Algorithms*. Open System for Energy Services Consortium (OS4ES), 2015
- [Bru+20] Gert Brunekreeft u. a. *Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-FlexMarkt*. 2020
- [BS08] Martin Braun und Philipp Strauss. „A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems“. In: *International Journal of Distributed Energy Resources* 4 (2008), S. 297–319
- [Bun05] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung): StromNZV*. 2005
- [Bun11a] Bundeskartellamt. *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel: Abschlussbericht gemäß §32e GWB*. Hrsg. von Bundeskartellamt. Bonn, 2011
- [Bun11b] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6. *Beschluss BK6-10-097 zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung: BK6-10-097*. 2011
- [Bun15] Bundesverband Neue Energiewirtschaft. *Flexibilitätsvermarktung im deutschen Strommarkt: Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern*. 2015
- [Bun17a] Bundesnetzagentur. *Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. Bonn, 2017

- [Bun17b] Bundesnetzagentur. *Monitoringbericht 2017: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Hrsg. von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur. 2017
- [Bun17c] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6. *Beschluss BK6-17-046 zur Festlegung zur Regelung der Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher in Stromlieferverträgen*. 2017
- [Bun17d] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6. *Mitteilung BK6-17-255 anlässlich der Veröffentlichung des Ausgleichsenergiepreises für den 17.10.2017*. 2017
- [Bun18] Bundesnetzagentur. *Monitoringbericht 2018: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Hrsg. von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur. 2018
- [Bun19] Bundesnetzagentur. *Monitoringbericht 2019: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Hrsg. von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur. 2019
- [Bur+16] Scott Burger u. a. „The value of aggregators in electricity systems“. In: *MIT working paper* (2016)
- [CEN12] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. „Smart Grid Reference Architecture“. In: *European Committee for Standardization: Brussels, Belgium* (2012)
- [CON10] CONSENTEC. *Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV: Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*. 2010
- [DA14] Oliver D. Doleski und Christian Aichele. „Idee des intelligenten Energiemarktkonzepts“. In: *Smart Market: Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Hrsg. von Christian Aichele und Oliver D. Doleski. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014, S. 3–51. ISBN: 978-3-658-02778-0. DOI: 10.1007/978-3-658-02778-0
- [Dau16] David Dauer. *Market-based Allocation of Local Flexibility in Smart Grids: A Mechanism Design Approach*. 2016. DOI: 10.5445/IR/1000060482

- [DB18] Tim Dethlefs und Ole Behncke. „Wettbewerbsprobleme im deutschen Minutenregelleistungsmarkt“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 68.10 (2018)
- [DCL03] R. Dahlgren, Chen-Ching Liu und J. Lawarree. „Risk assessment in energy trading“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 18.2 (2003), S. 503–511. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.810685
- [Det+15a] Tim Dethlefs u. a. „Energy Service Description for Capabilities of Distributed Energy Resources“. In: *Energy informatics*. Hrsg. von Sebastian Gottwalt, Lukas König und Hartmut Schmeck. Bd. 9424. Lecture Notes in Computer Science. Cham, Heidelberg, New York: Springer, 2015, S. 24–35. ISBN: 978-3-319-25875-1. DOI: 10.1007/978-3-319-25876-8
- [Det+15b] Tim Dethlefs u. a. *OS4ES Deliverable 4.1 - Security and Privacy Concept and the Distributed DER Registry System Architecture*. Hrsg. von Open System for Energy Services Consortium. 2015
- [Det+17] Tim Dethlefs u. a. „Demonstration of an OS4ES based Virtual Power Plant Aggregation Process“. In: *International ETG Congress 2017; Proceedings of*. 2017, S. 1–5
- [Det17] Tim Dethlefs. „A novel approach on the provision of distributed energy resource capabilities“. In: *it - Information Technology* 59.1 (2017). ISSN: 1611-2776. DOI: 10.1515/itit-2016-0056
- [DPR15a] Tim Dethlefs, Thomas Preisler und Wolfgang Renz. „A DER Registry System as an Infrastructural Components for future Smart Grid Applications“. In: *International ETG Congress // International ETG Congress 2015*. Hrsg. von Rainer Speh. ETG-Fachberichte. Berlin: VDE - Verlag und VDE Verlag, 2015, S. 93–99. ISBN: 978-3-8007-4121-2
- [DPR15b] Tim Dethlefs, Thomas Preisler und Wolfgang Renz. „An Architecture for a distributed Smart Grid Registry System“. In: *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2015, S. 1234–1239. DOI: 10.1109/IECON.2015.7392269

- [DPR15c] Tim Dethlefs, Thomas Preisler und Wolfgang Renz. „Ant-Colony based Self-Optimization for Demand-Side-Management“. In: *Proceedings SmartER Europe Conference*. Hrsg. von Christoph Weber und Christian Derksen. Essen, 2015
- [DPR17] Tim Dethlefs, Thomas Preisler und Wolfgang Renz. „Dynamic Aggregation of Virtual Power Plants with a Registry for Distributed Energy Resources“. In: *Smart Energy Research. At the Crossroads of Engineering, Economics, and Computer Science*. Hrsg. von Christian Derksen und Christoph Weber. IFIP Advances in Information and Communication Technology. Cham: Springer International Publishing und Imprint: Springer, 2017, S. 66–77. ISBN: 978-3-319-66553-5
- [DR13] Tim Dethlefs und Wolfgang Renz. „A distributed registry for service-based energy management systems“. In: *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, 2013, S. 4710–4714. DOI: 10.1109/IECON.2013.6699896
- [Dv03] K. Dielmann und Alwin van der Velden. „Virtual power plants (VPP)-a new perspective for energy generation?“. In: *Modern Techniques and Technologies*. 2003, S. 18–20
- [Eid+16] Cherrelle Eid u. a. „Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64 (2016), S. 237–247. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.06.008
- [ES18] Peter Edel und Ralf Schemm. „Einfluss von Preisspitzen im Regelleenergiemarkt auf die Risikovorsorge von Stromvertrieben“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 68.5 (2018), S. 63–65
- [EUR17] EUROPEAN COMMISSION. *COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation*. 2017
- [Eur17] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *The Harmonized Electricity Market Role Model*. Brüssel, 2017

- [FN12] Miguel A. Fonseca und Hans-Theo Normann. *Excess capacity and pricing in Bertrand-Edgeworth markets: Experimental evidence*. Bd. 67. DICE discussion paper. DICE, 2012. ISBN: 978-3-86304-066-6
- [FP10] Xiaoming Feng und William Peterson. „Volt/VAR Optimization Reduces Losses, Peak Demands“. In: *ElectricEnergy T&D Magazine* 14.1 (2010), S. 22–25
- [Fra15] Fraunhofer IWES. *Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik*. Hrsg. von Agora Energiewende. 2015
- [Gel85] Clark W. Gellings. „The concept of demand-side management for electric utilities“. In: *Proceedings of the IEEE* 73.10 (1985), S. 1468–1470
- [GHW10] Christian Growitsch, Felix Höffler und Matthias Wissner. „Marktkonzentration und Marktmachtanalyse für den deutschen Regelleenergiemarkt“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34.3 (2010), S. 209–222. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-010-0022-0
- [GM15] Ernesto Garnier und Reinhard Madlener. „Balancing forecast errors in continuous-trade intraday markets“. In: *Energy Systems* 6.3 (2015), S. 361–388. ISSN: 1868-3967. DOI: 10.1007/s12667-015-0143-y
- [Hau13] Justus Haucap. *Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?* Bd. 51. DICE ordnungspolitische Perspektiven. DICE, 2013. ISBN: 978-3-86304-651-4
- [Heu+10] Kai Heussen u. a. „Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework“. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010*. Piscataway, NJ: IEEE, 2010, S. 1–8. ISBN: 978-1-4244-8508-6. DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638865
- [Heu14] Jean Uwe Heuser. „Jeremy Rifkin - Wir erleben eine dritte industrielle Revolution“. In: *Die Zeit* 2014.50 (2014)

- [Hir+19] Lion Hirth u. a. *Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch - Beschaffung in Deutschland*. Hrsg. von Neon Neue Energieökonomik. Berlin, 2019
- [HP13] Justus Haucap und Beatrice Pagel. „Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte“. In: *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 39.3 (2013), S. 235–253. ISSN: 0937-0862. DOI: 10.1007/BF03373052
- [HR08] Leonid Hurwicz und Stanley Reiter. *Designing economic mechanisms*. 1. paperback ed. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 2008. ISBN: 978-0-521-72410-4
- [IEE14] IEEE. *Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. Piscataway, NJ, USA, 2014. DOI: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459
- [Jos11] Paul L. Joskow. „Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies“. In: *The American Economic Review* 101.3 (2011), S. 238–241. ISSN: 00028282
- [KAB13] Norbert Krzikalla, Siggi Achner und Stefan Brühl. *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien: Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie*. 2013. ISBN: 978-3-920328-64-5
- [Kai+15] A. K. Kaiser-Weiss u. a. „Comparison of regional and global reanalysis near-surface winds with station observations over Germany“. In: *Advances in Science and Research* 12.1 (2015), S. 187–198. DOI: 10.5194/asr-12-187-2015
- [Kaw+17] Yohei Kawada u. a. „Data access control for energy-related services in smart public infrastructures“. In: *Computers in Industry* 88 (2017), S. 35–43. ISSN: 01663615. DOI: 10.1016/j.compind.2017.03.002
- [KC03] J. O. Kephart und D. M. Chess. „The vision of autonomic computing“. In: *Computer* 36.1 (2003), S. 41–50. ISSN: 0018-9162. DOI: 10.1109/MC.2003.1160055

- [Kea16] Malcolm Keay. *Electricity Markets are Broken: Can They be Fixed?* Oxford Institute for Energy Studies, 2016. ISBN: 978-1-78467-047-4
- [Kie13] Andreas Kießling. *Modellstadt Mannheim (moma) Abschlussbericht*. moma Konsortium, 2013
- [Kir04] Brendan J. Kirby. *Frequency Regulation Basics and Trends*. Hrsg. von U.S. Department of Energy. 2004
- [Klo00] Thomas Kloubert. „Energimarketing - Ein dienstleistungsorientierter Ansatz“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 24.4 (2000), S. 225–236
- [Kon17] Panos Konstantin. *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*. 4th ed. VDI-Buch. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN: 978-3-662-49823-1
- [Kos+18] Christoph Kost u. a. „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“. In: *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)* (2018)
- [KR20] Timo Kern und Serafin von Roon. *Die deutschen Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2019: Analyse des Preisniveaus und der Preisschwankungen (Preisspreads)*. 2020
- [KSK10] J. K. Kok, M. J. J. Scheepers und I. G. Kamphuis. „Intelligence in Electricity Networks for Embedding Renewables and Distributed Generation“. In: *Intelligent Infrastructures*. Hrsg. von Rudy R. Negenborn, Zofia Lukszo und Hans Hellendoorn. Dordrecht: Springer Netherlands, 2010, S. 179–209. ISBN: 978-90-481-3597-4. DOI: 10.1007/978-90-481-3598-1
- [KWK05] J. K. Kok, C. J. Warmer und I. G. Kamphuis. „PowerMatcher: multiagent control in the electricity infrastructure“. In: *Proceedings of the fourth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems*. 2005, S. 75–82
- [Lan08] Christoph Lang. *Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Großhandelsmarkt für Strom*. Wirtschaftswissenschaft. Deutscher Universitäts-Verlag GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2008. ISBN: 978-3-8350-0954-7

- [LS09] Ontje Lünsdorf und Michael Sonnenschein. „Lastadaption von Haushaltsgeräten durch Verbundsteuerung“. In: *Tagungsband zum 3. Symposium des FEN // Dezentrale Energiesysteme*. Hrsg. von Michael Kurrat. Döring, 2009, S. 71–83. ISBN: 978-3-925268-32-8
- [Mei+99] Hermann Meier u. a. *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. Hrsg. von VDEW. Frankfurt am Main, 1999
- [Mer20] Michael Merz. „Dezentralisierung des Energiehandels auf Basis der Blockchain-Technologie“. In: *Realisierung Utility 4.0 Band 1*. Hrsg. von Oliver D. Doleski. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020, S. 573–586. ISBN: 978-3-658-25331-8. DOI: 10.1007/978-3-658-25332-5
- [Moc84] Paul Mockapetris. „The Domain Name System“. In: *Proceedings of the IFIP 6.5 Working Conference (1984)*
- [MRF11] Christoph Möller, Svetlozar T. Rachev und Frank J. Fabozzi. „Balancing energy strategies in electricity portfolio management“. In: *Energy Economics* 33.1 (2011), S. 2–11. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2010.04.004
- [MZH18] Christoph Maurer, Christian Zimmer und Lion Hirth. *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich: Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. Hrsg. von CONSENTEC und Neon Neue Energieökonomik. 2018
- [Nie+14] Astrid Nieße u. a. „Conjoint Dynamic Aggregation and Scheduling Methods for Dynamic Virtual Power Plants“. In: *Federated Conference on Computer Science and Information Systems*. Hrsg. von M. Ganzha, Maciaszek L. und M. Paprzycki. Annals of Computer Science and Information Systems. IEEE, 2014, S. 1505–1514. DOI: 10.15439/2014F76
- [Nie15] Astrid Nieße. „Verteilte kontinuierliche Einsatzplanung in Dynamischen Virtuellen Kraftwerken“. Dissertation. Universität Oldenburg, 2015
- [Nor12] North American Electric Reliability Corporation. *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards*. 2012

- [Nuy+13] Thomas Nuytten u. a. „Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating“. In: *Applied Energy* 104 (2013), S. 583–591. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.11.029
- [OAS04] OASIS. „Universal Description, Discovery, and Integration (UDDI) 3.0.2“. In: *Organization for the Advancement of Structured Information Standards* (2004)
- [OB09] Bernd Oestereich und Stefan Bremer. *Analyse und Design mit UML 2.3: Objektorientierte Softwareentwicklung*. 9., aktualisierte und erw. Aufl. Oldenbourg, 2009. ISBN: 978-3-486-58855-2
- [Ock07] Axel Ockenfels. „Strombörse und Marktmacht“. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* 57.5 (2007), S. 44–58
- [Ock08] Axel Ockenfels. *Marktdesign und experimentelle Wirtschaftsforschung*. Bd. 41. Working Paper Series in Economics. Universität Köln, 2008
- [OGZ08] Axel Ockenfels, Veronika Grimm und Gregor Zoettl. „Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX“. In: *Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht* 11 (2008)
- [Ohs15] Anja Ohsenbrügge. „Dynamische Regel- und Reserveleistungsvorhaltung in zukünftigen Smart Grids“. Dissertation. Oldenburg: Universität Oldenburg, 2015
- [PBS12] Mette Kirschmeyer Petersen, Jan Dimon Bendtsen und Jakob Stoustrup. „Optimal dispatch strategy for the agile virtual power plant“. In: *American Control Conference*. 2012, S. 288–294
- [PD11] Peter Palensky und Dietmar Dietrich. „Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads“. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7.3 (2011), S. 381–388
- [PGD14] Georgios Papaefthymiou, Katharina Grave und Ken Dragoon. *Flexibility options in electricity systems*. Hrsg. von Ecofys. Köln, 2014
- [PJM16] PJM. *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations*. 2016

- [PL06] P. Piagi und R. H. Lasseter. „Autonomous control of microgrids“. In: *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Piscataway, NJ: IEEE, 2006, 8 pp. ISBN: 1-4244-0493-2. DOI: 10.1109/PES.2006.1708993
- [PRS07] D. Pudjianto, C. Ramsay und G. Strbac. „Virtual power plant and system integration of distributed energy resources“. In: *IET Renewable Power Generation* 1.1 (2007), S. 10. ISSN: 17521416. DOI: 10.1049/iet-rpg:20060023
- [RB07] Johan Ribrant und Lina Margareta Bertling. „Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005“. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 22.1 (2007), S. 167–173. ISSN: 0885-8969. DOI: 10.1109/TEC.2006.889614
- [Reg18] Regelleistung. *Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart*. Hrsg. von 50Hertz u. a. 2018
- [Roh+10] Sebastian Rohjans u. a. „Survey of Smart Grid Standardization Studies and Recommendations“. In: *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*. IEEE, 2010, S. 583–588. ISBN: 978-1-4244-6510-1. DOI: 10.1109/SMARTGRID.2010.5621999
- [SB15] André Sternberg und André Bardow. „Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems“. In: *Energy & Environmental Science* 8.2 (2015), S. 389–400. ISSN: 1754-5692. DOI: 10.1039/C4EE03051F
- [SBG18] Christopher Schwöbel, Frank Bensberg und Christian Gerth. „Potenziale von Blockchain 2.0 in der Energiewirtschaft: Evaluation einer Applikation für einen lokalen Energiemarkt auf Basis von Smart Contracts“. In: *Anwendungen und Konzepte der Wirtschaftsinformatik* 8 (2018), S. 55–65
- [Sch+88] Fred C. Schweppe u. a. *Spot Pricing of Electricity*. Springer US, 1988. ISBN: 978-1-4612-8950-0. DOI: 10.1007/978-1-4613-1683-1
- [See10] A. J. Seebregts. *IEA ETSAP Technology Brief E02 - Gas-Fired Power*. Hrsg. von Giorgio Simbolotti und Giancarlo Tosato. 2010

- [Sil84] William L. Silber. „Marketmaker Behavior in an Auction Market: An Analysis of Scalpers in Futures Markets“. In: *The Journal of Finance* 39.4 (1984), S. 937. ISSN: 00221082. DOI: 10.2307/2327606
- [SPG16] Wolf-Peter Schill, Michael Pahle und Christian Gambardella. „On Start-up Costs of thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables“. In: *DIW - Discussion Papers*. Bd. 1540. 2016
- [SPG17] Wolf-Peter Schill, Michael Pahle und Christian Gambardella. „Start-up costs of thermal power plants in markets with increasing shares of variable renewable generation“. In: *Nature Energy* 2.6 (2017), S. 17050. ISSN: 2058-7546. DOI: 10.1038/nenergy.2017.50
- [STE17] STEDIN Netbeheer B.V. *Energieproject Hoog Dalem: Beschrijving, Analyses, Resultaten*. 2017
- [Ste22] Charles Proteus Steinmetz. „Electricity and Civilization“. In: *Harpers Magazine* (1922), S. 227–233
- [Sto02] Steven Stoft. *Power system economics: Designing markets for electricity*. Piscataway, New Jersey: IEEE Press, 2002. ISBN: 978-0471150404
- [Tee03] Donald A. Teets. „Predicting Sunrise and Sunset Times“. In: *The College Mathematics Journal* 34.4 (2003), S. 317. ISSN: 07468342. DOI: 10.2307/3595771
- [Tie12] Oliver Tietjen. *Kapazitätsmärkte: Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt*. Studie / Germanwatch. Germanwatch, 2012. ISBN: 978-3-939846-95-6
- [Tja+16] Tjarko Tjaden u. a. „Energie aus PV-Anlagen intelligent speichern: Mit prognosebasierten Betriebsstrategien Abregelverluste reduzieren“. In: *Elektro Praktiker* 6 (2016), S. 14–18
- [Trö10] Martin Tröschel. „Aktive Einsatzplanung in holonischen Virtuellen Kraftwerken“. Dissertation. Universität Oldenburg, 2010
- [US 10] U.S. Department of Justice. *Horizontal Merger Guidelines*. 2010
- [US 18] U.S. Energy Information Administration. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual energy Outlook 2018*. 2018

- [Usl+19] Mathias Uslar u. a. „Applying the Smart Grid Architecture Model for Designing and Validating System-of-Systems in the Power and Energy Domain: A European Perspective“. In: *Energies* 12.2 (2019), S. 258. DOI: 10.3390/en12020258
- [Vah+17] Thomas Vahlenkamp u. a. „Energiewende-Index Deutschland: Die Kosten steigen weiter“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67.3 (2017), S. 25–29
- [Var10] Hal R. Varian. *Intermediate microeconomics: A modern approach*. 8th edition (International Student Edition). W.W. Norton, 2010. ISBN: 978-0-393-93424-3
- [Ver15] Verband Kommunaler Unternehmen. *VKU Position zur Marktrolle des Aggregators*. 2015
- [Viv93] Xavier Vives. „Edgeworth and modern oligopoly theory“. In: *European Economic Review* 37.2-3 (1993), S. 463–476. ISSN: 00142921. DOI: 10.1016/0014-2921(93)90035-9
- [Web10] Christoph Weber. „Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems“. In: *Energy Policy* 38.7 (2010), S. 3155–3163. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.07.040
- [Wen+15] Johannes Weniger u. a. *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015. ISBN: 978-3-8305-3548-5
- [Wes+19] Egon Westphal u. a. „Flexumer als Gestalter der digitalen Energiezukunft – Eine Begriffseinordnung“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 7 (2019), S. 68–71
- [Wie+14] Thomas Wieland u. a. „Gleichzeitigkeitsfaktoren in der elektrischen Energieversorgung – Konventioneller und probabilistischer Ansatz“. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 131.8 (2014), S. 249–255. ISSN: 0932-383X. DOI: 10.1007/s00502-014-0259-0
- [Wis15] Carsten Wissing. „Marktbasiertes Redispatch mit Flexibilitäten von Netznutzern für das Verteilnetz“. Dissertation. 2015

- [Wol+10] Hellmut Wollmann u. a. „From public service to commodity: The demunicipalization (or remunicipalization?) of energy provision in Germany, Italy, France, the UK and Norway“. In: *The provision of public services in Europe. Between state, local government and market* (2010), S. 168–190
- [WW07] Christoph Weber und Oliver Woll. „Merit-Order-Effekte von Erneuerbaren Energien: Zu schön um wahr zu sein?“ In: *EWL Working Papers*. Bd. 01/07. Essen, 2007
- [ZSK15] Martin Zanner, Andrea Schröder und Christoph Kahlen. „OS4ES – Open System for Energy Services“. In: *at - Automatisierungstechnik* 63.11 (2015). ISSN: 0178-2312. DOI: 10.1515/auto-2015-0050

Abbildungsverzeichnis

1.1	Elektrische Energie und Leistung als Dienstleistungen	9
1.2	Marktöffnung für DER Systeme	12
2.1	Darstellung eines Virtuelles Kraftwerks.	17
2.2	Einsatzphasen eines Virtual Power Plants aufgrund von Marktsignalen.	19
2.3	Mögliche Platzierung des Aggregators im <i>Harmonized Market Role Model</i> der ENTSO-E.	22
2.4	Mögliche Grenzkostenkurve eines Generators mit Notfallbetriebsbereich.	26
2.5	Exemplarische Einsatzplanung eines Aggregators und Ausfall einer Ressource.	29
2.6	Reserveanforderungen an den Aggregator bei verschiedenen Einflussleveln.	31
2.7	Gegenüberstellung des Gesamtenergiebedarfs des simulierten Systems mit lokalen Reserven und dem Pooling.	34
2.8	Annäherung des Gesamtenergiebedarfs an das lokale Risikomanagement.	35
2.9	Überblick über die Regelzonen in Deutschland.	37
2.10	Derzeitige Marktarchitektur im deutschen Energiemarkt mit typischen Zeithorizonten für den Handel.	38
2.11	Abrufschema der Regelleistung.	39
2.12	Länderabdeckung durch verschiedene Terminmärkte in Europa.	45
2.13	Länderabdeckung durch verschiedene Spotmärkte in Europa.	46
2.14	Findung des Markträumungspreises durch Bestimmung des Schnittpunktes.	47
2.15	Redispatchmaßnahmen von 2014 bis 2017.	49

3.1	Abbildung der Interoperabilitätsebenen auf das Schichtenmodell des SGAM Frameworks	52
3.2	SGAM Framework der CEN-CENELEC-ETSI	53
3.3	Einordnung in das SGAM Component Layer.	62
3.4	Business Layer des SGAM Frameworks.	65
3.5	Function Layer des SGAM Frameworks.	67
3.6	Information Layer des SGAM Frameworks.	70
4.1	Energiedienstleistungen als Produkt zwischen Anlagenbetreiber und Aggregator.	79
4.2	Zusammenhang zwischen physischen Anlagen und ihrer Repräsentation im Informationsmodell	80
4.3	Grundlegende Leistungsparameter einer Anlage und ihre Zusammenhänge	85
4.4	Erzeugung einer Energiedienstleistung aus dem Leistungspotential einer Anlage mit Eigenanteil	88
4.5	PQ-Diagramm zur Darstellung der operativen Grenzen einer Anlage.	90
4.6	Modellierung einer vorhersagebasierten Energiedienstleistung	93
4.7	Leistungs- und Zeitverhalten einer Anlage durch den Empfang dreier Steuersignale.	95
4.8	Leistungsprofil und Energieprofil einer Energiedienstleistung.	97
4.9	Verengung des energetischen Korridors zu einem definierten Ladezustandsfenster.	99
4.10	Metriken des Energiekorridors	100
4.11	Beispielhaftes Zonen und Adressierungsschema von DER Systems im Stromnetz.	106
5.1	Zielfunktionen von Käufer- und Verkäufer-Agenten	112
5.2	Angebotsfunktion eines DER Systems.	113
5.3	Beispiel einer preissortierten Queue des Aggregators.	115
5.4	Segmentierung einer preissortierten Queue des Aggregators.	116
5.5	Kombiniertes Orderbuch aus Angebot und Suchparametern.	119
5.6	Die Angebotsphasen einer Energiedienstleistung.	122

5.7	Angebot Energiedienstleistung einer Solaranlage mit der nominale Kapazität (rote Linie) und der erwarteten Ausgangsleistung.	128
5.8	Angebotsstruktur nach der Buchung von Abb. 5.7 II. (I) Erwartete Ausgangsleistung $P_F(t)$, (II) Angebotene Nominalleistung $P_s(t)$, (III) verbleibende erwartete Ausgangsleistung $P_F(t)$ abzüglich der (IV) Buchung des Aggregators $P_R(t)$	130
5.9	Leistungsprofil einer Energiedienstleistung als Optionsprodukt.	133
5.10	133
5.11	Leistungsprofil einer Energiedienstleistung als kombiniertes Future- und Optionsprodukt.	134
5.12	Der Merit-Order-Effekt im Energiemarkt.	141
5.13	Preisumlage zur Betrachtung des Einflusses des Aktivierungsindexes auf den Gesamtindexpreis einer Anlage.	151
6.1	Struktur und Zusammensetzung der DER Systeme in der Simulation	165
6.2	Energiebedarf, Angebotssituation und beschaffte Energie im Dienstleistungsmarkt über ein Jahr	168
6.3	Entwicklung der Indexpreise für die verschiedenen Anlagentypen. . .	169
6.4	Anlagenspezifische Indexpreise im Vergleich zur Auslastung der Anlagen am 261. Simulationstag.	172
6.5	Umsatz pro angebotener MWh in einer Jahressimulation.	173
6.6	Untersuchung der Marktsättigung und durchschnittlich erzielbaren Indexpreisen.	175
6.7	Vergleich von residualen und lokalen Märkten mit permanenter Trennung.	181
6.8	Marktverhalten von getrennten Märkten mit $\mathcal{P} = \{0,1; 0,5; 1,0\}$. . .	183
6.9	Marktverhalten von durchlässigen Märkten mit $\mathcal{P} = \{0,1; 0,5; 1,0\}$. .	184
6.10	Simuliertes Haushaltsverhalten in Hoog Dalem.	188
6.11	Simuliertes Leistungsprofil der Siedlung Hoog Dalem an einem typischen Tag.	189
6.12	Simulation der Tageslinie von 1000 Haushalten mit gekoppelten Solar/Batteriesystemen	190
6.13	Reduktion der Spitzenlast durch intelligentes Laden in Hoog Dalem.	193
6.14	Ladestände der Batterien in Hoog Dalem über den Tag verteilt.	194

6.15 Energieprofile einer exemplarischen Anlage gegenüber dem Verteilnetz.	195
6.16 Energiepotential des Tages \tilde{E}_T abzüglich der verfügbaren Batteriekapazität \bar{E}_{cap}	196
6.17 Architekturübersicht über das OS4ES Gesamtsystem mit Registry und Middleware.	199
6.18 MAPE-K Loop des Aggregators in der OS4ES Simulation.	201
6.19 Konfiguration des Simulationssystems im OS4ES-Projekt.	202
6.20 Mehrtägige Simulation eines MAPE-K-Aggregators im OS4ES System.	202

Tabellenverzeichnis

3.1	Anwendungsfälle im Stromnetz	64
4.1	Überblick über die Klassifikation nach Abhängigkeit von Umwelteinflüssen.	108
5.1	Typische Kostensätze für Kraftwerksanlagen	138
5.2	Vergleich von drei Indexpreisverfahren für komplexe Energieprodukte.	153
5.3	Vergleich zwischen ausgewählten Forschungs- und Anwendungsentwicklungen für Energiemärkte mit lokalem Fokus.	158
6.1	Struktur der deutschen Energieversorgung mit ausgewählten EE-Anlagen und Gaskraftwerken.	162
6.2	Simulationsparameter zur Erzeugung von DER Systemen.	163
6.3	Anlagen-Cluster in der Simulation	164
6.4	Durchschnittlicher Indexpreis, Standardabweichung (σ) und mittlere Vertragsdauer von Energiedienstleistungsverträgen in der Jahressimulation.	171
6.5	Vergleich der Handelspreise an der EPEX Spot und dem Dienstleistungsmarkt für Energiedienstleistungen.	174
6.6	Untersuchung der lokalen (Pearson-)Korrelation zwischen Indexpreis und HHI bzw. Deckungsgrad.	182

Software der Simulationssysteme

Das Simulationssystem für die spieltheoretische Untersuchung wurde im Rahmen dieser Arbeit in *Python* entwickelt und auf *GitLab* veröffentlicht.¹ Das System benötigt *Python* Version 3.7 und die in der *requirements.txt* angegebenen Bibliotheken, die mit dem *Python*-Paketmanager *pip* nachinstalliert werden können. Detaillierte Instruktionen sind der *Readme* auf *GitLab* zu entnehmen.

Das Simulationssystem für die Hoog-Dalem-Untersuchung und das OS4ES wurden im Rahmen des FP7-Projektes *Open System for Energy Services* entwickelt. Der Quelltext und die Schnittstellen sind teilweise proprietär. Ein begrenzter Zugriff auf den Quelltext kann angefordert werden.²

¹<https://gitlab.com/tdethlefs/energy-service-market/> , Letzter Aufruf: 20.07.2020

²<https://os4es.eu/Contact/> , Letzter Aufruf: 20.07.2020