

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg



OTTO VON GUERICKE
UNIVERSITÄT
MAGDEBURG

MB

**FAKULTÄT FÜR
MASCHINENBAU**

**Agentenbasierte Steuerung virtueller Kraftwerke zur
Umsetzung von Demand-Response-Mechanismen deutscher
Märkte im industriellen Kontext**

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktoringenieur
(Dr.-Ing.)**

von M.Eng. Stefan Hinderk Woltmann
geb. am 07.02.1990 in Emden

genehmigt durch die Fakultät für Maschinenbau
der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Gutachter: apl. Prof. Dr.-Ing. habil. Arndt Lüder
 Prof. Dr.-Ing. Julia Kittel
 Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff

Promotionskolloquium am 01.03.2022

Kurzfassung

Demand Response (DR) ist eine wichtige Säule beim Übergang zu einem größeren Anteil an erneuerbarer Energie im Stromnetz. Es gleicht Volatilität im Stromnetz durch eine Verschiebung der Last zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt oder durch den Verzicht bzw. die Zuschaltung einer Last in einem bestimmten Zeitraum aus. Industrieunternehmen können ihre energetische Flexibilität potenziell gewinnbringend an DR-Märkten anbieten, um die Netzstabilität zu unterstützen, indem sie mit DR-Aggregatoren kooperieren. Zahlreiche Studien empfehlen den Einsatz von Agentensystemen (MAS) in diesem Bereich, jedoch mangelt es an tatsächlichen Implementierungen und Anwendungen dieser Technologie außerhalb der Wissenschaft. Dies kann auf die Annahme homogener Strukturen und der Lösungsansätze auf einer hohen Abstraktionsebene in der Wissenschaft zurückzuführen sein. Um DR-Aggregatoren zu helfen, ihre bestehenden virtuellen Kraftwerke durch die Anwendung des Agentenparadigmas zu verbessern, stellt diese Arbeit die Entwicklung eines Agentensystems zur Umsetzung von deutschen DR-Mechanismen mit einem Konzept zur technischen Implementierung auf industriellen Standardkomponenten vor, das einen schrittweisen Wechsel zur Agententechnologie ermöglicht. Dies beinhaltet ein FIPA-konformes auf JADE basierendes Agentensystem, das die Anforderungen der deutschen DR-Märkte erfüllt – einem Schnittstellenkonzept zur Anbindung industrieller Flexibilitäten und bestehender VPP-Management-Systeme zur Nutzung des bestehenden Know-hows. Zur Validierung des Systems wird die Simulation eines realen Anwendungsfalls des MAS im Rahmen eines Laboraufbaus vorgestellt, was in einer abschließenden Diskussion der Ergebnisse erörtert wird.

Stichworte: Agentensysteme, Demand Response, Demand Side Management, virtuelle Kraftwerke, Smart Grid

Abstract

Demand Response (DR) is an important pillar in the transition to a greater share of renewable energy in the power grid. It balances volatility in the power grid by shifting load to an earlier or later point in time, or by shedding or adding load during a given period. Industrial companies can potentially offer their energy flexibility profitably in DR markets to support grid stability by cooperating with DR aggregators. Numerous studies recommend the use of agent systems (MAS) in this area, but there is a lack of actual implementations and applications of this technology outside the scientific community. This may be due to the assumption of homogeneous structures and the approach to solutions at a high level of abstraction in research. To help DR aggregators improve their existing virtual power plants by applying the agent paradigm, this work presents the development of an agent system to implement German DR mechanisms with a concept for technical implementation on standard industrial components that enables a gradual shift to agent technology. This includes a FIPA compliant JADE based agent system that meets the requirements of the German DR markets and an interface concept to connect industrial flexibilities and existing VPP management systems to leverage their existing know-how. To validate the system, the simulation of a real use case of the MAS, in the context of a laboratory setup, will be presented, which will be discussed in a final discussion of the results.

Tags: Multi-agent systems, Demand Response, Demand Side Management, Virtual Power Plants, Smart Grid

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	III
Abstract	V
Abbildungsverzeichnis.....	X
Tabellenverzeichnis	XIII
Abkürzungsverzeichnis.....	XV
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Forschungsfrage und Forschungsziel	7
1.3 Aufbau dieser Arbeit	8
2 Grundlagen.....	11
2.1 Demand Response.....	11
2.1.1 Begriffsdefinition und Kategorisierung von DSM und DR	11
2.1.2 Aufbau des deutschen Stromnetzes und seiner DR-Märkte	17
2.1.3 DR mit Aggregatoren.....	29
2.1.4 Relevante Standards.....	35
2.2 Die Verbindung zwischen Industrie und Demand Response	38
2.2.1 Der industrielle Sektor von Demand Response.....	38
2.2.2 Die Schnittstellen zum DR	41
2.3 Agentensysteme.....	47
2.3.1 Definition und Eigenschaften von Agenten und Agentensystemen	47
2.3.2 Der FIPA-Standard	53
2.3.3 JADE-Agentenplattform.....	55
2.4 Literaturrecherche im Bereich von DR und MAS	55
2.5 Anforderungen an das Agentensystem.....	66
2.5.1 Anforderungsgrundlage aus den Märkten	66
2.5.2 Zusätzliche Anforderungen	77

3	Das resultierende Forschungsvorhaben.....	80
3.1	Die Forschungsfragen im Detail	80
3.2	Annahmen und Umfang dieser Arbeit	82
4	Entwicklung des Agentensystems	85
4.1	Architektur des Agentensystems	85
4.2	Verhaltensweise der Agenten	88
4.3	Wissensmodell der Agenten.....	93
4.4	Ontologie des Agentensystems.....	94
4.5	Interaktionen zwischen den Agenten.....	96
4.5.1	Die Planungsphase	97
4.5.2	Die Aktivierungsphase	101
4.5.3	Die Abrechnungsphase.....	112
4.5.4	Mitteilung der Zeitfensterbekanntgabe	114
4.5.5	Weitere Funktionen.....	116
5	Implementierung des Agentensystems.....	121
5.1	Aufbau des Agenten	121
5.2	Schnittstellen.....	123
6	Simulation und Ergebnisse	132
6.1	Beschreibung des Simulationsszenarios.....	132
6.2	Implementierung und Anwendung der Simulation.....	133
6.3	Messungen und Ergebnisse.....	138
6.3.1	Einzelne Mechanismen.....	138
6.3.2	Aktivierungsszenario	143
6.3.3	Zeitmessungen	144
7	Ergebnisdiskussion	145
7.1	In Bezug auf die Anforderungen und weitere Faktoren.....	145
7.2	Nutzbarkeit dieses Lösungsansatzes	148
7.3	Kritische Beurteilung und wissenschaftlicher Bias.....	149

8 Zusammenfassung und Ausblick	152
Literaturverzeichnis.....	155
Anhang	170

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Motivationshintergrund der vorliegenden Dissertation (Teile aus [1]).....	2
Abbildung 2: Arten von Lastflexibilitäten (eigene Darstellung nach [15])	3
Abbildung 3: Aufbau der Dissertation	9
Abbildung 4: Demand-Side-Management-Laständerungstypen nach Clark W. Gelling (eigene Darstellung nach [36])	12
Abbildung 5: Mögliche Kategorisierung des DSM aus [44]	15
Abbildung 6: DSM-Definition im internationalen und deutschen Sprachgebrauch [in Anlehnung an [43]]	16
Abbildung 7: Übersicht zur Nutzung von DR in Deutschland	18
Abbildung 8: Übersicht der ÜNBs in Deutschland [55]	19
Abbildung 9: Pooling-Prinzip des Regelleistungsmarkts	21
Abbildung 10: Zusammenhang der Regelleistungsprodukte (eigene Darstellung nach [51] S.10).....	22
Abbildung 11: Reaktionszeit und Einsatzdauer des dreistufigen Regelleistungskonzepts (eigene Darstellung nach [51] S.13)	24
Abbildung 12: Deutsche DR-Märkte in Abhängigkeit zur Vereinbarungs- und Abrufzeit [in Anlehnung an [38] und [59]].....	29
Abbildung 13: DR-Aggregator als Schnittstelle zwischen Flexibilitäten und DR-Märkten	30
Abbildung 14: Anforderungsarten an den DR-Prozess via Aggregatoren	31
Abbildung 15: Schematische Darstellung der VPP-Steuerungsarchitektur.....	33
Abbildung 16: Phasen der Flexibilitätennutzung	34
Abbildung 17: Vereinfachte Darstellung eines Fahrplans einer TU	34
Abbildung 18: Referenzarchitektur (nach IEC 62264) mit den notwendigen Schnittstellen beim Industrieunternehmen (eigene Darstellung nach IEC TS 62872 [75]).....	42
Abbildung 19: Der energierelevante Bereich der Produktionsplanung in der Automatisierungspyramide (eigene Darstellung nach [43])	43
Abbildung 20: Hierarchical structure model of Industry 4.0 Components [76].....	44
Abbildung 21: Ein Agent, der mit seiner Umgebung über Sensoren und Aktuatoren kommuniziert (eigene Darstellung nach [92])	48
Abbildung 22: Die vier Grundtypen von Agenten (eigene Darstellung nach [92]).....	51
Abbildung 23: Die für diese Betrachtungen relevanten Anforderungen an die DR-Funktion via Aggregatoren.....	67
Abbildung 24: Vorgehensweise der schrittweisen Ableitung der relevanten Anforderungen	69

Abbildung 25: Schematische Darstellung zum Vergleich zwischen einer separaten und gemeinsamen Plattform zur Nutzung von DR	78
Abbildung 26: Umfang dieser Arbeit	83
Abbildung 27: Schlussfolgerungsprozess als Grundlage zu dieser Arbeit	83
Abbildung 28: Wissenschaftliche Disziplinen dieser Arbeit	84
Abbildung 29: Architektur des Agentensystems	85
Abbildung 30: Architektur des Agentensystems mit Service-Beschreibungen	88
Abbildung 31: Grundfunktionen des Agentensystems (1)	89
Abbildung 32: Grundfunktionen des Agentensystems (2)	90
Abbildung 33: UML-Verhaltensdiagramm des VPP-Agenten	91
Abbildung 34: UML-Verhaltensdiagramm des TU-Agenten	92
Abbildung 35: Ontologie des Agentensystems: VPP_DR_Ontology	95
Abbildung 36: Sequenzdiagramm der Planungsphase	97
Abbildung 37: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – TU Control Sequence A	102
Abbildung 38: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – TU Control Sequence B	102
Abbildung 39: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Übertragung der Statusinformationen Balancing Sequence	105
Abbildung 40: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Aktivierung des FR	108
Abbildung 41: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Blockierung des FR	109
Abbildung 42: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Statusmeldung bei Auslösung des FR ...	111
Abbildung 43: Sequenzdiagramm der Abrechnungsphase	112
Abbildung 44: Sequenzdiagramm der Zeitfensterbekanntgabe als Auslösung durch eine Anfrage...	114
Abbildung 45: Sequenzdiagramm der Zeitfensterbekanntgabe als Mitteilung neuer Zeitfenster an alle passenden TUs	115
Abbildung 46: Sequenzdiagramme zur Infoabfrage	116
Abbildung 47: Sequenzdiagramme zum Abbruch von Operationen	118
Abbildung 48: Sequenzdiagramm für den Erhalt von AMS-Informationen	120
Abbildung 49: Hard- und Softwareaufbau des Agenten	121
Abbildung 50: Übersicht aller Schnittstellen des Agentensystems	123
Abbildung 51: Schnittstelle A (extern): Verbindung zwischen VPP-Management-System und VPP-Agent	124
Abbildung 52: Ausschnitt der Ressourcen für Schnittstelle A	125
Abbildung 53: Alternativen zu Schnittstelle A	125

Abbildung 54: Schnittstelle B (intern): Verbindung zwischen Node-RED und der Java-Applikation (JADE)	126
Abbildung 55: Ausschnitt des Programmcodes zur Weiterleitung neuer Steuerungsinformationen an die TU	127
Abbildung 56: Ausschnitt des Node-RED-Programms zum Weiterleiten und Empfangen von Informationen zur und von der TU.....	127
Abbildung 57: Ausschnitt des Programmcodes zum Empfangen von Daten der TU	128
Abbildung 58: Schnittstelle innerhalb des Agentensystems	128
Abbildung 59: Schnittstelle D & E (extern): Verbindung zwischen TU-Agent und Systemen des Flexibilitätenanbieters.....	129
Abbildung 60: Ausschnitt des Node-RED Programms zum Weiterleiten und Empfangen von Informationen zu und von dem Planungssystem.....	130
Abbildung 61: Software, die bei der Simulation zum Einsatz kommt	134
Abbildung 62: Laboraufbau des Simulationsszenarios.....	136
Abbildung 63: Schematische Darstellung des Zeitmessungsaufbaus	137
Abbildung 64: Komposition des Agentensystems zur Validierung der Planungsphase	138
Abbildung 65: Agenteninteraktionen der Planungsphase	139
Abbildung 66: Agenteninteraktionen der Aktivierungsphase: TU Control Sequence (A links, B rechts)	140
Abbildung 67: Agenteninteraktionen der Aktivierungsphase: Balancing Sequence (links: akzeptiert und Abbruch am Ende, mittig: spontan Meldungen, rechts: nicht akzeptiert)	141
Abbildung 68: Agenteninteraktionen der Aktivierungsphase: FreqRelayEnable, FreqRelayBlock, FreqRelayStatus.....	141
Abbildung 69: Agenteninteraktionen der Abrechnungsphase.....	142
Abbildung 70: Agenteninteraktionen der Zeitfensterbekanntgabe (links: Broadcast, rechts: Anfrage)	142
Abbildung 71: Agenteninteraktionen der RequestInfo-Sequenz (links: VPP-initiiert, rechts TU-initiiert)	143
Abbildung 72: Agenteninteraktionen der CancelOperation-Sequenz (links: VPP-initiiert, rechts TU-initiiert).....	143

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verschiedene Arten der Unterteilung von DR-Programmen	15
Tabelle 2: Übersicht und Klassifizierung zur Literaturrecherche	57
Tabelle 3: Notwendige Funktionen zur Realisierung der verschiedenen Marktmechanismen	68
Tabelle 4: Gekürzt dargestellte Anforderungen an das Agentensystem aus den marktspezifischen Unterlagen.....	70
Tabelle 5: Für die Entwicklung des Agentensystems relevante Anforderungen	75
Tabelle 6: Datenpunkte für die Regelleistung	76
Tabelle 7: Datenpunkte für die abschaltbaren Lasten	77
Tabelle 8: Die Service-Beschreibungen des Agentensystems	87
Tabelle 9: Attribute des TU-Agenten und des VPP-Agenten.....	93
Tabelle 10: Aufbau der Agentennachrichten	96
Tabelle 11: Planungsphase – CFP-Nachricht	98
Tabelle 12: Planungsphase – Antworten der TU-Agenten auf die CFP-Anfrage	99
Tabelle 13: Planungsphase – Annehmen und Ablehnen der TU-Angebote	100
Tabelle 14: Planungsphase – Annehmen oder Ablehnen der Flexibilitätenplanung	101
Tabelle 15: Aktivierungsphase – TU Control: Zwei Nachrichten zur Übertragung einer neuen Steuerinformation	103
Tabelle 16: Aktivierungsphase – TU Control: Übertragung einer neuen Steuerinformation	104
Tabelle 17: Aktivierungsphase – Balancing: Subscribe-Anfrage zum Starten einer Datenübertragung	105
Tabelle 18: Aktivierungsphase – Balancing: Antwort des TU-Agenten auf die Subscribe-Anfrage	106
Tabelle 19: Aktivierungsphase – Balancing: Übertragung der Statusinformationen	107
Tabelle 20: Aktivierungsphase – FreqRelayEnable: Aktivierungsanfrage	108
Tabelle 21: Aktivierungsphase – FreqRelayEnable: Antworten auf die Aktivierungsanfrage	109
Tabelle 22: Aktivierungsphase – FreqRelayBlock: Blockierungsbefehl an das FR.....	110
Tabelle 23: Aktivierungsphase – FreqRelayBlock: Antworten auf den Blockierungsbefehl	110
Tabelle 24: Aktivierungsphase – FreqRelayStatus: Statusmeldung bei Auslösung	111
Tabelle 25: Aktivierungsphase – FreqRelayStatus: Bestätigung der Statusmeldung	112
Tabelle 26: Abrechnungsphase – Nachricht zum Versenden des Erbringungsnachweises	113
Tabelle 27: Abrechnungsphase – Nachricht zum Bestätigen des Erhalts des Erbringungsnachweises	113
Tabelle 28: Zeitfensterbekanntgabe – Nachricht als Anfrage zur Übermittlung der aktuellen Zeitfenster	114

Tabelle 29: Zeitfensterbekanntgabe – Nachricht als Übermittlung der aktuellen Zeitfenster an eine oder mehrere TUs	115
Tabelle 30: Infoabfrage – Anfrage zur Übertragung eines Info-Datensatzes.....	117
Tabelle 31: Infoabfrage – Übertragung eines Info-Datensatzes	117
Tabelle 32: Operationsabbruch – Mitteilung über den Abbruch einer Operation	119
Tabelle 33: Operationsabbruch – Rückmeldung über den Erhalt einer Operationsabbruchnachricht	119
Tabelle 34: Zeitmessungen des Laboraufbaus	144

Abkürzungsverzeichnis

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves (im Deutschen SRL)
AL	Abschaltbare Lasten
AMS	Agent Management System
API	Application Programming Interface
BDI	Belief Desire Intention
CPS	Cyber-physisches System
DER	Dezentrale Stromerzeugung (im Englischen distributed energy resources)
DF	Directory Facilitator
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EMS	Energiemanagementsystem
ERP	Enterprise-Resource-Planning (im Deutschen Geschäftsressourcenplanung)
FCR	Frequency Containment Reserves (im Deutschen PRL)
FIPA	Foundation of Intelligent Physical Agents
GUI	Grafische Benutzeroberfläche (im Englischen <i>graphical user interface</i>)
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
IE	Industrial Ethernet
IIoT	Industrial Internet of Things
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
JADE	Java Agent Development Framework
JVM	Java Virtual Machine
MAS	Agentensystem (Englisch: multi-agent system)
MES	Manufacturing Execution System (im Deutschen Produktionsleitsystem)
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves (im Deutschen MRL)
MOL	Merit-Order List
MRL	Minutenregelleistung (im Englischen mFRR)
OPC UA	Open Platform Communications Unified Architecture
OTC	Over the counter

PPS	Produktionsplanung und -steuerung
PRL	Primärregelleistung (im Englischen FCR)
PV	Photovoltaik
REST	Representational State Transfer
RL	Regelleistung
RTT	Round Trip Times
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SD	Service Description
SMGW	Smart meter gateway
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOA	Serviceorientierte Architektur
SOAP	Simple Object Access Protocol
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SRL	Sekundärregelleistung (im Englischen aFRR)
TE	Technische Einheit (im Englischen Technical Unit)
TU	Technical Unit (im Deutschen Technische Einheit)
UML	Unified Modelling Language
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
XML	Extensible Markup Language

1 Einleitung

Dieser Abschnitt adressiert die grundlegende Motivation der Dissertation, leitet daraus die Forschungsfrage ab und erläutert die Struktur, die der vorliegenden Arbeit zugrunde liegt.

1.1 Motivation

Eine bedeutsame Aufgabe der Menschheit ist die Transition von der Verwendung endlicher Energieträger zu einer nachhaltigen Energieerzeugung. Eine derartig nachhaltige Erzeugung von Energie bildet ein Pfeiler der „Sustainable Development Goals“ (SDG), dem sich die vereinten Nationen verpflichtet haben [1]. Diese Initiative umfasst 17 Ziele, die darauf hinarbeiten, bis zu dem Jahr 2030 ein ökonomisch, sozial und ökologisch nachhaltiges Leben auf diesem Planeten zu sichern. Neben der Verbesserung der Gesundheitsversorgung und Bildung sowie der Verringerung von Armut besteht das Ziel darin, eine bezahlbare, zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung für sämtliche Menschen sicherzustellen (Goal 7: „Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all“). Dieses Vorhaben wird in Deutschland mit dem Begriff der „Energiewende“ benannt und hat mehrere Treiber: die Endlichkeit der fossilen Energie, die Abhängigkeit von Energieimporten aus anderen Ländern und die Zunahme der Treibhausgasemissionen. Letzterer entgegenzuwirken bildet einen Schlüsselfaktor, um die beschlossenen Vereinbarungen des Pariser Klimaabkommens [2, 3] einzuhalten. Dieses von den vereinten Nationen beschlossene Abkommen zielt darauf ab, den globalen Anstieg der mittleren Temperatur auf unter 2 °C und den Anteil des Kohlenstoffdioxids in der Atmosphäre auf unter 450 ppm zu halten. Die Notwendigkeit der sog. Dekarbonisierung (der Verringerung der Kohlenstoffdioxidfreisetzung) zum Erreichen der Klimaziele im Jahr 2030 respektive 2050 durch Weiterentwicklung der Energieversorgung in Europa und Deutschland wird unter Betrachtung verschiedener Szenarien u. a. in [4–6] diskutiert und zeigt das Erfordernis eines erhöhten Anteils an erneuerbaren Energien. Auch die Europäische Union sieht in ihrer „Energy roadmap 2050“ [7] eine fast vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors vor, wobei bis 2030 ein Erneuerbare-Energien-Anteil von 57 % geplant ist (von 34,6 % im Jahre 2019 [8]) und bis 2050 nur noch 2 % der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen von 1990 übrig bleiben sollen. Deutschland plant, den Anteil der erneuerbaren Energien bei der elektrischen Energieversorgung von 42,6 % im Jahr 2019 [9] auf 65 % im Jahr 2030 [10] und bis zu mindestens 80 % im Jahr 2050 [11, 12] zu erhöhen.

Mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Stromnetz durch Technologien wie bspw. Photovoltaik (PV) oder Windkraftanlagen steigt ebenfalls die Fluktuation der elektrischen Energie im Netz [13]. Um diese Fluktuationen auszugleichen, können neben reinen Speichertechnologien wie u. a. Batteriespeicher oder Power-to-Gas-Technologien gleichfalls flexible Stromverbraucher, die ihren Leistungsbedarf je nach Netzsituation erhöhen oder reduzieren, genutzt werden. Dieser

Mechanismus wird als Demand Side Management (DSM) oder auch Demand Response (DR) bezeichnet. Da bei diesen beiden Begriffen eine unterschiedliche Verwendung im deutschen und internationalen Sprachgebrauch entstanden ist, wird dieser Punkt neben der Definition in Abschnitt 2.1.1 nochmals konkretisiert. Im Folgenden werden DSM und DR zunächst als Synonyme verwendet. Der logische Zusammenhang der treibenden Kräfte für diese Arbeit ist in Abbildung 1 dargestellt, die überdies weitere Konzepte und auch Teilüberschneidungen mit dem Thema Smart Grid andeutet. Diese Teilüberschneidung soll die zunehmende Dezentralisierung und Digitalisierung mit den neuen Mechanismen zur Betriebsoptimierung in diesen Bereichen verdeutlichen [14].

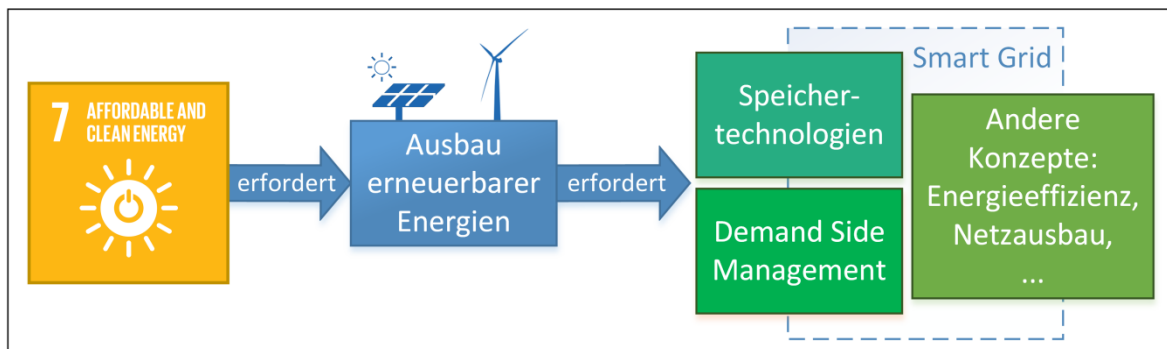


Abbildung 1: Motivationshintergrund der vorliegenden Dissertation (Teile aus [1])

Der Begriff DR kann eine Verschiebung der Last zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt oder der Verzicht bzw. die Zuschaltung einer Last in einem bestimmten Zeitraum bedeuten (siehe Abbildung 2). Da es sich dabei nicht ausschließlich um eine Last handeln muss, die eine energetische Flexibilität ermöglicht, sondern ebenfalls bereitgestellte elektrische Energie dafür genutzt werden kann, wird im Folgenden der Begriff Flexibilität verwendet. Die Nutzung dieser sog. Flexibilitäten können Anlagenbetreiber zu strategischen Zeiten anbieten, um die Netzstabilität unterstützen [12] und potenziell gewinnbringend zu vermarkten. So können sich Verbraucher bspw. dafür entscheiden, auf eine stromintensive Produktion zu verzichten, wenn die Strombezugskosten oder die Anreize für den Lastabwurf die zu erzielende Wertschöpfung übersteigen. Das Gegenteil, die Zuschaltung der Last ist theoretisch ebenso möglich, obwohl in den DR-Märkten oftmals nur der Lastabwurf gesondert berücksichtigt wird. Die Lastverschiebung hingegen bedeutet bspw., dass nicht auf die Produktion der Ware verzichtet, sondern diese auf einen anderen Zeitpunkt verschoben wird. Dies kann jedoch auch einen erhöhten Bedarf an Lagerkapazitäten für Zwischenprodukte bedingen.

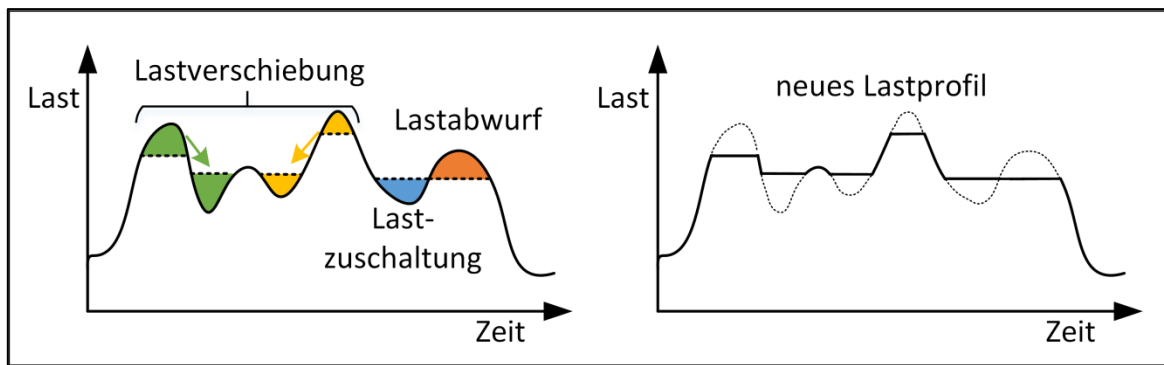


Abbildung 2: Arten von Lastflexibilitäten (eigene Darstellung nach [15])

DR kann drei Einsatzgebieten zugeordnet werden: Wohn-, Gewerbe- (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) und Industriesektor. Wie in allen Einsatzgebieten, ist im industriellen Sektor noch ausschöpfbares Potenzial sowohl in der Gewinnung von noch ungenutzten Flexibilitäten als auch in der Umsetzung von DR vorhanden.

In der Literatur zu DR liegen viele Studien [11–13, 16–19] vor, die sich mit der Entwicklung dieses Mechanismus beschäftigen. Aussagen zu dem zukünftigen Bedarf, zu dem vorhandenen Potenzial und der tatsächlichen Nachfrage können dabei aufgrund der verschiedenen Einflussfaktoren äußerst unterschiedlich sein. So spielen neben den technischen Möglichkeiten und der geografischen Lage politische Einflussfaktoren wie Veränderungen bei EE-Ausbauplänen, finanzielle Anreize oder regulatorische Vorgaben ebenfalls eine wichtige Rolle in Bezug auf die Entwicklung von DR. Einig sind sich diese Studien bei der Notwendigkeit eines solchen Mechanismus.

So betonen einige Studien nicht nur einen erhöhten Bedarf an Flexibilität in der Zukunft [16], sondern versichern der Flexibilitätenvermarktung einen festen Platz als Stabilisierungsmechanismus des Netzes [11, 12]. In [17] wird hervorgehoben, dass die Industrie mit ihren Flexibilitäten ein immer aktiverer Bestandteil des Energiemarkts wird. In [13, 17] wird die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs, ein Teil der deutschen DR-Marktfelder, in den Kategorien der Minutenreserveleistung mit einem Anstieg von ca. 70 % bei der negativen Leistung und ca. 90 % bei der positiven Leistung gegenüber 2011 eingeschätzt. Bei der Sekundärregelleistung wird ein Mehrbedarf von ca. 40 % (positive Leistung) und 10 % (negative Leistung) erwartet.

Die Zahlen zum steigenden Bedarf an Flexibilitäten können allerdings nicht isoliert betrachtet werden. Damit sich eine Erhöhung der Flexibilitätennutzung ergibt, muss zudem ausreichend Potenzial vorhanden sein. Um Studien zum Potenzial von DR bewerten zu können, muss eine weitere Unterscheidung vorgenommen werden. In der Dissertation von Hans Christian Gils [15] wird für die Bemessung des DR-Potenzials daher nicht nur im Einsatzbereich, Verbrauchertyp oder Einsatzland

unterschieden, sondern zusätzlich in mehrere Potenzial-Kategorien aufgeteilt: in das theoretische Potenzial, das sämtliche für DR geeigneten Einrichtungen und Geräte von Verbrauchern umfasst, in das technische Potenzial, das Einrichtungen und Geräte umfasst, die durch die vorhandene Informations- und Kommunikationsinfrastruktur gesteuert werden können, das wirtschaftliche Potenzial, als Teil des technischen Potenzials, der kosteneffizient betrieben werden kann, und das praktische Potenzial (ein Teil des sozialen Potenzials) als Teil des wirtschaftlichen Potenzials, das von den Nutzern akzeptiert wird und tatsächlich für DR eingesetzt werden kann. Die Potenziale in Europa und Deutschland werden in diversen Studien unter dem Einfluss verschiedener regulatorischer Maßnahmen beziffert und verglichen [15, 20–22] und in allen Studien wird ein noch ausschöpfbares theoretisches Potenzial ausgewiesen. In [23] wird von einer denkbaren Spitzenlastreduktion von 15 bis 20 % und von 10 % einer Energieverbrauchsminderung ausgegangen, während der tatsächliche Einfluss näher bei 1 bis 10 % für die Spitzenlastreduktion und 0 bis 5 % für die Energieverbrauchsminderung liegen könnte. Die Europäische Kommission [24] spricht bei der bisherigen Nutzung des DR-Potenzials von einem Zehntel. Bei der Verteilung des Potenzials auf die Einsatzsektoren liegt das meiste Potenzial in Deutschland im Wohngebäudesektor mit über 50 %, gefolgt vom Gewerbesektor mit mehr als 25 % und einem Anteil von ca. 22 % im industriellen Sektor [15]. Während im Wohngebäudesektor theoretisch das meiste Potenzial zu mobilisieren ist, sind die Investitionskosten durch die vergleichsweise geringen Erlösungspotenziale und die fehlenden Standardisierungen noch zu hoch [20]. Demgegenüber ist der industrielle Sektor aufgrund der geringeren Kosten im Verhältnis zur Abwicklung von größeren Lasten insgesamt kosteneffizienter [21].

Um dieses Potenzial besser nutzbar zu machen und die Kosten für den Aufwand zu senken, müssen politische bzw. regulatorische Hürden beseitigt werden [22]. In Deutschland ist aufgrund der Liberalisierung des Energiemarkts aus den ehemaligen Monopol-Energieversorgern eine Vielzahl von Akteuren entstanden. Daher werden Änderungen im regulatorischen System träge umgesetzt, was in einem weiteren Hindernis beim Ausbau von DR resultiert [20]. In der Studie „Aktionsplan Lastmanagement“ [25] werden Markt- und Regulierungsdesign-bezogene Hemmnisse für die Erschließung von flexiblen Lasten und anderen Flexibilitätsoptionen in Deutschland identifiziert und vorgeschlagen, wie diese Hemmnisse abgebaut werden können. Dazu gehören u. a. die Verbesserung der wirtschaftlichen Anreize für ein aktives Bilanzkreismanagement, eine Verkürzung von Ausschreibungszeiträumen im Regelreservemarkt, da die Produkte derzeit so gestaltet sind, dass flexiblen Lasten die Teilnahme an den Märkten erschwert wird. Zusätzlich wird für die Beseitigung von unnötigen Markteintrittsbarrieren für flexible Lasten plädiert, damit die Präqualifikationsbedingungen kompatibel mit den Produktdefinitionen gestaltet werden können.

Auch eine von der deutschen Energie Agentur gestützte Initiative für Netzflexibilität [26] arbeitet an einem Katalog von Regulierungsmaßnahmen für konstruktive Lösungsansätze für eine Beseitigung existierender Hürden. Dabei wird u. a. Bezug auf die Hemmnisse regulatorischer Hürden beim Einsatz von Flexibilitäten genommen, was wiederum den weiteren Ausbau von Flexibilitäten bzw. die Entwicklung von intelligenten Lösungen in Deutschland hemmt. Auch soll die Problematik der entstehenden Mehrkosten (wie operativer Kostensteigerungen) der Flexibilisierung durch die Weiterentwicklung der entsprechenden Regeln beseitigt werden, da es eigentlich ein effizienteres Wirtschaften ermöglicht. Zusätzlich wird eine gezielte Vergütung (z. B. durch lokale Flexibilitätsprodukte) oder eine Ermäßigung staatlich induzierter Preisbestandteile (Entgelte, Umlagen etc.) als Verbesserung des betriebswirtschaftlichen Einsatzes von Flexibilitäten empfohlen.

Änderungen oder Vorschläge zu Änderungen des Marktdesigns und der Regularien bilden neue Anforderungen an die Technologien zur Umsetzung. So wird im Aktionsplan Lastmanagement [25] eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und Produktlaufzeiten in einem der deutschen DR-Märkte empfohlen. Je näher die Beschaffung der Regelreserve am Zeitpunkt der Erfüllung liegt, desto geringer hingegen sind die Risiken und die entsprechenden Kosten. Durch solche Marktveränderungen ergeben sich neue Anforderungen an die Reaktionsfähigkeit der technischen Umsetzung.

Industrielle Prozesse sind normalerweise auf eine hohe und stetige Auslastung ausgelegt, da bei der Prozessplanung die Vermarktung von Flexibilitätspotenzialen nicht berücksichtigt wird. Aus diesem Grund sind in diesem Bereich weitere Anstrengungen für Retrofit und zukünftige Prozessplanungen notwendig [27].

Überdies kommen noch zusätzliche Schwierigkeiten bei der Integration in den bestehenden Betriebsablauf, der bereits jahrelang unter anderen Aspekten normiert wurde, hinzu. So kann es möglich sein, dass Belegschafts- oder Schichtpläne angepasst werden müssen. Die Maschinenführer müssen bei Schaltvorgängen gegebenenfalls informiert werden, um die Kontrolle über die Maschine behalten zu können. DR-Schaltvorgänge müssen insofern transparent stattfinden, aber auch Produktionspläne müssen dynamisch angepasst werden. Bei einem Ausfall einer Flexibilität muss das System flexibel reagieren und eine andere Anlage schalten können. Dazu müssen noch die Abrechnungsmechanismen als Nachweis der tatsächlich erbrachten Leistung umgesetzt werden. [20]

Weitere technische Einschränkungen wie der noch laufende Ausbau von Kommunikations-, Mess- und Schalttechnologien (z. B. Smart-Meter) sind besonders im nicht industriellen Sektor ein Problem, und verlangsamen den Ausbau von DR-Mechanismen [22]. Aber auch während im industriellen

Sektor zunächst eine bessere Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)-Infrastruktur zu finden ist, spielt hier der Grad der Automatisierung eine wichtige Rolle. [22]

In einem Bericht zu einem DSM-Pilotprojekt in Bayern [27] werden diverse Herausforderungen zur Umsetzung von DSM angesprochen. Neben generellen Punkten wie fehlenden Sach- und Marktkenntnissen zu dem Thema, technischen Herausforderungen wie fehlenden IKT-Marktstandards zur Steuerung der Prozesse wird konkret ein Forschungsbedarf zur Flexibilität im Kontext von Digitalisierung und Industrie 4.0 angesprochen. Darin geht es u. a. um die Anforderungen an die Management-, Informations- und Kommunikationstechnik von Industrieunternehmen, Synergieeffekte zwischen Digitalisierung und Flexibilität sowie *Internet of Things* in Bezug auf die Verbreitung und Akzeptanz bei der Fernsteuerbarkeit von Industrieanlagen.

Diese Studien zeigen, dass ein noch immer hoher Forschungsbedarf im Bereich von DR besteht, sowohl im Allgemeinen als auch im Hinblick auf den industriellen Teil der Umsetzung.

Die Vermarktung von eigenen Flexibilitäten ist ein äußerst komplexer Prozess und mit einem hohen individuellen ingenieurstechnischen Aufwand verbunden. Dafür fehlt den industriellen Unternehmen oft nicht nur das Know-how, da sie keine professionellen Energiebeschaffungsprozesse aufweisen, sondern die Größe ihrer Flexibilitäten reicht oftmals nicht aus, um Zugang zu den Märkten zu erhalten. Eine Lösung für dieses Problem ist die Zusammenarbeit mit einem sog. DR-Aggregator (auch Flexibilitätenvermarkter oder DR-Service-Provider genannt). Diese schließen Flexibilitäten von verschiedenen Firmen in einem virtuellen Kraftwerk (VPP¹) zusammen und vermarkten sie gemeinsam an den DR-Märkten [28–30]. Aber auch DR-Agregatoren haben mit den oben beschriebenen Problemen zu kämpfen und müssen viel Engineering-Arbeit in die Erschließung von Flexibilitäten und das intelligente Management ebendieser stecken.

Als Zwischenergebnis aus diesem Themenkomplex ist die Fokussierung der vorliegenden Arbeit auf den **industriellen Bereich des DR im Rahmen einer Umsetzung via DR-Agregatoren** festzuhalten, bevor im folgenden Absatz die Kerntechnologie für diese Aufgabe elaboriert wird.

Ein vielbeforschter Ansatz, Prozesse mit dezentraler Entscheidungsfindung wie das Energiemanagement in Inselnetzen, das Management von Smart Grids oder die Umsetzung von DR-Mechanismen zu beherrschen und optimieren, ist das Paradigma der Agentensysteme (MAS²). Hierbei werden die einzelnen Teilnehmer des abzubildenden Systems (Inselnetze, Strommärkte,

¹ Die Abkürzung bezieht sich auf den englischen Begriff „virtual power plant“.

² Die Abkürzung bezieht sich auf den englischen Begriff „multi-agent system“.

virtuelle Kraftwerke etc.) als Agenten modelliert und das Verhalten dieser autonomen Agenten so modelliert, dass diese in Kooperation mit anderen Agenten ein bestimmtes Ziel erreichen, wie z. B. den Ausgleich einer Energieversorgung oder den möglichst günstigen Erwerb von Energie. Ein entscheidender Faktor dabei ist die Fähigkeit der Agenten, mithilfe von Schnittstellen untereinander auf eine einheitliche Art und Weise kommunizieren zu können. Ähnlich wie bei der schwachen künstlichen Intelligenz sind in diesem Forschungsgebiet die Problemlösungen sehr auf die bestimmte Teilbereiche ausgelegt [31, 32]. Allein auf das Einsatzgebiet DR bezogen, gibt es sehr viele individuelle Lösungen, die verschiedene Märkte, Einsatzbereiche oder bestimmte Betriebsführungsstrukturen abdecken. Ungeachtet einiger realer Anwendungsfälle im Einsatz von Agentensystemen [33] ist eine weit verbreitete Adoption dieser Technologie im tatsächlichen Einsatz noch nicht erreicht [32, 34]. In [34] wird von einem 15%igen Anteil der Studien, die einen Bezug zu echten Anwendungsfällen haben, berichtet. Zwei mögliche Ursachen werden diesbezüglich in der Studie identifiziert. Zum einen kann dies auf einen geringen Fortschritt in der tatsächlichen Anwendung von Agentensystemen oder auf eine große Anzahl von nicht berichteten Fällen zurückzuführen sein. Als Grund für den vermeintlich geringen Einsatz der Agententechnologie werden in der Studie zwei mögliche Hemmnisse identifiziert: zum einen das Fehlen einer systematischen und einheitlichen Methodik und zum anderen den Mangel an leistungsfähigen Tools zum Umgang mit Agentensystemen, um in industriellen Umfeldern eingesetzt werden zu können. In diesem Kontext wird eine Handlungsempfehlung zur Entwicklung entsprechender industrieller Tools ausgesprochen. So müssen sich solche Tools an die Besonderheiten in der Industrie anpassen, um nicht nur die Zahl der Anwendungen, sondern besonders die Anwendbarkeit in echten Einsatzgebieten zu erhöhen.

Auch durch die vierte industrielle Revolution – mit der neue Technologien in der Industrie einhergehen, um eine verbesserte und flexiblere Produktion zu ermöglichen – bietet sich hier eine zusätzliche Gelegenheit in dieser Domäne, die Umsetzung und Verbreitung von Agentensystemen zu verbessern. Eine ausführliche Definition und Evaluation der Vor- und Nachteile der Agententechnologie ist in Abschnitt 3.3 zu finden.

Unter den in diesem Abschnitt getroffenen Annahmen wird zur Umsetzung die **Agententechnologie** als maßgebliche Kerntechnologie in dieser Arbeit vorausgesetzt.

1.2 Forschungsfrage und Forschungsziel

Das Ziel der vorliegenden Dissertation besteht demnach darin, ein Agentensystem zu konzipieren, um DR-Mechanismen in der Industrie via VPP von DR-Aggregatoren umzusetzen. Auf diese Weise soll die Nutzung dieser Mechanismen optimiert werden, um den steigenden Anforderungen an die

Flexibilität gerecht zu werden. Dieses Agentensystem soll eine schrittweise Integration für die VPP-Betreiber ermöglichen und für die deutschen DR-Marktfelder nutzbar sein. Ein technisches Implementierungskonzept auf Basis von industriellen Standardkomponenten soll dabei insbesondere helfen, das Agentensystem direkt einsetzbar zu machen und somit die Verbreitung von Agentensystemen verbessern. Dabei liegt der Fokus ausschließlich auf technologischen Aspekten der DR-Mechanismen im Rahmen der bestehenden regulatorischen Bedingungen und nicht auf der Wirtschaftlichkeit der Systemimplementierung bei der Anwendung der bestehenden Marktmechanismen.

Dieser deduktive Forschungsansatz bezieht somit Wissen aus der Theorie der Agententechnologie und den DR-Mechanismen und überführt diese Informationen in ein praxisbezogenes Unterfangen, womit sich auch die folgende Forschungsfrage ableiten lässt:

Forschungsfrage:

Wie ist ein Agentensystem zu konzipieren und welche steuerungstechnischen Voraussetzungen müssen geschaffen werden, um die DR-Mechanismen deutscher Märkte durch DR-Aggregatoren (VPPs) mithilfe der Agententechnologie zu automatisieren und damit eine verbesserte Nutzung von Flexibilitäten im Industriesektor zu ermöglichen?

Diese vordefinierte Forschungsfrage stellt zunächst die Grundlage für die Betrachtungen in den folgenden Abschnitten dar. So ist eine Untersuchung hinsichtlich der DR-Mechanismen in den verschiedenen Marktfeldern notwendig, um daraus Detailfragen abzuleiten. Durch die Komplexität der DR-Märkte mit ihren individuellen Anforderungen ist eine automatisierte bzw. verbesserte Nutzung von Flexibilitäten möglicherweise lediglich mit Einschränkungen möglich. Aus dieser Anwendungsdomäne ergeben sich somit wiederum neue Anforderungen und Fragestellungen an das Agentensystem und die Technologie, die sich zur Implementierung dessen eignet.

1.3 Aufbau dieser Arbeit

Die vorliegende Dissertation ist in acht Kapitel aufgeteilt. Diese befassen sich u. a. mit den notwendigen Grundlagen, der Software-Entwicklung des Agentensystems, der technischen Implementierung von diesem und der Validierung mit anschließender Ergebnisdiskussion und einer Zusammenfassung und Ausblick (siehe Abbildung 3).

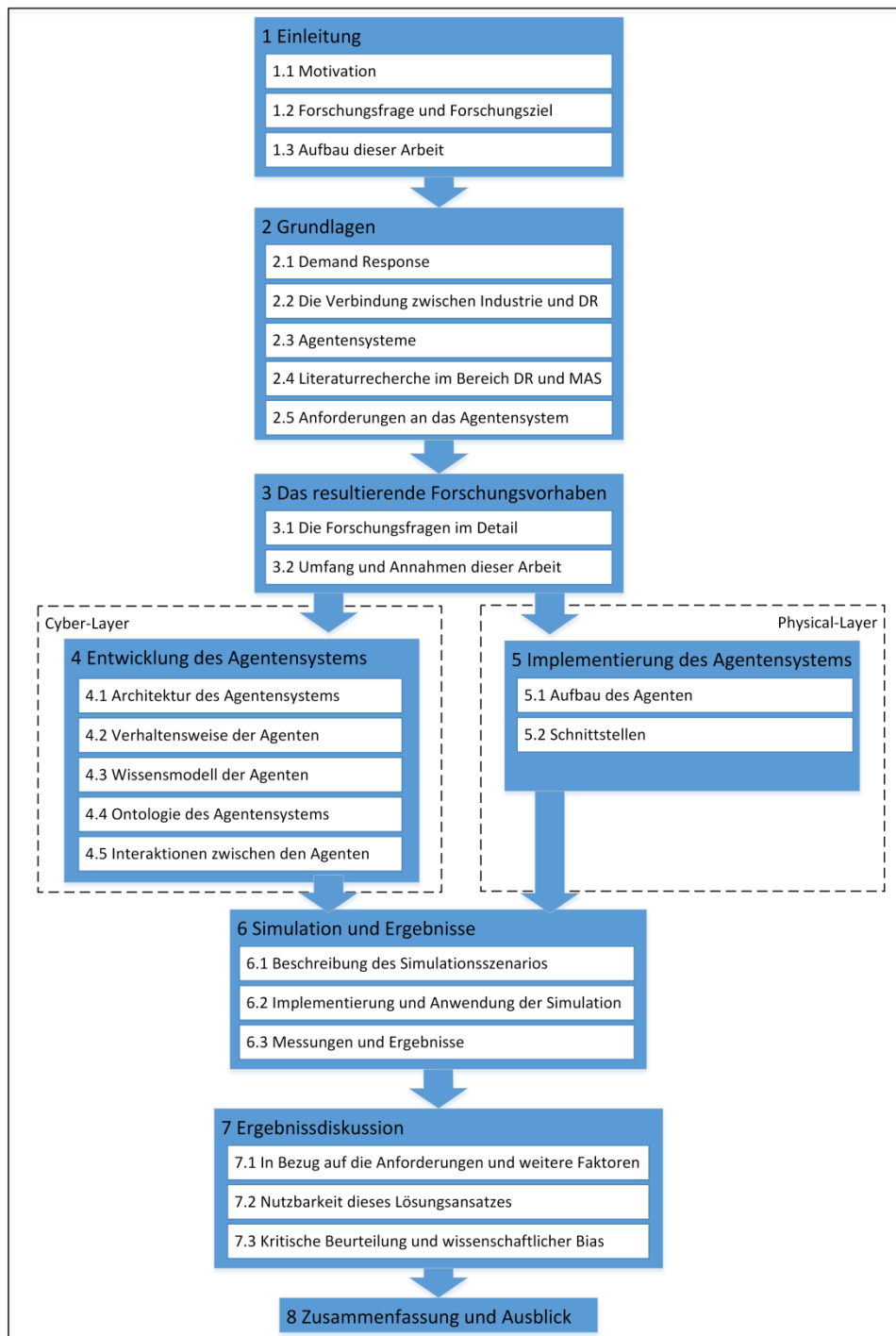


Abbildung 3: Aufbau der Dissertation

Zunächst werden in dem zweiten Kapitel die Grundlagen zu drei Themengebieten behandelt. Als erstes wird die Beschreibung von DR, den DR-Märkten in Deutschland und dem DR-Aggregator bzw. dem VPP-Prinzip vorgenommen. Darauf wird der Bezug zur DR in Verbindung zum industriellen Einsatz untersucht und das Paradigma der Agentensysteme erläutert. Auf dieser Basis wird der aktuelle Forschungsstands in Form der Literaturrecherche erarbeitet und mit den aggregierten

Erkenntnissen aus den vorhergehenden Abschnitten werden die Anforderungen an ein solches Agentensystem aufgelistet.

In dem darauffolgenden Kapitel 3 werden die finalen Forschungsfragen – abgeleitet aus den Anforderungen des zweiten Kapitels – dargelegt und der genaue Umfang dieser Arbeit mit seinen Annahmen beschrieben.

Kapitel 4 und Kapitel 5 stellen den Kern der Dissertation und die eigentliche Forschungsleistung dar. Diese Kapitel unterteilen die Forschungsleistung in die Entwicklung mit Softwarebezug (Cyber-Layer) und die Entwicklung mit Hardwarebezug (Physical-Layer). In Kapitel 4 wird die Entwicklung des Agentensystems unter Einhaltung der vorher definierten Anforderungen beschrieben. Zu diesen gehören die Entwicklung der Agentenarchitektur, des Verhaltens- und Wissensmodells und der Ontologie mit den notwendigen Kommunikationssequenzen und Nachrichten des Agentensystems.

In Kapitel 5 wird die Implementierung mit Bezug auf den physikalischen Teils des Agentensystems beschrieben. Dies subsumiert den Aufbau des Agenten und der notwendigen Schnittstellen mit Technologien und den notwendigen Tools zur Implementierung ebendieser.

In Kapitel 6 wird anhand eines Laboraufbaus das Agentensystem im Rahmen eines vorher definierten Simulationsszenarios implementiert und simuliert. Die Resultate mit den Messungen werden hier ebenfalls dokumentiert.

Das vorletzte Kapitel beinhaltet die Ergebnisdiskussion der vorher durchgeführten Tests – es werden die Ergebnisse im Hinblick auf die Zielstellung evaluiert und Aussagen zu der Nutzbarkeit des Systems getätigt. Des Weiteren wird eine kritische Beurteilung der Ergebnisse vorgenommen und der wissenschaftliche Bias dargelegt.

Mit einer Zusammenfassung und der Einordnung in Bezug auf das erreichte Forschungsziel schließt die Dissertation in Kapitel 8 ab und gibt einen Ausblick auf zukünftige Fragenstellungen in diesem Forschungsgebiet.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden u. a. die Begrifflichkeiten, Mechanismen, Märkte und relevante Standards rund um DSM und DR erörtert. Anschließend werden die Schnittstellen zwischen den industriellen Flexibilität anbietern und den zuvor behandelten DR-Aggregatoren thematisiert. Zusätzlich wird die Agententechnologie in diesem Kontext erläutert. Das Kapitel schließt nach einer Literaturrecherche zu den Themenfeldern DR (und verwandte Mechanismen), VPPs und MAS mit den Schlussfolgerungen zu den Anforderungen an ein derartiges Agentensystem.

2.1 Demand Response

Bevor in diesem Abschnitt die Mechanismen und Marktstrukturen im Kontext von DR vertieft werden, ist die Definition von DR und artverwandter Begriffe notwendig, da es im deutschen und internationalen Sprachraum zu Unterschieden kommt. Im Anschluss wird auf die Funktion des DR-Aggregators eingegangen und in einem letzten Abschnitt werden die Anforderungen an das Agentensystem, aus den Märkten und der VPP-Nutzung abgeleitet, aufgelistet.

2.1.1 Begriffsdefinition und Kategorisierung von DSM und DR

Der Begriff Demand Side Management wird in den späten 1980er-Jahren in den Vereinigten Staaten von Amerika von Clark W. Gellings als logische Folge von Planungsprozessen der Stromversorger eingeführt [35].

Gellings verbreitet und definiert den Begriff durch mehrere Publikationen. Seine – die wahrscheinlich am weitesten und anerkannteste – Definition des Begriffs Demand Side Management lautet wie folgt:

„DSM is the planning, implementation, and monitoring of those utility activities designed to influence customer use of electricity in ways that will produce desired changes in the utility’s load shape, i.e., changes in the time pattern and magnitude of a utility’s load. Utility programs falling under the umbrella of demand-side management include: load management, new uses, strategic conservation, electrification, customer generation, and adjustments in market share“. [36]

Er unterteilt DSM ferner in sechs verschiedene Laständerungstypen, die in Abbildung 4 skizziert sind.

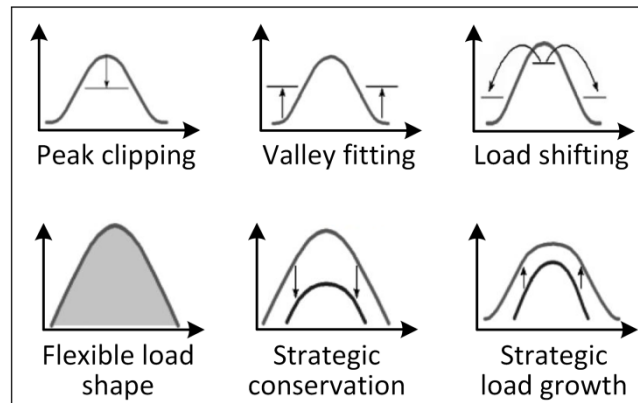


Abbildung 4: Demand-Side-Management-Laständerungstypen nach Clark W. Gelling (eigene Darstellung nach [36])

Bei den oberen drei Mechanismen soll ein Abflachen der Lastabnahmekurve erreicht werden. Dies kann durch die Verringerung von Spitzenlasten (*peak clipping*), durch Anheben der Lastmenge (*valley fitting*) oder durch die Verschiebung der Lastabnahme (*load shifting*) erreicht werden. Der erste in der zweiten Reihe aufgeführte Mechanismus ist die flexible Lastform (*flexible load shape*) und gehört ebenfalls zum Lastmanagement – ähnlich wie bei den ersten drei Typen wird auch hier die Last geändert, aber die Änderung bleibt dabei flexibel in beide Richtungen (Erhöhung und Verringerung) möglich. Die letzten Arten der Laständerung fallen nicht unter das klassische Lastmanagement, hierbei geht es um die strategische dauerhafte Verringerung der Energieaufnahme (*strategic conservation*) wie z. B. durch Energieeffizienzmaßnahmen oder die dauerhafte Steigerung der Energieaufnahme (*strategic load growth*), was bspw. durch den Austausch von fossilbetriebenen Maschinen durch elektrisch betriebene (Beispiel Elektrofahrzeuge) entstehen kann.

Demand Side Management beschreibt somit jegliche Mechanismen, die eine Anpassung der Energienutzung auf der Verbraucherseite erwirken. Zu diesen können bspw. auch langfristige Energieeffizienzmaßnahmen zählen wie die Nutzung effizienterer Verbraucher. Die anderen Mechanismen, die kurzfristige Maßnahmen einschließen wie das *peak clipping*, *valley fitting*, *load shifting* und *flexible load shapes* werden als Demand Response bezeichnet und sind damit eine Subkategorie von DSM [37]. Die wahrscheinlich geläufigste Definition des Begriffs DR stammt von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) und lautet wie folgt:

„Demand Response: Changes in electric use by demand-side resources from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized“. [38] [39]

Die Definition der FERC deckt sich mit den voranstehend genannten Subkategorien des DSM, die als DR gelten. Eine äußerst ähnliche, aber auch oft verwendete ältere Definition von DR entstammt dem U.S. Department of Energy und ist in [38] aufgeführt. Bei beiden Definitionen wird in Bezug auf den Einsatz als netzschützendes Element allerdings lediglich von einer Verringerung des Stromverbrauchs gesprochen. Dennoch kann auch der Fall einer Lasterhöhung notwendig werden, da es durch den steigenden EE-Anteil auch zu einer Überproduktion an elektrischer Energie kommen kann und damit negative Preise beim Stromhandel auftreten können [20]. Im Hinblick darauf wird die Definition der EU-Kommission dem Begriff DR im heutigen Kontext besser gerecht (und benutzt einen weiteren Begriff – Demand side response – als Synonym):

„Demand side response, or demand response, refers to a number of actions which customers, or agents acting on their behalf, can do to change their use of demand side resources at strategic or peak times.“ [22]

In dieser Definition wird nicht ausschließlich von der Herbeiführung eines geringeren Stromverbrauchs gesprochen, sondern neben der Verringerung die Erhöhung der Last einbezogen. Eine deutsche Definition für DR mit gleichwertiger Aussage ist in [20] zu finden und lautet wie folgt:

„Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.“ [20]

Die europäische und ähnliche deutsche Definition dieses Begriffs gelten aufgrund der vorhergehenden Ausführungen als Grundlage für alle nachfolgenden Ausführungen in dieser Arbeit.

Neben der Unterscheidung in Laständerungstypen werden die DR-Märkte bzw. Produkte, die von Verbrauchern genutzt werden können, in verschiedene Markt-Typen unterteilt. In [40] wird dafür in **implizites DR** (*implicit DR*) und **explizites DR** (*explicit DR*) unterteilt. Beim impliziten DR wird dem Verbraucher ein zeitabhängiger Strompreis übermittelt, der ihm die Möglichkeit gibt, den Einsatz seiner Flexibilitäten³ auf der Grundlage von Preissignalen vom Strommarkt anzupassen, ohne Verpflichtungen einzugehen, eine Flexibilität leisten zu müssen. Beim expliziten DR wird der mögliche

³ Im Verlauf dieser Arbeit wird ausschließlich der Begriff Flexibilität verwendet, welcher sich auf die energetische Flexibilität im Sinne von DR bezieht, womit nicht nur Lasten, sondern auch Speicher oder andere Technologien mit ähnlicher Funktionalität eingeschlossen sind.

Einsatz der Flexibilität im Voraus dem Markt bzw. dem Netzbetreiber für einen gewissen Zeitraum zugesichert und bei Bedarf durch ein Event vom Netzbetreiber (entweder durch direkte Laststeuerung oder durch die Aufforderung an die Verbraucher, ihren Stromverbrauch zu ändern) ausgelöst. Dem Verbraucher wird neben der Vorhaltung der Flexibilität (Leistungspreis oder Bereitschaftsvergütung) der Einsatz (Leistungspreis) ebendieser vergütet. Je nach Herkunftsland wird nach diesen Kategorien oder anderen eingeteilt. Die DR-Programme oder -Produkte, die diesen Unterteilungen unterfallen, sind ebenfalls je nach Herkunftsland und Stromnetzorganisation unterschiedlich (siehe die nachfolgende Tabelle 1 für Referenzen).

Die verschiedenen Einteilungsbegriffe und -weisen werden im folgenden Absatz erläutert, um einen Überblick zu den in der Literatur verwendeten Begrifflichkeiten zu generieren.

So verwendet die Europäische Kommission eine weitere Klassifizierung in **price-based** und **incentive-based** Programme [22]. Die preisbasierenden Programme sind dabei eine andere Bezeichnung für implizites DR und die anreizbasierten Programmen eine andere für explizites DR. Die Amerikanische Federal Energy Regulatory Commission (FERC) hingegen unterteilt **incentive-based DR Programs** und **time-based Programs** [39]. In diesem Fall wird für die impliziten bzw. preisbasierenden Programme der Begriff *Time-based* verwendet. Die North American Electric Reliability Corporation [41] unterteilt die DR-Programme in drei weitere Schichten mit zusätzlichen Kategorien. So wird zunächst **dispatchable** und **non-dispatchable** unterschieden. Die *dispatchable* DR-Programme stellen dabei die expliziten DR-Programme und die *non-dispatchable* DR-Programme die vom Verbraucher selbst gesteuerten impliziten DR-Programme dar. Darauf basierend wird weiter in *reliability*, *economic* und *time sensitive* und im nächsten Schritt in fünf weitere Kategorien aufgeteilt. In der Dissertation von W. Khamphanchai [42] wird neben der geläufigen Unterteilung in *time-based* und *incentive-based* noch nach dem Ziel, das die DR-Programme verfolgen, organisiert. Zum einen in DR-Programme mit *main concern on grid reliability*, welche Kapazitäten zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität fokussieren und DR-Programme mit *main concern on energy market/efficiency*. Mariano Martín [43] führt ebenfalls zwei Unterteilungen an, einmal in **dispatchable** und **non-dispatchable** und respektive in incentive- und price-based.

Palensky und Dietrich [44] untersuchen die Taxonomie sowie Mechanismen von DSM (DR und EE) und teilen diese nach ihrer Zeitabhängigkeit und dem Einflussgrad auf die Prozessoptimierung ein. Sie unterteilen in folgende Kategorien: *Energy Efficiency*, **Time Of Use (TOU)**, **Market DR** und **Physical DR** sowie **Spinning Reserve (SR)** (siehe Abbildung 5). *SR* bezeichnet die frequenzabhängig gesteuerten Schwungmassen der Netzbetreiber, das *Physical DR* stellt das von den Netzbetreibern gesteuerte Lastmanagement dar, das *Market DR* stellt die Vortags- und Echtzeitpreise dar und *TOU*

Programme sind feste Zeiträume, in denen ein erhöhter Strompreis herrscht, sodass Verbraucher den Einsatz ihrer Prozesse im Hinblick auf diese Zeiträume optimieren.

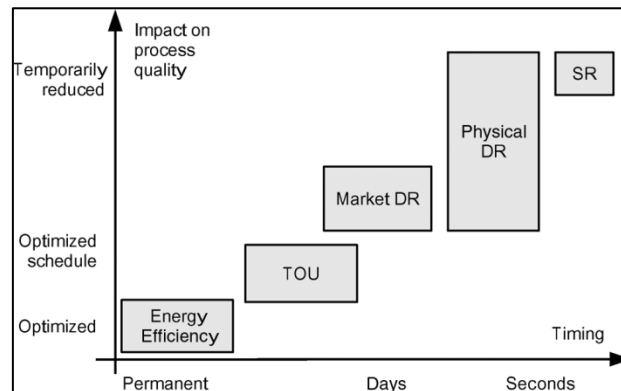


Abbildung 5: Mögliche Kategorisierung des DSM aus [44]

Es ist festzuhalten, dass bei der Einteilung der DR-Märkte bzw. Produkte auf verschiedene Herangehensweisen bei der Einteilung in Kategorien zurückgegriffen wird. So wird eingeteilt nach dem Zeitraum, den sie abdecken, nach der Motivation, dem Ziel des Markts oder der Art und Weise der Steuerung der Flexibilitäten. Die verschiedenen Unterteilungen sind der folgenden Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1: Verschiedene Arten der Unterteilung von DR-Programmen

Art der Unterteilung und Vergleichbarkeit der DR-Programme		Unter anderem verwendet in
Explicit DR	Implicit DR	[22, 40]
Volume-based DR	Price-based DR	[22, 40]
Incentive-Based DR	Price-based DR	[38, 40, 43]
Incentive-Based DR	Time-based DR	[20, 39, 42, 44–46]
Grid reliability	Energy market	[42, 47]
Dispatchable	Non-Dispatchable	[41] [43]
Physical DR (& Spinning Reserve)	Market DR (& Time of Use)	[44]

Beide Arten von DR-Programmen (explizit und implizit) werden benötigt, um das Netz stabil zu betreiben. Da der Preis bei Überangebot oder Engpässen ein stabilisierendes Verhalten provozieren kann, wird oft angenommen, dass monetäre Anreize die Stabilisierung des Netzes alleine umsetzen können. Diese Annahme ist falsch, da eine begrenzte Kundenflexibilität und physikalische Situationen nicht auf den Preisen abgebildet werden können und somit die Netzentlastung nicht alleine über Preise erfolgen kann. Aus diesem Grund sind die expliziten DR-Programme bzw. Systemdienstleistungen zu nennen, die in der Lage sind, über verbindliche Flexibilitäten das Netz zu

stabilisieren. Daher ist eine gute Mischung aus preis- und anreizbasierten DR-Mechanismen in der Regel notwendig, um ein Netz optimal zu betreiben. [44]

Vorliegend wird – auf Grundlage der obigen Ausführungen – die Definition der Europäischen Kommission [22] von DR verwendet und auch auf die europäische Einteilung der Programme nach *explicit* bzw. *incentive-based* DR und nach *implicit* bzw. *price-based* DR genutzt.

Bevor im folgenden Abschnitt die DR-Märkte adressiert werden, ist noch eine Besonderheit bei der Verwendung der Definition von DSM und DR im deutschen Kontext festzustellen. Während im internationalen Raum eine große Mehrheit die gleiche Unterscheidung bei den Begriffen DSM, DR und EE vornehmen, liegt im deutschen Sprachgebrauch eine andere Unterscheidung vor (siehe Abbildung 6).

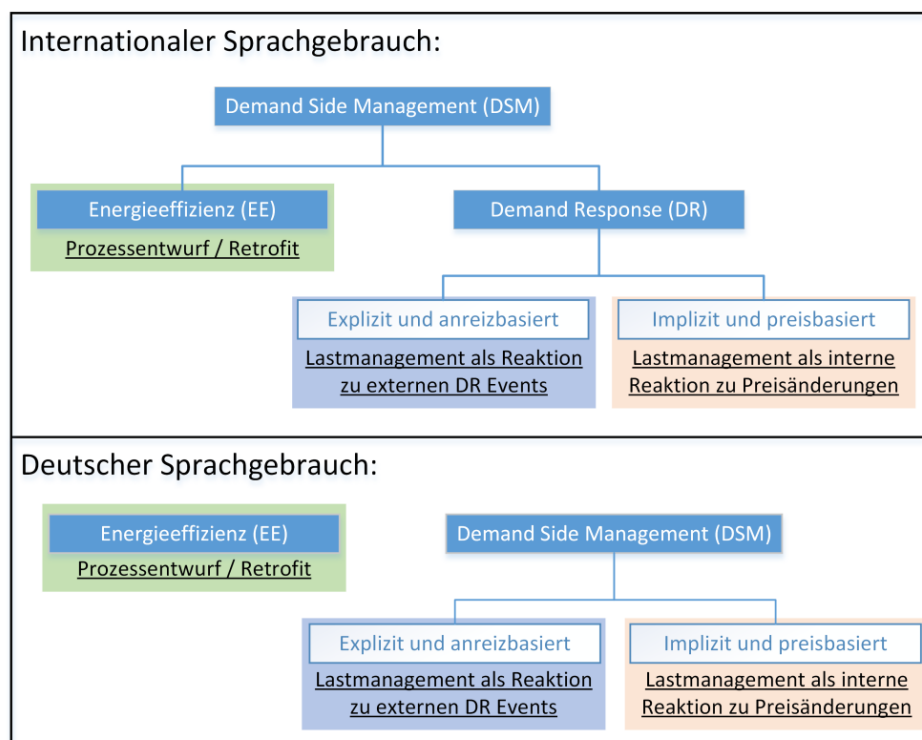


Abbildung 6: DSM-Definition im internationalen und deutschen Sprachgebrauch [in Anlehnung an [43]]

So wird DSM in einschlägiger Literatur [12, 17, 27, 48, 49] als Synonym zu DR verwendet und jegliche Beeinflussung der Verbraucherlast als DSM angesehen [20, 21]. Energieeffizienzmaßnahmen werden im deutschen Sprachraum nicht als Subkategorie von DSM, sondern als eigenständiges Gebiet betrachtet.

Im Kontext von DSM wird der Begriff Smart Grid genannt, da diesem Oberbegriff insbesondere die intelligente Koordination von Erzeugung und Verbrauch zuzurechnen ist. Eine Definition dieses

Begriffs ist die intelligente Betriebsführung des Stromnetzes auf Basis aktueller IKT unter der Berücksichtigung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und der im Netz befindlichen Betriebsmittel. So soll auch Kapazitätsproblemen im Netz nicht nur durch Ausbaumaßnahmen, sondern zusätzlich durch eine effizientere Nutzung der Netzkomponenten und intelligente Koordination von Erzeugung, Verteilung und Verbrauch begegnet werden. [50]

Im vorliegenden Rahmen wird im Folgenden der Begriff **technische Einheit** (TU⁴) verwendet. Hinter diesem verbirgt sich nach der Definition in [51] der Oberbegriff für Anlagen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve. Dieser umfasst sowohl Erzeugungseinheiten wie Blockheizkraftwerke, Windkraft- und PV-Anlagen als auch regelbare Verbrauchseinheiten. Die regelbaren Verbrauchseinheiten werden ebenfalls flexible Lasten genannt, zu denen neben Elektromobilen, Heimspeichern oder elektrischen Wärmepunkten industrielle Prozesse und Anlagen zählen. Zu diesen gehören energieintensive Prozesse aus der Metall-, Chemie-, Lebensmittel- oder anderen Industrien. Prozesse wie Kühlhäuser, Druckluftherzeugung, Prozesse in der Papierproduktion zur Faserherzeugung, das Brechen von Steinen in Kieswerken sind hierbei u. a. zu nennen. Besonders geeignet sind Produktionsprozesse mit entsprechenden Pufferspeichern als Flexibilitätspotenziale. Hierbei sind Prozessketten zu bevorzugen, die nicht eng miteinander gekoppelt sind, bei denen durch die Schaffung von Lagerflächen die Möglichkeiten zur flexiblen An- oder Abschaltung generiert werden [20].

2.1.2 Aufbau des deutschen Stromnetzes und seiner DR-Märkte

Der europäische Strommarkt ist ein Verbund regionaler Märkte, in welchem die meisten Netze physikalisch verbunden sind. Dies ermöglicht Stromaustausch und Handel über die Ländergrenzen [52]. Bei den DR-Märkten existiert kein harmonisiertes europaweites System. Hier gibt es zahlreiche DR-Programme und -Initiativen auf Ebene der Mitgliedsstaaten, aber keine gemeinsame europaweite DR-Initiative für den europäischen Binnenmarkt als Ganzes, da es diese europäische Organisationseinheit eines europäischen Binnenmarkts nicht gibt [52]. Weil im Rahmen der vorliegenden Arbeit der deutsche Markt mit seinen DR-Programmen betrachtet wird, ist in diesem Abschnitt auch ausschließlich diese Marktstruktur beschrieben. Bevor die sechs DR-Marktfelder in Deutschland (siehe Abbildung 7) einzeln beschrieben werden, wird zunächst ein Überblick über den strukturellen Aufbau des deutschen Stromnetzes geschaffen, um die für das DR relevanten Marktteilnehmer zu identifizieren.

⁴ Die Abkürzung bezieht sich auf den englischen Begriff „technical unit“; in diversen Dokumenten auch mit TE abgekürzt.

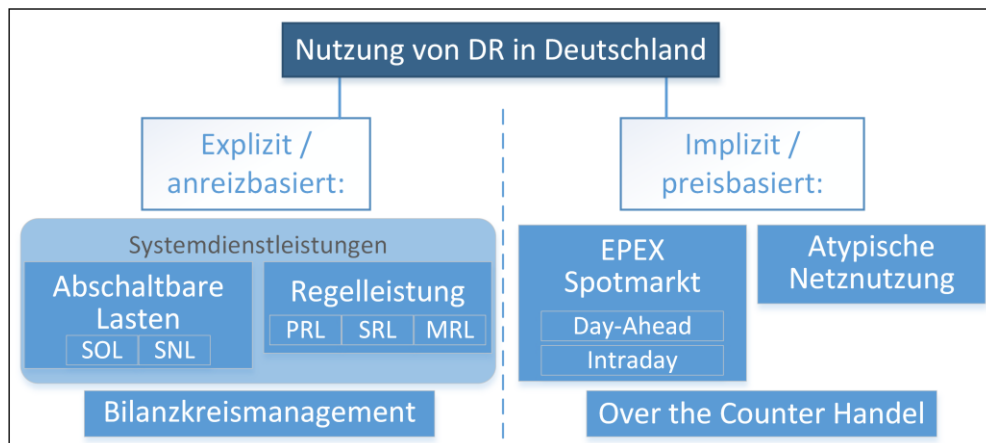


Abbildung 7: Übersicht zur Nutzung von DR in Deutschland

2.1.2.1 Aufbau des deutschen Stromnetzes

Das deutsche Stromnetz wird durch das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) betrieben. Dieser europäische Verband umfasst alle **Übertragungsnetzbetreiber** (ÜNB) aus 35 europäischen Ländern [53].

Das deutsche Übertragungsnetz besteht aus vier ÜNBs, dargestellt in Abbildung 8: Tennet TSO, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW. Diesen vier ÜNBs sind mehrere sog. **Verteilnetzbetreiber** (VNB) (bspw. Energieversorger/Stadtwerke oder große Energiekonzerne) nachgelagert, welche die Stromnetze zur regionalen Stromversorgung unterhalten. Zusätzlich ist das Stromnetz in Bilanzkreise unterteilt – ein virtuelles Energiemengenkonto. Diese werden von einem **Bilanzkreisverantwortlichen** (BKV), der für den ausgeglichenen Bilanzhaushalt seines Kreises verantwortlich ist, bewirtschaftet. Die BKVs (können ebenfalls Energieversorger sein) werden wiederum von den ÜNBs kontrolliert. [54]

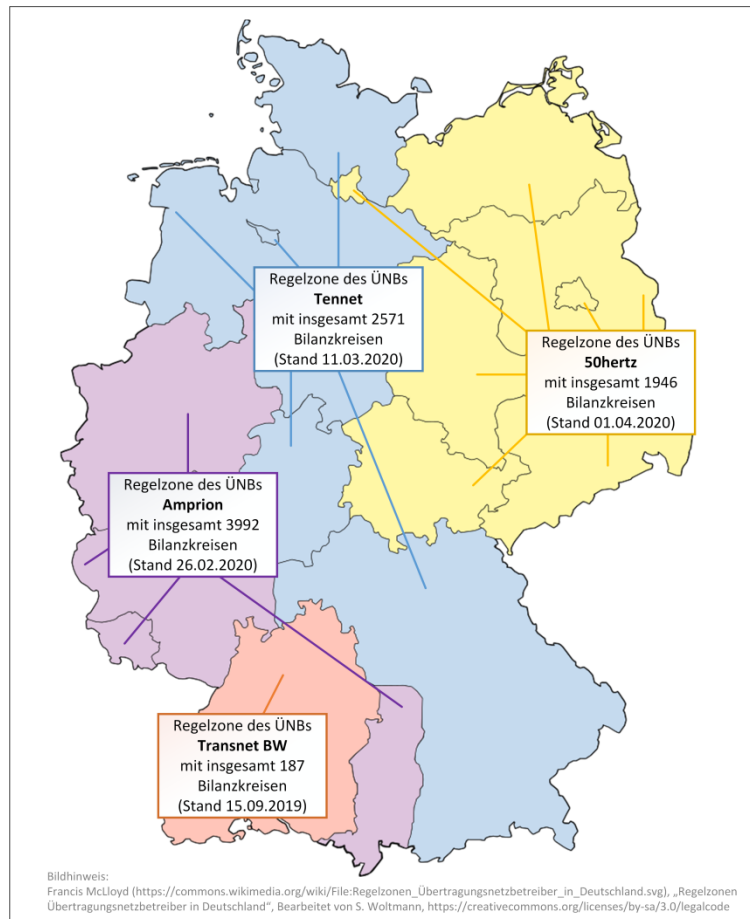


Abbildung 8: Übersicht der ÜNBs in Deutschland [55]

Um das Stromversorgungsnetz stabil betreiben zu können, ist ein ständiger Ausgleich von Einspeisungen, Entnahmen und Verlusten im Gesamtsystem erforderlich. Dieses Leistungsgleichgewicht sorgt dafür, dass die Netzfrequenz in einem engen Bereich um den Sollwert von 50 Hz gehalten wird. Dies wird als **Systemdienstleistung** bezeichnet. Systemdienstleistungen sind in vier Teilbereiche gegliedert: Die Frequenzhaltung, zu welcher die DR-Marktfelder Regelleistung (RL) und Abschaltbare Lasten (AL) gehören, die Spannungshaltung, die Betriebsführung und der Versorgungswiederaufbau. Da Abweichungen zwischen Entnahme und Einspeisung durch präzise Vorplanung und Vorhersagen nicht vollständig ausgeschlossen werden können – z. B. durch Faktoren wie die Integration volatiler EE ins Netz –, ist eine aktive kontinuierliche Regelung der Leistungsbilanz notwendig. Diese Aufgabe obliegt den ÜNBs, die ihre Regelzone mit den Bilanzkreisen und zuständigen BKV durch verschiedene Regelungsmechanismen kontinuierlich ausgleichen. Der koordinierte Einsatz dieser auch regelzonenübergreifenden Regelungsmechanismen erfolgt im Rahmen des **Netzregelverbunds** (NRV), der aus den vier deutschen ÜNBs besteht. Durch Prognoseabweichungen und andere Ursachen können Ungleichgewichte (positive und negative) in Bilanzkreisen entstehen, die durch die Entnahme von **Ausgleichsenergie** aus dem System

ausgeglichen werden. Die Summe aller Ungleichgewichte der Bilanzkreise in einer Regelzone wird durch den Einsatz von RL durch den ÜNB, welcher die Regelzone betreibt, bzw. den NRV ausgeglichen. Es ist gleichfalls möglich, dass sich verschiedene Bilanzkreise mit einer Über- und Unterspeisung gegenseitig ausgleichen und somit keine Regelenergie, aber Ausgleichsenergie anfällt. Die Kosten dieses Ausgleichs (viertelstündlich) werden im Nachhinein, je nachdem ob der Bilanzkreis Ausgleichsenergie zur Verfügung gestellt oder entnommen hat, vom ÜNB vergütet oder muss an den ÜNB gezahlt werden. [51]

2.1.2.2 DR-Markt: Bilanzkreismanagement

Durch die Prämisse der ausgeglichenen Bilanzkreise ergibt sich ein Marktfeld für den Einsatz von DR. Im Rahmen des **Bilanzkreismanagements (BKM)** kann ein BKV bilaterale Vereinbarungen mit Flexibilitäten-Anbietern abschließen, um die Kosten der Ausgleichsenergie zu reduzieren. Die BKVs sollen auf diese Weise mit einem geeigneten Portfolio aus flexiblen Lasten und flexiblen Erzeugern das Risiko einer Fahrplanabweichung verringern. In [48] wird dieser Markt als einer von vier DSM-Märkten geführt und als Vermarktung als Bilanzkreis-Ausgleichsenergie an BKVs zur Kompensation kurzfristiger Fahrplanabweichungen definiert.

In [25] werden aktuelle Hemmnisse auf diesen Markt identifiziert, adressiert und Vorschläge zur Hemmnisbeseitigung eingebracht. Dergestalt werden die BKVs zurzeit durch zu geringe Anreize nicht ausreichend am Strommarkt aktiv und schließen zu wenige Absicherungsgeschäfte mit flexiblen Verbrauchern ab. Um dies zu ändern, werden vier ökonomische Vorschläge zur Beseitigung der Hemmnisse diskutiert und relevante Abwägungen getätigt. Ebenfalls wird auf einen weiteren Forschungsbedarf in diesem Gebiet verwiesen, um den Ausgleichsenergiemechanismus weiterzuentwickeln. Die wirtschaftlichen Anreize für aktives BKM sind derzeit jedoch zu schwach, sodass der Bedarf an Flexibilität nicht ausreichend im Markt sichtbar wird.

2.1.2.3 DR-Markt: Regelleistungsmarkt

Die Erläuterungen aus diesem Abschnitt basieren, wenn nicht anders angegeben, auf der Studie zu Regelleistungskonzepten und dem -markt in [51].

Flexibilitäten können ebenfalls am Regelleistungsmarkt, dem am häufigsten genutzten Marktfeld für DR, vermarktet werden. RL ist eine Systemdienstleistung und wird abgerufen von den ÜNBs bzw. dem NRV, um die Differenz zwischen Einspeisung und Entnahme im Stromnetz auszugleichen und die Netzfrequenz bei 50 Hz zu halten. Sie unterscheidet sich je nach Frequenzabweichung in **Primärregelleistung (PRL)**, **Sekundärregelleistung (SRL)** und **Minutenreserve (MRL)**. In der Beschreibung des Regelleistungsmarkts [51] werden diese mit *Frequency Containment Reserves (FCR)*

für PRL, *automatic Frequency Restoration Reserves* (aFRR) für SRL und *manual Frequency Restoration Reserves* (mFRR) für die MRL bezeichnet. Jede TU, die RL zur Verfügung stellen möchte, muss vorher präqualifiziert werden. Diese sog. Präqualifikationsmaßnahmen umfassen technische Anforderungen an die TU selbst, die Anbindung zum ÜNB, einen erfolgreich bestandenen Testlauf und weitere vertragliche Vorgaben. Durch die hohen Anforderungen zur Präqualifikation als Primärregelleistung sind die meisten Flexibilitäten insbesondere für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve geeignet. Mehrere TUs können unter einer Reserveeinheit oder einer Reservegruppe zusammengeführt werden. Während Reserveeinheiten ein oder mehrere TUs an einem Netzanschlusspunkt repräsentieren, werden TUs, die an verschiedenen Netzanschlusspunkten angeschlossen sind, als Reservegruppe bezeichnet. Eine weitere Bezeichnung im Rahmen dieser Systemdienstleistung ist die des Pools. Ein Pool kann für mehrere Reserveeinheiten und/oder Reservegruppen oder eine einzelne TUs stehen. Ein Pool dient dazu, dem ÜNB als einzelne Flexibilität repräsentiert und auch als solche angesteuert zu werden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird auf die Begrifflichkeiten Reserveeinheit und -gruppe nicht weiter verwiesen, da die Anbindung an die Netzanschlusspunkte im Rahmen der Präqualifikation wichtig ist und für das hier entwickelte System keine Auswirkung hat. Aus diesem Grund ist lediglich das in Abbildung 9 gezeigte Zusammenspiel zwischen TU und Pool relevant. Ein TU oder mehrere TUs werden immer als Pool repräsentiert (auch unternehmensübergreifend möglich), die vorher in dieser Form präqualifiziert wurden. So ist für den ÜNB immer ein Pool als Repräsentant einer Flexibilität vorhanden.

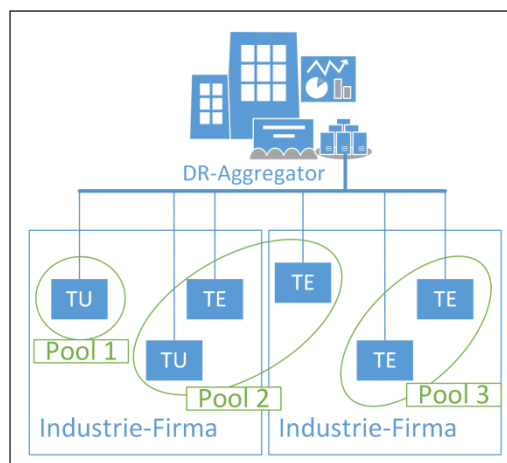


Abbildung 9: Pooling-Prinzip des Regelleistungsmarkts

Wie in Abbildung 10 dargestellt, findet eine stufenweise Aktivierung statt, um die Systemfrequenz stabil zu halten. Dabei wird bei einer Abweichung der Systemfrequenz zunächst automatisch die PRL von einer Frequenzmessung aktiviert und dann stufenweise und gesteuert von den ÜNBs von SRL und MRL abgelöst. Vorgeschaltet zu diesen drei Regelungsstufen ist die Momentanreserve. Es

handelt sich dabei um die kinetische Energie der rotierenden Generatoren und Turbinen, mit der kleinere Abweichungen unmittelbar kompensiert werden. Diese wird nicht zur RL gezählt.

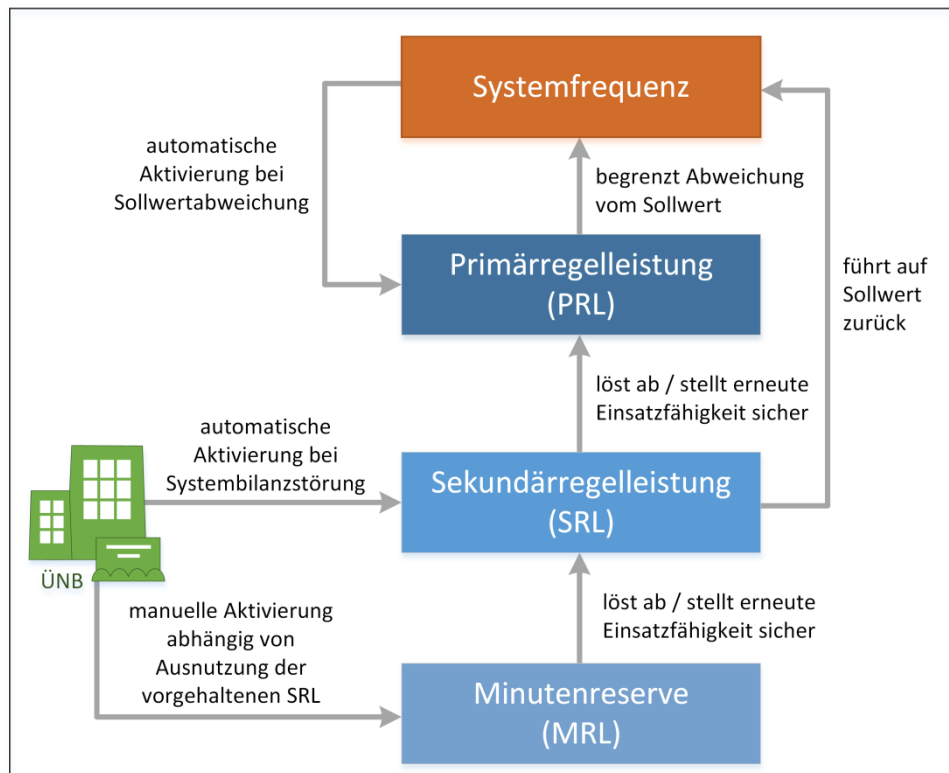


Abbildung 10: Zusammenhang der Regelleistungsprodukte (eigene Darstellung nach [51] S.10)

Alle drei Regelleistungsprodukte werden über die gemeinsame Internetplattform der ÜNB ausgeschrieben. Hier unterscheiden sich die Ausschreibungen nach der Regelleistungsart, dem Ausschreibungszeitraum, den ausgeschriebenen Zeiteinheiten/Blöcken, den Angebotsgrößen und ggf. ob es sich um negative oder positive RL handeln. RL-Anbieter müssen hier ihre Angebote mit Leistungspreis und (bei SRL und MRL) Arbeitspreis abgeben. Daraufhin werden jegliche Gebote in einer sog. **Merit-Order-Liste** (MOL) nach dem gebotenen Leistungspreis sortiert (von niedrig nach hoch), wo die Angebote nach dieser Reihenfolge bezuschlagt werden, bis der Bedarf an RL gedeckt ist. Die Arbeitspreise werden in einer MOL ebenfalls nach diesen Bedingungen sortiert und für den Fall eines Abrufs von RL auch vom kleinsten an berücksichtigt, bis der Bedarf gedeckt ist.

Das vorgestellte Ausschreibungsmodell mit der gemeinsamen Abgabe von Leistungs- und Arbeitspreis bei SRL und MRL ist im November 2020 in ein getrenntes Modell überführt worden. Diese getrennte Auktion wird Regelarbeitsmarkt genannt und ermöglicht zusätzlich zu der vorgelagerten Leistungsauktion des Regelleistungsmarkts mit der Betrachtung der Leistungspreise eine weitere nachgelagerte Arbeitsauktion, in welcher die Arbeitspreise verwendet werden müssen.

Dabei handelt es sich um eine verpflichtende Teilnahme für die Leistungsauktionspartizipierenden [56].

Bei der **Primärregelleistung** findet eine Aktivierung ab einer Abweichung von ± 10 m Hz der 50-Hz-Netzfrequenz (befindet sich in einem Regelband von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) statt. Überdies muss sie **innerhalb von 30 Sekunden** vollständig aktiviert sein. Aktuell wird PRL werktäglich ausgeschrieben und die Mindestangebotsgrößen der PRL ist auf ± 1 MW festgelegt, welche symmetrisch angeboten werden müssen. PRL wird nicht über die ÜNB aktiviert, sondern eigenständig durch eine Leistungs-Frequenz-Regeleinrichtung.

Abgelöst wird PRL durch die **Sekundärregelleistung**, die mindestens nach 30 Sekunden reagiert haben (siehe Abbildung 11) und **innerhalb von 5 Minuten** vollständig zur Verfügung stehen muss. Die Mindestmenge, um SRL anbieten zu können, liegt unter bestimmten Bedingungen⁵ bei 1 MW, ansonsten bei 5 MW. Sie wird täglich ausgeschrieben und es wird in positiver und negativer Leistung unterschieden. Positive Leistung steht für die Einspeisung zusätzlichen Stroms in das Stromnetz. Negative RL ist eine Kapazität, die für die erhöhte Abnahme oder das Speichern des Stroms oder die Zurückhaltung von Stromerzeugung steht. Die Erbringung von SRL erfolgt auch über einen Leistungs-Frequenz-Regler, der permanent Zustandsinformationen zu dem Netz, dem ÜNB bzw. NRV übermittelt. Für den Fall, dass eine SRL-Aktivierung notwendig wird, wird die Aktivierung einer entsprechenden SRL-fähigen TU vom ÜNB koordiniert vorgenommen. Die geeignete TU wird auf Basis der Reihenfolge in der MOL für Arbeitspreise ausgewählt und über ein Leitsystem wird ein Korrektursignal zur Steuerung der TU ausgesendet.

Die **Minutenreserve** (auch Tertiärregelung genannt) löst nach Netzschwankungen, die länger als 15 Minuten andauern, die SRL ab. Beim Anbieten der MRL wird, wie auch bei SRL, zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Die Angebote müssen eine Mindestgröße von 1 MW haben. Es finden tägliche Ausschreibungen mit sechs Blöcken je vier Stunden wie bei der SRL statt. Die Minutenreserve wird automatisch vom MOL-Server abgerufen und muss **innerhalb von 15 Minuten** vollständig erbracht werden.

⁵ Die BNetzA hat die Mindestangebotsgröße auf 5 MW festgesetzt. Sofern ein aFRR-Anbieter nur ein Angebot je Produktzeitscheibe der aFRR+ bzw. aFRR- in der jeweiligen LFR-Zone abgibt, werden auch Angebotsgrößen von 1MW, 2MW, 3MW oder 4MW zugelassen [57].

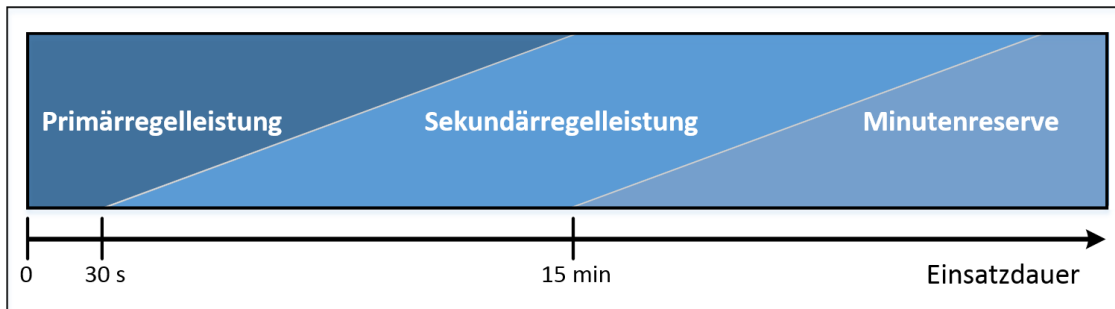


Abbildung 11: Reaktionszeit und Einsatzdauer des dreistufigen Regelleistungskonzepts
(eigene Darstellung nach [51] S.13)

In allen dieser RL-Teilmärkte ist ein **Pooling** von Anlagen möglich. TEs, die nicht die Mindestgröße für den entsprechenden Markt erfüllen, können somit einen Pool bilden, um diese Mindestgrößen zu erreichen. Eine Bedingung hierfür besteht darin, dass diese TEs in dem Pool gemeinsam als solcher präqualifiziert werden und die ÜNBs beim Steuern dieses Pools diesen zentral ansprechen können, als ob es sich dabei um eine einzelne Anlage handelt.

Bei allen Regelleistungsarten ist zur Abrechnung der Leistungen ein Erbringungsnachweis zu liefern, da diese nicht nur durch Leistungspreis, sondern auch durch den Arbeitspreis (SRL und MRL) vergütet werden. Dafür werden bei SRL der sekundlich ausgesendete Soll- und der Istwert archiviert (berechnet aus tatsächlich gemessenem Leistungswert und den Fahrplanwerten). Diese werden nachträglich als Viertelstundenwerte ermittelt und zur Überprüfung übermittelt. Für die Abrechnung von MRL sind die Viertelstundenwerte des vom MOL-Server an den Anbieter übermittelten Einsatzfahrplans maßgeblich.

Die Regelleistungsmärkte befinden sich aktuell in einem ständigen Wandel, da der Bedarf an RL durch die fortschreitende Integration von EE zunimmt, was wiederum Auswirkungen auf die Anforderungen an die Märkte mit sich bringt. In [27] werden dazu mehrere Handlungsfelder für die Weiterentwicklung des RL-Markts diskutiert. Unter anderem wird auf die Komplexität des Präqualifizierens und die Präqualifikation von internem und unternehmensübergreifendem Pool eingegangen. Handlungsempfehlungen zur Vereinfachung des Präqualifikationsprozesses empfehlen eine Art Anlagenregister, um die Präqualifikation gleichartiger Anlagen zu vereinfachen und die gemeinsame Qualifizierung von mehreren Anlagen innerhalb eines unternehmensinternen Pools hinter einem gemeinsamen Zählpunkt zu ermöglichen. Bei den Regelleistungsprodukten SRL und MRL wird eine höhere Flexibilität durch eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume, die Verringerung der Dauer der Zeitscheiben und kleinere Mindestleistungen gefordert. Ähnliche Hemmnisse werden auch in [25] angeführt. Davon sind die langen Ausschreibungs- und Produktzeiträume ein Hemmnis für die Teilnahme flexibler Lasten. Ein weiteres ist, das die Abbildung

von Opportunitätskosten⁶ durch die Unterschiede in der zeitlichen Taktung von Strom und Regelreservemarkt erschwert wird. Zu den Hemmnissen wurden entsprechende Vorschläge zur Beseitigung angeführt – wie die Veränderung der Ausschreibungsart und eine Anpassung der Präqualifikationsbedingungen zu den jeweiligen Produktdefinitionen –, sodass unnötige Barrieren beseitigt werden.

Es bleibt darauf hinzuweisen, dass RL und Regelenergie oftmals als Synonym verwendet werden, was nicht korrekt ist, da Energie die Leistung über Zeit darstellt. Des Weiteren werden die Begriffe Regelreserve, Primär- und Sekundärregelung in der Literatur angetroffen, die als Synonym zum jeweiligen Regelleistungsprodukt zu verstehen sind.

2.1.2.4 DR-Markt: abschaltbare Lasten

Ein weiterer DR-Markt, der auch gleichzeitig eine Systemdienstleistung darstellt, ist das Programm für „**Abschaltbare Lasten**“ (AL). Im Rahmen der „Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)“ können ÜNBs kurzfristig industrielle Lasten ferngesteuert abschalten, um bei einer Unterversorgung die Versorgungssicherheit der Netze sicherzustellen. Hierbei wird ähnlich wie bei der RL nicht nur der Einsatz, sondern ebenso die Bereitstellung von diesen abschaltbaren Lasten vergütet. Bei den AL wird in zwei Produktarten unterschieden, die **sofort abschaltbaren Lasten** (SOL) und die **schnell abschaltbaren Lasten** (SNL). Diese unterscheiden sich in der Reaktionsgeschwindigkeit, so müssen die SOL die Last innerhalb von **350 Millisekunden** (bei Frequenzmessung vor Ort) oder innerhalb von **unter einer Sekunde** abschaltbar sein (bei Fernsteuerung über ein Leitsystem). Die SNL, die über ein Leitsystem gesteuert werden, müssen **innerhalb von 15 Minuten** abgeschaltet werden und mindestens für 15 Minuten herunterfahren können. Zusätzlich gelten für AL jeglicher Art Mindestangebotsgrößen von 5 MW und Maximalangebotsgrößen von 200 MW, die in einem einwöchigen Ausschreibungszyklus angeboten werden können. Zudem muss eine solche Last maximal zwei Umspannungen vom Höchstspannungsnetz entfernt sein und mindestens eine Viertelstunde und maximal 32 Viertelstunden am Stück (minimal 16 Viertelstunden in einer Woche) erbringbar sein. Außerdem besteht die Möglichkeit, ähnlich wie bei der Poolbildung im Regelleistungsmarkt, mehrere abschaltbare Lasten, die im Wirkungsbereich des gleichen Höchstspannungsknoten liegen, zu bilden, um die technischen Anforderungen zu erfüllen. Diese werden durch einen Anbieter als Konsortialführer vertreten, sodass der ÜNB dies wie eine einzelne

⁶Als Opportunitätskosten werden alternative Einnahmen/Kosten bezeichnet, wenn Verbraucher auf den Konsum verzichten, wenn die eingesparten Kosten mindestens der entgangenen Wertschöpfung entsprechen.

Last behandeln kann. Ähnlich wie bei der RL gibt es auch bei den AL entsprechende Präqualifizierungsmaßnahmen von den ÜNBs. [58]

Durch diese hohen Anforderungen an Reaktionszeit und Mindestleistungsmengen fallen gewerbliche und private Kunden als mögliche Anbieter heraus, was nur bestimmten industriellen Kunden Zugang zu dem Markt gewährt [59].

Auch in [27] werden die hohen Teilnahmebedingungen, die lediglich wenige Industrieunternehmen und Branchen in Deutschland erfüllen können, kritisiert. Es wird eine weitere Verringerung der Teilnahmeanforderungen gefordert, damit die AL gegenüber der RL attraktiv bleibt und einen Mehrwert liefert. Seitdem wurden die Teilnahmeanforderungen verbessert und die Mindestlastmengen von 10 MW in 2016 auf mittlerweile 5 MW verringert.

2.1.2.5 DR-Markt: Stromhandel an den Energie- bzw. Strommärkten

In Europa existieren zwei Märkte zum Handel von Strom mit unterschiedlichem Zeithorizont: der European Energy Exchange (EEX) Markt und der European Power Exchange (**EPEX SPOT**) Markt. Der EEX ist der **Terminmarkt** mit langer und der EPEX SPOT – als Mitglied der EEX Group – der **Spotmarkt** mit kurzer Fristigkeit. Die im Terminmarkt angebotenen Fälligkeiten inkludieren Day-, Weekend-, Week-, Month-, Quarter- und Year-Futures – also Zeiträume von Tages- bis Jahresgeschäften [60]. Durch die Langfristigkeit dieses Markts ist eine Verwendung im Kontext von DR nicht auszuschließen, der Spotmarkt mit seinen kürzeren Laufzeiten ist jedoch interessanter. Dieser lässt sich in den **Day-Ahead-Markt** mit Stunden und Blockgeboten bei Kontaktgrößen von 0,1 MW und beim **Intraday-Handel** mit Viertelstundenprodukten mit bis zu 5 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt bei Kontraktgrößen von 1 MW handeln [60]. Der Handel an diesen Märkten erfordert entsprechende Zulassung, welche an Bedingungen wie bspw. ausreichende Liquidität und eine Handelsausbildung geknüpft ist [59].

Eine weitere Möglichkeit des Stromhandels ist der **Over-the-Counter (OTC)**-Handel. In diesem außerbörslich gehandelten Handelsbereich können sowohl kurzfristige als auch langfristige Produkte wie im Spot- oder Terminmarkt gehandelt werden. Dabei findet dieser Handel entweder direkt zwischen zwei Partnern, über eine OTC-Plattform oder über Brokerfirmen statt. Es handelt sich um bilateral geschlossene Verträge, die äußerst individuell sein können. In diesem Handelsmodell gibt es Standards und es ist prinzipiell riskanter, was durch Einfordern von Sicherheiten der jeweiligen Handelspartner verringert werden kann, aber flexibler als börsengehandelte Produkte ist. Ein Vorteil ist das Wegfallen der Börsen und Transaktionsgebühren. Die Strombörse EEX bietet für den OTC-Handel standardisierte OTC-Verfahren als mögliche Art und Weise, diesen Handel durchzuführen. Da

für jedes OTC-Geschäft ein vergleichbarer Markt existiert, liegen die Preise in diesem Geschäftsfeld nahe an denen der EEX oder des Regelleistungsmarkts. [61]

Die Preise bestimmen sich im Wesentlichen aus der Nachfragehöhe und der Produktion aus Wind- und Solaranlagen, somit kann ein preisgesteuerter Strombezug wirtschaftlich sein, wenn große Preisabweichungen oder sogar negative Preise auftreten [62]. Durch die steigende Integration von EE wird zudem von einer steigenden Preisvolatilität und häufiger auftretenden negativen Preisen ausgegangen [63]. Dies hat sich in der Zeitspanne von 2012 bis 2019 (von 56 Stunden zu 211 Stunden) bewahrheitet [9].

2.1.2.6 Netzentgelte: atypische Netznutzung

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung von DR ist die **atypische Netznutzung** (ANN), die nicht als klassischer DR-Markt gezählt wird und über individuelle Netzentgelte der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) verankert ist. In § 19 Abs. 2 StromNEV sind Regelungen zu Sonderformen der Netznutzung beschrieben. Diese besagen, dass Unternehmen, deren Verbrauchsprofil deutlich von der Mehrheit der sonstigen Verbraucher abweicht, auf individuelle Netzentgelte zurückgreifen können. Zum einen ist eine intensive Netznutzung möglich, die für Unternehmen mit einem kontinuierlich hohen Stromverbrauch infrage kommt, weil diese damit zur Vermeidung von Netzkosten beiträgt und netzdienlich ist. Zum anderen ist die, im Kontext von DR interessante, atypische Netznutzung für Netznutzer, deren Höchstlastbeitrag vorhersehbar nicht zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast in der jeweiligen Entnahmespannungsebene auftritt, möglich. Auf diese Weise werden Netznutzer dazu angeregt, ihre Stromentnahme in den Zeitfenstern zu reduzieren, in denen eine hohe Nutzlast zu erwarten ist. Dadurch können die Netzbetreiber Lastspitzen in ihrem Netz besser steuern, was wiederum eine Reduzierung von Netzausbau und Netzertüchtigungsmaßnahmen bewirkt. Für die Verbraucher kann das eine Netzentgeltreduzierung von bis zu 80 % unter dem regulären Netzentgelt ermöglichen. Laut [64] ist die atypische Netznutzung ein wichtiges Instrument für eine erfolgreiche Energiewende, da ohne diesen Mechanismus der bereits durch den Ausbau der erneuerbaren Energien hohe Netzausbaubedarf noch weiter erhöht werden würde.

Um die Hochlastzeitfenster des Jahres festzulegen, werden die Vorjahresdaten herangezogen. Basierend darauf werden für jede Spannungs- und Umspannebene bis zu fünf jahreszeitliche Hochlastzeitfenster pro Jahr ermittelt und bis Ende Oktober des Vorjahres veröffentlicht. Das Hochlastzeitfenster liegt innerhalb der festgelegten Jahreszeiten immer in den gleichen Stunden. [17]

In [17] werden mehrere Vorschläge zur Weiterentwicklung dieses Mechanismus zur erfolgreichen Engpassbewältigung angeführt. Einer davon bezieht sich auf die Hochlastzeitfenster, die, obwohl sie die vorausgesagten höchsten Entnahmelasten gut abdecken, nicht immer notwendig sind. So kann es bspw. an einem warmen Wintertag dazu kommen, dass in den Hochlastzeitfenstern das Erreichen der höchsten Netzentnahmelast oftmals auszuschließen ist. Ein Vorschlag zur Beseitigung dieses Problems ist die kurzfristige Zurücknahme der Hochlastzeitfenster als „Kann-Option“, um einen höheren Strombezug in der Zeit zu ermöglichen. Für die Vorlaufzeit der Rücknahme des Hochlastzeitfensters wird eine Woche bis zu zwei Tage vorher als möglich erachtet. Ein weiterer Vorschlag ist die Änderung der Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster, da die auftretenden Hochlastzeitpunkte nicht mit der Festlegung der vorab definierten Jahreszeiten übereinstimmen. Der Vorschlag umfasst eine Optimierung der Einteilung der Hochlastzeitfenster in eine andere zeitliche Verteilung der Jahreszeiten. So könnte bspw. die Jahreszeit Winter mit dem entsprechenden Hochlastzeitfenster die Monate November bis März anstatt Dezember bis Februar umfassen. Der letzte Vorschlag befasst sich mit der Änderung der Anreize zur Sicherstellung der Einhaltung der Hochlastzeitfenster, da es vorkommt, dass Netznutzer diese Vorgaben nicht aktiv sicherstellen und es somit zu einer Nicht-Einhaltung der Hochlastzeitfenster kommt. Vorschläge zur Beseitigung sind Strafzahlungen, Sperren der Nutzer, Einführung einer Bagatellgrenze, eine Begrenzung auf höhere Spannungsebenen, ein Fähigkeitsnachweis des Lastmanagements oder die Anpassung vertraglicher Ausgestaltungen. Insbesondere die erste Maßnahme zur Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung erfordert eine erhöhte Flexibilität der Nutzer und Anbieter und somit auch der technischen Umsetzung, um eine kurzfristige Rücknahme der Hochlastzeitfenster zu ermöglichen.

2.1.2.7 DR Nutzung – Zusammenfassung

Die sechs identifizierten Möglichkeiten, DR zu nutzen (siehe Abbildung 7), unterscheiden sich in der Zeit, in der Vereinbarungen getroffen werden und in der auf DR-Anfragen reagiert werden muss. In Abbildung 12 sind die einzelnen Teilmärkte mit ihrem Zeithorizont dargestellt. Die Abbildung zeigt eine simplifizierte Ansicht der DR-Abdeckung für verschiedene Planungs- und Abrufzeiten und verdeutlicht, dass eine ausgeglichene Abdeckung der Planungs- und Einsatzzyklen zur Erbringung von Flexibilität durch die verschiedenen Märkte stattfindet. Die Abrufzeiten des expliziten DR sind aus Übersichtlichkeitsgründen mit einem Pfeil auf den Systembetrieb dargestellt, tatsächlich sind die Zeiten indes in einen Bereich von 15 Minuten bis zu 350 Millisekunden unterteilt. Gesondert dargestellt ist der OTC-Handel und das BKM zur Vermeidung von Ausgleichsenergie, da diese Märkte generell keine zeittechnischen Spezifikationen aufweisen, sondern diese individuell von den

ausgehandelten Verträgen abhängen. Im Allgemeinen gilt: Je schneller eine Flexibilität reagieren kann, desto wertvoller ist der Dienst für DR.

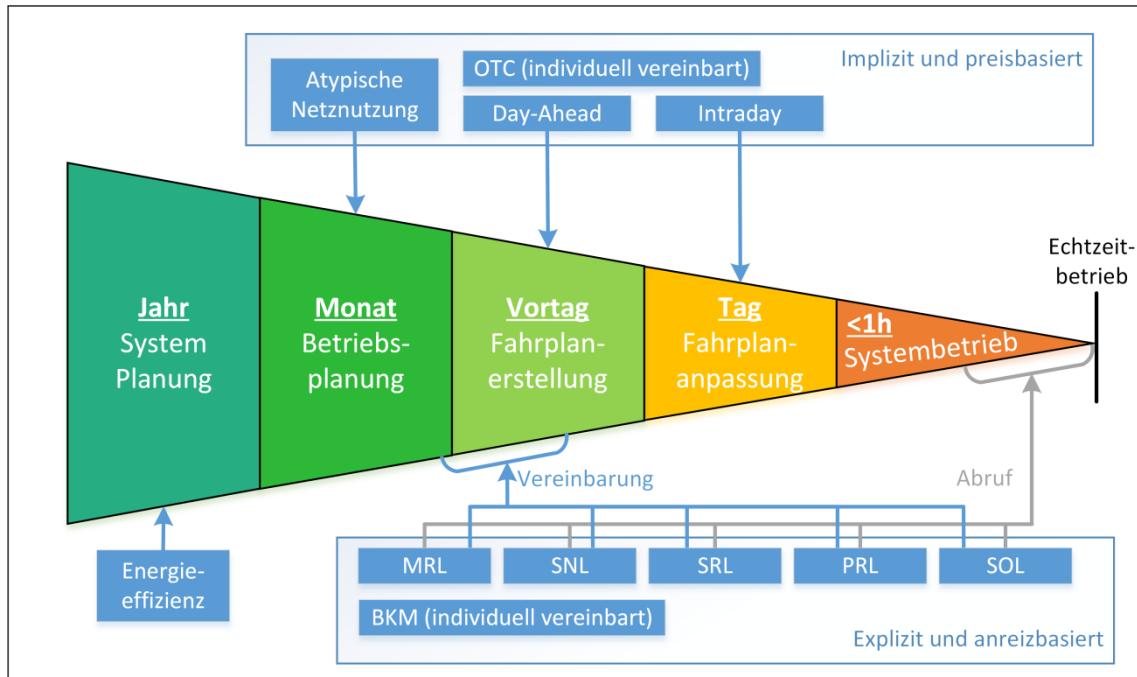


Abbildung 12: Deutsche DR-Märkte in Abhängigkeit zur Vereinbarungs- und Abrufzeit [in Anlehnung an [38] und [59]]

Die Abbildung zeigt, dass viele Möglichkeiten vorhanden sind, Flexibilitäten zu vermarkten, aber auch individuelle Anforderungen, die mit diesen Märkten kommen, was es wiederum Unternehmen schwierig macht, den richtigen Markt für ihre Flexibilität auszuwählen und einen Zugang zu diesem zu erhalten. Im folgenden Abschnitt wird eine Lösung dafür beschrieben: die Zusammenarbeit mit DR-Aggregatoren.

2.1.3 DR mit Aggregatoren

Die Informationen aus dem nachfolgenden Abschnitt stammen, wenn nicht anders angegeben, aus Gesprächen mit Experten eines VPP-Betreibers [65], mit dem im Rahmen dieser Arbeit kooperiert wird.

Ein Betreiber einer Flexibilität kann diese theoretisch eigenständig an den entsprechenden DR-Märkten anbieten. Durch die Komplexität der DR-Märkte und ihre Eintrittsbarrieren ist jedoch – ungeachtet der bestehenden Anreize zur Vermarktung [22] – ein Akteur entstanden, der als Schnittstelle zwischen den Märkten und den Besitzern von Flexibilitäten fungiert (siehe Abbildung 13). Dieser Akteur wird in der Literatur verschieden benannt, darunter u. a.: DR-Aggregatoren, Flexibilitäten-Vermarkter oder DR Service Provider. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird der Begriff **DR-Aggregator** verwendet. Für die Flexibilitätenbetreiber wird im weiteren Verlauf dieser

Arbeit, wie in der Einleitung bereits erwähnt, der Fokus auf Industrieunternehmen mit Flexibilitäten liegen, da sich diese Arbeit primär mit diesem Fall beschäftigt.

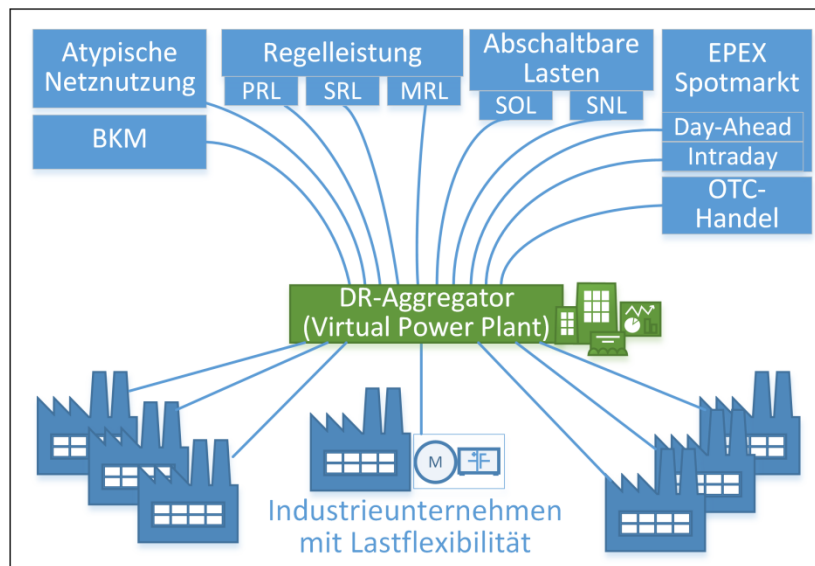


Abbildung 13: DR-Aggregator als Schnittstelle zwischen Flexibilitäten und DR-Märkten

Die Nutzung eines DR-Aggregators bietet sich für sämtliche Flexibilitätenanbieter an, deren Energiemengen nicht ausreichen, um am Markt partizipieren zu können oder bei denen der Aufwand zum Erlangen des Marktzugangs nicht wirtschaftlich umzusetzen ist. Dies ist insbesondere bei kleinen und mittelständischen Unternehmen der Fall, da für Unternehmen dieser Größe der Aufwand für eine eigenständige Umsetzung professioneller Energiebeschaffungsmaßnahmen oftmals nicht wirtschaftlich ist. Somit wird die Teilnahme an den Märkten und damit die Möglichkeit, die Flexibilitäten wirtschaftlich zu vermarkten, für viele Unternehmen durch die Kooperation mit einem DR-Aggregator überhaupt erst möglich [66]. Dieser bringt nicht nur das notwendige Know-how und die Erfahrung zur optimalen Vermarktung von Flexibilitäten ein (z. B. durch die gleichzeitige Vermarktung von Flexibilitäten parallel an mehreren Märkten), sondern hilft bei der Identifikation von Flexibilitäten, die sich zur Vermarktung eignen. Die geschickte Vermarktung und der optimale Einsatz der Flexibilitäten unter Einbezug verschiedener Faktoren wie bspw. Wetterprognosen, Jahreszeiten oder Flexibilitätstypen begründen ein viel beforschtes komplexes Optimierungsproblem, das zu einer Kernkompetenz der Aggregatoren geworden ist [28]. DR-Aggregatoren sammeln und steuern neben Flexibilitäten wie steuerbaren Lasten, Wärmepumpen oder Klimaanlage dezentrale Stromerzeugung (DER⁷), also Energieerzeuger wie Photovoltaik oder Windkraftanlagen in einem VPP und vermarkten diese. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird das Prinzip des VPPs ausschließlich

⁷ Die Abkürzung bezieht sich auf den englischen Begriff „distributed energy resources“.

unter dem Aspekt der Flexibilitätensteuerung im industriellen Kontext einbezogen. VPPs sind ein probates Instrument zur Aggregation und Steuerung von DER [67], aber auch immer mehr flexiblen Lasten, was sie zu einem wertvollen Marktteilnehmer mit einer flexiblen markt- und produktgeführten Ausrichtung werden hat lassen [68]. Für die DR-Märkte treten DR-Aggregatoren als einzelner Flexibilitätenanbieter auf, sodass diese bei einer Aktivierung lediglich ein Signal an den DR-Aggregator schicken und das VPP die Steuerung der nachgelagerten Flexibilitäten technisch umsetzt. Ein wichtiger Faktor beim Management des VPPs und Anbieten der Flexibilität ist deren garantierte Verfügbarkeit. Da das Verhalten vieler Lasten stochastisch ist und Prozesse möglicherweise nicht unterbrechbar oder einschaltbar sind, sind zuverlässige Lastmodelle unabdingbar [44]. VPP-Betreiber können sich dergestalt mit besseren Vorhersagemodellen (z. B. mit Einbezug der Wetterdaten) in ihrem VPP-Management-System einen Vorteil verschaffen und über den intelligenten Einsatz vieler verschiedener Flexibilitäten besonders absichern.

Ein wichtiger Punkt bei der Realisierung eines VPPs sind die Marktanforderungen, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Realisierung der Flexibilitätserbringung ausüben. So unterliegt die Vermarktung einer Flexibilität via Aggregator ebenso den Anforderungen der einzelnen DR-Märkte wie eine eigenständige Vermarktung. Jedoch teilt sich die Erfüllung dieser Anforderungen bei der Kooperation mit einem Aggregator auf mehrere Teilnehmer auf. So ist es möglich, die Anforderungen in drei Bereiche einzuteilen [69], um die Verantwortlichen zu bestimmen und die Relevanz der Anforderungen für die Realisierung eines VPPs festzulegen. Die Bereiche umfassen die Marktanbindungs-Anforderungen, die VPP-Anforderungen und die TU-Anforderungen (siehe Abbildung 14).

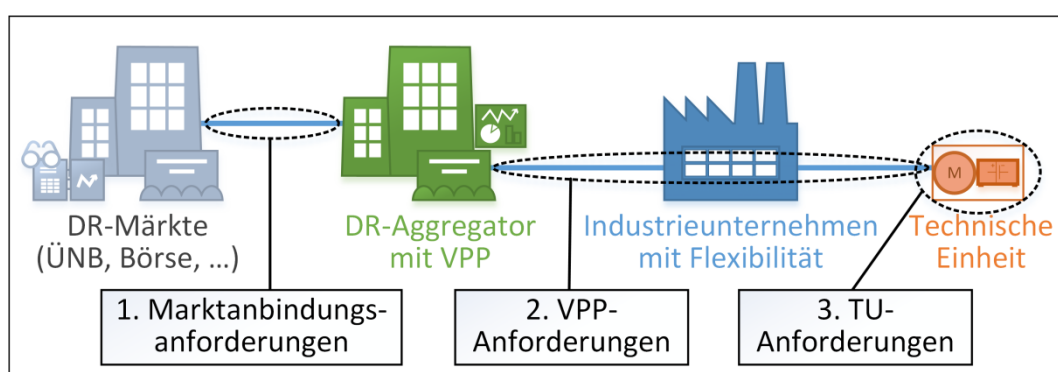


Abbildung 14: Anforderungsarten an den DR-Prozess via Aggregatoren

Die Marktanbindungs-Anforderungen betreffen den DR-Aggregator und die Anbindung seines VPP an die vom Markt zur Verfügung gestellte Schnittstelle. Dies wären für eine Anbindung an den Regelleistungsmarkt die Spezifikationen zur Anbindung an den von den ÜNB betriebenen MOL-Server

mit seinen Anforderungen an die auszutauschenden Dateien und ihre Übertragung. Diese Anforderungen sind in den offiziellen Dokumenten der Marktbetreiber zu finden. Der zweite angeführte Anforderungsbereich, die VPP-Anforderungen, betreffen die technische Infrastruktur zwischen VPP und den angebotenen TUs, die Flexibilität zur Verfügung stellen. Dies kann z. B. die vom VPP genutzte technische Infrastruktur sein, die vom VPP selbst vorgegeben ist. Es kann sich dabei aber auch um Anforderungen handeln, die von den Marktanbindungs-Anforderungen abgeleitet werden können, wie z. B. die geforderte Latenz zum Übertragen der Nachrichten zum Starten einer TU. Die letzten Anforderungen, die TU-Anforderungen, liegen im Verantwortungsbereich des Unternehmens, das die TU betreibt. Sie betreffen die TU selbst bzw. die Anlage oder den Prozess, der gesteuert wird. Hierbei gibt es, ebenfalls abgeleitet aus den Marktanbindungs-Anforderungen Vorgaben, welche die Reaktionsfähigkeit der Prozesse selbst betreffen, wie für das Beispiel der SOL die Fähigkeit, den Prozess innerhalb von 350 Millisekunden komplett herunterfahren zu können. Diese Unterteilung ist insbesondere für die Bestimmung der Anforderungen, die für die Entwicklung eines VPP-Management-Systems notwendig sind, geeignet. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf der vorliegenden Arbeit darauf zurückgegriffen, um die Anforderungen an das zu entwickelnde Agentensystem abzuleiten.

In Deutschland gibt es diverse DR-Aggregatoren, die ihre VPPs unterschiedlich managen. Da es sich hierbei um kommerzielle Unternehmen handelt und diese über Jahre hinweg ihr VPP-Management durch Vorhersagen und Modelle weiterentwickelt haben, sind detaillierte Informationen zur Umsetzung des VPP-Management nicht öffentlich zugänglich. So wird in diesem Abschnitt die grundlegende Funktion eines VPPs, auf der diese Arbeit aufbaut, erläutert. Da sich die Arbeit auf die Erstellung einer Art Middleware zur Nutzung der Agententechnologie für DR-Aggregatoren konzentriert, reicht eine hohe Abstraktionsebene zur Modellierung der grundsätzlichen Funktionen aus. Diese Funktionen eines VPPs werden im Folgenden beschrieben.

Bei Umsetzung von DR-Mechanismen via VPPs handelt es sich um eine zentralistische Architektur, in der alle Informationen im VPP gesammelt werden und Steuerungsbefehle von diesem ausgehen (schematische Darstellung in Abbildung 15). Die Struktur kann in drei Hierarchieebenen unterteilt werden, die DR-Märkte, das VPP und die Industrieunternehmen bzw. die Flexibilität selbst, eine Schnittstelle zur Datenübertragung zum VPP und die ausführenden Einheiten. Zwischen dem Industrieunternehmen sind oftmals zwei Schnittstellen zum Informationsaustausch vorhanden.

Bei der ersten Schnittstelle handelt es sich um eine separate Plattform bzw. ein Frontend des VPPs, welches die Daten der Produktionsplanung oder des Energiemanagements wie Fahrpläne oder Lastgänge empfängt und verarbeitet. Dabei handelt es sich nicht unbedingt um eine einheitliche

Plattform, so können verschiedene Frontends zur Verfügung stehen oder auch mehrere Systeme mit teilweise noch händisch umgesetzten Prozessen in Benutzung sein. Eine zweite Schnittstelle sind die VPP-Boxen. Hierbei handelt es sich um proprietäre Steuerungseinheiten, in denen Betriebsdaten der dahinter liegenden TU wie z. B. Daten zur Verfügbarkeit, dem aktuellen Kapazitätsniveau oder der aktuell lieferbaren Flexibilitätsgrenzen verschlüsselt und an das Kontrollsystem des VPPs geschickt werden [70]. Sie ermöglichen das Empfangen der Steuerbefehle des VPPs und die Umsetzung dieser Daten in ein für die Industrieanlage geeignetes Format (Bussystem und Datenmodell).

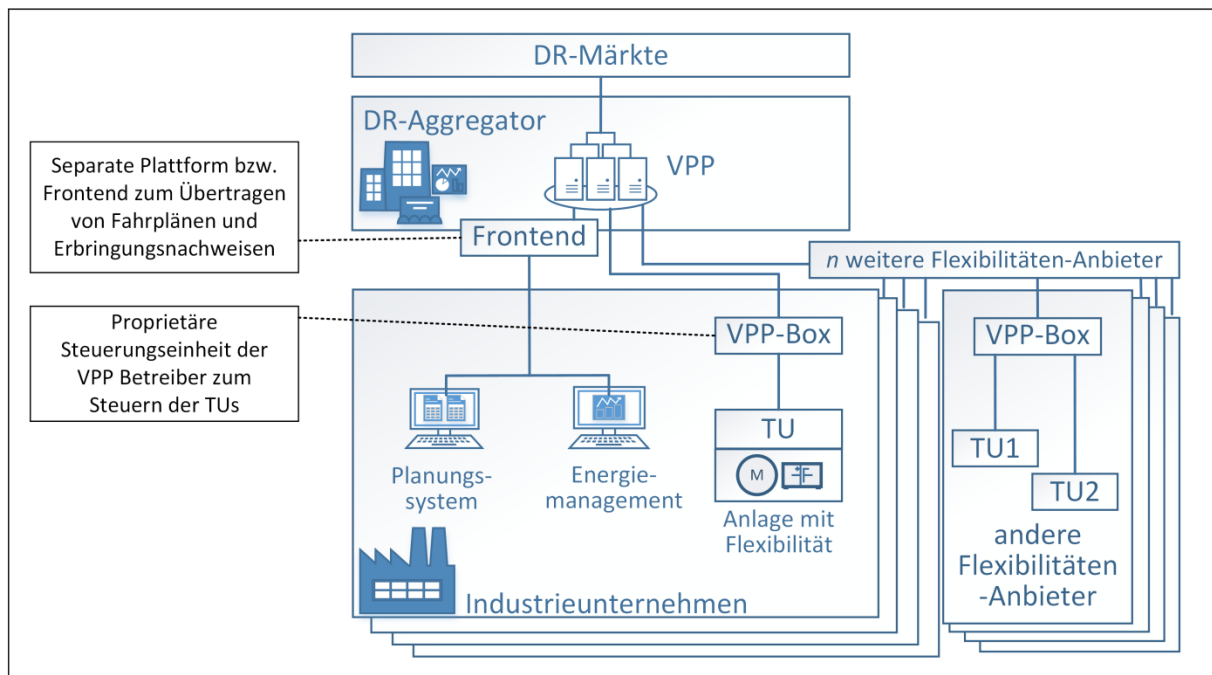


Abbildung 15: Schematische Darstellung der VPP-Steuerungsarchitektur

Grundsätzlich findet die **Nutzung einer Flexibilität** unter der Prämisse, dass diese bereits erfolgreich präqualifiziert und an das VPP angeschlossen ist, **in drei Phasen statt**. Diese drei in Abbildung 16 dargestellten Phasen umfassen die Planung der Flexibilität, die tatsächliche Aktivierung der Flexibilität und die Abrechnung dieser. Dabei müssen nicht alle Phasen zwingend durchlaufen werden. So ist für den Fall, dass nach der Planungsphase keine Vermarktung der Flexibilität an einem Markt möglich ist, auch keine Aktivierung oder Abrechnung notwendig. Des Weiteren unterscheiden sich die DR-Produkte in den Phasen, so ist bspw. bei PRL keine vom VPP direkt gesteuerte Aktivierung notwendig, da der Leistungs-Frequenz-Regler dies übernimmt. Dennoch ist dieser dreistufige Prozess bei den meisten Flexibilitäten anzuwenden.

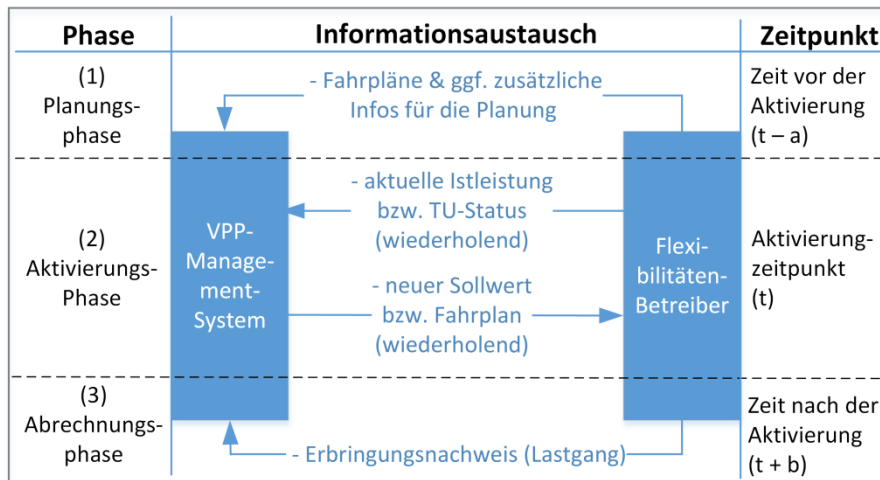


Abbildung 16: Phasen der Flexibilitätenutzung

In der **ersten Phase (1)**, der Planungsphase, erfolgt zunächst eine Übertragung der notwendigen Informationen, die für die Vermarktung und Planung der Flexibilität notwendig sind. Dies umfasst einen Fahrplan mit den möglichen Einsatzzeiten und der erbringbaren Leistung über diesen Zeitraum. Die Fahrpläne repräsentieren dabei einen Korridor, in dem der TU-Betreiber seine Anlage steuern kann (siehe Abbildung 17). Gegebenenfalls werden zusätzliche Informationen wie der Leistungs- oder Arbeitspreis mit übertragen. Die Übertragung der Informationen in dieser Phase wird teilweise noch manuell (händisch) über ein separates Frontend der VPP-Plattform übernommen. Zeitlich findet die Übertragung der Fahrpläne meistens am Vortag einer möglichen Aktivierung statt, da der Aggregator die Flexibilität an den entsprechenden Märkten noch vermarkten muss.

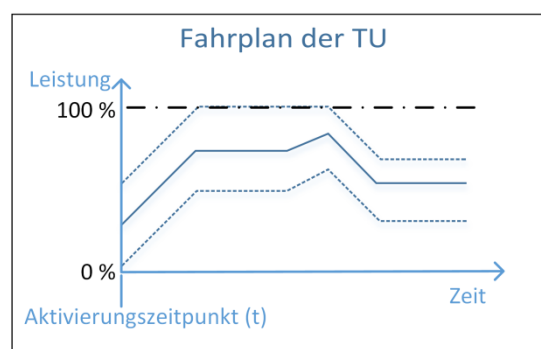


Abbildung 17: Vereinfachte Darstellung eines Fahrplans einer TU

Unter der Voraussetzung, dass die bei der Planungsphase übertragene Flexibilität benötigt wird, wird in der **nächsten Phase (2)**, der Aktivierungsphase, die Flexibilität mit einem vom VPP übertragenden Steuersignal bzw. vorher übertragenen Fahrplan aktiviert. Hierbei wird die VPP-Plattform verwendet, um die TUs direkt anzusteuern. Umgesetzt wird dies über die VPP-Management-Software selbst, die meist über Mobilfunk via VPN die Signale an die VPP-Box sendet,

welche die Signale wiederum an die TU des Anlagenbetreibers weiterleitet. Hier wird während der Aktivierungsphase der Sollwert der Leistung (P_{soll}) ständig angepasst und auch Informationen über die aktuell erbrachte Leistung (P_{ist}) von der TU zum VPP übertragen. In der **letzten Phase (3)**, der Abrechnungsphase, wird die vom TU tatsächlich erbrachte Leistung, die von entsprechender Messelektronik aufgezeichnet wird, in Form eines Erbringungsnachweises an den DR-Aggregator übertragen. Dies kann zeitlich je nach Aggregatorvorgaben geschehen und es kann ähnlich wie bei der Fahrplanübertragung über ein separates Frontend des VPPs vorgenommen werden. Bei diesem Prozess gibt es je nach Art der TU oder Vorgehensweise des DR-Aggregators Abweichungen in der genauen Umsetzung.

Ein wichtiger Punkt bei der technischen Umsetzung eines VPPs ist die Auswahl der Technologie zur Steuerung der TUs bzw. DER. Hier steht es den VPP-Betreibern zu, die geeigneten Technologien – im Rahmen der Marktvorgaben – selbst zu bestimmen. Ein Kandidat hierfür ist die IEC 61850, eine Norm für Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen (Substation Automation) und definiert die Kommunikation zwischen Intelligenten Elektronischen Geräten (und auch DERs) in der Station und den darauf bezogenen Systemanforderungen. Moderne Hersteller haben dies in ihren energietechnischen Produkten bereits implementiert und es wird in VPPs besonders bei der Steuerung von DERs verwendet [44]. Bei der Steuerung von flexiblen Lasten wird eher auf andere Technologien gesetzt, da diese Steuerungssysteme diese Norm nicht unterstützen und auch viele Legacy-Steuerungen anzutreffen sind, in denen zur Anbindung auf klassische Bustechnologien zurückgegriffen werden muss. Im folgenden Abschnitt 2.1.4 wird im Rahmen der Literaturrecherche noch gesondert die Verwendung von der IEC 61850 und anderer Standards wie CIM oder OPC-UA in diesem Bereich diskutiert.

2.1.4 Relevante Standards

Relevante Normen oder Spezifikationen für DR können aus bestehenden Standards im Bereich von Smart Grids abgeleitet werden. In [71] werden bereits 39 für Smart Grid relevante Standards identifiziert. Hier kommen aufgrund der – wie in der Motivation der vorliegenden Arbeit bereits dargelegt – Aktualität des Themas regelmäßig neue hinzu bzw. werden bestehende erweitert. Für den vorliegend dargelegten Anwendungsbezug existiert kein Standard, der Steuerungsarchitekturen, Datenmodellierungsarten, Kommunikationsmechanismen oder Technologien anderer Art eindeutig in Bezug auf DR oder DSM normiert oder spezifiziert. Allerdings können Smart-Grid-Standards mit Überschneidungen zu DR, welche sich bspw. auf die Steuerung und Anbindung von DERs beziehen, hier einen Orientierungspunkt bilden. Allein bei der Umsetzung von DR gibt es ein vielfältiges Spektrum an Anwendungsgebieten. Von DR in Wohngebäuden, im Gewerbesektor oder industriellen

Bereich über individuelle länderspezifische explizite oder implizite Märkte bis hin zu Steuerungsarten wie einer ÜNB-Anbindung durch DR-Aggregatoren oder einer eigenständigen Partizipation an einem Strommarkt. Die Bewertung und Integration dieser Standards gehört nicht zu dem Umfang der vorliegenden Arbeit, demnach wird im Folgenden auf Standards eingegangen, die im Kontext von DR relevant sind bzw. für diese Arbeit eine sinnvolle Ergänzung darstellen können.

Eine Norm, welche diese Arbeit ergänzen kann, ist der Standard zum Common Information Model (CIM). Im Bereich der elektrischen Energieversorgung (Verteil- und Übertragungsnetze) wird auf diese UML-basierende Norm zurückgegriffen. Spezifiziert wird CIM in den Normen **IEC 61970-301 (& -302,...)** als Schnittstelle von Energieverwaltungssystemen und in **IEC 61968-11** als Erweiterungsmodell für die Verteil-Elektrizitätsversorgung sowie in **IEC 62325-301** als Erweiterung des Datenmodells für die Energiemarktkommunikation. Hinter dem CIM steckt ein Datenmodell mit Klassen, Attributen und ihren Beziehungen zur Modellierung von Energiesystemressourcen (tatsächlich physische Geräte oder auch abstrakte Objekte wie Marktressourcen). Das plattformübergreifende Modell soll dabei helfen, domänenspezifische Fragestellungen abzubilden und eine einheitliche Integration in ein Kontrollsystem sowie einen Informationsaustausch mit Systemen außerhalb von Kontrollzentren ermöglichen. Des Weiteren ist in der IEC 61968-100 die standardisierte Verwendung von CIM auf Basis von WebServices oder einem Enterprise Service Bus beschrieben. Ansätze, das CIM-Datenmodell in OPC UA zu übertragen, um einen bereits weit verbreiteten Standard für eine serviceorientierte Architektur auch für Smart Grid zu nutzen, ist bereits in mehreren Arbeiten beschrieben worden [71, 72]. In Bezug auf diese Arbeit kann CIM (auch eine Umsetzung des Datenmodells in OPC UA) dazu dienen, die Ressourcen innerhalb des VPP-geschlossenen Verbunds zu modellieren, um eine einheitliche Schnittstelle zwischen Agenten und TU zu schaffen. Da dies aber nicht Gegenstand der Betrachtungen der vorliegenden Arbeit ist, insofern viele der individuell angebundenen Anlagen mit Legacy-Steuerungssystemen umgesetzt sind und der Ansatz einer einheitlichen Anbindung der Anlagen über die Agenten verfolgt wird, wird dieser Ansatz nicht alleine fokussiert, sondern eine freie Auswahl der verwendeten Schnittstelle und des Datenmodells zur Repräsentation der TUs ist weiter möglich.

Eine Norm, die im Bereich der Energieversorgung eingesetzt wird, ist die **IEC 60870-5-101**. Sie findet Anwendung im Bereich der Fernwirk- und Netzleittechnik und definiert die Bitübertragungs-, Sicherungs- und Anwendungsschicht des OSI-Schichtenmodells. In der IEC 60870-5-104 wird sie erweitert zur Verwendung in einem TCP/IP-Netzwerk und definiert die Schnittstelle zwischen der Transportschicht und der in der IEC 60870-5-101 beschriebenen Anwendungsschicht. Dieser Standard wird primär auf verhältnismäßig langsamen Übertragungsmedien unter Verwendung einer

asynchronen V.24-Schnittstelle angewandt. In [71] wird die Norm als veralteter Standard bezeichnet und nicht in die Betrachtungen einbezogen. Ein inoffizieller Nachfolger dieser Norm ist der im Weiteren beschriebene Standard IEC 61850. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird sich auf diese Norm daher nicht weiter bezogen, sie kann indes bei der Anbindung von Anlagen neben anderen Protokollen wie bspw. Modbus TCP zur Anbindung von TUs genutzt werden [73].

Eine weitere nennenswerte Standard-Familie, die in der Netzstationsautomatisierung und der DER Kommunikation genutzt werden kann, ist die **IEC 61850**. Diese befasst sich mit einer einheitlichen Interoperabilität zwischen intelligenten elektronischen Geräten (IEDs) im Bereich der Automatisierung von Energieversorgung bzw. Netzstationen. Der Standard deckt nicht nur die Kommunikation, sondern u. a. auch das Datenmodell, das Engineering, wie eine Sprache zur Konfiguration von IEDs und das Testen von diesen Geräten ab. Ein Unterschied dieser Norm zu der voranstehend beschriebenen IEC 60870-5-104 ist das Datenmodell. In der IEC 61850 ist das Datenmodell objektorientiert, während der IEC-60870-5-104-Standard, als signalorientiertes Datenmodell mit einzelnen Adressen für jedes Signal, den Adressraum einschränkt. Das objektorientierte Datenmodell hingegen lässt eine hierarchische Informationsdarstellung und eindeutige Identifikation einer Systemkomponente zu und ermöglicht auf diese Weise einen flexibleren Datenaustausch. Die IEC 61850 unterscheidet streng in ein Datenmodell und Kommunikationsprotokoll. Das Datenmodell teilt sich in *logical nodes* (LN), von denen mehrere Instanzen innerhalb eines Geräts verwendet werden können, und in die aggregierte Form von mehreren LNs, den logical Devices (LD). Es gibt bereits mehrere Anwendungsfälle, für welche die entsprechenden LNs vordefiniert sind, wie bspw. für DERs. Weitere Informationen zu dem Gerät selbst werden in einem sog. logical node physical device (LPHD) zusammengefasst. Ähnlich wie bei CIM gibt es auch hier bereits Ansätze zur Nutzung dieses Datenmodells via OPC UA [74]. Auch hier könnte ähnlich wie bei CIM das Datenmodell genutzt werden, um eine TU zu repräsentieren.

Ein weiterer relevanter Standard ist der vom British Standards Institution veröffentlichte **IEC TS 62872-1**, der sich mit dem Interface zwischen industriellen Firmen und dem Smart Grid befasst. Hier wird auf grundsätzliche Anforderungen an eine solche Architektur (auch zur Umsetzung von DR-Mechanismen) eingegangen. Diese umfassen die allgemeine Architektur, IT-Security, Safety, Audit Logging und die Kommunikation. Diese Anforderungen werden auf einer hohen Abstraktionsebene beschrieben, da – wie im Vorwort der Norm erwähnt – die Protokolle und Technologien maßgeblichen Einfluss auf den ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb der Industrieunternehmen haben und diese weiterhin in den Verantwortungsbereich der Firmen fallen. Daneben befasst sich die Norm jedoch mit dem Informationsfluss zwischen der Industriefirma und Smart Grid. So werden

mehrere Kommunikationssequenzen für das Umsetzen verschiedener Smart-Grid-Mechanismen – wie auch DR – beschrieben. In diesem wird ebenfalls die Rolle des Produktionsplaners und -operators und des Energiemanagements betrachtet. In diesem Zusammenhang wird auf diesen Standard zurückgegriffen, um die Kommunikationssequenzen für den deutschen DR-Markt abzubilden.

2.2 Die Verbindung zwischen Industrie und Demand Response

Da sich die vorliegende Arbeit auf die industrielle Anwendung von DR konzentriert, wird im Folgenden ein Einblick in die Verbindung zwischen VPP und einem industriellen Flexibilitätenanbieter präsentiert und der Verantwortungsbereich vom VPP und der Industrieseite klar abgegrenzt.

2.2.1 Der industrielle Sektor von Demand Response

Wie bereits in der Motivation erwähnt, kann DR in drei Einsatz-Sektoren unterteilt werden. Den Wohnsektor, den Gewerbesektor und den Industriesektor. Auf Letzteren wird in der vorliegenden Arbeit der Fokus gelegt. Während DR sich in den ersten beiden Sektoren oft mit der Steuerung der Klimatisierung in Wohn- und Bürogebäuden befasst, beschäftigt sich das industrielle DR in den produzierenden Betrieben mit den dort oftmals energieintensiven Prozessen [43].

In [43] werden die Unterschiede zum industriellen Sektor wie folgt zusammengefasst:

- Der industrielle Sektor weist einzelne (und individuelle/einzigartige) energieintensive Prozesse auf.
- In vielen Fällen sind bei derartig energieintensiven Prozessen bereits professionelle Messeinrichtungen vorhanden, was den notwendigen Kapitaleinsatz zum Umsetzen von DR bei diesen Prozessen verringert.
- Industrielle Prozesse arbeiten oft in isolierten Bereichen, wo Komfortverlust für Menschen keinen Einfluss auf Schaltentscheidungen hat (im Gegensatz zu Flexibilitäten durch Klimatisierungslösungen im Bereich von Wohn- und Geschäftsgebäuden).

In [15] wird das Potenzial erschließbarer Flexibilitäten über jegliche Sektoren hinweg untersucht und dem industriellen Sektor ein noch offenes Gesamtpotenzial von 22 % zugeschrieben. So ist in den anderen beiden Sektoren zwar theoretisch mehr Potenzial zu mobilisieren, aber die Investitionskosten durch die vergleichsweise geringen Erlösungspotenziale und die fehlenden Standardisierungen sind noch zu hoch [20]. Dagegen ist der industrielle Sektor aufgrund der geringeren Kosten im Verhältnis zur Abwicklung von größeren Lasten insgesamt kosteneffizienter [21]. In [40] wird die Möglichkeit der Produktions- oder Betriebsplanungsumstellung auf Zeiten niedriger Preise und das mögliche Vorhandensein von dediziertem Personal zur Umsetzung einer DR-

Optimierung als weitere Vorteile zum Einsatz im industriellen Sektor angeführt. Weitere Faktoren für die Erschließung von Potenzialen in der Praxis sind beteiligte Personen, betriebliche Strukturen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen [48]. In [43] wird das finanzielle Potenzial von DR im industriellen Umfeld mit bis zu 20 % Kostenersparnis – bei gleichbleibendem Strompreis – beziffert und auf Studien verwiesen, die zeigen, dass es gewinnbringend sein kann, in besonderen Fällen die Produktion komplett herunterzufahren.

Um die DR-Potenziale im industriellen Sektor abzurufen, müssen zudem die passenden Unternehmen gefunden werden. Dies wurde im Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg [48] in einem vierstufigen Prozess durchgeführt. Dabei wurden potenzielle Teilnehmer identifiziert und ihr genaues Potenzial und die Wirtschaftlichkeit einer möglichen Umsetzung bestimmt. Nach einer Erstansprache in der ersten Stufe fand in der darauffolgenden Stufe eine Grobanalyse mit Fragebogen und Vor-Ort-Begehung statt. In der dritten Stufe wurden Details der Anlagen und Prozesse mit Ansprechpartnern der Unternehmen ausgewertet und im Anschluss die notwendigen Schritte für eine erfolgreiche Umsetzung bestimmt. In der letzten Stufe wurden diese umgesetzt und es fand eine Vermarktung dieser Flexibilitäten statt.

Neben dem Präqualifikationsprozess, der in Abhängigkeit des DR-Markts notwendig sein kann, kommen weitere Herausforderungen bei dem Einsatz einer Flexibilität hinzu. So sind industrielle Prozesse auf eine stetige und hohe Auslastung ausgelegt und meist ohne technische Änderungen nur begrenzt flexibilisierbar, was auf die fehlende Rücksichtnahme auf die Vermarktung von Flexibilitätspotenzialen bei der Prozessplanung in der Industrie zurückzuführen ist [27]. Diese Abhängigkeit der operativen Flexibilität des Industrieunternehmens wird in [43] ebenfalls bestätigt. So ist das Potenzial für DR entsprechend kleiner, wenn ein Betrieb also sehr nahe an der maximal kapazitiven Auslastung arbeitet. Bei produzierenden Prozessen kann so bspw. eine Neudimensionierung von Puffern notwendig sein, damit Produkte für eine Flexibilitätsgewinnung vermehrt auf Halde produziert werden können. Die Dimensionierung derartiger Puffer ist bisher indes meist unter anderen Aspekten vorgenommen worden und lässt damit nicht immer Raum für die Nutzung im Rahmen von DR. Aus diesem Grund kann auch der Blick auf entkoppelte Sekundärprozesse eine lukrative Option der Flexibilitätengewinnung sein.

In [43] wurden für den industriellen Einsatz von DR vier wichtige Herausforderungen bei der Produktionszeitplanung identifiziert:

1. Modellierung der Einsatzflexibilität: Die DR-Märkte sind teilweise zeitlich sehr klein aufgelöst (von Sekunden bis zu Stunden oder mehr). Dabei sind die entsprechenden Schaltfrequenzen

mit zu modellieren, um die Anlage in der notwendigen Auflösung zu steuern. Ein wichtiger Punkt dabei ist die Zeitrepräsentation. Theoretisch kann auf eine diskrete oder kontinuierliche Darstellungsweise zurückgegriffen werden. Obwohl eine kontinuierliche Darstellung die Möglichkeit erlaubt, Prozesse zu jedem Zeitpunkt zu starten und beliebig zu ändern, haben sich diskrete Modelle in der Produktionsplanung beim DR durch die einfachere Handhabbarkeit durchgesetzt.

2. Integration und Verbindung des Produktions- und Energie-Managements: Diese Bereiche sind traditionell separat organisiert. Als erstes werden die Probleme des Produktionsmanagements gelöst und anschließend wird mit dem Energiemanagement versucht, die Prozesse energieeffizient zu gestalten. Diese sequenzielle Herangehensweise vernachlässigt die möglichen Synergieeffekte, die bei einem gemeinsamen Planungsansatz mit der Betrachtung von DR-Mechanismen entstehen können.
3. Entscheidungsfindung über mehrere Ebenen: Während die Planung von DR-Mechanismen sich in einem Auflösungsbereich von Stunden bis Tagen und evtl. bis zu einer Woche abspielen, kann die Produktionslangzeitplanung im Bereich von mehreren Monaten oder Jahren liegen, da diese zu schwer zu beherrschen sind. Aus diesem Grund ist es schwierig, Modelle zu finden, die beide Ansätze beachten. Eine Vereinfachung der Modelle würde DR-Aktivitäten aber nicht ausreichend abbilden können und aus diesem Grund müssen neue Modelle entwickelt werden, die diese Probleme minimieren und beide Ansätze unterbringen.
4. Optimierung und Unsicherheit: Abruf und nicht-Abruf einer Flexibilität hängen von der Fluktuation der EEs, den Marktteilnehmern beim DR, der Jahreszeit und den Verbrauchern selbst ab. Dies kann nicht geplant werden, was Unsicherheit mit sich bringt. Hinzu kommen Unsicherheiten, die es bereits in der klassischen Produktion gibt, die durch Produktnachfrage, Lieferprobleme bei Zulieferern oder anderen Dingen entstehen. Es gilt also, diese Unsicherheiten in Betracht zu ziehen, die Quellen ebendieser zu charakterisieren und Entscheidungsmechanismen zu entwickeln, die diese Unsicherheiten betrachten.

In [26] wird ein weiterer problematischer Aspekt der Flexibilitätenutzung angeführt. So kann dies zu operativen Kostensteigerungen führen, was wiederum die Gewinnmarge reduziert, obwohl sie eigentlich effizienteres Wirtschaften ermöglicht. Dies ist auf starre Erlöobergrenzen zurückzuführen, die eine Berücksichtigung der Flexibilisierungskosten erst zum Zeitpunkt der Kostenprüfung vor Beginn einer neuen 5-jährigen Regulierungsperiode ermöglichen. Dies führt dazu, dass die Potenziale der unterschiedlichen Flexibilitätstechnologien für Netzdienlichkeit nicht voll ausgereizt werden.

Die **IEC TS 62872-1**, welche die möglichen Schnittstellen zwischen Industrieunternehmen und dem Smart Grid beschreibt, weist zudem auf Bedenken bei einer direkten Kontrolle der TU hinsichtlich der Anlagensicherheit, der Produktionsqualität und der Haftung der Anlage hin. Ein falscher Betrieb einer Ressource kann die Sicherheit des Personals, der Anlage und der Umwelt beeinträchtigen oder zu Produktionsausfällen und Geräteschäden führen. Dies ist ein signifikanter Unterschied zur Gebäude- und Heimautomation, bei denen eine externe Steuerung deutlich weniger Auswirkungen haben kann. Eine solche Schnittstelle muss so gestaltet sein, dass ein ausreichendes Vertrauen besteht, dass die Zusammenarbeit mit dem Smart Grid die Sicherheit der Einrichtung nicht gefährden kann.

Da die Identifikation geeigneter Unternehmen kein Bestandteil der vorliegenden Arbeit ist, wird im Nachfolgenden davon ausgegangen, dass das Unternehmen mindestens eine Anlage betreibt, die den Voraussetzungen von einem der DR-Märkte entspricht und in der Lage ist, Flexibilität bereitzustellen. Die Voraussetzungen können dafür wie folgt zusammengefasst werden:

- Es gibt theoretisch nutzbares energetisches Flexibilisierungspotenzial in dem betrachteten Prozess.
- Die marktspezifischen Anforderungen zur Umsetzung von DR sind erfüllbar.
- Das Ergebnis der wirtschaftlichen Abwägungen ist positiv. Dazu müssen den finanziellen Erlösen u. a. folgende Punkte gegenübergestellt werden:
 - Aufwand für zusätzliche Steuer- und Messeinrichtungen,
 - Aufwand für die Neudimensionierung von Puffern und
 - erhöhte Kosten durch einen operativen Mehraufwand.
- Ein positives Ergebnis bezüglich der Abwägungen hinsichtlich der Anlagensicherheit, Produktionsqualität und Haftungsfragen.

2.2.2 Die Schnittstellen zum DR

Bevor die notwendigen Schnittstellen für die Erbringung einer Flexibilität bestimmt werden können, ist eine Referenzarchitektur und eine klare Abgrenzung des Wirkungsbereichs des Unternehmens zum VPP-Betreiber festzulegen. Die tatsächlich anzutreffenden Schnittstellen und Kommunikationstechnologien hängen immer von darunter liegenden individuellen Prozessen ab, die bei der Breite der möglichen Industrieunternehmen nicht sämtlich abgedeckt werden können und aus dem Grund nicht im Detail definiert bzw. vorgegeben werden. Stattdessen werden die Ebenen und Systeme, die zur Kopplung notwendig sind, definiert.

Hierbei kann auf die **IEC TS 62872-1** zurückgegriffen werden, durch die ein definierter Übergabepunkt innerhalb des Industrieunternehmens über eine Schnittstelle zwischen dem Facility

Energy Management System (FEMS) und dem Smart Grid festgelegt ist. Daran angelegt zeigt Abbildung 18 die Referenzarchitektur nach IEC 62264 und den Verantwortungsbereich des Industrieunternehmens (rechts) und des VPP-Betreibers (links). Dazwischen sind drei Schnittstellen dargestellt, welche den Übergabepunkt für eine der drei Teilfunktionen – im Rahmen einer Flexibilitätennutzung (siehe Abbildung 16) – anbinden. Auf Basis dieser drei Schnittstellenreferenzen (A, B und C) werden in den nachfolgenden Unterabschnitten zur Planung (Schnittstelle A), Aktivierung (Schnittstelle B) und Nachweis (Schnittstelle C) die notwendigen Schnittstellentechnologien behandelt.

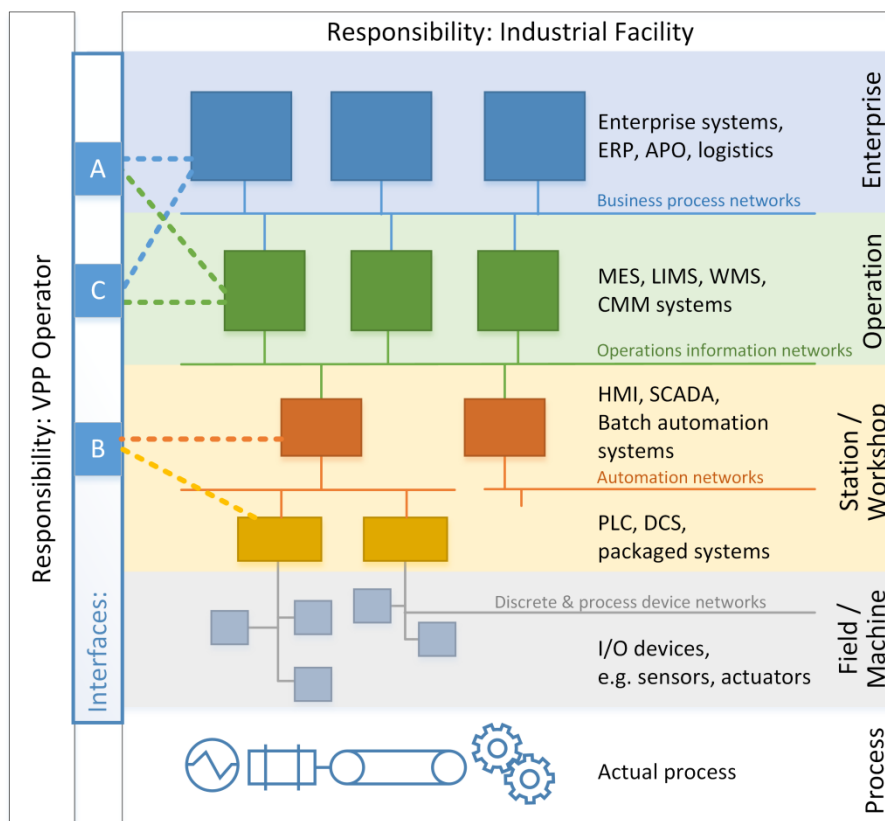


Abbildung 18: Referenzarchitektur (nach IEC 62264) mit den notwendigen Schnittstellen beim Industrieunternehmen (eigene Darstellung nach IEC TS 62872 [75])

In [43] wird der Informationsfluss der relevanten Energiedaten ebenfalls anhand des ISA 95 Automation Layer Model (nach IEC 62264) identifiziert. Das in Abbildung 19 visualisierte Referenzmodell ordnet den Bereich, welcher die energiebewusste Produktionsplanung durchführt, im Bereich der dritten Ebene, dem MES ein. So sind zwar Informationen zu der energierelevanten Produktionsplanung auch in Ebenen darunter und darüber zu finden, hier erfolgt aber ein Informationsüberfluss (ERP: tausende Lieferanten und Produktbestellungen; Steuerungsebene: tausende von gemessenen Prozessparametern), der in der MES-Ebene verarbeitet und für die

energiebewusste Produktionsplanung übersetzt werden muss. Diese Prozesse zur energiebewussten Produktionsplanung sind nicht immer vorhanden, spielen aber immer mehr eine entscheidende Rolle sowohl im industriellen als auch im akademischen Bereich. [43]

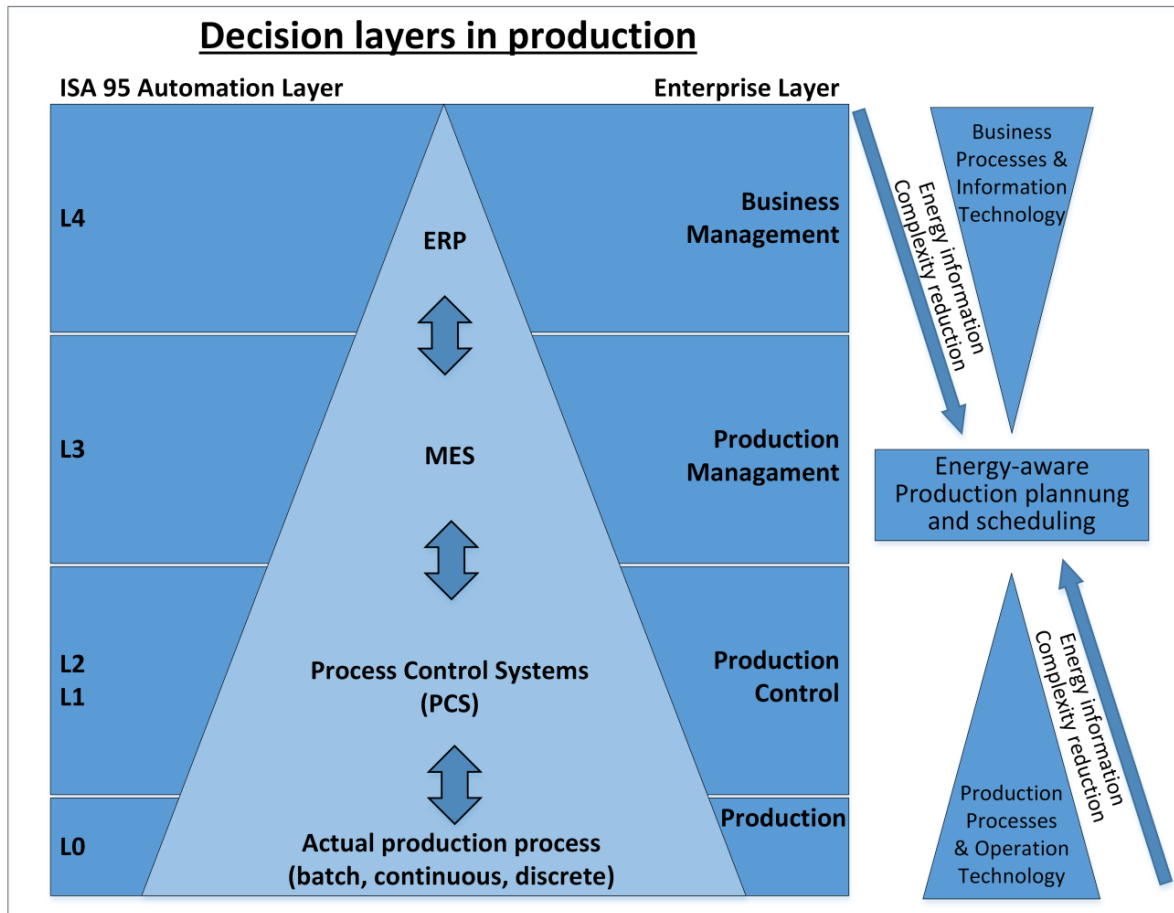


Abbildung 19: Der energierelevante Bereich der Produktionsplanung in der Automatisierungspyramide (eigene Darstellung nach [43])

Eine weitere Möglichkeit, die richtigen Ebenen und damit auch die Systeme für die Flexibilitätenutzung zu bestimmen, ist das in Abbildung 20 dargestellte *Hierarchical structure model of Industry 4.0 Components* nach [76]. Dieses Hierarchiemodell zu relevanten Industrie-4.0-Komponenten mit Fokus auf Produktionssysteme dient als Grundlage, um Aussagen zur Wiederverwendbarkeit und Modularität von I4.0 Komponenten zu bestimmen.

	Layer	Characterization
9	Production network	Includes the strategic and long term sales planning of the products of a company
8	Factory	Considers the entire range of activities and facilities required to produce end products or an intermediate good
7	Production line	Enables a distinction among different sections of a production system which are producing and processing components of the end product using different manufacturing technologies
6	Production line segment	Connection of different Work Units via buffers. Thereby, disturbances within the product/component/material flow can be controlled
5	Work unit	Executes the smallest non-divisible process in producing the end product
4	Work station	Represents the manufacturing related realization of a set of value adding and auxiliary functions required for the smallest non-divisible process
3	Function group	Represents the technical realization of one value adding or auxiliary function required for the smallest non-divisible process
2	Component	Enables the smallest non-divisible process
1	Construction element	Are not enabling the fulfillment of the smallest non-divisible process directly but enable the Component to provide their functionality

Abbildung 20: Hierarchical structure model of Industry 4.0 Components [76]

Es beinhaltet – neben der Definition zur Unterscheidung der neun Ebenen – ebenfalls Aussagen über die Art der Information, die von der entsprechenden Komponente in dem Layer zu erwarten ist. Jede Ebene ist dabei als Ansammlung von Komponenten der darunter liegenden Ebene zu verstehen. Das Modell betrachtet den gesamten Life-Cycle-Prozess der Komponenten eines Produktionssystems, unterteilt in *Engineering-Phase*, *Operation & - Maintenance Phase* und *End-of-Life-Phase*. Um nun die relevanten Ebenen zu bestimmen, kann auf die vom Modell definierten Steuerungsinformationen der *Operation and Maintenance Phase* (zu Deutsch, der Betriebs- und Wartungsphase) zurückgegriffen werden.

2.2.2.1 Planung (Schnittstelle A)

Für die Planungsphase muss zunächst die Verfügbarkeit für den möglichen Einsatz der Flexibilität festgelegt werden. Dies kann durch die Übertragung von Fahrplänen in Form von Extensible Markup Language (XML) Dateien stattfinden. Die Vorgaben zu den Fahrplänen mit dem Inhalt und dem Dateiformat liegen in der Hand des DR-Aggregators. Daher wird sich hier zunächst auf die Übertragung einer generischen Datei (z. B. XML-Format) bezogen. Weitere Informationen dazu sind Abschnitt 2.1.3 (DR-Steuerung mit Aggregatoren) zu entnehmen. Welche Kommunikationstechnologien und Systeme diese Informationen bzw. Datensätze zur Verfügung stellen, können über verschiedene Referenzarchitekturen abgeleitet werden. In Abbildung 18 ist diese Schnittstelle mit dem Buchstaben A gekennzeichnet.

Nach IEC 62264 können diese Informationen über zwei Ebenen verfügbar gemacht werden. So können die notwendigen Informationen über die Produktionsfähigkeit aus der *Operation*- und der *Enterprise*-Ebene abgeleitet werden. Die *Enterprise*-Ebene, in welcher die Daten für die Aufstellung des grundlegenden Produktionsplans für die Anlage einfließen und die Planung der Produktionskapazität stattfinden, kann für DR-Planungen im Zeithorizont von Tagen bis Wochen stattfinden. In der *Operation*-Ebene, in welcher die Erstellung des unmittelbar anwendbaren detaillierten Produktionsplans für einen Betriebskomplex einschließlich Instandhaltung, Transport und anderer produktionsbezogener Anforderungen und die Anpassung der Produktionspläne stattfindet, können mit einem Zeithorizont DR-Planungen von Tagen über Stunden bis hin zu Minuten und Sekunden ermöglicht werden.

Eine Darstellung der beteiligten Systeme nach dem Aachener Produktionsplanungs- und -steuerungs (PPS)-Modell sortiert diese Aufgabe bei der Produktionsprogrammplanung ein, da diese mit dem Absatzplan für jedes Erzeugnis und Planungsperiode die Menge, die geliefert werden soll, festlegt [77].

Nach dem *Hierarchical structure model of Industry 4.0 Components* [76] sind die benötigten Fahrpläne (täglich und wöchentlich) in dem *Factory Layer* angesiedelt. Hier findet die kurzfristige Produktionsplanung mit einem Zeitrahmen von Stunden bis Tagen statt. Für den kurzfristigeren Einsatz von DR kann die Planungsaktivität im *Production Line Layer* die entsprechenden Daten bereitstellen.

Diese Informationen werden entweder von einem ERP-, MES- oder PPS-System (Produktionsplanung und -steuerung) bereitgestellt, das in der Regel eine Vielzahl von Schnittstellen und Möglichkeiten zur Modellierung und Übertragung der Daten bietet [78]. Bei einem Blick auf die ERP-Systeme mit dem größten Marktanteil [79–81] lässt sich ein guter Eindruck über die angebotenen Schnittstellen bzw. APIs verschaffen. So liefern diese oft Zugang via **Simple Object Access Protocol (SOAP) oder Representational State Transfer (REST) Web Services für die Übertragung von XML-Dateien** [82–85], aber auch Anbindungsmöglichkeiten an Datenbanken oder Technologien wie **OPC UA** sind oftmals vorhanden [86, 87]. Dies deckt sich auch bei der Anbindung via MES- und PPS-Systemen, die jedoch zusätzlich Anbindungsmöglichkeiten an Bussysteme mitliefern können [78].

2.2.2.2 Aktivierung (Schnittstelle B)

Für die Aktivierungsphase sind aktuelle Daten, welche den Status der TU mitteilen, notwendig und die Möglichkeit zur Steuerung der TU muss bestehen. Dies kann entweder in Form einer Sollwertvorgabe, eines neuen Fahrplans oder durch die Freischaltung bzw. Blockierung der TU

erfolgen. In Abbildung 18 ist dies als Schnittstelle B dargestellt, die über die *Station/Workshop*-Ebene (nach IEC 62264) die notwendigen Funktionen bereitstellt. Diese Ebene definiert die Aktivitäten der Überwachung und Steuerung der physischen Prozesse. Sie arbeitet normalerweise in Zeitrahmen von Stunden bis zu Zeiten von unter einer Sekunde.

Entsprechend den Hierarchieebenen einer Produktionssystemstruktur [76] kann die Steuerung der Flexibilität (Ansteuerungsphase) jedoch von verschiedenen Ebenen aus erfolgen. Von der Komponente selbst bis hin zum Liniensegment mit Taktzeitsteuerung. Dies ist abhängig von der Anzahl, Größe und Struktur der TU, welche die Flexibilität bereitstellt. Die *Production-Line-Segment*-Ebene liefert Steuerungsdaten zur Zykluszeit, Kontrolle und über den Materialfluss zwischen *Work Units*, also auch deren Pufferzonen. Folglich ist die darunter liegende Ebene, der *Work Unit Layer*, die kleinste Einheit in einem Produktionssystem, die über Pufferzonen miteinander verbunden ist. Hier werden Prozessinformationen wie z. B. Zykluszeiten, Variantenkonfiguration, Wartungszyklen und Statusinformationen behandelt. Der *Work Station Layer* hat wiederum keinen Einfluss auf Zykluszeitvorgaben. Die notwendigen Steuerungsentscheidungen und Statusinformationen können demnach also ab dem *Work Unit Layer* gefunden werden. Da jede Ebene eine Ansammlung der darunter liegenden Ebene ist, können sämtliche darüber liegenden Ebenen ebenfalls eine Komponente des Produktionssystems darstellen, welche einen direkten oder indirekten Einfluss auf DR-Steuerungsentscheidungen hat.

Um eine Verbindung zu einer TU herzustellen und damit einen Datenaustausch zu ermöglichen, ist die Fähigkeit zur Kommunikation mit einer SPS oder SCADA-System notwendig. In diesem Bereich gibt es viele verschiedene Kommunikationstechnologien, von klassischen Bussystemen bis hin zu IE-Ansätzen, die partiell sogar serviceorientierte Technologien wie OPC UA implementieren. OPC UA findet zudem immer mehr Durchdringung im Bereich der industriellen Automatisierung [88] und wird als plattformunabhängige Kommunikationstechnologie von immer mehr SPS-Herstellern unterstützt. Daher kann die Bereitstellung einer **OPC-UA-Schnittstelle** neben den klassischen **industriellen Bussystemen** eine mögliche Schnittstelle zur Steuerung der TU sein.

2.2.2.3 *Nachweis (Schnittstelle C)*

Zur Abrechnung der Flexibilitätenerbringung sind die Energiedaten der TU zur Erstellung eines Erbringungsnachweises notwendig. Dies kann auf Basis der permanent übertragenen aktuellen Energiewerte oder später als separat übertragener Erbringungsnachweis aus einem Energiemanagementsystem (EMS) stattfinden.

Je nach Aggregationsstufe und Zeithorizont können die Informationen über den Energieverbrauch der TU entweder in der *Enterprise*- oder *Operation*-Ebene (nach IEC 62264) verfügbar gemacht werden. Die *Enterprise*-Ebene befasst sich neben der Erfassung und Pflege des gesamten Energieverbrauchs und des verfügbaren Bestands sowie der Bereitstellung von Daten für den Einkauf von Energie auch mit der Anpassung des grundlegenden Produktionsplans, was u. a. auch auf Änderungen der verfügbaren Energieressourcen und dem Energiebedarf basiert. Für Daten eines kurzfristigeren Zeitrahmens (bis auf Sekunden oder Millisekunden) kann auf die *Operation*-Ebene zurückgegriffen werden, welche die Erfassung und Pflege von Daten über Produktion, Bestand, Personal, Rohstoffe, Produktqualität, Ersatzteile und Energieverbrauch im Betriebskomplex organisiert. Wie bereits in Abschnitt 2.2.2.1 erörtert, ist das XML-Datenformat gängig und es besteht die Möglichkeit, auf Kommunikationstechnologien wie **Web Services (SOAP oder REST)** oder **OPC UA** zurückzugreifen.

Wenn auf die permanent übertragenen Energiewerte zugegriffen werden soll, kann auch direkt auf die entsprechenden Geräte des EMS zurückgegriffen werden, welche sich auf der *Station/Workshop*-Ebene befinden. Die Hersteller der gängigen Smart Meter und Energielogger bieten ebenfalls eine breite Palette an Kommunikationslösungen auf Basis von Internettechnologien und Bussystemen an [89]. Aus diesem Grund kann auf **industrielle Bussysteme** und auch, wenn vorhanden, auf **OPC UA** als Schnittstelle zurückgegriffen werden.

2.3 Agentensysteme

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit verwendete Kerntechnologie zur Umsetzung der DR-Mechanismen ist die Agententechnologie. Diese wird zunächst grundlegend erklärt, um im darauf folgenden Abschnitt in einer Literaturrecherche die Agentensysteme im Kontext von DR, DSM und Smart-Grid-Lösungen zu diskutieren. Zu den Grundlagen gehören in diesem Kontext das Agentenparadigma selbst, Standardisierungsbemühungen und die Einsatzgebiete.

2.3.1 Definition und Eigenschaften von Agenten und Agentensystemen

Wie bei vielen anderen Technologien ist auch bei den Agentensystemen eine einheitliche Definition nicht zu finden. So gibt es hier mehrere Definitionen, auf die diese Technologie zurückzuführen ist. Zudem gibt es auch bei der Begrifflichkeit – ähnlich wie bei dem Demand-Response-Mechanismus – Unterschiede im deutschen und internationalen Sprachgebrauch. So wird in dieser Arbeit für die unter der englischen Bezeichnung definierte Technologie „multi-agent system“ der Begriff

„Agentensystem“ (MAS) anstatt der unzutreffenden Übersetzung „Multiagentensystem“⁸ verwendet. Bevor von Agentensystemen gesprochen werden kann, ist die Definition des Begriffs Agent selbst zu erarbeiten. So sind zum Ende des Zwanzigsten Jahrhunderts, in dem damals stark beforschten Gebiet der Agententechnologie viele Definitionen zu dem Begriff des Agenten hervorgegangen (u. a. Ferber [91], Russel und Norvig [92], Wooldridge und Jennings [93]). Eine der meist verbreiteten Definitionen des Agentenbegriffs, von Wooldridge und Jennings, bildet in dieser Arbeit die Definitionsgrundlage:

„An agent is a computer system that is situated in some environment, and that is capable of autonomous action in this environment in order to meet its design objectives.“ [93]

Diese Definition hebt die Kerneigenschaften eines Agenten vor: ein in einer Umwelt befindliches Computersystem mit der Fähigkeit, autonom Entscheidungen zu treffen, welches durch Handeln innerhalb seiner Umwelt ein Ziel verfolgt. In [92] wird dies mit einem einfachen Konzept, illustriert in Abbildung 21, beschrieben. Danach besitzt ein Agent Sensoren, mit denen er seine Umgebung wahrnehmen kann, und Aktuatoren, durch die er handelt. Dieses Konzept, übertragen auf einen Roboter-Agenten, bedeutet, dass die Sensoren Kameras und Infrarotentfernungsmesser und die Aktuatoren die entsprechenden Motoren sein können, welche die Achsen des Roboters antreiben. Ein reiner Softwareagent könnte nach diesem Konzept als Sensoreinheit bspw. Tastenbetätigungen, Dateiinhalte oder Netzwerkpakete als Eingaben wahrnehmen und als Aktionen durch die Aktuatoren eine Anzeige auf dem Bildschirm, das Schreiben von Dateien oder das Versenden von Netzwerkpaketen erzeugen.

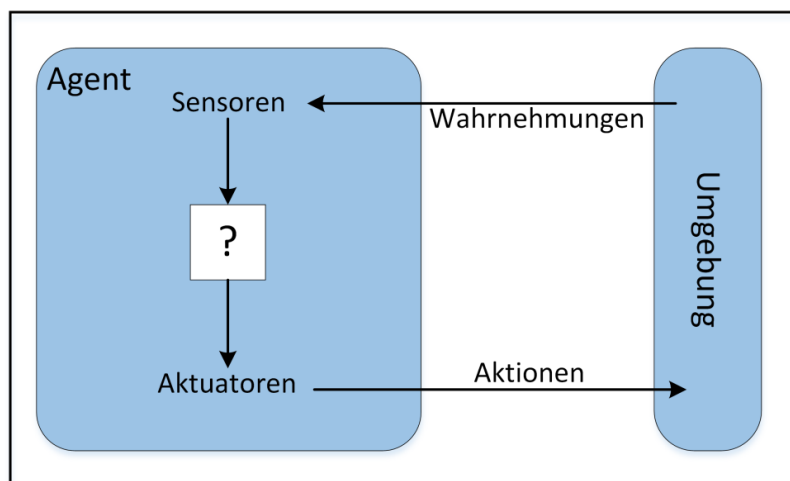


Abbildung 21: Ein Agent, der mit seiner Umgebung über Sensoren und Aktuatoren kommuniziert (eigene Darstellung nach [92])

⁸ Aus [90]: Die deutsche Übersetzung von „multi-agent system“ ist Agentensystem. Die Bezeichnung „Multiagentensystem“ ist eine unzutreffende Übersetzung der englischen Bezeichnung „multi-agent system“.

In [94] werden dazu die vier Eigenschaften eines Agenten beschrieben:

- **Autonomy:** agents operate without the direct intervention of humans or others, and have some kind of control over their actions and internal state
- **Social ability:** agents interact with other agents (and possibly humans) via some kind of agent-communication language
- **Reactivity:** agents perceive their environment (which may be the physical world, a user via a graphical user interface, and respond in a timely fashion to changes that occur in it
- **Pro-activeness:** agents do not simply act in response to their environment, they are able to exhibit goal directed behavior by taking the initiative

Diese Eigenschaften sind in der Agentenfachwelt weitestgehend anerkannt, werden gleichwohl nicht immer gleich benannt. So wird die Fähigkeit der *social ability* oft unter der Fähigkeit der Kooperation geführt. Teilweise werden die Eigenschaften noch ergänzt durch die Fähigkeit, aus zuvor getätigten Beobachtungen oder Entscheidungen der Umwelt zu lernen (Adaptivität). Oder durch andere Fähigkeiten – diese können bspw. noch Mobilität, Intelligenz, Wahrhaftigkeit oder Wohlwollen sein [93, 95–97].

In der **VDI/VDE-2653**-Richtlinie [90] werden die Eigenschaften Autonomie, Interaktion, Reaktivität, Proaktivität übernommen und durch weitere ergänzt. So ist die **Autonomie** die Eigenschaft eines Agenten, eigenverantwortlich zur Kontrolle über den internen Zustand und sein Verhalten zu entscheiden. Eine Entscheidung kann dabei sowohl aufgrund seines lokalen Wissens als auch aufgrund seines Handlungsspielraums über seine Handlungen/Aktivitäten getroffen werden. Dazu existieren in der Praxis verschieden abgeschwächte Ausprägungen von Autonomie, was eine von außen induzierte Einflussnahme durch externe Prozesse oder Endanwender zulässt (sog. „Guided Autonomy“). Die im Englischen als *social ability* bezeichnete Fähigkeit beschreibt die Fähigkeit eines Agenten zur **Interaktion**. Dies bedeutet, ein Agent kann mit anderen Agenten kooperativ und koordiniert agieren, um seine individuellen Ziele zu erreichen oder um Abhängigkeiten untereinander zu handhaben. Dabei muss es sich nicht ausschließlich um Austausch von Informationen (in Form von Kommunikation) handeln, es kann auch direkt oder indirekt physisch geschehen. Auch **Reaktivität**, als Fähigkeit des Agenten, die Umwelt wahrzunehmen und darauf angemessen zu reagieren, und die **Proaktivität**, als Eigenschaft des Agenten, mithilfe interner Planungs- oder Abwägungsprozesse im Vorfeld von Ereignissen eigenständig Maßnahmen zu ergreifen, werden aufgeführt. Zusätzlich werden in der Richtlinie noch die **Kapselung**, als Eigenschaft des Agenten, den Zugriff auf einzelne Bestandteile, die von außen nicht sichtbar sind, zu kontrollieren, und die Fähigkeit der Migration von einem Ort oder Ausführungskontext zu einem anderen als **Mobilität** angeführt. Weitere

Eigenschaften sind die **Persistenz**, also die Fähigkeit, den inneren Zustand während seines Lebenszyklus beizubehalten, und die **Zielorientierung**, also die Eigenschaft, sein Verhalten an einem oder mehreren Zielen zu orientieren.

In dieser VDI/VDE 2653 Richtlinie ist der Agent wie folgt definiert:

„Ein Agent ist eine abgrenzbare (Hardware-und/oder Software-) Einheit mit definierten Zielen, die sich auf die Steuerung (gegebenenfalls eines Teils) eines technischen Systems beziehen. Ein Agent ist darauf ausgelegt, diese Ziele durch selbstständiges Verhalten zu erreichen und interagiert dabei mit seiner Umgebung und anderen Agenten. Agenten sind ein Modellierungskonzept zur Lösung von technischen, aber auch von organisatorischen und informationstechnischen Aufgabenstellungen und unabhängig von einer bestimmten Realisierungsform.“ [90]

Auch bei der Klassifizierung von Agenten oder Agententypen sind mehrere Herangehensweisen möglich. So kann in reaktive und deliberative (und auch hybride) Agenten differenziert werden [90, 98]. Ein bekannter deliberativer und kognitiver Agententyp ist die Belief-Desire-Intention (BDI)-Architektur [99], deren Ursprung in einer Theorie des menschlichen praktischen Denkens liegt, die sich insbesondere auf die Rolle von Intentionen im praktischen Denken konzentriert [93]. In den BDI-Agenten hängt die Entscheidungsfindung von der Manipulation von Überzeugungen, Wünschen und Absichten der Agenten ab. Die Entwicklung reaktiver Agenten ist einfacher als die der kognitiven Agenten [91], leichter zu verstehen, robuster und fehlertoleranter als die anderen Agententypen [100]. Allerdings sind reaktive Agenten nicht in der Lage vorausszusehen, was passieren wird, und somit die Zukunft zu antizipieren, indem sie planen, welche Aktion ausgeführt werden soll [91]. [101]

In [92] wird dazu in vier Grundtypen von Agenten unterteilt (siehe Abbildung 22):

- Einfacher Reflexagent
- Modellbasierter Reflexagent
- Zielbasierter Agent
- Nutzenbasierter Agent

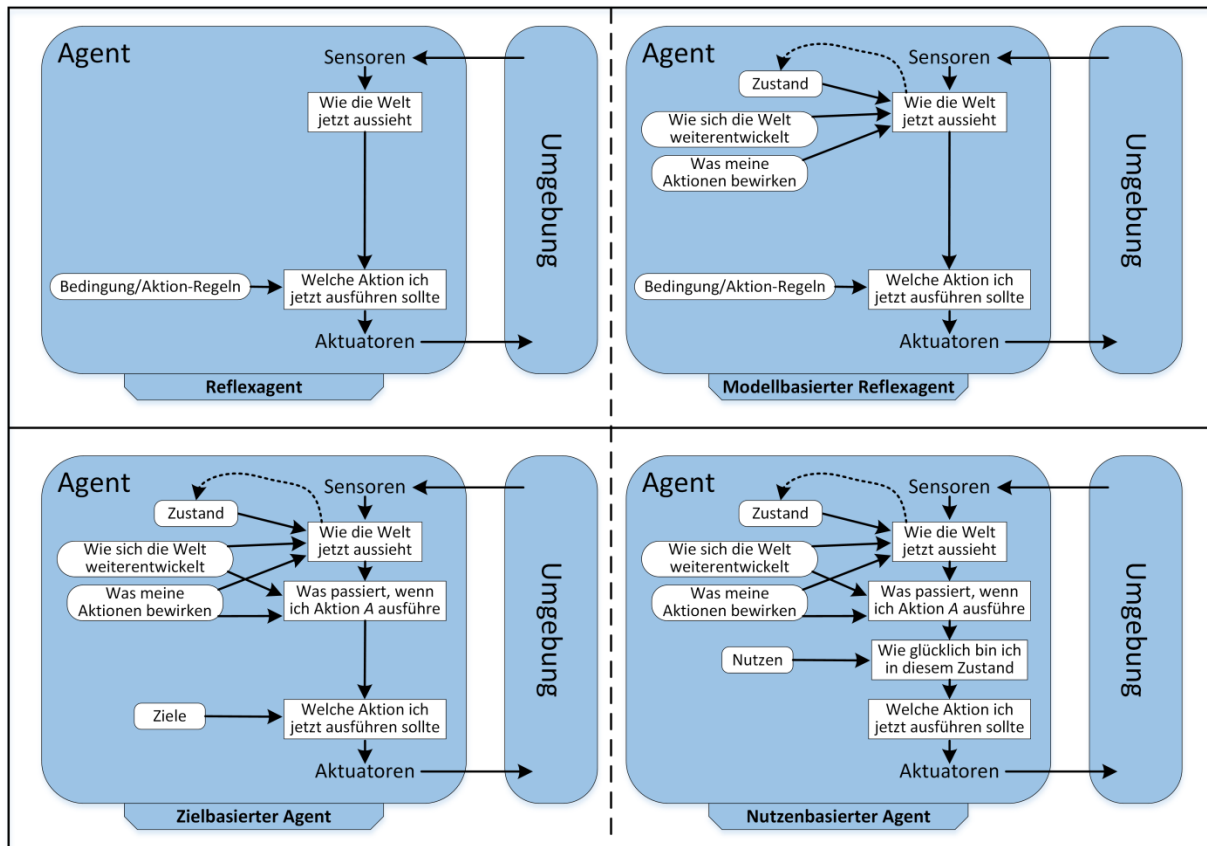


Abbildung 22: Die vier Grundtypen von Agenten (eigene Darstellung nach [92])

Wobei die ersten beiden Typen in die Kategorie der reaktiven Agenten eingeordnet werden können und die letzten beiden in die kognitiven Agenten.

Ein **einfacher Reflexagent** (Abbildung 22 oben links) trifft dabei Entscheidungen ausschließlich anhand der Wahrnehmung der Umgebung. Diese Agenten sind zwar einfach, aber nur sehr begrenzt intelligent. Ein **modellbasierter Reflexagent** (Abbildung 22 oben rechts) kann dazu noch auf vergangene Ereignisse zurückgreifen und verfügt somit über einen inneren Zustand, der vom Wahrnehmungsverlauf abhängig ist. Ein **zielbasierter Agent** (Abbildung 22 unten links) ist durch zusätzliche Zielinformationen in der Lage zu entscheiden, Aktionen auszuwählen, um das Ziel zu erreichen. Der **nutzenbasierte Agent** (Abbildung 22 unten rechts) erweitert das zielbasierte Verhalten um eine Nutzenfunktion, die fähig ist, eine Leistungsbewertung einer gegebenen Sequenz von Umgebungszuständen zuzuweisen und die für den Agenten nützlichste Aktionen auszuwählen, um den Nutzen zu maximieren. [92]

Damit etwas wie Emergenz entsteht und die Agenten ihre Stärken ausspielen können, muss es sich um mehrere Agenten in Form eines MAS handeln.

Die Definition eines MAS nach Wooldridge [93] ist:

„A multiagent system is one that consists of a number of agents, which interact with one another, typically by exchanging messages through some computer network infrastructure“

Somit kann ein Agentensystem als eine Menge von Agenten definiert werden, welche die Objekte eines Systems darstellen und in der Lage sind, zu interagieren, um ihre individuellen Ziele zu erreichen, wenn sie nicht über genügend Wissen und/oder Fähigkeiten verfügen, um ihre Ziele einzeln zu erreichen [101]. In einem Agentensystem kann es durch die inhärenten Eigenschaften einzelner Agenten zu emergenten Eigenschaften des Systems kommen [102].

Dank der Autonomie der Agenten zeichnen sich die von MAS realisierten dezentralen Steuerungsstrukturen durch hohe **Flexibilität, Adaptivität, Robustheit** und **Fehlertoleranz** aus [103]. Diese Eigenschaften ermöglichen eine hohe Widerstandsfähigkeit gegen Störungen, wobei die globale Optimierung reduziert wird, da die Entscheidungsfindung lokal und autonom ist, ohne eine globale Sicht auf das System. Die Erweiterbarkeit des Systems ist einfacher (**Skalierbarkeit**), da es nur ausreicht, die Funktion einiger Agenten zu ändern oder neue Agenten zum Steuerungssystem hinzuzufügen (**Rekonfigurierbarkeit**). [101]

Solche Fähigkeiten zur eigenständigen logischen Vernetzung während der Inbetriebnahme, nach Umrüstungen oder in Reaktion auf Betriebsstörungen werden auch Selbstkonfiguration und Selbstregeneration genannt, was in der Fachliteratur unter dem Begriff **Self-X** zusammengefasst wird [104].

Ein weiterer Unterschied ist die Eigenwilligkeit der Agenten. Diese versuchen lediglich, ihr eigenes definiertes Ziel autonom zu erreichen, während bei konventionellen verteilten Systemen im Regelfall alle Entitäten ausschließlich auf ein gemeinsames Ziel hinarbeiten. Dass ein Gesamtziel über beide Ansätze erreicht werden kann, ist selbstverständlich. [93]

Auch in dem Lebenszyklus des Engineerings können Agentensysteme durch das Herunterbrechen und die Möglichkeit, sich auf die Teilsysteme zu fokussieren, die Entwicklung von sehr großen und komplexen Systemen leichter beherrschbar machen [105]. Über die Programmierung hinaus ist auch die Fehlersuche und Wartung [50] von Agentensystemen einfacher als in traditionellen Systemen [106].

Das Paradigma der Agentensysteme kann allerdings auch mit Schwächen einhergehen. Einige Punkte davon sind bspw. fehlende Standards, Entwicklungswerkzeuge und damit auch fehlende Entwickler bzw. Instandhalter mit entsprechendem Know-how [106]. Ferner ist die Einsetzbarkeit von Agentensystemen in Bezug auf Echtzeitfähigkeit bisher limitiert, aber nicht unmöglich [104].

Außerdem ist bei Agentensystemen durch den zusätzlichen Overhead bei Interaktionen im Vergleich zu zentralistischen Ansätzen bei der Lösung von Optimierungsproblemen mit dem Verlust von Schnelligkeit zu rechnen [96, 107].

Da ein Teil der vorliegenden Arbeit die Entwicklung des Agentensystems in Form von ausführbaren Programmcodes umfasst, ist noch das Prinzip der **Agentenorientierte Softwareentwicklung (AOSE)** als eine mögliche Entwurfsmethode für Agentensysteme zu erwähnen [105, 108]. AOSE basiert auf den Gebieten der komplexen Softwareentwicklung und dem Agentenparadigma. Bei der AOSE werden komplexe Probleme in Teilprobleme in Form von autonomen Agenten zerlegt, die wiederum in der Lage sind, flexible und anspruchsvolle Interaktionen durchzuführen. Autonomie bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Agenten permanent eigenständig die Kontrolle haben und selbst entscheiden, welche Aktionen sie zu welchem Zeitpunkt durchführen. [105]

2.3.2 Der FIPA-Standard

Das Konzept der AOSE wurde stark von der objektorientierten Softwareentwicklung und dem **Foundation for intelligent, physical Agents (FIPA)** Standard beeinflusst [109]. Der FIPA-Standard bildet in dieser Arbeit die Grundlage für die Entwicklung des Agentensystems. Die FIPA wurde 1996 als Non-profit-Organisation gegründet und ist eine Bibliothek mit Spezifikationen für Agentensysteme [110]. Die FIPA ist 2005 in die IEEE-Organisation eingegliedert worden und wird seitdem FIPA-IEEE genannt [110]. Die Spezifikationen der FIPA bieten Standards und Definitionen zur Architektur, dem Management von Agenten und die Kommunikation in einem MAS [111].

Die **FIPA Abstract Architecture** [111] beschreibt, wie ein Agentensystem zu konstruieren ist, inklusive Agenten und den Services, die sie repräsentieren. Dazu gehören ebenfalls notwendige Mechanismen in dem System wie die Registrierung von Agenten, die Entdeckung von Agenten und der Nachrichtenaustausch zwischen diesen. Auf Basis dieser und diverser optionaler Vorgaben kann ein konkretes Agentensystem erstellt werden.

Die **Agenten-Kommunikation** der FIPA besteht aus einem Kommunikations-Stack mit mehreren Unterschichten (Sublayers) und entsprechenden Protokollen. Dieses Schichtenmodell (ähnlich wie beim OSI-Stack) besteht aus folgenden Schichten [97]:

1. Transport
2. Encoding
3. Messaging
4. Ontology
5. Content expression

6. Communicative act
7. Interaction protocoll

Die **Kommunikation** von Agenten, die Agent Communication Language (ACL) [112], basiert auf der Sprechakt-Theorie, und wird über sog. *Communicative-Acts* repräsentiert. Die FIPA ACL besteht aus 22 solcher Akte [113], welche eine einfache Informationsweitergabe repräsentieren können. So können bspw. durch den *Inform Act* Informationen übermittelt, den *Agree Act* Aktionen akzeptiert, durch den *Refuse Act* Aktionen abgelehnt oder durch den *Cancel Act* Aktionen später abgebrochen werden. Zudem können durch spezielle Akte Multi-Sequenz-Verhandlungsrunden gestartet werden, an der mehrere Agenten beteiligt sind (via *Call for Proposal*). Ein Agent muss auf solche Akte reagieren können und mindestens mit einem *Not-Understood Act* antworten können. Darauf basierend gibt es eine Reihe von *Interaction Protocols* [114–116], die eine Sequenz von *Communicative-Acts* repräsentieren, um Nachrichten zu mehreren Agenten und auch mit mehreren Unterhaltungsphasen zu koordinieren, die einen gewissen Zweck erfüllen [97].

Die Grundlage des MAS ist die Agentenplattform, auf welcher die Agenten verweilen. Diese Plattform und das logische Modell für das Management sämtlicher Agenten auf der Plattform wie die Kommunikation, Registrierung, Erzeugung und Weiteres ist ein Framework, das in [117] beschrieben wird. Dabei hervorzuheben ist der **Directory Facilitator**, welcher die Services der Agenten in Form eines Yellow-Pages-Service organisiert, damit die passenden Agenten für eine Aufgabe gefunden werden können. Zusätzlich existiert das **Agent Management System** (AMS), das eine Pflichtkomponente des MAS darstellt. Es organisiert die Agentenplattform und wenn sich neue Agenten bei diesem melden, bekommen diese vom AMS eine Agenten ID (AID) zugewiesen. Das AMS überwacht den Zustand (z. B. aktiv, ausgesetzt oder wartend) der Agenten, kann Agenten-Beschreibungen modifizieren und Agenten deregistrieren. Ebenfalls zum Agent Management gehört das Message Transport System (MTS) [118], welches den Nachrichtentransport innerhalb und außerhalb der Agentenplattformen organisiert. [97]

Ungeachtet des FIPA-Standards ist die Standardisierung besonders mit Bezug auf industrielle Anforderungen ein entscheidender Faktor für den industriellen Einsatz der Agententechnologie. Hier fehlen u. a. einige Punkte mit Bezug auf Sicherheit, Datenschutz, Echtzeit-Interaktionsprotokolle oder tatsächlich verteilte Yellow-Pages Services und Discovery-Mechanismen zum robusten und effizienten Einsatz in industriellen Anwendungsgebieten [109]. Die FIPA-Spezifikationen sind zurzeit der einzige Standard für die Entwicklung von MAS und werden in der Agentencommunity größtenteils akzeptiert und umgesetzt, was auch durch die große Popularität des JADE-Agenten-Frameworks, das FIPA-konform ist, begründet ist. [119]

2.3.3 JADE-Agentenplattform

Das Java-basierte Software-Framework *Java Agent DEvelopment Framework* (JADE) [120] ist die wahrscheinlich am häufigsten verwendete Agentenplattform [97], die bereits viele Funktionen wie Agentenmobilität, plattformübergreifende Kommunikation implementiert und den FIPA-Standard unterstützt [121]. Dabei ist JADE eine der performantesten Agentenplattformen im Vergleich zu konkurrierenden Plattformen [122–124].

Es ist ein vollständig in JAVA implementiertes Software-Framework, das die Implementierung von MAS durch eine FIPA-konforme Middleware ermöglicht. Dabei steht eine Reihe von Debugging- und Deployment-Werkzeugen und ein GUI zur Steuerung dieser zur Verfügung. Zur Implementierung von JADE wird eine Java-fähige Laufzeitumgebung (JVM) mit zumindest Version 5 benötigt. [120]

Eine ausführliche Dokumentation zu JADE und der Entwicklung von Agentensystemen mit JADE ist in [97] zu finden. Neben den Vorzügen von JADE besteht derzeit noch Bedarf nach robusteren und effizienten Softwarelösungen, die für industrielle Anforderungen ausgelegt sind [119]. Das Framework sollte Sicherheit und Datenschutz, Echtzeit-Interaktionsprotokolle für große Systeme zur Gewährleistung von Skalierbarkeit und Latenz, leichte ACL-Protokolle zur Unterstützung der Skalierbarkeit in industriellen Großsystemen und ein tatsächlich verteiltes Yellow-Pages-System und Discovery-Mechanismen zur Verbesserung der Systemrobustheit bieten [125]. Ungeachtet der Schwächen bietet JADE eine solide Grundlage (auch dank der Unterstützung des FIPA-Standards) und wird in dieser Arbeit als Agentenplattform der Wahl eingesetzt.

Bevor das Agentensystem auf Basis dieser Grundlagen entwickelt werden kann, wird im Folgenden auf die bisherigen Bemühungen in Bereich der Agentensysteme mit Bezug auf hier relevante Einsatzgebiete eingegangen, um dann anschließend die Anforderungen an ein MAS anhand der Regularien und bestehenden Arbeiten abzuleiten.

2.4 Literaturrecherche im Bereich von DR und MAS

Dieser Abschnitt befasst sich mit der bestehenden Literatur im Bereich von DR bzw. DSM, insbesondere mit dem Fokus auf Agentensysteme. Dadurch soll ein Überblick über den aktuellen Stand der Forschung vorgestellt und der weitere Forschungsbedarf in diesem Gebiet ermittelt werden.

Die Agententechnologie ist ein viel beforschtes Gebiet der dezentralen Entscheidungsfindung. So ist die laufende Transition von zentralisierten Steuerungsansätzen zu dezentralen Strukturen in vielen Bereichen ein ideales Anwendungsgebiet für das Paradigma der Agentensysteme [96, 98, 101]. Dies trifft u. a. auf Anwendungsgebiete wie Produktionssysteme im Zuge von Industrie 4.0 mit flexiblen

Fertigungssystemen, der Umsetzung von serviceorientierten Architekturen (SOA), cyber-physischen Systemen (CPS) oder anderen Konzepten zu [50, 95, 96, 96, 98, 101, 103, 119, 126–131].

Neben diesem Anwendungsbereich soll in diesem Abschnitt allerdings die Anwendung der Agentensysteme, mit Fokus auf DR- bzw. DSM-betreffende und artverwandte Gebiete, betrachtet werden.

Die Umstellung zur Dezentralität ist bei Energienetzen im Rahmen von Smart Grid zu finden. Bedingt durch die zunehmende Integration von DERs ins Stromnetz, den erhöhten Kommunikationsbedarf zwischen allen Netzteilnehmern und eine intelligentere Betriebsführung aller Teilnehmer des Stromnetzes in Form von Smart Grids findet auch hier das Agentenparadigma oftmals Verwendung [31, 32, 47, 132–136]. Die verteilte Natur dieser Anwendungsgebiete, mit hohem Bedarf an Anpassungsfähigkeit und Skalierbarkeit, macht es somit zu einem passenden Einsatzgebiet von Agentensystemen. In [137] wird der Einsatz von Agentensystemen in diesem Bereich mit drei wichtigen Vorteilen begründet. Die anwendungsspezifischen Anforderungen können in die Betrachtungen einbezogen, die lokalen Interaktionen zwischen den Einheiten können modelliert sowie untersucht werden und es besteht die Möglichkeit Schwierigkeiten in der Modellierung und Berechnung durch den Einsatz von verschiedenen Schichten oder Komponenten handhabbar machen zu können. In [138] wird in Bezug auf Agentensysteme erwähnt, dass diese in der Lage sind, robuste, flexible und adaptive Automatisierungssysteme zu realisieren, und dass gerade die lokale Intelligenz und die Koordinationsfähigkeiten für Aufgaben in einem zukunftsfähigen Netz geeignet sind. In [139] wird ebenfalls der Einsatz von Agentensystemen im Kontext von Smart Grid hervorgehoben und der Vergleich zu SOA-Ansätzen mit einem Überblick zu wissenschaftlichen Ergebnissen im MAS- und SOA-Feld gezogen.

Eine Übersicht zu Arbeiten in diesem Bereich bieten viele Studien. So gibt [119] eine Übersicht über Projekte im Bereich von Agenten oder SOA im Umfeld von Smart Grids. Eine umfangreiche Auswahl an Forschungsartikeln über MAS-Optimierungsprobleme im Bereich von Microgrids ist zudem in [31] gelistet. Die Review-Studie in [140] bietet einen Überblick über die wissenschaftliche Literatur zum elektrischen Lastmanagement und damit auch Arbeiten zu DR und DSM. Die statistischen Ergebnisse dieser Studie zeigen ein wachsendes Interesse am elektrischen Lastmanagement in den letzten Jahren und eine schnelle Alterung der Ergebnisse. Eine ausführliche Studie zu jeglichen Aspekten von Agentensystemen im Bereich Smart Grid, genauer Microgrids, DSM und DR ist in [32] zu finden. In dieser Studie wird ebenfalls **die Notwendigkeit zu mehr Arbeiten im Bereich der Implementierung in echten Einsatzgebieten** hervorgehoben. So vernachlässigen viele Forschungsarbeiten die

Komplexität der Implementierung und gehen von Vereinfachungen bzw. homogenen Strukturen beim Einsatz von Agentensystemen aus.

Einige von diesen Arbeiten werden hier nachfolgend beschrieben, diskutiert und ein Bezug zu dem Einfluss dieser Arbeiten zu dem hier behandelten Thema genommen. Dadurch soll der Bedarf der Forschung in diesem Bereich aufgezeigt werden und bisherige Ideen, die in diesem Kontext von Nutzen sein können, erwähnt werden. In Tabelle 2 ist der hier diskutierte Ausschnitt der Literatur mit Stichpunkten zu der Thematik, mit denen sich die Studie befasst, aufgeführt. Diese Informationen sollen nicht nur ein Überblick verschaffen, sondern auch die Forschungslücken aufzeigen. Die Stichpunkte nehmen dabei Bezug auf:

- die Technologie
 - MAS, VPP, Smart Meter Gateway (SMGW)
- den Einsatzbereich
 - Smart Grid, Microgrid, Wohnsektor, Gewerbesektor, Industriesektor
- die umgesetzten Mechanismen
 - DSM/DR, preisbasiertes DR, anreizbasiertes DR
- die Details zu dem System
 - Simulation, technische Implementierung, Agentenplattform (JADE, ...), FIPA

Tabelle 2: Übersicht und Klassifizierung zur Literaturrecherche

Referenz	Beschäftigt sich u. a. mit...	Jahr
K. Tazi, F. M. Abbou, F. Abdi [32]	Literaturübersicht, MAS, Microgrid, DSM/DR	2020
Fraunhofer IEE, Teleseo GmbH, TransnetBW GmbH [141]	SMGW, anreizbasiertes DR, technische Implementierung	2019
Heimgaertner, et. al [73]	VPP, Industriesektor, preisbasiertes DR, technische Implementierung	2018
Heimgaertner, et. al [142]	VPP, SMGW, technische Implementierung	2018
S. Woltmann, M. Zarte, J. Kittel, A. Pechmann [135]	MAS, Microgrid, Industriesektor, Anylogic als AEE, FIPA, Simulation	2018
R. Rahmani, I. Moser, A. Cricenti, H. Karimi [143]	MAS, Wohnsektor, DSM/DR, Simulation	2018
M. W. Khan, J. Wang [31]	Literaturübersicht, MAS, Microgrid, DSM/DR	2017
J. Bremer, S. Lehnhoff [144]	MAS, Smart Grid, Simulation	2017

W. Li, T. Logenthiran, et al. [145]	MAS, Wohnsektor, DSM/DR, Simulation, JADE, FIPA	2016
G. Benetti, D. Caprino, M. L. Della Vedova, T. Facchinetti [140]	Literaturübersicht, DSM/DR	2015
W. Khamphanchai [42]	MAS, Wohnsektor & Gewerbesektor, DSM/DR, JADE, FIPA, technische Implementierung	2015
E. Karfopoulos et al. [146]	MAS, Wohnsektor, DSM/DR, JADE, technische Implementierung	2015
H.-J. Cha, D.-J. Won, S.-H. Kim, I.-Y. Chung, B.-M. Han [147]	MAS, Industriesektor, DSM/DR, technische Implementierung, Simulation	2015
Z. Wang [148]	MAS, Wohnsektor, DSM/DR, TEEMA als Agentenplattform	2015
H. S. V. S. K. Nunna, S. Doolla [149]	MAS, Microgrid, DSM/DR, JADE, Simulation	2013
G. Kyriakarakos, D. D. Piromalis, A. I. Dounis, K. G. Arvanitis, G. Papadakis [150]	MAS, Microgrid, Wohnsektor, DSM/DR, Simulation	2013
R.F. Boehm [151]	MAS, Wohnsektor, preisbasiertes DR	2012
H. S. V. S. K. Nunna, S. Doolla [152]	MAS, Microgrid, DSM/DR, JADE, Simulation	2012
R. Fazal, J. Solanki, S.K. Solanki [153]	MAS, Microgrid, Wohnsektor, preisbasiertes DR, JADE, FIPA, Simulation	2012
A. Nieße, S. Lehnhoff, et al. [154]	MAS, Smart Grid, Industriesektor, Standards: CIM, FIPA, OPC UA	2012
S. Lehnhoff, Olav Krause, C. Rehtanz, H. F. Wedde [155]	MAS, Smart Grid, preisbasiertes DR	2011
CRISP EU Project [156] [157] [158] [159]	MAS, Smart Grid, preisbasiertes DR	2005 bis 2007

In [73] wird eine verteilte Steuerungsarchitektur für ein dynamisch veränderbares VPP vorgestellt. Diese Studie fokussiert sich auf den industriellen Bereich und verwendet zum Management des VPPs die Produktionspläne der zu steuernden Anlagen. Hierbei wird ein preisbasiertes Modell auf Basis des EPEX-Spotmarkts umgesetzt, um die energieintensiven Prozesse auf Zeiten mit günstigeren

Strombezügen zu verschieben. Die Architektur des VPPs wird dabei in drei Ebenen unterteilt. Das *Balancing group Level* (oberste Ebene), das *Enterprise Level* (als Verbindung zwischen VPP und Firma) und das *Device Level* (unterste Ebene). Der Enterprise Controller umfasst zusätzlich eine HMI und kann mehrere Devices steuern. Er leitet ein Lastprofil von den Produktionsplänen ab und bezieht externe Faktoren wie das Wetter ein. Für die Kommunikationsstruktur zwischen den *Devices* und den *Enterprise Controllern* werden Protokolle der IEC 60870-5-104 Norm, Modbus TCP und *Device-spezifische* Protokolle verwendet. Zwischen VPP und *Enterprise controller* wird TCP-Kommunikation verwendet und als Verschlüsselungsprotokoll auf TLS⁹ zurückgegriffen. Auf Basis dieser technischen Struktur wird die optimierte Planung des VPPs mithilfe der Produktionspläne und der Lastprofile beschrieben. Dabei werden notwendige Informationen für die Modellierung eines *scheduling corridor* und hinsichtlich der Lastprofile aufgezählt. In dieser Arbeit wird die Planungs- und Aktivierungsphase des VPPs betrachtet und damit der Einsatz für den EPEX-Spotmarkt angeführt. Die technische Struktur wird nicht im Detail definiert. Die lose Kopplung entsteht durch das dynamische Einfügen der Devices in den Enterprise Controller.

Die zweite Studie [142] in diesem Gebiet beschreibt die Umsetzung einer VPP-Steuerung mithilfe von Smart-Meter-Gateways (SMGW). Neben der detaillierten Beschreibung der Smart-Meter-Funktionen und Kommunikationsmöglichkeiten wird ebenfalls auf die Security-Aspekte eingegangen. Das Smart-Meter-Gateway stellt die Verbindung zwischen dem Aggregator über ein WAN-Netzwerk her und verwaltet die DER-Controller im eigenen HAN (Home Area Network)-Netzwerk. Die Arbeit betrachtet dabei mehrere Szenarien, in denen das SMGW über die Proxy-Funktionalität einen Kommunikationskanal zwischen Aggregator (hier als *External Market Participant*) und der Steuereinheit (hier *Controllable Local System* genannt), welche mit den DERs verbunden ist, herstellt. Diese Studie zeigt den Bedarf an einer sicheren und flexiblen Lösung zur Verbindung zwischen VPP und TU, wobei in diesem Fall die Proxy-Funktionalität eines Smart-Meter-Gateways genutzt wird.

In [141] wird ebenfalls die Möglichkeit untersucht, SMGWs zu nutzen. Hier wird die technische Eignung des *Controllable-Local-System* (CLS)-Kanals auch in Bezug auf die Eignung für den Einsatz von RL getestet. Dabei werden u. a. die Signallaufzeiten getestet und ob diese den Mindestanforderungen zur Erbringung von AbLaV (Latenz zwischen TU und VPP maximal 10 Sekunden) und RL (Latenz zwischen TU und VPP maximal 5 Sekunden) entsprechen. Die Studie konstatiert, dass eine Eignung eines SMGW für sämtliche relevanten Anwendungsfälle für die direkte Steuerung DER besteht. Für den Einsatz im Bereich der RL gibt es allerdings Einschränkungen. So gibt es Probleme durch die alle 48 Stunden stattfindende Netzwerk-Zwangstrennung des SMGW und die

⁹ TLS wird bei OpenVPN ebenfalls eingesetzt.

daraufrin zu hohen RTT-Zeiten von 7 Sekunden des Signals. Ein weiteres Hindernis stellen auch die Anforderungen an die geschlossene Benutzergruppe und deren Sicherheitsanforderungen dar, die ebenfalls regulatorischer Natur sind. Die Studie empfiehlt eine Pilotphase zur Sammlung von Erfahrungen zum Einsatz von SMGW und dessen CLS-Kanals, um auch marktweite Regelungen festzulegen und anzupassen.

Die Studie in [151] beschäftigt sich mit der Entwicklung eines Agenten, der in der Lage ist, das Spitzenlastmanagement in Wohngebäuden zu realisieren. Dabei geht es um Wohngebäude, die mit Smart Meter ausgestattet sind und Equipment besitzen, was den Bewohnern erlaubt, die Klimatisierung des Hauses in Hitzeperioden zu verändern, um zu der Zeit von Spitzenlasten das Netz zu entlasten und im Gegenzug dafür eine Vergütung zu erhalten. Dies soll über einen intelligenten Agenten realisiert werden, welcher dem Nutzer erlaubt, Einstellungen vorzunehmen, ob und wie sehr er bereit ist, Komfortverluste in Kauf zu nehmen, um dafür vergütet zu werden.

In dem DEZENT-Projekt aus [155] wird ein agentenbasiertes Energiemanagementsystem entwickelt, in dem Softwareagenten dezentral für Verbraucher und Erzeuger die Versorgungskonfiguration bestimmen. Diese überprüfen dann online das Einhalten zulässiger Netzbetriebsgrenzen und nehmen ggf. Korrekturmaßnahmen vor. Dies ermöglicht eine Zuteilung von Leistungsein- bzw. Leistungsauspeisung zu ausgehandelten Energiepreisen. Ein Hauptmerkmal dieses Koordinationsmechanismus ist der vollständige Verzicht auf globale Informationen. Die Agenten bewerten die Verhandlungen auf Basis individueller Verhandlungspreise und passen ihre Strategie dementsprechend an. Diese Arbeit zeigt den Einsatz von Agenten in einem Smarten Grid, was in Verbindung mit aktuellen Smart Meter noch nicht der benötigten Dichte der Messinfrastruktur entspricht.

Die Dissertation von Khamphanchai [42] „An Agent-based Platform for Demand Response Implementation in Smart Buildings“ befasst sich mit dem Entwurf und der Entwicklung eines MAS zur Umsetzung von DR in Wohn- und Bürogebäuden. Eine Vorhersagemodell wird erstellt und eine reale Implementierung auf einem Demonstrationssystem. Über eine individuelle Ansteuerung von Verbrauchern wie Klimaanlage, Wassererhitzern, Wäschetrocknern und Elektroautos wird das Lastmanagement ermöglicht. Dabei werden diverse DR-Mechanismen durch verschiedene TOU- und Echtzeit-Preis-basierende Szenarien getestet.

Im Rahmen des EU-Projekt CRISP [156] wird ein PowerMatcher Tool [157, 158] entwickelt, in dem ein PowerMatcher-Steuerungskonzept die Nachfrage-Angebots-Zuordnung in elektrischen Netzen durchführt. Bei der dort genutzten marktbasierteren Steuerung verhandelt eine große Anzahl an

konkurrierenden Agenten Preise für ihre Angebote, um die lokalen Ziele so gut wie möglich zu erreichen. Der Markt ist in einer Baum-Struktur repräsentiert und sog. *supply demand (SD)-Matcher* bündeln mehrere Agenten oder weitere *SD-Matcher*. Der *Root SD-Matcher* sendet zum Zeitpunkt eines entsprechenden Ereignisses ein Request an sämtliche weiteren darunter liegenden Agenten *SD-Matcher*. Der *Root Agent* bestimmt den Equilibriumspreis und die Agenten können entscheiden, wie viel Energie sie für den Preis zur Verfügung stellen möchten. Diese Arbeit zeigt ein weiteres Einsatzgebiet der Agententechnology im Energiemanagement im Bereich des Smart Grid. In [159] „Massive Coordination of Dispersed Generation using Powermatcher Based Software Agents“ evaluieren die Autoren das EU-Projekt CRISP und den dort entwickelten PowerMatcher-Ansatz.

Die Studie in [146] konzentriert sich auf den Wohngebietesektor, um DR-Dienstleistungen mithilfe der Agententechnologie anzubieten. Dabei wird auch die Kommunikation, die auf JADE basierende Middleware als Basis des Agentensystems und die Hard- und Software selbst zum Messen und Schalten beschrieben. Auch hier ist die Prämisse für die Haushalte, keine Komfortverluste zu verursachen, was in dem System abgebildet wird. Die Ergebnisse werden anhand einer Feldstudie evaluiert, in der reale Haushalte eingesetzt werden, um echtes dynamisches Verhalten der Anwender zu erhalten. Die Studie zeigt die Umsetzung für einzelne Haushalte und eine hierarchische Microgrid-Lösung, um eine große Anzahl dieser Haushalte zu verbinden. Die Kommunikation zu den Flexibilitäten eines Anwenders wird auf Basis der ZigBee-Technologie umgesetzt. In mehreren Feldtest-Szenarien wird die Nutzbarkeit des Agentensystems evaluiert und auch Ergebnisse zu den Reaktionszeiten, der DR-Request und das ZigBee-Netzwerk diskutiert.

In [152] wird der Fokus auf ein Prioritätsindex gelegt, der in einem agentenbasierten Markt für die Umsetzung des Energiehandels beim DR in einem Microgrid untersucht wird. Der Prioritätsindex ergibt sich aus den Energiemengen und wie oft dieser Agent im Microgrid bereits für DR-Maßnahmen im Verhältnis zu den gesamt in dem Microgrid bisher umgesetzten Energiemengen und der Partizipationsanzahl des gesamten Microgrids zur Verfügung stand. Es wird eine hierarchische Agentenarchitektur genutzt, um Microgrids miteinander zu verbinden. Hierfür wird auf der untersten Ebene in Last- und Erzeugungsagenten unterteilt und zur Kommunikation zwischen den Netzen ein intelligenter Microgrid-Agent verwendet. Ein DR-Agent sammelt und kommuniziert alle DR-Angebote von Verbrauchern, die willig sind, solche Dienste anzubieten. Ein globaler intelligenter Agent initiiert jegliche lokalen Märkte und führt die Auktionen der einzelnen Microgrids und des Hauptnetzes aus. Auch hier wurde das Agentensystem in JADE implementiert und simuliert, um die Funktionalität des intelligenten Energiemanagements und eine Reduzierung von Netzbelastungsspitzen durch das hier implementierte DR nachzuweisen.

In [149] wird ein ähnliches Agentensystem zu [152] vorgestellt, welches den Energieaustausch in Microgrids organisiert. Mechanismen wie DR und verteilte Speicher werden hierbei ebenfalls betrachtet. Das dort vorgestellte intelligente EMS (IEMS) verwaltet zwei virtuelle Energiemärkte, einen globalen und einen lokalen Markt, welche den Kunden auch die Nutzung von DR-Mechanismen ermöglicht. Der lokale Markt setzt den Energiehandel für die Mitglieder eines Microgrids um, während der globale Markt zwischen den Microgrids verständigt, um den Handel netzübergreifend möglich zu machen. Es wird eine Agentenarchitektur mit einem *global intelligent agent* (organisiert den globalen Austausch), einem *microgrid intelligent agent*, einem *DR agent*, ein *storage cluster Agent*, ein *storage agent*, ein *load agent* und *generation agent* vorgestellt. Ein Prioritätsindex, basierend auf der Größe und Anzahl der bereits geleisteten DR-Partizipation hilft bei der Umsetzung von Fairness beim DR. Das System wird in JADE implementiert und eine Simulation weist die Funktionsfähigkeit dieser Architektur nach.

In [153] wird ebenfalls ein Agentensystem für DR-Mechanismen im Wohnsektor unter der Prämisse betrachtet, dass es sich um isolierte Inselnetze handelt. Hierbei wird ein besonderer Fokus auf Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge ausgerichtet, die als Energiespeicher dienen und somit DR-Mechanismen bedienen können. Dabei wird die Verwendung dieser Speicher vom Batterieladezustand abhängig gemacht, um Kosten zu reduzieren und eine Überlastung zu verhindern. Auch in dieser Arbeit wird auf JADE als Framework bzw. Agentenplattform zurückgegriffen und damit in Form von simulierten Szenarien die Funktionsfähigkeit des Systems und die Verhinderung einer Überlastung des Systems mithilfe der Agententechnologie nachgewiesen.

Die Studie in [147] adressiert ebenfalls die Umsetzung von DR-Mechanismen mithilfe der Agententechnologie. Es wird ein Algorithmus für einen individuellen Agenten eines Test-Microgrids, das aus einem Batteriespeichersystem und einer intelligenten Last besteht, vorgestellt. Eine *microgrid central controller* (MGCC) ist für den Austausch der Daten zwischen den Agenten verantwortlich. Der hier umgesetzte DR-Mechanismus ist preisbasierend. Der entwickelte Batterieagent ist in der Lage, nach dem Strompreis und seinem Ladezustand den optimalen Zeitpunkt für die Teilnahme an DR-Mechanismen zu bestimmen. Ein Agenten-Steueralgorithmus wird entwickelt, der die Zeitplanung in Abhängigkeit von Day-Ahead-Preisen vornimmt und optimiert. Ein weiterer Algorithmus für den Echtzeiteinsatz (kurzfristigen) für die Umsetzung von *emergency demand response* (EDR) wird ebenfalls entwickelt. Das Agentensystem wird in einem Hardware-in-the-loop-Test und einer tatsächlichen Hardwareimplementierung getestet sowie validiert. Neben dem Batteriespeicher-Agenten soll der intelligente Last-Agent industrielle Lasten schalten. Er wird hier verwendet, um im Day-Ahead-Markt teilzunehmen, seine Einsatzplanung bzw. Zeitplanung

selbst zu steuern und dadurch mit möglichst niedrigem Preis fertigen zu können. Außerdem kann er, nach wirtschaftlichen Abwägungen, am EDR kurzfristig teilnehmen. Es wird der MGCC genutzt, um die industrielle Last und den Batteriespeicher zu steuern, die ebenfalls Agenten sind. Auf die Implementierung des Last-Agenten in die Steuerungsplanung des Betriebs oder der Verbindung zu der tatsächlichen Steuerung der Last wird nicht im Detail eingegangen. Der Agent und die Plattform werden selbst entwickelt (ohne FIPA-Standard) und befinden sich auf einem Microcontroller-Board. Die Verbindung zur Hardware wird über CAN Bus realisiert, ohne weitere Details zu den Schnittstellen zu liefern.

In der Dissertation von Wang [148] wird die Entwicklung eines Agentensystems zur optimierten Umsetzung von DR-Mechanismen im Wohnsektor beschrieben. Es werden zwei Agententypen vorgestellt, der *Home Agent* und der *Retailer Agent*, ein Vorhersagemodell für die Lasten, ein Echtzeit-Strompreismodell und Optimierungsmodelle für die Load Control vorgestellt, implementiert und in mehreren Szenarien werden die Modelle validiert und evaluiert. Das Agentensystem zeigt die Einsatzmöglichkeit in einem Strommarkt im Wohnsektor mit den Energie- und Informationsflüssen. Es wird ein EMS und Smart-Meter-Ausrüstung in den Wohngebäuden vorausgesetzt und auch Elektrofahrzeuge werden in die Betrachtungen einbezogen. Die Studie zeigt mehrere Mechanismen, um DR mit Real-time-pricing- und Time-of-use-Modellen optimal umzusetzen. Das hier erstellte Simulationsmodell kann zudem genutzt werden, um weitere Technologien, Strategien oder Ansätze in Bezug auf DR zu evaluieren.

Die Studie in [150] nutzt Agentensysteme, um ein Microgrid mit Energieeigenerzeugung unter der Nutzung eines DSM-Systems optimal auszulegen, sodass dieses autonom betrieben werden kann. Das auf einer eigenständig entwickelten Softwareplattform erstellte System wird mithilfe einer Simulation verifiziert. Hier wird die Agententechnologie neben dem häufiger anzutreffenden Anwendungsfall des Betriebes genutzt, um ein Microgrid auszulegen bzw. zu berechnen. Die Funktionalität des Agentensystems auf Basis von TRNSYS 16, GenOpt 2.0, Matlab und TRNOPT bzw. der Designmethode wird zusätzlich in einer Simulation nachgewiesen.

Das in [135] vorgestellte Projekt *PREmdeK* steht für Prognose und Realisierung der Energiebereitstellung mittels dezentraler Kraftwerke und befasst sich mit der Auslegung von DERs, um kleine- und mittelständische Firmen in einem Microgrid autonom betreiben zu können. Dies wird ebenfalls mit einem Agentensystem umgesetzt, das auf Basis der Software Anylogic unter Einhaltung des FIPA-Standards entwickelt worden ist. Dieses Agentensystem zur Auslegung der optimalen Microgrid-Komposition mit REs bietet eine leicht erweiterbare Agentenstruktur, um weitere Erzeuger

und Verbraucher mit physikalisch hinterlegten Modellen (elektrische und thermische Aspekte) nachträglich einfach implementieren zu können.

Zum Agentenparadigma im Wohngebäudesektor mit Smart-Home-Ausrüstung zur Umsetzung von DSM ist [145] hinzuzuziehen. Hierbei sollen DSM-Strategien in das *home energy management system* (HEMS) integriert werden. Die Studie basiert auf Zahlen zum Energienutzungsverhalten singapurischer Smart-Home-Haushalte. Das vorgestellte System arbeitet mit Prioritätsfaktoren für den Nutzerkomfort und mit Prioritätsfaktoren zu den Geräten mit dem größten Verbrauch im Haushalt. Ein DSM- und ein HEMS-Agent arbeiten mit den Last-Agenten (welche die Verbraucher repräsentieren, bspw. Klimatisierung, Durchlauferhitzer, Kühlschrank, Batterie, Auto, ...) zusammen. Auf die Implementierung dieser Agenten wird, neben dem Fakt, dass JADE als Agentenplattform verwendet wird, nicht im Detail eingegangen. Die Simulationen zu dem entwickelten Agentensystem zeigt den Nutzen der verschiedenen Prioritätstechniken und bei Verzicht auf Prioritätstechniken und lässt deutlich werden, dass die verbraucherfreundliche Technik Komfortverluste minimiert und finanziell am attraktivsten ist für die Bewohner.

In [143] wird ein MAS für das Smart Grid Management, das mit PV versorgt wird und damit den Wohnsektor mit Strom versorgt, vorgestellt. Zusätzlich wird dabei ein sog. *Green Data Centre* (ein Rechenzentrum, das DR-Mechanismen umsetzt) vorgestellt, das in der Lage ist 10 % der Gesamtlast innerhalb von 15 min zu verringern, ohne die IT-Ausrüstung zu gefährden. Auch hier werden Batteriespeichersysteme und zusätzlich der Nutzerkomfort in den Wohngebäuden einbezogen, wenn es um die Kostenoptimierung und die Umsetzung von DR geht. Einbezogen werden überdies Batteriespeichersysteme. Ein MAS-Algorithmus wird entwickelt und implementiert, um bei einer zu geringen Versorgung mit PV-Strom die Versorgung zu gewährleisten und die Kosten zu verringern. Die Studie validiert das vorgestellte Agentensystem in Form einer Simulation mit verschiedenen Szenarien basierend auf 2 500 Haushalten mit PV- und Batteriespeichern. Es wird gezeigt, dass durch die Einbringung eines *Green Data Centre* für die Umsetzung von DR die Kosten um bis zu 46 % verringert werden können und eine Reduktion von 60 % CO₂ durch das vorgestellte MAS möglich ist.

In [144] wird ein vollständig dezentralisierter Ansatz zur Koalitionsbildung von Agenten in einem Smart Grid vorgestellt. In diesem Szenario planen, produzieren und verkaufen Agenten verschiedener Eigentümer gemeinsam Energieproduktion in Form einer selbstorganisierten Koalition. Dies gelingt ausschließlich über einen Nachrichtenaustausch zwischen den Akteuren und lokale Entscheidungen, was eine Integration eigener Interessen ermöglicht. Die Akteure müssen dabei keine Informationen über die eigene Flexibilität oder die zugrunde liegenden Modelle der betriebsinternen Beschränkungen preisgeben. Die Simulation zeigt die Funktionsweise dieser Ansätze und liefert (auch

aufgrund der vollständig dezentralisierten und parallelen Berechnungen einen akzeptablen kleinen rechnerischen Fußabdruck) vielversprechende Ergebnisse und stellt somit einen weiteren Baustein zu einem vollständig dezentralen Energiemanagement in einem Smart Grid zur Verfügung.

Ein selbstorganisiertes agentenbasierendes Steuerungskonzept für das Energienetz der Zukunft mit DER wird in [154] vorgestellt. Hierbei liegt ein Fokus auf der Koalitionsbildung der dezentralen Energieanbieter bzw. Agenten und dem Nutzen dieses Teilnehmers in dem Strommarkt. Zusätzlich wird in einem Abschnitt auf die Architektur Anforderungen und die Möglichkeiten, dieses System mit heutiger IKT-Infrastruktur und Standards aus der Energiedomäne zu integrieren, eingegangen. Der Ansatz konzentriert sich dabei auf drei Produktarten: 1. Wirkleistungsprodukte, die derzeit auf Wirkleistungsmärkten ohne Berücksichtigung von Netzbeschränkungen gehandelt werden. 2. Optionen für die kurzfristige Lieferung von Wirkleistung, die derzeit auf Regelleistungsmärkten gehandelt werden. 3. Optionen für die kurzfristige Lieferung von Blindleistung, noch nicht gehandelt, als ein Beispiel für ein Produkt für Systemdienstleistung mit hoher Relevanz zur Lokalität (hier: Spannungsregelung). Für die Umsetzung mit aktuellen IKT-Standards wird auf das CIM (IEC61970) als Objektrepräsentation in EMS, *distribution management systems* (DMS) und Marktoperationen zurückgegriffen. Dies kann genutzt werden, um die Produkte, die Angebote und Einsatzplanung für das vorgestellte Konzept zu nutzen. Die FIPA-unterstützenden Agenten würden mit der FIPA-ACL ebenfalls CIM-konforme Payloads unterstützen. Für die Steuerung von DER, Feldgeräten und Speichern kann die IEC 61850 (-7-420 für DER) dienen. Der Standard ist noch nicht harmonisiert mit dem FIPA- oder CIM-Standard, aber es verwendet bereits OPC UA, was für Integration in Automatisierungssystemen genutzt werden kann. Es wird auch die Möglichkeit in Betracht gezogen, die IEC 61499 zu nutzen, um die Funktionen des IEC-61850-Datenmodells zur Verfügung zu stellen. Neben dem vorgestellten Konzept und der Diskussion über nutzbare Standards werden zum Schluss die notwendigen weiteren Forschungsmaßnahmen aufgeführt, die zur Umsetzung dieses Konzepts wie die Entwicklung des Agentensystems selbst notwendig sind. Besonders hervorzuheben ist der aufgeführte Bedarf an Forschung, um die Agententechnologie in diesem Kontext mit aktuellen Automatisierungsstandards interagieren zu lassen.

Der Einblick in die bisherige Literatur zu den vorliegend behandelten Themengebieten verdeutlicht, dass sich viele Arbeiten auf den Einsatzbereich Wohnsektor und Smart Grid bzw. Microgrids fokussieren und eine geringere Anzahl sich mit dem Industriesektor beschäftigt. Die anfangs getätigten Aussagen bezüglich der weiten Verbreitung von JADE lassen sich durch diesen Literaturüberblick zudem bestätigen. Auch wird der FIPA-Standard oft als Grundlage für die Entwicklung eines MAS verwendet. Ein weiterer Faktor, der auch in [32, 40, 50, 154, 160] angemerkt

wird, ist die Vernachlässigung der technischen Implementierung der Agenten. Diese ist oft individuell für einen spezifischen Anwendungsfall ausgelegt oder es handelt sich um Laboraufbauten mit konventionellen PCs. Obwohl sich manche Arbeiten in diesem Rahmen mit der technischen Implementierung beschäftigen, wird auf die Schnittstellen zwischen Agenten und dem System zur Funktionserbringung nicht im Detail eingegangen. So geht der Großteil der Literatur von einem homogenen Agentensystem mit vereinfachten Annahmen zum Betrieb aus. Zu begründen ist dies, da der Fokus der Arbeiten auf der Modellierung und der Optimierung der Problemstellung bzw. des Agentensystems liegt. So werden die technischen Details zur Kommunikation aus dem Agentensystem heraus und damit zum tatsächlichen Betrieb außerhalb dieser Systemgrenzen nicht weiter behandelt und stattdessen oftmals von einer Infrastruktur ausgegangen, die Interaktionen mit allen Teilnehmern ohne Weiteres ermöglichen.

Um die Forschung im Bereich Agentensysteme und DR dahingehend zu ergänzen, richtet diese Arbeit den Fokus auf die konkrete Implementierung eines Agentensystems mit einem Szenario, welches den aktuellen Betrieb und die Anforderungen solcher Systeme widerspiegelt. Im folgenden Abschnitt werden diese Betrachtungen zur Konkretisierung der Forschungsfrage für die Auslegung dieser Arbeit einbezogen.

2.5 Anforderungen an das Agentensystem

Die Anforderungen an ein System, das DR-Mechanismen der deutschen DR-Märkte umsetzt, unterscheiden sich von Markt zu Markt. Dieser Abschnitt beschreibt die für das Agentensystem relevanten Anforderungen, die aus den jeweiligen DR-Märkten abgeleitet sind. Zudem werden weitere Anforderungen für eine optimale Nutzung des Agentenparadigmas speziell in Bezug auf die DR-Mechanismen in dem zweiten Unterabschnitt behandelt.

2.5.1 Anforderungsgrundlage aus den Märkten

Die im Abschnitt 2.1.2 beschriebenen DR-Märkte weisen unterschiedliche Anforderungen auf. Während einige Märkte klare Rahmenbedingungen bei der technischen Umsetzung vorgeben, sind andere Marktfelder wiederum offen, was das dahinterliegende System an Spezifikationen mitbringen muss und geben lediglich die Schnittstelle vor. Die in diesem Abschnitt beschriebenen Anforderungen der Märkte sind die Anforderungen, die Einfluss auf das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Agentensystem haben können. Die hier relevanten Anforderungen beziehen sich auf die im Abschnitt 2.1.3 beschriebene Klassifikation, die sog. *VPP-Anforderungen* (siehe Abbildung 23).

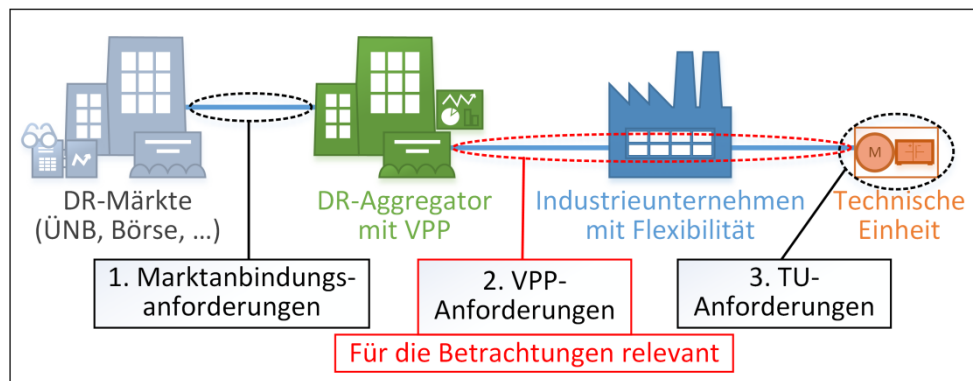


Abbildung 23: Die für diese Betrachtungen relevanten Anforderungen an die DR-Funktion via Aggregatoren

Zunächst kann der Mechanismus zur Umsetzung von DR in mehrere Grundfunktionen, analog zu den Phasen der Flexibilitätenutzung in Abbildung 16, unterteilt werden. Dies kann aus den Märkten und der Umsetzung via VPPs abgeleitet werden (beschrieben in den Abschnitten 2.1.2 und 2.1.3) und ermöglicht eine Unterteilung in folgende **notwendige Funktionen**:

Planung: Übertragung der notwendigen Informationen, die für die Vermarktung und Planung der Flexibilität notwendig sind, von dem TU-Betreiber an das VPP.

Aktivierung: Die TU wird durch ein vom VPP übertragendes Steuersignal bzw. einen vorher übertragenen Fahrplan aktiviert.

Bilanzierung: Es werden die aktuellen Messsignale der TU zur Ermittlung der Energiebilanz an den VPP-Betreiber übertragen. Im Normalfall ist die Bilanzierung stets mit einer Aktivierung verbunden. Da es jedoch lokale und automatisch frequenzaktivierte Flexibilitäten gibt, in denen eine Aktivierungsphase nicht stattfindet, wird hier in Bilanzierung und Aktivierung unterschieden.

Nachweis: Die vom TU tatsächlich erbrachte Leistung (Erbringungsnachweis), die von entsprechender Messelektronik aufgezeichnet worden ist, wird an das VPP übertragen. Dies kann in einem unterschiedlichen Zeithorizont – je nach Betreibervorgaben – geschehen.

Pooling: Die Möglichkeit, mehrere TEs einer Gruppe zuzuordnen, um diese über einen Repräsentanten anzusteuern. Dies kommt für die Konsortiumsbindung der AL und für das Pooling der RL infrage. Eine Bedingung hierfür ist, dass diese TEs in dem Pool gemeinsam als solcher präqualifiziert werden und die ÜNBs beim Steuern dieses Pools diesen zentral ansprechen können, als ob es sich dabei um eine einzelne Anlage handelt.

Zeitfensterbekanntgabe: Eine Funktion, die zunächst nur für die Bekanntgabe von Hochlast- und Niedriglastzeitfenstern genutzt werden kann und ausschließlich für die individuellen Netzentgelte bzw. die atypische Netznutzung relevant ist.

Eine Auflistung der notwendigen Funktionen für die jeweiligen Teilmärkte ist in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3: Notwendige Funktionen zur Realisierung der verschiedenen Marktmechanismen

Sub-Markt	Funktionen					
	Planung	Aktivierung	Bilanzierung	Nachweis	Pooling	Zeitfensterbekanntgabe
PRL	x		x	x	x	
SRL	x	x	x	x	x	
MRL	x	x	x	x	x	
SOL (frq-ctrl)	x		x	x	x	
SOL (rem-ctrl)	x	x	x	x	x	
SNL	x	x	x	x	x	
SPOT	x*	x*	x*	x*		
ANN				x*		x

Da in den Märkten für den Energiehandel (hier unter SPOT geführt) und im Rahmen der ANN keine Anforderungen an die dahinter liegende Funktionsweise außerhalb der VPP-Schnittstelle existieren (in der Tabelle 3 mit * markiert), kann in diesem Fall der VPP-Betreiber selber entscheiden, welche Funktionalität notwendig ist. Der SPOT-Markt wird in diesem Fall auch mit Planungs-, Aktivierungs-, Bilanzierungs- und Nachweisfunktion versehen, da dies nicht nur eine einheitliche Funktionsweise im Vergleich zu den anderen Märkten gewährleistet, sondern die maximale Flexibilität bei der Verwendung der TU möglich ist. Die ANN benötigt durch die Zeitfensterbekanntgabe eine weitere Funktion, die eine Abrechnung des verlagerten Stromkonsums ermöglicht, was durch die Nachweisfunktion abgebildet werden kann.

Diese hier beschriebenen Grundfunktionen sind eine Anforderung, die das Agentensystem zu erfüllen hat. Die Ausprägung der Funktionen unterliegt den einzelnen Anforderungen der Märkte, die im Folgenden diskutiert werden.

Zu den Funktionen der einzelnen Teilmärkte kommen für den RL- und AL-Markt mit ihren Teilmärkten noch spezifische VPP-Anforderungen, die ebenfalls zur Ableitung der notwendigen Anforderungen für die Entwicklung des Agentensystems benötigt werden. Da es sich dabei um mehrere Dokumente handelt, aus denen die Anforderungen entnommen werden können, ist der Prozess zur Feststellung der relevanten Anforderungen für das Agentensystem in mehrere Schritte

unterteilt. In Abbildung 24 sind diese im Folgenden durchgeführten Schritte dargestellt. Auf Basis der Dokumente [58, 161–169] der einzelnen Märkte (RL & AL) werden zunächst die für die technische Implementierung relevanten Anforderungen in Anhang A festgehalten. Aus diesen Anforderungen ist in Tabelle 4 die **gekürzt und zusammengefasst dargestellte Liste** zu finden, die wiederum als Grundlage für Tabelle 5 fungiert, welche die für das Agentensystem relevanten Anforderungen enthält. Auch wenn einige dieser Anforderungen lediglich für bestimmte Teilmärkte relevant sind, muss das Agentensystem die Funktionalität ermöglichen, aus diesem Grund werden die für das Agentensystem relevanten Anforderungen nicht ein weiteres Mal einem spezifischen Markt zugeordnet.

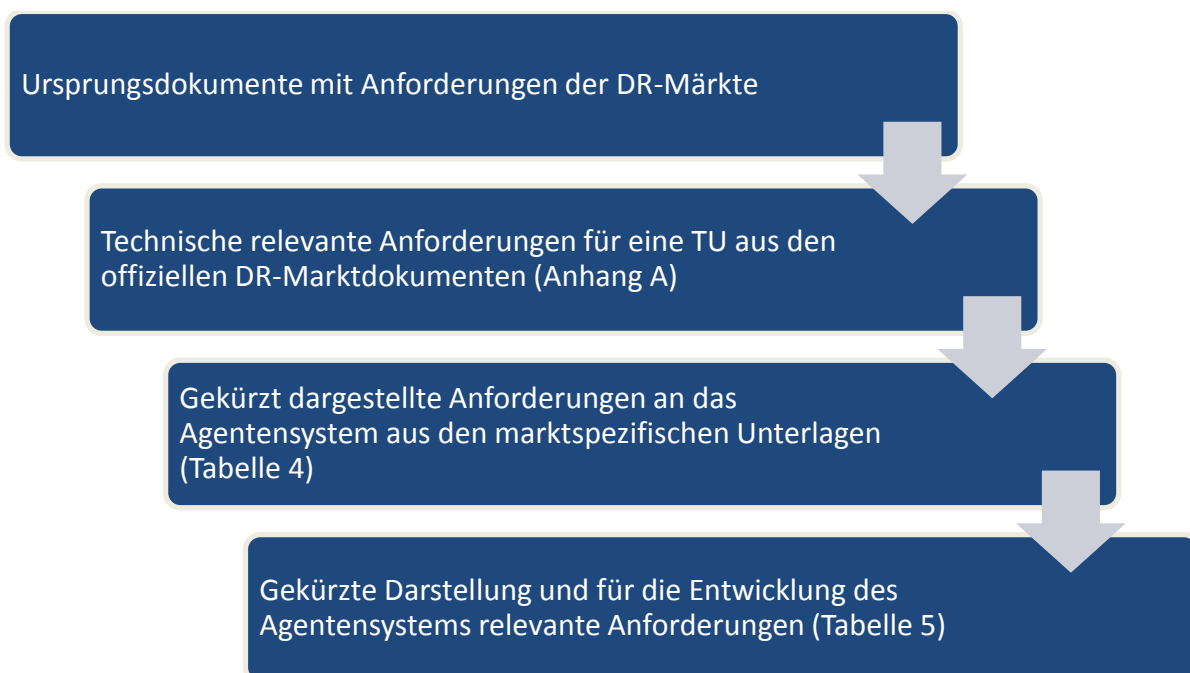


Abbildung 24: Vorgehensweise der schrittweisen Ableitung der relevanten Anforderungen

In der nachfolgend dargestellten Tabelle 4 werden zusätzlich zu der Anforderung auch der Markt und die Funktion aufgelistet, die diese Anforderung betrifft, sowie eine Referenz zu dem Ursprung aus Anhang A angeführt.

Tabelle 4: Gekürzt dargestellte Anforderungen an das Agentensystem aus den marktspezifischen Unterlagen

Nummer, Markt & Funktion	Anforderung	Referenz aus dem Anhang A
RL & AL: Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> • Die Verbindung zwischen VPP und TU ist über eine geschlossene Benutzergruppe zu realisieren, in der sich nur die für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve oder Abschaltleistung erforderlichen Teilnehmer befinden. • Die Nutzung von Internet-Technologien ist ausschließlich für diesen Zweck zulässig. • Innerhalb der geschlossenen Benutzergruppe ist eine Ende-zu-Ende-Verschlüsselung zu verwenden. • Strecken die seriell ausgeführt sind, müssen nicht verschlüsselt werden. • Die TU ist über eine serielle Schnittstelle anzubinden. Ein Medienbruch zum Internetprotokoll ist zwingend erforderlich. • In einer geschlossenen Benutzergruppe dürfen ausschließlich andere Anschlüsse innerhalb dieser Gruppe erreicht werden. Eine direkte Verbindung zum Internet ist ausgeschlossen. • Datentransfers aus und in andere Netzwerke mit abweichendem Schutzbedarf werden grundsätzlich mit Datendrehscheiben vorgenommen. • Jede TU muss mit einer Verfügbarkeit der Einzelverbindung von 95 % an das Leitsystem des VPPs angebunden werden. • TU mit einer Leistung ≥ 30 MW aFRR sind zusätzlich redundant anzuschließen. 	12-23, 48-59
RL: Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> • Ein Anbieter muss in der Lage sein, manuell einen Sollwert vorzugeben • Die Verzögerungszeit der kompletten Übertragungsstrecke darf max. 5 Sekunden betragen. <p><u>Pool:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Zusammensetzung eines Pools darf nur zu jeder Viertelstunde geändert werden • Der Poolwert ergibt sich aus der Summe der TUs aus denen sich der Pool zusammensetzt 	9-11 1,3
RL: Aktivierung	<ul style="list-style-type: none"> • Der Regelleistungswert ergibt sich aus dem Messwert der Einspeisung abzüglich des gemeldeten Arbeitspunkts. • Die Echtzeitdaten entsprechend der Vorgabe sind zu übermitteln und die zeitliche Auflösung muss 1 Sekunde entsprechen können. • Beim Ausfall einer TU ist unverzüglich eine Besicherung zu aktivieren und die Leistung muss spätestens nach 15min ersetzt werden. <p><u>MRL:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Abruf unterscheidet sich in Abhängigkeit des „Sofort“-Flags. 	2,4,6,7,8 24
RL: Nachweis	<ul style="list-style-type: none"> • Ein Erbringungsnachweis muss aufgezeichnet, übermittelt und bis zu mindestens zwei Monate archiviert werden. 	4,5

AL: Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> • Jede AL kann für beide Produktarten (SOL/SNL) präqualifiziert werden • Der Anbieter stellt dem ÜNB die minimale Leistungsaufnahme im Viertelstundenraster zur Verfügung. • Die Mindestverfügbarkeit reduziert sich für je vier Viertelstunden, in denen die Abschaltleistung abgerufen wird, um 48 Viertelstunden. Fanden im Ausschreibungszeitraum an fünf verschiedenen Tagen Abrufe der Abschaltleistung statt, so beträgt die Mindestverfügbarkeit im verbleibenden Ausschreibungszeitraum null Viertelstunden. • Nach jedem Abruf der Abschaltleistung kann der Anbieter die Verfügbarkeit für den Zeitraum nach diesem Abruf verbindlich anpassen. • Ist das Restabrufkonto aufgebraucht, darf sich der Anbieter als nicht verfügbar melden und die Nichtverfügbarkeit der Abschaltleistung auch technisch herbeiführen. • Das Frequenzrelais muss eine Fernblockierung aufweisen. • Nach automatischer Abschaltung der Last durch das Frequenzrelais darf diese erst wieder nach Freigabe des ÜNBs erfolgen. • Nach Auslösung des Frequenzrelais muss online eine Meldung an den Anschluss-ÜNB erfolgen. • Die Verzögerungszeit der kompletten Übertragungsstrecke darf max. 10 Sekunden betragen. • Die Anbieter haben Informationen zur Prüfung einer Störung zu erfassen und auf Anfrage dem ÜNB zu berichten. <p><u>Pool:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Für die Erbringung der Abschaltleistung können TUs durch Zusammenlegung mittels eines Konsortiums innerhalb einer Regelzone qualifiziert werden. 	<p>27, 29, 39, 42- 47, 60</p> <p>28</p>
AL: Planung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Kommunikation für die Fahrplananmeldung findet auf elektronischem Wege statt und ist redundant ausgelegt. Fahrpläne werden über einen Anbieter-Client (Primärweg) oder im Sinne eines redundanten Kommunikationswegs per E-Mail angemeldet • Bei einem Angebot ist ein Restabrufkonto zu führen, das Auskunft gibt über das für Abschaltungen im Ausschreibungszeitraum noch zur Verfügung stehende Zeitvolumen. • Das Angebot muss ebenfalls einen konstanten Leistungspreis und einen konstanten Arbeitspreis, eine Zuordnung zu SOL oder SNL, die Zeitdauer der möglichen einzelnen Abrufe (min. 15 Minuten und maximal 32 * 15 Minuten am Stück), sowie die Mindestdauer der möglichen Abrufe im Ausschreibungszeitraum (min 16 Viertelstunden), die Zeiträume in denen die Abschaltleistung nicht zur Verfügung steht und die Einverständniserklärung der Anbieter enthalten. • Die Abschaltleistung jedes einzelnen Angebots muss ebenfalls eine Reihe an Vorgaben erfüllen. 	<p>35, 37, 40, 41</p>

AL: Aktivierung	<ul style="list-style-type: none"> • Der Anbieter stellt dem ÜNB im Minutenraster bestimmte Werte wie Statusmeldungen über Angebote nach den Vorgaben des Anschluss-ÜNB zur Verfügung. • Bei paralleler Vorhaltung und Erbringung von AL und RL sind zusätzliche Werte zu Übertragen. • Die Leistungsaufnahme der abschaltbaren Last wird während des gesamten Ausschreibungszeitraums mess- und zählertechnisch erfasst. <p><u>SOL:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Die ferngesteuerte Abschaltung erfolgt innerhalb von einer Sekunde nach dem Erbringungszeitpunkt. • Er ist in der Lage, die Freigabe zur Zuschaltung durch den ÜNB zu erkennen und umzusetzen. <p><u>SNL:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Die ferngesteuerte Abschaltung erfolgt innerhalb von 15 Minuten nach dem Erbringungszeitpunkt. • Er ist in der Lage, die Freigabe zur Zuschaltung durch den ÜNB zu erkennen und umzusetzen. 	34, 36, 61, 62 25, 30, 32, 33 26, 33
AL: Nachweis	<ul style="list-style-type: none"> • Der Anbieter weist die Anforderungen in Form eines separaten lückenlosen Betriebsprotokolls nach. Das Betriebsprotokoll des Abschaltvorgangs beinhaltet einen bestimmten Datensatz in tabellarischer und grafischer Form nach Vorgaben des Anschluss-ÜNB. 	31, 38

Diese resultierenden Anforderungen an das Agentensystem werden nachfolgend aus Tabelle 4 abgeleitet und diskutiert. Die Resultate sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Zwar haben die ersten in Tabelle 4 aufgeführten Anforderungen Einfluss auf die technische Implementierung des Systems, jedoch haben nicht alle Anforderungen eine Auswirkung auf das Agentensystem, sondern sie hängen von der tatsächlichen Umsetzung des DR-Aggregators in Zusammenarbeit mit dem TU-Betreiber ab. So beziehen sich mehrere der ersten Anforderungen aus Tabelle 4 (RL & AL; Allgemein) auf die **Abgrenzung und Einrichtung der geschlossenen Benutzergruppe**, die Verwendung von Internettechnologien ausschließlich für diesen Zweck und die Verfügbarkeit der Einzelverbindung. Dies kann ebenfalls die Auslegung des Agentensystems betreffen, falls die Struktur beim TU-Betreiber einen separaten Anschluss für die Planung und die Aktivierung der Flexibilität erfordert. So kann in diesem Fall die Systemstruktur des TU-Betreibers diese Anforderung erfüllen, sie muss indes auch bei der Entwicklung des Agentensystems einbezogen werden (siehe Nr. 1 in Tabelle 5). Ein wichtiger Faktor für die technische Implementierung und die Schnittstelle zwischen dem Agenten und der TU ist allerdings die Anforderung, eine serielle Schnittstelle zu verwenden und die **Notwendigkeit eines Medienbruchs zum Internetprotokoll**. Diese Anforderung könnte eine Gateway-Struktur notwendig machen, was einen Medienbruch dieser Art erzeugt. Falls eine solche Struktur durch das technische Gerät nicht bereits gegeben ist und benötigt wird, ist laut Aussage der zuständigen ÜNB-Vertreter [170] dieser Medienbruch nicht

gezwungenermaßen direkt bei der TU zu erbringen, sondern kann in beliebiger Position im Verlauf der Anbindung vorgenommen werden. Theoretisch könnten zwei Systeme, wie bspw. zwei Raspberry Pis sequenziell mit einem seriellen Protokoll zur Kommunikation dazwischen, verschaltet werden und diesen Medienbruch vornehmen. Dies sollte wiederum eine Verwendung von modernen Industrial-Ethernet (IE)-Technologien, die auf IP basieren wie bspw. Profinet oder auch OPC UA zur Anbindung der TUs auf der Agentenseite ermöglichen. Besonders dieser Punkt sollte unter Anbetracht der zunehmenden Verbreitung moderner Kommunikationstechnologien (IE mit einem Marktanteil von 59 % und 20 % jährlicher Zunahme und einem Marktanteil traditioneller Feldbusse von 35 % und 5 % jährlicher Abnahme [171]) neu bewertet werden, um den Einsatz von Steuerungen mit aktuellen IE-Technologien zu ermöglichen und eine sichere Anbindung des VPPs auf Basis moderner Kommunikationstechnologien zu ermöglichen. Einfluss auf die Agentenarchitektur hat allerdings die Anforderung bezüglich der redundanten Auslegung des Anschlusses von TUs mit einer Leistung von 30 MW oder mehr. Dies bedeutet, das MAS muss Verbindungen zu TUs redundant auslegen können bzw. es müssen **redundante Agenten** möglich sein (siehe Nr. 2 in Tabelle 5).

Die Anforderung in (RL; Allgemein), dass ein Anbieter in der Lage sein muss, seinen Sollwert manuell vorzugeben, kann über den Anlagenführer vor Ort erfüllt werden. Dies wäre theoretisch über den Agenten realisierbar (durch die Nutzung einer für den Agenten vorbereiteten Schnittstelle), würde aber eine zusätzliche Schnittstelle, ein erhöhtes Sicherheitsrisiko und einen Mehraufwand bedeuten, da der Anlagenführer über die bestehende Struktur zur Anlagensteuerung Änderungen direkt an der Anlage vornehmen kann. Eine Anforderung an die technische Struktur ist ebenfalls, dass die **Verzögerungszeit der kompletten Übertragungsstrecke max. fünf Sekunden** (siehe Nr. 5 in Tabelle 5) betragen darf, worauf die technische Implementierung der Agenten einen Einfluss hat. Eine weitere Anforderung bezüglich des Poolings der TUs besteht darin, dass die Zusammensetzung des Pools lediglich zu jeder Viertelstunde geändert werden darf bzw. möglich sein muss. Dies ist zunächst für den VPP-Betreiber relevant, da dieser die Pool-Zusammensetzung nicht beliebig oft oder schnell ändern kann. Dies bedeutet für das Agentensystem wiederum, dass eine **Zusammensetzungsänderung des Pools in diesem Zeitrahmen möglich sein muss** (siehe Nr. 3 in Tabelle 5).

Die unter Tabelle 4 RL; Aktivierung aufgeführten Anforderungen sind ebenfalls zum Teil für das Agentensystem relevant. So ist die Berechnung für den Regelleistungswert entweder bei dem TU-Betreiber oder durch die Übertragung der Statusinformationen bei dem VPP-Betreiber verortet. Relevant für das Agentensystem ist die **Notwendigkeit der Übertragung der Echtzeitdaten** (variable Auflösung, min. 1 Sekunde) und die **Möglichkeit, eine Besicherung innerhalb von 15 Sekunden**

aktivieren zu können (siehe Nr. 6 & 7 in Tabelle 5). Die Anforderung bezüglich der Abrufunterscheidung (in Abhängigkeit des „Sofort“-Flags) wird vom VPP-Betreiber realisiert.

In Bezug auf die Nachweiserbringung (Tabelle 4 RL; Nachweis) muss ein **Erbringungsnachweis übermittelt werden können** und zwei Monate archiviert werden können. Letzteres kann auch vom Agenten realisiert werden. Diese können aber die bereits bestehenden Archivierungsstrukturen weiterhin umsetzen und das Agentensystem muss eine Schnittstelle zur Übermittlung bieten (siehe Nr. 10 in Tabelle 5).

Die Anforderungen aus dem Markt für AL (AL; Allgemein) beziehen sich zunächst auf das Abrufkonto und die Übermittlung der Verfügbarkeit. Da diese Informationen in dem VPP geführt werden und jegliche weiteren Informationen bei der Angebotsübermittlung in der Planungsphase vom TU-Betreiber übertragen werden, muss das Agentensystem diesen Mechanismus nicht umsetzen. Was hingegen durch das MAS möglich sein muss, ist die Zurverfügungstellung der minimalen Leistungsaufnahme, was in der Anforderungstabelle bereits unter Tabelle 5 Nummer 6 für die Übertragung von Statusmeldungen festgehalten ist. Zusätzliche Anforderungen bezüglich des Frequenzrelais müssen von dem MAS umgesetzt werden. So muss dieses eine **Fernblockierung** aufweisen, nach automatischer Abschaltung der Last durch das Frequenzrelais muss eine **Freigabe** möglich sein und **nach einer Auslösung des Frequenzrelais** muss online **eine Meldung** an den Anschluss-ÜNB erfolgen (siehe Nr. 8 in Tabelle 5). Zusätzlich sind im Falle von Störungen diese zu erfassen und auf Anfrage dem ÜNB zu berichten, was in den Aufgabenbereich des VPP-Betreibers fällt. Die Anforderungen bezüglich der Verzögerungszeit und des Poolings sind bereits in Anforderungstabelle Tabelle 5 enthalten.

Für die Planung der TUs (Tabelle 4: AL; Planung) hat die Kommunikation für die Fahrplananmeldung auf elektronischem Wege stattzufinden und Redundanz per E-Mail muss möglich sein (siehe Nr. 4 in Tabelle 5). Die weiteren Anforderungen zur Planung haben keine Relevanz für die Auslegung des Agentensystems.

Bei der Aktivierung (Tabelle 4: AL; Aktivierung) hat das Agentensystem wie bei der RL Statusmeldungen in einem gewissen Raster zur Verfügung zu stehen (siehe Nr. 6 in Tabelle 5) und zeitkritische Anforderungen in Bezug auf SOL und SNL sind einzuhalten (siehe Nr. 9 in Tabelle 5).

In der Abrechnungsphase vom AL-Markt ist bei einem Abschaltvorgang ein Betriebsprotokoll nachzuweisen, was wiederum eine Anforderung an das Agentensystem ist (siehe Nr. 10 in Tabelle 5).

Tabelle 5: Für die Entwicklung des Agentensystems relevante Anforderungen

Nr.	Anforderung	Referenz aus Tabelle 4
1	Die Verbindung zwischen VPP und TU ist über eine geschlossene Benutzergruppe zu realisieren, in der sich nur die für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve oder Abschaltleistung erforderlichen Teilnehmer befinden.	RL & AL: Allgemein
2	Für eine TU muss ein redundanter Betrieb von Agenten nutzbar sein (bei bestimmten Leistungsgrößen).	RL & AL: Allgemein
3	Die Zusammensetzung eines Pools muss änderbar sein (max. jede Viertelstunde).	RL: Allgemein
4	Die Kommunikation für die Fahrplananmeldung findet auf elektronischem Wege statt und ist redundant ausgelegt (E-Mail als Redundanz).	AL: Planung
5	Verzögerungszeit der kompletten Übertragungsstrecke darf max. 5 Sekunden betragen.	RL: Allgemein, AL: Aktivierung
6	Meldungen und Messwerte der TU mit einer variablen Aktualisierungsrate übertragbar sein (bei RL muss min. 1 Sekunde möglich sein; bei AL Minutenraster).	RL: Aktivierung, AL: Allgemein, AL: Aktivierung
7	Beim Ausfall einer TU ist unverzüglich eine Besicherung zu aktivieren und die Leistung muss spätestens nach 15 Minuten ersetzt werden.	RL: Aktivierung
8	Es muss eine Schnittstelle zum Frequenzrelais zur Fernblockierung und zur Freigabe vom ÜNB vorhanden sein und nach Auslösung des Frequenzrelais muss online eine Meldung erfolgen.	AL: Allgemein
9	Die ferngesteuerte Abschaltung bei SOL hat innerhalb von einer Sekunde nach dem Erbringungszeitpunkt zu erfolgen (bei SNL: 15 Min).	AL: Aktivierung
10	Ein Erbringungsnachweis bzw. Betriebsprotokoll muss übermittelbar sein.	RL: Nachweis, AL: Nachweis

Zu den in Tabelle 5 unter Nummer 6 erwähnten Statusmeldungen gehören für den RL-Markt neben den Messwerten (mit den Echtzeitdaten) auch Meldungen zu den Datenpunkten, die übertragen werden müssen. Es wird bei den ausgetauschten Daten also in Meldungen und Messwerte unterschieden. Meldungen werden spontan übertragen mit einem Zwangszzyklus zur Sendungswiederholung an das VPP (Anbieter Leitsystem) von maximal 60 Sekunden. Messwerte können entweder spontan, bei einer Signaländerung außerhalb eines Schwellenwerts, oder zyklisch

übertragen werden (auch maximal 60 Sekunden). Bei den Messwerten, die in Tabelle 6 aufgelistet sind, wird zusätzlich in Echtzeit oder Offline unterschieden. Echtzeitwerte werden in einer zeitlichen Auflösung von 1 bis 4 Sekunden übertragen (je nach Anforderung des ÜNBs) und Offlinewerte sollten nach Möglichkeit Ein-Sekunden-Werte liefern. Des Weiteren gibt es eine Rundungskonvention, Vorzeichenregelungen und weitere Übertragungsbestimmungen, die vom TU-Betreiber oder dem VPP-Betreiber eingehalten werden müssen und korrekt über die Schnittstelle ans Agentensystem übergeben werden müssen. Die folgende Tabelle 6 zu den Echtzeitdaten entstammt dem offiziellen RL-Dokument [163], wird hier zur Übersichtlichkeit jedoch ohne Aggregationsstufen angezeigt. In dieser Tabelle wird demnach nicht zwischen Pool und TU unterschieden. Dies betrifft die Poolzuordnung (beim Pool nicht notwendig), den Status (bei TU bzw. REs/RGs nicht notwendig) sowie die zusätzlichen aFRR-Daten, die allein bei den Pools benötigt werden. Des Weiteren wird keine Unterscheidung in „verpflichtende“ und „auf Anforderung des ÜNB verpflichtende“ Daten vorgenommen, da für die Entwicklung eines Systems, das diese Voraussetzungen erfüllt, eine verpflichtende Übermittlung angenommen wird.

Tabelle 6: Datenpunkte für die Regelleistung

Datenpunkt	Einheit	Zugehöriger RL-Markt					
		PRL (FCR)		SRL (aFRR)		MRL (mFRR)	
		Echtzeit	Offline	Echtzeit	Offline	Echtzeit	Offline
Einspeisung	MW	X	X	X	X	X	X
Arbeitspunkt	MW	X	X	X	X	X	X
Vorauselender Arbeitspunkt	MW			X	X		
Regelleistungswert	MW	X	X	X	X	X	X
Poolzuordnung	(Pool-ID)	X	X	X	X	X	X
Status (Meldung)	("EIN"/"AUS")	X	X	X	X	X	X
Frequenz	Hz	X	X				
aFRR-Soll (ÜNB -> POOL)	MW			X			
aFRR-Soll-Echo (Pool -> ÜNB)	MW			X	X		
Regelleistungs-Soll	MW	X	X	X	X	X	X
aFRR-Gradient POS	MW/min			X	X		
aFRR-Gradient NEG	MW/min			X	X		
Arbeitsvermögen POS (bei begrenztem Energiespeicher)	MWh	X	X	X	X	X	X
Arbeitsvermögen NEG (bei begrenztem Energiespeicher)	MWh	X	X	X	X	X	X

Aktuelle Vorhalteleistung POS	MW	X	X	X	X	X	X
Aktuelle Vorhalteleistung NEG	MW	X	X	X	X	X	X
Regelband POS	MW	X	X	X	X	X	X
Regelband NEG	MW	X	X	X	X	X	X

Für den AL-Markt müssen die in Tabelle 7 aufgezählten Datenpunkte übertragen werden.

Tabelle 7: Datenpunkte für die abschaltbaren Lasten

Datenpunkt des AL-Markts
Status-Meldung je Angebot: Angebot zum Abruf verfügbar (ja/nein)
Status-Meldung je Angebot: Statuskennzeichen (2 stelliger Code)
Leistungsaufnahme in MW mit drei Nachkommastellen
Minimale Leistungsaufnahme der betreffenden Viertelstunden (MW mit drei Nachkommastellen)

Die hier behandelten Anforderungen der Märkte geben lediglich eine Momentaufnahme der aktuellen Regularien wieder, da sich die Märkte in einem ständigen Wandel befinden, ist es sinnvoll, viele der Anforderungen in das Agentensystem so generisch wie möglich zu implementieren, um eine angepasste Verwendung des Systems zu ermöglichen. Des Weiteren gibt es noch weitere Anforderungen bzw. Funktionen, die sich aus der Agententechnologie in Kombination mit den DR-Mechanismen ergeben. Diese werden im folgenden Abschnitt behandelt.

2.5.2 Zusätzliche Anforderungen

Die Stärken der Agententechnologie lassen sich auch innerhalb des regulatorischen Rahmens der Märkte nutzen. Dadurch ergeben sich neue Möglichkeiten der DR-Nutzung und im Vergleich zur konventionellen Realisierung (beschrieben in Abschnitt 2.1.3). Zur Erschließung dieser Funktionen werden die dadurch notwendigen Anforderungen zur Entwicklung des Agentensystems in diesem Abschnitt aufgenommen.

Eine Möglichkeit, die Nutzung der DR-Mechanismen, wie Sie in Abschnitt 2.1 beschrieben sind, zu verbessern, besteht in der Vereinigung der verschiedenen Phasen der Flexibilitätenutzung (siehe Abbildung 16) auf einer Agentenplattform (siehe Abbildung 25).

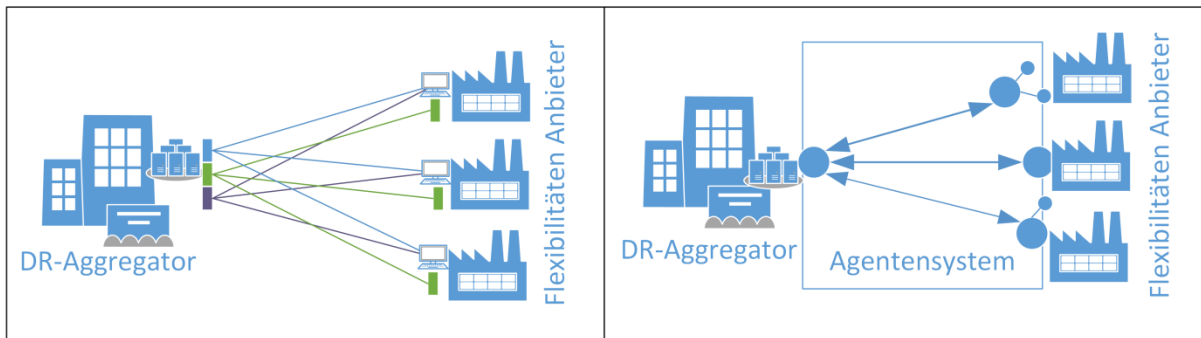


Abbildung 25: Schematische Darstellung zum Vergleich zwischen einer separaten und gemeinsamen Plattform zur Nutzung von DR

So kann die Planungs-, Aktivierungs- und Abrechnungsphase auf **einer Plattform** statt durch bis zu drei verschiedene Frontends stattfinden, um durch den holistischen Ansatz das Flexibilitätenmanagement zu verbessern. Durch die Vereinigung der Funktionen auf einer Plattform wird nicht nur die Komplexität des Gesamtsystems verringert, sondern auch Aktionen, die eine Abstimmung zwischen den einzelnen Phasen erfordern (kurzfristige Anfragen, Veränderungen bei TU-Ausfällen) können flexibler und schneller durchgeführt werden.

Zusätzlich kann über das Konzept der Services bzw. Service-Beschreibungen in einem Agentensystem auch die Nutzung von **Marktkompatibilitäten** ermöglicht werden. So besteht die Möglichkeit, je nach regulatorischen Bedingungen des Markts, eine Flexibilität für mehr als einen Markt zu nutzen. Obwohl die simultane Vermarktung über mehrere Märkte oftmals nicht erlaubt ist, muss der Einsatz von Flexibilitäten an mehreren Märkten nicht ausgeschlossen werden, da eine Flexibilität, die bspw. für den RL-Markt präqualifiziert ist, in Zeiträumen, in denen diese nicht aktiv vermarktet wird, auch als Flexibilität für andere Märkte wie den SPOT-Markt verwendet werden kann. Über eine serviceorientierte Agentenstruktur kann eine solche Kompatibilität umgesetzt werden und so können je nach Bedarf passende und kompatible Flexibilitäten für einen gewissen Markt gefunden werden.

Weitere Anforderungen, durch das Einsatzgebiet bedingt, sind die im **Industriesektor auftretenden Umgebungsbedingungen an die Komponenten** und die **Kommunikationstechnologien** (beschrieben in Abschnitt 2.2), die das Agentensystem erfüllen muss.

Eine Anforderung, die sich aus der Umsetzung von DR durch Aggregatoren und zum Teil aus der Agentenliteratur ergibt, ist die Fähigkeit, das Agentensystem **teilweise integrierbar** und dieses **kompatibel zu bestehenden Strukturen** zu machen. Dies bedeutet, das Agentensystem sollte für das bestehende VPP-Management-System nutzbar sein, damit die Aggregatoren ihr vorhandenes Know-how zur Optimierung (Vorhersagen, Erfahrungen etc.) weiter nutzen können und damit der Umstieg

auf agentenbasierte Strukturen Stück für Stück umgesetzt werden kann, um mit der Technologie erste Erfahrungen sammeln zu können.

3 Das resultierende Forschungsvorhaben

In diesem Abschnitt werden die differenzierten Detailfragen auf Basis der ursprünglichen Forschungsfrage und der Betrachtungen in Abschnitt 2 beschrieben sowie die Annahmen und der Umfang dieser Arbeit definiert.

3.1 Die Forschungsfragen im Detail

Die in der Einleitung vorgestellte Forschungsfrage bildet die Grundlage für das Forschungsvorhaben und die Ableitung weiterer Detailfragen auf Basis der Überlegungen in Abschnitt 2. Die grundlegende Forschungsfrage zur Entwicklung des Agentensystems bleibt demnach bestehen und kann zur gezielten und übersichtlicheren Entwicklung des Agentensystems noch zusätzlich in Detailfragen aufgeteilt werden.

Forschungsfrage:

Wie ist ein Agentensystem zu konzipieren und welche steuerungstechnischen Voraussetzungen müssen geschaffen werden, um die DR-Mechanismen deutscher Märkte durch DR-Aggregatoren (VPPs) mithilfe der Agententechnologie zu automatisieren und damit eine verbesserte Nutzung von Flexibilitäten im Industriesektor zu ermöglichen?

Auf Basis der bisherigen Betrachtungen zum DR und den Mechanismen der deutschen Märkte, des Einsatzes von DR im industriellen Umfeld und der Verwendung der Agententechnologie sowie des Einsatzes dieser in Kombination mit DR lassen sich Detailfragen herleiten, die direkt aus den Anforderungen (aus Abschnitt 2.5) an das Agentensystem abgeleitet werden können.

Die in Abschnitt 2.5.1 erläuterten Funktionen zur Umsetzung der deutschen DR-Mechanismen umfassen die Planung, Aktivierung, Bilanzierung, den Nachweis, das Pooling und die Zeitfensterbekanntgabe. Um diese Anforderung umzusetzen, ist eine Realisierung dieser Funktionen in dem Agentensystem auf Basis entsprechender Kommunikationssequenzen umzusetzen, woraus sich folgende Fragestellung ableiten lässt:

Detailfrage 1: Wie sind die notwendigen Funktionen zur Abbildung der aktuellen Marktmechanismen in einem Agentensystem abzubilden?

Zusätzlich werden in Abschnitt 2.5.1 die Anforderungen aus den Dokumenten zur Marktbeschreibung aufgezählt, die ebenfalls für die Erstellung des Agentensystems relevant sind. Diese neun Anforderungen haben Auswirkungen auf die Software und Hardware des Agentensystems und

müssen an mehreren Stellen bei der Entwicklung des Agentensystems aufgegriffen werden. Die Detailfragen, die sich hieraus ableiten lassen, lauten wie folgt:

Detailfrage 2: Wie sind die für das Agentensystem relevanten 10 Marktanforderungen (siehe Tabelle 5) in einem Agentensystem hardware- und softwaretechnisch zu realisieren?

Eine Reihe an weiteren Anforderungen, die in Abschnitt 2.5.2 dokumentiert sind, beziehen sich auf Agentensysteme und das damit zusätzlich nutzbare Potenzial für Anwendung im Bereich DR. So stellt sich die Frage nach der Auslegung des Agentensystems, um alle Funktionen auf einer Plattform statt über drei Frontends abzubilden und mögliche Kompatibilitäten der verschiedenen Märkte nutzbar zu machen.

Detailfrage 3: Wie ist ein Agentensystem auszulegen, um die Marktfunktionen auf einer Plattform und die Marktkompatibilitäten abzubilden?

Ein weiterer Punkt aus dem Abschnitt sind die Anforderungen aus dem Industriesektor, die als Ursprung der folgenden Detailfrage fungieren:

Detailfrage 4: Wie ist das Agentensystem technisch zu implementieren, um die zusätzlichen industriellen Anforderungen bezüglich der Komponenten und der Schnittstellen zu erfüllen?

Die letzte Detailfrage befasst sich mit der Adaption der Agententechnologie selbst, die Verringerung der Hürde zum Umstieg, die Erleichterung der Nutzbarkeit und die Verbreitung der Agententechnologie voranzutreiben:

Detailfrage 5: Wie kann das zu entwickelnde Agentensystem in bestehende VPP-Strukturen eingebracht werden, damit bestehendes Know-how bei dem VPP-Management weiterhin genutzt werden kann und damit ein partieller Umstieg zur Agententechnologie möglich ist?

Die Beantwortung dieser Fragen kann das folgende **Forschungsziel** zusammengefasst werden:

Das Ziel dieser Dissertation ist es, ein Agentensystem inklusive eines technischen Implementierungskonzepts auf Basis von industriellen Standardkomponenten zu entwickeln, um die Umsetzung von deutschen DR-Mechanismen durch DR-Aggregatoren für industrielle Kunden zu ermöglichen. Dadurch soll die Nutzung von DR-Mechanismen für Aggregatoren effektiver, flexibler und für zukünftige Veränderungen der Märkte anpassungsfähiger werden, um den steigenden Bedarf an Flexibilität im Stromnetz besser bedienen zu können. Damit die Akzeptanz bzw. die Verbreitung

der Agentensysteme in dem DR-Sektor erhöht werden kann und Aggregatoren Erfahrungen mit der Technologie sammeln können, soll das Agentensystem Stück-für-Stück in bestehende Strukturen integrierbar sein.

3.2 Annahmen und Umfang dieser Arbeit

Zur Bestimmung des Umfangs ist eine Abstraktion auf das für die vorliegende Arbeit Relevante und die Definition der Systemgrenzen notwendig, die in diesem Abschnitt thematisiert werden.

Zunächst ist zu konstatieren, dass bei den folgenden Betrachtungen die Definition der EU-Kommission [22] zu DR zugrunde gelegt wird (Erläuterung dazu in Abschnitt 2.1.1).

Zusätzlich wird vorausgesetzt, dass die thematisierten TUs der Industriefirmen für den Markt, den sie beliefern sollen, bereits präqualifiziert sind und sämtliche Voraussetzungen zur Erbringung der Flexibilität industrieseitig mitbringen. Dies beinhaltet, dass Systeme zur Planung (bspw. in Form von ERP-Systemen), zur Aktivierung (durch die Verwendung von SPSen) und zum Nachweis (in Form von EMS) vorhanden und nutzbar sind (siehe auch Abschnitt 2.2.1). Ein weiterer Punkt, der vorausgesetzt wird, aber gegebenenfalls eine zusätzliche Komponente bei der tatsächlichen Implementierung des Systems erfordert, falls die Strukturen beim TU-Betreiber es erfordern, ist die Notwendigkeit eines Medienbruchs zum Internetprotokoll. Dieser Punkt wird in Abschnitt 2.5.1 bereits aufgegriffen und zunächst als erfüllt durch die Struktur bei den TU-Betreibern angenommen, dennoch ein weiteres Mal zur Vollständigkeit bei der Ergebnisdiskussion aufgegriffen. Die genutzten Anlagentypen werden als im Rahmen der Flexibilisierung der Last (erhöhter Verschleiß und Energiebedarf beim Verschieben der Lasten) ökonomisch und ökologisch sinnvoll angenommen.

Auch für das VPP wird als Prämisse ein bestehendes System in Form eines VPP-Management-Systems vorausgesetzt, über das die Flexibilitäten geplant, aktiviert und abgerechnet werden. Bei dem vorausgesetzten VPP-Management-System werden zudem keine zusätzlichen Funktionen zur Steuerung von anderen Anlagen wie bspw. Biogasanlagen, die Informationen wie Füllstände zur effizienten Steuerung o. ä. erfordern, betrachtet.

Gemäß diesen Annahmen lässt sich der Umfang der vorliegenden Arbeit demnach wie folgt definieren (siehe Abbildung 26) und in drei Aufgaben zusammenfassen:

- A1: Entwickeln des Agentensystems, das die notwendigen DR-Mechanismen umsetzt
- A2: Implementierungskonzept der Agenten auf industriell kompatiblen Komponenten
- A3: Bereitstellung der Schnittstellen zu den industriellen Flexibilitätenanbietern und dem bestehenden VPP-Management-System

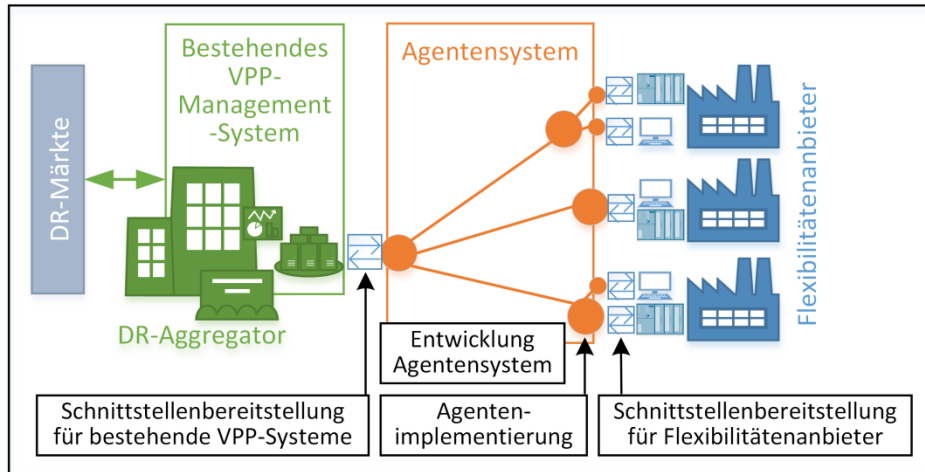


Abbildung 26: Umfang dieser Arbeit

Alle bisherigen Untersuchungen und Annahmen lassen sich damit im dargestellten Schlussfolgerungsprozess in Abbildung 27 zusammenfassen.

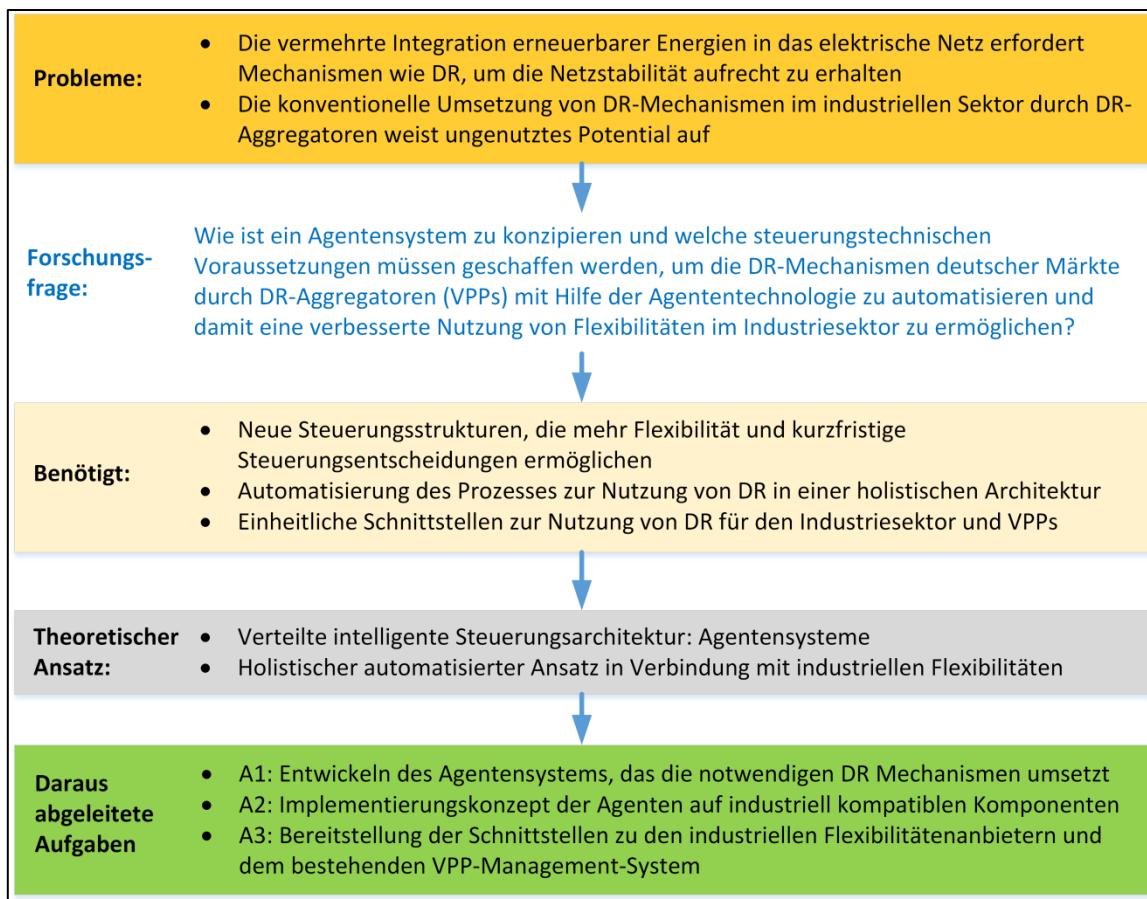


Abbildung 27: Schlussfolgerungsprozess als Grundlage zu dieser Arbeit

Wie in der Einleitung bereits erwähnt, ist diese Arbeit von den wirtschaftlichen Aspekten abgegrenzt und befasst sich ausschließlich mit den technischen Aspekten des entwickelten Lösungsansatzes. Um

die Arbeit zu realisieren, sind insbesondere Kenntnisse aus den in Abbildung 28 aufgezeigten Wissensgebieten notwendig.

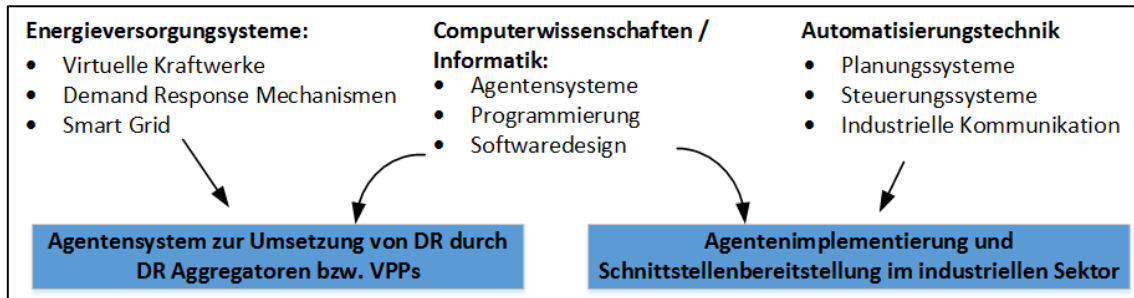


Abbildung 28: Wissenschaftliche Disziplinen dieser Arbeit

4 Entwicklung des Agentensystems

Dieser Abschnitt beschreibt die Entwicklung des Agentensystems unter der Berücksichtigung der Anforderungen aus Abschnitt 2.5. Es inkludiert die Beschreibung von Architektur, Agentenverhalten, Ontologie, notwendigen Kommunikationssequenzen und Nachrichten, die ausgetauscht werden müssen. Diverse Punkte in diesem Abschnitt nehmen bereits Bezug auf den Java-Programmcode für die auf der JADE-Plattform geschriebene Software.

Für die Entwicklung von Agentensystemen liegt eine Reihe an Entwurfsmethoden vor, die angewendet werden können [69, 172–176]. Diese unterscheiden sich u. a. in der Entwicklungstiefe bzw. den Entwicklungsphasen, die sie abbilden, der Domäne, für die sie ursprünglich definiert worden sind, und dem Agentenkonzept, das sie abbilden. In dieser Arbeit wird aufgrund der strukturellen Besonderheiten, vorgegeben durch die Märkte, der bisherigen Umsetzung mit DR-Aggregatoren, der geografischen Trennung keine spezifische Methode angewendet. Da der Entwicklungsraum durch diese Besonderheiten äußerst speziell und eingeschränkt ist, wird das Agentensystem individuell und auf diesen expliziten Anwendungsfall abgestimmt ausgelegt.

4.1 Architektur des Agentensystems

Die Architektur des Agentensystems besteht aus zwei Agententypen in zwei unterschiedlichen Hierarchieebenen (siehe Abbildung 29). Es gibt einen *Virtual Power Plant Agenten (VPP-Agent)* und einen *Technical Unit Agenten (TU-Agent)*. Aufgrund der zentralistischen Struktur des DR-Aggregatoren-Prinzips und der geografischen Trennung der Flexibilitätanbieter ist die bisherige Struktur grundsätzlich beizubehalten.

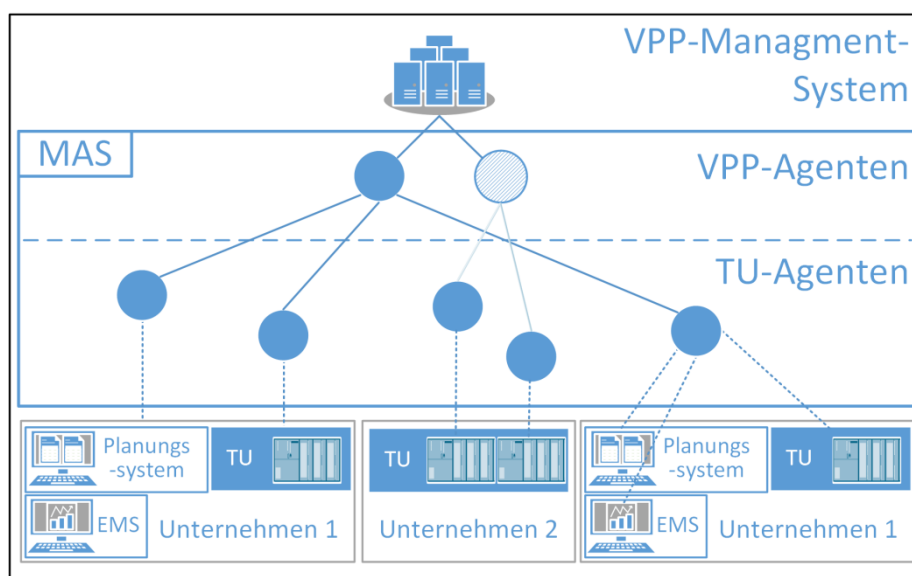


Abbildung 29: Architektur des Agentensystems

Der **VPP-Agent** bildet die zentrale Einheit des Agentensystems und muss jederzeit vorhanden sein. Er repräsentiert den DR-Aggregator und initiiert den Großteil der DR-relevanten Mechanismen. Der VPP-Agent ist – bedingt durch eine der Anforderungen (Tabelle 5: Nr. 1) – keine einzigartige zentrale Komponente des Agentensystems (in Abbildung 29 durch einen helleren Kreis angedeutet). Denn die Anforderung an eine geschlossene Benutzergruppe kann je nach Netzwerkstruktur beim Flexibilitätenanbieter eine netzwerkliche Trennung der TU-Steuerung zu den Systemen zur Planung erfordern. Aus diesem und aus Gründen der Skalierbarkeit kann es sein, dass mehrere Instanzen des VPP-Agenten im Agentensystem oder zusätzlich getrennte Agentenplattformen notwendig sind.

Der **TU-Agent** repräsentiert die TU des Flexibilitätenanbieters. Er bildet die Schnittstelle zur Infrastruktur der Flexibilitätenanbieter und somit zu den Systemen, die zur Planung, Steuerung und zum Nachweis der Flexibilitätsnutzung zuständig sind. Der Agent kann eine oder mehrere dieser Funktionen über die Service-Beschreibungen (SD) repräsentieren. Es können von diesem Agenten beliebig viele auf der Agentenplattform existieren und sich auch mehrere auf einer Laufzeitumgebung befinden, falls es die Struktur beim Flexibilitätenanbieter fordert.

Diese zwei Agententypen stehen für die grundsätzliche Funktionalität des Agenten und können durch die entsprechende SD für eine entsprechende Marktfunktion vorbereitet werden. In Konformität mit den FIPA-Spezifikationen wird jeder Agent durch einen Agentenbezeichner (**AID**) genau identifiziert. Dieser besteht aus einem lokalen Namen, der beim Setup des Agenten durch die inbetriebnehmende Person vorgegeben werden kann (z. B. "TU_Company1_MRL3") und einem globalen Namen, der in JADE die Form von <lokaler-Name>@<Plattform-Name> hat (z. B. "TU_Company1_MRL3 @Plattform3").

Eine wichtige Komponente zur gezielten Interaktion in einem Agentensystem sind die **SDs** und die Auslegung dieser. Die SDs in diesem Agentensystem repräsentieren eine Reihe an Funktionen, die der Agent ausführen bzw. nicht ausführen kann, was eine essenzielle Rolle bei der Nutzung von Marktkompatibilitäten und bei der Anbindung des Agenten auf der Flexibilitäten-Betreiberseite spielt. In Tabelle 8 sind die möglichen Kombinationen der SDs aufgeführt. Die SD besteht aus einem Service-Typ und einem Service-Namen. Der **Service-Typ** beschreibt den Markt, für den die TU präqualifiziert ist (z. B. „MRL“) und gegebenenfalls eine Teilfunktion, welche die TU erbringen kann. In der Tabelle ist zusätzlich eine Marktfunktion aufgeführt (FLEX), die keinem Marktfeld aus Abschnitt 2.1.2 entspringt. Die FLEX-Marktfunktion kann für die Flexibilitäten verwendet werden, die nicht unter den anderen aufgeführten Märkten klassifiziert werden können und keinen spezifischen Präqualifikationsbedingungen unterliegen.

Eine Teilfunktion wird über den Zusatz „_pla“ für die Planungsphase, „_act“ für die Aktivierungs- und Bilanzierungsfunktion und den Zusatz „_acc“ für die Nachweisfunktion festgelegt. Wenn der SD-Typ keinen dieser Zusätze beinhaltet, kann die TU sämtliche Funktionalität zur Verfügung stellen. Die Trennung der Teilfunktionen bzw. der Service-Typen ist notwendig, da die strukturellen oder geografischen Gegebenheiten bei einem Flexibilitäten-Betreiber die Aufteilung in Teilfunktionen erfordern kann, oder wenn die korrekte Erzeugung einer geschlossenen Benutzergruppe dies erfordert (Tabelle 5: Nr. 1). Der **Service-Name** wird verwendet, um die TU über den individuellen Namen auffindbar zu machen, was dem lokalen Namen der AID entspricht (z. B. "TU_Company1_MRL3"). Dieser Name kann ebenfalls mit der zusätzlichen Endung „(Backup)“ erweitert werden, um den Agenten als redundanten Agenten zu ernennen und eine Anforderung an das Agentensystem (Tabelle 5: Nr. 2) zu erfüllen. Ein Agent kann für mehrere Services gleichzeitig registriert werden, so kann bspw. eine TU, wenn sie dazu in der Lage ist, die Marktfunktion MRL und ANN anbieten.

Tabelle 8: Die Service-Beschreibungen des Agentensystems

		SD-Typ:					SD Name:
		VPP-Agent	TU-Agent	TU-Agent (Planung)	TU-Agent (Aktivierung & Bilanzierung)	TU-Agent (Nachweis)	
Marktfunktion:	VPP	VPP	-	-	-	-	Individueller Name für den TU-Agenten, der beim Agenten Setup vergeben wird. + "(Backup)" für redundante Agenten.
	PRL	-	PRL	PRL_pla	PRL_act	PRL_acc	
	SRL	-	SRL	SRL_pla	SRL_act	SRL_acc	
	MRL	-	MRL	MRL_pla	MRL_act	MRL_acc	
	SOL	-	SOL	SOL_pla	SOL_act	SOL_acc	
	SNL	-	SNL	SNL_pla	SNL_act	SNL_acc	
	FLEX	-	FLEX	FLEX_acc	FLEX_act	FLEX_acc	
	ANN	-	ANN	ANN_pla	-	ANN_acc	

Abbildung 30 zeigt eine mögliche Zusammensetzung des Agentensystems zur Verdeutlichung des hier angewandten SD-Prinzips. So ist der erste TU-Agent (von links nach rechts) durch seine Präqualifizierung für SRL und die Verbindung mit dem Planungssystem und dem EMS (zum Nachweis) mit dem SD-Typen *SRL_pla* und *SRL_acc* registriert und dem SD Namen *TU-A1-pla-acc*. Der daneben abgebildete Agent ist für die Steuerung der TU verantwortlich und hat daher den SD-Typen *SRL_act*. Die nächsten zwei Agenten bieten die Aktivierungs-Teilfunktion der FLEX-Marktfunktion an, da sie mit der SD-Typbeschreibung *FLEX_act* registriert sind. Bei dem Zweiten dieser beiden Agenten handelt es um eine redundante Einheit, was an der SD-Namenserweiterung „(Backup)“ zu erkennen ist. Bei dem rechts dargestellten Agenten handelt es sich um einen Agenten, der mehrere

Marktfunktionen bereitstellt, was an den zwei SD-Typen und damit zwei Einträgen als SD beim DF zu sehen ist.

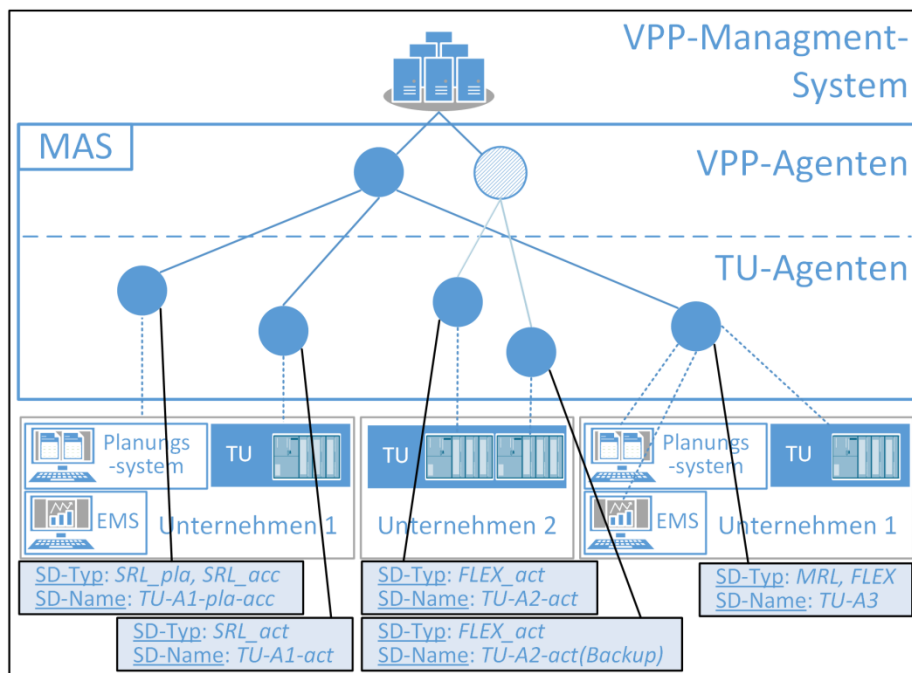


Abbildung 30: Architektur des Agentensystems mit Service-Beschreibungen

Nicht abgebildet ist der DF, der einen Yellow-Pages-Service zur Organisation und Vermittlung der SDs der Agenten bereitstellt und das AMS, das diverse Operationen (z. B. Erzeugung neuer Agenten, Löschen von Agenten) der Agentenplattform verwaltet. Diese sind bei JADE ebenfalls als Agenten ausgeführt und befinden sich auf dem Main-Container einer Plattform.

4.2 Verhaltensweise der Agenten

Die Funktion des Agentensystems wird durch das Verhalten der beiden Agententypen, des VPP-Agenten und des TU-Agenten bestimmt. Diese initiieren die notwendigen Funktionsabläufe, die wiederum von ihrem vorgeschalteten System, dem VPP-Management-System, oder einem System des Flexibilitätenanbieters ausgelöst werden. Um einen Überblick über diese Funktionen zu generieren, wird zunächst die Gesamtfunktionalität erläutert, bevor die einzelnen Verhaltensweisen der beiden Agenten anhand eines UML-Verhaltensdiagramms erläutert werden.

Das Gesamtverhalten des Agentensystems ist abgeleitet von den in 2.5.1 beschriebenen und geforderten Grundfunktionen, die das Agentensystem erfüllen muss. Diese nachfolgend beschriebenen Grundfunktionen sind in Abbildung 31 und Abbildung 32 dargestellt.

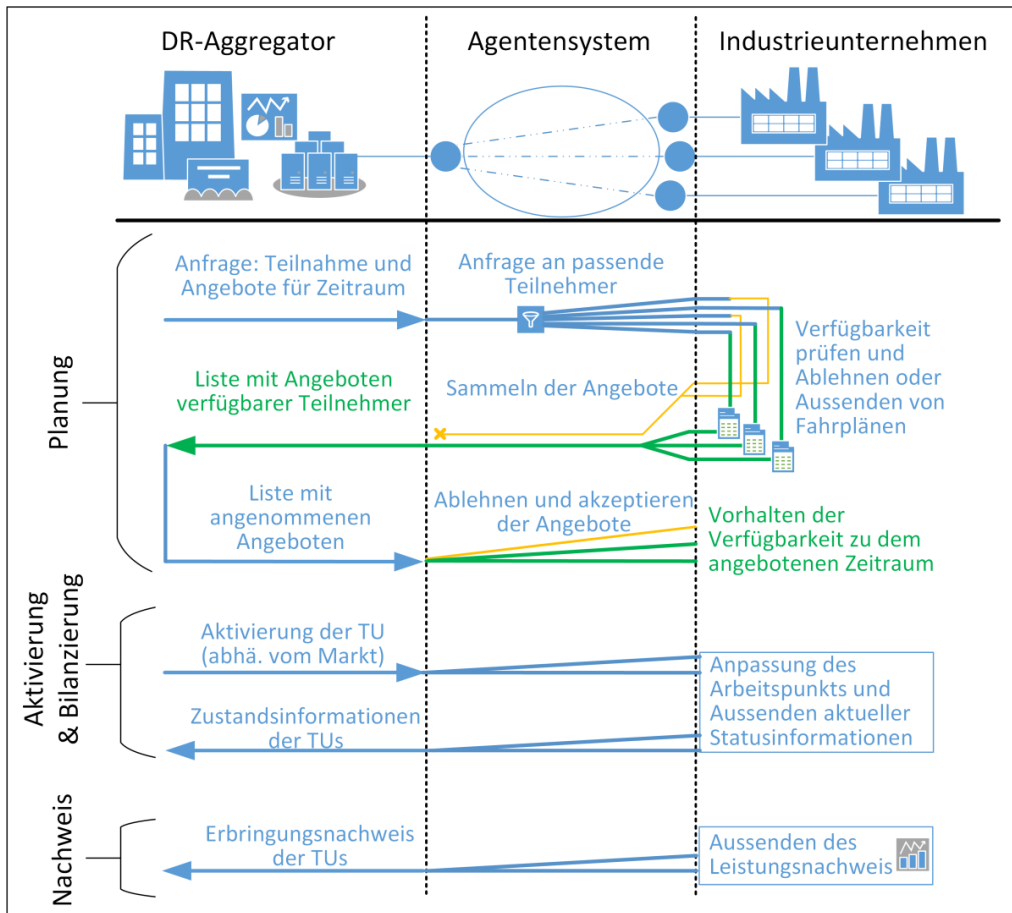


Abbildung 31: Grundfunktionen des Agentensystems (1)

Die ersten drei Grundfunktionen, die in Abbildung 31 gezeigt werden, zeigen den allgemeinen Nutzungsprozess einer Flexibilität, die Planung des Einsatzes, den Einsatz in Form von Aktivierung und Bilanzierung und den Nachweis der erbrachten Leistung. Die Abbildung visualisiert neben dem generellen Informationsfluss (Details dazu in Abschnitt 4.5), von welcher Seite die Initiative ausgeht. Die linke Seite, der DR-Aggregator, wird vom VPP-Agenten repräsentiert und die rechte Seite, das Industrieunternehmen, vom TU-Agenten. Die Planungsphase wird vom DR-Aggregator initiiert, da dieser den Zeitrahmen und den Markt vorgibt, der beliefert werden muss. Daraufhin werden in einem zweistufigen Verfahren die geeigneten TUs zur Vermarktung bestimmt. Die Aktionen bezüglich der Aktivierung und Bilanzierung werden ebenfalls vom DR-Aggregator initiiert. Dieser reagiert auf die entsprechenden Marktsignale und aktiviert und bilanziert die Flexibilität entsprechend. Die letzte dargestellte Grundfunktion wird vom Flexibilitäten-Betreiber (Industrieunternehmen) gestartet und realisiert die Übermittlung des Erbringungsnachweises, falls einer benötigt wird.

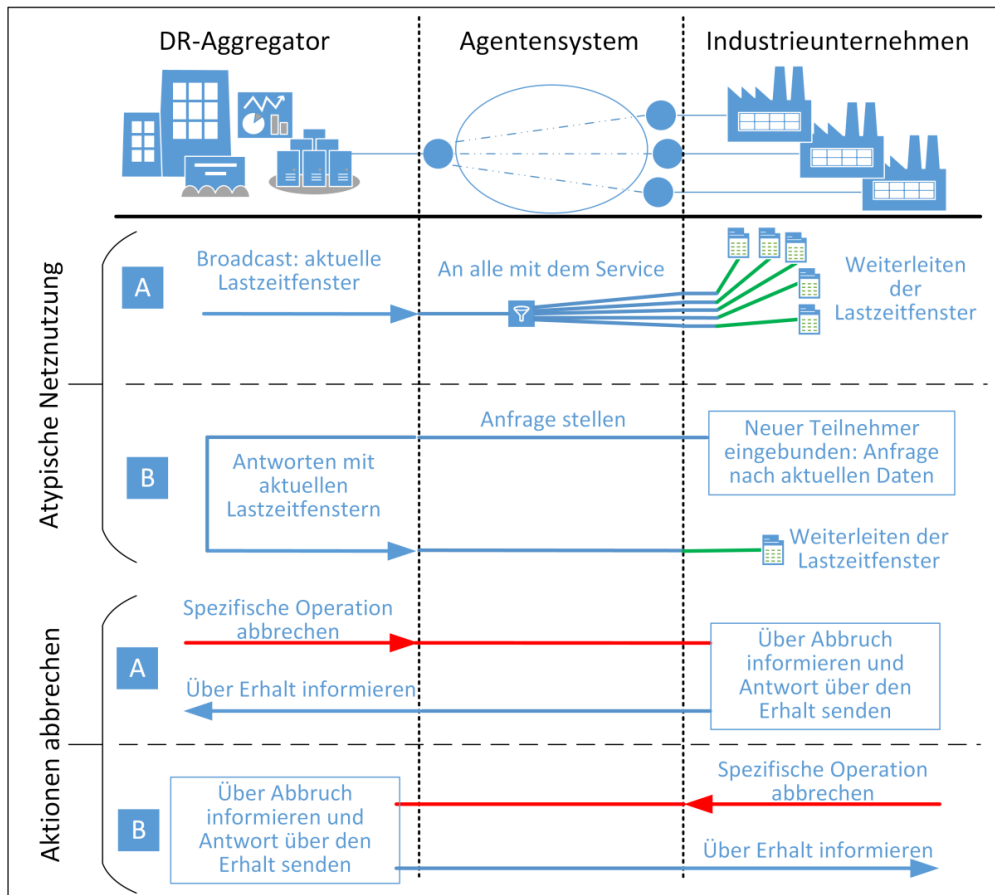


Abbildung 32: Grundfunktionen des Agentensystems (2)

Die in Abbildung 32 gezeigten Grundfunktionen zeigen die Funktion der ANN und eine weitere Funktion, um die bestehenden Abmachungen bzw. Operationen bei Systemausfällen abrechnen zu können. Die ANN-Funktion kann hierbei entweder vom DR-Aggregator initiiert werden, um neue Lastzeitfenster mitzuteilen, oder auf Anfrage des Flexibilitätensanbieters diesem gezielt mitgeteilt werden. Die Funktion zum Abrechnen von Aktionen oder Operationen kann von beiden Seiten aus ausgelöst werden und muss von der Gegenseite bestätigt werden.

Nach dem Überblick zu den notwendigen Grundfunktionen wird im Folgenden das Verhalten der beiden Agenten über die Verhaltensdiagramme in Abbildung 33 und Abbildung 34 beschrieben. Dabei wird bereits Bezug auf die Softwareumsetzung via JADE in Form von Verweisen auf die Implementierung des Verhaltens genommen. Dieses Verhalten, das auch *Behaviour* bzw. *Performer* in der Abbildung genannt wird, sind ProgrammROUTINEN, die für die Bearbeitung einer bestimmten Anfrage programmiert sind. So sind die Verhalten entweder als *Behaviours*, *Cyclic Behaviours* oder *One-Shot Behaviours* implementiert. Während *Behaviours* solange ausgeführt werden, bis eine Bedingung erfüllt ist, werden *Cyclic Behaviours* niemals beendet und *One-Shot Behaviours* automatisch nach einmaliger Bearbeitung beendet. Da in JADE ein Agent als einzelner Thread

ausgeführt wird, müssen *Threaded Behaviours* zur gleichzeitigen Ausführung in dedizierten Java Threads ausgeführt werden. Dies ist notwendig, damit der Thread beim Verwalten von Webserviceanfragen pausiert werden kann, ohne den gesamten Agenten und damit andere Verhalten zu pausieren. Dies ist bei beiden Agententypen in Bezug auf die *InputListener* notwendig, da diese für die Verarbeitung der Webservice-Anfragen zuständig sind (jeweils violett umkreist).

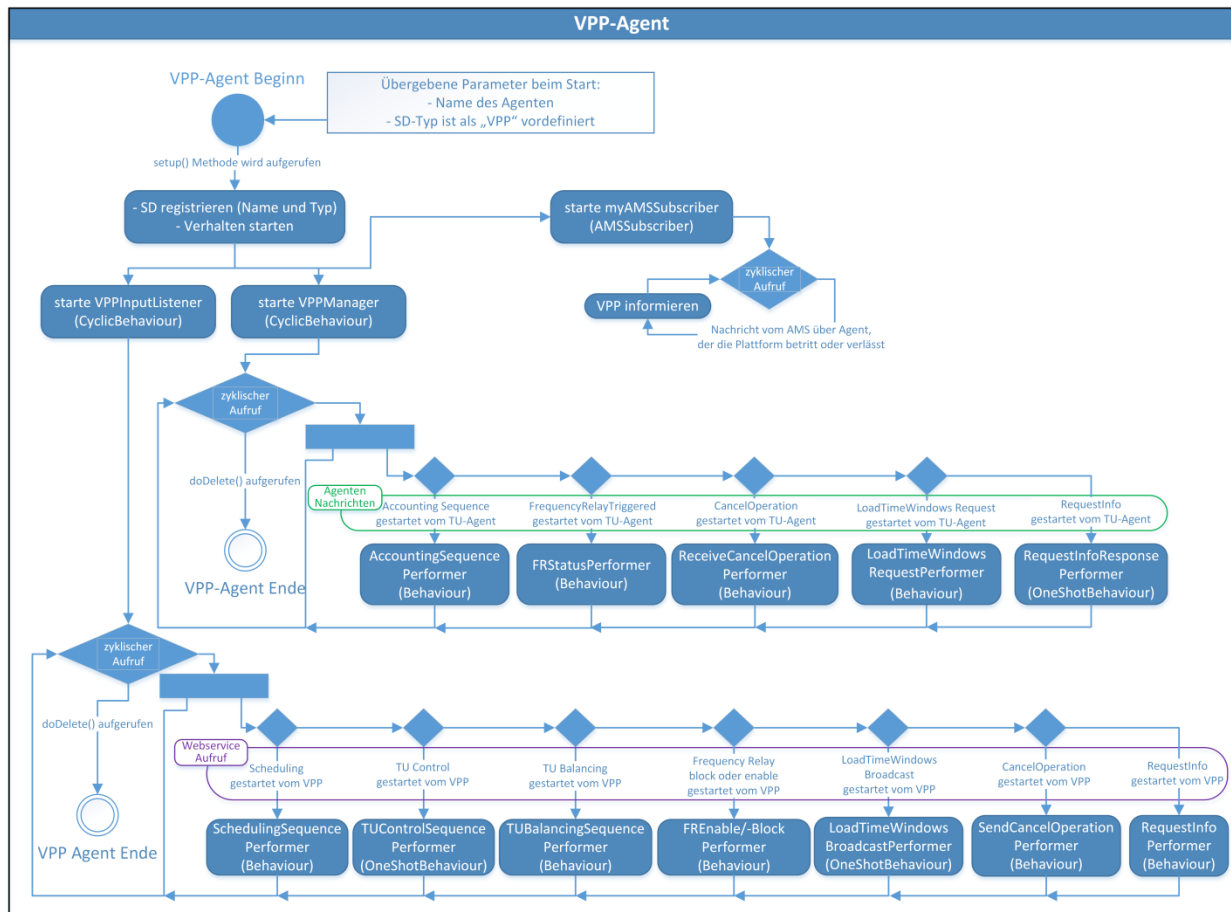


Abbildung 33: UML-Verhaltensdiagramm des VPP-Agenten

In Abbildung 33 ist das Verhalten des VPP-Agenten mit dem vom DR-Aggregator bzw. VPP-Management-System initiierten Verhalten (violett markiert) und den durch eine Agentenanfrage ausgelösten Verhalten (grün markiert) zu sehen. Bei Erzeugung eines VPP-Agenten registriert sich zunächst der Agent mit dem ihm zugewiesenen Namen und SD bei dem DF-Agenten, bevor dieser in zwei zyklische Verhalten übergeht. Der *VPPManager* ist ein *Cyclic Behaviour*, das alle einkommenden Nachrichten anderer Agenten (grün markiert) verwaltet und darauf reagiert, indem er ein weiteres Verhalten startet, das die Anfrage bearbeitet. Parallel dazu wird der *VPPManager* permanent weiter ausgeführt, um zusätzliche Nachrichten verarbeiten zu können. Der *VPPInputListener* ist ebenfalls ein *Cyclic Behaviour*, das auf Anfragen vom VPP-Management-System an die Webservice-Schnittstelle des Agenten reagiert und ein entsprechendes weiteres Verhalten startet, was die

Anfrage verarbeitet. Eine Besonderheit des VPP-Agenten ist das **AMSSubscriber**-Verhalten, das Funktionen des AMS-Agenten nutzt, um Informationen zur Agentenplattform (*Platform Events*) zu erhalten. So teilt der AMS-Agent dem VPP-Agent und damit dem VPP-Management-System mit, wenn ein Agent die Plattform verlässt (*dead-agent*) oder in einer Plattform erzeugt wird (*born-agent*).

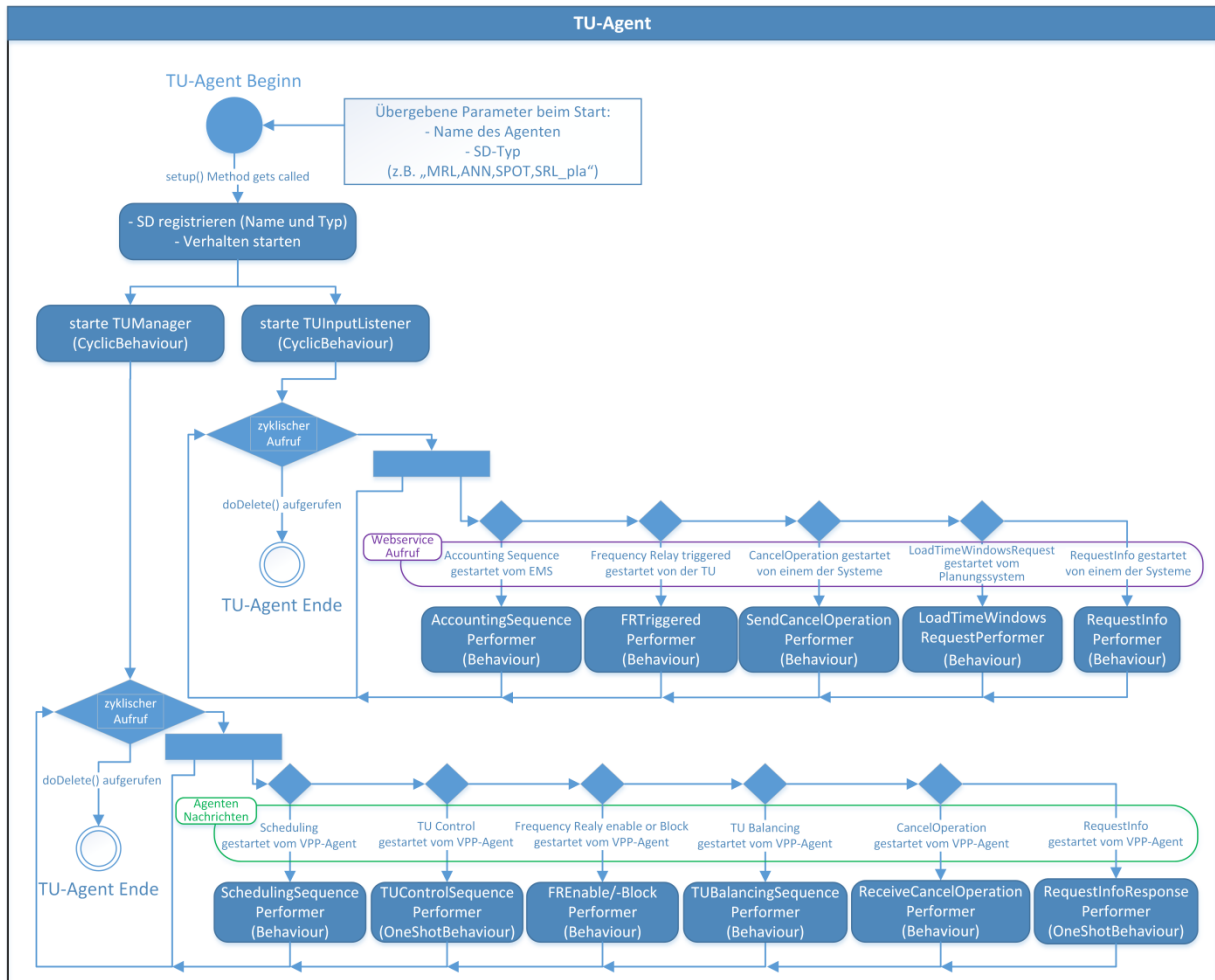


Abbildung 34: UML-Verhaltensdiagramm des TU-Agenten

Das in Abbildung 34 dargestellte Verhaltensdiagramm der TU-Agenten verhält sich analog zu dem VPP-Agenten. Auch hier werden dem Agenten beim Erzeugen Argumente übergeben, die in diesem Fall nicht nur den Namen repräsentiert, sondern auch die Marktfunktionen und ob es sich dabei um Teilfunktionen handelt. Auch dieser Agent teilt sich in einen **TUManager**, der Nachrichten vom VPP-Agenten verarbeitet und die entsprechenden Verhalten startet, und einen **TUInputListener**, der Anfragen von der Webservice-Schnittstelle des Planungssystems, der TU-Steuerung oder des Nachweissystems verarbeitet und das entsprechende Verhalten startet. Diese beiden Verhalten sind ebenfalls zyklisch und können parallel weitere Anfragen verarbeiten.

Details zu den einzelnen Verhalten, welche die Anfragen verarbeiten (*Performer*), werden im Rahmen der Agenteninteraktionen in Abschnitt 4.5 diskutiert.

4.3 Wissensmodell der Agenten

Die Wissensbasis eines Agenten lässt Rückschlüsse auf Verhaltensweisen und die Modellierung des Agenten zu. Tabelle 9 fasst die Attribute der hier verwendeten Agenten zusammen. Da die Agenten in diesem System als Schnittstelle zwischen DR-Aggregator und Flexibilitäten-Betreiber fungieren, werden viele Informationen als dynamische lokale Datensätze verwendet. Aus diesem Grund sind die Datensätze aus den Verhalten (*Performer*), beschrieben in Abschnitt 4.2, nicht in der Tabelle enthalten. Für die Rückschlüsse auf die benötigten Datensätze bzw. Wissensbasis der externen Systeme kann auf die API-Beschreibung im Anhang B zurückgegriffen werden.

Tabelle 9: Attribute des TU-Agenten und des VPP-Agenten

Attribut	Typ	Beschreibung
TU-Agent		
<i>AID</i>	AID	einzigartige Agenten-ID
L <i>name</i>	String	vollständiger Agentenname
L <i>localName</i>	String	lokaler Agentenname
<i>sd</i>	ServiceDescription	Services, die der Agent unterstützt
L <i>name</i>	String	Service-Namen
L <i>type</i>	String	Service-Typ
<i>codec</i>	Codec	Codec, den der Agent unterstützt
<i>ontology</i>	Ontology	Ontologie, den der Agent unterstützt
<i>tbj</i>	ThreadedBehaviourFactory	Klasse zur Erzeugung von dedizierten Java-Threads
VPP-Agent		
<i>AID</i>	AID	einzigartige Agenten-ID
L <i>name</i>	String	vollständiger Agentenname
L <i>localName</i>	String	lokaler Agentenname
<i>sd</i>	ServiceDescription	Services, die der Agent unterstützt
L <i>name</i>	String	Service-Namen
L <i>type</i>	String	Service-Typ
<i>codec</i>	Codec	Codec, den der Agent unterstützt
<i>ontology</i>	Ontology	Ontologie, den der Agent unterstützt
<i>idCounter</i>	long	Zähler zur Erstellung von Nachrichten IDs
<i>idPairsScheduling</i>	HashMap<String,String>	Datenpaare für die Nachrichtenzuordnung
<i>idPairsBalancing</i>	HashMap<String,String>	Datenpaare für die Nachrichtenzuordnung
<i>tbj</i>	ThreadedBehaviourFactory	Klasse zur Erzeugung von dedizierten Java-Threads

Ergänzend dazu sind im Anhang C die UML-Klassendiagramme zum VPP- und TU-Agent dargestellt.

4.4 Ontologie des Agentensystems

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird zusätzlich eine FIPA-konforme Ontologie entwickelt. Dies ist notwendig, um die semantischen Informationen, die in dieser Domäne einzigartig sind und genutzt werden, validieren zu können. Eine eigene Ontologie muss dafür Schemata für Prädikate, Agentenaktionen und Konzepte zur Verfügung stellen, die in der Domäne genutzt werden. Da die Agenten in diesem Agentensystem zu dieser spezifischen Domäne gehören, werden die entsprechenden Schemata in diesem Abschnitt erläutert. Es handelt sich dabei um die **VPP_DR_Ontology**, die beim Starten eines jeden Agenten automatisch registriert und verwendet wird.

Sie wird in folgende Schemata unterteilt:

Konzepte sind Ausdrücke, die zur Darstellung von Entitäten mit einer komplexen Struktur verwendet werden und durch ihre Attribute definiert sind. Zum Beispiel das VPP oder die TU. Als Konzepte können eigene Datensätze oder Basisschemata, die von JADE implementiert sind, wie Strings, Integer oder Byte-Sequenzen verwendet werden. Konzepte können nicht alleine genutzt werden, sondern werden in Prädikaten referenziert.

Prädikate sind Ausdrücke, die etwas über den Status in der Agentenumgebung aussagen. Sie können entweder wahr oder falsch sein.

Agentenaktionen sind besondere Konzepte, die auf Aktionen verweisen, die von dem VK oder der TU ausgeführt werden können.

Der hier entwickelten und in Abbildung 35 dargestellten Ontologie liegen die nachfolgenden Prädikate (gekennzeichnet durch *P 1-24*) und Agentenaktionen (gekennzeichnet durch *A 1-8*) zugrunde. Die Formatierung der dargestellten Ausdrücke basiert auf dem folgenden Schema:

```
(<Prädikat oder Agenten Aktion> (<Schema 1>: <Datentyp>//<erforderlich oder optional>
    (<Schema 2>: <Datentyp>//<erforderlich oder optional>), ... )
```

Die Auflistung sämtlicher Schemata ist in Anhang D zu finden. Zusätzlich ist zur Verdeutlichung die Agentenaktion A1 und das Prädikat P11 nachfolgend aufgeführt:

- **A1:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE* (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_TIME_BEGIN*: String // Mandatory) (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_TIME_END* : String // Mandatory))
- **P11:** (*BALANCINGSEQUENCE_INFORM* (*TUDATASET*: *TUDataSet*// Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))

Die Agentenaktion A1 *CFPSCHEDULINGSEQUENCE* soll eine Aktion bei dem empfangenden Agenten auslösen und übergibt zur korrekten Ausführung dieser Aktion zwei Schemata als String-Datentyp mit Informationen zum Start und Endzeitpunkt. Bei der Nutzung von Agentenaktionen sind im Regelfall

die auszuführen Agenten anzugeben, welche in JADE mit einem sog. *DummyAgent* belegt werden, falls der auszuführende Agent bzw. seine AID noch nicht bekannt sind.

Das Prädikat P11 *BALANCINGSEQUENCE_INFORM* ist eine Antwort eines Agenten mit aktuellen Statusinformationen. Für die Mitteilung des aktuellen Status wird das Konzept *TUDATASET*, das aus einer Reihe von Datenpunkten besteht (siehe Abbildung 35), genutzt. Diese Integer-Variablen erfüllen eine Marktanforderung (Tabelle 5: Nr. 6) und stammen aus der Statusmeldungen-Tabelle für den Regelleistungsmarkt (siehe Tabelle 6). Zwei Besonderheiten sind hierbei zu erwähnen. Zunächst ist der Datenpunkt „aFRR-Soll-Echo (Pool -> ÜNB)“ (in der Ontologie als *aFRRsetpoint*) von VPP in Richtung der TU zu übertragen und nicht entgegengesetzt wie die anderen Datenpunkte aus dem Konzept. Diese Variable wird im Normalfall nicht benötigt, weil diese Funktion von Agentenaktion A2 ausgeführt wird. Eine weitere Besonderheit, die dabei zu erwähnen ist, sind die Statusmeldungen zu den AL (siehe Tabelle 7). Diese haben kein dediziertes Konzept, damit die Nutzung von Prädikat P11 marktübergreifend einheitlich bleibt. Aus diesem Grund können die Statusmeldungen der AL auf die Statusmeldungen des RL-Markts abgebildet werden. Gleiches gilt für die verbleibenden Märkte oder Anforderungen des VPPs bezüglich zusätzlicher Datenpunkte. Diese können entweder auf die bestehenden Datenpunkte abgebildet werden oder das Konzept *TUDATASET* muss angepasst werden.

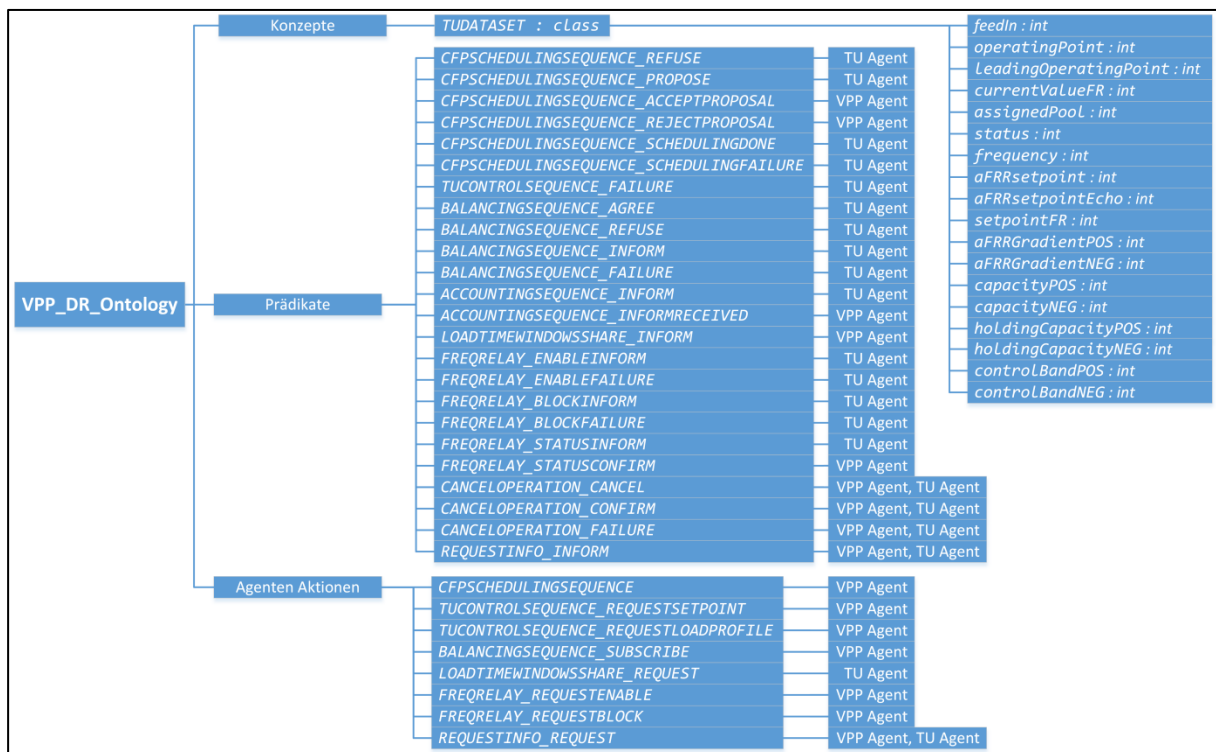


Abbildung 35: Ontologie des Agentensystems: VPP_DR_Ontology

Zusätzliche Informationen zur Semantik der Prädikate und Agentenaktionen sind, durch die enge Verflechtung mit den Agentennachrichten, in Abschnitt 4.5 (Interaktionen zwischen den Agenten) zu finden.

4.5 Interaktionen zwischen den Agenten

Das Verhalten des Agentensystems wird durch das Verhalten der einzelnen Agenten und die Interaktionen der Agenten untereinander bestimmt. In diesem Abschnitt soll das Verhalten des Agentensystems anhand der Kommunikationssequenzen und der ausgetauschten Nachrichten präzisiert werden. Dabei wird auf UML-Sequenzdiagramme und Beschreibungen der einzelnen Nachrichten der Agenten (in Anhang E in gesammelter Form), nach dem Schema in Tabelle 10, zurückgegriffen. Der FIPA-konforme Aufbau der hier verwendeten Nachrichten ist in der *FIPA Specification SC00061G* [112] noch einmal im Detail beschrieben. In diesem Kontext sind die Informationen wie der Mitteilungstyp (siehe SC00037J [113]), das sog. *Performative*, welches den Kommunikationstyp bestimmt (als einziger Parameter Pflicht) und weitere Parameter relevant. Diese Parameter sind *Sender*, *Empfänger*, *Content*, *Ontology* sowie *Conversation-id*, *Protocol* und der gegebenenfalls verwendete Parameter *Reply-by*. Der *Reply-by*-Parameter wird dann aufgeführt, wenn die Sequenz eine zeitliche Begrenzung bezüglich eines Rückmeldezeitpunkts hat, ansonsten wird der Parameter nicht verwendet. Zusätzlich liegen noch zwei regelmäßig als *Content* genutzte *Key-Value-Pairs*, der *tuName* und der *agentName*, vor. Der *tuName* wird als Referenz für die TU, die eine Aktion ausgeführt hat, eingesetzt und der *agentName* als zusätzliche Information der Ursprungsplattform (Debugging oder zum direkten Ansprechen eines Agenten) verwendet.

Tabelle 10: Aufbau der Agentennachrichten

Sequenzzugehörigkeit:	Sequenzzugehörigkeit (dies ist kein Message-Parameter, sie wird zur dokumentarischen Übersichtlichkeit aufgeführt)
Message Parameter	
Sender	Name (AID) des Senders der Mitteilung
Receiver	Name (AID) des Empfängers der Mitteilung
Performative	Beschreibt die Art des verwendeten Kommunikationsakts (siehe FIPA SC00037J)
Ontology	Die zugehörige Sprachdomäne, die der Agent beherrschen muss, um die Nachricht verstehen zu können
Ontology schema	Beschreibt das verwendete Schema aus der Ontologie
Protocol	Beschreibt die verwendete Interaktionssequenz (interaction protocol)
Conversation-id	Eindeutige Konversations-ID, um die laufende Kommunikationssequenz identifizieren zu können
Reply-by	Beschreibt den Zeitpunkt, bis zu dem der Empfänger auf die Nachricht geantwortet haben muss
Message Content	Der Inhalt der Nachricht bestehend aus <i>Key-Value-Pairs</i>

Die Kommunikationssequenzen sind aus den Anforderungen aus Abschnitt 2.5 abgeleitet und befassen sich somit mit der Beantwortung der ersten Detailfrage aus Abschnitt 2.5.2. Die Sequenzen zeigen jeweils die vier relevanten Entitäten für die Funktionalität des Agentensystems: das VPP-Management-System, den VPP-Agenten, den TU-Agenten und das zur Funktion relevante System des Flexibilitäten-Betreibers. Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 erläutert, unterscheiden sich die Funktionen, die notwendig sind je nach Marktfunktion, die der Agent abbilden soll. Hierbei gibt es keine funktionalen Restriktionen, wie bspw. welche Marktfunktion oder Ausprägung des SD verwendet werden kann. Ferner wird in diesem Abschnitt Bezug auf die Schnittstellen zwischen dem Agentensystem und den externen Systemen genommen. Die Details zur Implementierung dieser und zur Nutzung der Schnittstellen können der API-Beschreibung (siehe Anhang B) und dem Abschnitt 5.2 zur Implementierung der Schnittstellen entnommen werden.

4.5.1 Die Planungsphase

Basierend auf den Phasen der Flexibilitätennutzung, erläutert in Abschnitt 2.1.3, ist in Abbildung 36 die Realisierung der Planungsphase durch das Agentensystem grafisch aufbereitet. Es handelt sich hierbei um einen Auktionsmechanismus nach dem *FIPA-Contract-Net-Interaction-Protocol*.

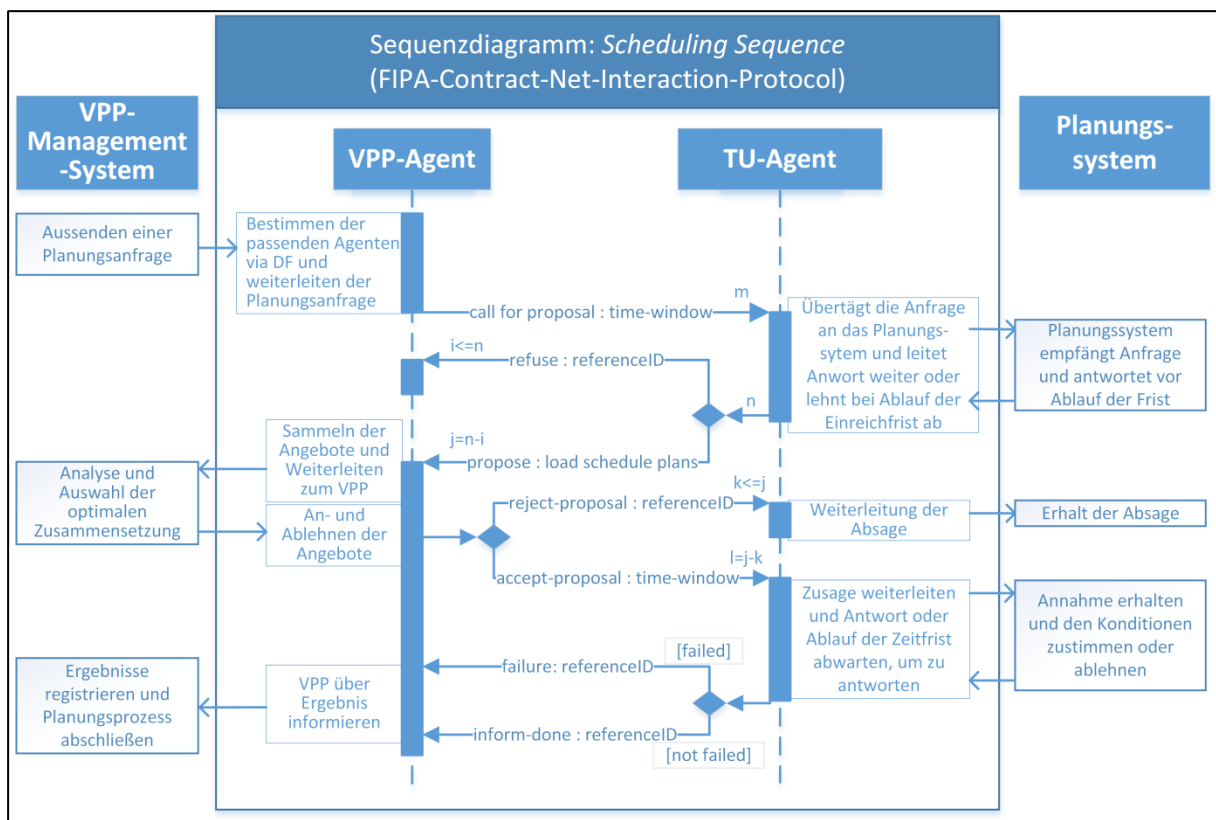


Abbildung 36: Sequenzdiagramm der Planungsphase

Initiiert wird die Planungsphase durch das VPP-Management-System und die Nutzung des entsprechenden Endpunkts (*/vpp-agent/scheduling_request*) der Schnittstelle zwischen dem VPP-Management-System und dem VPP-Agenten. Die notwendigen Parameter zum Initiieren des Prozesses sind *referenceID*, *serviceDescriptions*, *schedulingStart*, *schedulingEnd* und *expiration*. Die *referenceID* dient zur Identifikation des aktuellen Planungsvorgangs und wird durch den Initiator vorgegeben. Bei den folgenden Kommunikationen zwischen dem Agentensystem und dem VPP-Management-System wird die zur Initialisierung vergebene *referenceID* mit angegeben. Die *serviceDescriptions* geben die Marktfunktionen vor, die angesprochen werden sollen. Dabei sind Mehrfachangaben möglich und es wird automatisch bei dieser Planungsfunktion auch nach SDs gesucht, welche die „_pla“ Erweiterung besitzen. Die Parameter *schedulingStart* und *schedulingEnd* geben das Zeitfenster für den zu planenden Flexibilitäteneinsatz vor und der *expiration*-Parameter gibt den letztmöglichen Zeitpunkt zur Abgabe des Angebots an. Eine mögliche Anfrage könnte wie folgt aussehen:

```
referenceID : "scheduling-241220-15",
serviceDescriptions : "MRL, FLEX",
schedulingStart : "2020-12-24 12:00:00",
schedulingEnd : "2020-12-24 13:30:00",
expiration : "2020-12-23 18:00:00"
```

Der VPP-Agent erhält diese Daten und sucht auf Basis dieser Angaben über den DF zunächst die passenden Agenten. Diese werden anschließend mit der in Tabelle 11 dargestellten *Call-For-Proposal* (CFP)-Nachricht angeschrieben, was wiederum das *FIPA-Contract-Net-Interaction-Protocol* startet.

Tabelle 11: Planungsphase – CFP-Nachricht

Sequenzzugehörigkeit:	<i>Scheduling Sequence</i>
Message Parameter	
Sender:	VPP
Receiver:	TU
Performative:	CFP
Ontology:	VPP-DR-Ontology
Ontology schema:	<i>CFPSchedulingSequence</i>
Protocol:	Contract Net Interaction
Conversation-id:	"scheduling-"+(generated Number)
Reply-by	expirationDate : Date
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>schedulingStart</i>	<i>String</i>
<i>schedulingEnd</i>	<i>String</i>

Die benachrichtigten Agenten übertragen daraufhin die Informationen über die entsprechende Schnittstelle an das Planungssystem und warten auf die Rückmeldung von diesem, um mit der Sequenz fortzufahren. Das Planungssystem kann mit diesen Informationen die Verfügbarkeit prüfen, sie bewerten und mit einem entsprechenden Angebot antworten. Die Struktur und der Inhalt dieses Angebots sind nicht starr vom Agentensystem vorgegeben, sondern können durch die DR-Aggregatoren bestimmt werden, da diese mit unterschiedlichen Informationssätzen für die Planung ihres VPPs arbeiten. So kann dies bspw. eine XML-Datei mit Informationen zur verfügbaren Energieflexibilität, dem genauen Zeitrahmen und dem Preis für die Vorhaltung und dem Einsatz der Flexibilität sein. Diese Datei kann dann in einer Byte-Sequenz über einen entsprechenden Endpunkt als *schedulingPlan*-Parameter an das Agentensystem übertragen werden. Falls die Flexibilität nicht zur Verfügung steht, wird dies über einen anderen Endpunkt dem TU-Agenten mitgeteilt. Mit diesen Informationen leitet der TU-Agent das Angebot oder die Ablehnung des Angebots an den VPP-Agenten mit einer der in Tabelle 12 dargestellten Nachrichten weiter.

Tabelle 12: Planungsphase – Antworten der TU-Agenten auf die CFP-Anfrage

Sequenz-zugehörigkeit:	Scheduling Sequence	Sequenz-zugehörigkeit:	Scheduling Sequence
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	TU	Sender:	TU
Receiver:	VPP	Receiver:	VPP
Performative:	PROPOSE	Performative:	REFUSE
Ontology:	VPP-DR-Ontology	Ontology:	VPP-DR-Ontology
Ontology schema:	<i>CFPSchedulingSequence Propose</i>	Ontology schema:	<i>CFPSchedulingSequence Refuse</i>
Protocol:	Contract Net Interaction	Protocol:	Contract Net Interaction
Conversation-id:	"scheduling-"+(generated Number)	Conversation-id:	"scheduling-"+(generated Number)
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
<i>schedulingPlan</i>	<i>byte[]</i>	<i>agentName</i>	<i>String</i>
<i>agentName</i>	<i>String</i>	<i>tuName</i>	<i>String</i>
<i>tuName</i>	<i>String</i>		

Diese Nachrichten werden, nachdem alle Agenten geantwortet haben oder nach dem Ablauf der zuvor angekündigten *expiration*-Zeit, vom VPP-Management-System ausgewertet. Ein besonderer Augenmerk ist auf diese Funktion des Systems zu legen, da sie die Besonderheit der Agentenlösung hervorhebt. So ist hier das Zusammenspiel zwischen dem VPP-Management-System und dem VPP-Agenten zu betonen, da das VPP-Management-System die Datensätze zu den verfügbaren TUs einsammelt und anschließend durch die Optimierungsmechanismen der VPP-Betreiber die

bestmögliche Komposition aus den Angeboten zusammenstellt. Diese entkoppelte Architektur ermöglicht eine einfache Integration eines bestehenden VPP-Management-Systems. Nach der Einsatzoptimierung mithilfe der Angebote wird dem VPP-Agent über die entsprechende Schnittstelle mitgeteilt, welche TUs eine Zusage erhalten und welche bei den weiteren Betrachtungen nicht einbezogen werden. Dies geschieht unter Angabe zum genauen Zeitfenster des geplanten Einsatzes über den Endpunkt `/vpp-agent/scheduling_accept-proposal` oder bei Ablehnung des Angebots über den Endpunkt `/vpp-agent/scheduling_reject-proposal`. Der VPP-Agent teilt dies dementsprechend den TU-Agenten über die Nachrichten in Tabelle 13 mit.

Tabelle 13: Planungsphase – Annehmen und Ablehnen der TU-Angebote

Sequenz-zugehörigkeit:	Scheduling Sequence	Sequenz-zugehörigkeit:	Scheduling Sequence
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	VPP	Sender:	VPP
Receiver:	TU	Receiver:	TU
Performative:	ACCEPT_PROPOSAL	Performative:	REJECT_PROPOSAL
Ontology:	VPP-DR-Ontology	Ontology:	VPP-DR-Ontology
Ontology schema:	CFPSchedulingSequence Accept	Ontology schema:	CFPSchedulingSequence Reject
Protocol:	Contract Net Interaction	Protocol:	Contract Net Interaction
Conversation-id:	"scheduling-"+(generated Number)	Conversation-id:	"scheduling-"+(generated Number)
Message Content:			
Parameter	Value format		
<i>schedulingStart</i>	<i>String</i>		
<i>schedulingEnd</i>	<i>String</i>		

Zur Beendigung der Planungsphase werden die Zusagen oder Absagen an das Planungssystem weitergeleitet. Für den Fall eines angenommenen Angebots bestätigt das Planungssystem dem TU-Agenten über einen Schnittstellen-Endpunkt (`/erp-agent/scheduling_inform` oder `/erp-agent/scheduling_failure`) die Annahme der Angebotsdetails oder bei einer Störung oder einem Fehler die Ablehnung des Angebots. Der TU-Agent teilt das Ergebnis dann abschließend über eine der Nachrichten in Tabelle 14 dem VPP-Agenten und somit dem VPP-Management-System mit.

Tabelle 14: Planungsphase – Annehmen oder Ablehnen der Flexibilitätenplanung

Sequenz-zugehörigkeit:	Scheduling Sequence	Sequenz-zugehörigkeit:	Scheduling Sequence
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	TU	Sender:	TU
Receiver:	VPP	Receiver:	VPP
Performative:	INFORM	Performative:	FAILURE
Ontology:	VPP-DR-Ontology	Ontology:	VPP-DR-Ontology
Ontology schema:	CFPSchedulingSequence Done	Ontology schema:	CFPSchedulingSequence Failure
Protocol:	Contract Net Interaction	Protocol:	Contract Net Interaction
Conversation-id:	"scheduling-"+(generated Number)	Conversation-id:	"scheduling-"+(generated Number)
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
agentName	String	agentName	String
tuName	String	tuName	String

Da für einige DR-Märkte ein zweites Auktionsverfahren notwendig ist, kann diese in sich abgeschlossene Planungsphase beliebig oft wiederholt werden, bevor die nachfolgend erläuterte Aktivierungsphase gestartet wird.

4.5.2 Die Aktivierungsphase

Die Aktivierung einer Flexibilität kann durch verschiedene Mechanismen erfolgen – je nachdem, welche Marktfunktion diese unterstützt. Aus diesem Grund sind für AL, die über ein FR gesteuert werden, dedizierte Mechanismen notwendig. Außerdem ist bei der Aktivierung neben der Übertragung von neuen Steuerungsbefehlen auch die Übertragung des aktuellen Zustands notwendig, um die Steuerung zu überwachen und die Daten gegebenenfalls für den Nachweis der Erbringung zu nutzen.

4.5.2.1 TU-Aktivierungssequenzen

Zunächst werden zwei Aktivierungssequenzen, die für alle Marktfunktionen ausgenommen TUs verwendet werden, die als AL präqualifiziert sind, beschrieben. Diese zwei Sequenzen, die *TU-Control Sequence A* (siehe Abbildung 37) und die *TU-Control Sequence B* (siehe Abbildung 38), unterscheiden sich dabei in der Übertragung des Steuerungssignals. So wird in beiden Fällen die Anfrage zunächst über das VPP-Management-System initiiert. Bei der *TU Control Sequence A* wird dafür der TU-Name (*tuName*) und der neue Arbeitspunkt (*newSetpoint*) durch den entsprechenden Endpunkt der Schnittstelle (*/vpp-agent/control_newSetpoint*) übergeben.

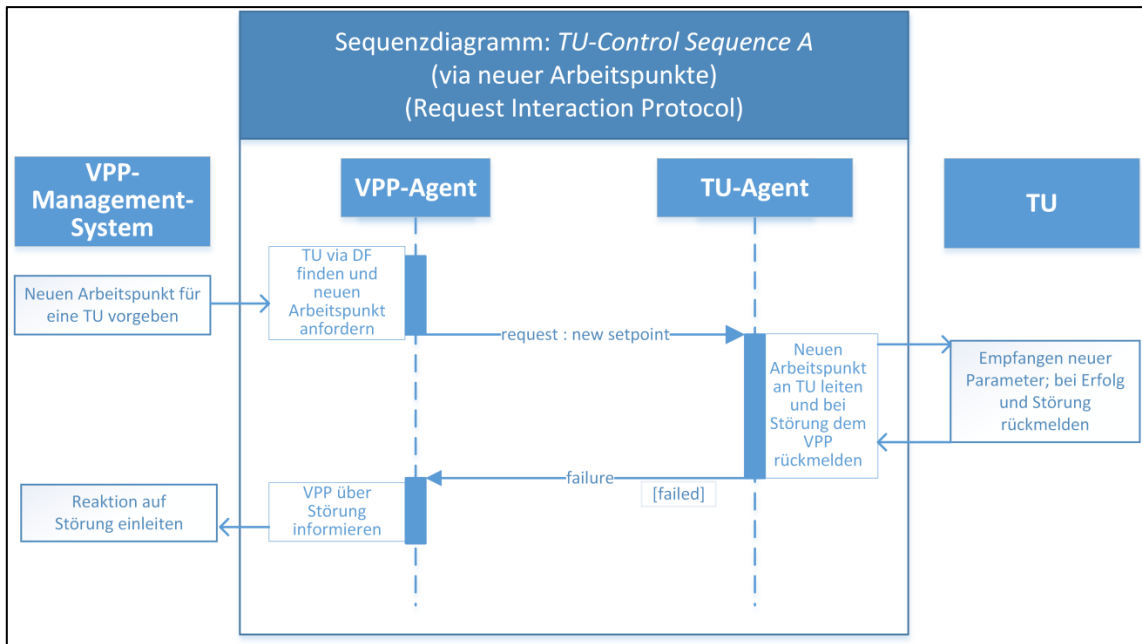


Abbildung 37: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – TU Control Sequence A

Für den Fall, dass der DR-Aggregator die TU nicht über eine Arbeitspunktvorgabe steuern kann und stattdessen andere Daten bzw. ein anderes Datenformat nutzen möchte, um bspw. einen bestimmten Lastgang vorzugeben (siehe 2.1.3), kann ein anderer Schnittstellen-Endpoint (*/vpp-agent/control_newLoadProfile*) genutzt werden, welcher die Übertragung einer Byte-Sequenz ermöglicht. Nachdem die entsprechende Schnittstelle verwendet wurde, um einen neuen Arbeitspunkt oder eine Byte-Sequenz zu übertragen, verlaufen die Sequenzen nahezu identisch.

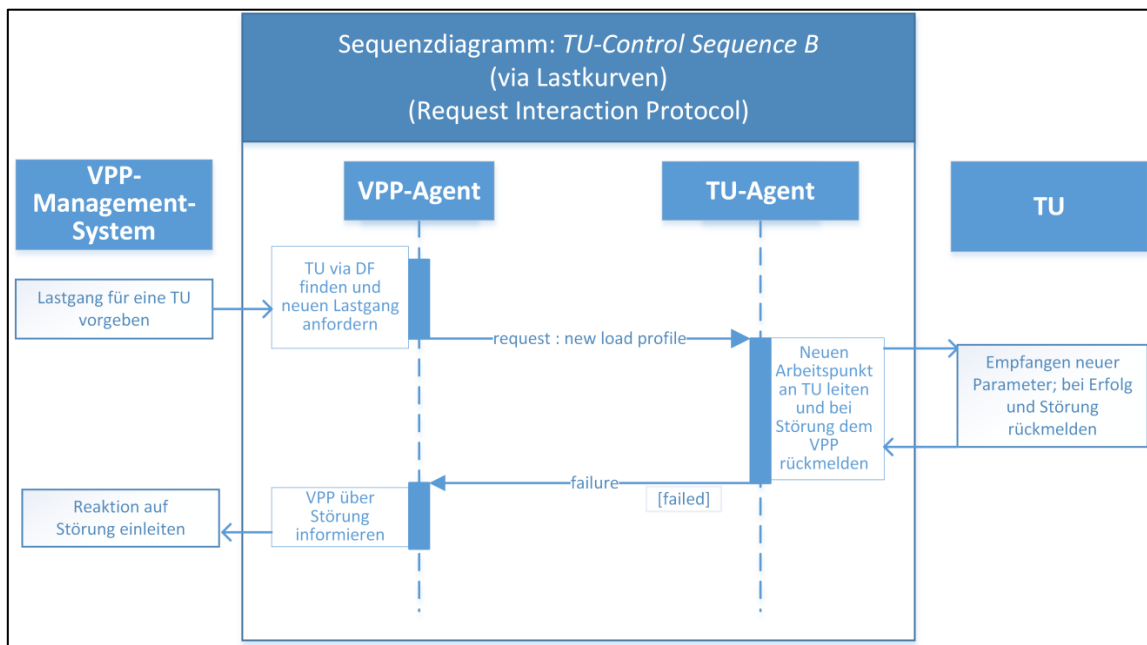


Abbildung 38: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – TU Control Sequence B

Der VPP-Agent sucht nachfolgend den passenden Agenten (vorher über den Parameter *tuName* durch die Schnittstelle mitgeteilt) via DF und überträgt mit einem Request die Steuerinformation an den TU-Agenten. Die entsprechende Nachricht dafür ist in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Aktivierungsphase – TU Control: Zwei Nachrichten zur Übertragung einer neuen Steuerinformation

Sequenz-zugehörigkeit:	TU-Control-Sequence A	Sequenz-zugehörigkeit:	TU-Control-Sequence B
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	VPP	Sender:	VPP
Receiver:	TU	Receiver:	TU
Performative:	REQUEST	Performative:	REQUEST
Ontology:	VPP_DR_Ontology	Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>TUControlSequence RequestSetpoint</i>	Ontology schema:	<i>TUControlSequence RequestLoadProfile</i>
Protocol:	custom request interaction	Protocol:	custom request interaction
Conversation-id:	"loadControl-"+(generated Number)	Conversation-id:	"loadControl-"+(generated Number)
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
<i>newSetpoint</i>	<i>Integer</i>	<i>newLoadProfile</i>	<i>byte[]</i>
<i>tuName</i>	<i>String</i>	<i>tuName</i>	<i>String</i>

Nach Erhalt der Steuerinformationen leitet der TU-Agent diese über die entsprechende Schnittstelle, mit der die TU angebunden ist, an die TU weiter. Die TU antwortet daraufhin die erfolgreiche oder nicht erfolgreiche Ausführung des Befehls an den TU-Agenten zurück. Dieser antwortet dem VPP-Agenten mit der in Tabelle 16 dargestellten Nachricht jedoch nur für den Fall, dass eine Störung vorliegt. Dies geschieht aus zwei Gründen. Zum einen, weil es bei der Übertragung der neuen Arbeitspunkte zu vielen Anfragen innerhalb eines kurzen Zeitraum kommen kann und eine Bestätigung der erfolgreichen Durchführung eine signifikant erhöhte Nachrichtenauslastung für das Agentensystem bedeuten würden. Zum anderen ist die Information über eine erfolgreiche Ausführung des Steuerungsbefehls über die Sequenz zur Statusübertragung, die im Anschluss beschrieben wird, bereits vorhanden, was eine Bestätigung des Befehls an dieser Stelle redundant machen würde.

Tabelle 16: Aktivierungsphase – TU Control: Übertragung einer neuen Steuerinformation

Sequenzzugehörigkeit:	TU-Control-Sequence
Message Parameter	
Sender:	TU
Receiver:	VPP
Performative:	FAILURE
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>TUControlSequenceFailure</i>
Protocol:	custom protocol (not FIPA)
Conversation-id:	"loadControl-"+(generated Number)
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>agentName</i>	<i>String</i>
<i>tuName</i>	<i>String</i>

4.5.2.2 Sequenz zur Statusübertragung

Um die aktuellen Statusinformationen der TU zu erhalten und zu überwachen (Tabelle 5: Nr. 6) kann die *Balancing Sequence* (siehe Abbildung 39) verwendet werden. Sie setzt das *FIPA Subscribe Iteration Protocol* um und sorgt für die Übertragung aktueller Statusinformationen (wie Echtzeitdaten oder Meldungen) der TU. Über diese Funktion kann eine Statusübertragung einer TU zu jeder Minute angefordert werden oder eine Echtzeitinformationsübertragung jede Sekunde. Die Frequenz der Informationsübertragung kann beliebig über einen Parameter (*balancingUpdateRate*) gewählt werden. Auch diese Sequenz wird im ersten Schritt vom VPP-Management-System initiiert. Der Zeitpunkt dafür kann beliebig vor der eigentlichen Nutzung sein. Zum Initiieren muss die gewünschte TU angegeben werden, der Startzeitpunkt, ab dem die Daten übermittelt werden sollen, der Endzeitpunkt zur Datenübertragung und die Aktualisierungsrate in Millisekunden. Ein Datensatz zur Initiierung dieses Vorgangs kann wie folgt aussehen:

```
balancingTUName : "TU-EMDEN-CompanyXY-ProcessZ",
balancingStart : "2020-12-24 12:30:00",
balancingEnd : "2020-12-24 13:30:00",
balancingUpdateRate : 1000,
balancingReferenceID : "balancingSequence22"
```

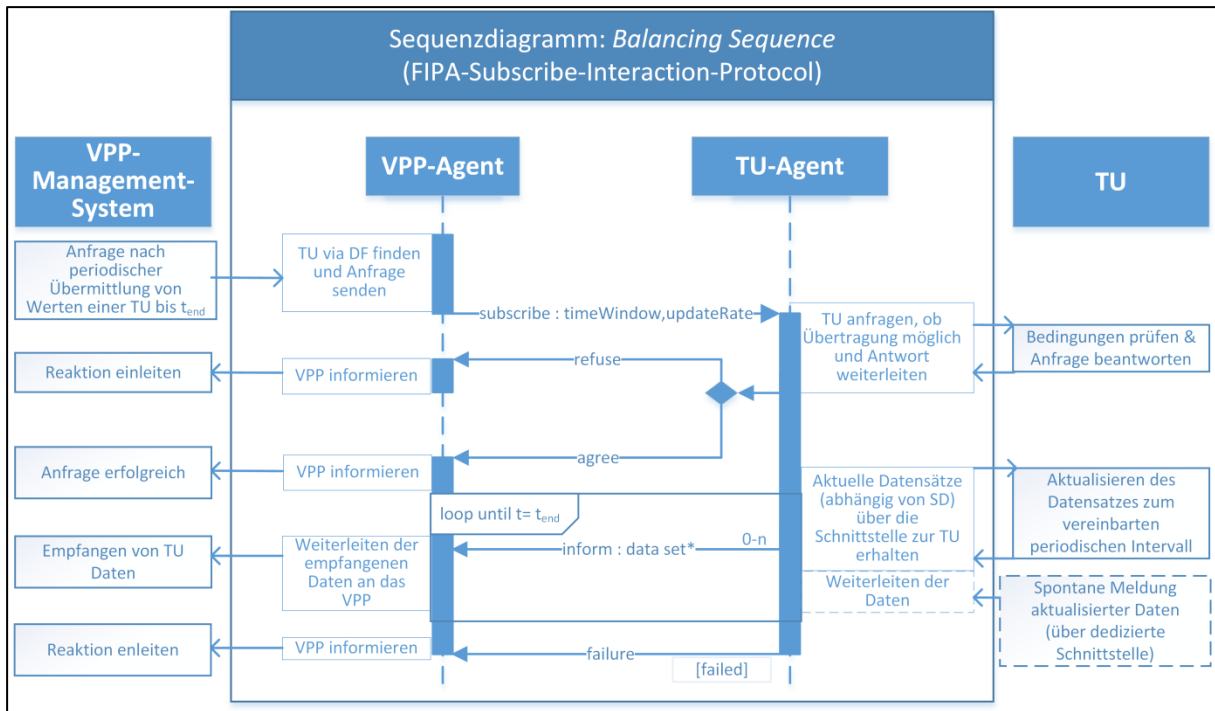


Abbildung 39: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Übertragung der Statusinformationen Balancing Sequence

Der VPP-Agent empfängt und verwendet die übertragenden Daten, um den passenden TU-Agenten durch den DF zu finden und diesem eine *Subscribe*-Nachricht (siehe Tabelle 17) zu senden. Diese erhält die bereits erwähnten Initiierungsparameter und startet das *FIPA Subscribe Interaction Protocol*.

Tabelle 17: Aktivierungsphase – Balancing: Subscribe-Anfrage zum Starten einer Datenübertragung

Sequenzzugehörigkeit:	Balancing-Sequence
Message Parameter	
Sender:	VPP
Receiver:	TU
Performative:	SUBSCRIBE
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	BalancingSequenceSubscribe
Protocol:	Subscribe Interaction Protocol
Conversation-id:	"balancing-" + (generated Number)
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>balancingStart</i>	String
<i>balancingEnd</i>	String
<i>tuName</i>	String
<i>updateRate</i>	Integer

Diese Daten werden dann an die TU übergeben, wo sie anschließend ausgewertet und durch die TU mit einer Zustimmung oder Ablehnung zur Datenübertragung beantwortet werden. Der TU-Agent antwortet mit diesen Informationen dem VPP-Agenten (siehe Tabelle 18) und der VPP-Agent kann darauf entsprechend reagieren.

Tabelle 18: Aktivierungsphase – Balancing: Antwort des TU-Agenten auf die Subscribe-Anfrage

Sequenz-zugehörigkeit:	Balancing-Sequence	Sequenz-zugehörigkeit:	Balancing-Sequence
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	TU	Sender:	TU
Receiver:	VPP	Receiver:	VPP
Performative:	AGREE	Performative:	REFUSE
Ontology:	VPP_DR_Ontology	Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>BalancingSequenceAgree</i>	Ontology schema:	<i>BalancingSequenceRefuse</i>
Protocol:	Subscribe Interaction Protocol	Protocol:	Subscribe Interaction Protocol
Conversation-id:	"balancing-"+(generated Number)	Conversation-id:	"balancing-"+(generated Number)
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
agentName	<i>String</i>	agentName	<i>String</i>
tuName	<i>String</i>	tuName	<i>String</i>

Falls die TU der *Subscribe-Anfrage* zugestimmt hat, ist die Sequenz nicht beendet und es folgt zum vereinbarten Zeitpunkt die wiederkehrende Datenübertragung, die in Abhängigkeit davon, welche Marktfunktion unterstützt wird (siehe auch die Besonderheiten zu den Statusmeldungen in Abschnitt 4.4), die Klasse *TUDataSet* (siehe Abbildung 35) anders verwendet. Der TU-Agent hat zuvor mit der Zustimmung der *Subscribe-Anfrage* einen Java *TimerTask* gestartet, der in Abhängigkeit der Aktualisierungsrate die Schnittstellen des TU-Agenten abfragt, neue Datensätze empfängt und diese dann als *Inform-Nachricht* (siehe Tabelle 19) an den VPP-Agenten übermittelt. Falls es zu einer Störung kommt, kann die TU dies über einen entsprechenden Endpunkt der Schnittstelle mitteilen, was den TU-Agenten dies wiederum über eine *failure-Nachricht* (siehe Tabelle 19) an den VPP-Agenten mitteilen lässt und gleichzeitig die regelmäßige Übertragung beendet. Der VPP-Agent leitet beide Informationen an das VPP-Management-System weiter. Bei der Datenübertragung gibt es aber noch eine Besonderheit aufgrund einer Anforderung (siehe Nr. 6 in Tabelle 5). Diese muss für Meldungen bei AL auch spontan erfolgen können. Aus diesem Grund gibt es einen zusätzlichen Endpunkt auf der Seite des TU-Agenten, der bei Nutzung eine spontane Meldungsübertragung außerhalb der festen Aktualisierungsrate vornimmt. Die Nachrichten für die entsprechende Informationsübertragung sind in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Aktivierungsphase – Balancing: Übertragung der Statusinformationen

Sequenz-zugehörigkeit:	Balancing-Sequence	Sequenz-zugehörigkeit:	Balancing-Sequence
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	TU	Sender:	TU
Receiver:	VPP	Receiver:	VPP
Performative:	INFORM	Performative:	FAILURE
Ontology:	VPP_DR_Ontology	Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	BalancingSequenceInform	Ontology schema:	BalancingSequenceFailure
Protocol:	Subscribe Interaction Protocol	Protocol:	Subscribe Interaction Protocol
Conversation-id:	"balancing-"+(generated Number)	Conversation-id:	"balancing-"+(generated Number)
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
<i>TUDataSet</i>	<i>TUDataSet (concept class)</i>	<i>agentName</i>	<i>String</i>
<i>agentName</i>	<i>String</i>	<i>tuName</i>	<i>String</i>
<i>tuName</i>	<i>String</i>		

4.5.2.3 AL-spezifische Sequenzen

Eine weitere Besonderheit des AL-Markts ist der mögliche Einsatz von Frequenzrelais (FR) und die Steuerung dieser – eine Anforderung an das Agentensystem (siehe Nr. 8 in Tabelle 5). Aus diesem Grund sind zur Nutzung im Rahmen der Aktivierungsphase drei weitere Sequenzen implementiert. Die Sequenz *FreqRelayEnable* (siehe Abbildung 40) ist zur Aktivierung des FR notwendig, die *FreqRelayBlock* (siehe Abbildung 41) ist zur Blockierung des FR notwendig und die *FreqRelayStatus* (siehe Abbildung 42) ist für die Statusmeldung, dass das FR ausgelöst worden ist, notwendig.

Die Sequenz zum Aktivieren des FR (*FreqRelayEnable*) wird vom VPP-Management-System durch die Nutzung des Endpunkts */vpp-agent/freqRelay_enable* und die Übergabe des TU-Namens initiiert. Mit dieser Information sendet der VPP-Agent, nachdem er den passenden Agenten durch den DF gefunden hat, dem entsprechenden TU-Agenten eine *Request*-Nachricht.

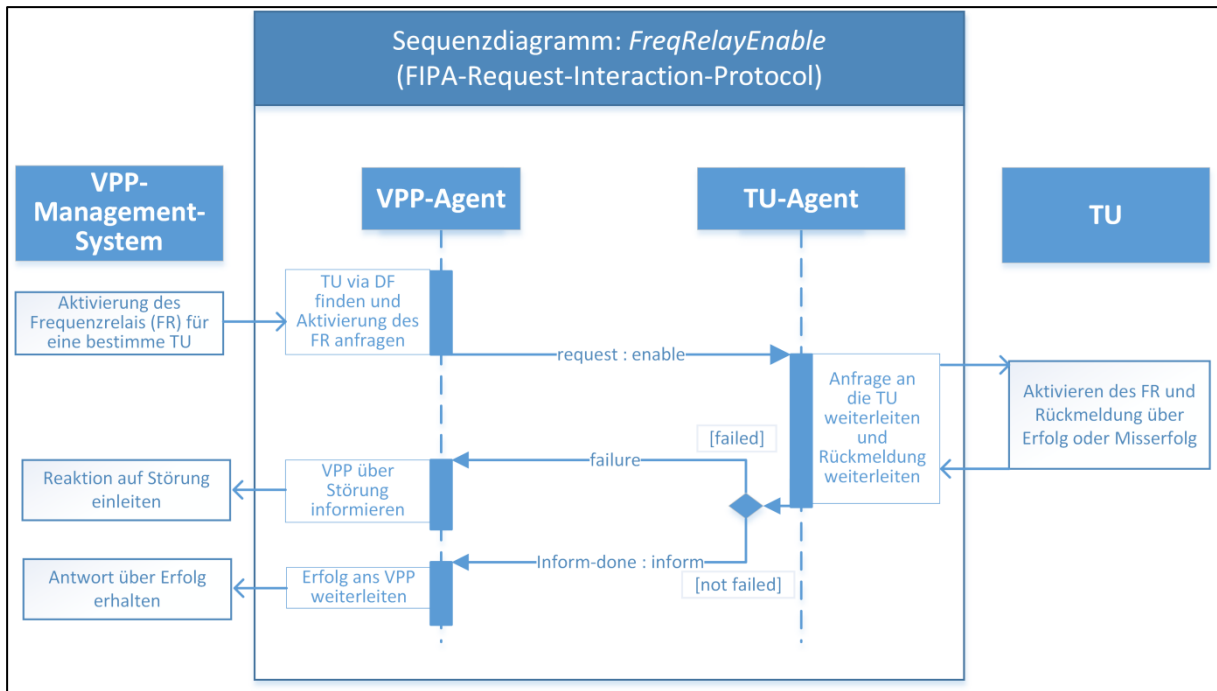


Abbildung 40: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Aktivierung des FR

Auf die *Request*-Anfrage in Tabelle 20 reagiert der TU-Agent mit der Weiterleitung der Anfrage an die TU, welche in diesem Fall das FR repräsentiert.

Tabelle 20: Aktivierungsphase – FreqRelayEnable: Aktivierungsanfrage

Sequenzzugehörigkeit:	FreqRelayEnable
Message Parameter	
Sender:	VPP
Receiver:	TU
Performative:	REQUEST
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>FreqRelayEnableRequest</i>
Protocol:	Request Interaction Protocol
Conversation-id:	"FREnable-" + (generated Number)
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>tuName</i>	<i>String</i>

Die TU bestätigt darauf die erfolgreiche Aktivierung oder meldet eine Störung für den Fall, dass eine Aktivierung nicht möglich ist. Diese Information wird über eine Schnittstelle an den TU-Agenten weitergeleitet, der dann dem VPP-Agenten die entsprechende Antwortnachricht aus Tabelle 21 zukommen lässt.

Tabelle 21: Aktivierungsphase – FreqRelayEnable: Antworten auf die Aktivierungsanfrage

Sequenzzugehörigkeit:	FreqRelayEnable	Sequenzzugehörigkeit:	FreqRelayEnable
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	TU	Sender:	TU
Receiver:	VPP	Receiver:	VPP
Performative:	INFORM	Performative:	FAILURE
Ontology:	VPP_DR_Ontology	Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	FreqRelayEnableInform	Ontology schema:	FreqRelayEnableFailure
Protocol:	Request Interaction Protocol	Protocol:	Request Interaction Protocol
Conversation-id:	"FREnable-" + (generated Number)	Conversation-id:	"FREnable-" + (generated Number)
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
agentName	String	agentName	String
tuName	String	tuName	String

Analog zu der FR-Aktivierung ist die Blockierung des FRs realisiert (siehe Abbildung 41). Auch hier initiiert das VPP-Management-System via Endpunkt (`/vpp-agent/freqRelay_block`) mit dem TU-Namen die Sequenz.

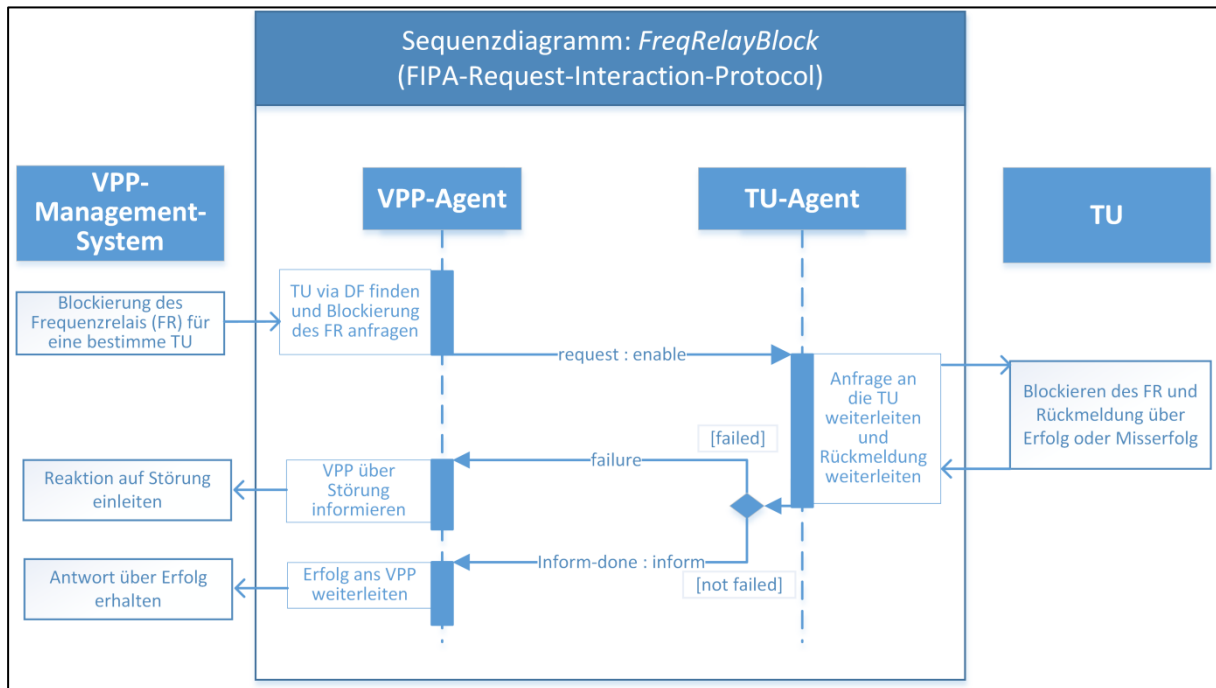


Abbildung 41: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Blockierung des FR

Der VPP-Agent sendet hierbei ein Request (siehe Tabelle 22) an den TU-Agenten, um das FR zu blockieren.

Tabelle 22: Aktivierungsphase – FreqRelayBlock: Blockierungsbefehl an das FR

Sequenzzugehörigkeit:	FreqRelayBlock
Message Parameter	
Sender:	VPP
Receiver:	TU
Performative:	REQUEST
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>FreqRelayBlockRequest</i>
Protocol:	Request Interaction Protocol
Conversation-id:	"FRBlock-" + (generated Number)
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>tuName</i>	<i>String</i>

Auch hierbei leitet der TU-Agent über die entsprechende Schnittstelle die Information weiter an das FR und reagiert auf die Rückmeldung mit einer entsprechenden Antwort an den VPP-Agenten (siehe Tabelle 23).

Tabelle 23: Aktivierungsphase – FreqRelayBlock: Antworten auf den Blockierungsbefehl

Sequenz-zugehörigkeit:	FreqRelayBlock	Sequenz-zugehörigkeit:	FreqRelayBlock
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	TU	Sender:	TU
Receiver:	VPP	Receiver:	VPP
Performative:	INFORM	Performative:	FAILURE
Ontology:	VPP_DR_Ontology	Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>FreqRelayBlockInform</i>	Ontology schema:	<i>FreqRelayBlockFailure</i>
Protocol:	Request Interaction Protocol	Protocol:	Request Interaction Protocol
Conversation-id:	"FRBlock-" + (generated Number)	Conversation-id:	"FRBlock-" + (generated Number)
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
<i>agentName</i>	<i>String</i>	<i>agentName</i>	<i>String</i>
<i>tuName</i>	<i>String</i>	<i>tuName</i>	<i>String</i>

Eine weitere Funktion aus den Anforderungen ist die Notwendigkeit, die Auslösung eines Frequenzrelais mitzuteilen. Diese Funktion ist über die Sequenz in Abbildung 42 realisiert. Diese *FreqRelayStatus*-Sequenz wird im Gegensatz zu den anderen FR-betreffenden Sequenzen von der TU

bzw. dem FR initiiert, wenn bei diesem eine Auslösung stattgefunden hat. Dies kann über den Endpunkt `/vpp-agent/freqRelay_confirm` mit der Information über die TU (`tuName`) dem TU-Agenten mitgeteilt werden.

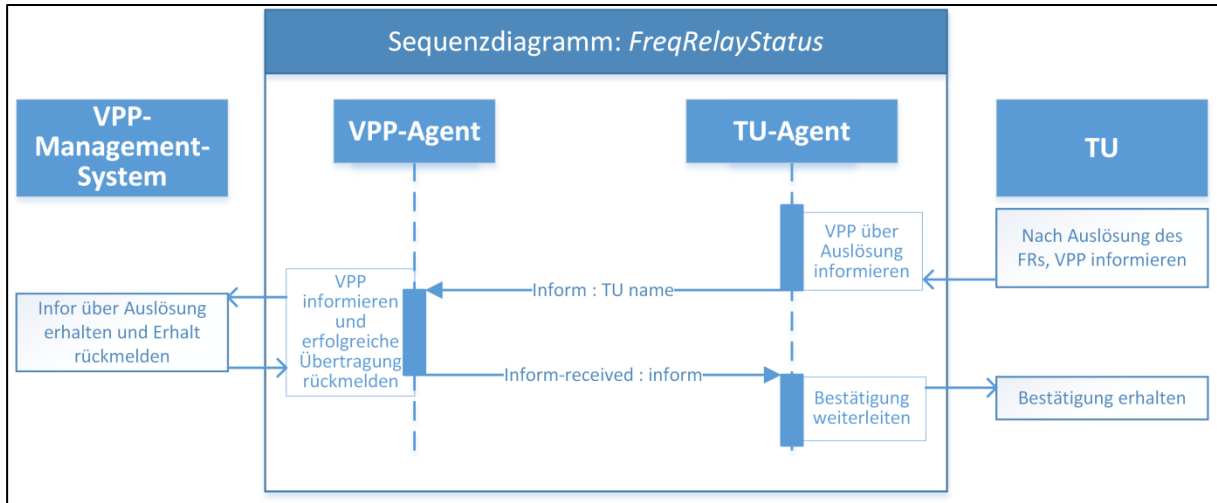


Abbildung 42: Sequenzdiagramm der Aktivierungsphase – Statusmeldung bei Auslösung des FR

Der TU-Agent versendet daraufhin eine *Inform*-Nachricht (siehe Tabelle 24) an den VPP-Agenten, welcher die Information an das VPP-Management-System weiterleitet.

Tabelle 24: Aktivierungsphase – FreqRelayStatus: Statusmeldung bei Auslösung

Sequenzzugehörigkeit:	FreqRelayStatus
Message Parameter	
Sender:	TU
Receiver:	VPP
Performative:	INFORM
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>FreqRelayStatusInform</i>
Protocol:	custom protocol (not FIPA)
Conversation-id:	<i>frequencyRelayTriggered</i>
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>tuName</i>	<i>String</i>
<i>agentName</i>	<i>String</i>

Das VPP-Management-System bestätigt dem VPP-Agenten den Erhalt der Nachricht, der wiederum die Bestätigungsnachricht (siehe Tabelle 25) mit einem *Inform Performative* an den TU-Agenten zurücksendet.

Tabelle 25: Aktivierungsphase – FreqRelayStatus: Bestätigung der Statusmeldung

Sequenzzugehörigkeit:	FreqRelayStatus
Message Parameter	
Sender:	TU
Receiver:	VPP
Performative:	INFORM
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	FreqRelayStatusInform
Protocol:	custom protocol (not FIPA)
Conversation-id:	frequencyRelayTriggered
Message Content:	
Parameter	Value format
tuName	String
agentName	String

Der TU-Agent leitet diese Nachricht zur Bestätigung einer erfolgreichen Statusmeldungsübertragung und zum Abschluss der Sequenz an die TU weiter.

4.5.3 Die Abrechnungsphase

Damit die Erbringung der Flexibilität nachgewiesen werden kann, gibt es zwei Herangehensweisen. Entweder wird über den *Balancing-Sequence*-Mechanismus (siehe Abbildung 39) ein Nachweis zur Erbringung erstellt oder es kann separat ein Erbringungsnachweis erstellt werden, der dann im Anschluss an die Erbringung übertragen wird. Für Letzteres ist auf die *Accounting Sequence* zurückzugreifen (siehe Abbildung 43).

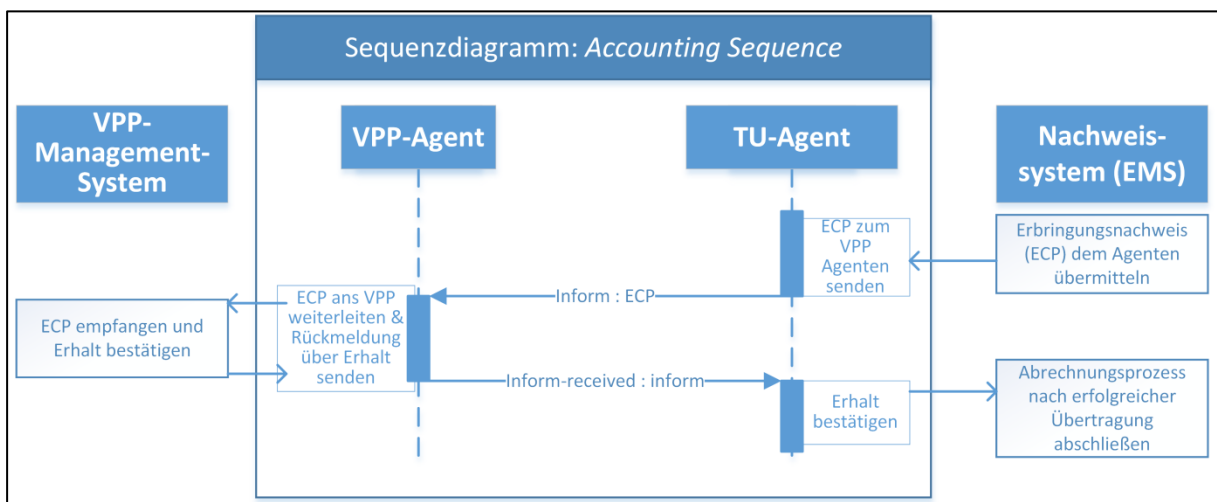


Abbildung 43: Sequenzdiagramm der Abrechnungsphase

Initiiert wird die Sequenz durch das Nachweisystem wie bspw. ein EMS, indem über den entsprechenden Endpunkt der Schnittstelle (`/ems-agent/accounting_energyConsumptionProfile`) der

Nachweis (bspw. in Form einer Zeitreihe) als Byte-Sequenz an den TU-Agenten übertragen wird. Nach erfolgreichem Hochladen des Nachweises kann dieser über den Endpunkt */ems-agent/accounting_energyConsumptionProfileUploaded* zur Weitersendung freigegeben werden. Der TU-Agent versendet den Nachweis daraufhin mit einer *Inform*-Nachricht (siehe Tabelle 26) an den VPP-Agenten.

Tabelle 26: Abrechnungsphase – Nachricht zum Versenden des Erbringungsnachweises

Sequenzzugehörigkeit:	Accounting-Sequence
Message Parameter	
Sender:	TU
Receiver:	VPP
Performative:	INFORM
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>AccountingSequenceInform</i>
Protocol:	Inform
Conversation-id:	"accountingInform"
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>energyConsumptionProfile</i>	<i>byte[]</i>
<i>agentName</i>	<i>String</i>
<i>tuName</i>	<i>String</i>

Der VPP-Agent leitet die Informationen an das VPP-Management-System weiter und erhält bei erfolgreicher Übertragung eine Bestätigung. Die Bestätigung wird über eine weitere *Inform*-Nachricht (siehe Tabelle 27) dem TU-Agenten mitgeteilt. Dieser leitet die Information dem Nachweissystem weiter, was die Sequenz beendet. Bei Misslingen kann die Sequenz wiederholt werden.

Tabelle 27: Abrechnungsphase – Nachricht zum Bestätigen des Erhalts des Erbringungsnachweises

Sequenzzugehörigkeit:	Accounting-Sequence
Message Parameter	
Sender:	VPP
Receiver:	TU
Performative:	INFORM
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>AccountingSequenceInformReceived</i>
Protocol:	Inform
Conversation-id:	"accountingInform"
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>tuName</i>	<i>String</i>

4.5.4 Mitteilung der Zeitfensterbekanntgabe

Der in Abschnitt 2.1.2.6 behandelte Mechanismus der atypischen Netznutzung gibt die Hochlast- und Niedriglastzeitfenster bekannt und ist ebenfalls in diesem Agentensystem implementiert. Die Funktion wurde über die Sequenz in Abbildung 44 realisiert. Dabei werden einem Teilnehmer, der dem VPP-Pool neu beigetreten ist, auf Anfrage die aktuellen Hochlast- und Niedriglastzeitfenster mitgeteilt.

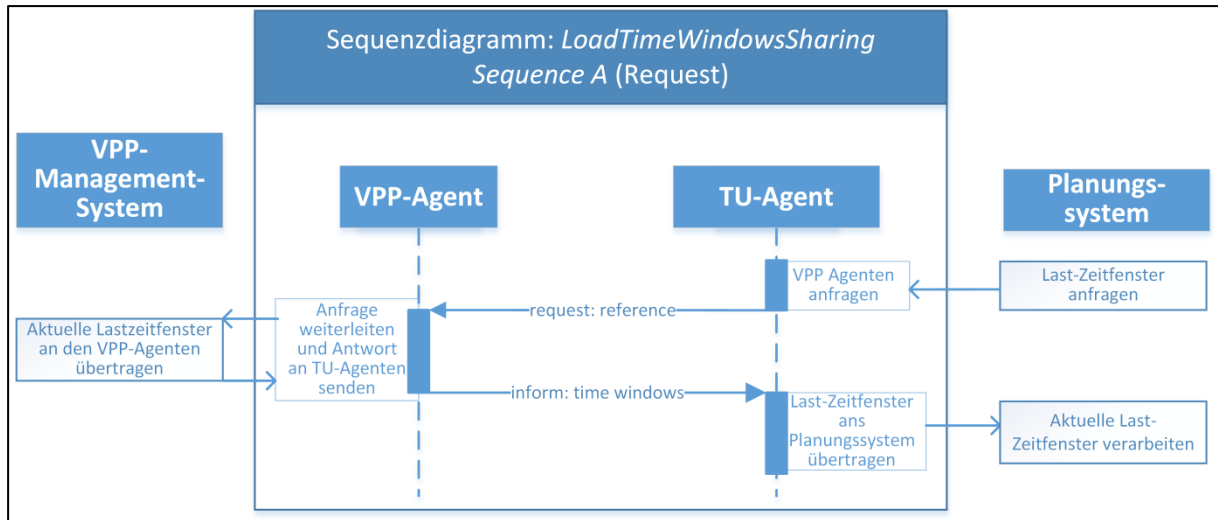


Abbildung 44: Sequenzdiagramm der Zeitfensterbekanntgabe als Auslösung durch eine Anfrage

Initiiert wird dies über das Planungssystem des Flexibilitäten-Betreibers. Über einen entsprechenden Endpunkt (*Verp-agent/loadTimeWindows_request*) mit der Übergabe einer Zeichenkette über den Tarif, der angefragt wird (*loadTimeWindowsReference*), formuliert der TU-Agent eine entsprechende *Request*-Nachricht (siehe Tabelle 28), mit der die aktuellen Zeiten angefordert werden.

Tabelle 28: Zeitfensterbekanntgabe – Nachricht als Anfrage zur Übermittlung der aktuellen Zeitfenster

Sequenzzugehörigkeit:	LoadTimeWindowsSharing-Sequence
Message Parameter	
Sender:	TU
Receiver:	VPP
Performative:	REQUEST
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	LoadTimeWindowsShareRequest
Protocol:	custom protocol (not FIPA)
Conversation-id:	"loadTimeWindows"
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>loadTimeWindowsReference</i>	String

Nach Weiterleitung dieser Anfrage durch den VPP-Agenten antwortet das VPP-Management-System mit den geforderten Daten, was es dem VPP-Agenten ermöglicht, mit einer Nachricht (siehe Tabelle 29) zu den Zeitfenstern dem TU-Agenten zu antworten.

Tabelle 29: Zeitfensterbekanntgabe – Nachricht als Übermittlung der aktuellen Zeitfenster an eine oder mehrere TUs

Sequenzzugehörigkeit:	LoadTimeWindowsSharing-Sequence
Message Parameter	
Sender:	VPP
Receiver:	TU
Performative:	INFORM
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	LoadTimeWindowsShareInform
Protocol:	custom protocol (not FIPA)
Conversation-id:	"loadTimeWindows"
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>loadTimeWindowsReference</i>	String
<i>windowHighBegin</i>	String
<i>windowHighEnd</i>	String
<i>windowLowBegin</i>	String
<i>windowLowEnd</i>	String

Eine weitere Möglichkeit, neue Zeitfenster bekannt zu geben, ist eine Meldung an alle entsprechenden Agenten, initiiert vom VPP-Management-System. Über den entsprechenden Endpunkt des Agentensystems (*/vpp-agent/loadTimeWindows_broadcast*) kann eine Broadcast-Nachricht an alle Agenten, die mit der Marktfunktion ANN als SD-Typ beim DF registriert sind, weitergeleitet werden. Dies geschieht ebenfalls über die Nachricht in Tabelle 29, die vom TU-Agenten empfangen wird und an das Planungssystem weitergeleitet wird.

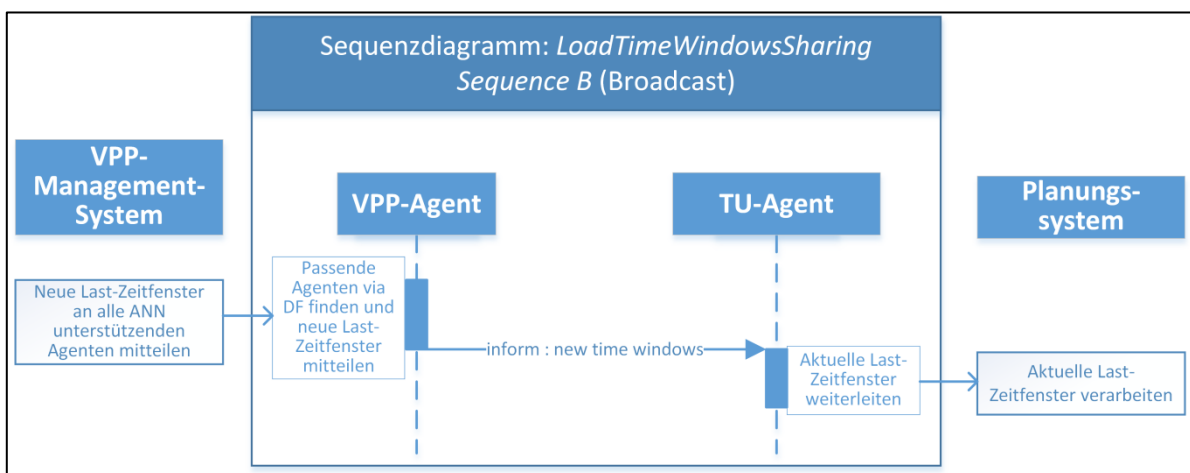


Abbildung 45: Sequenzdiagramm der Zeitfensterbekanntgabe als Mitteilung neuer Zeitfenster an alle passenden TUs

4.5.5 Weitere Funktionen

Um die Nutzbarkeit des Systems zu erhöhen, gibt es drei weitere Funktionen, die implementiert sind und in diesem Abschnitt beschrieben werden. So ist zum einen eine Funktion implementiert (**RequestInfo Sequence**), die es einem Agenten ermöglicht, Daten zu einem anderen Agenten zu erhalten, was auch zum Testen der Verbindung zwischen VPP-Agent und TU-Agent genutzt werden kann. Eine weitere Funktion ist die nachträgliche Mitteilung über eine Störung bzw. Fehlfunktion und die damit einhergehende voraussichtliche Nichteinhaltung einer zuvor vereinbarten Operation mithilfe der **CancelOperation Sequence**. Außerdem gibt es einen Service des AMS-Agenten, der beim Betreten eines neuen Agenten in das Agentensystem oder dem Verlassen eines Agenten dies dem VPP-Agenten und somit dem VPP-Management-System durch die **AMSSubscriber Sequence** mitteilt.

4.5.5.1 Sequenz zur Informationsabfrage

Die *RequestInfo Sequence* (siehe Abbildung 46) kann von beiden Teilnehmern, dem VPP-Agenten (zuvor dargestellt in Abbildung 46) oder dem TU-Agenten (nachfolgend skizziert in Abbildung 46), initiiert werden. Dafür kann der Endpunkt `/vpp-agent/requestInfo` (für das VPP-Management-System) oder `/tu-agent/requestInfo` (für das System auf der TU-Seite) verwendet werden. Für die Anfrage von der VPP-Seite muss noch zusätzlich der `tuName` als Parameter mit übertragen werden.

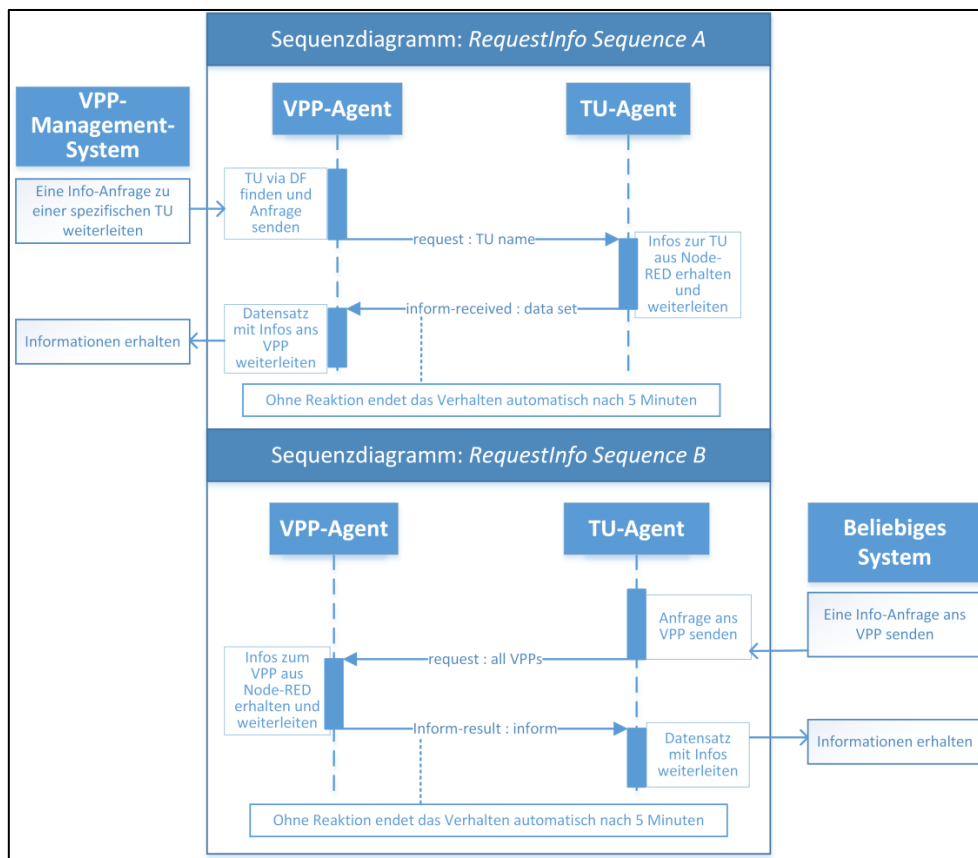


Abbildung 46: Sequenzdiagramme zur Infoabfrage

Das entsprechende System leitet die Anfrage an den VPP oder den TU-Agenten weiter, welcher durch eine *Request-Nachricht* (siehe Tabelle 30) den jeweils anderen Agenten anfragt.

Tabelle 30: Infoabfrage – Anfrage zur Übertragung eines Info-Datensatzes

Sequenzzugehörigkeit:	RequestInfo-Sequence
Message Parameter	
Sender:	TU or VPP
Receiver:	VPP or TU
Performative:	REQUEST
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>RequestInfoRequest</i>
Protocol:	Request Interaction Protocol
Conversation-id:	"requestInfoOperation"
Message Content:	
Parameter	Value format
agentName	<i>String</i>
tuName	<i>String</i>

Auf diese Nachricht reagiert der angefragte Agent dann automatisch mit einem individuellen Informationssatz als Byte-Sequenz, die sich auf der Schnittstelle zwischen dem Agenten und dem externen System in Node-RED befindet, mit der Nachricht in Tabelle 31. Der Informationssatz kann in Node-RED bei der Inbetriebnahme des jeweiligen Agenten eingestellt werden und kann vom DR-Aggregator vorgegebene Informationen über die jeweilige Anlage enthalten.

Tabelle 31: Infoabfrage – Übertragung eines Info-Datensatzes

Sequenzzugehörigkeit:	RequestInfo-Sequence
Message Parameter	
Sender:	VPP or TU
Receiver:	TU or VPP
Performative:	INFORM
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>RequestInfoInform</i>
Protocol:	Request Interaction Protocol
Conversation-id:	"requestInfoOperation"
Message Content:	
Parameter	Value format
agentName	<i>String</i>
tuName	<i>String</i>
infoSet	<i>byte[]</i>

Dieser Datensatz wird vom initiierenden Agenten empfangen und ans entsprechende ursprüngliche externe System zurückgeleitet.

4.5.5.2 Sequenz zum Abbruch von Operationen

Die in Abbildung 47 dargestellte *CancelOperation Sequence* kann zum Wiederaufheben bestehender Abmachungen von der VPP- oder TU-Seite initiiert werden. Dies geschieht durch die Nutzung des Endpunkts */vpp-agent/cancelOperation_inform* (von der VPP-Seite) oder des Endpunkts */tu-agent/cancelOperation_inform* (von der TU-Seite) und der Übertragung einer Referenz auf die Operation, die abgebrochen werden soll. Wird von der VPP-Seite initiiert, ist der Parameter des TU-Namens ebenfalls notwendig.

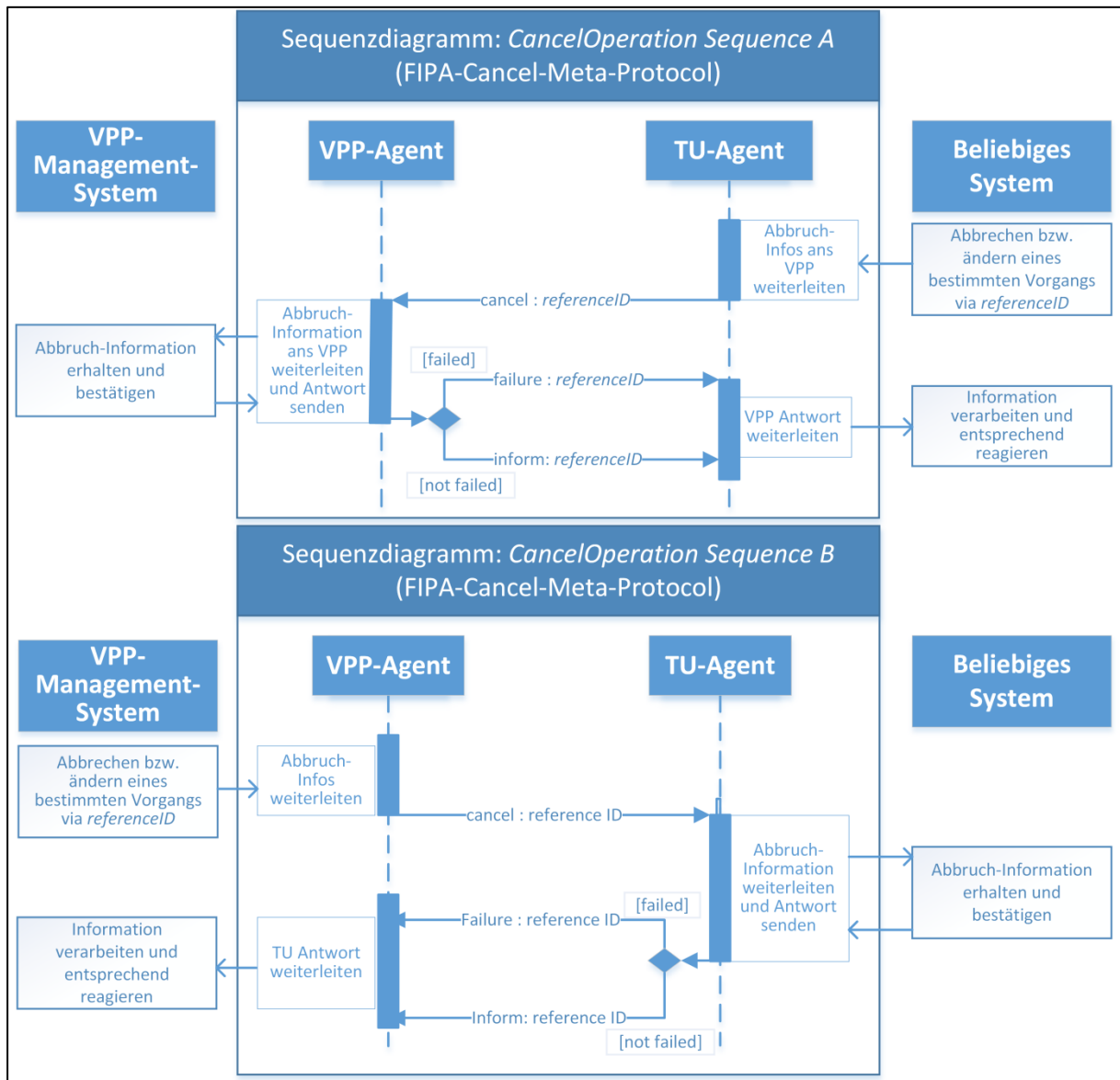


Abbildung 47: Sequenzdiagramme zum Abbruch von Operationen

Der entsprechende Agent leitet diese Information dann über eine *Cancel*-Nachricht (siehe Tabelle 32) an den jeweils angesprochenen Agenten mit der Referenz auf die abzubrechende Operation weiter.

Tabelle 32: Operationsabbruch – Mitteilung über den Abbruch einer Operation

Sequenzzugehörigkeit:	CancelOperation-Sequence
Message Parameter	
Sender:	TU or VPP
Receiver:	VPP or TU
Performative:	CANCEL
Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>CancelOperationCancel</i>
Protocol:	Inform
Conversation-id:	"cancelOperation"
Message Content:	
Parameter	Value format
<i>agentName</i>	<i>String</i>
<i>tuName</i>	<i>String</i>
<i>operationReference</i>	<i>String</i>

Dieser teilt dies wiederum dem externen System mit, welches mit einem *Inform* oder einem *Failure* über einen entsprechenden Endpunkt der eingesetzten Schnittstelle reagiert und die Sendung einer entsprechenden Antwort (siehe Tabelle 33) veranlasst. Der Empfänger-Agent leitet die Nachricht im Anschluss an das jeweilige externe System weiter.

Tabelle 33: Operationsabbruch – Rückmeldung über den Erhalt einer Operationsabbruchnachricht

Sequenz-zugehörigkeit:	CancelOperation-Sequence	Sequenz-zugehörigkeit:	CancelOperation-Sequence
Message Parameter		Message Parameter	
Sender:	VPP or TU	Sender:	VPP or TU
Receiver:	TU or VPP	Receiver:	TU or VPP
Performative:	INFORM	Performative:	FAILURE
Ontology:	VPP_DR_Ontology	Ontology:	VPP_DR_Ontology
Ontology schema:	<i>CancelOperationConfirm</i>	Ontology schema:	<i>CancelOperationFailure</i>
Protocol:	cancel	Protocol:	cancel
Conversation-id:	"cancelOperation"	Conversation-id:	"cancelOperation"
Message Content:		Message Content:	
Parameter	Value format	Parameter	Value format
<i>tuName</i>	<i>String</i>	<i>tuName</i>	<i>String</i>
<i>operationReference</i>	<i>String</i>	<i>operationReference</i>	<i>String</i>

4.5.5.3 Plattformmeldungen

Eine Funktion, die bereits über JADE implementiert ist und genutzt werden kann, ist der Informationsservice des AMS-Agenten [97]. Dieser kann einen Agenten, der einen solchen Service abonniert, über Events auf der Plattform informieren. Die Sequenz, welche diese Funktionalität beschreibt, ist in Abbildung 48 dargestellt und über die *AMSSubscriber*-Klasse vorimplementiert.

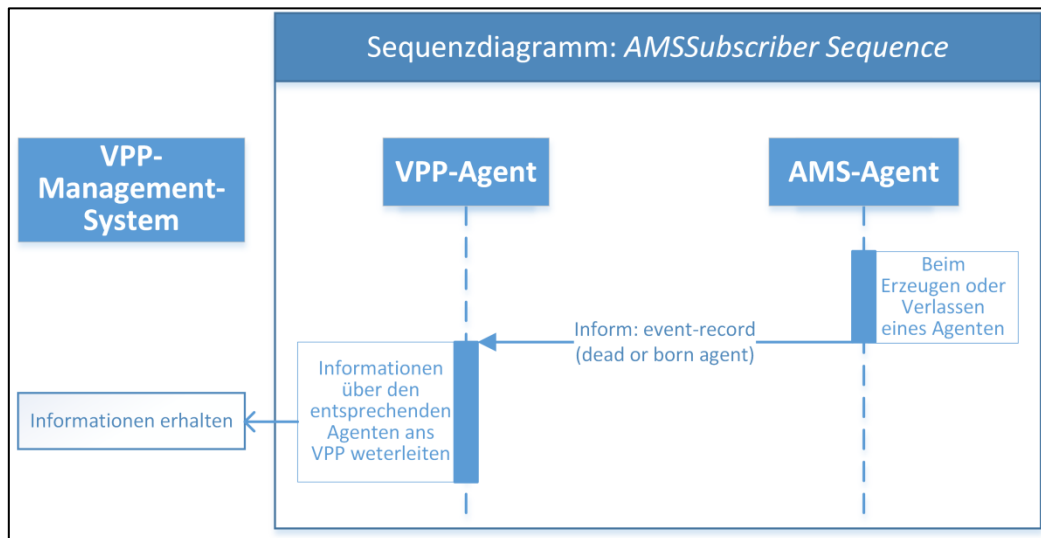


Abbildung 48: Sequenzdiagramm für den Erhalt von AMS-Informationen

Die mitgeteilten Informationen über Agenten, welche der Plattform neu beigetreten sind (*born-agent*), und Agenten, welche die Plattform verlassen haben (*dead-agent*), werden vom VPP-Agenten empfangen und über die entsprechende Schnittstelle dem VPP-Management-System mitgeteilt.

5 Implementierung des Agentensystems

Für die Realisierung eines Agentensystems ist neben der Entwicklung der Architektur und der Verhaltensmodellierung zur Umsetzung der Mechanismen die Implementierung der Agenten ein entscheidender Faktor. Auf die Implementierung der Software via JADE wurde bereits in den einzelnen Unterabschnitten in Abschnitt 4 Bezug genommen und weitere Details dazu können dem Programmcode entnommen werden [177]. Die Implementierung des Systems auf Hardwarekomponenten inklusive der Kommunikationslösung zum Datenaustausch mit der zu erwartenden heterogenen Umwelt stellt eine Herausforderung dar. Dieses bereits in der Literaturrecherche erkannte Problem von fehlenden implementierungsfähigen Lösungen ist ein essenzieller Punkt und bildet ein Alleinstellungsmerkmal dieser Arbeit. Es soll in diesem Abschnitt die Implementierung des Gesamtsystems beschrieben werden und dabei auch auf konkrete Lösungen zur Implementierung Bezug genommen werden. So wird auf konkrete Webservice-Technologien und Node-RED als Middleware zurückgegriffen, die in diesem Fall Vorteile für die Implementierung bieten, aber nicht die einzige Implementierungslösung darstellen. Bevor die einzelnen Schnittstellen des Gesamtsystems vorgestellt werden, werden zunächst die physikalischen Schichten und verwendeten Softwarelösungen vorgestellt, um im weiteren Verlauf auf diese Bezug nehmen zu können.

5.1 Aufbau des Agenten

Zur Verdeutlichung des Agentenaufbaus kann Abbildung 49 zu Hilfe genommen werden. Im Zentrum befindet sich der Agent mit seinen internen Komponenten. Dazu gehört der Softwareagent selbst, die Implementierung eines Webservices zur Verbindung mit Node-RED und Node-RED als Schnittstellentool zu den externen Systemen.

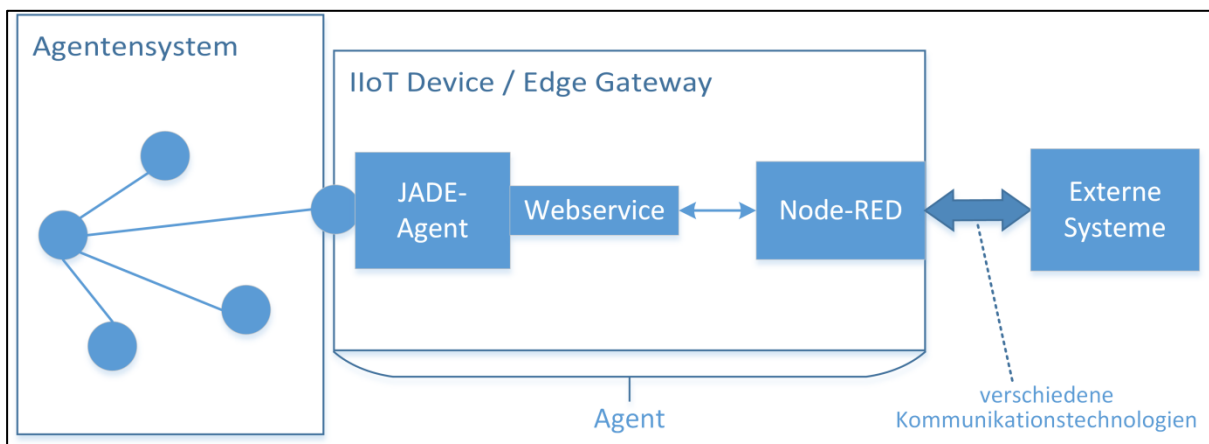


Abbildung 49: Hard- und Softwareaufbau des Agenten

Da der Agent via JADE implementiert wird, ist dies als Ausgangspunkt für die weiteren Systeme und Betrachtungen zur Implementierung des Gesamtsystems anzunehmen. Zur Kommunikation mit seiner Umwelt, in diesem Fall die externen Systeme, muss der Agent eine Schnittstelle bereitstellen. Um eine solche Schnittstelle zur Verfügung zu stellen, kann mithilfe von Webservices und Node-RED eine offene, anpassbare und austauschbare Struktur erzeugt werden. Node-RED ist ein Java-Script-, Flow-basiertes Programmierwerkzeug, entwickelt von IBM zur Bereitstellung von Middleware-Funktionen [178]. Es bietet eine Reihe von Möglichkeiten, verschiedene Schnittstellen bereitzustellen und Anwendungsfälle im Internet der Dinge zu realisieren. Es wird als leichtgewichtiges Engineering-Tool auch im Bereich industrieller Internet-der-Dinge (IIoT)-Anwendungen verwendet [179–181] und bereits von diversen Herstellern im industriellen Sektor adaptiert, was eine Reihe an herstellereigenen Nodes (Programmknotten, die eine Aufgabe erfüllen) zeigt. Auf die über Node-RED bereitgestellten Schnittstellen wird im Laufe der folgenden Abschnitte Bezug genommen.

Die Verbindung zwischen Node-RED und dem Agenten ist über eine Webservice-Schnittstelle realisiert, die ebenfalls in einem nachfolgenden Abschnitt (siehe 5.2.1.2) im Detail beschrieben wird.

Die Hardwarekomponente, die dem Agenten eine Laufzeitumgebung bereitstellt, unterliegt den Anforderungen, beschrieben in Abschnitt 2.5.2. Während der Agent auf der DR-Aggregatoren-Seite keine besonderen Anforderungen aufweist, was die Laufzeitumgebung betrifft, wird der Agent auf der Flexibilitätenanbieter-Seite die im Industriesektor auftretenden Umgebungsbedingungen an die Komponenten und die Kommunikationstechnologien unterstützen müssen. Um diese Anforderungen zu erfüllen, kann auf die neue Generation der IIoT-Geräte, die Edge-Gateways genannt werden, zurückgegriffen werden. Dieser Begriff beschreibt meistens Mini-Computer oder System-on-a-Chip (SoC) Boards mit Ethernet-Schnittstellen, die oft Gateway-Funktionen zur Kommunikation mit modernen und älteren industriellen Feldbussystemen beherrschen. Die dabei häufig erwähnte Industrietauglichkeit bezieht sich meistens auf ein robusteres Gehäuse zur Montage auf der Hutschiene, Unterstützung typischer Spannungsversorgungen, Erfüllung von EMV-Richtlinien und Angaben zu Zeitwerten der mittleren Betriebsdauer zwischen Ausfällen (MBTF). Eine weitere Anforderung an diese Komponenten ist die Fähigkeit, eine Laufzeitumgebung für Java-Programme zu bieten. Da das Agentensystem via JADE implementiert wird, ist die Nutzung von Node.js erforderlich, um damit Node-RED als Schnittstellen-Tool verwenden zu können.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde keine Marktstudie durchgeführt, um die verschiedenen infrage kommenden Hersteller solcher IIoT-Geräte zu bewerten und auszuwählen. Die im Rahmen der Simulation (in Abschnitt 0) verwendeten Geräte erfüllen die hier genannten Eigenschaften, sie

können aber durch andere Systeme, welche die Anforderungen ebenfalls erfüllen, substituiert werden.

5.2 Schnittstellen

In dem Agentensystem befinden sich fünf Schnittstellen, von denen zwei als interne Schnittstellen, die als Nutzer des Agentensystems nicht relevant sind, und drei als externe Schnittstellen ausgeprägt sind, welche das Agentensystem mit dem VPP-Management-System oder den Systemen des Flexibilitätenanbieters koppelt. Bei internen Schnittstellen handelt es sich um Verbindungspunkte, die nicht für die Anwendung des Agentensystems angepasst werden müssen, während für die externen Schnittstellen Einstellungen für die entsprechende Kommunikationstechnologie des anzubindenden Systems notwendig sind. Abbildung 50 zeigt eine Übersicht dieser Schnittstellen, die im Folgenden besprochen werden.

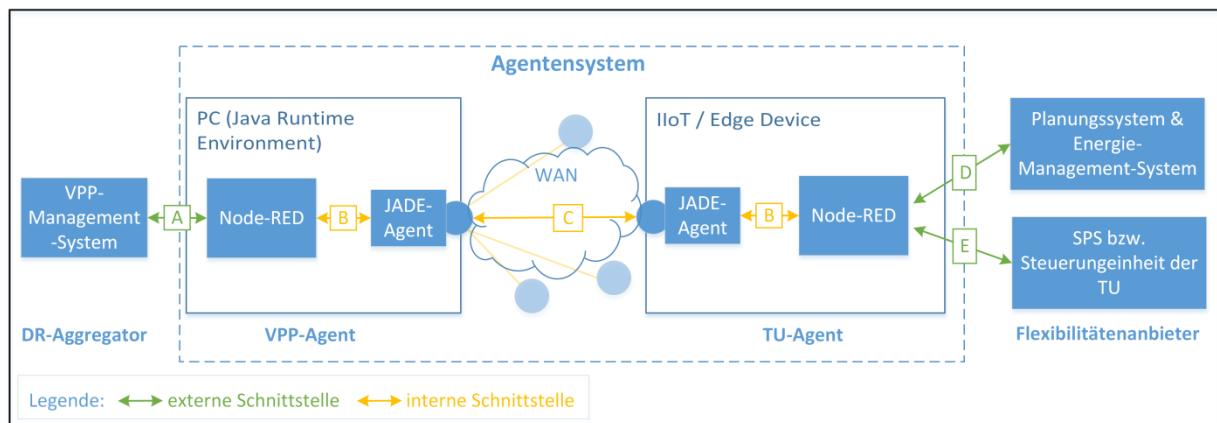


Abbildung 50: Übersicht aller Schnittstellen des Agentensystems

Als Ergänzung zu diesem Abschnitt und zur Nutzung der Schnittstellen ist eine ausführliche **Beschreibung der Programmierschnittstellen (API) dem Anhang** (siehe Anhang B) zu entnehmen. Dort ist dokumentiert, welche Schnittstelle wie angesprochen werden kann, welche Aktionen damit ausgeführt werden können und welche Datenpunkte die externen Systeme zur Verfügung stellen müssen.

Weitere Informationen und Details zur Implementierung können zusätzlich dem Programmcode für das Agentensystem bzw. der Java-Applikation oder dem Programmcode der in Node-RED implementierten Schnittstellen entnommen werden (siehe [177]).

5.2.1.1 Schnittstelle A (extern): Verbindung zwischen VPP-Management-System und VPP-Agent

Die Kommunikation des VPP-Agenten mit seiner Umwelt, die in diesem Fall das VPP-Management-System ist, wird mittels Abbildung 51 illustriert.

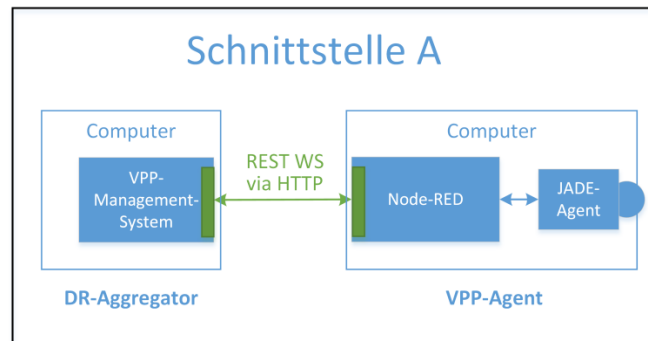


Abbildung 51: Schnittstelle A (extern): Verbindung zwischen VPP-Management-System und VPP-Agent

VPP-Management-Systeme sind als individuelle Produkte für den Einsatz mit verschiedenen Systemen ausgelegt und bieten daher diverse Systemschnittstellen an. Da im Rahmen der vorliegenden Arbeit keine Marktstudie zu den verschiedenen VPP-Management-Systemen durchgeführt wurde, welche außerdem ein vergleichsweise junges Softwareprodukt darstellen, wird hier keine Systemsoftware vorgegeben. Da Node-RED als externe Schnittstelle ebenfalls ein breites Spektrum an Schnittstellentechnologien besitzt und davon ausgegangen werden kann, dass aktuelle VPP-Software in der Regel Internet-Technologien unterstützt, wird auf ein REST-Webservice zurückgegriffen. REST-Schnittstellen erfreuen sich als Integrationsansatz für Machine-to-Machine-Kommunikation bereits einer weiten Verbreitung [119] und stellen eine leichtgewichtige Möglichkeit (im Verhältnis zu SOAP-Webservices) dar, APIs auf Basis von Hypertext Transfer Protocol (HTTP) mit der Unterstützung mehrerer Datenformate zu realisieren [182]. Bei REST wird alles als Ressource repräsentiert und es kann mit gängigen HTTP-Operationen wie GET, POST, PUT oder DELETE darauf zugegriffen werden.

Zur Kommunikation der beiden Systeme sind auf der Node-RED-Seite diverse Endpunkte bzw. Ressourcen, über die Aktionen des Agentensystems initiiert werden können, zu finden (siehe Anhang B: API B) und für Meldungen vom Agentensystem sind Endpunkte beim VPP-Management-System notwendig. Diese Endpunkte sind in diesem Fall ebenfalls als REST-Ressourcen realisiert (siehe Anhang B: API A), können aber in Node-RED über eine andere Schnittstelle implementiert werden, da die notwendigen Daten zur Interaktion mit dem Agentensystem alle in Node-RED als Middleware verfügbar sind. Abbildung 52 zeigt einen Ausschnitt der Ressourcen, die via Node-RED kommuniziert werden. Im oberen Teil der Abbildung ist der Endpunkt zum Starten des Planungsprozesses zu sehen,

der über einen PUT-Zugriff auf die entsprechende URL (<IPAddressOfTheVPP-AgentHost>:1880/vpp-agent/scheduling_request) gestartet werden kann. Darunter dargestellt befinden sich die Datenpunkte, die vom Agentensystem zum VPP-Management-System übertragen werden. Hier ist unter der Kommentarsprechblase *VPP Interface* die Schnittstelle des VPP-Management-Systems zu konfigurieren. Der unter dem Namen *Payload-handler* bezeichnete Knoten ist ein *Function-Node*, der die Daten zur Weiterverarbeitung in einem JSON-Datenobjekt sammelt und diese zur Weiterverarbeitung mit Header-Informationen versieht. Nach diesem Schema sind alle weiteren Node-RED-Schnittstellen aufgebaut, die ebenfalls im Anhang B aufgeführt sind.

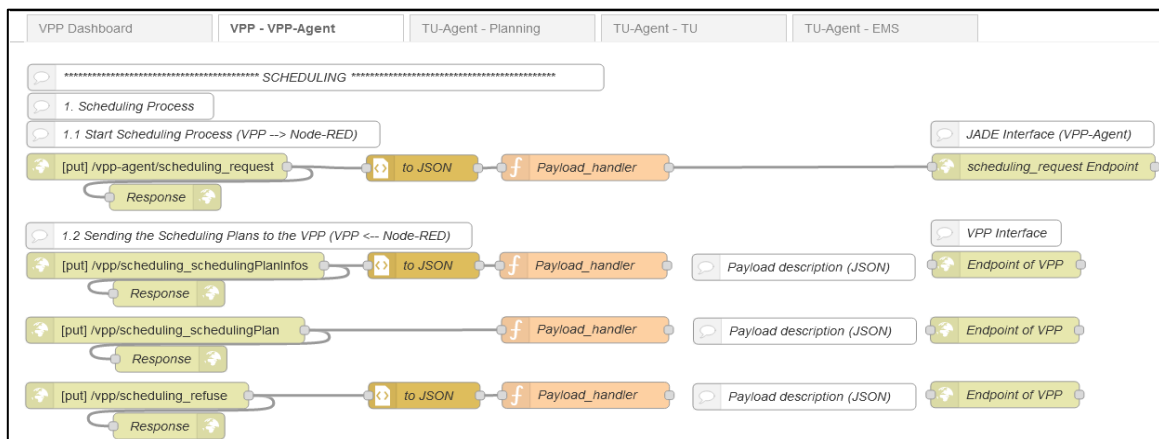


Abbildung 52: Ausschnitt der Ressourcen für Schnittstelle A

Alternativ zur Verwendung der Node-RED Schnittstelle kann das VPP-Management-System auf dem gleichen Rechnersystem direkt in die Java-Applikation integriert werden (siehe Abbildung 53 unten), was allerdings eine Anpassung der Java-Software erfordert. Eine weitere alternative Anwendung zu der in Abbildung 51 dargestellten Struktur ist die Ausführung des VPP-Management-Systems und der VPP-Agenten-Softwarekomponenten auf dem gleichen Rechnersystem (siehe Abbildung 53 oben).

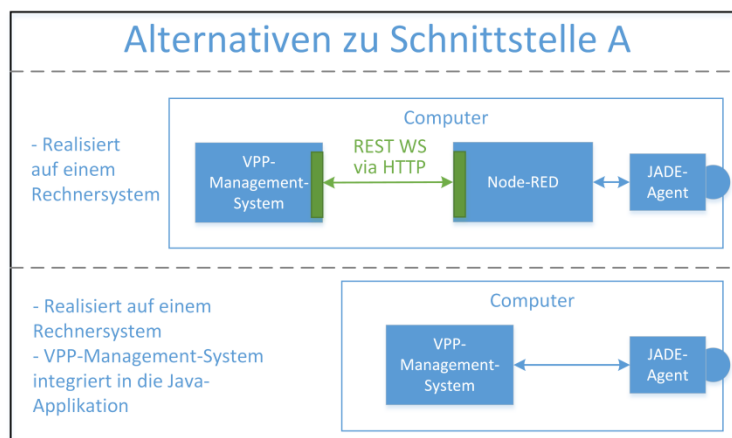


Abbildung 53: Alternativen zu Schnittstelle A

5.2.1.2 Schnittstelle B (intern): Verbindung zwischen JADE und Node-RED

Bei der in Abbildung 54 dargestellten internen Schnittstelle zwischen Node-RED und JADE wurde ebenfalls auf REST-Webservices zurückgegriffen. Realisiert wird dies über Ressourcen auf der Node-RED-Seite und auf der Seite der Java-Applikation in Form eines Apache Tomcat Webserver [183] und eines REST-Controller, der via Spring Framework [184] in dem Java-Programm implementiert ist.

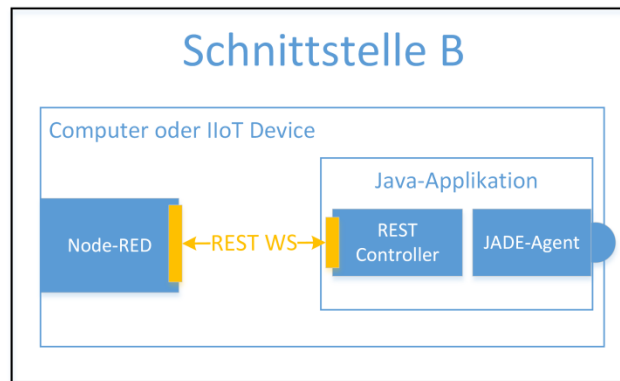


Abbildung 54: Schnittstelle B (intern): Verbindung zwischen Node-RED und der Java-Applikation (JADE)

Die Dokumentation zu den nutzbaren Ressourcen auf beiden Seiten kann der API-Beschreibung in Anhang B entnommen werden. Die Dokumentation zu Schnittstelle B & C beschreibt die VPP-Seite der internen Kommunikation und die Schnittstelle D & E beschreibt die TU-Seite der internen Kommunikation.

Zur Dokumentation der Implementierungsmethodik können die folgenden Ausschnitte der Implementierung und der Bezug auf die Aktivierungsfunktion via neuen Arbeitspunkt als Beispiel zu Hilfe genommen werden. Abbildung 55 zeigt den TU-Agenten und die Weiterleitung des neuen Arbeitspunkts über eine PUT-Instanz, die eine REST Ressource von Node-RED konsumiert. Dieser Teil des Programmcodes befindet sich am Anfang der State Machine des *ControlSequencePerformer*, der den Aktivierungsmechanismus durchführt.

```

ConsumingRest_TU.java  ProducingRest_TU.java  TU_Agent.java
JADE_VPP > src/main/java > mas.JADE_VPP > TU_Agent > ControlSequencePerformer > ControlSequencePerformer(ACLMessage, String, byte[])
573 public void action(){
574     switch(step){
575         case 0:
576             //***** sending the new control information to the TU system *****
577             if(newSetpointVersion) {
578                 ConsumingRest_TU putInstance = new ConsumingRest_TU();
579                 InterfacePayloadNewSetpoint payload = new InterfacePayloadNewSetpoint(newSetpoint, tuName);
580                 putInstance.putNodeRed(Addresses.URL_NODERED, PutVariable.SETPOINT, payload);
581             } else {
582                 ConsumingRest_TU putInstanceOne = new ConsumingRest_TU();
583                 InterfacePayloadAgentReference payloadOne = new InterfacePayloadAgentReference(getAID().getLocalName(), tuName);
584                 putInstanceOne.putNodeRed(Addresses.URL_NODERED, PutVariable.LOADPROFILEINFO, payloadOne);
585                 ConsumingRest_TU putInstanceTwo = new ConsumingRest_TU();
586                 putInstanceTwo.putNodeRed(Addresses.URL_NODERED, PutVariable.LOADPROFILE, newLoadProfile);
587             }
588             step = 1;
589             break;

```

Abbildung 55: Ausschnitt des Programmcodes zur Weiterleitung neuer Steuerungsinformationen an die TU

Diese Daten werden durch die *ConsumingRest_TU*-Klasse an den in Abbildung 56 im oberen Bereich dargestellten Endpunkt */play/control_newSetpoint* an eine TU weitergeleitet. Die Verbindung zur TU muss dafür auf der rechten Seite der Abbildung unter *TU Interface* über entsprechende Schnittstellen-Nodes bereits konfiguriert sein.

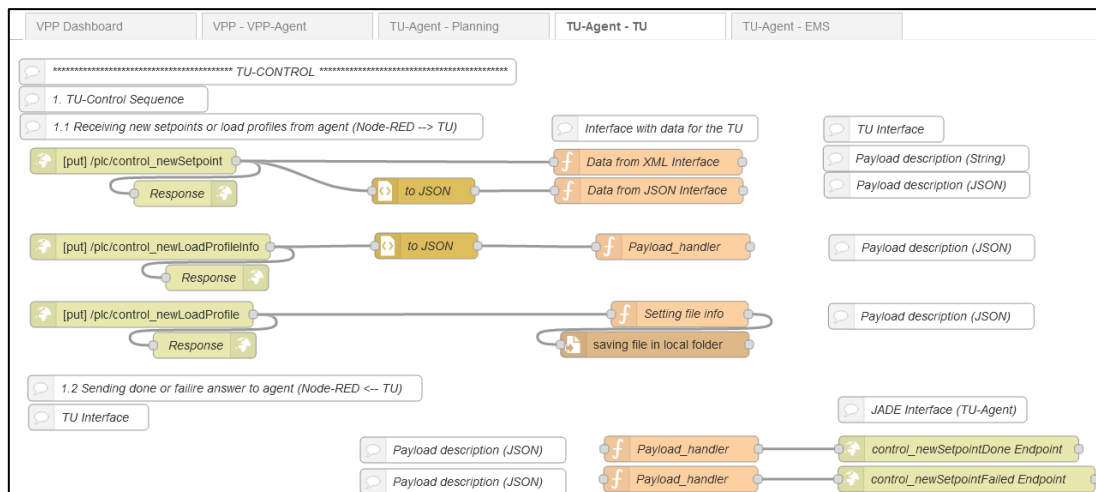


Abbildung 56: Ausschnitt des Node-RED-Programms zum Weiterleiten und Empfangen von Informationen zur und von der TU

Die Kommunikation ausgehend von der TU zum TU-Agenten funktioniert analog dazu. Indem die Daten (in diesem Fall eine Info zum Erfolg der Ausführung) über das TU-Interface (unterer Teil der Abbildung 56) an einen entsprechenden Node, der wiederum eine REST-Ressource des TU-Agenten anspricht, weitergeleitet werden, kann der TU-Agent über die implementierte *ProducingRest_TU*-Klasse die jeweilige Rückmeldung empfangen. Abbildung 57 zeigt den Programmcode für diese Funktion.

```

126
127 //***** INTERFACE TO NODE-RED (TU) *****
128 //***** TU Control *****
129
130 @RequestMapping (method=RequestMethod.PUT, value = "/tu-agent/control_newSetpointFailed")
131 public InterfacePayloadNewSetpoint newSetpointFailed(@RequestParam(name = "tuName") String _tuName)
132 {
133     InterfacePayloadNewSetpoint payload = new InterfacePayloadNewSetpoint(_tuName);
134     TuVariables.tuName = _tuName;
135     TuVariables.requestFailureTrigger = true;
136     return payload;
137 }
138
139 @RequestMapping (method=RequestMethod.PUT, value = "/tu-agent/control_newSetpointDone")
140 public InterfacePayloadNewSetpoint newSetpointDone(@RequestParam(name = "tuName") String _tuName)
141 {
142     InterfacePayloadNewSetpoint payload = new InterfacePayloadNewSetpoint(_tuName);
143     TuVariables.tuName = _tuName;
144     TuVariables.requestDoneTrigger = true;
145     return payload;
146 }

```

Abbildung 57: Ausschnitt des Programmcodes zum Empfangen von Daten der TU

5.2.1.3 Schnittstelle C (intern): Verbindung innerhalb des Agentensystems

JADE nutzt zur Inter-Plattform-Kommunikation HTTP als *Message Transport Protocol*. Es kann demnach über Netze, die TCP als Netzwerkprotokoll unterstützen, eingesetzt werden. Bei der Schnittstelle, dargestellt in Abbildung 58, basiert die Kommunikation zwischen dem VPP-Agenten und TU-Agenten auf diesen Protokollen und wird vom Agentensystem selbst organisiert, sodass keine Beschreibung der Schnittstelle notwendig ist. Allerdings sind ein paar Besonderheiten im Umgang mit der Kommunikation zu erwähnen.

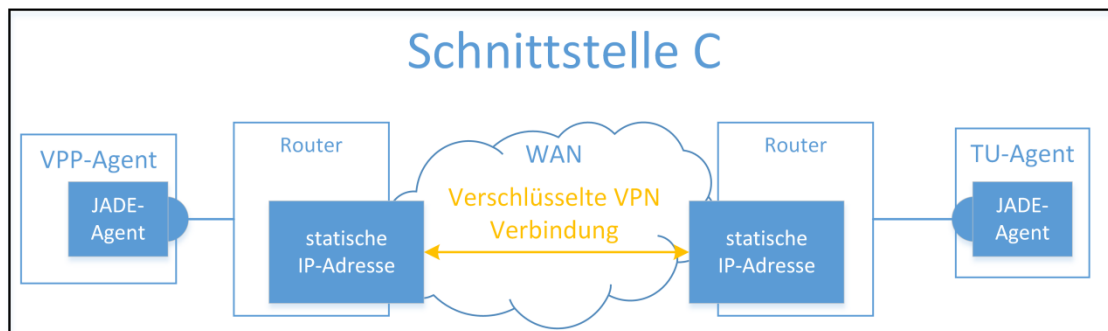


Abbildung 58: Schnittstelle innerhalb des Agentensystems

Eine Anforderung an die Datenübertragung zwischen dem VPP-Management-System und der TU ist die geschlossene Benutzergruppe und damit ein verschlüsselter IPsec-VPN-Tunnel mit AES256 oder gleichwertigen Technologien (bspw. via OpenVPN¹⁰). Des Weiteren handelt es sich bei der Wide-

¹⁰ Aus [185]: „Für die Verschlüsselung innerhalb der ‚geschlossenen Benutzergruppen zur Erbringung von Regelreserve‘ sind ausschließlich VPNs auf Basis von IPsec oder OpenVPN im Rahmen der in diesem Dokument beschriebenen Bedingungen erlaubt.“

Area-Network (WAN)-Verbindung zwischen beiden Teilnehmern im Regelfall um ein Wireless WAN (WWAN) wie dem Mobilfunknetz mit LTE oder 3G als Übertragungstechnologie und Mobilfunk-Routern als verbindungs erzeugenden Komponenten.

5.2.1.4 Schnittstellen D & E (extern): Verbindung zwischen TU-Agenten und Flexibilitätenanbieter

Die extern zugänglichen Schnittstellen D und E ermöglichen dem TU-Agenten die Kommunikation mit den Systemen des Flexibilitätenbetreibers (siehe Abbildung 59). Dabei handelt es sich um das Planungssystem für die Planung des Einsatzes einer TU, die TU für die Flexibilitätserbringung selbst und gegebenenfalls ein EMS für die Übertragung von Erbringungsnachweisen.

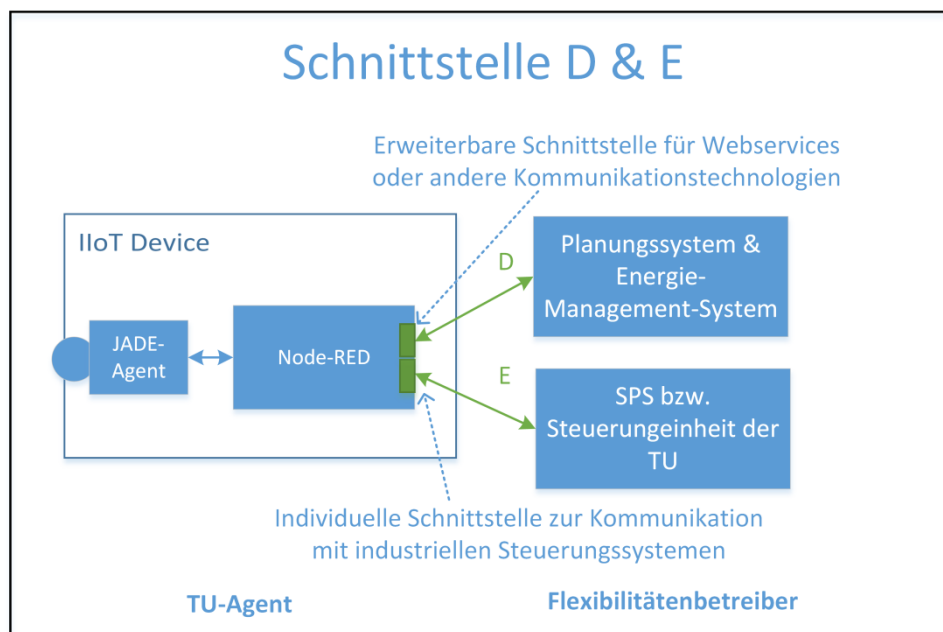


Abbildung 59: Schnittstelle D & E (extern): Verbindung zwischen TU-Agent und Systemen des Flexibilitätenanbieters

Die Anforderungen der einzelnen Schnittstellen sind in Abschnitt 2.2.2 bereits dokumentiert und bilden die Grundlage für die hier getätigten Betrachtungen. Damit das Planungssystem und das EMS mit dem TU-Agenten kommunizieren können (**Schnittstelle D**), kann auf Kommunikationstechnologien wie SOAP Webservices, REST Webservices oder auch OPC UA zurückgegriffen werden. Diese werden von Node-RED durch die entsprechenden Nodes ohne zusätzliche Hardware unterstützt. Im Rahmen dieser Arbeit wurde auch in diesem Fall die Schnittstelle auf Basis eines REST-Webservice realisiert. Die Details zur Schnittstelle lassen sich der API-Beschreibung in Anhang B (Schnittstelle E & F) entnehmen. Zur Verdeutlichung ist in Abbildung 60 ein Programmausschnitt der Node-RED-Realisierung des Planungsmechanismus zu sehen, der in der oberen Hälfte den Endpunkt für den TU-Agenten zum Weiterleiten der Planungsanfrage zeigt (`/erp/scheduling_startScheduling`).

Diese Anfrage wird über einen Funktionsknoten, analog zu den *Payload_handler*-Knoten, zur Weiterverarbeitung in einem JSON-Datenobjekt gesammelt und mit Header-Informationen versehen. In diesem Fall sind zwei Datentypen zur Weiterverarbeitung konfiguriert, ein JSON-Objekt und ein XML-Objekt. Im *Endpoint-of-Planning*-Knoten ist die entsprechende Ressource des Planungssystems zu konfigurieren, damit die Daten über eine Verbindung zwischen diesen und einem der beiden vorgelagerten Knoten weitergeleitet werden können. In der unteren Hälfte der Abbildung ist die Umsetzung der Datenübertragung vom Planungssystem zum TU-Agenten dargestellt. In diesem Fall muss das Planungssystem des Flexibilitätenanbieters auf die linksseitig dargestellten Endpunkte zugreifen und die entsprechenden Daten übertragen. Diese hier beschriebene Implementierung in Node-RED ist für die Verbindung zum EMS analog umgesetzt und im *TU-Agent – EMS Flow* (Reiter am oberen Rand der Abbildung) zu finden.

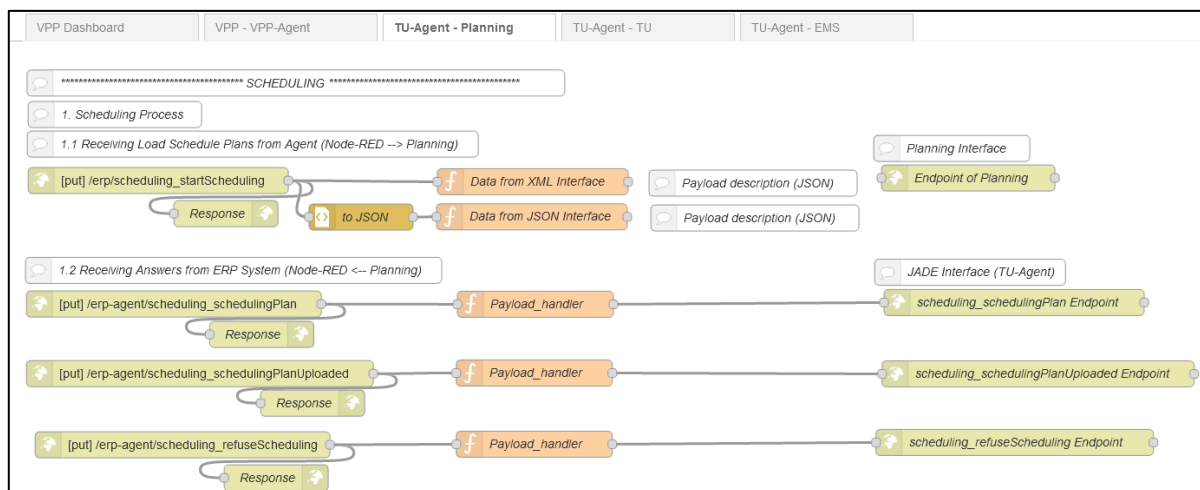


Abbildung 60: Ausschnitt des Node-RED Programms zum Weiterleiten und Empfangen von Informationen zu und von dem Planungssystem

Die Implementierung der **Schnittstelle E** gestaltet sich komplexer im Verhältnis zu den bisherigen Schnittstellen, da hier eine Reihe an Systemen zur Kopplung infrage kommen. Die in Abschnitt 2.2.2 durchgeführte Analyse der möglichen Systeme zur Anbindung einer TU hat somit ein breites Spektrum an infrage kommenden Kommunikationstechnologien ergeben. So kann eine Anbindung mit verschiedenen industriellen Bussystemen, wie Profibus, Modbus RTU oder anderen Ausprägungen, aber auch mit IE-Systemen wie Profinet oder EtherCAT notwendig sein, da nicht alle Steuerungssysteme dieselben Standards beherrschen. Eine mögliche Technologie, die für viele Hersteller moderner Steuerungssysteme infrage kommt, ist OPC UA als plattformunabhängiges Kommunikationssystem, was zusätzlich aufgrund der einfachen Implementierung in Node-RED zu präferieren wäre. Da bereits eine Reihe an Node-RED-Bibliotheken in Form von *Nodes* und *Flows* zu OPC UA existieren und keine zusätzlichen Erweiterungen notwendig sind, um diese zu benutzen, ist

diese Implementierung eine attraktive Option. Falls das anzuschließende System diese Technologie nicht unterstützt und auf andere industrielle Kommunikationsstandards zurückgegriffen werden muss, ist dies oftmals nur in Verbindung mit herstellereigenen Nodes, den entsprechenden IIoT-Devices und den verfügbaren Gateway-Erweiterungen möglich. Diese Erweiterungsmodule ermöglichen die Nutzung von industriellen Bussystemen und eine einfache Integration in Node-RED und somit IIoT-Device. Im Rahmen der Simulation (siehe Abschnitt 0) und dem Testaufbau werden drei mögliche Systeme mit dieser Funktionalität vorgestellt.

6 Simulation und Ergebnisse

Um die Funktionalität und die Erfüllung der Anforderungen nachzuweisen, werden in diesem Abschnitt das Simulationsszenario, die Implementierung dieses Szenarios sowie weitere Tests und die Ergebnisse der Simulation beschrieben. Zur Validierung des Systems sind die Testreihen aufgeteilt in Schnittstellentests, zum Nachweis jeder einzelnen Funktionalität des Gesamtsystems, in die Durchführung des Simulationsszenarios, zum Nachweis der Fähigkeit des Agentensystems, ein realistischen Aktivierungszyklus nachzustellen, und in Zeitmessungen für die Validierung der zeitkritischen Anforderungen an das System. Diese aufgeteilte Betrachtung des Systems im Hinblick auf die einzelnen Anforderungen ermöglicht den Aufbau eines entsprechenden Messsystems, was keine Auswirkungen auf die anderen Messreihen hat. So kann es bei der Verwendung des Sniffer-Agenten (Funktion in Jade zur Aufnahme der Interaktionen zwischen den Agenten) in JADE zu Leistungsverlusten kommen, die Einfluss auf die Zeitmessungen haben können.

6.1 Beschreibung des Simulationsszenarios

Um ein realistisches Simulationsszenario zu erstellen, wurde ein Anwendungsfall auf der Grundlage von Daten eines realen VPP erstellt [65]. Diese Datengrundlage beinhaltet die vermarkteten Energiemengen und Einsatzzeitpunkte zu PRL, SRL, MRL und Energiemärkten. Der Datensatz ist zur Abdeckung jeglicher Marktfunktionen hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilitäten, die AL und ANN unterstützen, erweitert worden, außerdem wurde die Anzahl der Teilnehmer in dem VPP-Pool signifikant erhöht und die Energiemengen zufällig ausgewählt, da diese für die Funktionalität des Agentensystems nicht relevant sind. Die detaillierte Komposition dieses Simulationsszenarios ist in Anhang F zu finden und besteht zusammenfassend aus:

- 30 TU-Agenten
- SD-Typen für jeden Markt
- davon einige aufgeteilt in Teilfunktionen (Planung, Aktivierung, Nachweis)
- davon einige redundant ausgelegt
- davon einige FR-aktiviert
- drei Agenten steuern eine Demonstrationsanlage mit realen Steuerungssystemen
 - TU Company1 MRL, TU Company2 MRL und TU Company3 MRL

Auf dieser Datenbasis simuliert das Szenario einen Tag in Realzeit und mit Aktivierungen, eingeteilt in 15-Minuten-Blöcke. Kurz bevor das Aktivierungsszenario zum Zeitpunkt t (00:00 Uhr) beginnt, aktiviert sich die Planungsphase für jede Marktfunktion. Die Planungssysteme der TU-Agenten antworten darauf zufällig innerhalb von 1-5 Sekunden mit einer 10%-Ablehnungsquote und das VPP-

Management-System berechnet innerhalb von 10 Sekunden nach Erhalt aller Angebote eine mögliche Komposition. Bis auf 10 % werden sämtliche Angebote angenommen, was vom Planungssystem von allen, bis auf 10 % der Agenten, positiv bestätigt wird. Die Ergebnisse der Planungsphase haben keinen Einfluss auf die Aktivierungsphase, da in dieser Phase die Nutzung aller TUs in die Simulationsergebnisse einbezogen werden sollen. Das detaillierte Simulationsszenario mit der Tabelle zum Aktivierungsverhalten ist Anhang G zu entnehmen. Die Interpretation dieser Tabelle ist für die verschiedenen SDs der Agenten unterschiedlich. Da die PRL-Agenten eine automatische FR-Aktivierung besitzen, wird bei der Aktivierung ausschließlich die Sequenz zur Statusübertragung (*Balancing Sequence*) gestartet. Eine Statusübertragung findet in der Simulation ausschließlich mit einer Aktualisierungsrate von einer Sekunde statt. Die Agenten mit dem SD-Typ SOL werden über die Aktivierung und Blockierung des FR gesteuert. Die Übertragung der Erbringungsnachweise via *Accounting Sequence* findet bei jedem TU-Agenten direkt nach der Aktivierungsphase eigenständig durch den TU-Agenten gestartet statt. Außerdem finden drei Übertragungen geänderter Lastzeitfenster für die Agenten des SD-Typs ANN statt.

Um diese Funktionalität des Systems in einer übersichtlicheren Weise und separat darzustellen, werden **zwei weitere Testreihen** durchgeführt. Zum einen wird die Funktionalität der einzelnen Mechanismen (siehe Abschnitt 4.5) durch die Anwendung der externen Schnittstellen separat geprüft. Zum anderen werden zusätzliche Zeitmessungen zur Prüfung auf die zeitkritischen Anforderungen in einem möglichst realistischen Aufbau durchgeführt. Die Anforderungen bezüglich der Übertragungszeiten hängen zwar von einer Anzahl individueller Faktoren außerhalb des Laboraufbaus des Agentensystems ab, dennoch sollen die Messungen eine Einschätzung der technischen Nutzbarkeit des Agentensystems liefern und einem DR-Aggregator die Möglichkeit geben, aufgrund dieser Datenbasis eine fundierte Entscheidung zum Einsatz des Agentensystems in Verbindung mit den eigenen Systemkomponenten ermöglichen. Um realitätsnahe Messergebnisse zu erlangen, wird der Einsatz der vorausgesetzten zusätzlichen Infrastruktur zur Einrichtung eines verschlüsselten VPNs einbezogen.

6.2 Implementierung und Anwendung der Simulation

Das zuvor beschriebene Simulationsszenario wird mithilfe von zusätzlichen Software-Applikationen und einem Testaufbau durchgeführt.

Um die Funktionalität des Systems und der externen Schnittstellen nachzuweisen, sind zusätzliche **Softwarekomponenten** notwendig, welche die äußeren Systeme repräsentieren bzw. simulieren. Diese Softwarekomponenten sind in Abbildung 61 dargestellt und unter [177] mit zusätzlicher Dokumentation zu finden.

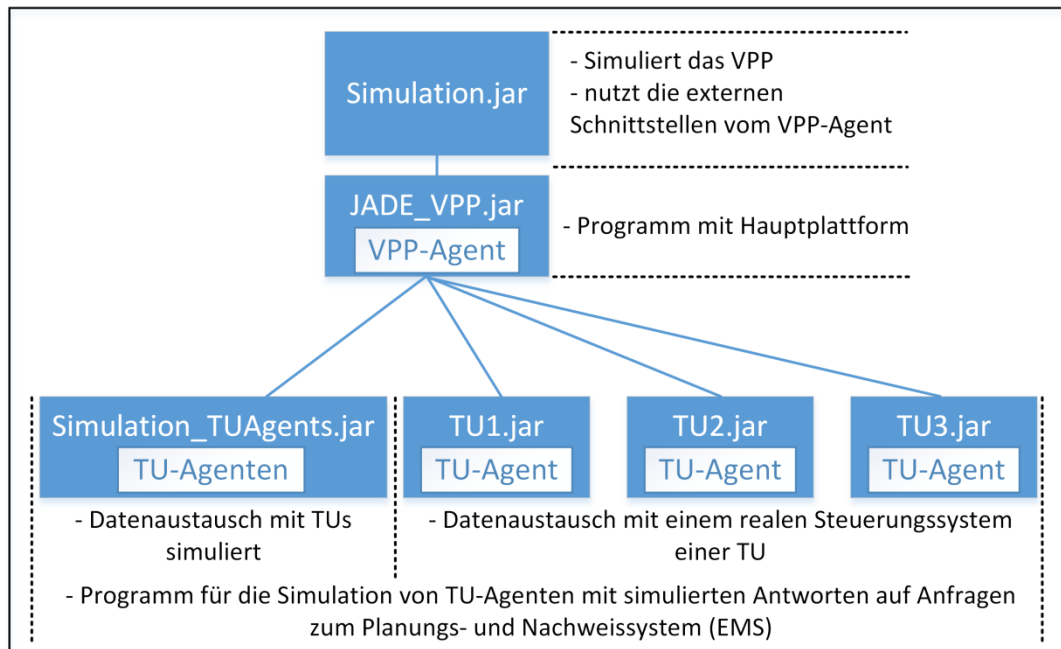


Abbildung 61: Software, die bei der Simulation zum Einsatz kommt

Die Kernkomponente, die das Simulationsszenario steuert und das VPP-Management-System simuliert, ist die Java-Applikation **Simulation.jar**. Dabei handelt es sich um ein Programm, welches die externen Schnittstellen des Agentensystems (nach Abschnitt 5.2.1.1 und Anhang B: Schnittstelle B) bereitstellt und das Aktivierungsszenario in Anhang G in Realzeit durchführt. Das Programm kann für die einzelne Aktivierung der VPP-Management-System-Funktionen und für Zeitmessungen angepasst werden. Außerdem kann die Geschwindigkeit des Simulationsszenarios angepasst werden.

Das Programm **JADE_VPP.jar** ist das in dieser Arbeit entwickelte und bereits beschriebene Agentensystem, das keine Modifikationen benötigt. Zur Nutzung müssen einige Parameter eingestellt werden. In der Startup.java sind die zu instanziiierenden Agenten anzugeben, welche nach dem folgenden Schema erzeugt werden:

```

//Creation of an agent at startup:
//ContainerManager.getInstance().instantiateAgent(
//<agent name>, <class name>, <agent services(only for TU agents)>);
ContainerManager.getInstance().instantiateAgent(
"VPP_Aggregator_1", "mas.JADE_VPP.VPP_Agent");
ContainerManager.getInstance().instantiateAgent(
"TU_Company1_MRL", "mas.JADE_VPP.TU_Agent", new String[]{"MRL_act,FLEX"});
  
```

Für die Nutzung als VPP-Agent, wie in diesem Szenario beabsichtigt, ist ausschließlich der VPP-Agent mit dem Klassennamen „mas.JADE_VPP.VPP_Agent“ zu erzeugen. Dazu sind weitere Einstellungen der Agenten-Container für die Nutzung von VPP- oder TU-Agenten notwendig. Da in dem

Agentensystem ein Main-Container existiert (auf dem der VPP-Agent existiert) und die anderen remote Container mit diesen verbunden werden sollen, ist folgende Einstellung in der *ContainerManager.java* Klasse der Software notwendig:

```

//***** For creation as MainContainer (VPP) *****
//Creates a profile for the start of the MainContainer (for VPP Agent)
Profile p = new jade.core.ProfileImpl();
p.setParameter(jade.core.Profile.CONTAINER_NAME, "VPP");
p.setParameter(jade.core.Profile.MAIN_HOST, "localhost");
p.setParameter(jade.core.Profile.GUI, "true"); //enables JADE GUI
containerController = runtime.createMainContainer(p);

```

Um einen Agenten-Container zu erzeugen, auf dem ein oder mehrere TU-Agenten existieren, welcher sich mit dem Main-Container verbindet, ist die folgende Modifikation in der *ContainerManager.java*-Klasse notwendig:

```

//***** For creation as AgentContainer (TU) *****
//Alternative profile to join a MainContainer (for TU-Agents)
Profile p = new jade.core.ProfileImpl();
p.setParameter(jade.core.Profile.CONTAINER_NAME, "TU_Company3");
p.setParameter(jade.core.Profile.MAIN_HOST, "192.168.152.233");//IP-Address of Main_Host
containerController = runtime.createAgentContainer(p);

```

Die weiteren Softwarekomponenten **Simulation_TUAgents.jar**, **TU1.jar**, **TU2.jar** und **TU3.jar** repräsentieren die TU-Agenten und sind modifizierte Versionen der Agentensystem-Software, welche die fehlenden Komponenten des jeweiligen Agenten simulieren. Da in dem hier beschriebenen Simulationsszenario die Funktionalität der Agenten im Vordergrund steht, werden die Rückmeldungen vom Planungssystem, der TU selbst und dem Nachweissystem bzw. EMS in den Programmen simuliert. Die *Simulation_TUAgents.jar* repräsentiert einen Agenten-Container, auf dem alle TU-Agenten bis auf drei existieren. Die einzelnen TU*.jar-Programme repräsentieren jeweils einen der MRL-Agenten, die mit einer echten TU-Steuerung verbunden sind, welche wiederum mit einer Demonstrationsanlage verbunden ist.

Weitere Details zu den Softwarekomponenten und dem kommentierten Programmcode sind in [177] zu finden.

Der Hardware-Aufbau des simulierten Anwendungsfalls ist in Abbildung 62 schematisch dargestellt. Auf der linken Seite der Abbildung sind zwei Rechnersysteme, der VPP-PC und der Simulation-PC zu sehen. Auf dem VPP-PC (System mit Intel Core i7-8700 CPU @ 3,2GHz, 32GB RAM und Win10 OS) residiert der Main-Container mit dem VPP-Agenten und die VPP-Management-System-Simulation. Der Simulation-PC (System mit Intel Core i7 CPU8700 @ 2,93GHz, 8GB RAM und Win10 OS) simuliert 27 der 30 TU-Agenten.

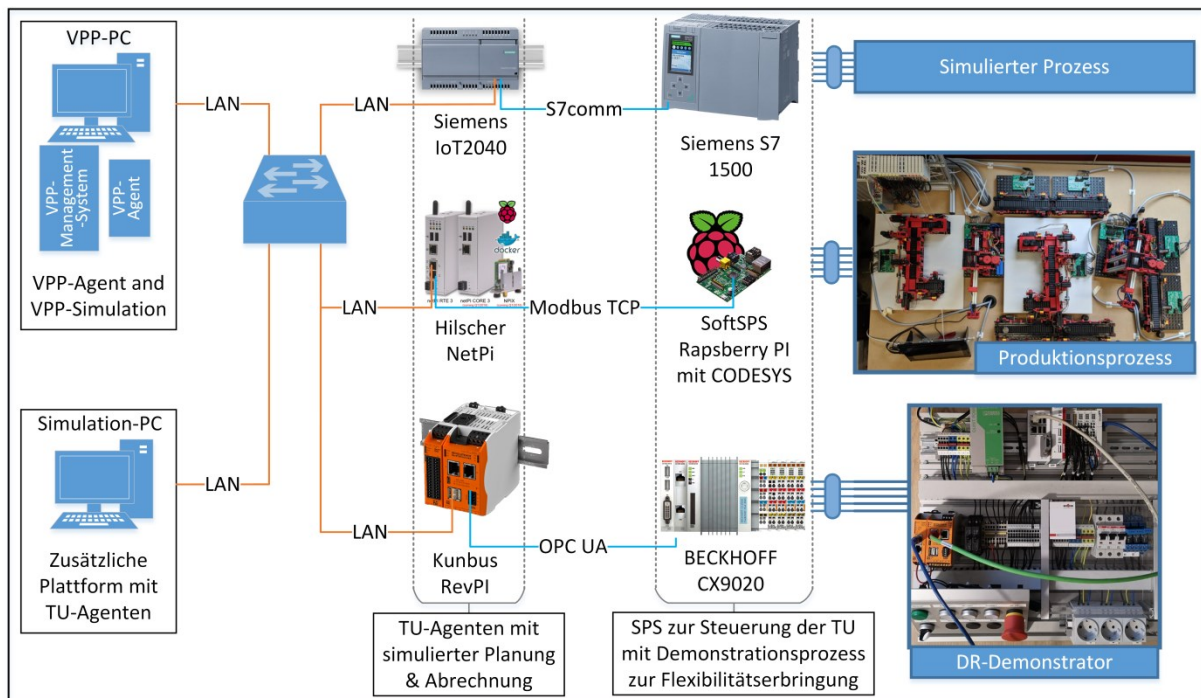


Abbildung 62: Laboraufbau des Simulationsszenarios

In der Abbildung mittig dargestellt sind die drei verwendeten IloT-Devices. Das obere Gerät ist ein Intel Quark x1020 basierendes System-on-Chip Board von Siemens, das SIMATIC IoT2040, das mittlere Gerät ist ein auf einem Raspberry Pi 3 basierendes Produkt von Hilscher, der NetPi, und das unten dargestellte Gerät ist ebenfalls ein auf einer Raspberry Pi 3 basierendes Produkt von Kunbus, der RevPi Connect. Alle unterstützen eine Java-Laufzeitumgebung & Node-RED und bieten eine Gateway-Funktion (mit zwei Ethernet-Schnittstellen) zur Kommunikation mit Geräten über Feldbustechnologie. Die letzten beiden Geräte unterstützen außerdem Erweiterungsmodule zur Nutzung weiterer industrieller Kommunikationstechnologien. Die in diesem Fall ausgewählten Kommunikationstechnologien (siehe Abbildung 62 zwischen Steuerung und IloT-Device) werden sowohl von den jeweiligen IloT-Devices und den rechts daneben dargestellten Steuerungen zur Steuerung der Flexibilität unterstützt. Die rechts dargestellten Flexibilitäten stellen Demonstratoren zur Verdeutlichung von DR-Prozessen dar und dienen lediglich als Werkzeug zur Kommunikation mit dem Agenten, da eine Validierung der Agenten notwendig ist. Diese Demonstratoren werden mit neuen Steuerungswerten vom VPP-Management-System versorgt, was die Mechanismen bzw. Sequenzen aus der Aktivierungsphase betrifft. So haben ausschließlich die *Control Sequence A* und die *Balancing Sequence* einen Einfluss auf diese Systeme. Es werden demnach neue Arbeitspunkte übertragen und aktuelle Statuswerte vom Demonstrator-Prozess zurückgegeben. Neben einem rein simulierten Prozess auf der Siemens SPS handelt es sich bei dem Produktionsprozess um eine Demonstrationsanlage eines Produktionsprozesses, welcher den Produktdurchsatz erhöhen kann

und von einer Codesys Soft SPS gesteuert wird. Der letzte Demonstrator stellt ein Modul zum Schalten dreier Lasten dar, was über eine Beckhoff-Steuerung automatisiert ist. Alle Komponenten befinden sich in einem lokalen Netz und sind mit statischen IP-Adressen versehen.

Nachdem nun die Implementierung der Software beschrieben worden ist, kann die Überprüfung des Systems in Form entsprechender Tests durchgeführt werden. Die Tests zur Validierung dieser Arbeit wurden in folgender Reihenfolge durchgeführt:

- 1 Tests der einzelnen Mechanismen durch Nutzung der externen Schnittstellen des Agentensystems. Tests via angepasster Simulation.jar, manuelle Tests sowie durch Tools (REST-assured [186])
- 2 Durchführung des beschriebenen Aktivierungsszenarios auf dem in Abbildung 62 dargestellten Aufbau
- 3 Tests der Paketumlaufzeiten bzw. Round Trip Times (RTT) vom VPP-Management-System zum VPP-Agenten sowie vom VPP-Agenten zu jeweils einem der TU-Agenten, auf denen IIoT-Devices implementiert sind (siehe Abbildung 63) und Tests zur Verarbeitungsgeschwindigkeit der Node-RED Schnittstelle. Dabei handelt es sich jeweils um die Übertragung eines Integer-Werts, was die Aussendung eines neuen Arbeitspunkts repräsentiert. Die Tests finden in Verbindung mit zwei zusätzlichen Rechnern mit installierten FreeBSD-basiertem Betriebssystem OPNsense [187] V.20.1 als Gateways (Peer-to-Peer Modus mit AES256 Verschlüsselung). Bei den verwendeten Systemen handelt es sich um ein Intel Core i7-6820HQ CPU @2,70GHz Computer mit 32 GB RAM (linke Seite der Abbildung) und den IIoT-Devices, die im Simulationsszenario (siehe Abbildung 62) beschrieben wurden.

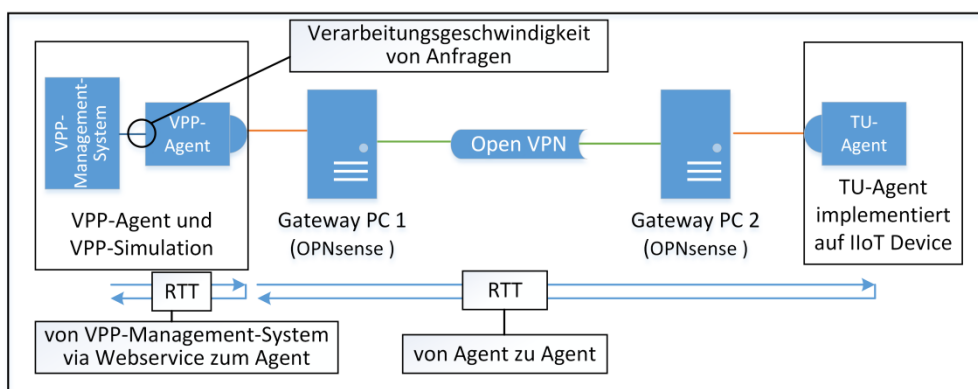


Abbildung 63: Schematische Darstellung des Zeitmessungsaufbaus

6.3 Messungen und Ergebnisse

Zum Debugging und zur Dokumentation von Agenten und ihren Interaktionen kann auf die in JADE implementierten Funktionen zurückgegriffen werden [97]. Eine Funktion davon ist der *Sniffer Agent*, der durch die Nutzung des AMS alle Plattform-Ereignisse und Interaktionen zu einer zuvor festgelegten Gruppe von Agenten dokumentiert. Diese Funktionalität wird im Folgenden zur Dokumentation der Ergebnisse verwendet. Dies beinhaltet Log-Dateien für die Nachrichten (MessageLists können im Editor geöffnet werden), Snapshot-Dateien (können über die JADE GUI geöffnet werden) und Bildschirmaufnahmen zur übersichtlichen Darstellung der relevanten Interaktionen in diesem Dokument.

6.3.1 Einzelne Mechanismen

Die Ergebnisse der einzelnen Mechanismen werden in derselben Reihenfolge wie in Abschnitt 4.5 dokumentiert. Zusätzlich zu den hier dokumentierten Beobachtungen sind die MessageLists und Snapshot Dateien in [177] zu finden.

6.3.1.1 Planungsphase

Zur Validierung der Planungsfunktion ist das Agentensystem in der Komposition unter Abbildung 64 erstellt worden. Dabei handelt es sich um mehrere Agenten, welche die Marktfunktion MRL unterstützen.

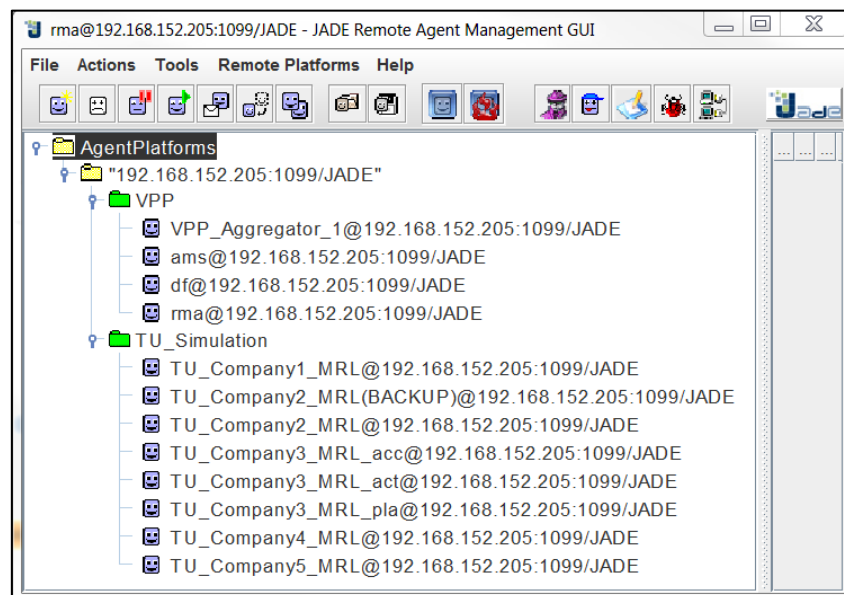


Abbildung 64: Komposition des Agentensystems zur Validierung der Planungsphase

Abbildung 65 zeigt die Interaktionen zwischen den Agenten nach der Aktivierung der Planungsphase. In dem ersten Teil der Planungsphase (rechtsseitig mit 1 markiert) sind zwei Request-Anfragen des

VPP-Agenten an den DF zu sehen. Die erste nach dem SD-Typ MRL und die zweite nach dem SD-Typ MRL_pla. Der DF antwortet jeweils mit den entsprechenden Agenten im Content-Bereich der Nachricht. In dem zweiten Teil der Planungsphase sind die Call-for-Proposal-Anfragen des VPP-Agenten an die zuvor vom DF mitgeteilten TU-Agenten zu sehen. Fünf TU-Agenten antworten mit einem Angebot (propose) und einer lehnt mit einem Refuse ab. In der dritten und letzten Phase sind die vom VPP-Agenten angenommenen Angebote (Accept-Proposal) an vier TU-Agenten und die Ablehnung (Reject-Proposal) eines Angebots zu sehen. Die angenommenen Angebote wurden darauf von drei TU-Agenten bestätigt und eines durch eine Störung mit einer Failure-Nachricht zum Schluss abgelehnt.

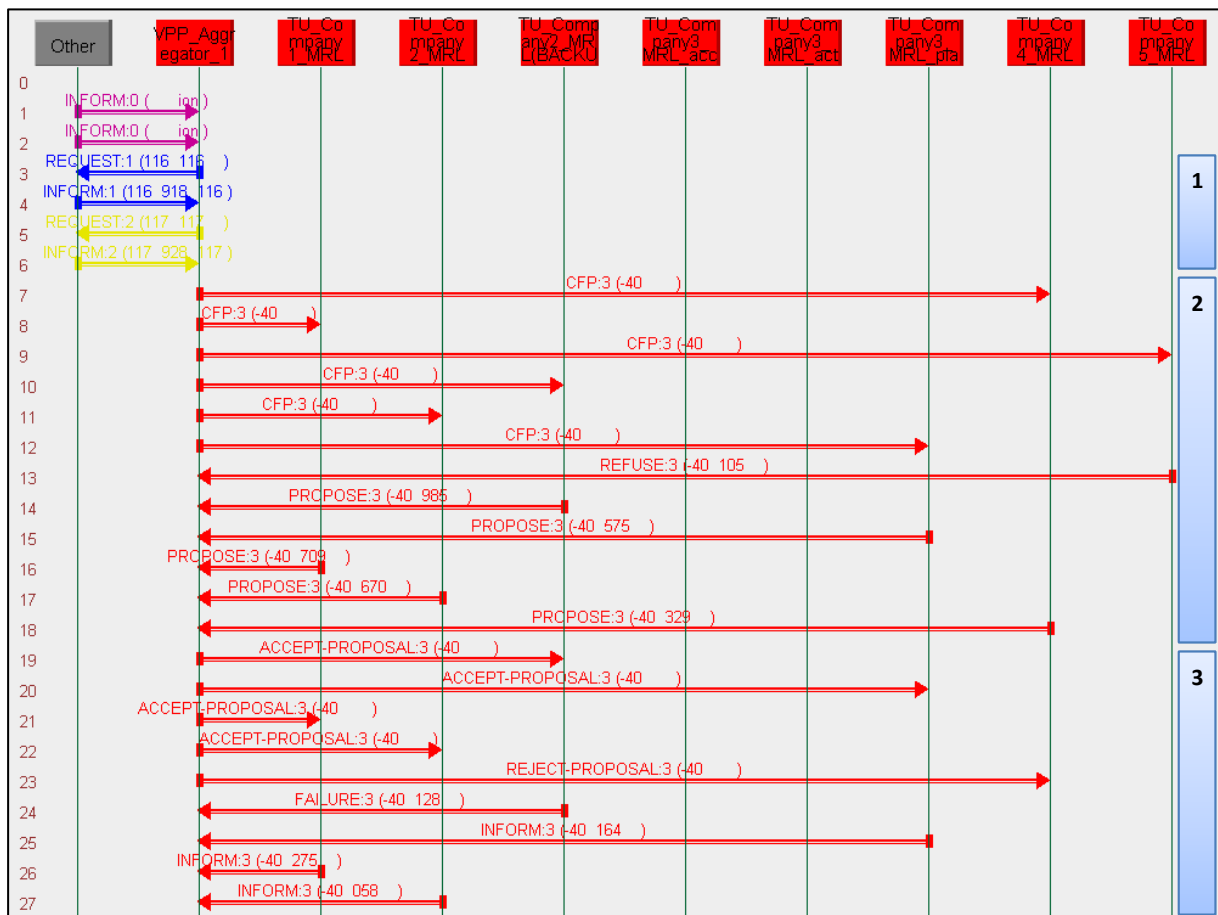


Abbildung 65: Agenteninteraktionen der Planungsphase

6.3.1.2 Aktivierungsphase

In Abbildung 66 sind die Agenteninteraktionen in der Aktivierungsphase, spezifisch der *TU Control Sequence* zu sehen. Auf der linken Seite ist die Sequenz mit der Übertragung neuer Arbeitspunkte zu sehen. In dem mit 1 markierten Bereich ist der Beginn der Sequenz, mit der von dem VPP-Agenten ausgehenden Request-Anfrage an den DF nach der Adresse des gesuchten Agenten und der Antwort

(Inform) des DF zu sehen. Mit dieser Information sendet der VPP-Agent die eigentliche Nachricht mit der Anfrage (Request) zur Änderung des Arbeitspunkts an den passenden TU-Agenten, was sich für mehrere Zyklen wiederholt. Auf der rechten Seite ist die gleiche Anfrage zu sehen, es handelt sich dabei aber um die Übertragung einer neuen Lastkurve. Außerdem ist hier die Funktion des Abbruchs, ausgehend vom TU-Agenten, bei der mit 2 markierten Teilsequenz. Der TU-Agent antwortet mit einer Failure-Nachricht auf die Request-Nachricht des VPP-Agenten und bricht somit den Vorgang ab.

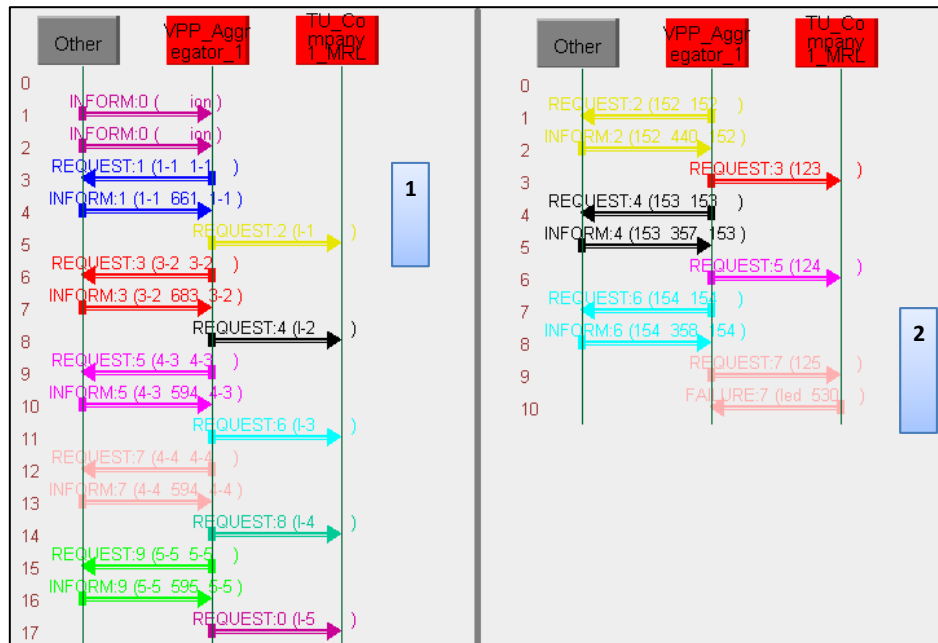


Abbildung 66: Agenteninteraktionen der Aktivierungsphase: TU Control Sequence (A links, B rechts)

In Abbildung 67 ist der Nachweis für die Agenteninteraktionen der Balancing Sequence dargestellt. Auf der linken Seite der Darstellung ist die Sequenz mit statisch eingestellter Aktualisierungsrate zu sehen (1 Sekunde). Zunächst fragt der VPP-Agent die Adresse des gesuchten Agenten über den DF an, um dort mit einer Subscribe-Nachricht und dem Parameter einer 1-sekündigen Aktualisierungsrate eine regelmäßige Übertragung der Statuswerte der TU zu erwirken. Diese informiert daraufhin in 1-sekündigen Abständen mit den aktuellen Statuswerten. In diesem Fall ist ebenfalls die Abbruchfunktion vom TU-Agenten über eine Failure-Nachricht am Ende der Sequenz zu sehen. In der Mitte der Abbildung ist die gleiche Sequenz nur mit asynchronen Statusmeldungen der TU und auf der rechten Seite der Abbildung ist die Anfrage (Subscribe) des VPP-Agenten, die wiederum vom TU-Agenten abgelehnt wird, zu sehen.

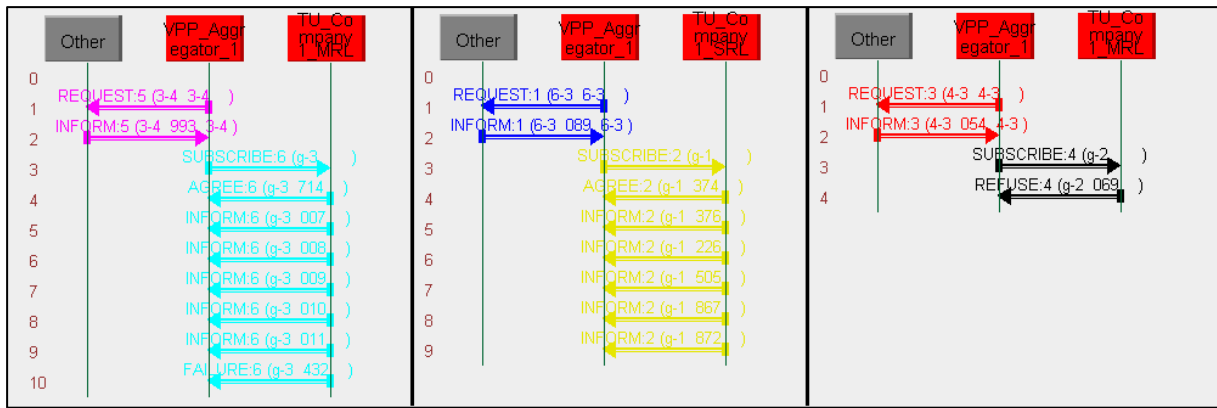


Abbildung 67: Agenteninteraktionen der Aktivierungsphase: Balancing Sequence (links: akzeptiert und Abbruch am Ende, mittig: spontan Meldungen, rechts: nicht akzeptiert)

In Abbildung 68 sind die durchgeführten Aktivierungsfunktionen für den AL-Markt und somit zur Steuerung der FRs dargestellt. Auf der linken Seite der Abbildung ist die Aktivierung eines FRs zu sehen. In dem mit 1 markierten Bereich ist eine erfolgreiche Aktivierung zu sehen, da der VPP-Agent, nach dem Erhalt der TU Adresse durch den DF seine Anfrage zur Aktivierung mit einer Bestätigung (Inform) des TU-Agenten zurückgemeldet bekommt. Im unteren Bereich (mit 2 markiert) ist eine erfolglose Aktivierung zu sehen, in der die Anfrage des VPP-Agenten mit einem Failure abgelehnt wurde. Analog dazu sind die durchgeführten Aktionen zum Blockieren des FR in der Mitte der Abbildung zu sehen. Auf der rechten Seite der Abbildung ist der *FreqRelayStatus*-Mechanismus dargestellt, in dem der TU-Agent dem VPP-Agenten eine Auslösung des FRs mitgeteilt hat, was wiederum vom VPP-Agenten mit einem Inform bestätigt worden ist.

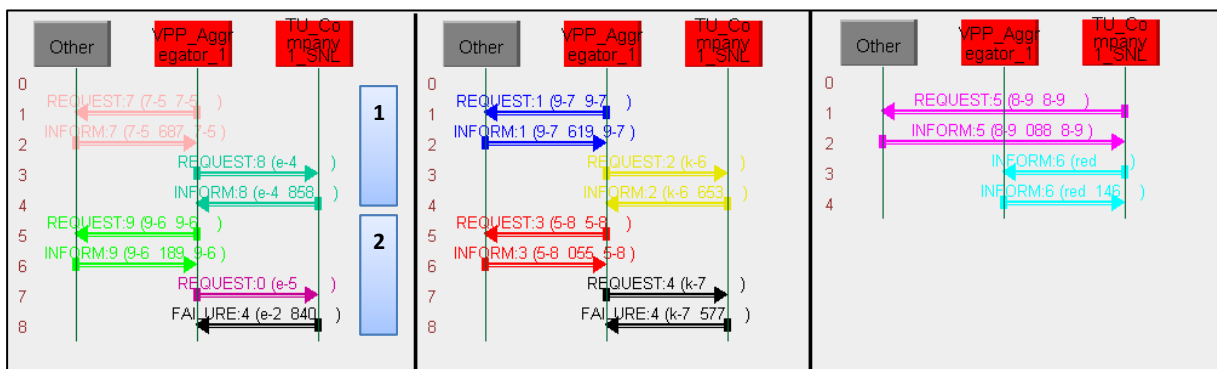


Abbildung 68: Agenteninteraktionen der Aktivierungsphase: FreqRelayEnable, FreqRelayBlock, FreqRelayStatus

6.3.1.3 Abrechnungsphase

Der Funktionalitätsnachweis der Abrechnungsphase ist in Abbildung 69 dargestellt. Die Sequenz beginnt in Zeile zwei mit der Anfrage des TU-Agenten an den DF-Agent nach der Adresse des VPP-Agenten. Nach dem Erhalt der Information ist die Sendung des Erbringungsnachweises in einer

Inform-Nachricht an den VPP-Agenten zu sehen, welcher den Erhalt ebenfalls mit einer Inform-Nachricht bestätigt.

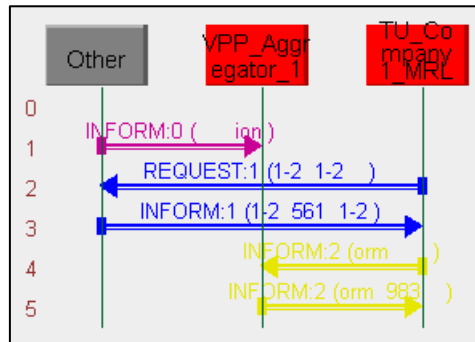


Abbildung 69: Agenteninteraktionen der Abrechnungsphase

6.3.1.4 Mitteilung der Zeitfensterbekanntgabe

Die in Abbildung 70 gezeigte Zeitfensterbekanntgabe unterteilt sich in die Übermittlung neuer Zeitfenster an alle Agenten mit dem SD-Typ ANN auf der linken Seite und in die Anfrage eines TU-Agenten nach den aktuellen Lastzeitfenstern auf der rechten Seite. Der mit 1 markierte Bereich zeigt die Anfrage der VPP-Agenten an den DF nach Agenten mit den SD-Typ ANN und ANN_pla. In dem darauffolgenden Bereich ist die Übertragung der aktuellen Zeitfenster als Broadcast zu sehen. Auf der rechten Seite sind die Nachrichten zweier TU-Agenten zu sehen (mit 3 und 4 markiert), welche die Hochlastzeitfenster anfragen. Dafür wird jeweils über den DF die Adresse des VPP-Agenten angefragt, worauf dieser dann in einer Request-Nachricht mit einer Referenz zu dem Tarif nach den aktuellen Lastzeitfenstern gefragt wird, was dieser dann in einer Inform-Nachricht an den TU-Agenten überträgt.

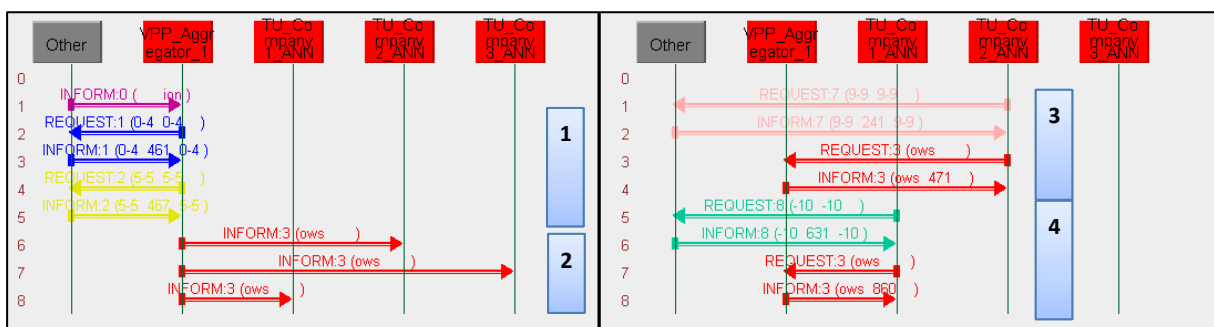


Abbildung 70: Agenteninteraktionen der Zeitfensterbekanntgabe (links: Broadcast, rechts: Anfrage)

6.3.1.5 Weitere Funktionen

In Abbildung 71 ist die durchgeführte **Sequenz zur Informationsanfrage** zu sehen. Auf der linken Seite ist die vom VPP-Agenten initiierte Anfrage und auf der rechten Seite ist die vom TU-Agenten

initiierte Anfrage, nach der Adressenabfrage durch den DF, zu sehen. In beiden Fälle wurde die Request-Anfrage mit einem Inform und dem entsprechenden Datensatz beantwortet.

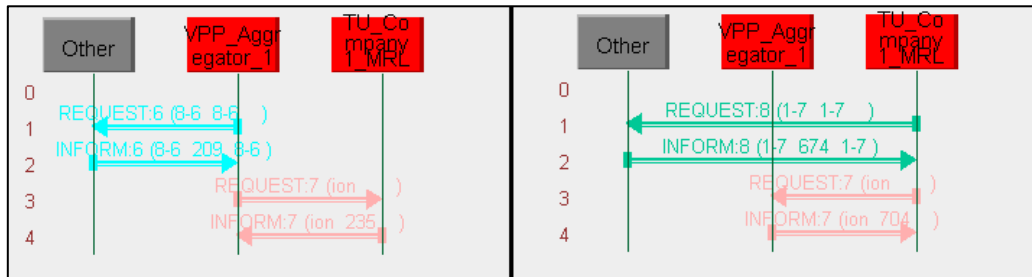


Abbildung 71: Agenteninteraktionen der RequestInfo-Sequenz (links: VPP-initiiert, rechts TU-initiiert)

In dem letzten Nachweis eines Einzelmechanismus, der Sequenz zum Abbruch einer Operation in Abbildung 72, ist auf der linken Seite der Abbildung die Abbruchanfrage, vom VPP-Agenten initiiert, zu sehen und auf der rechten Seite die vom TU-Agenten initiierte Anfrage. Beide Anfragen sind mit einer Anfrage an den DF gestartet, um die korrekte Adresse zu erhalten, um daraufhin die Cancel-Nachricht an den entsprechenden Agenten zu schicken (siehe mit 1 markierten Bereich). In beiden Fällen wurde dies mit einer Inform-Nachricht bestätigt, was die Sequenz beendet. In dem unteren Bereich der Abbildung (jeweils mit 2 markiert) ist dieselbe Sequenz, aber mit einer Failure-Antwort am Ende zu sehen, was auf den nicht erfolgreichen Abbruch der Operation hinweist.

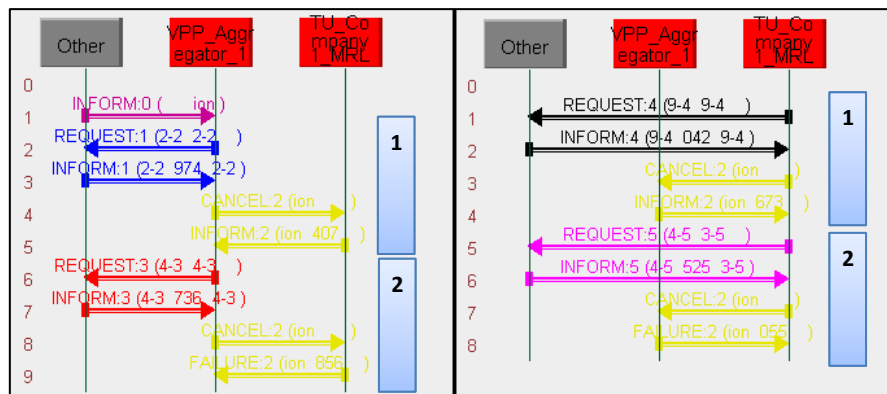


Abbildung 72: Agenteninteraktionen der CancelOperation-Sequenz (links: VPP-initiiert, rechts TU-initiiert)

6.3.2 Aktivierungsszenario

Das Aktivierungsszenario wurde, wie in Abschnitt 6.1 beschrieben, durchgeführt und die entsprechenden Steuervorgänge wurden von dem Agenten innerhalb der 24-Stunden-Simulation umgesetzt (die ausgetauschten Nachrichten und Interaktionen sind im Datenanhang im Ordner *Simulation* in der Datei *Interactions_Simulation* zu finden). Das in Echtzeit simulierte Szenario umfasste dabei eine Reihe an parallel ausgeführten Verhalten, welche die *Balancing Sequence*

ausführen. Diese 1-sekündigen Statusübertragungen haben die meisten Interaktionen in der Simulation erzeugt und führen u. a. zu einer hohen Speicher-Allokation im zur Verfügung gestellten Heap des Java-Programms. Die Standardeinstellungen zur Heap-Größe haben in den ersten Simulationen zu einem *OutOfMemoryError* geführt. Zur Behebung dieses Fehlers wurde der maximale Heap-Speicher über den nachfolgenden Befehl als Option zum Start des JADE_VPP Programms verwendet.

```
Java -Xmx8192m -jar JADE_VPP.jar
```

Des Weiteren sind für die korrekte Verarbeitung der Anfragen über dieselben Endpunkte die entsprechenden Verarbeitungsgeschwindigkeiten, die im folgenden Unterabschnitt aufgeführt sind, zu beachten.

6.3.3 Zeitmessungen

Die Ergebnisse der in Abschnitt 6.2 beschriebenen Messungen zu den RTT mit verschlüsselter VPN-Verbindung sind in Tabelle 34 dargestellt.

Tabelle 34: Zeitmessungen des Laboraufbaus

	Gerät		
	Siemens IoT2040	Hilscher NetPi	Kunbus RevPi
Mittelwert* RTT Agent zu Agent	887 ms	100 ms	131 ms
Mittelwert* RTT VPP-Management-System zu VPP-Agent	215 ms		

*Mittelwerte aus 10 Messungen berechnet

Die Messungen zur Verarbeitungsgeschwindigkeit haben eine korrekte Verarbeitung der Anfragen auf diesem Setup bei 20 ms ergeben, bevor eine neue Arbeitspunktanfrage ausgeführt werden kann.

7 Ergebnisdiskussion

Zur Validierung des entwickelten Agentensystems und der Lösungsansätze werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse mit Hinblick auf die Anforderungen sowie weitere Faktoren diskutiert. Daraufhin sollen Aussagen – auch subjektiver Natur – zur Nutzbarkeit dieser Lösung die Ergebnisse ergänzen und eine Überleitung zur kritischen Beurteilung bilden. Zur Komplettierung der vorliegenden Arbeit wird in diesem letzten Abschnitt vor der Zusammenfassung eine kritische Diskussion über die Methodik und die Aussagekraft der Ergebnisse zur Reflexion dieses Vorhabens durchgeführt.

7.1 In Bezug auf die Anforderungen und weitere Faktoren

Das in Abschnitt 3 ausdefinierte Forschungsvorhaben hat fünf Detail-Forschungsfragen vorgestellt, die von der ursprünglichen Forschungsfrage aus der Einleitung und den in Abschnitt 2.5 vorgestellten Anforderungen an das Agentensystem abgeleitet worden sind und in diesem Abschnitt besprochen werden.

Die erste Detail-Forschungsfrage bezieht sich auf die allgemeine Umsetzung der Funktionen zur Realisierung der notwendigen DR-Mechanismen, die in Abschnitt 2.5 beschrieben wurden.

Detailfrage 1: Wie sind die notwendigen Funktionen zur Abbildung der aktuellen Marktmechanismen in einem Agentensystem abzubilden?

Die Beantwortung dieser Frage ist über die in Abschnitt 4 vorgestellten Interaktionssequenzen und das Verhaltensmodell der Agenten möglich. Die notwendigen Funktionen wurden in neun UML-Sequenzdiagrammen beschrieben und im Agentensystem via JADE abgebildet. Abschließend wurden in Abschnitt 6.3 die Funktionalität und erfolgreiche Umsetzung nachgewiesen. Zu diesen Grundfunktionen werden drei weitere Funktionen zur besseren Nutzung des Agentensystems hinzugefügt. Diese in Abschnitt 4.5.5 beschriebenen zusätzlichen Funktionen ermöglichen es, bestehende Operationen abzurechnen, Informationssätze von Agenten abzufragen und aktuelle Infos über die Veränderungen in der Agentenplattform zu erfahren. Diese wurden ebenfalls in JADE implementiert und die Funktionalität im Rahmen der Tests in Abschnitt 6.3 in Form des durchgeführten ganzheitlichen Anwendungsszenarios belegt.

Die zweite Detailfrage bezieht sich auf 10 Anforderungen, zusammengefasst und abgeleitet aus den Präqualifikationsdokumenten der Märkte, die für das Agentensystem relevant sind.

Detailfrage 2: Wie sind die für das Agentensystem relevanten 10 Marktanforderungen (siehe Tabelle 5) in einem Agentensystem hardware- und softwaretechnisch zu realisieren?

Für jede in Tabelle 5 aufgeführte Anforderung wurde ein Lösungsansatz entwickelt und umgesetzt. Die **erste Anforderung (Tabelle 5: Nr. 1)** hebt die Notwendigkeit einer geschlossenen Benutzergruppe für TUs entsprechender DR-Märkte hervor. Dies ist möglich, da separate VPP-Agenten zur Erzeugung einer geschlossenen Benutzergruppe verwendet werden können und da über die Schnittstellen zu den VPP-Agenten, die gleichen Informationen zu erhalten und Funktionen zu nutzen sind, wie über die Hauptplattform. Dieser Lösungsansatz erlaubt ebenfalls, die Skalierbarkeit steigern zu können, da beim Auftreten von Limitierungen bei der Verarbeitung auf einer Agentenplattform eine weitere Instanz an das VPP-Management-System angebinden werden kann. Ferner ist über das Konzept des SDs die Möglichkeit eines redundanten Agenten umgesetzt worden (**Tabelle 5: Anforderung Nr. 2**). Die **dritte Anforderung (Tabelle 5: Nr. 3)** ist inhärent über das Agentenparadigma erfüllt, da sich hier die Möglichkeit ergibt, jeden Agenten eines jeden Pools unabhängig von der Pool-Zugehörigkeit zu steuern und dies auch innerhalb von 15-Minuten-Rastern. Die nächste Anforderung ist ebenfalls durch die Natur des Agentensystems, Daten elektronisch zu übertragen, automatisch erfüllt (**Tabelle 5: Anforderung Nr. 4**).

Die **Anforderungen 5-7 und 9** der Tabelle 5 sind **zeitkritische Anforderungen**, die von der Übertragungszeit und der Verarbeitungsgeschwindigkeit des gesamten Systems abhängen. Aus diesem Grund ist eine definitive Aussage zu Erfüllung dieser Anforderung nicht möglich. Es lassen sich durch die Zeitmessungen in Tabelle 34 ausschließlich Aussagen zur Verzögerung durch das Agentensystem in der Konstellation des Laboraufbaus machen, was wiederum als Orientierung für DR-Aggregatoren und die dort eingesetzten Technologien verwendet werden kann. Was die Messungen nicht abbilden, sind Verzögerungszeiten, verursacht durch Übertragungstechnologie von VPP-Agent zu TU-Agent, und Verzögerungszeiten durch das VPP-Management-System selbst. Für die Übertragungstechnologie werden im Regelfall Mobilfunkübertragungen verwendet, welche wiederum, je nach eingesetzter Technologie (LTE, 3G etc.), andere Verzögerungszeiten besitzen. So sind bei einer der meist verwendeten Technologien wie LTE in der Praxis unter guten Bedingungen Übertragungsgeschwindigkeiten von 10-100 Mbit/s (abhängig von der LTE-Technologie sind auch höhere Datenraten denkbar) und eine Round Trip Delay Zeit von 15-20 ms möglich [188]. Der zweite Faktor ist die Verzögerungszeit durch das VPP-Management-System des DR-Aggregators, welche vom DR-Aggregator und seiner Realisierung der Anbindung der verschiedenen Flexibilitäten der einzelnen DR-Märkte abhängt. Diese zwei zusätzlichen Faktoren kommen demnach noch zu den Messungen in Bezug auf das Agentensystem hinzu. Das Agentensystem in Verbindung mit dem Laboraufbau

ermöglicht Zeiten von 315 ms bis zu 1102 ms für die RTT. Dies ist je nach Verzögerung des VPP-Management-Systems und bei Annahme von LTE als Übertragungstechnologie eine Verzögerungszeit (der halbierten RTT Zeit) von unter einer Sekunde theoretisch für die verwendeten IIoT-Devices möglich. Damit könnten die zeitkritischen Anforderungen, die eine Signalübertragung innerhalb einer Sekunde erfordern, theoretisch erfüllt werden, es kann aber keine definitive Aussage dazu getroffen werden. Das Gleiche gilt für die Aussagen zur Echtzeitanforderungen, die im Verantwortungsbereich des jeweiligen Betreibers der TU und ebenfalls von der individuellen Realisierung abhängen. Zu der **Anforderung Nummer 6** kommt die notwendige Funktionalität von Statusmeldungen hinzu, die über die *Balancing Sequence* (Abschnitt 4.5.2.2) mit einer variablen Aktualisierungsrate implementiert wurde.

Um die **Anforderungen Nummer 8 und 10** von Tabelle 5 zu erfüllen, wurden ebenfalls zusätzliche Sequenzen für das Agentensystem entwickelt. So gibt es exklusiv für die FR-bezogenen Aktionen entsprechende Sequenzen (siehe Abschnitt 4.5.2.3) und eine Möglichkeit, ein Betriebsprotokoll zu übermitteln (siehe Abschnitt 4.5.3), wurde ebenfalls implementiert.

Die dritte Detailfrage beinhaltet zwar Überschneidungen mit der ersten Detailfrage, betont aber die Abbildung von Marktkompatibilitäten.

Detailfrage 3: Wie ist ein Agentensystem auszulegen, um die Marktfunktionen auf einer Plattform und die Marktkompatibilitäten abzubilden?

Die Frage lässt sich über die Ausnutzung des SD-Systems beantworten. So ermöglicht das in Abschnitt 4.1 entwickelte Konzept der SDs nicht nur die Trennung der Marktfunktionen in Teilfunktionen, sondern auch die Möglichkeit Marktkompatibilitäten auszunutzen, je nach Bedarf des DR-Aggregators.

Die vierte Forschungsfrage bezieht sich auf den industriellen Einsatz der TUs im Rahmen dieser Arbeit.

Detailfrage 4: Wie ist das Agentensystem technisch zu implementieren, um die zusätzlichen industriellen Anforderungen bezüglich der Komponenten und der Schnittstellen zu erfüllen?

Um die Integration der industriellen Flexibilitäten-Betreiber zu ermöglichen, wurde sich dabei auf bestehende Standards und Kommunikationstechnologien fokussiert und die Schnittstellentechnologien entsprechend ausgewählt. So ist es durch die Nutzung von Node-RED in Verbindung mit IIoT-Devices möglich, eine große Anzahl an industriellen Kommunikationstechnologien zu bedienen

und dabei den erhöhten industriellen Umgebungsanforderungen gerecht zu werden. Es wurde dafür drei mögliche IIoT-Devices vorgestellt und auf ihnen Agenten implementiert.

Die letzte Forschungsfrage befasst sich mit der Einbindung von bestehendem Know-how in das Agentensystem.

Detailfrage 5: Wie kann das zu entwickelnde Agentensystem in bestehende VPP-Strukturen eingebracht werden, damit bestehendes Know-how bei dem VPP-Management weiterhin genutzt werden kann und damit ein partieller Umstieg zur Agententechnologie möglich ist?

Diese Frage wird über das Schnittstellenkonzept dieses Agentensystems beantwortet. Dieses Agentensystem so konzipiert, dass die Optimierungsentscheidungen weiterhin außerhalb des Agentensystems getätigt werden können und das Agentensystem als Schnittstelle mit der Fähigkeit, DR-Mechanismen umzusetzen, zu verstehen ist. Die DR-Aggregatoren können ihr bisheriges Know-how wie Fahrplanoptimierung, Vorhersagen auf Grundlage von Wetterdaten, die wirtschaftlichste optimale Ausnutzung der verschiedenen Märkte sowie das Einbringen von Fairnessmechanismen bei der Zuschlagsvergabe innerhalb des VPPs weiterhin als ausgelagerte Komponente nutzen und die Ergebnisse über die DR-Funktionen das Agentensystem realisieren.

7.2 Nutzbarkeit dieses Lösungsansatzes

Die Nutzbarkeit des Systems wird durch ihre einzelnen Komponenten und das Zusammenspiel dieser bestimmt, was diese Arbeit in zwei Komponenten unterteilen lässt. Das in JADE implementierte Agentensystem und die Anbindung über die Schnittstellen durch Node-RED.

Dieses in **JADE entwickelte Agentensystem** bildet durch die FIPA-konforme Umsetzung eine standardisierte Grundlage und ermöglicht durch seine Java-Basis das Einbinden neuer Funktionen aus einer großen Anzahl an Java-Bibliotheken und eine aktive Entwicklercommunity. Die Agentenplattform selbst arbeitet im Hintergrund und muss theoretisch nicht modifiziert werden, um die implementierten Mechanismen zu nutzen. Lediglich die Startkonfiguration, wie in Abschnitt 6.2 beschrieben, ist zur Inbetriebnahme notwendig. Die Nutzbarkeit und Erweiterbarkeit des Systems wird durch die entwickelte Ontologie und die modulare Programmierung der Mechanismen sowie durch die ausführliche Dokumentation unterstützt. Es besteht zusätzlich die Möglichkeit, das in JADE implementierte Agentensystem gegen ein anderes Agentenframework auszutauschen und weiterhin die Schnittstellen-Komponente zu nutzen. Die Skalierbarkeit in Bezug auf die Leistungsfähigkeit des Agentensystems hängt von der Anzahl der verwendeten VPP-Agenten, die als zentrales Elementen einen Engpass darstellen könnten, und der tatsächlichen Aktivierungsvorgänge ab, da diese das

meiste Kommunikationsaufkommen verursachen. So kann das System dynamisch erweitert werden und ermöglicht eine Verwaltung von Teilnehmeranzahlen im zweistelligen Bereich bis zu dreistelligen Zahlen oder mehr zum Management eines VPPs.

Auch **Node-RED** liefert als Tool nicht die einzige Möglichkeit, die Schnittstellen-Komponente zu realisieren. So kann auch dieses Tool ausgetauscht werden und in Kombination mit der entwickelten Agentenlösung verwendet werden. Die Vorteile bei der Nutzung von Node-RED sind die Möglichkeit zur Implementierung auf einer Vielzahl bestehender IIoT-Devices und auch eine umfangreiche Bibliothek mit Schnittstellenlösungen, die zusätzlich herstellerspezifische Erweiterungen für industrielle Kommunikationssysteme enthält. Die Implementierung der Schnittstellen über die Flow-basierte Programmierung ist bei einem Projekt dieser Größe und der Anzahl von Schnittstellen einer direkten Implementierung via Hochsprachen möglicherweise unterlegen, da die Nutzbarkeit und Übersichtlichkeit der grafischen Oberfläche im Rahmen der vorliegenden Arbeit durch die Anzahl der verwendeten Nodes verringert wurde. Dennoch bieten Node-RED Vorteile durch die vergleichsweise einfache Natur der visuellen Flow-basierten Programmierung. So kann die Konfiguration der Schnittstellen für die Anbindung der Systeme auch durch einen Systemintegrator mit begrenztem Wissen der Hochsprachenprogrammierung durchgeführt werden. Diese Vorteile kommen auch beim Debugging und bei der vergleichsweise einfachen Möglichkeit zur Erzeugung einer GUI zum Tragen. Hier lassen sich funktionale Steuerungsoberflächen für das Agentensystem über einen Browser implementieren, was auch für die Nutzung außerhalb des industriellen Einsatzes vorteilhaft sein kann. Mit diesen Stärken ergänzt Node-RED die vergleichsweise aufwendigere Integration und Nutzung der JADE Plattform.

7.3 Kritische Beurteilung und wissenschaftlicher Bias

Das in dieser Arbeit entwickelte Agentensystem ermöglicht die Realisierung der deutschen DR-Marktmechanismen. Diese Mechanismen entwickeln sich, so wie sich auch das elektrische Netz in der Transition zum Smart Grid befindet, stetig weiter. Aus diesem Grund ist Gültigkeit und Repräsentativität dieses Lösungsansatzes mit Bezug auf deutsche DR-Marktmechanismen lediglich eine Momentaufnahme, die ebenfalls eine stetige Anpassung und Weiterentwicklung erfordert. Die Adaptivität des hier vorgestellten Agentensystems basiert vor allem auf dem modularen Ansatz (JADE als Agentensystem und Node-RED als flexibles Schnittstellentool) und der Realisierung der verschiedenen Marktfunktionen über die implementierten Grundmechanismen. Auf dieser Basis können neue Marktfunktionen eingebunden werden. Dennoch ist auch hier die Notwendigkeit von grundlegenden Erweiterungen nicht komplett auszuschließen, was aber durch die ausführliche Dokumentation und die FIPA-basierte Realisierung mit angemessenem Aufwand möglich sein sollte.

Zusätzlich gibt es alternative Lösungsansätze, die eine Realisierung mit anderen Eigenschaften des Agentensystems ermöglicht hätten. So kann eine mögliche Alternative einen performanteren Ansatz bieten, der jedoch aufgrund der verfügbaren Leistung im Rahmen des Testaufbaus nicht weiter untersucht wurde. So ist die Realisierung zur Vorgabe neuer Steuerungswerte möglicherweise nicht die leistungsfähigste Lösung für jedes System, da der VPP-Agent vor der Übertragung des neuen Steuerungswerts grundsätzlich die Adresse des gesuchten TU-Agenten abfragt. Da es sich hierbei um eine asynchrone Aktion handelt, die nicht regelmäßig ausgeführt wird, sondern nur wenn ein neuer Arbeitspunkt notwendig wird, wurde diese als geschlossene Sequenz implementiert. Eine Realisierung über eine feste Adressspeicherung bietet zwar bei der Nutzung der Funktion eine geringere Gesamtverzögerungszeit von der Aussendung der neuen Arbeitspunkte bis zu der Veränderung des Arbeitspunkts, dies bedeutet aber auch ein zusätzliches paralleles Verhalten für jede Aktivierungssequenz im Agenten, was wiederum Auswirkung auf die restliche Leistung des VPP-Agenten haben würde. Demnach könnte bei der Nutzung des Agentensystems eine alternative Lösung die Leistung des Systems möglicherweise optimieren.

Des Weiteren bietet eine Reihe von Anforderungen einen Interpretationsraum – bspw. die Anforderungen in Bezug auf den Medienbruch und der geschlossenen Benutzergruppe. In Rücksprache mit der zuständige Stelle [170] wird auf die individuelle Beurteilung der Systemsicherheit bei der Präqualifikation verwiesen und keine definitiven Aussagen zu technologischen Einschränkungen getätigt. So sind die in der vorliegenden Arbeit dargelegten Interpretationen dieser Anforderungen aus diesen Gründen nicht final und sie obliegen am Ende immer der individuellen Präqualifizierung.

Außerdem werden in dieser Arbeit keine Marktstudien zu den Anbietern von VPP-Management-Systemen oder der Auswahl der eingesetzten IIoT-Devices durchgeführt. Im Falle des VPP-Management-Systems liegt der Grund bei der geringen Anzahl an verfügbaren Anbietern und meist proprietären und individuelle Lösungen. Aus diesem Grund und da das VPP-Management-System mit seinen Optimierungsmechanismen nicht Gegenstand der Betrachtungen dieser Arbeit ist, wird auf eine eigens entwickelte Simulationssoftware, welche die Agentenschnittstellen nutzt, zurückgegriffen. Bei der Auswahl der IIoT-Devices wird auf Geräte zurückgegriffen, mit denen u. a. bereits Erfahrungen gesammelt worden sind und die dem Anforderungsprofil entsprechen.

Ein weiterer Punkt ist die Datenkapselung in diesem System. Da dieses Agentensystem mehrere industrielle Firmen miteinander verbindet, ist die Zugänglichkeit der Daten ein wichtiger Sicherheitsaspekt. Dieser Aspekt wird nicht weiter vertieft, da – wie bei den bestehenden VPP-Lösungen – die Absicherung der Systeme bei den DR-Aggregatoren liegt. So ist ein Zugriff auf dieses

System vonseiten der industriellen Betriebe ausschließlich über die vordefinierten Schnittstellen vorgesehen. Aus diesem Grund sind hier keine zusätzlichen Mechanismen zum Schutz der Daten implementiert. Auch die IT-Sicherheit dieser Systemstruktur wird in der Arbeit nicht bewertet und obliegt dem Systemintegrator.

Darüber hinaus werden keine Aussagen und Untersuchungen zu finanziellen bzw. wirtschaftlichen Aspekten dieses Lösungsansatzes durchgeführt – die in der Einleitung aufgestellte Forschungsfrage bezieht sich mit dem Begriff der Verbesserung auf die technischen und nicht die finanziellen Aspekte.

Weiterführend sind der Einsatz und Test des Systems im Rahmen eines Laboraufbaus durchgeführt worden, was keine abschließende Aussage auf den Einsatz im echten Betrieb eines VPPs ermöglicht.

Auch die Aussagekraft des Simulationsszenarios ist bedingt durch Erstellung in Rücksprache mit Fachleuten auf dem Gebiet vorgeprägt. So ist keine grundsätzliche Repräsentativität gegeben, sondern dies bezieht sich auf den DR-Einsatz in einem Teilgebiet in Niedersachsen mit den dort vorhandenen Flexibilitäten, dem Bedarf an DR und den Klima- bzw. Wetterbedingungen.

Überdies ist ungeachtet des Anspruchs und des Bestrebens einer objektiven und unabhängigen wissenschaftlichen Arbeit eine Voreingenommenheit aufgrund des von mir bezogenen Ausbildungshintergrunds mit Bezug zur Elektrotechnik und Automatisierungstechnik nicht vollständig auszuschließen, was wiederum Einfluss auf die Methodik für diesen Lösungsansatz gehabt haben kann.

8 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde ein Agentensystem zur Umsetzung von DR-Mechanismen der deutschen Märkte und ein Implementierungskonzept für den Einsatz von industriellen Flexibilitäten via DR-Aggregatoren entwickelt. Das ursprünglich definierte Forschungsziel, die Nutzung von DR durch das Paradigma der Agententechnologie zu verbessern, ist nach der Ableitung und Beantwortung von fünf Forschungsfragen mit einem implementierbaren Agentensystem nachgewiesen worden. Die damit zuvor ermittelte Forschungslücke zur Notwendigkeit von Arbeiten im Bereich der Anwendungen von Agentensystemen in realen Einsatzgebieten mit Fokus auf die Implementierung wird adressiert.

So ist ein entkoppeltes Agentensystem entstanden, das die bestehenden Anforderungen der Märkte (wie den Regelleistungsmarkt oder den Markt für abschaltbare Lasten) erfüllt und Verbesserungen durch das Agentenparadigma einbringt. Dies umfasst die Ausnutzung des SD-Prinzips im Agentensystem, um Marktkompatibilitäten ausnutzen zu können, das System leichter erweiterbar zu gestalten und Teilfunktionen sowie redundante Systeme umzusetzen. Das Agentenparadigma erlaubt dadurch außerdem ein automatisches Hinzufügen von neuen Teilnehmern in die Systemstruktur. Überdies sind durch die flexible Struktur und die automatisierte Umsetzung aller Funktionen auf einer Plattform kurzfristige und flexible Reaktionen auf DR-Einstätze möglich. So kann bei dem Ausfall einer Flexibilität umgehend eine Besicherung automatisiert gefunden und aktiviert werden. Außerdem wurden weitere Funktionen, die nicht den klassischen DR-Mechanismen entsprechen, hinzugefügt. So kann dieses System auch den Mechanismus der atypischen Netznutzung durch die Übertragung von Hoch- und Niedriglastzeitfenstern umsetzen. Darüber hinaus sind zusätzliche Funktionen zur Steuerung des VPPs, wie das Abrechnen von Operationen, die Anfrage von Informationen (auch zum Verbindungstest) und die automatische Mitteilung von Informationen über Änderungen in der Plattform (Betreten neuer Teilnehmer oder Teilnehmer, die das System verlassen) implementiert.

Dazu zeigt das entwickelte Implementierungskonzept für das Agentensystem eine Möglichkeit auf, das Agentensystem zu implementieren und im Betrieb mit einem VPP zu nutzen. Überdies wurden dabei die zusätzlichen Anforderungen zur Anbindung industrieller Flexibilitäten, wie die Industrietauglichkeit und die Anbindung von industriellen Systemen durch entsprechende Kommunikationstechnologien betrachtet und eingehalten. Zur Implementierung des Agenten ist dazu kein proprietäres Equipment der DR-Aggregatoren notwendig, sondern es wird die Implementierung auf industriellen Standardkomponenten in Form von IIoT-Devices oder Edge Gateways aufgezeigt. Das Agentensystem kann außerdem zur Einhaltung der Anforderungen an eine

geschlossene Benutzergruppe in mehrere Instanzen aufgeteilt werden und kann durch den Schnittstellenansatz (das Agentensystem als Middleware) Stück für Stück in bestehende VPP-Management-Systeme integriert werden. So können Erfahrungswerte mit dieser Technologie gesammelt werden, ohne das bestehende System komplett auf einen agentenbasierten Ansatz umstellen zu müssen. Dies bedeutet auch, dass die VPP-Betreiber ihr bestehendes Know-how zur Optimierung des VPP-Betriebs weiterhin in Verbindung mit diesem Agentensystem nutzen können.

Des Weiteren ist die Erweiterbarkeit dieses Systems aufgrund der FIPA-konformen Implementierung, der ausführlichen Dokumentation, des modularen Konzepts, was den Austausch der Agentenplattform JADE oder der Schnittstellenkomponente Node-RED durch andere Komponenten mit den Funktionalitäten ermöglicht, hervorzuheben. Zusätzlich kann die vorgestellte Schnittstellenkomponente (Node-RED) auch verwendet werden, um eine GUI-basierte Steuerung der Agenten zu ermöglichen. Überdies ist der hier vorgestellte Lösungsansatz nicht auf den industriellen Bereich limitiert und kann auch zur Umsetzung von DR-Mechanismen im Wohnsektor, dem Gewerbesektor oder anderen Bereichen verwendet werden.

Wie in der Einleitung bereits erwähnt, wird der Bedarf an Systemen zum Ausgleich der Volatilität von erneuerbaren Energien und damit der Bedarf an DR weiterhin steigen. Dies wird mit quantitativen Auswirkungen und auch qualitativen Auswirkungen einhergehen, was ein intelligentes Management und eine hohe Flexibilität der darunter liegenden Prozesse erfordert. Dies kann mithilfe des Agentensystems, vorgestellt in dieser Arbeit, ermöglicht werden. Eine plausible Vorgehensweise auf Grundlage dieses vorliegenden Dokuments und der im Rahmen durchgeführten Tests könnte eine Implementierung des Systems in einem realen Einsatz in einem VPP sein, um Erfahrungen mit der Technologie zu sammeln. Um Risiken zu minimieren, kann die Möglichkeit der teilweisen Integration dieses Agentensystems genutzt werden und so eine schrittweise Umstellung und Verbesserung des bestehenden Systems vorgenommen werden. Eine Empfehlung wäre, den Einsatz in Verbindung mit nicht kritischen Prozessen oder mit Kleinanlagen zu erproben und Erfahrungen zu sammeln, um darauf aufbauend das System zu erweitern.

In diesem Zuge ist auch der Einsatz des Agentensystems im Rahmen von Redispatch 2.0 [189, 190] möglich. Da hier eine große Anzahl an Anlagen aggregiert, bilanziert, gesteuert und abgerechnet werden müssen, ist der Einsatz eines gut skalierbaren Agentensystems besonders von Vorteil. Dazu kommt, dass Redispatch 2.0 ebenfalls im Rahmen von VPPs umgesetzt wird und die Funktionen denen der hier umgesetzten Mechanismen gleichen. Aus diesem Grund besteht die Möglichkeit, das vorhandene Agentensystem zu nutzen und dieses durch die Erweiterung von entsprechenden *Service Descriptions* für die Umsetzung von Redispatch-2.0-Mechanismen zu verwenden.

Ein weiterer Faktor ist die stetige Weiterentwicklung dieses Systems mit dem Hinblick auf die sich verändernden DR-Marktstrukturen oder für den Einsatz in anderen Anwendungsgebieten. Auch könnte auf Grundlage dieser Arbeit die Steuerung von Flexibilitäten in Bereichen außerhalb des industriellen Kontexts eines VPPs verwendet werden. Durch den Wegfall der industriellen Anforderungen könnten auf der Basis von Kleinrechnern wie Raspberry Pis und die Nutzung von Node-RED, um die Funktionen über eine grafische Oberfläche zugänglich zu machen, die Vorteile dieses Systems in andere Anwendungsgebiete übertragen werden.

Auch kann eine Verbindung mit bestehenden Agentensystem-Lösungen zur Umsetzung von Produktionssteuerungen untersucht werden. Wie bereits in Abschnitt 2.4 eingangs erwähnt, erfreut sich die Agententechnologie besonders im Bereich der Produktionssysteme einer hohen Beliebtheit. Um eine verbesserte Integration in Produktionsabläufe zu ermöglichen (siehe auch Abschnitt 2.2), könnten solche Lösungsansätze im Hinblick auf die hier identifizierten Systeme, die zur Umsetzung von DR notwendig sind, untersucht werden, um mögliche Synergieeffekte durch die Kombination mehrerer Agentensysteme zu erzeugen. Dies könnte besonders bei der Produktionsplanung und Optimierung weiteres Automatisierungspotenzial ermöglichen.

Eine andere Betrachtungsweise wäre die Kombination mit einer bestehenden Agentensystemlösung aus dem Bereich DR-, VPP- oder Microgrid-Optimierung. Hierbei kommen eine Reihe von Agentensystemen, welche bereits in Abschnitt 2.4 besprochen wurden, infrage, die eine optimierende Rolle einnehmen und auf der Basis den Einsatz von DR-Mechanismen planen. Eine weitere Möglichkeit ist die Stützung ausschließlich durch das Implementierungskonzept, um die Agentensysteme zu implementieren.

Ein weiterer Faktor, der bereits in Abschnitt 2.5.1 besprochen worden ist, ist der sichere Betrieb moderner Technologien (IP-basierende Kommunikationssysteme bei neuen Steuerungssystemen) bei der Umsetzung von DR. So können entkoppelte Systeme und serviceorientierte Ansätze grundsätzlich die Flexibilität bei der Nutzung von DR erhöhen. Dies ist unter den bestehenden Marktanforderungen bezüglich der IT-Sicherheit noch schwierig zu gestalten. So gilt es hier, eine sichere Systemstruktur für dieses Anwendungsgebiet zu erzeugen und diese wiederum mit in die Marktanforderungen aufzunehmen.

Literaturverzeichnis

- [1] United Nations (UN), *AFFORDABLE AND CLEAN ENERGY: WHY IT MATTERS*. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/> (accessed: Jun. 28 2018).
- [2] United Nations Framework Convention on Climate Change, Ed., "UNFCCC. Adoption of the Paris Agreement," Paris, France, 2015.
- [3] United Nations Framework Convention on Climate Change, Ed., "UNFCCC. Paris Agreement," Paris, France, 2015.
- [4] C. Gerbaulet, C. von Hirschhausen, C. Kemfert, C. Lorenz, and P.-Y. Oei, "European electricity sector decarbonization under different levels of foresight," *Renewable Energy*, vol. 141, pp. 973–987, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.099.
- [5] K. Löffler, T. Burandt, K. Hainsch, and P.-Y. Oei, "Modeling the low-carbon transition of the European energy system - A quantitative assessment of the stranded assets problem," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100422, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100422.
- [6] Bartholdsen *et al.*, "Pathways for Germany's Low-Carbon Energy Transformation Towards 2050," *Energies*, vol. 12, no. 15, p. 2988, 2019, doi: 10.3390/en12152988.
- [7] European Commission, *Energy roadmap 2050*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.
- [8] Agora Energiewende and Sandbag, Eds., "The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition," 2020.
- [9] Agora Energiewende, Ed., "Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020," 2020.
- [10] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, *Energie: Im Energiesektor sind weitere erhebliche CO₂-Minderungen vorgesehen*. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/co2-reduktion-energie-1672902>
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Ed., "Die Energie der Zukunft: Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende Berichtsjahr 2016," 2018.
- [12] Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Ed., "Energiewendeatlas Deutschland 2030," Berlin, 2017.
- [13] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien," 2014. [Online]. Available: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf

- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "Künstliche Intelligenz – vom Hype zur energiewirtschaftlichen Realität: Vertiefte Analyse von KI-Anwendungsfeldern in der Energiewirtschaft," Berlin, Aug. 2020.
- [15] H. C. Gils, *Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage*: University of Stuttgart, 2015.
- [16] C. Eid, E. Koliou, M. Valles, J. Reneses, and R. Hakvoort, "Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps," *Utilities Policy*, vol. 40, pp. 15–25, 2016, doi: 10.1016/j.jup.2016.04.001.
- [17] H. Seidl, C. Schenuit, M. Teichmann, E.-L. Limbacher, J. Mann, and A. Dünnwald, *Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte: Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik*. Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten (accessed: Feb. 7 2018).
- [18] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "Systemdienstleistungen: Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030," Berlin, Dec. 2017.
- [19] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Ein Blick in die Werkstatt: Erste Erkenntnisse und Ableitungen zentraler Handlungsfelder," Mar. 2021.
- [20] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Ed., "Demand Response in der Industrie: Status und Potenziale in Deutschland," 2010.
- [21] J. Stede, *Demand Response in Germany: Technical Potential, Benefits and Regulatory Challenges*.
- [22] European Commission DG Energy, Ed., "IMPACT ASSESSMENT STUDY ON DOWNSTREAM FLEXIBILITY, PRICE FLEXIBILITY, DEMAND RESPONSE & SMART METERING: FINAL Report," B-1040 BRUSSELS, 2016. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/demand_response_ia_study_final_report_12-08-2016.pdf
- [23] J. Torriti, *Peak energy demand and demand side response*. [Place of publication not identified]: ROUTLEDGE, 2017.
- [24] European Commission, Ed., "Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets," 2013.
- [25] Agora Energiewende, *Connect Energy Economics (2015): Aktionsplan Lastmanagement.: Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*.

- [26] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten: 10 Leitsätze zur Entwicklung eines zukunftsfähigen regulatorischen Rahmens," 2019.
- [27] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "Roadmap Demand Side Management: Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.," vol. 2016, 2016.
- [28] L. Baringo and M. Rahimiyan, *Virtual power plants and electricity markets: Decision making under uncertainty*. Cham: Springer, 2020.
- [29] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Smart Energy made in Germany: Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende*. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/smart-energy-made-in-germany.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (accessed: Aug. 14 2021).
- [30] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Das virtuelle Kraftwerk: erneuerbarer Strom zu jeder Zeit*. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Hightechlight/das-virtuelle-kraftwerk-erneuerbarer-strom-zu-jeder-zeit.html> (accessed: Aug. 14 2021).
- [31] M. W. Khan and J. Wang, "The research on multi-agent system for microgrid control and optimization," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, no. 8, pp. 1399–1411, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.279.
- [32] K. Tazi, F. M. Abbou, and F. Abdi, "Multi-agent system for microgrids: Design, optimization and performance," *Artif Intell Rev*, vol. 53, no. 2, pp. 1233–1292, 2020, doi: 10.1007/s10462-019-09695-7.
- [33] Y. Demazeau, T. Holvoet, and J. M. Corchado, *Advances in Practical Applications of Agents, Multi-Agent Systems, and Trustworthiness. The PAAMS Collection: 18th International Conference, PAAMS 2020, L'Aquila, Italy, October 7–9, 2020, Proceedings*, 1st ed., 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/978-3-030-49778-1>
- [34] M. Falco and G. Robiolo, "A Systematic Literature Review in Multi-Agent Systems: Patterns and Trends," in *2019 XLV Latin American Computing Conference (CLEI)*, Panama, Panama, 2019, pp. 1–10.
- [35] D. Y. Goswami and F. Kreith, Eds., *Energy management and conservation handbook*. Boca Raton: Taylor & Francis, 2008. [Online]. Available: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10176648>
- [36] C. W. Gellings, "The concept of demand-side management for electric utilities," *Proc. IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, 1985, doi: 10.1109/PROC.1985.13318.

- [37] E. Guelpa and V. Verda, "Demand response and other demand side management techniques for district heating: A review," *Energy*, vol. 219, no. 12, p. 119440, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.119440.
- [38] U. S. Department of Energy, Ed., "BENEFITS OF DEMAND RESPONSE IN ELECTRICITY MARKETS AND RECOMMENDATIONS FOR ACHIEVING THEM: A REPORT TO THE UNITED STATES CONGRESS PURSUANT TO SECTION 1252 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005," 2006. Accessed: Apr. 8 2020. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf
- [39] Federal Energy Regulatory Commission, Ed., "Assessment of Demand Response & Advanced Metering: Staff Report," 2012. [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-20-12-demand-response.pdf>
- [40] EURELECTRIC, *Everything you always wanted to know about Demand Response*. [Online]. Available: <https://www3.eurelectric.org/media/176935/demand-response-brochure-11-05-final-lr-2015-2501-0002-01-e.pdf> (accessed: Dec. 18 2018).
- [41] North American Electric Reliability Corporation, *2011 Demand Response Availability Report: March 2013*. [Online]. Available: <https://www.nerc.com/docs/pc/dadswg/2011%20DADS%20Report.pdf>
- [42] W. Khamphanchai, "An Agent-based Platform for Demand Response Implementation in Smart Buildings," Thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, Virginia, 2016.
- [43] M. Martín, *Alternative Energy Sources and Technologies*. Cham: Springer International Publishing, 2016.
- [44] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2158841.
- [45] P. Khajavi, H. Abniki, and A. B. Arani, "The role of incentive based Demand Response programs in smart grid," in *10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011: 8 - 11 May 2011, SGM Conference Center, Rome, Italy ; conference proceedings*, Rome, Italy, 2011, pp. 1–4.
- [46] J. Han and M.A. Piette, "Solutions for Summer Electric Power Shortages: Demand Response and its Applications in Air Conditioning and Refrigerating Systems," 2008.
- [47] S. Woltmann and J. Kittel, "Using Multi-Agent Systems for Demand Response Aggregators: Analysis and Requirements for the Development," in *2019 IEEE 17th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, Helsinki, Finland, 2019, pp. 172–179.

- [48] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Demand Side Management – Unternehmen als Anbieter für Flexibilität im Energiesystem: Ergebnisse aus dem Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg* (accessed: Dec. 6 2017).
- [49] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Ed., “Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit: Abschlussbericht,” 2013.
- [50] P. Göhner, *Agentensysteme in der Automatisierungstechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [51] Consentec GmbH, Ed., “Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt: Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,” 2014.
- [52] J. Torriti, M. G. Hassan, and M. Leach, “Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1575–1583, 2010, doi: 10.1016/j.energy.2009.05.021.
- [53] European Network of Transmission System Operators for Electricity, *ENTSO-E Member Companies*. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/> (accessed: Apr. 9 2020).
- [54] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9th ed. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [55] F. McLloyd, *Regelzonen Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland*. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Regelzonen_%C3%9Cbertragungsnetzbetreiber_in_Deutschland.svg (accessed: Feb. 7 2021).
- [56] Bundesnetzagentur, Ed., “Regelmarktwirtschaft gestartet: SMARD Regelmarktwirtschaft gestartet,” 2021. Accessed: Aug. 23 2021. [Online]. Available: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/196354>
- [57] Consentec GmbH, Ed., “Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland: Erläuterungsdokument,” im Auftrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, 2020.
- [58] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., “Abschaltbare Lasten Präqualifikations Anforderungen: Anlage zum Rahmenvertrag,” 2017. Accessed: May 4 2020. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>
- [59] E. G. M. Veit, “UFZ Discussion Paper 25/2014: Implementierung von Demand Side Management im deutschen Strommarkt – eine ökonomische Analyse der Voraussetzungen,” 2014.
- [60] European Energy Exchange AG, *Im Zentrum des europäischen Energiehandels: connecting markets*. [Online]. Available: <http://eex.com/blob/26810/>

- 22b6f3f05b90b5e349768b9e1354e14b/eex-produktbroschuere-de-pdf-data.pdf (accessed: Apr. 9 2020).
- [61] T. Gobmaier, D. Bernhard, and S. von Roon, *MÄRKTE FÜR DEMAND SIDE MANAGEMENT: 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz/Austria*.
- [62] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "dena Ergebnispapier: Die Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung," 2013.
- [63] P. Götz, J. Henkel, T. Lenck, and K. Lenz, "Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen: Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz," [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf
- [64] S. Bolay and C. Otto, "Faktenpapier atypische Netznutzung: Chancen | Beispiele | Rechtsrahmen," 2015.
- [65] Experten der EWE AG aus dem Bereich virtuelles Kraftwerk, *Interview / Austausch mit Experten zum Thema virtuelles Kraftwerk*. Oldenburg.
- [66] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "dena-Ergebnispapier „Marktrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem“," 2013.
- [67] S. Awerbuch, Ed., *The virtual utility: Accounting, technology & competitive aspects of the emerging industry ; [papers presented at the Symposium on the Virtual Utility, 1996, Saratoga Springs, New York]*. Boston: Kluwer Acad. Publ, 1997.
- [68] A. Nieße, S. Beer, J. Bremer, C. Hinrichs, O. Lünsdorf, and M. Sonnenschein, "Conjoint Dynamic Aggregation and Scheduling Methods for Dynamic Virtual Power Plants," in 2014, pp. 1505–1514.
- [69] T. Ishida, N. R. Jennings, K. Sycara, S. Bussmann, and M. Wooldridge, *Multiagent Systems for Manufacturing Control*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2004.
- [70] F. P. Sioshansi, Ed., *Innovation and disruption at the grid's edge: How distributed energy resources are disrupting the utility business model*. London, United Kingdom, San Diego, CA: Academic Press is an imprint of Elsevier, 2017. [Online]. Available: <http://proquest.tech.safaribooksonline.de/9780128117637>
- [71] M. Uslar *et al.*, *Standardization in Smart Grids*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [72] S. Rohjans, M. Uslar, and H. Juergen Appelrath, "OPC UA and CIM: Semantics for the smart grid," in *IEEE PES T&D 2010*, New Orleans, LA, USA, 2010, pp. 1–8.

- [73] F. Heimgaertner, U. Ziegler, B. Thomas, and M. Menth, "A Distributed Control Architecture for a Loosely Coupled Virtual Power Plant," in *2018 IEEE International Conference on Engineering, Technology and Innovation (ICE/ITMC)*, Stuttgart, Germany, 2018, pp. 1–9.
- [74] S. Srinivasan, R. Kumar, and J. Vain, "Integration of IEC 61850 and OPC UA for Smart Grid automation," in *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, Bangalore, India, 2013, pp. 1–5.
- [75] *Industrial-process measurement, control and automation - Part 1: system interface between industrial facilities and the smart grid*, 62872-1, 2019.
- [76] S. Biffli, A. Lüder, and D. Gerhard, *Multi-Disciplinary Engineering for Cyber-Physical Production Systems: Data Models and Software Solutions for Handling Complex Engineering Projects*, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-56345-9>
- [77] H. Lödding, *Verfahren der Fertigungssteuerung: Grundlagen, Beschreibung, Konfiguration*, 3rd ed. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48459-3>
- [78] H. Meyer, F. Fuchs, and K. Thiel, *Manufacturing execution systems: Optimal design, planning, and deployment*. New York: McGraw-Hill, 2009.
- [79] A. Pang, M. Markovski, and A. Micik, *Top 10 ERP Software Vendors, Market Size and Market Forecast 2019-2024*. [Online]. Available: <https://www.appsruntheworld.com/top-10-erp-software-vendors-and-market-forecast/>
- [80] M. Reinbolt, *ERP Market Share and Buyer Trends for 2021*. [Online]. Available: <https://www.selecthub.com/enterprise-resource-planning/erp-market/> (accessed: May 16 2021).
- [81] A. Woodie, *Can ERP Vendors Deliver On Industry 4.0 Expectations?* [Online]. Available: <https://www.itjungle.com/2018/10/01/can-erp-vendors-deliver-on-industry-4-0-expectations/> (accessed: May 16 2021).
- [82] S. Sharma, *SOAP Vs REST APIs In Oracle Integration Cloud (OIC)*. [Online]. Available: <https://k21academy.com/oracle-integration-cloud-service/soap-vs-rest-apis-in-oracle-integration-cloud-oic/> (accessed: May 16 2021).
- [83] ORACLE Deutschland B.V. & Co. KG, *Oracle REST Data Services*. [Online]. Available: <https://www.oracle.com/de/database/technologies/appdev/rest.html> (accessed: May 16 2021).
- [84] inray Industriesoftware GmbH, *SAP interfaces to external systems*. [Online]. Available: <https://www.opc-router.com/sap-interfaces/>
- [85] S. Palaniswamy, *Handling Web services (REST API SOAP API) in SAP*. [Online]. Available: <https://blogs.sap.com/2018/12/17/handling-web-services-rest-api-soap-api-in-sap/>

- [86] inray Industriesoftware GmbH, *SAP Systeme koppeln an OPC, Datenbanken (SQL), Etikettierer, REST, MQTT, etc.* [Online]. Available: <https://www.opc-router.de/3-sap-systeme-opc-ua-anbindung/> (accessed: May 16 2021).
- [87] ORACLE, *Configure Oracle IoT OPC UA Gateway Software to Integrate with OPC UA Server.* [Online]. Available: <https://docs.oracle.com/en/cloud/saas/iot-production-cloud/tutorial-iot-opcua-gateway/index.html> (accessed: May 16 2021).
- [88] D. Bruckner *et al.*, “An Introduction to OPC UA TSN for Industrial Communication Systems,” *Proc. IEEE*, vol. 107, no. 6, pp. 1121–1131, 2019, doi: 10.1109/JPROC.2018.2888703.
- [89] E. O'Driscoll and G. E. O'Donnell, “Industrial power and energy metering – a state-of-the-art review,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 41, pp. 53–64, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2012.09.046.
- [90] *Agentensysteme in der Automatisierungstechnik*, 2653, 2018.
- [91] J. Ferber, *Multi-agent systems: An introduction to distributed artificial intelligence*. Harlow: Addison-Wesley, 1999.
- [92] S. J. Russell and P. Norvig, *Künstliche Intelligenz: Ein moderner Ansatz*, 3rd ed. München: Pearson, 2012. [Online]. Available: <http://lib.mylibrary.com/detail.asp?id=404935>
- [93] M. Wooldridge, *An introduction to multiagent systems*, 2nd ed. Chichester: Wiley, 2009.
- [94] M. Wooldridge and N. R. Jennings, “Intelligent agents: theory and practice,” *The Knowledge Engineering Review*, 155-152, 1995.
- [95] V. Botti and A. Giret, *ANEMONA: A Multi-agent Methodology for Holonic Manufacturing Systems*, 1st ed. s.l.: Springer Verlag London Limited, 2008. [Online]. Available: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10239442>
- [96] P. Leitao and S. Karnouskos, Eds., *Industrial agents: Emerging applications of software agents in industry*. Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2015. [Online]. Available: <http://proquest.tech.safaribooksonline.de/9780128003411>
- [97] F. Bellifemine, G. Caire, and D. P. A. Greenwood, *Developing multi-agent systems with JADE*. Chichester: Wiley, 2008.
- [98] S. Bussmann, N. R. Jennings, and M. Wooldridge, *Multiagent Systems for Manufacturing Control: A Design Methodology*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2004. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-08872-2>
- [99] A. S. Rao and M. P. Georgeff, “BDI Agents: From Theory to Practice,” 1995.
- [100] H. S. Nwana, “Software agents: An overview,” *The Knowledge Engineering Review*, vol. 11, no. 3, pp. 205–244, 1996, doi: 10.1017/S026988890000789X.

- [101] P. Leitão, "Agent-based distributed manufacturing control: A state-of-the-art survey," *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 22, no. 7, pp. 979–991, 2009, doi: 10.1016/j.engappai.2008.09.005.
- [102] T. Bogon, *Agentenbasierte Schwarmintelligenz*. Zugl.: Trier, Univ., Diss., 2012. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [103] J. Zawisa, *Entwicklung und Integration interdependenter Agentensysteme zur dezentralen Produktionsplanung und -steuerung*, 2018.
- [104] S. Theiss, *Echtzeitfähige Softwareagenten zur Realisierung cyber-physischer Produktionssysteme*. Dresden, 2015.
- [105] N. R. Jennings, "On agent-based software engineering," *Artificial Intelligence*, vol. 117, no. 2, pp. 277–296, 2000, doi: 10.1016/S0004-3702(99)00107-1.
- [106] P. Leitão and F. J. Restivo, "Implementation of a Holonic Control System in a Flexible Manufacturing System," *IEEE Trans. Syst., Man, Cybern. C*, vol. 38, no. 5, pp. 699–709, 2008, doi: 10.1109/TSMCC.2008.923881.
- [107] L. Mönch, *Agentenbasierte Produktionssteuerung komplexer Produktionssysteme*, 1st ed. s.l.: DUV Deutscher Universitäts-Verlag, 2006. [Online]. Available: <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=750370>
- [108] P. Ciancarini and M. Wooldridge, Eds., *Agent-Oriented Software Engineering: First International Workshop, AOSE 2000 Limerick, Ireland, June 10, 2000 Revised Papers*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2001.
- [109] P. Leitao, V. Marik, and P. Vrba, "Past, Present, and Future of Industrial Agent Applications," *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol. 9, no. 4, pp. 2360–2372, 2013, doi: 10.1109/TII.2012.2222034.
- [110] IEEE Foundation for Intelligent Physical Agents, *The Foundation for Intelligent Physical Agents*. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/> (accessed: Jul. 24 2021).
- [111] *FIPA Abstract Architecture Specification*, SC00001L, 2002.
- [112] *FIPA ACL Message Structure Specification*, SC00061G, 2002.
- [113] *FIPA Communicative Act Library Specification*, SC00037J, 2002.
- [114] *FIPA Request Interaction Protocol Specification*, SC00026H, 2002.
- [115] *FIPA Subscribe Interaction Protocol Specification*, SC00035H, 2002.
- [116] *FIPA Contract Net Interaction Protocol Specification*, SC00029H, 2002.
- [117] *FIPA Agent Management Specification*, SC00023K, 2004.
- [118] *FIPA Agent Message Transport Service Specification*, SC00067F, 2002.

- [119] P. Leitao, S. Karnouskos, L. Ribeiro, J. Lee, T. Strasser, and A. W. Colombo, "Smart Agents in Industrial Cyber-Physical Systems," *Proc. IEEE*, vol. 104, no. 5, pp. 1086–1101, 2016, doi: 10.1109/JPROC.2016.2521931.
- [120] Telecom Italia Lab, *JAVA Agent DEvelopment Framework: is an open source platform for peer-to-peer agent based applications*. [Online]. Available: <https://jade.tilab.com/> (accessed: May 20 2021).
- [121] K. Kravari and N. Bassiliades, "A Survey of Agent Platforms," *JASSS*, vol. 18, no. 1, 2015, doi: 10.18564/jasss.2661.
- [122] E. Cortese, F. Quarta, G. Vitaglione, and D. Centro, "Scalability and Performance of JADE Message Transport System," 2002.
- [123] K. Jurasovic, G. Jezic, and M. Kusek, "A Performance Analysis of Multi-Agent Systems," 2006.
- [124] L. Mulet, J. M. Such, and J. M. Alberola, "Performance evaluation of open-source multiagent platforms," in *Proceedings of the fifth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems - AAMAS '06*, Hakodate, Japan, 2006, p. 1107.
- [125] P. Leitao, J. Barbosa, M.-E. C. Papadopoulou, and I. S. Venieris, "Standardization in cyber-physical systems: The ARUM case," in *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Seville, 2015, pp. 2988–2993.
- [126] B. Vogel-Heuser, P. Göhner, and A. Lüder, "Agent-Based Control of Production Systems—and Its Architectural Challenges," in *Industrial Agents*: Elsevier, 2015, pp. 153–170.
- [127] A. Lüder, P. Göhner, and B. Vogel-Heuser, "Agent based control of production systems," in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Vienna, Austria, 2013, pp. 7416–7421.
- [128] *Agentensysteme in der Automatisierungstechnik - Grundlagen*, 2653 Blatt 1, 2018.
- [129] A. W. Colombo, S. Karnouskos, J. M. Mendes, and P. Leitao, "Industrial Agents in the Era of Service-Oriented Architectures and Cloud-based Industrial Infrastructures," in *Industrial Agents*: Elsevier, 2015.
- [130] A. Luder, A. Cala, J. Zawisza, and R. Rosendahl, "Design pattern for agent based production system control — A survey," in *2017 13th IEEE Conference on Automation Science and Engineering (CASE)*, Xi'an, 2017, pp. 717–722.
- [131] A. Lüder and M. Foehr, "Identification and Implementation of Agents for Factory Automation Exploiting Mechatronical Concepts for Production System Structuring," in *Industrial Agents*: Elsevier, 2015, pp. 171–190.

- [132] K. Tazi, F. Farid Abdi, and M. F. Abbou, "Demand and Energy Management in Smart Grid: Techniques and Implementation," *Proceedings of 2017 International Renewable & Sustainable Energy Conference (IRSEC'17)*, 2017.
- [133] G. H. Merabet *et al.*, "Applications of Multi-Agent Systems in Smart Grids: A survey," in *International Conference on Multimedia Computing and Systems (ICMCS), 2014: 14 - 16 April 2014, Marrakech, Morocco, Marrakech, Morocco, 2014*, pp. 1088–1094.
- [134] P. Du, N. Lu, and H. Zhong, *Demand Response in Smart Grids*, 1st ed., 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/978-3-030-19769-8>
- [135] S. Woltmann, M. Zarte, J. Kittel, and A. Pechmann, "Agent Based Simulation Model of Virtual Power Plants for Greener Manufacturing," *Procedia CIRP*, vol. 69, pp. 377–382, 2018, doi: 10.1016/j.procir.2017.11.054.
- [136] S. Woltmann, A. Coordes, M. Stomberg, and J. Kittel, "Using Multi-Agent Systems for Demand Response Aggregators: A Technical Implementation," in *2020 25th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA)*, Vienna, Austria, 2020, pp. 911–918.
- [137] J. Xie and C.-C. Liu, "Multi-agent systems and their applications," *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 7, no. 1, pp. 188–197, 2017, doi: 10.1080/22348972.2017.1348890.
- [138] T. Strasser *et al.*, "A Review of Architectures and Concepts for Intelligence in Future Electric Energy Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 4, pp. 2424–2438, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2361486.
- [139] P. Vrba *et al.*, "A Review of Agent and Service-Oriented Concepts Applied to Intelligent Energy Systems," *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol. 10, no. 3, pp. 1890–1903, 2014, doi: 10.1109/TII.2014.2326411.
- [140] G. Benetti, D. Caprino, M. L. Della Vedova, and T. Facchinetti, "Electric load management approaches for peak load reduction: A systematic literature review and state of the art," *Sustainable Cities and Society*, vol. 20, pp. 124–141, 2016, doi: 10.1016/j.scs.2015.05.002.
- [141] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Ed., "Analyse der technischen Machbarkeit der Fernsteuerbarkeit mit einem Smart Meter Gateway: ENavi White Paper (12/2019)," 2019.
- [142] F. Heimgaertner and M. Menth, "Distributed Controller Communication in Virtual Power Plants Using Smart Meter Gateways," in *2018 IEEE International Conference on Engineering, Technology and Innovation (ICE/ITMC)*, Stuttgart, Germany, 2018, pp. 1–6.

- [143] R. Rahmani, I. Moser, A. Cricenti, and H. Karimi, "Decentralised Multi-Agent based Demand Response for Smart Grid with Inclusion of Green Data Centre," in *2018 26th International Conference on Software, Telecommunications and Computer Networks (SoftCOM)*, Split, 2018, pp. 1–6.
- [144] J. Bremer and S. Lehnhoff, "Decentralized Coalition Formation with Agent-based Combinatorial Heuristics," *ADCAIJ*, vol. 6, no. 3, p. 29, 2017, doi: 10.14201/ADCAIJ2017632944.
- [145] W. Li, T. Logenthiran, W. L. Woo, V.-T. Phan, and D. Srinivasan, "Implementation of demand side management of a smart home using multi-agent system," in *2016 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Vancouver, BC, Canada, 2016, pp. 2028–2035.
- [146] E. Karfopoulos *et al.*, "A multi-agent system providing demand response services from residential consumers," *Electric Power Systems Research*, vol. 120, pp. 163–176, 2015, doi: 10.1016/j.epr.2014.06.001.
- [147] H.-J. Cha, D.-J. Won, S.-H. Kim, I.-Y. Chung, and B.-M. Han, "Multi-Agent System-Based Microgrid Operation Strategy for Demand Response," *Energies*, vol. 8, no. 12, pp. 14272–14286, 2015, doi: 10.3390/en81212430.
- [148] Z. Wang, "Optimal Residential Demand Response under Dynamic Pricing in a Multi-Agent Framework," Thesis, Faculty of Graduate Studies and Research, UNIVERSITY OF REGINA, Regina, Saskatchewan, Canada, 2015. [Online]. Available: http://ourspace.uregina.ca/bitstream/handle/10294/6816/Wang_Zhanle_200293825_PHD_ESE_Spring2016.pdf
- [149] H. S. V. S. Kumar Nunna and S. Doolla, "Energy Management in Microgrids Using Demand Response and Distributed Storage—A Multiagent Approach," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 939–947, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2239665.
- [150] G. Kyriakarakos, D. D. Piromalis, A. I. Dounis, K. G. Arvanitis, and G. Papadakis, "Intelligent demand side energy management system for autonomous polygeneration microgrids," *Applied Energy*, vol. 103, pp. 39–51, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.10.011.
- [151] R. F. Boehm, "An approach to decreasing the peak electrical demand in residences," *Energy Procedia*, vol. 14, p. 1, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.887.
- [152] H. S. V. S. K. Nunna and S. Doolla, "Demand Response in Smart Distribution System With Multiple Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1641–1649, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2208658.
- [153] R. Fazal, J. Solanki, and S. K. Solanki, "Demand response using multi-agent system," in *North American Power Symposium (NAPS), 2012: 9 - 11 Sept. 2012, University of Illinois at Urbana-Champaign, I-Hotel, Champaign, IL, Champaign, IL, USA, 2012*, pp. 1–6.

- [154] A. Nieße *et al.*, "Market-based self-organized provision of active power and ancillary services: An agent-based approach for Smart Distribution Grids," in *Complexity in engineering (COMPENG), 2012: 11 - 13 June 2012, Aachen, Germany ; second edition of the IEEE Workshop on Complexity in Engineering, Aachen, Germany, 2012*, pp. 1–5.
- [155] S. Lehnhoff, O. Krause, and C. Rehtanz, "Dezentrales autonomes Energiemanagement," *at - Automatisierungstechnik*, vol. 59, no. 3, p. 178, 2011, doi: 10.1524/auto.2011.0906.
- [156] G. J. Schaeffer and H. Akkermans, "CRISP - Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power: Final Summary Report," 2006.
- [157] C. Andrieu *et al.*, "CRISP - Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power: Case study simulations and results D1.8," 2005.
- [158] J. K. Kok, C. J. Warmer, and I. G. Kamphuis, "PowerMatcher," in *Proceedings of the fourth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems*, The Netherlands, 2005, p. 75.
- [159] C. Warmer, R. Kamphuis, M. Hommelberg, and K. Kok, "Massive coordination of dispersed generation using PowerMatcher based software agents," *19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, Austria, 21-24 mei 2007., 5 p.*, 2007.
- [160] G. Rohbogner, S. Fey, U. J.J. Hahnel, P. Benoit, and B. Wille-Hausmann, "What the term Agent stands for in the Smart Grid Definition of Agents and Multi-Agent Systems from an Engineer's Perspective," in *Federated Conference on Computer Science and Information Systems (FedCSIS), 2012: 9 - 12 Sept. 2012, Wroclaw, Poland ; [consisting of various conferences, symposia, workshops and special sessions]*, Piscataway, NJ: IEEE, 2012.
- [161] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., "Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenbieters zur Erbringung von Regelreserve: Stand: 20.12.2019," Dec. 2019. Accessed: Mar. 23 2020.
- [162] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, *Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve*. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification> (accessed: Apr. 13 2020).
- [163] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., "Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"): Stand: 23. Mai 2019," May. 2019. Accessed: May 1 2020.
- [164] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., "Anbieterfristen bei der MOLS Kommunikation," 2019.

- [165] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., "Ergänzende Anforderungen bei paralleler Vorhaltung und Erbringung von Abschaltbaren Lasten und Regelreserve: Anforderungen bei paralleler Vorhaltung und Erbringung von AbLa und Regelreserve," 2020.
- [166] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., "Anforderungen an Frequenzabschaltleinrichtungen für abschaltbare Lasten: Anlage zu AbLa-PQ-Anforderungen," 2017.
- [167] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., "Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung: IT-Mindestanforderungen für die Erbringung von Abschaltleistung," 2017.
- [168] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., "Statuskennung für die Meldung der Verfügbarkeit: Spezifikation der Statuskennzahlen für die Meldung der Verfügbarkeit," 2017.
- [169] *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV): AbLaV*, 2016.
- [170] Mehrere ÜNB Vertreter und ein Vertreter für die IT-Services der 4nes Information Technology Services GmbH, *Interview / Austausch zum Medienbruch und der seriellen Schnittstelle im Rahmen der IT-Mindestanforderungen*. Online-Konferenz mit den ÜNBs. Online-Konferenz.
- [171] HMS Industrial Networks GmbH, *Marktanteile industrieller Netzwerke 2019 aus Sicht von HMS*. [Online]. Available: <https://www.hms-networks.com/de/news/pressemitteilungen-von-hms/2019/05/07/marktanteile-industrieller-netzwerke-2019-aus-sicht-von-hms> (accessed: Aug. 13 2020).
- [172] M. F. Wood and S. A. DeLoach, "An Overview of the Multiagent Systems Engineering Methodology," in *Lecture Notes in Computer Science*, vol. 1975, *Agent-Oriented Software Engineering: First International Workshop, AOSE 2000 Limerick, Ireland, June 10, 2000 Revised Papers*, P. Ciancarini and M. Wooldridge, Eds., Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2001, pp. 207–221.
- [173] M. Wooldridge, N. R. Jennings, and D. Kinny, "The Gaia Methodology for Agent-Oriented Analysis and Design," *Autonomous Agents and Multi-Agent Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 285–312, 2000, doi: 10.1023/A:1010071910869.
- [174] F. M. T. Brazier, B. M. Dunin-Keplicz, N. R. Jennings, and J. Treur, "Desire: Modelling Multi-Agent Systems in a Compositional Formal Framework," *Int. J. Coop. Info. Syst.*, vol. 06, no. 01, pp. 67–94, 1997, doi: 10.1142/S0218843097000069.

- [175] S. D. J. McArthur *et al.*, “Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1753–1759, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.908472.
- [176] F. Zambonelli, N. R. Jennings, and M. Wooldridge, “Developing multiagent systems: The Gaia Methodology,” *ACM Trans. Softw. Eng. Methodol.*, vol. 12, no. 3, pp. 317–370, 2003, doi: 10.1145/958961.958963.
- [177] S. Woltmann, *IngStefan/JADE-DR-VPP: Latest release of the JADE-DR-VPP software*: Zenodo, 2021.
- [178] JS Foundation, *Node-RED: Low-code programming for event-driven applications*. [Online]. Available: <https://nodered.org/> (accessed: Jun. 14 2021).
- [179] T. Maag, *IoT-Anwendungen im Flow: mit der Node-RED-App*. [Online]. Available: <https://apps.boschrexroth.com/microsites/ctrlx-automation/de/news-stories/story/iot-anwendungen-node-red-app/> (accessed: Jul. 24 2021).
- [180] Y. Chamarelli, *Node-RED for Industrial Applications*. [Online]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/node-red-industrial-applications-yuri-chamarelli> (accessed: Jul. 24 2021).
- [181] Ondics GmbH, *NodeRED – und nun?* [Online]. Available: <https://scaleit-i40.de/blog/nodered-und-nun/> (accessed: Jul. 24 2021).
- [182] C. Franzetti, *Essenz der Informatik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-58534-4>
- [183] Apache Software Foundation, *Apache Tomcat*. [Online]. Available: <http://tomcat.apache.org/> (accessed: Jun. 14 2021).
- [184] I. VMware, *Spring Framework*. [Online]. Available: <https://spring.io/>
- [185] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Ed., “Anforderung für geschlossene Benutzergruppen zur Erbringung von Regelreserve: Stand: 26. Oktober 2018,” 2018.
- [186] J. Haleby, *REST-assured*. [Online]. Available: <https://rest-assured.io/> (accessed: Jun. 16 2021).
- [187] Deciso B.V., *OPNsense*. [Online]. Available: <https://opnsense.org/> (accessed: Jun. 16 2021).
- [188] M. Sauter, *Grundkurs Mobile Kommunikationssysteme*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [189] *Beschluss in dem Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen: Az. BK6-20-059*, 2020.
- [190] Bundesnetzagentur, *Redispatch / Einspeisemanagement: Redispatch 2.0*. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_84_Sys_Dienst/844_redispatch/redispatch_node.html (accessed: Aug. 21 2021).

Anhang

Zusätzliche Informationen und digitale Datensätze zu Teilen des Anhangs sind im entsprechenden Ordner des Datenträgers zu finden.

- A: Tabelle mit den technisch relevanten Anforderungen aus den DR-Marktdokumenten
- B: API-Beschreibung
- C: UML Klassendiagramm vom VPP und TU-Agenten
- D: Ontologie des Agentensystems
- E: Agentennachrichten
- F: Komposition des Simulationsszenarios
- G: Simulationsszenario Aktivierungstabelle

A: Tabelle mit den technisch relevanten Anforderungen aus den DR-Marktdokumenten

Nr.:	Anforderung (Ausschnitt):	Quelle (im Anhang unter Marktdokumente):
1	Die Zusammensetzung eines Pools muss - unabhängig von der Regelreserveart - jeweils für eine Viertelstunde unverändert bleiben; sie darf zu jeder Viertelstunde unter Berücksichtigung der Vorgabe zur Anpassung des vorausgehenden Arbeitspunktes geändert werden.	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 1.2; S.13)
2	Der Regelleistungswert ergibt sich aus Messwert der Einspeisung abzüglich des gemeldeten Arbeitspunkts.	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 1.2; S.15)
3	Entsprechende Poolwert bestimmt sich als Summe der Werte auf Ebene der RE und RG, aus denen sich der Pool zusammensetzt.	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 1.5; S.21)
4	Der Regelreserveanbieter ist verpflichtet gemäß der nachfolgenden Bestimmungen folgenden Daten an Reserven anschließenden ÜNB zu übermitteln: 1. Stammdaten, (Maschinendatenblatt als Excel die vorher übermittelt werden) 2. Daten als Erbringungsnachweis ("Offline-Daten"), 3. Echtzeitdaten.	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 2.2; S.21)
5	Der Regelreserveanbieter muss Daten als Erbringungsnachweis aufzeichnen und für einen Zeitraum von mindestens zwei Monaten archivieren.	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 2.2; S.22)
6	Der Regelreserveanbieter muss Daten als Echtzeitdaten entsprechend den Vorgaben in Abschnitt 5.2 an den Reserven anschließenden ÜNB übermitteln. Die Übermittlung erfolgt in Abstimmung mit und nach den Vorgaben des Reserven anschließenden ÜNB.	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 2.2.3; S.23)
7	Die zeitliche Auflösung von Echtzeitdaten ist 1 bis 4 Sekunden in Abstimmung mit dem Reserven anschließenden ÜNB	RL-PQ-Dokument (Tabelle 7; S.68)
8	Auftreten von Störungen, die zur Nichtverfügbarkeit führen, ist unverzüglich eine Besicherung zu aktivieren. Spätestens 15 Minuten nach dem Ende der Viertelstunde, in der der Besicherungsfall eingetreten ist, muss die ausgefallene Leistung vollständig ersetzt werden	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 2.17; S.52)
9	Ein Regelreserveanbieter muss in der Lage sein, auf telefonische Anweisung des ÜNB FRREinheiten und FRR-Gruppen manuell einen Sollwert vorzugeben. Hierbei sind die regelreserveartspezifischen Anforderungen einzuhalten (also bspw. im Falle der aFRR vollständige Erbringung innerhalb von fünf Minuten). Die manuelle Vorgabe eines Sollwerts auf telefonische Anweisung ist als Rückfallebene gedacht.	RL-PQ-Dokument (Abschnitt 3.2.1; S.63)

10	<p>In den Zeiten, in denen der Regelreserveanbieter einen Zuschlag erhalten hat und Regelreserve vorhält, muss bei der vom Regelreserveanbieter genannten Kontaktstelle jederzeit ein geschulter und mit den erforderlichen Kompetenzen ausgestatteter Mitarbeiter erreichbar sein, der in der Lage ist, die Anweisungen des ÜNB umzusetzen und selbständig Eingriffe in die Steuerungssysteme des Regelreserveanbieters vorzunehmen (z. B. manuelle Aktivierung von Regelreserve).</p>	<p>RL-PQ-Dokument (Abschnitt 2.12; S.49)</p>
11	<p>Die Verzögerung auf der kompletten Übertragungsstrecke E2E (von der Messwerterfassung der Technischen Einheit über das Reservenanbieter-Leitsystem bis zum Eingang beim ÜNB) darf max. 5 Sekunden betragen. Generell wird ein Zeitstempel (links oder rechts gestempelt) benötigt. Die Anforderung gilt bei aFRR. Bei FCR und mFRR sind vergleichbare Zeiten anzustreben. Der Reservenanbieter benennt die maximale Verzögerungszeit.</p>	<p>Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (A04)</p>
12	<p>In den Zugangsnetzen zum Teilnehmeranschluss sind nur geschlossene Benutzergruppen zulässig. Die Kommunikation zwischen den TE und Leitsystemen soll durch den Einsatz von geschlossenen Benutzergruppen stringent von anderen Netzwerken (z. B. Internet, Netzwerke anderer Kunden oder Dienst-leister) abgeschirmt werden. Die geschlossene Benutzergruppe sollte ausschließlich private Adressen nutzen, die von anderen Netzwerken nicht erreichbar sind. Die TE sollten untereinander nicht kommunizieren können, sondern ausschließlich über das zentrale Gateway zum Leitsystem des Reservenanbieters.</p>	<p>Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (B01)</p>
13	<p>Die geschlossene Benutzergruppe dient ausschließlich zur Erbringung von Regelreserve. In Absprache mit dem Reserven anschließenden ÜNB können auch weitere Daten, die im Zusammenhang mit der Erbringung von Systemdienstleistungen stehen, zugelassen werden (z. B. für folgende Dienste: SNMP zur Überwachung der angeschlossenen Geräte, zentrale Zeitsynchronisation, Konfigurationsupdates). Alle anderen IT-Dienste sind zu deaktivieren. In einer geschlossenen Benutzergruppe dürfen sich nur die für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve erforderlichen Teilnehmer befinden, wie z. B. Leitsystem des Reservenanbieters oder präqualifizierte TE des Reservenanbieters.</p> <p>Innerhalb der geschlossenen Benutzergruppe dürfen insbesondere folgende Systeme nicht betrieben werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nachgelagerte IT-Systeme des TE-Betreibers, • Office-IT-Systeme des Reservenanbieters oder Herstellers und • IT-Systeme anderer Reservenanbieter (betrifft SaaS-Anbieter). 	<p>Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (B02)</p>

14	<p>Die Nutzung von Internet-Technologien (z. B. IP, xDSL, UMTS, LTE) ist nur bei Verwendung einer ausschließlich für diesen Zweck verwendeten und vom Telekommunikationsdienstleister bereitgestellten geschlossenen Benutzergruppe zulässig.</p> <p>Eine geschlossene Benutzergruppe des Telekommunikationsdienstleisters soll gewährleisten, dass der Netzwerkverkehr des Reservenanbieters nicht mit "fremden" Netzwerken in Berührung kommt. Der Verkehr soll somit gegenüber anderen Netzwerken des Telekommunikationsdienstleisters, z. B. von anderen Kundennetzwerken oder gegenüber dem Internet, abgesichert werden.</p>	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (B03)
15	<p>Innerhalb der geschlossenen Benutzergruppe muss durch den Reservenanbieter eine eigene Ende-zu-Ende-Verschlüsselung aufgebaut werden (nicht durch den Telekommunikationsdienstleister), um die Kommunikation zwischen den TE und Leitsystemen zusätzlich gegenüber dem Netzwerk der geschlossenen Benutzergruppe abzusichern.</p>	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (B04)
16	<p>Die zwischen den Zugangsroutern übertragenen Daten müssen über einen verschlüsselten IPsec-VPN-Tunnel mit AES256 oder gleichwertigen Technologien geführt werden. Eine Empfehlung für eine sichere Verschlüsselung ist in der Anlage 2 (Anforderung für geschlossene Benutzergruppen zur Erbringung von Regelreserve) beschrieben.</p>	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (B05)
17	<p>Konfigurationstechnisch bedingt dürfen von einem Anschluss, welcher sich in einer geschlossenen Benutzergruppe befindet, ausschließlich andere Anschlüsse innerhalb dieser Benutzergruppe erreicht werden. Eine direkte Verbindung zum Internet bzw. eine Erreichbarkeit von öffentlichen IP-Adressen im Internet oder anderer Benutzergruppen ist hierdurch ausgeschlossen. Diese Vorgabe umfasst auch Zugänge für externe Dienstleister und andere Standorte. Kommunikation via VPN oder über Site-to-Site Verbindungen, die nicht der geschlossenen Benutzergruppe angehören, ist nicht zulässig.</p>	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (B06)
18	<p>Alle Übertragungsstrecken sind zu verschlüsseln. Von dieser Vorgabe nicht betroffen sind Punkt-zu-Punkt Verbindungen, die seriell ausgeführt sind. Diese bedürfen keiner Verschlüsselung.</p>	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (B07)
19	<p>Jede TE muss mit einer Verfügbarkeit der Einzelverbindung von mindestens 95 % an das Leitsystem des Reservenanbieters angebunden werden. (Nachweise können über Verträge, systemseitig oder mittels Statistiken erbracht werden). Betreibt der Reservenanbieter aufgrund der Anforderung A06 örtlich getrennte Leitsysteme, so erfolgt die Anbindung der TE an jedes der beiden Leitsysteme (ggf. je Leitsystem zusätzlich redundant gemäß C02/C03).</p>	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (C01)

20	TE mit einer Leistung ≥ 30 MW aFRR sind zusätzlich redundant an das Reservenanbieter-Leitsystem anzubinden. Diese Anforderung ist bei TE, die mFRR oder FCR zur Verfügung stellen, anzustreben.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (C02)
21	Die TE ist über eine serielle Schnittstelle anzubinden. Ein Medienbruch zum Internetprotokoll (IP) ist zwingend erforderlich. Alternativ ist auch eine direkte Steuerung von TE über binäre oder analoge Ausgänge (z. B. Schalt-Aktoren) sowie eine direkte Erfassung von Messwerten mittels Binäreingängen oder AD-Wandler zulässig.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (C04)
22	Konzeption zur Bündelung von Kleinanlagen <ul style="list-style-type: none"> • Die Bündelung von Kleinanlagen über öffentliches Internet mit verschlüsseltem VPN ist erlaubt • Bei der Bündelung von Kleinanlagen kann auf die geschlossenen Benutzergruppen verzichtet werden • Zwischen gebündelten Kleinanlagen und dem Poolbetreiber muss eine serielle Schnittstelle als Medienbruch gemäß den IT-Anforderungen implementiert werden • Maximale Größe von Kleinanlagen: 25 KW • Maximale Größe einer Bündelung von Kleinanlagen: 2 MW • Die Anbindung einer Kleinanlage ist nur an einen Pool erlaubt (keine Mehrfachvermarktung) • Die Besicherung von gebündelten Kleinanlagen durch andere gebündelte Kleinanlagen ist nicht erlaubt, sofern die Voraussetzung für die gesicherte Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve eine intakte kommunikationstechnische Anbindung ist. 	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (C05)
23	Datentransfers aus und in andere Netzwerke mit abweichendem Schutzbedarf werden grundsätzlich mit Datendrehscheiben vor-genommen. Durch Datendrehscheiben wird gewährleistet, dass Daten zwischen dem für die Erbringung der Regelreserve genutzten Netz und den übrigen Netzen mit geringerem Schutz-bedarf übertragen werden können, ohne dass es zu einer direkten Verbindung zwischen diesen Netzen kommt. <ul style="list-style-type: none"> • Ausschließlich unidirektionale Kommunikation vom Leitsystem aus wird erlaubt, d.h., Daten sollen nur aus dem Netz des Leitsystems herausgeschrieben oder abgeholt werden können. • Ausschließliche Nutzung von SFTP oder vergleichbaren, verschlüsselten Protokollen. • Mehrstufiger Virenschutz auf der Datendrehscheibe. 	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve (D01)
24	MRL: Dateiablage und gesetztes oder nicht-gesetztes "Sofort" Flag -> verschiedene Arten darauf in verschiedenen Zeiten zu reagieren	Anbieterfristen bei der MOLS Kommunikation (komplette Dokument)
25	Sofort abschaltbare Last – kurz SOL: Die Abschaltung erfolgt automatisch frequenzgesteuert schnellstmöglich innerhalb von 350 Millisekunden oder unverzüglich ferngesteuert innerhalb von einer Sekunde nach dem Erbringungsstartzeitpunkt.	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 2; S.4)

26	Schnell abschaltbare Last – kurz SNL: Die ferngesteuerte Abschaltung erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die Erbringung erfolgt innerhalb von 15 Minuten.	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 2; S.4)
27	Jede Abschaltbare Last kann für eine oder beide Produktarten (SOL und/oder SNL) präqualifiziert werden (siehe 3.2.6.1 und 3.2.6.2.).	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 2; S.4)
28	Für die Erbringung von Abschaltleistung können Verbrauchseinrichtungen, die für sich allein nicht die geforderte Mindestangebotsgröße bereitstellen können, auch durch technische Zusammenlegung mittels eines Konsortiums innerhalb einer Regelzone präqualifiziert werden.	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.2.3; S.6)
29	Zur Überprüfung der unter 3.2.4 genannten Lastcharakteristika stellt der Anbieter dem ÜNB die minimale Leistungsaufnahme im Viertelstundenraster zur Verfügung. Die mini-male Leistungsaufnahme ist verbindlich und stellt eine Grundlage zur Bestimmung der Abschaltleistung dar. Die Form der Übermittlung der täglichen Meldung der prognostizierten minimalen Leistungsaufnahme sowie der untertägigen Anpassung der minimalen Leistungsaufnahme ist bis zur technischen Umsetzung dieser Funktionalität im LaMaS im Rahmen der Präqualifikation zwischen Anschluss-ÜNB und dem Anbieter abzustimmen.	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.2.5; S.7)
30	Der Anbieter weist für jede SOL nach, dass die Abschaltung innerhalb einer Sekunde nach dem Erbringungsstartzeitpunkt oder bei Frequenzauslösung schnellstmöglich innerhalb von 350 Millisekunden in Höhe der zu präqualifizierenden Abschaltleistung erfolgt.	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.2.6.1; S.8)
31	<p>SOL & SNL: Der Anbieter weist die Einhaltung der oben beschriebenen Anforderungen in Form eines separaten lückenlosen Betriebsprotokolls nach. Das Betriebsprotokoll umfasst dabei den Zeitraum ab einer Viertelstunde vor dem Beginn der Reduzierung der Leistungsaufnahme bis zu einem Zeitpunkt eine Viertelstunde nach dem Wiedererreichen der vollständigen Leistungsaufnahme.</p> <p>Das Betriebsprotokoll des Abschaltvorganges beinhaltet folgende Daten in tabellarischer und graphischer Form nach Vorgaben des Anschluss-ÜNB:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Zeit (in hh:mm) 2) Leistungsaufnahme (1-Minutenmittelwert; MW mit drei Nachkommastellen) 3) Geplante minimale Leistungsaufnahme der betreffenden Viertelstunden (konstant über die Viertelstunde; 1-Minutenmittelwert; MW mit drei Nachkommastellen) 4) Soll-Wert der Abschaltleistung (1-Minutenmittelwert; MW mit drei Nachkommastellen) 5) Erbrachte Abschaltleistung als Differenz zwischen (3) und (2) 	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.2.6.1 und Abschnitt 3.2.6.2; S.8 & S.9)

32	<p>SOL: Der Anbieter weist für jede abschaltbare Last nach, dass die abschaltbare Last schnellst-möglich innerhalb von 350 Millisekunden automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vom ÜNB vorgegebenen Netzfrequenz und innerhalb von einer Sekunde unver-zögert ferngesteuert durch den ÜNB abgeschaltet werden kann.</p> <p>Ebenso weist der Anbieter nach, dass er in der Lage ist, die Freigabe zur Zuschaltung durch den ÜNB zu erkennen und umzusetzen.</p>	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.2.7.1; S.11)
33	<p>SOL & SNL</p> <p>Ebenso weist der Anbieter nach, dass er in der Lage ist, die Freigabe zur Zuschaltung durch den ÜNB zu erkennen und umzusetzen.</p>	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.2.7.1 & 3.2.7.2; S.11)
34	<p>Der Anbieter stellt dem Anschluss-ÜNB online über die Kommunikationswege gemäß den Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung im Minutenraster nach § 9 Abs. 3 AbLaV folgende Werte nach den Vorgaben des Anschluss-ÜNB zur Verfügung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Status-Meldung je Angebot: Angebot zum Abruf verfügbar ja/nein - Status-Meldung je Angebot: Statuskennzeichen gemäß Anlage 6c zum Rahmen-vertrag - Leistungsaufnahme in MW mit drei Nachkommastellen - minimale Leistungsaufnahme der betreffenden Viertelstunden (konstant über die Viertelstunde und identisch mit der vorab verbindlichen Meldung; 1-Minutenmittelwert; MW mit drei Nachkommastellen) - verbleibende Abrufdauer gemäß angebotener Einzelabrufdauer - verbleibende Pause nach Abruf oder Vermarktung - Stand des wöchentlichen Restabrufkontos als Zeitangabe 	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.3.1; S.13)
35	<p>Die Kommunikation für die Fahrplananmeldung findet auf elektronischem Wege statt und ist redundant ausgelegt. Fahrpläne werden über einen Anbieter-Client (Primärweg) oder im Sinne eines redundanten Kommunikationsweges per E-Mail angemeldet.</p>	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.4.2; S.14)
36	<p>Die Leistungsaufnahme der abschaltbaren Last wird während des gesamten Ausschreibungszeitraums mess- und zählertechnisch erfasst.</p>	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.4.4.1; S.15)
37	<p>Mit einem sich auf eine Ausschreibung beziehenden Angebot erklärt der Anbieter sich einverstanden, ein Restabrufkonto zu führen, das Auskunft gibt über das für Abschaltungen im Ausschreibungszeitraum noch zur Verfügung stehende Zeitvolumen.</p>	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.6.1; S.18)
38	<p>Der Anbieter bestätigt, dass er Vorkehrungen getroffen hat, um dem ÜNB bis zum 20. des Folgemonats entsprechend den Vorgaben (Art, Form und Inhalt) des ÜNBs gemäß § 9 Abs. 3 AbLaV einen vollständigen Leistungsnachweis der abschaltbaren Last in minütengenaue Auflösung zur Verfügung zu stellen.</p>	AbLaV-PQ-Dokument (Abschnitt 3.6.3; S.18)

39	Die Mindestverfügbarkeit nach Absatz 1 Nummer 5 reduziert sich für je vier Viertelstunden, in denen die Abschaltleistung abgerufen wird, um 48 Viertelstunden. Fanden im Ausschreibungszeitraum an fünf verschiedenen Tagen Abrufe der Abschaltleistung statt, so beträgt die Mindestverfügbarkeit im verbleibenden Ausschreibungszeitraum null Viertelstunden.	AbLaV (§5 Abs. 2)
40	Die Angebote müssen folgende Angaben enthalten: 1. die Höhe der Abschaltleistung in Megawatt, 2. einen für den Ausschreibungszeitraum konstanten Leistungspreis und einen konstanten Arbeitspreis unter Berücksichtigung von § 4 Absatz 2,3. eine Zuordnung der Abschaltleistung zu sofort abschaltbaren Lasten oder schnell abschaltbaren Lasten, 4. die Zeitdauer der möglichen einzelnen Abrufe der Abschaltleistung, wobei eine Mindestdauer von einer Viertelstunde und eine Höchstdauer von 32 Viertelstunden am Stück zulässig ist, sowie die Mindestdauer der insgesamt möglichen Abrufe der Abschaltleistung im Ausschreibungszeitraum, wobei mindestens 16 Viertelstunden anzugeben sind, 5. die im Ausschreibungszeitraum geplanten Zeiträume, in denen die Abschaltleistung nicht zur Verfügung steht, und 6. das Einverständnis der Anbieter, a) dass die Betreiber von Übertragungsnetzen Abrufe der Abschaltleistung bis zu vier Viertelstunden am Stück durchführen können, auch wenn nach Nummer 4 als Zeitdauer der möglichen einzelnen Abrufe ein geringerer Zeitraum angegeben wurde, und b) ein Restabrufkonto zu führen, das Auskunft über das Zeitvolumen gibt, das für Abrufe der Abschaltleistung im Ausschreibungszeitraum mindestens noch zur Verfügung steht.	AbLaV (§10 Abs. 2)
41	(3) Ein Anbieter kann mehrere Angebote abgeben. Die Abschaltleistung jedes einzelnen Angebots 1. muss mindestens der Mindestleistung entsprechen, 2. darf höchstens 200 Megawatt entsprechen, 3. muss ein ganzzahliges Vielfaches von einem Megawatt sein und 4. muss für die Betreiber von Übertragungsnetzen nutzbar sein.	AbLaV (§10 Abs. 3)
42	(2) Nach jedem Abruf der Abschaltleistung kann der Anbieter die Verfügbarkeit für den Zeitraum nach diesem Abruf verbindlich anpassen. Sonstige Veränderungen der Verfügbarkeit sind unverzüglich zu melden und zu begründen.	AbLaV (§12 Abs. 2)
43	(4) Ist das Restabrufkonto aufgebraucht, darf sich der Anbieter als nicht verfügbar melden und die Nichtverfügbarkeit der Abschaltleistung auch technisch herbeiführen. Hierüber ist der Betreiber von Übertragungsnetzen zu informieren.	AbLaV (§12 Abs. 4)
44	Fernblockierung Das Frequenzrelais muss eine Fernblockierung aufweisen, um die Auslösung des Frequenzrelais im Falle von erheblichen Frequenzschwankungen zu vermeiden (z. B. bei Teilnetzumschaltungen, Teilnetz wiederaufbau im Inselbetrieb).	Anforderungen an die Frequenzabschalt einrichtungen (S.2)

45	Nach einer automatischen Abschaltung durch das Frequenzrelais bei Unterschreiten der Auslösefrequenz darf die Wiederschaltung der Abschaltleistung erst nach Freigabe durch den ÜNB erfolgen.	Anforderungen an die Frequenzabschalteinrichtungen (S.2)
46	Nach Auslösung des Frequenzrelais bei Unterschreiten der vorgegebenen Netzfrequenz, muss online eine Meldung an den Anschluss-ÜNB erfolgen. Der Anschluss-ÜNB behält sich vor, dass der Anbieter von Abschaltleistung die Abschaltinformationen in anderer Form generiert.	Anforderungen an die Frequenzabschalteinrichtungen (S.2)
47	Die Verzögerung auf der kompletten Übertragungsstrecke E2E (von der Messwerterfassung der abschaltbaren Last über das Anbieter-Leitsystem bis zum Eingang beim ÜNB) darf max. 10 Sekunden betragen. Generell wird ein Zeitstempel (links oder rechts gestempelt) benötigt.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (A04)
48	In den Access-Netzen sind nur geschlossene Benutzergruppen zulässig. Die Kommunikation zwischen der abschaltbaren Last und Leitsystemen soll durch den Einsatz von geschlossenen Benutzergruppen stringent von anderen Netzwerken (z. B. Internet, Netzwerke anderer Kunden oder Dienstleister) abgeschirmt werden. Die geschlossene Benutzergruppe sollte ausschließlich private Adressen nutzen die von anderen Netzwerken nicht erreichbar sind. Die abschaltbaren Lasten sollten untereinander nicht kommunizieren können sondern ausschließlich über den zentralen Gateway zum Leitsystem des Anbieters.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (B01)
49	Die geschlossene Benutzergruppe dient ausschließlich zur Erbringung von Abschaltleistung. In Absprache mit dem Anschluss-ÜNB können auch weitere Daten, die im Zusammenhang mit der Erbringung von Systemdienstleistungen stehen, zugelassen werden. Alle anderen IT-Dienste sind zu deaktivieren. In einer geschlossenen Benutzergruppe dürfen sich nur die für die Vorhaltung und Erbringung von Abschaltleistung erforderlichen Teilnehmer befinden, wie z. B. Leitsystem des Anbieters oder präqualifizierte abschaltbare Lasten des Anbieters.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (B02)
50	Die Nutzung von Internet-Technologien (z. B. IP, DSL, UMTS) ist nur bei Verwendung einer ausschließlich für diesen Zweck verwendeten und vom Telekommunikationsdienstleister bereitgestellten geschlossenen Benutzergruppe zulässig. Eine geschlossene Benutzergruppe des Telekommunikationsdienstleisters soll gewährleisten, dass der Netzwerkverkehr des Anbieters nicht mit "fremden" Netzwerken in Berührung kommt. Der Verkehr soll somit gegenüber anderen Netzwerken des Telekommunikationsdienstleisters, z. B. von anderen Kundennetzwerken oder gegenüber dem Internet abgesichert werden.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (B03)

51	Innerhalb der geschlossenen Benutzergruppe muss durch den Anbieter eine eigene Ende zu Ende Verschlüsselung aufgebaut werden (nicht durch den Telekommunikationsdienstleister) und die Kommunikation zwischen den abschaltbaren Lasten und Leitsystemen zusätzlich gegenüber dem Netzwerk der geschlossenen Benutzergruppe absichern.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (B04)
52	Die zwischen den Zugangsroutern übertragenen Daten müssen über einen verschlüsselten IPsec-VPN-Tunnel mit AES256 oder gleichwertigen Technologien geführt werden. Eine Empfehlung für eine sichere Verschlüsselung ist in der Anlage 2: Sicherheitsbetrachtung_VPN-Anbindung_RL beschrieben.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (B05)
53	Konfigurationstechnisch bedingt dürfen von einem Anschluss, welcher sich in einer geschlossenen Benutzergruppe befindet, ausschließlich andere Anschlüsse innerhalb dieser Benutzergruppe erreicht werden. Eine direkte Verbindung zum Internet bzw. eine Erreichbarkeit von öffentlichen IP-Adressen im Internet oder anderer Benutzergruppen ist hierdurch ausgeschlossen. Diese Vorgabe umfasst auch Zugänge für externe Dienstleister und andere Standorte. Kommunikation via VPN oder über Site-to-Site Verbindungen, die nicht der geschlossenen Benutzergruppe angehören, ist nicht zulässig.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (B06)
54	Alle Übertragungsstrecken sind zu verschlüsseln. Von dieser Vorgabe nicht betroffen sind Punkt-zu-Punkt Verbindungen, die seriell ausgeführt wurden. Diese bedürfen keiner Verschlüsselung.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (B11)
55	Jede abschaltbare Last muss mit einer Verfügbarkeit der Einzelverbindung von mindestens 95 % an das Leitsystem des Anbieters angebunden werden. (Nachweise können über Verträge, Systemseitig oder Statistiken erbracht werden).	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (C01)
56	Abschaltbare Lasten mit einer Leistung ≥ 30 MW sind zusätzlich redundant an das Anbieter-Leitsystem anzubinden.	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (C02)
57	Abschaltbare Lasten, die 50 MW oder mehr bereitstellen, sind weiterhin mit der bisherigen, redundanten Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung (SDH/PDH) oder gleichwertigen Technologien anzubinden (siehe Definition Anlage 2, Kapitel 5 zur Anforderung für geschlossene Benutzergruppen zur Erbringung von Regelleistung).	Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (C03)

58	<p>Die abschaltbaren Lasten sind über eine serielle Schnittstelle anzubinden. Ein Medienbruch zum IP-Protokoll ist zwingend erforderlich. Alternativ ist auch eine direkte Steuerung von abschaltbaren Lasten über binäre oder analoge Ausgänge (z. B. Schalt-Aktoren) sowie eine direkte Erfassung von Messwerten mittels Binäreingängen oder AD-Wandler zulässig.</p>	<p>Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (C04)</p>
59	<p>Datentransfers aus und in andere Netzwerke mit abweichendem Schutzbedarf werden grundsätzlich mit Datendrehscheiben übertragen. Durch Datendrehscheiben wird gewährleistet, dass Daten zwischen dem Netz der abschaltbaren Lasten und den übrigen Netzen mit geringerem Schutzbedarf übertragen werden können, ohne dass es zu einer direkten Verbindung zwischen diesen Netzen kommt.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ausschließlich unidirektionale Kommunikation vom Leitsystem aus wird erlaubt, d.h. Daten sollen nur aus dem Netz des Leitsystems herausgeschrieben oder abgeholt werden können. - Ausschließliche Nutzung von SFTP oder vergleichbaren, verschlüsselten Protokollen. - Zweistufiger Virenschutz auf der Datendrehscheibe. 	<p>Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (D01)</p>
60	<p>Die Anbieter von Abschaltleistung haben die folgenden Informationen zur Prüfung der Zuverlässigkeit zu erfassen und insbesondere im Fehlerfall oder auf Anfrage an den ÜNB zu berichten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Häufigkeit und Dauer der Störungen - Ursachen der Störungen - Umschaltzeit auf Redundanz-Verbindung - Zeit bis zur Behebung der Störungen - Getroffene Maßnahmen zur Störungseingrenzung und Behebung - Maßnahmen zur zukünftigen Vermeidung des Fehlers 	<p>Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung (3.2 (S16))</p>
61	<p>Statusmeldungen zur Verfügbarkeit (2stelliger Code)</p>	<p>Anlage 6c_ Statuskennung für die Meldung der Verfügbarkeit</p>
62	<p>Ergänzend zu den in Kapitel 3.3.1 der PQ-Anforderungen für Abschaltbare Lasten genannten Werte, ist folgender Wert zu übertragen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Korrigierte Leistungsaufnahme der Abschaltleistung in MW mit drei Nachkommastellen. <p>Die Ermittlung der korrigierten Leistungsaufnahme erfolgt durch den Anbieter nach Formel (1) des vorliegenden Dokumentes und ist im Betriebsprotokoll und im Rahmen der Onlinedaten zu berücksichtigen.</p>	<p>Ergänzende Anforderungen bei paralleler Vorhaltung und Erbringung von Abschaltbaren Lasten und Regelreserve (S.9)</p>

B: API-Beschreibung

APIs of the MAS							
API:	A	B	C	D	E	F	G
Component:	VPP	Node-RED (VPP)	JADE (VPP)	JADE (TU)	Node-RED (TU)	Planning- & Accounting-System	TU

Aus Gründen der Übersichtlichkeit, werden nur die Übersichten zu den Endpunkten gezeigt und die detaillierten Ressourcen Beschreibungen im Datenanhang unter *APIs.x/sx* abgelegt.

API A

Ressource	Keine vordefinierte API, diese muss und kann für das entsprechende System	
Descriptions:	angepasst werden.	
Ressource URL:	<URL of ERP>	
Verb	Endpoints	Description
PUT	/***/scheduling_schedulingPlan	forwards the schedulingPlan to the VPP
PUT	/***/scheduling_schedulingPlanInfos	forwards the corresponding referenceID of the TU for the schedulingPlan to the VPP
PUT	/***/scheduling_refuse	forwards the refuse message with the referenceID of the TU
PUT	/***/scheduling_done	forwards the corresponding referenceID of the TU for the scheduling process confirmation
PUT	/***/scheduling_failure	forwards the corresponding referenceID of the TU for the scheduling process failure
PUT	/***/control_failure	informs the VPP about a failure of the TU control sequence
PUT	/***/balancing_agree	informs the VPP about a successful balancing sequence activation
PUT	/***/balancing_refuse	informs the VPP the balancing sequence activation has been refused
PUT	/***/balancing_inform	transfers the current balancing values to the VPP
PUT	/***/balancing_failure	informs the VPP the balancing sequence failed
PUT	/***/accounting_energyConsumptionProfile	transfers the energy consumption profile to the VPP
PUT	/***/accounting_energyConsumptionProfileReference	transfers the corresponding reference ID for the energy consumption profile submitted
PUT	/***/freqRelay_enableInform	informs the VPP about a success of the frequency relay enable request
PUT	/***/freqRelay_enableFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay enable request
PUT	/***/freqRelay_blockInform	informs the VPP about a success of the frequency relay block request
PUT	/***/freqRelay_blockFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay block request

PUT	/***/freqRelay_triggered	informs the VPP that the frequency relay of the referenced TU has been triggered
PUT	/***/loadTimeWindows_request	sends a request for load time windows to the VPP
PUT	/***/cancelOperation_inform	informs the VPP about the cancelling of an specific operation
PUT	/***/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation
PUT	/***/cancelOperation_failu re	informs about a failed cancelling of an specific operation
PUT	/***/requestInfoData	transfers the requested data from requestInfo (request info sequence can be used to test the connection)
PUT	/***/ams_agentBorn	informs the VPP about an agent that joined the platform
PUT	/***/ams_agentDead	informs the VPP about an agent that left the platform

API B

Resource Descriptions:			
Resource			
URL: <a href="http://<IPAddressOfTheVPP-AgentHost>:1880"> <IPAddressOfTheVPP-AgentHost>:1880			
Verb	Endpoints	Description	Used from:
PUT	/vpp-agent/scheduling_request	initiates a scheduling request	VPP
PUT	/vpp-agent/scheduling_accept-proposal	informs the TU the proposal has been accepted and sends operation details	VPP
PUT	/vpp-agent/scheduling_reject-proposal	informs the TU the proposal has been rejected	VPP
PUT	/vpp-agent/control_newSetpoint	initiates a TU control sequence via with new setpoint	VPP
PUT	/vpp-agent/control_newLoadProfile	uploads a new load profile for TU control sequence	VPP
PUT	/vpp-agent/control_newLoadProfileUploaded	initiates/activates a control sequence via new load profile for the specified TU	VPP
PUT	/vpp-agent/balancing_subscribe	initiates a balancing sequence for a specific TU	VPP
PUT	/vpp-agent/accounting_ECPReceived	informs the agent about a successful ECP submission	VPP
PUT	/vpp-agent/freqRelay_enable	requests a enable for a frequency relay of a specific TU	VPP

PUT	/vpp-agent/freqRelay_block	requests a disable for a frequency relay of a specific TU	VPP
PUT	/vpp-agent/freqRelay_confirm	confirms the receipt of a message that a frequency relay has been triggered	VPP
PUT	/vpp-agent/loadTimeWindows_inform	answers the request with the current load time windows for the TU	VPP
PUT	/vpp-agent/loadTimeWindows_broadcast	broadcasts new load time windows to all TUs that provide this service	VPP
PUT	/vpp-agent/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation	VPP
PUT	/vpp-agent/cancelOperation_failure	informs about a failed cancelling of an specific operation	VPP
PUT	/vpp-agent/cancelOperation_inform	informs the TU about the cancelling of an specific operation	VPP
PUT	/vpp-agent/requestInfo	requests a data from an specific participant (can be used to test the connection)	VPP
PUT	/vpp/scheduling_schedulingPlan	forwards the schedulingPlan to the VPP	VPP-Agent
PUT	/vpp/scheduling_schedulingPlanInfos	forwards the corresponding referenceID of the TU for the schedulingPlan to the VPP	VPP-Agent
PUT	/vpp/scheduling_refuse	forwards the refuse message with the referenceID of the TU	VPP-Agent
PUT	/vpp/scheduling_done	forwards the corresponding referenceID of the TU for the scheduling process confirmation	VPP-Agent
PUT	/vpp/scheduling_failure	forwards the corresponding referenceID of the TU for the scheduling process failure	VPP-Agent
PUT	/vpp/control_failure	informs the VPP about a failure of the TU control sequence	VPP-Agent
PUT	/vpp/balancing_agree	informs the VPP about a successful balancing sequence activation	VPP-Agent
PUT	/vpp/balancing_refuse	informs the VPP the balancing sequence activation has been refused	VPP-Agent
PUT	/vpp/balancing_inform	transfers the current balancing values to the VPP	VPP-Agent
PUT	/vpp/balancing_failure	informs the VPP the balancing sequence failed	VPP-Agent
PUT	/vpp/accounting_energyConsumptionProfile	transfers the energy consumption profile to the VPP	VPP-Agent
PUT	/vpp/accounting_energyConsumptionProfileReference	transfers the corresponding reference ID for the energy consumption profile submitted	VPP-Agent
PUT	/vpp/freqRelay_enableInform	informs the VPP about a success of the frequency relay enable request	VPP-Agent
PUT	/vpp/freqRelay_enableFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay enable request	VPP-Agent

PUT	/vpp/freqRelay_blockInform	informs the VPP about a success of the frequency relay block request	VPP-Agent
PUT	/vpp/freqRelay_blockFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay block request	VPP-Agent
PUT	/vpp/freqRelay_triggered	informs the VPP that the frequency relay of the referenced TU has been triggered	VPP-Agent
PUT	/vpp/loadTimeWindows_request	sends a request for load time windows to the VPP	VPP-Agent
PUT	/vpp/cancelOperation_inform	informs the VPP about the cancelling of an specific operation	VPP-Agent
PUT	/vpp/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation	VPP-Agent
PUT	/vpp/cancelOperation_failure	informs about a failed cancelling of an specific operation	VPP-Agent
PUT	/vpp/requestInfoData	transfers the requested data from requestInfo (request info sequence can be used to test the connection)	VPP-Agent
GET	/vpp/requestInfo	requests the data set of the agent stored in Node-RED	VPP-Agent
PUT	/vpp/ams_agentBorn	informs the VPP about an agent that joined the platform	VPP-Agent
PUT	/vpp/ams_agentDead	informs the VPP about an agent that left the platform	VPP-Agent

API C

Ressource Descriptions:		
Ressource		
URL: http://localhost:8080		
Verb	Endpoints	Description
PUT	/vpp-agent/scheduling_request	initiates a scheduling request
PUT	/vpp-agent/scheduling_accept-proposal	informs the TU the proposal has been accepted and sends operation details
PUT	/vpp-agent/scheduling_reject-proposal	informs the TU the proposal has been rejected
PUT	/vpp-agent/control_newSetpoint	initiates a TU control sequence via with new setpoint
PUT	/vpp-agent/control_newLoadProfile	uploads a new load profile for TU control sequence
PUT	/vpp-agent/control_newLoadProfile Uploaded	initiates/activates a control sequence via new load profile for the specified TU
PUT	/vpp-agent/balancing_subscribe	initiates a balancing sequence for a specific TU
PUT	/vpp-agent/accounting_ECPReceived	informs the agent about a successful ECP submission

PUT	/vpp-agent/freqRelay_enable	requests a enable for a frequency relay of a specific TU
PUT	/vpp-agent/freqRelay_block	requests a disable for a frequency relay of a specific TU
PUT	/vpp-agent/freqRelay_confirm	confirms the receipt of a message that a frequency relay has been triggered
PUT	/vpp-agent/loadTimeWindows_info	answers the request with the current load time windows for the TU
PUT	/vpp-agent/loadTimeWindows_broadcast	broadcasts new load time windows to all TUs that provide this service
PUT	/vpp-agent/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation
PUT	/vpp-agent/cancelOperation_failure	informs about a failed cancelling of an specific operation
PUT	/vpp-agent/cancelOperation_inform	informs the TU about the cancelling of an specific operation
PUT	/vpp-agent/requestInfo	requests a data from an specific participant (can be used to test the connection)

API D

Ressource Descriptions:		
Ressource URL: http://localhost:1880		
Verb	Endpoints	Description
PUT	/erp-agent/scheduling_schedulingPlan	uploading the scheduling plan file
PUT	/erp-agent/scheduling_schedulingPlan Uploaded	confirming the upload of the correct file and setting the reference ID for this file
PUT	/erp-agent/scheduling_refuseScheduling	declining to participate in the scheduling process and sending the reference ID
PUT	/erp-agent/scheduling_inform	informing the VPP that the scheduling process is done
PUT	/erp-agent/scheduling_failure	informing the VPP that the scheduling process cannot be realized
PUT	/erp-agent/loadTimeWindows_request	requesting the VPP for load time windows
PUT	/erp-agent/cancelOperation_inform	informs the VPP about the cancelling of an specific operation
PUT	/erp-agent/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation
PUT	/erp-agent/cancelOperation_failure	informs about a failed cancelling of an specific operation

PUT	/erp-agent/requestInfo	requests a data from an specific participant (can be used to test the connection)
PUT	/tu-agent/control_newSetpointDone	confirms a successful change to the new setpoint
PUT	/tu-agent/control_newSetpointFailed	informs the VPP about a failure while setting the new setpoint
PUT	/tu-agent/balancing_agree	confirms the balancing conditions
PUT	/tu-agent/balancing_refuse	refuses the balancing conditions
PUT	/tu-agent/balancing_failure	informs the VPP about a failure while sending the balancing values
PUT	/tu-agent/balancing_inform	sends the current balancing values
PUT	/tu-agent/freqRelay_enableInform	informs the VPP about a succes of the frequency relay enable request
PUT	/tu-agent/freqRelay_enableFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay enable request
PUT	/tu-agent/freqRelay_blockInform	informs the VPP about a succes of the frequency relay block request
PUT	/tu-agent/freqRelay_blockFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay block request
PUT	/tu-agent/freqRelay_triggered	informs the VPP that the frequency relay of the referenced TU has been triggered
PUT	/ems-agent/accounting_energyConsumptionProfile	uploads the energy consumption profile of the TU
PUT	/ems-agent/accounting_energyConsumptionProfileUploaded	sets additional information of the energy consumptions file and confirms the upload to the VPP

API E

Resource Descriptions:

Resource

URL: <IPAddressOfTheTU-AgentHost>:1880

Verb	Endpoints	Description	Used from:
PUT	/erp-agent/scheduling_schedulingPlan	uploading the scheduling plan file	Planning System
PUT	/erp-agent/scheduling_schedulingPlanUploaded	confirming the upload of the correct file and setting the reference ID for this file	Planning System
PUT	/erp-agent/scheduling_refuseScheduling	declining to participate in the scheduling process and sending the reference ID	Planning System
PUT	/erp-agent/scheduling_inform	informing the VPP that the scheduling process is done	Planning System

PUT	/erp-agent/scheduling_failure	informing the VPP that the scheduling process cannot be realized	Planning System
PUT	/erp-agent/loadTimeWindows_request	requesting the VPP for load time windows	Planning System
PUT	/erp-agent/cancelOperation_inform	informs the VPP about the cancelling of an specific operation	Any System
PUT	/erp-agent/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation	Any System
PUT	/erp-agent/cancelOperation_failure	informs about a failed cancelling of an specific operation	Any System
PUT	/erp-agent/requestInfo	requests a data from an specific participant (can be used to test the connection)	Any System
PUT	/erp/scheduling_startScheduling	forwards the scheduling request to Node-RED	TU-Agent
PUT	/erp/scheduling_accepted	accepting the offer of the TU by sending the offer details and conversation id as reference	TU-Agent
PUT	/erp/scheduling_rejected	rejecting the offer of the TU by sending the conversation id as reference	TU-Agent
PUT	/erp/loadTimeWindows_inform	informs the planning system with new load time windows	TU-Agent
PUT	/erp/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation	TU-Agent
PUT	/erp/cancelOperation_failure	informs about a failed cancelling of an specific operation	TU-Agent
PUT	/erp/cancelOperation_inform	informs the Planung System about the cancelling of an specific operation	TU-Agent
PUT	/erp/requestInfoData	transfers the requested data from requestInfo (request info sequence can be used to test the connection)	TU-Agent
GET	/erp/requestInfo	requests the data set of the agent stored in Node-RED	TU-Agent
PUT	/tu-agent/control_newSetpoint Done	confirms a successful change to the new setpoint	TU
PUT	/tu-agent/control_newSetpoint Failed	informs the VPP about a failure while setting the new setpoint	TU
PUT	/tu-agent/balancing_agree	confirms the balancing conditions	TU
PUT	/tu-agent/balancing_refuse	refuses the balancing conditions	TU
PUT	/tu-agent/balancing_failure	informs the VPP about a failure while sending the balancing values	TU
PUT	/tu-agent/balancing_informInstant	sends the current balancing values (spontaneous)	TU
PUT	/tu-agent/balancing_inform	sends the current balancing values	TU

PUT	/tu-agent/freqRelay_enableInform	informs the VPP about a success of the frequency relay enable request	TU
PUT	/tu-agent/freqRelay_enableFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay enable request	TU
PUT	/tu-agent/freqRelay_blockInform	informs the VPP about a success of the frequency relay block request	TU
PUT	/tu-agent/freqRelay_blockFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay block request	TU
PUT	/tu-agent/freqRelay_triggered	informs the VPP that the frequency relay of the referenced TU has been triggered	TU
PUT	/plc/control_newSetpoint	sets a new setpoint of the TU	TU-Agent
PUT	/plc/control_newLoadProfileInfo	sets additional info's for the new load profile	TU-Agent
PUT	/plc/control_newLoadProfile	sets a new load profile of the TU	TU-Agent
PUT	/plc/balancing_request	forwards the balancing request of the VPP to the TU	TU-Agent
PUT	/plc/freqRelay_enable	requests a enable for a frequency relay of a specific TU	TU-Agent
PUT	/plc/freqRelay_block	requests a disable for a frequency relay of a specific TU	TU-Agent
PUT	/plc/freqRelay_confirm	confirms the receipt of a message that a frequency relay has been triggered	TU-Agent
PUT	/ems-agent/accounting_energyConsumptionProfile	uploads the energy consumption profile of the TU	Accounting System
PUT	/ems-agent/accounting_energyConsumptionProfileUploaded	sets additional information of the energy consumptions file and confirms the upload to the VPP	Accounting System
PUT	/ems/accounting_ecpReceived	send confirmation of the VPP that the ECP has been received to the accounting system	TU-Agent

API F

Resource Descriptions:	No predefined API, this must and can be customized for the appropriate system.	
Node-RED Endpoint Reference	Description	Direction:
/tu-agent/control_newSetpointDone	confirms a successful change to the new setpoint	PLC -> Node-RED
/tu-agent/control_newSetpointFailed	informs the VPP about a failure while setting the new setpoint	PLC -> Node-RED

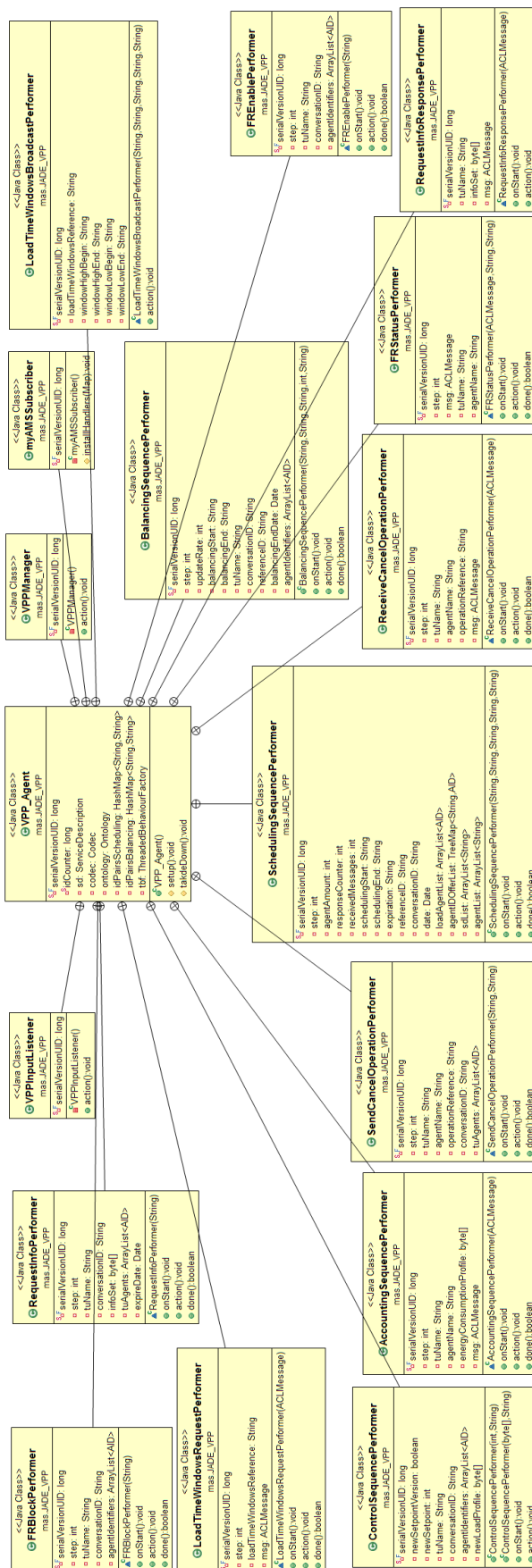
/tu-agent/balancing_agree	confirms the balancing conditions	PLC -> Node-RED
/tu-agent/balancing_refuse	refuses the balancing conditions	PLC -> Node-RED
/tu-agent/balancing_failure	informs the VPP about a failure while sending the balancing values	PLC -> Node-RED
/tu-agent/balancing_informInstant	sends the current balancing values (spontaneous)	PLC -> Node-RED
/tu-agent/balancing_inform	sends the current balancing values	PLC -> Node-RED
/tu-agent/freqRelay_enableInform	informs the VPP about a success of the frequency relay enable request	PLC -> Node-RED
/tu-agent/freqRelay_enableFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay enable request	PLC -> Node-RED
/tu-agent/freqRelay_blockInform	informs the VPP about a success of the frequency relay block request	PLC -> Node-RED
/tu-agent/freqRelay_blockFailure	informs the VPP about a failure of the frequency relay block request	PLC -> Node-RED
/tu-agent/freqRelay_triggered	informs the VPP that the frequency relay of the referenced TU has been triggered	PLC -> Node-RED
/plc/control_newSetpoint	sets a new setpoint of the TU	Node-RED -> PLC
/plc/control_newLoadProfileInfo	sets additional info's for the new load profile	Node-RED -> PLC
/plc/control_newLoadProfile	sets a new load profile of the TU	Node-RED -> PLC
/plc/balancing_request	forwards the balancing request of the VPP to the TU	Node-RED -> PLC
/plc/freqRelay_enable	requests a enable for a frequency relay of a specific TU	Node-RED -> PLC
/plc/freqRelay_block	requests a disable for a frequency relay of a specific TU	Node-RED -> PLC
/plc/freqRelay_confirm	confirms the receipt of a message that a frequency relay has been triggered	Node-RED -> PLC

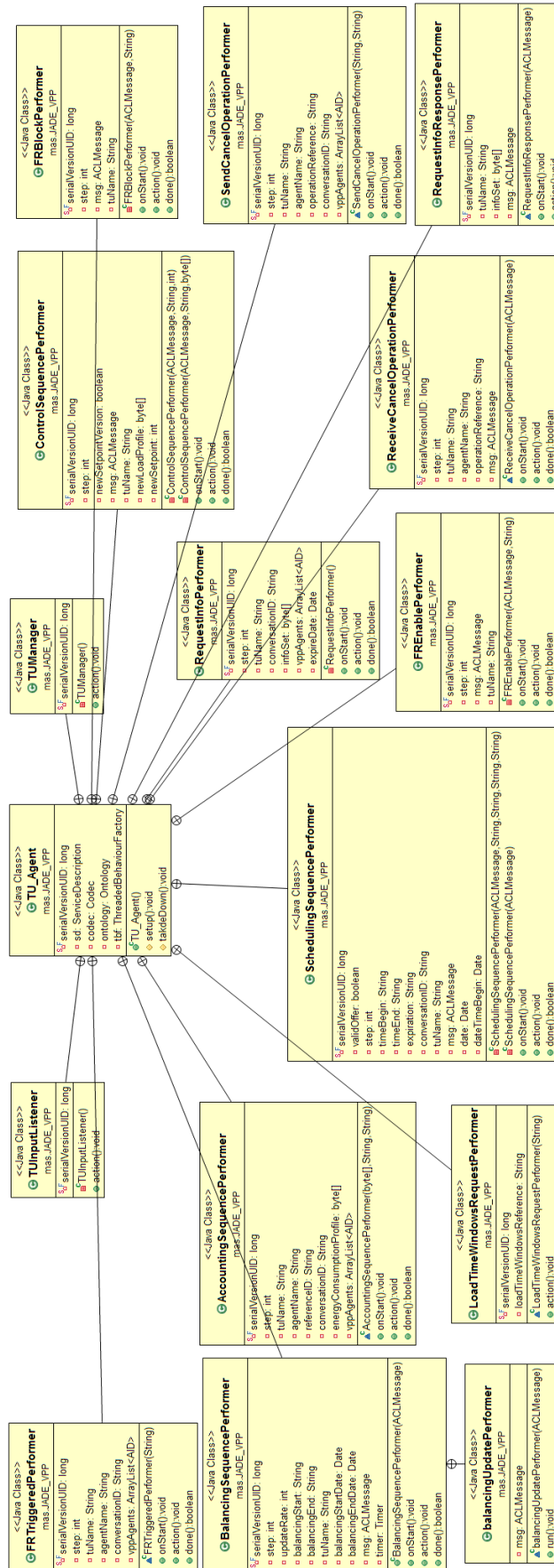
API G

Required Planning-System Endpoints		
Resource Descriptions: No predefined API, this must and can be customized for the appropriate system.		
Resource URL: <URL of ERP>		
Verb	Endpoints	Description
PUT	/***/scheduling_startScheduling	forwards the scheduling request to Node-RED
PUT	/***/scheduling_accepted	accepting the offer of the TU by sending the offer details and conversation id as reference
PUT	/***/scheduling_rejected	rejecting the offer of the TU by sending the conversation id as reference
PUT	/***/loadTimeWindows_inform	informs the planning system with new load time windows
PUT	/***/cancelOperation_confirm	confirms the cancelling of an specific operation
PUT	/***/cancelOperation_failure	informs about a failed cancelling of an specific operation
PUT	/***/cancelOperation_inform	informs the Planning System about the cancelling of an specific operation
PUT	/***/requestInfoData	transfers the requested data from requestInfo (request info sequence can be used to test the connection)

Required Accounting-System Endpoints		
Resource Descriptions: No predefined API, this must and can be customized for the appropriate system.		
Resource URL: <URL of ERP>		
Verb	Endpoints	Description
PUT	/***/accounting_ecpReceived	send confirmation of the VPP that the ECP has been received to the accounting system

C: UML Klassendiagramm vom VPP und TU-Agenten





D: Ontologie des Agentensystems

- **A1:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE* (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_TIME_BEGIN*: String // Mandatory) (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_TIME_END* : String // Mandatory))
- **A2:** (*TUCONTROLSEQUENCE_REQUESTSETPOINT* (*TUCONTROLSEQUENCE_NEWSETPOINT*: Integer // Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory))
- **A3:** (*TUCONTROLSEQUENCE_REQUESTLOADPROFILE* (*TUCONTROLSEQUENCE_NEWLOADPROFILE*: Byte sequence // Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory))
- **A4:** (*BALANCINGSEQUENCE_SUBSCRIBE* (*BALANCINGSEQUENCE_BALANCINGSTART*: String // Mandatory) (*BALANCINGSEQUENCE_BALANCINGEND*: String // Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory) (*BALANCINGSEQUENCE_UPDATERATE*: String // Optional))
- **A5:** (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_REQUEST* (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_REFERENCE*: String // Mandatory))
- **A6:** (*FREQRELAY_REQUESTENABLE* (*TUNAME*: String // Mandatory))
- **A7:** (*FREQRELAY_REQUESTBLOCK* (*TUNAME*: String // Mandatory))
- **A8:** (*REQUESTINFO_REQUEST* (*AGENTNAME*: String // Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory))
- **P1:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_REFUSE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P2:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_PROPOSE* (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_SCHEDULINGPLAN*: Byte sequence // Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P3:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_ACCEPTPROPOSAL* (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_SCHEDULINGSTART*: String // Mandatory) (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_SCHEDULINGEND*: String // Mandatory))
- **P4:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_REJECTPROPOSAL*)
- **P5:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_SCHEDULINGDONE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P6:** (*CFPSCHEDULINGSEQUENCE_SCHEDULINGFAILURE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P7:** (*TUCONTROLSEQUENCE_FAILURE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P8:** (*BALANCINGSEQUENCE_AGREE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P9:** (*BALANCINGSEQUENCE_REFUSE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P10:** (*BALANCINGSEQUENCE_FAILURE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P11:** (*BALANCINGSEQUENCE_INFORM* (*TUDATASET*: *TUDataSet*// Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P12:** (*CANCELOPERATION_CANCEL* (*CANCELOPERATION_REFERENCE*: String // Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))

- **P13:** (*CANCELOPERATION_CONFIRM* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*CANCELOPERATION_REFERENCE*: String // Mandatory))
- **P14:** (*CANCELOPERATION_FAILURE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*CANCELOPERATION_REFERENCE*: String // Mandatory))
- **P15:** (*ACCOUNTINGSEQUENCE_INFORM* (*ACCOUNTINGSEQUENCE_ECP*: Byte sequence // Mandatory) (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P16:** (*ACCOUNTINGSEQUENCE_INFORMRECEIVED* (*TUNAME*: String // Mandatory))
- **P17:** (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_INFORM* (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_REFERENCE*: String // Mandatory) (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_WINDOWHIGHBEGIN*: String // Mandatory) (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_WINDOWHIGHEND*: String // Mandatory) (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_WINDOWLOWBEGIN*: String // Mandatory) (*LOADTIMEWINDOWSSHARE_WINDOWLOWEND*: String // Mandatory))
- **P18:** (*FREQRELAY_ENABLEINFORM* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P19:** (*FREQRELAY_BLOCKINFORM* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P20:** (*FREQRELAY_ENABLEFAILURE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P21:** (*FREQRELAY_BLOCKFAILURE* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P22:** (*FREQRELAY_STATUSINFORM* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P23:** (*FREQRELAY_STATUSCONFIRM* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))
- **P24:** (*REQUESTINFO_INFORM* (*TUNAME*: String // Mandatory) (*AGENTNAME*: String // Mandatory))

E: Agentennachrichten

Aus Gründen der Übersichtlichkeit, sind die gesammelten Agentennachrichten im Datenanhang unter *Agenten.xlsx* zu finden.

F: Komposition des Simulationsszenarios

Name	SD-Type	Angebotene Leistung in MW	Kommentar
VPP_Aggregator_1	VPP		
TU_Company1_PRL	PRL	6,00	
TU_Company2_PRL	PRL	3,00	
TU_Company3_PRL	PRL	9,00	
TU_Company1_SRL	SRL	2,00	
TU_Company2_SRL	SRL	30,00	Redundant
TU_Company3_SRL	SRL	35,00	Redundant
TU_Company4_SRL	SRL, FLEX	-0,35	
TU_Company5_SRL	SRL, FLEX	-0,45	
TU_Company1_MRL	MRL	2,00	
TU_Company2_MRL	MRL	0,60	
TU_Company3_MRL	MRL	1,00	
TU_Company4_MRL	MRL	4,00	
TU_Company5_MRL_A	MRL	2,00	
TU_Company5_MRL_B	MRL, FLEX	-2,50	
TU_Company5_MRL_C	MRL, FLEX	3,00	
TU_Company6_SOL	SOL	2,00	Aktiviert durch FR
TU_Company7_SOL	SOL	3,00	Aktiviert durch FR
TU_Company8_SOL	SOL	1,00	Aktiviert durch FR
TU_Company9_SOL	SOL	1,00	Aktiviert durch FR
TU_Company10_SNL	SNL	3,00	
TU_Company11_SNL	SNL	6,00	
TU_Company12_SNL	SNL	6,00	
TU_Company13_SNL	SNL	4,00	
TU_Company14_SNL	SNL	8,00	
TU_Company15_SNL	SNL	5,00	
TU_Company16_FLEX	FLEX	-350,00	Aufgeteilt in drei Teilagenten
TU_Company17_FLEX	FLEX	-5,60	Aufgeteilt in drei Teilagenten
TU_Company18_FLEX	FLEX	6,90	Aufgeteilt in drei Teilagenten
TU_Company19_FLEX	FLEX	13,00	Aufgeteilt in drei Teilagenten
TU_Company20_FLEX	FLEX	-2,00	Aufgeteilt in drei Teilagenten
TU_Company21_FLEX	FLEX	-100,00	
TU_Company22_FLEX	FLEX	7,00	
TU_Company23_FLEX	FLEX	4,00	
TU_Company24_FLEX	FLEX	5,50	
TU_Company25_FLEX	FLEX	5,90	
TU_Company26_FLEX	FLEX	-3,80	
TU_Company27_FLEX	FLEX	-8,00	
TU_Company28_FLEX	FLEX, ANN	6,00	
TU_Company29_FLEX	FLEX, ANN	-43,00	
TU_Company30_FLEX	FLEX, ANN	12,00	

G: Simulationsszenario Aktivierungstabelle

Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist nachfolgend lediglich ein Ausschnitt der Aktivierungstabelle zu sehen. Die entsprechende Tabelle befindet sich im Datenanhang unter *Simulation_Basis.xlsx*.

TU Name:	TU Company																																				
Timestamp:	1_PRL	2_PRL	3_PRL	1_SRL	2_SRL	3_SRL	4_SRL	5_SRL	1_MRL	2_MRL	3_MRL	4_MRL	5_MRL	A_MRL	B_MRL	6_SOL	7_SOL	8_SOL	9_SOL	10_SNL	11_SNL	12_SNL	13_SNL	14_SNL	15_SNL	16_FLEX	17_FLEX	18_FLEX	19_FLEX	20_FLEX	21_FLEX	22_FLEX	23_FLEX				
Time before activation	Jeder Agent ist für die hier gezeigten Aktivierungen bereits vorher in der Planungsphase eingeplant worden.																																				
00:00	x*			x																																	
00:15	x*			x																																	
00:30	x*			x																																	
00:45	x*			x																																	
01:00	x*			x																																	
01:15	x*			x																																	
01:30	x*			x																																	
01:45	x*			x																																	
02:00	x*			x																																	
02:15	x*			x																																	
02:30	x*			x																																	
02:45	x*			x																																	
03:00	x*			x																																	
03:15	x*			x																																	
03:30	x*			x																																	
03:45	x*			x																																	
04:00	x*			x																																	
04:15	x*			x																																	
04:30	x*			x																																	
04:45	x*			x																																	
05:00	x*			x																																	
05:15	x*			x																																	
05:30	x*			x																																	
05:45	x*			x																																	
06:00	x*			x																																	
06:15	x*			x																																	
06:30	x*			x																																	
06:45	x*			x																																	
07:00	x*			x																																	
07:15	x*			x																																	