

Technische Universität München

School of Engineering and Design

Konzipierung eines marktbasierten Koordinationsmechanismus zur Integration von dezentraler Flexibilität in das Netzengpassmanagement im Verteilnetz

Simon Köppl

Vollständiger Abdruck der von der School of Engineering and Design der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigten Dissertation

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Dirk Weuster-Botz

Prüfer der Dissertation: 1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

2. Prof. Dr. Jens Strüker

Die Dissertation wurde am 29.03.2022 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 14.09.2022 angenommen.

Danksagung

*Eigentlich ist alles nur ein Sehnen auf die letzten Meter ...
Diese letzten Schritte, ja, die tun richtig gut. Und dann
oben. Zeit zum Atmen, Zeit zum Sehen, Zeit zum Staunen*

Reinhard Karl - Alpinist, Fotograf und Schriftsteller

Eine Doktorarbeit ist eine langwierige Herausforderung mit verschiedensten Facetten, doch die größte findet sich bereits direkt auf dem Titelblatt: Dort steht nur ein einziger Name und nicht - wie im Ingenieurskontext gewohnt - ein ganzes Team von Autorinnen und Autoren! Glücklicherweise entsteht ein solches Werk nicht im luftleeren Raum, sondern im Kontext von Personen, deren Unterstützung ich sehr geschätzt habe.

Beginnen möchte ich bei meinem Doktorvater Prof. Ulrich Wagner: Stets konstruktives Feedback bei Fragen, viele methodische Anregungen, moralische Unterstützung, wenn es notwendig war, und Ihre Gelassenheit bei jeglichen administrativen Herausforderungen ... all das war sehr hilfreich und lässt mich mit einem guten Gefühl auf die letzten Jahre zurückblicken. Selbiges gilt für meinen Zweitprüfer Prof. Jens Strüker. Lieber Jens, danke für die anregenden Diskussionen um ein „Big Picture“ des zukünftigen Strommarkts und deine wertvollen Anregungen! Sebastian Breker war der perfekte Mentor: viel Verständnis für alle akademischen Wirren, umfassendes Feedback zu meinen Fragen und viel praktisches Knowhow in Netzbetrieb und -planung!

Doch die beständigsten Begleiter sind die Personen im Kollegenkreis! Beginnend mit Thomas Estermann und Andreas Zeiselmaier als kongeniale PL-Kollegen und „Flex-Triumvirat“, die restliche (aktuelle & ehemalige) FfE-Truppe mit Christina Lang, Elisabeth Springmann, Daniela Wohlschlager, Wolfgang Mauch, Flo Samweber, Mathias Müller, Michi Hinterstocker, Hannah Dahmen & vielen anderen bis hin zu den C/sells-Weggefährten und dort insbesondere Andreas Weigand, Erik Heilmann, Nikolai Klemp, Nico Spengler, Julian Huber und Melanie de Haan: Ihr seid großartige Wissenschaftlerinnen, tolle Kollegen und wertvolle Freunde – ich bin dankbar, mit euch in einer beruflichen und akademischen Schicksalsgemeinschaft verbunden gewesen zu sein!

Der größte Dank gilt meiner Frau Maja und meinem Sohn Mattis. Ihr seid Anker und Fokuspunkt, Ruhepol und Motivationsquelle meines Tuns. Es ist schwer, all das in Worte zu fassen - Danke für alles!

Nun ist es Zeit zum Durchatmen und zum Schließen dieses Kapitels ...

Kurzfassung

Die Transformation des Energiesystems durch die Energiewende ändert die Anforderungen an die Stromnetze fundamental. Neben eines zielgerichteten Netzausbaus besteht dadurch der Bedarf einer Weiterentwicklung der Mechanismen im Netzbetrieb und der Netzbetriebsplanung wie dem Netzengpassmanagement, um eine Überlastung der Netzbetriebsmittel zu verhindern. Dieses ist heute überwiegend eine Herausforderung des Übertragungsnetzes, perspektivisch ist jedoch eine Zunahme von Netzengpässen im Verteilnetz aufgrund von PV-Einspeisung und einer steigenden Elektrifizierung der Verbrauchsanlagen zu erwarten. Die so veränderten Rahmenbedingungen bedingen eine Weiterentwicklung der bestehenden Prozesse. Dezentrale Flexibilität aus kleinteiligen Anlagen kann ein beträchtliches Potenzial zur Lösung von Netzengpässen aufweisen, sofern bei der Erschließung und Integration die Charakteristika der Anlantentypen berücksichtigt werden.

Die vorliegende Arbeit zeigt auf, wie durch eine marktbasierete Erschließung und einen koordinierten Einsatz von dezentraler Flexibilität das Netzengpassmanagement insbesondere im Verteilnetz ertüchtigt werden kann. Hierzu wird in Anlehnung an die etablierte ingenieurwissenschaftliche Herangehensweise zuerst ein Design-Prozess von der Umfeldanalyse bis zur Ausgestaltung eines konzeptionellen Modells entwickelt, in dem die bestehenden Mechanismen des Netzengpassmanagements optimiert und erweitert werden. Der Prozess nutzt zur Gestaltung der Marktstruktur das Vorgehen aus dem *Market-Engineering* und ergänzt dieses für die technische Umsetzung und einen zielgerichteten Einführungsprozess um Elemente aus der *Use-Case-Methodik*.

Die Anwendung des Design-Prozesses auf das Netzengpassmanagement resultiert in der Ausgestaltung eines marktbasiereten Koordinationsmechanismus in Form einer Plattformlösung als geeignete technische und prozessuale Architektur. Durch die heterogenen Anforderungen der Anbieter von Flexibilität mit einem häufig impliziten Potenzial hat sich ein hybrider Ansatz mit verschiedenen Produkten für aktive und passive Teilnehmer als zielführend erwiesen. Die Allokation von Angebot und Nachfrage erfolgt über einen auktionstheoretischen Ansatz. Dabei wird eine lineare Optimierung als geeigneter Ansatz identifiziert, um die kostenoptimale Lösung der Netzengpässe zu ermitteln. Im Gegensatz zu alternativen Matching-Ansätzen wie regionalen Gebotsbüchern oder Merit-Order-Listen können bei diesem Ansatz Randbedingungen der Anbieter von Flexibilität und netztopologische Wirksamkeiten berücksichtigt werden. Für eine Überführung der Plattformlösung in den Realbetrieb sind Iterationsschleifen im Design-Prozess, regulatorische Anpassungen und ein strukturierter Einführungsprozess notwendig. Der darauf abzielende Reallabor-Ansatz in dieser Arbeit zeigt einen Evolutionspfad vom konzeptionellen Modell und dem *Proof-of-Concept* zum Realbetrieb auf.

Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass der entwickelte marktbasierete Koordinationsmechanismus in techno-ökonomischer Hinsicht eine geeignete Weiterentwicklung und Ergänzung des Netzengpassmanagements darstellt. Die Plattformlösung weist sowohl aus Sicht der beteiligten Akteure als auch aus systemischer Perspektive Vorteile gegenüber dem Status Quo auf und verbessert die Koordination zwischen den Netzbetreibern sowie zwischen Netz und Markt.

Abstract

The transformation of the energy system through the German energy transition is changing the demands on the electricity grids fundamentally. In addition to grid expansion, a need for further development of mechanisms in grid operation, such as congestion management, arises. Today, this is predominantly a challenge for the transmission grid, but, in the future, an increase in grid congestions in the distribution grid is expected due to increasing PV feed-in and electrification of consumption units. These changed framework conditions require the further development of existing processes. Decentralized flexibility can have considerable potential for solving bottlenecks, provided that the characteristics of supply and demand units are considered during development and integration into congestion management.

This thesis shows how grid congestion management, especially in the distribution grid, can be improved by enhanced market-based development and coordinated use of decentralized flexibility. For this purpose, first, a design process is developed, in which the existing mechanisms of grid congestion management are optimized and expanded. The process uses the methods from the *market engineering* toolbox to design the market structure and supplements this with elements from the *use case methodology* for the technical implementation and a targeted introduction process.

The application of the design process to congestion management results in the design of a market-based coordination mechanism in the form of a platform as a suitable technical and procedural architecture. Due to the heterogeneous requirements of flexibility providers with commonly implicit potential, a hybrid approach with different products for active and passive participants has proven to be most efficient. For the allocation of supply and demand, an auction theory approach using linear optimization was identified as the most suitable approach to determine the cost-optimal solution of bottlenecks. In contrast to alternative matching approaches such as regional order books or merit-order-lists, constraints of flexibility providers and network topological effectiveness can be taken into account. To transfer the platform solution into real operation, iteration loops in the design process, regulatory adjustments and a structured introduction process are necessary. The transition lab approach in this thesis shows the evolutionary pathway from the conceptual model and the proof-of-concept to real operation.

In summary, it can be stated that the developed market-based coordination mechanism represents a suitable further development and of the existing grid congestion management. The platform solution has advantages over the status quo, from the perspective of the actors involved as well as from a systemic perspective. Furthermore, it improves both the coordination between grid operators and between grid and market.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	iii
Kurzfassung	iv
Abstract	v
Inhaltsverzeichnis	vi
Tabellen	ix
Abbildungen	xi
Abkürzungen	xv
1 Einleitung	1
1.1 <i>Netzengpassmanagement zwischen Notfallmaßnahme und Regelprozess: Vier Thesen für eine notwendige Weiterentwicklung</i>	1
1.2 <i>Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfragen</i>	3
1.3 <i>Literaturübersicht zum Stand der Wissenschaft und Technik</i>	5
2 Methodischer Ansatz	9
2.1 <i>Aufbau der Arbeit</i>	9
2.2 <i>Methodische Kopplung an die Umsetzung in einem Feldversuch</i>	12
2.3 <i>Limitationen der Untersuchung</i>	13
3 Umfeldanalyse Netzengpassmanagement	15
3.1 <i>Qualitative Identifikation von Einflussfaktoren auf die verfügbare Netzkapazität</i>	15
3.2 <i>Rechtliche Grundlagen</i>	19
3.3 <i>Planungsprozesse der Netzbetreiber zur Bewirtschaftung von Netzengpässen</i>	22
3.4 <i>Empirische Analyse historischer Netzengpassmanagementmaßnahmen</i>	23
3.4.1 <i>Datenaufbereitung</i>	25
3.4.2 <i>Auswertungen zu EinsMan und Redispatch</i>	27
3.4.3 <i>Korrelationsanalysen</i>	33
3.5 <i>Zukünftige Netzengpässe im Verteilnetz: Eine lastflussgestützte Abschätzung</i>	38
3.6 <i>Schlussfolgerungen aus der Umfeldanalyse und Ableitung von Anforderungen</i>	41
4 Eine Annäherung an den Begriff „Dezentrale Flexibilität“	44
4.1 <i>Flexibilität, Dezentralität und Netzdienlichkeit: Definitorische Vorüberlegungen</i>	44
4.2 <i>Potenzialabschätzung dezentraler Flexibilität für das Netzengpassmanagement</i>	47
4.2.1 <i>Modellierung des Potenzials der zu-/abschaltbaren Leistung kleinteiliger Anlagentypen</i> ..	49
4.2.2 <i>Abschätzung eines Lastverschiebungspotenzials pro Netzknoten im Übertragungsnetz</i>	53

4.2.3	Wirksamkeit dezentraler Anlagen auf Netzengpässe im Verteilnetz	55
4.3	Schlussfolgerungen für den Design-Prozess.....	56
5	Design eines marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement	58
5.1	Anforderungen an die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements	58
5.2	Grundlagen für den Design- und Umsetzungsprozess	60
5.2.1	Marktliche Mechanismen für eine effiziente Allokation	60
5.2.2	Plattform als technologische Architektur	62
5.2.3	Literaturübersicht von marktbasierten Ansätzen für das Netzengpassmanagement	64
5.3	Werkzeuge für den Design-Prozess.....	67
5.3.1	Market-Engineering-Framework	67
5.3.2	Use-Case-Methodik	73
5.4	Design-Phase: Ausgestaltung der (Markt-)Elemente.....	75
5.4.1	Rahmenbedingungen für den Design-Prozess.....	76
5.4.2	Transaktionsobjekt Flexibilität und daraus abgeleitete Flexibilitätsprodukte	82
5.4.3	Marktstruktur	90
5.5	Konzeptionelles Modell: Überprüfung der Funktionalität der NEM-Plattform	100
6	Evaluation und Umsetzung der entwickelten NEM-Plattform	105
6.1	Auswahl einer geeigneten Vergleichsmethodik	105
6.2	Festlegung der Bewertungskriterien	107
6.2.1	Bewertungskriterien aus Systemsicht	108
6.2.2	Bewertungskriterien aus Akteurssicht.....	109
6.3	Vergleichende Evaluation der NEM-Plattform	110
6.3.1	Einschränkungen für die Marktteilnahme und potenzielle Marktliquidität	110
6.3.2	Anfälligkeit gegenüber strategischem Gebotsverhalten und Marktmacht	111
6.3.3	Netzebenenübergreifende Koordination und Netzbetreiberabstimmung.....	112
6.3.4	Auswirkungen auf das Gesamtsystem (Kosten, CO ₂ -Emissionen)	113
6.3.5	Privatsphäre und Autonomie der Teilnehmenden	115
6.3.6	Finanzieller Anreiz für die Teilnahme	116
6.3.7	Transparenz der Preisbildung und des Marktmechanismus	117
6.3.8	Tragfähigkeit des Betriebskonzepts & regulatorischer Anpassungsbedarf	118
6.4	Zusammenfassung der vergleichenden Evaluation.....	119
6.5	Ausblick auf die Umsetzungsphase: Implementierung und Betrieb	122
6.5.1	Weiterführende Fragestellungen zu Recht und Regulatorik	122
6.5.2	Reallabore als Schritt zwischen dem konzeptionellen Modell und dem Realbetrieb	124
7	Zusammenfassung	127
8	Ausblick und weiterer Forschungsbedarf	131
Anhang	I	
Ergänzende Angaben zu Kapitel 3.....	I	
Ergänzende Angaben zu Kapitel 5.....	III	

Ergänzende Literaturangaben: Vom Autor betreute Abschlussarbeiten.....VII

LiteraturIX

In der vorliegenden Arbeit wird sich um gendergerechte Sprache bemüht. Daher werden zumeist genderneutrale Formulierungen verwendet. Dies gilt nicht für feststehende Begriffe des Fachbereichs, bei denen sich meist das generische Maskulinum als Formulierungsvariante etabliert hat. Diese Formulierungen werden aus Gründen der Verständlichkeit und der Zuordnung zur Literatur nicht angepasst, gelten aber im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für alle Geschlechter.

Tabellen

Tabelle 3-1:	Qualitative Einordnung der Lösungsbeiträge der Einflussfaktoren	18
Tabelle 3-2:	Übersicht über Netzengpassmanagementmaßnahmen; eigene Darstellung auf Basis von § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG in Anlehnung an (BNetzA & BKartA, 2021a, S. 135) und Klempp, Heilmann et al. (2020, S. 19).....	20
Tabelle 3-3:	Änderungen durch das Clean Energy Package in (Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 2019; Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, 2019) ..	22
Tabelle 3-4:	Korrelationskoeffizient r_p zwischen dem Flexibilitätsbedarf und den Zeitreihen für PV, PtH und EV; Szenarien von Wohlschlag et al. (2019), Methodik von Estermann, Köppl und Mader (2020)	41
Tabelle 4-1:	Studienübersicht zu Anlagentypen außerhalb des Redispatch 2.0 für eine netzdienliche Nutzung	48
Tabelle 4-2:	Knoten-Zweig-Sensitivitäten auf den exemplarischen Engpass des NODES-Marktes; eigene Darstellung basierend auf Werten aus (Deuchert, 2019; Engelbrecht et al., 2019).....	56
Tabelle 5-1:	Typische Anwendungsfälle eines weiterentwickelten Netzengpassmanagements.....	59
Tabelle 5-2:	Verortung der Prozessschritte des kontinuierlichen Design-Prozesses der NEM-Plattform mit den Ausgestaltungen in dieser Arbeit	73
Tabelle 5-3:	Kombination des kontinuierlichen Design-Prozesses mit Modellen aus der Use-Case-Methodik.....	76
Tabelle 5-4:	Wichtige Rollen bei der NEM-Plattform; eigene Darstellung auf Basis von Zeiselmaier, Estermann, Köppl und Faller (2020).....	80
Tabelle 5-5:	Übersicht von drei möglichen Betriebsmodellen für die NEM-Plattform.....	99
Tabelle 5-6:	Qualitative Bewertung des Lösungsbeitrag der NEM-Plattform zu den in Kapitel 5.1 identifizierten Anwendungsfällen	104
Tabelle 6-1:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Einschränkungen für die Marktteilnahme und potenzielle Marktliquidität“	111
Tabelle 6-2:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Anfälligkeit gegenüber strategischem Gebotsverhalten und Marktmacht“	112
Tabelle 6-3:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „netzebenenübergreifende Koordination und Netzbetreiberabstimmung“	113
Tabelle 6-4:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Auswirkung auf Systemkosten (Kosten, CO ₂ -Emissionen)“	115
Tabelle 6-5:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Privatsphäre und Autonomie der Teilnehmenden“	116
Tabelle 6-6:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Finanzieller Anreiz“	117
Tabelle 6-7:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Transparenz der Preisbildung und des Marktmechanismus“	118

Tabelle 6-8:	Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Tragfähigkeit des Betriebskonzepts & regulatorischer Anpassungsbedarf“	119
Tabelle 6-9:	Anforderungsliste 2.0 der NEM-Plattform.....	121

Abbildungen

Abbildung 2-1:	Strukturierung der Arbeit und Verortung der Forschungsfragen.....	9
Abbildung 2-2:	Detaillierter Aufbau der Arbeit.....	10
Abbildung 2-3:	Ausgewählte Veröffentlichungen des Autors in der internationalen Fachöffentlichkeit.....	12
Abbildung 2-4:	Projektregion des „Altdorfer Flexmarkts“ aus (FfE, 2021, S. 145).....	13
Abbildung 3-1:	Einflussfaktoren auf die verfügbare Netzkapazität; eigene Darstellung mit Anpassungen auf Basis von (Hirth & Glismann, 2018, S. 10–12; Klempp, Heilmann et al., 2020, S. 13–16).....	17
Abbildung 3-2:	Zeitlicher Ablauf der europäisch harmonisierten Netzengpassprozesse der ÜNB; eigene Darstellung nach (BDEW, 2018b; TSCNET Services GmbH, 2015, S. 15–17).....	23
Abbildung 3-3:	Entwicklung der Netzengpassmanagementmaßnahmen Redispatch, EinsMan und Netzreserve (Säulendarstellung: Arbeit; Liniendarstellung: Kosten); eigene Darstellung auf Basis von (BNetzA & BKartA, 2014, 2016, 2021a; Fekete, 2020).....	24
Abbildung 3-4:	Ursache von EinsMan und Redispatch im Jahr 2019; eigene Darstellung mit Daten aus (BNetzA & BKartA, S. 152; BNetzA & BKartA, 2021a, S. 137).....	25
Abbildung 3-5:	Verfahren zur Bestimmung der abgeregelten Energie auf Basis von dynamischen, regionalisierten Erzeugungsfaktoren; eigene Darstellung nach Köppl, Ostermann und Fattler (2020).....	27
Abbildung 3-6:	Abgeregelte Energie in Folge von EinsMan je Landkreis in den Jahren 2015 und 2019; eigene Darstellung auf Basis der Methodik in Kapitel 3.4.1 sowie Köppl, Ostermann und Fattler (2020).....	28
Abbildung 3-7:	Wert der abgeregelten Energie durch EinsMan im Vergleich zu den geleisteten Entschädigungszahlungen aus (BNetzA & BKartA, 2021b, S. 149–152); eigene Darstellung nach Köppl, Ostermann und Fattler (2020).....	29
Abbildung 3-8:	Redispatch-Arbeit in Deutschland je Kraftwerk im Jahr 2019 aus (FfE, 2020).....	30
Abbildung 3-9:	Entwicklung der Anzahl der Redispatch-Einsätze pro Jahr von 2013 bis 2020; eigene Darstellung auf Basis von (50 Hertz et al., 2021).....	31
Abbildung 3-10:	Grenzüberschreitende Redispatch-Arbeit pro Jahr und Zielland; eigene Darstellung auf Basis von (50 Hertz et al., 2021).....	32
Abbildung 3-11:	Dauerlinie der kumulierten Redispatch-Arbeit der Jahre 2013 bis 2020, aufgetragen über das Jahr der Inbetriebnahme der beteiligten Kraftwerke; eigene Darstellung auf Basis von (50 Hertz et al., 2021).....	33
Abbildung 3-12:	Spearman'sche Korrelationsmatrix für EinsMan, Redispatch und weitere Parameter für den Zeitraum 01.01.2015 bis 30.09.2018; eigene Darstellung nach Köppl, Ostermann und Fattler (2020).....	35

Abbildung 3-13: Verteilung der Parameter in den vier Netzbelastungszuständen; eigene Darstellung nach der Methodik in Köppl, Ostermann und Fattler (2020).....	37
Abbildung 3-14: Vorgehen der lastflussgestützten Abschätzung zukünftiger Netzbelastungszustände in einem exemplarischen Verteilnetz; eigene Darstellung basierend auf Estermann, Köppl und Mader (2020).....	39
Abbildung 4-1: Zusammenhang zwischen theoretischem Potenzial, verfügbarem Potenzial in t_0 , Flexibilitätserbringung in t_0 und Flexibilitätserbringung in $[t_0, t_1]$; eigene Darstellung angepasst nach Lehmann et al. (2019)	49
Abbildung 4-2: Dauerlinie der zu- (negative Werte) bzw. abschaltbaren (positive Werte) Leistung für Wärmepumpen und kumuliert für Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Hausspeichersysteme bei einer Abrufdauer von 30 Minuten, Werte für 2016 (durchgezogene Linien) und 2030 (gestrichelte Linien); eigene Darstellung auf Basis von Estermann, Köppl und Ostermann (2020).....	52
Abbildung 4-3: Netzdienliches Flexibilitätspotenzial für die drei betrachteten Anlagentypen je Höchstspannungsnetz-knoten; Darstellung basierend auf Estermann, Köppl und Ostermann (2020), Gebietszuschnitt nach Fattler (2021, S. 54–56).....	54
Abbildung 5-1: Grundsätzliche Funktionalitäten des NEM-Markt; eigene Darstellung basierend auf (Klempp, Heilmann et al., 2020, S. 26; Zeiselmaier & Köppl, 2021)	61
Abbildung 5-2: Grobkonzept der NEM-Plattform mit erweiterten Grundfunktionalitäten und Akteuren in UML-Notation; eigene Darstellung basierend auf Köppl, Estermann, Springmann und Hofer (2021).....	64
Abbildung 5-3: Ausgewählte Projekte für das markt-basierte Netzengpassmanagement als Morphologischer Kasten; eigene Darstellung nach den oben genannten Quellen und den Hintergrundinformationen bei (Radeke et al., 2019; Zeiselmaier & Köppl, 2021)	66
Abbildung 5-4: Ursprüngliches Market-Engineering-House; eigene Darstellung nach (Neumann, 2004; Weinhardt et al., 2003)	68
Abbildung 5-5: Adaption des Market-Engineering-House auf den Untersuchungsgegenstand; eigene Darstellung nach (Neumann, 2004; Weinhardt et al., 2003) mit Anpassungen nach (Krause & Kunzelmann, 2005; Mengelkamp, 2019) und eigenen Ergänzungen	70
Abbildung 5-6: Kontinuierlicher Design-Prozess der NEM-Plattform; eigene Darstellung nach Kranz (2015)	72

Abbildung 5-7:	Grafische Darstellung der Use-Case-Methodik und der zugehörigen Schritte; eigene Darstellung auf Basis von (Faller, Bogensperger, Köppl & Zeiselmaier, 2020; Kießling, 2021)	74
Abbildung 5-8:	Anbindung der NEM-Plattform an die Flexibilitätsoptionen über Komponenten (grau), Funktionen (orange) und Rollen (blau) der iMSys-Architektur; eigene Darstellung auf Basis von Köppl, Estermann, Springmann und Hofer (2021)	77
Abbildung 5-9:	Akteursbeziehungen der NEM-Plattform in der Initialisierungsphase in der e ³ -Value-Darstellung; eigene Darstellung auf Basis von (Faller, Bogensperger, Köppl & Kießling, 2020; Zeiselmaier, Estermann, Köppl & Faller, 2020)	81
Abbildung 5-10:	Akteursbeziehungen der NEM-Plattform in der Betriebsphase in der e ³ -Value-Darstellung; eigene Darstellung auf Basis von Zeiselmaier, Estermann, Köppl und Faller (2020)	81
Abbildung 5-11:	Zeitliche Abfolge des Flexibilitätshandels; eigene Darstellung nach (Heilmann et al., 2020, S. 12; Klemp, Heilmann et al., 2020, S. 38)	84
Abbildung 5-12:	Systematisierung der Kommunikations- und Steuerungsprozesse beim netzdienlichen Flexibilitätshandel anhand ausgewählter Beispiele; eigene Darstellung in Form eines Morphologischen Kastens nach Zwicky (1957), Daten aus (Klemp, Heilmann et al., 2020, S. 33–34; Kraft et al., 2020, S. 301)	86
Abbildung 5-13:	Vorgehen der Bewertung der Wirksamkeit bzw. Effektivität einer Leistungsanpassung auf einen Netzengpass aus (FfE, 2021, S. 135) auf Basis von Estermann et al. (2018).....	94
Abbildung 5-14:	Verknüpfung der NEM-Plattform mit dem DiNA-Konzept und resultierende Abrufmöglichkeiten; eigene Darstellung nach Köppl et al. (2022)	96
Abbildung 5-15:	Evolution der Mess- und Steuer-/Regelinfrastruktur; eigene Darstellung in Anlehnung an Weigand (2021, S. 61).....	97
Abbildung 5-16:	Sequenzdiagramm der Initialisierungsphase der NEM-Plattform; eigene Darstellung.....	101
Abbildung 5-17:	Sequenzdiagramm des Handels- und Kontrahierungszeitraums der NEM-Plattform; eigene Darstellung	102
Abbildung 5-18:	Sequenzdiagramm der Bereitstellungsphase der NEM-Plattform und der nachgelagerten Prozesse; eigene Darstellung	103
Abbildung 6-1:	Ablauf der vereinfachten Nutzwertanalyse; eigene Darstellung nach Oberschmidt (2010).....	106
Abbildung 6-2:	Vorgehen bei der Bewertung der Auswirkungen eines weiterentwickelten Netzengpassmanagement auf die Systemkosten durch Modellierung im Energiesystemmodell ISAaR; eigene Darstellung nach (Bruckmeier et al., 2021).....	114

Abbildung 6-3: Nutzwertanalyse der drei untersuchten marktbasieren Weiterentwicklungen für das Netzengpassmanagement (gestrichelte schwarze Linie als Bewertung des <i>Redispatch 2.0</i>); eigene Darstellung als Spinnendiagramm.....	120
Abbildung 6-4: Evolutionspfad der entwickelten Lösung von der Zielsetzung des Use Cases bis zum Realbetrieb; eigene Darstellung.....	125

Abkürzungen

Die verwendeten Abkürzungen sind im Text mit eckiger Klammer [...] gekennzeichnet. Abkürzungen von Gesetzen und Verordnungen sind in runden Klammern (...) zu finden.

Kürzel	Bezeichnung
aEMT	Aktiver externer Marktteilnehmer
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
CACM	<i>Capacity Allocation and Congestion Management</i>
DiNA	Digitaler Netzanschluss
dnbK	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EIV	Einsatzverantwortlicher
EMS	Energiemanagementsystem
EV	<i>Electric Vehicle</i> - Elektrofahrzeug
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GWA	Gateway-Administrator
iMSys	Intelligentes Messsystem
KOF	Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene
KWEP	Kraftwerkseinsatzplanung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MaStR	Marktstammdatenregister
MCDA	<i>Multi-Criteria Decision Analysis</i> – multikriterielle Entscheidungsunterstützung
mMe	Moderne Messeinrichtung
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEM	Netzengpassmanagement
NSH	Nachtspeicherheizung
PtH	<i>Power to Heat</i> – elektrische Wärmeanwendungen (Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen)
PV	Photovoltaik
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SoC	<i>State of Charge</i> - Ladezustand
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	<i>Virtual Power Plant</i> – Virtuelles Kraftwerk
WP	Wärmepumpe

1 Einleitung

Die Transformation des Energiesystems ändert neben der Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft die Organisationstruktur der Energieversorgung. Beide Aspekte haben weitreichende Auswirkungen auf die zukünftige Bewirtschaftung der Stromnetze. Dies bedingt eine Weiterentwicklung der bestehenden Prozesse auf die geänderten Anforderungen.

1.1 Netzengpassmanagement zwischen Notfallmaßnahme und Regelprozess: Vier Thesen für eine notwendige Weiterentwicklung

Der Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme steigern die Belastung gerade im Verteilnetz und erhöhen die Komplexität im Netzbetrieb. Die dabei auftretenden Herausforderungen sind in der Literatur vielfach beschrieben (vgl. Enzenhöfer et al., 2020, S. 66). Diese führen dazu, dass Engpässe in allen Spannungsebenen in Häufigkeit und Volumen zunehmen und haben starke Auswirkungen auf die Planungs- und Betriebsgrundsätze der Netzbetreiber. Zur Behebung solcher Engpässe stehen den Netzbetreibern im sog. Netzengpassmanagement mit dem Einspeisemanagement [EinsMan] und Redispatch Werkzeuge zur Verfügung. Diese waren ursprünglich als Notfallmaßnahmen konzipiert und haben sich durch die Zunahme von Netzengpässen zu Regelprozessen transformiert. Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien [EE] und die Elektrifizierung der Verbrauchsseite wird die Netzbelastung in den nächsten Jahren noch weiter erhöhen. Samweber (2018, S. 113) kommt zu dem Ergebnis, dass es durch die Elektrifizierung der Verbrauchsanlagen zu einer Zunahme der maximalen Last in den Niederspannungsnetzen um den Faktor 3 kommen kann. Diese Entwicklung wird in der Folge die Relevanz von Netzengpassmanagementmaßnahmen im Verteilnetz weiter zunehmen lassen.

Neben dieser grundsätzlichen Problematik, dass Maßnahmen in großer Regelmäßigkeit genutzt werden, die hierfür nicht konzipiert worden sind, weisen die heute etablierten Netzengpassmanagementmaßnahmen bei einer genaueren Analyse an vielen Stellen deutliches Potential zur prozessualen Weiterentwicklung auf. Hierzu zählen unter anderem folgende Aspekte:

- EinsMan enthält nur einen Teil aller Erzeugungsanlagen. Auch nach der Einführung des *Redispatch 2.0* sind nur Erzeugungsanlagen > 100 kW integriert (vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V [BDEW], 2020).
- Beim Redispatch führt der Rückbau fossiler Kraftwerke zu einer Reduktion der verfügbaren Anlagen, welches insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB] in ihren Möglichkeiten bei der Engpassbewirtschaftung limitiert.
- Mechanismen zur Berücksichtigung der Flexibilität von Lasten fehlen bei EinsMan und Redispatch in der derzeitigen Ausgestaltung.
- EinsMan wies in der ursprünglichen Ausgestaltung nur unzureichende Mechanismen zum Bilanzausgleich aus.

- Für Verteilnetzbetreiber [VNB] sind kleinteilige, steuerbare Verbrauchseinrichtungen prinzipiell über § 14a im *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung* (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) nutzbar. Eine Novellierung des § 14a ist seit einiger Zeit Gegenstand vielfacher Diskussionen und Gesetzgebungsinitiativen. Die genaue Ausgestaltung insbesondere hinsichtlich der netzbetreiberspezifischen Rahmenbedingungen und einer Nutzung für überlagerte Netzbetreiber sind noch ungeklärt. Dies führt ggf. zu einer Separierung der Mechanismen für Übertragungs- und Verteilnetz, was in volkswirtschaftlichen Ineffizienzen resultieren kann.

Als Lösungsoptionen für erzeugungs- und lastinduzierte Engpässe spielen neben der Optimierung bzw. des Ausbaus der Netzinfrastruktur die Anpassungen der Fahrweise von sog. Flexibilitätsoptionen (Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen mit den Möglichkeiten einer externen Ansteuerung und zur flexiblen Fahrweise) eine immer größere Rolle – gerade als kurzfristig umsetzbare Lösungsoption. Die Digitalisierung der Energieinfrastruktur und insbesondere der Rollout der intelligenten Messsysteme [iMSys] auf Basis des *Gesetzes über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen* (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) ermöglicht in einem ersten Schritt durch die Erschließung von dezentralen Anlagen die Einbindung von bisher ungenutzter Flexibilität in das Netzengpassmanagement.

Beim Einsatz von solch flexiblen Anlagen bleiben jedoch noch viele Fragen offen: hinsichtlich des grundsätzlichen Potenzials von dezentraler Flexibilität für netzdienliche Anwendungsfälle, der technisch-prozessualen Erschließung, der regulatorischen Einordnung, der Bepreisung oder auch der Rückwirkungen einer Erschließung auf das Energiesystem.

Die vorliegende Dissertation untersucht die notwendigen Weiterentwicklungen des Netzengpassmanagements zur Erschließung von dezentraler Flexibilität und konzipiert hierzu einen marktbezogenen Koordinationsmechanismus. Die damit einhergehenden Fragestellungen sind sehr umfangreich und tangieren eine Vielzahl an Themen. Daher werden zur Strukturierung vier Arbeitsthese aufgestellt, die den Untersuchungsrahmen eingrenzen und die im Rahmen der Arbeit auf ihre Gültigkeit überprüft werden.

These 1: Die heutigen Prozesse im Netzengpassmanagement sind nur unzureichend auf zukünftige Entwicklungen vorbereitet. Auch der *Redispatch 2.0* stellt nur einen ersten Schritt der Weiterentwicklung zu einem zukunftsfähigen Netzengpassmanagement dar.

Die Prozesse des Netzengpassmanagements und die dahinterliegenden Betriebsplanungsprozesse obliegen durch die sich ändernden Anforderungen einem ständigen Wandel. Durch die Einführung des *Redispatch 2.0* als Umsetzung des *Netzausbaubeschleunigungsgesetzes* (NABEG) werden deutlich mehr Anlagen als im alten Netzengpassmanagementregime integriert (vgl. BDEW, 2020). Grupe et al. (2021, S. 40) sprechen von einer Zunahme von derzeit 80 auf 80.000 Anlagen im Zuge des *Redispatch 2.0*. Ein Blick auf die zukünftigen Netzbelastungen gerade im Verteilnetz verlangt eine Weiterentwicklung darüber hinaus. Dies gilt insbesondere für die Prozesse bei den VNB, weil eine planwertbasierte Bewirtschaftung meist erst mit Einführung des *Redispatch 2.0* erfolgt und somit noch nicht großflächig etabliert ist.

These 2: Dezentrale, kleinteilige Anlagen sind heute oft nicht für netzdienliche Anwendungsfälle nutzbar. Diese Anlagen können über geeignete Mechanismen erschlossen werden und weisen signifikantes Flexibilitätspotenzial auf.

Kleinteilige Anlagen, welche über den iMSys-Rollout vielfach erschlossen werden, sind heute meist nicht für netzdienliche Anwendungsfälle nutzbar. Diese Anlagen weisen nach ihrer Erschließung durch geeignete Aggregationsmechanismen ein signifikantes Flexibilitätspotenzial auf, was eine Integration in das Netzengpassmanagement erstrebenswert macht.

These 3: Für die Erschließung und Koordination von Flexibilität erweist sich eine Plattformlösung als vielversprechender Ansatz. Ein marktbasierter Allokationsmechanismus bietet Chancen für die Kosteneffizienz, aber auch Risiken wegen eines potenziell inkonsistenten Marktdesigns.

Ein zukunftsfähiges Netzengpassmanagement allokiert das Angebot von einer Vielzahl an dezentralen, kleinteiligen Anlagen mit dem Bedarf verschiedener Netzbetreiber. Diese Struktur unterscheidet sich fundamental vom heutigen Netzengpassmanagement. Bei der Neugestaltung des Netzengpassmanagements sind Plattformlösungen und Marktmechanismen hinsichtlich Kosteneffizienz und der Incentivierung vielversprechend. Das entstehende Marktdesign beinhaltet mögliche strukturelle Risiken, die es zu beachten gilt.

These 4: Für die Konzipierung, Etablierung und Markteinführung des in These 3 diskutierten Allokationsmechanismus zur Erschließung und Koordination von dezentraler Flexibilität stellt ein Reallabor-Ansatz die Praxistauglichkeit und Eignung der entwickelten Lösungen sicher.

Die in These 3 diskutierte Weiterentwicklung stellt eine grundlegende Neugestaltung des bestehenden Netzengpassmanagements dar. Eine erfolgreiche Etablierung muss daher von einem strukturierten Prozess begleitet werden, um die Umsetzbarkeit und den systemischen Nutzen zu gewährleisten. Reallabore als neuer Forschungsansatz können hierbei einen wichtigen Beitrag leisten (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi], 2019).

1.2 Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfragen

Die vorliegende Arbeit behandelt die aktuellen Herausforderungen im Netzengpassmanagement aus verschiedenen Perspektiven und stellt einen strukturierten Prozess vor, mit dem das Netzengpassmanagement unter anderem durch die Einbeziehung von marktbasierten Elementen weiterentwickelt werden kann. Nach der Einführung relevanter Begrifflichkeiten zu Beginn der Arbeit, einer Bedarfsanalyse im Untersuchungsgegenstand Netzengpassmanagement und einer Charakterisierung des Problems „Netzengpass“ wird ein Design-Prozess für eine Weiterentwicklung des Untersuchungsgegenstandes entwickelt, bei dem die bestehenden Abläufe um einen markt-basierten Koordinationsmechanismus erweitert werden. Diese Weiterentwicklung ermöglicht eine Integration von heute nicht erschlossener, dezentraler Flexibilität und

erweitert auf diese Art und Weise die Möglichkeiten einer effizienten Bewirtschaftung von Netzengpässen insbesondere für VNB.

Die vorliegende Arbeit soll folgende Forschungsfrage beantworten:

Übergeordnete Forschungsfrage: Wie kann das Netzengpassmanagement insbesondere im Verteilnetz durch eine verstärkte Erschließung und einen koordinierten Einsatz von dezentraler Flexibilität weiterentwickelt werden?

Diese umfassende Forschungsfrage kann in unterlagerte Aspekte zerlegt werden, welche sich auch im methodischen Ansatz wiederfinden (vgl. Kapitel 2).

Forschungsfrage 1: Wie kann der Bedarf für eine Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements konkretisiert werden?

Forschungsfrage 2: Welche Charakteristika für die Nutzung im Netzengpassmanagement weist dezentrale Flexibilität auf? Welche Anforderungen der beteiligten Stakeholder müssen bei einer Integration in das Netzengpassmanagement beachtet werden?

Forschungsfrage 3: Wie kann durch Anreizstrukturen und einen Koordinationsmechanismus eine effiziente Erschließung und ein interferenzfreier Einsatz von dezentraler Flexibilität im Netzengpassmanagement ermöglicht werden?

Forschungsfrage 4: Wie kann durch einen strukturierten Prozess die Umsetzbarkeit und die Integrierbarkeit des entwickelten Koordinationsmechanismus in die bestehenden Abläufe sichergestellt werden?

Die Forschungsfragen zeigen, dass der Fokus der Arbeit nicht auf einer Fragestellung der Energiesystemanalyse liegt, sondern in der Konzipierung eines neuen Bausteins für das Netzengpassmanagement und der Entwicklung eines strukturierten Prozesses für die Einführung dessen. Die Etablierung neuer Werkzeuge in bestehende Abläufe ist mit großen Herausforderungen hinsichtlich der Umsetzbarkeit verbunden. Die vorliegende Arbeit nutzt daher Methoden des *Market-Engineerings* (vgl. Weinhardt et al., 2003) für die Gestaltung, wie das bestehende Netzengpassmanagement um marktbasierende Komponenten erweitert werden kann. Eine Kopplung an eine konkrete Umsetzung in einem Feldversuch ergänzt die in dieser Arbeit entwickelten Methoden und erlaubt anschließend eine Bewertung unter anderem hinsichtlich der Umsetzbarkeit.

Die vorliegende Arbeit orientiert sich an der klassischen Herangehensweise des Ingenieurwesens (vgl. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften [acatech], 2013, S. 21–22):

- Durch eine Umfeldanalyse und eine empirische Untersuchung historischer Daten werden die Anforderungen an eine Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements identifiziert.
- Ein literaturgestütztes Herausarbeiten der relevanten Begrifflichkeiten und eine genaue Charakterisierung des Bedarfs, für den das Netzengpassmanagement weiterentwickelt wird, spezifiziert den Untersuchungsgegenstand.

- Mit diesem Vorwissen kann anschließend mit Methoden des Ingenieurwesens die Lösung konstruiert werden. Der Durchführung eines Versuches folgen die Auswertung und eine Abschätzung der Machbarkeit.

Für die einzelnen Schritte dieses Ablaufs werden im Zuge dieser Arbeit geeignete Werkzeuge und Modelle verwendet. Hierbei gestaltet sich die Auswahl geeigneter Werkzeuge als große Herausforderung. Dieser Prozess kann wie folgt beschrieben werden:

„Abstraktion und Modellbildung sind die wichtigsten intellektuellen Werkzeuge, derer sich Ingenieure bedienen. ... Abstraktion verbindet das noch unbekannte Neue mit dem bereits Bekannten und wissenschaftlich Erforschten. ... Beide Werkzeuge, Abstraktion und Modellbildung, gehen jedoch der kreativen Gestaltung nicht voraus, sondern begleiten und inspirieren sie. Technische Gestaltung ist damit zugleich ein Abschätzen des Machbaren, das im Zuge eines Entwicklungsprozesses überprüft wird. Und im ständigen Dialog von Entwurf und Überprüfung entsteht ... der Prozess.“
(acatech, 2013, S. 13)

Der Entwicklungsprozess nutzt zur Sicherstellung der Umsetzbarkeit und Integration in die bestehenden Prozesse mit einem sogenannten Reallabor ein neues Format zwischen wissenschaftlicher Konzipierung und praktischer Umsetzung. Hierauf wird in Kapitel 5 detailliert eingegangen. Bei der Konzipierung wird besonderer Wert auf die Anwendbarkeit bei den VNB gelegt, was aufgrund der heterogenen Größe und Struktur der VNB große Herausforderungen mit sich bringt. In Kapitel 2 wird der methodische Aufbau der Arbeit im Detail erläutert. Zuerst wird jedoch anhand ausgewählter Literatur der Stand der Wissenschaft im untersuchten Themengebiet beschrieben.

1.3 Literaturübersicht zum Stand der Wissenschaft und Technik

Die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements und insbesondere die Einführung von marktlichen Mechanismen für netzdienliche Anwendungsfälle ist vielfacher Gegenstand der Literatur und von Pilotprojekten. Auch die Nutzung von dezentraler Flexibilität wurde in verschiedenen Arbeiten diskutiert. Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Arbeiten zu den vorliegenden Forschungsfragen beschrieben, was eine Differenzierung zum hier gewählten Ansatz ermöglicht.

Studien wie die „dena-Verteilnetzstudie“ (2012), „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (E-Bridge Consulting GmbH [E-Bridge], 2014) und „MONA 2030“ (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V [FfE], 2017a) untersuchen anhand verschiedener Szenarien die Auswirkungen des EE-Ausbaus und der Elektrifizierung auf das Verteilnetz. Daraus wird anschließend der Netzausbaubedarf abgeleitet und beurteilt, wie sich dieser durch die Nutzung von Flexibilität verringern lässt. Die Zielsetzung dieser Studien liegt damit klar in einer Optimierung der Netzplanung und somit einer langfristigen Ertüchtigung der Netzinfrastruktur. Eine Analyse von netzbetrieblichen Maßnahmen, wie sie im Netzengpassmanagement genutzt werden können, erfolgt nur indirekt, in dem die Wirkung von Flexibilität auf eine mögliche Verringerung des Netzausbaubedarfs ermittelt wurden. Eine konkrete Weiterentwicklung dieser Maßnahmen ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

Die Evolution des Netzbetriebs war mehrfach Gegenstand von Diskussionspapieren des Branchenverbandes BDEW. Bereits in der BDEW-Roadmap (2013) wird eine mögliche

Weiterentwicklung des Netzbetriebs skizziert und erstmals die sogenannte Netzampel eingeführt. Dabei wird auf Basis einer prognostizierten Netzbelastung der Netzzustand durch Ampelfarben dargestellt (vgl. BDEW, 2013, S. 15-16): In der grünen Ampelphase ist der Netzzustand unkritisch und Marktaktivitäten sind uneingeschränkt möglich. In der roten Ampelphase ist die Netzstabilität gefährdet und die Netzbetreiber dürfen in die Fahrweise von Anlagen eingreifen. Zwischen diesen beiden Zuständen wurde mit der gelben Ampelphase ein Übergang definiert: In dieser Phase können die Netzbetreiber auf Flexibilität zurückgreifen und netzdienliches Verhalten marktlich anreizen. *„Zwangseingriffe gegenüber den Netznutzern gibt es hingegen während der gelben Phase nicht“* (BDEW, 2013, S. 17).

Dieses Konzept wird in (BDEW, 2017) konkretisiert und mündet in den *Flex-Router*, bei dem das Zusammenspiel der verschiedenen Netzbetreiber beim Netzengpassmanagement beschrieben wird (vgl. BDEW, 2018c). Diese Diskussionspapiere liefern wertvolle Einblicke in die Prozesse der Netzbetreiber und benennen den Bedarf der Weiterentwicklung, verzichten aber meist auf eine (wissenschaftliche) Herleitung und eine genaue Beschreibung der Sachverhalte. Selbiges gilt auch für die Berichte der europäischen Verbände (siehe Comité Européen de Normalisation [CEN] et al., 2014b; European Federation of Local and Regional Energy Companies [CEDEC] et al., 2018; CEDEC et al., 2019). Colle et al. (2019) thematisieren weiterführend in qualitativer Art und Weise das veränderte Anforderungsprofil an die VNB: Im Vergleich zu den Aufgaben der VNB in der Vergangenheit ist sowohl die Netzbelastung an sich höher als auch die Komplexität in der Koordination der im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen deutlich gestiegen – eine Entwicklung, die zur Etablierung des Begriffes *DSO 2.0* führt (Erwähnung unter anderem in BDEW, 2018c).

Die Studie *„Regionale Flexibilitätsmärkte“* (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V [VDE], 2014) beschreibt auf Basis von (BDEW, 2013) die marktliche Beschaffung von dezentraler Flexibilität in der gelben Ampelphase. Auch wenn die Beschreibung des eigentlichen Marktprozesses qualitativer Natur bleibt, wurden in der Studie die Prozesse und Abläufe bei den beteiligten Akteuren erstmals detailliert skizziert. Auch die Verwendung von Werkzeugen wie Sequenzdiagrammen zur Beschreibung von Abläufen und der Einsatz von UML als Modellierungssprache machen die Idee hinter *„regionalen Flexibilitätsmärkten“* nachvollziehbar und erlauben die Adaption in die Prozesse der Akteure.

Im europäischen Kontext ist (CEN et al., 2014b) zu nennen: Der Bericht der *Smart Grid Coordination Group* von CEN, CENELEC und ETSI definiert Flexibilität im netzdienlichen Kontext und beschrieb erste *„conceptual models“* für die Nutzung von Flexibilität und mögliche Anwendungsfälle davon. Außerdem werden erste Architekturvorschläge zur Umsetzung gegeben.

In der Folge werden verschiedene Konzepte zur marktbezogenen Erschließung von dezentraler Flexibilität und deren Nutzung im Netzengpassmanagement entwickelt und diskutiert. Die Studie *„Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen“* definiert dazu den Begriff des Smart Markets:

„In dieser Studie werden Smart Markets als Koordinationsmechanismus definiert, der zwischen Markt- und Netzsphäre vermittelt. In aktuell diskutierten Ampelkonzepten

wird diese Sphäre als gelbe Phase bezeichnet. Smart Markets sind aufgrund ihrer Funktion charakterisiert durch eine zeitliche und räumliche Komponente, da sie regionale Netzengpässe bewirtschaften. Daher haben sie Monopolcharakter und sind regulierungsbedürftig“ (Agora Energiewende [Agora], 2017b, S. 47).

Die Studie enthält darüber hinaus eine Kategorisierung verschiedener Ausgestaltungen und leitet regulatorischen Änderungsbedarf ab.

Neben den oben beschriebenen Grundlagenstudien beschäftigen sich eine Vielzahl an Kurzstudien mit einzelnen Aspekten der Nutzung dezentraler Flexibilität. Hier sind unter anderem (E-Bridge, 2017) mit einem Schwerpunkt auf der Rolle der VNB oder (E-Bridge, 2019a) mit einem Fokus auf die wirtschaftlichen Implikationen zu erwähnen.

Zusätzlich wurden in den letzten Jahren eine Vielzahl an Pilotprojekten durchgeführt. Neben Projekten wie dem *NODES-Markt* (vgl. Engelbrecht et al., 2019) beschäftigen sich in Deutschland die *SINTEG*-Projekte intensiv mit der Konzipierung und Erprobung netzdienlicher Mechanismen insbesondere für das Verteilnetz. Für das *SINTEG*-Projekt *C/sells* wird bei Klempp, Heilmann et al. (2020) das dort entwickelte Konzept beschrieben. Für einen Überblick der wichtigsten Projekte im deutschen und europäischen Kontext sei auf die Meta-Studie von Radeke et al. (2019) und die Kategorisierung in Kapitel 5.2.3 verwiesen.

Auch im wissenschaftlichen Kontext finden sich in der Literatur verschiedene Publikationen und insbesondere Dissertationen, welche im Folgenden aufgeführt sind: Villar et al. (2018) untersuchen auf Basis einer Literaturrecherche verschiedene Flexibilitätsprodukte und dazugehörige Marktplätze, was unter anderem das Netzengpassmanagement einschließt. Khajeh et al. (2020) unterteilen die Nutzung von Flexibilität zwischen ÜNB, VNB und Letztverbraucher und erläutert verschiedene Handelsansätze auf diesen Ebenen. Jin et al. (2020) fokussieren sich auf „*local flexibility markets*“ und dort angewandte Marktmechanismen.

Dauer (2016) erarbeitet einen marktbasieren Allokationsmechanismus für Flexibilität in Smart Grids. Dieser adressiert viele Fragestellungen für eine Weiterentwicklung des Netzengpassmanagement. Die Arbeit fokussiert sich jedoch stark auf die Ausgestaltung der Auktion zur Nutzbarmachung von Flexibilität und die ökonomischen Aspekte. Netztechnische Fragestellungen werden nur reduziert betrachtet, ebenso die technische Umsetzung.

Wagler (2018) untersucht das technische Potenzial von Flexibilitätsmärkten in der Niederspannung. Hierzu wurde eine Simulationsumgebung aufgesetzt, um anhand von Lastflussrechnungen in exemplarischen Netzen ermitteln zu können, welchen netzdienlichen Beitrag marktlich angereizte, kleinteilige Flexibilität leisten kann. Im Vergleich zum konventionellen Netzausbau wird Flexibilitätsmärkten nur ein begrenztes Potenzial zur Behebung von Netzengpässen (Spannungsbandprobleme und Betriebsmittelüberlastungen) zugeschrieben.

Kornrumpf (2019) analysiert verschiedene Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen. Diese werden für die Anwendung in einer Simulationsumgebung modelliert und anschließend anhand realer Mittelspannungsnetze bewertet. Daraus leitet der Autor anschließend Erkenntnisse für Netzplanung und Netzbetrieb ab.

Schermeyer (2018) entwickelt eine Modellumgebung zur Simulation der Wechselwirkung von Netzengpässen und der Abregelung im EinsMan in einem Energiesystemmodell. Das Modell bildet das tatsächliche, kostenbasierte EinsMan-Regime nach und kalibriert es durch einen Abgleich mit historischen Daten. Durch eine Anwendung auf Fallstudie eines norddeutschen Verteilnetzes wird anschließend eine konkrete Weiterentwicklung des EinsMan modelliert.

Staudt (2019) beantwortet unter anderem die Frage, wie der bestehende Redispatch-Prozess zum Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz mithilfe von marktlichen Elementen ergänzt werden kann. Dazu wird vertieft untersucht, in welchem Maß Netzengpässe und damit eine möglicher Redispatch durch die Marktakteure antizipiert werden kann und welche Implikationen diese für den Marktmechanismus hat. Die Arbeit schließt mit einer Untersuchung der Systemkosten durch das neue Marktdesign.

Bei Mengelkamp (2019) steht nicht das Netzengpassmanagement im Fokus, sondern ein lokaler Energiemarkt in einer *energy community*. Die Autorin nutzt das *Market-Engineering-Framework* für die Entwicklung des Energiemarkts und begleitet die Umsetzung in einem Feldversuch. Die Arbeit schlägt damit den Bogen von der konzeptionellen Entwicklung über die konkrete Ausgestaltung durch geeignete Werkzeuge wie das *Smart-Grid-Architecture-Model* hin zu einer empirischen Auswertung der Feldversuchsphase.

Die genannten Arbeiten zeigen die steigende Relevanz einer Weiterentwicklung des Netzengpassmanagement und der Nutzung von dezentraler Flexibilität. Viele Arbeiten verdeutlichen das grundsätzliche Potenzial von marktlichen Mechanismen und beschreiben neue Ansätze konzeptionell, verzichten aber auf eine detaillierte Ausgestaltung mit einer Umsetzung in Feldversuchen. Ein strukturierter Plan zur Umsetzung und Etablierung der Konzepte ist meist nicht Gegenstand der Untersuchungen. Dies findet sich zwar beispielsweise bei Mengelkamp (2019), wird hier jedoch für einen anderen Anwendungsfall betrachtet. Die vorliegende Arbeit adressiert diese Forschungslücke und betrachtet die vollständige Argumentationslinie von der Umfeldanalyse über die Problembeschreibung zu einem Design-Prozess mit einem Umsetzungsplan. Ergänzt durch eine quantitative Bedarfsanalyse zur Eingrenzung des Weiterentwicklungsbedarfs im Netzengpassmanagement für das Verteilnetz und literaturgestützten Begriffskategorisierungen soll so in dieser Arbeit ein Prozess aufgezeigt werden, wie eine effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen im Verteilnetz mit dezentraler Flexibilität erfolgen und wie ein solcher Mechanismus etabliert werden kann.

2 Methodischer Ansatz

Zur Bearbeitung der im vorhergehenden Kapitel identifizierten Forschungslücke wird im Folgenden die Strukturierung der Arbeit erläutert. Anschließend erfolgt die Erläuterung für die methodische Kopplung an einen Feldversuch und eine Beschreibung der Limitationen der Untersuchung.

2.1 Aufbau der Arbeit

Die Methodik zur Beantwortung der Forschungsfragen findet sich in der Struktur der Arbeit wieder. Abbildung 2-2 zeigt die Abfolge und die Zusammenhänge der vier inhaltlichen Kapitel.

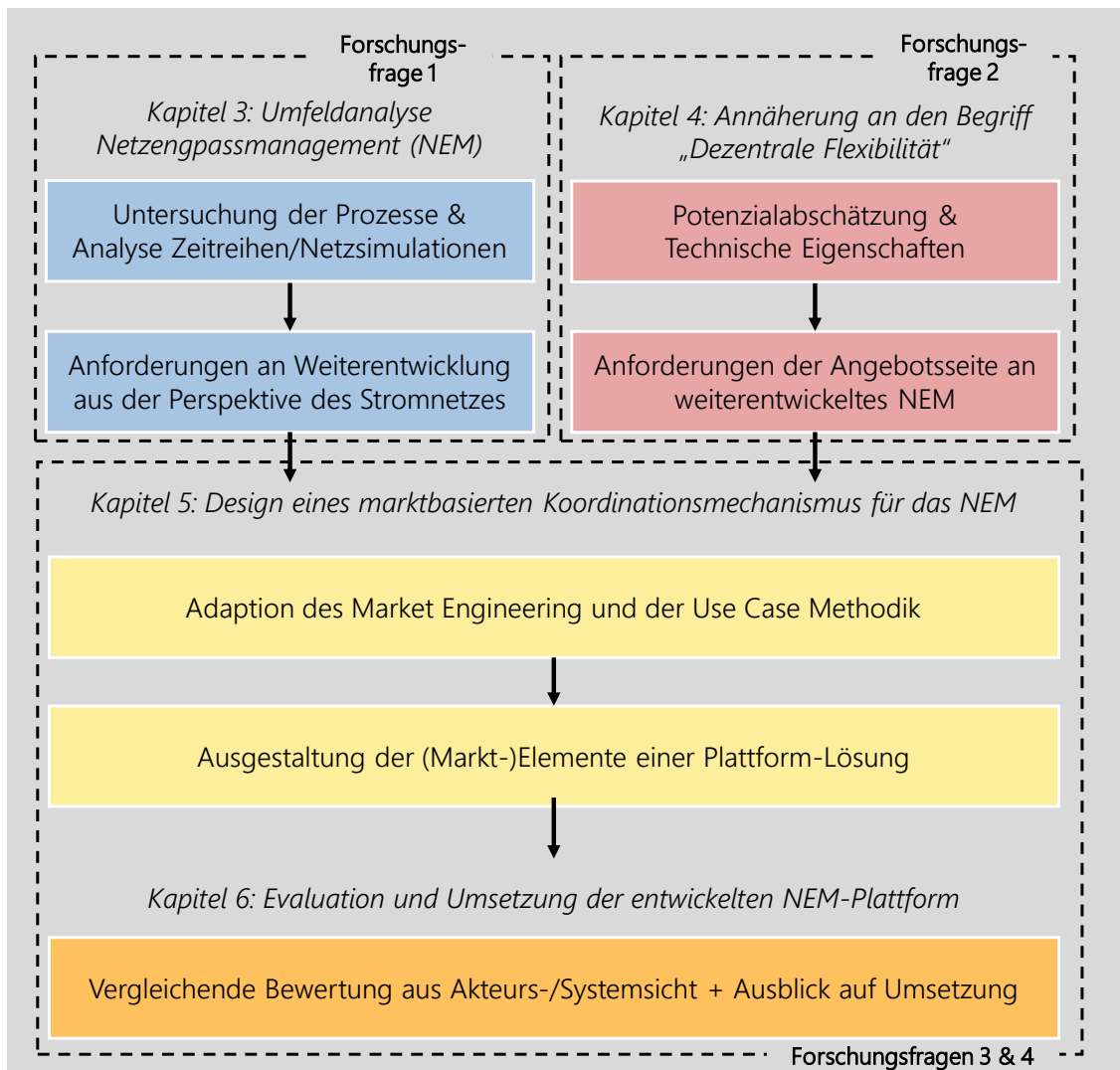


Abbildung 2-1: Strukturierung der Arbeit und Verortung der Forschungsfragen

Dieser grundsätzliche Aufbau kann weiter spezifiziert und in drei Phasen aufgeteilt werden. In der ersten Phase werden durch eine Umfeldanalyse und verschiedene Modellierungen in einem explorativen Ansatz die Anforderungen an eine Weiterentwicklung

des Netzengpassmanagements (Abkürzung in Abbildungen: NEM) untersucht. Diese Anforderungsanalyse dient in der zweiten Phase als Grundlage für die Konzipierung eines marktbasierten Koordinationsmechanismus. In der dritten Phase findet abschließend eine vergleichende Bewertung statt.

Abbildung 2-1 erläutert den detaillierten Aufbau der Arbeit.

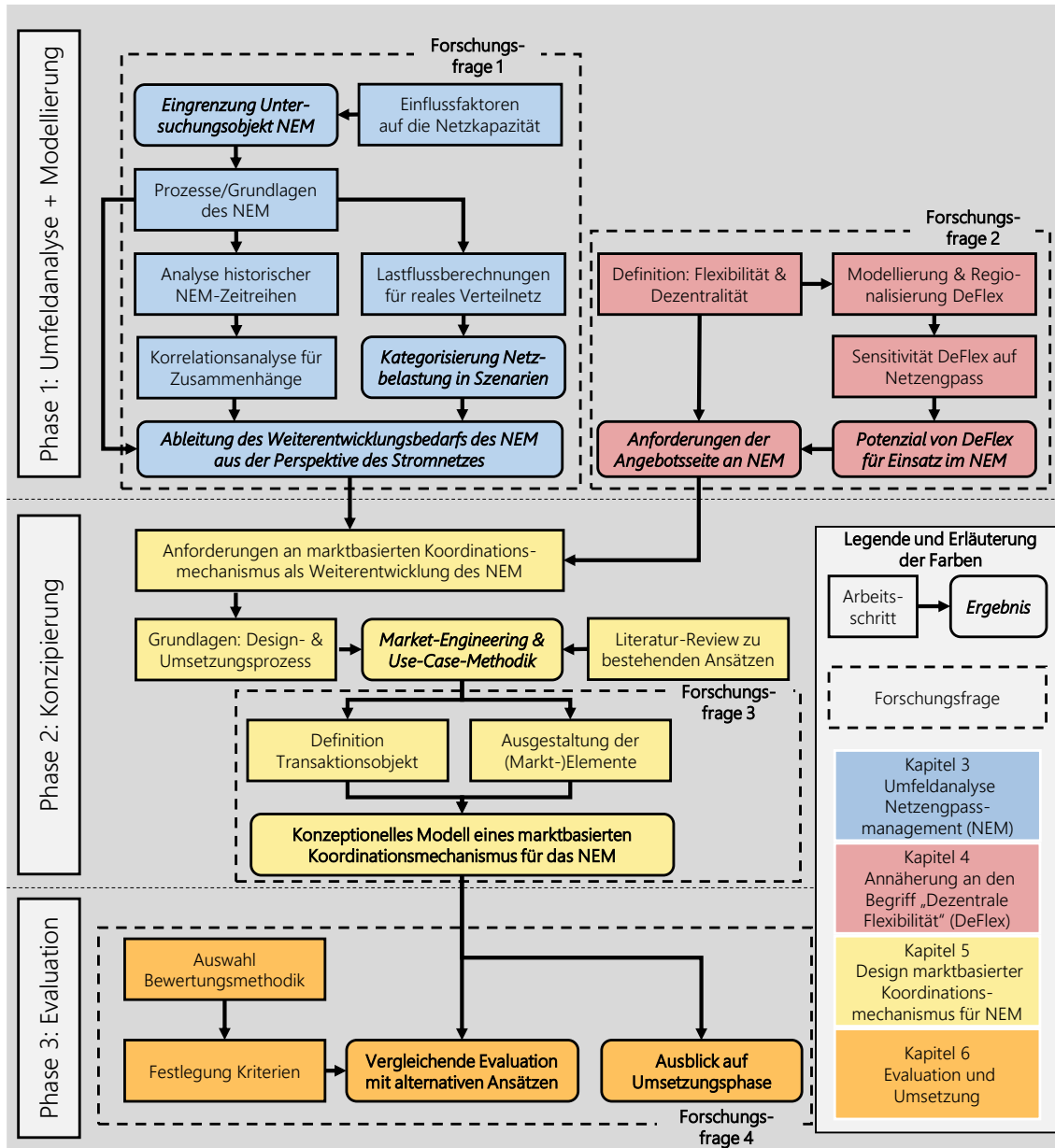


Abbildung 2-2: Detaillierter Aufbau der Arbeit

In Kapitel 3 enthält die vorliegende Arbeit eine Umfeldanalyse des Themenkomplexes Netzengpassmanagement. Zur Eingrenzung des Untersuchungsgegenstands wird zunächst analysiert, welche Faktoren die verfügbare Übertragungskapazität des Stromnetzes bestimmen und wie diese beeinflusst werden können. Anschließend werden die rechtlichen Grundlagen analysiert und die heutigen Mechanismen und Prozesse des Netzengpassmanagements bei ÜNB und VNB herausgearbeitet. Basierend darauf kann so der prozessuale Weiterentwicklungsbedarf im derzeitigen Netzengpassmanagement identifiziert werden. Darüber hinaus wird eine Zeitreihenanalyse der historischen Daten

für EinsMan und für Redispatch durchgeführt, um mit einer Korrelationsanalyse die Ursachen hinter den Netzengpassmanagementmaßnahmen zu identifizieren. Diese Betrachtung wird für das Verteilnetz um eine prospektive Analyse ergänzt: Szenarien stellen mögliche Entwicklungen im Verteilnetz dar und darauf basierende Lastflussrechnungen schätzen die zukünftige Belastung in einem realen Verteilnetz ab.

In Kapitel 4 wird der Begriff der dezentralen Flexibilität und ihre Bedeutung für ein zukünftiges Netzengpassmanagement erläutert. Nach definitorischen Vorüberlegungen und einer Kategorisierung von Flexibilitätsmechanismen wird durch eine Modellierung ausgewählter kleinteiliger Flexibilitätsoptionen der mögliche Lösungsbeitrag quantifiziert. Ferner wird anhand einer Case Study die Sensitivität von dezentraler Flexibilität und damit die Wirksamkeit zur Lösung von Netzengpässen ermittelt. Das Kapitel schließt mit einer Sammlung der Anforderungen der Akteure der Angebotsseite für die Integration in das Netzengpassmanagement.

Nach der Bedarfsanalyse in den vorherigen Kapiteln werden in Kapitel 5 basierend auf einer Anforderungsanalyse der beteiligten Stakeholder die Prozesse des Netzengpassmanagements weiterentwickelt. Hierbei wird nach der Betrachtung einiger Grundlagen für den Design-Prozess auf Methoden der Forschungsrichtung *Market-Engineering* zurückgegriffen und diese auf die Fragestellung adaptiert, um sowohl den Design-Prozess bei der Ausgestaltung eines Koordinationsmechanismus an sich zu strukturieren als auch eine zielgerichtete Umsetzung sicherzustellen. Die vorliegende Arbeit fokussiert sich auf eine Darstellung des Prozesses an sich, eines resultierenden Konzepts der interagierenden Funktionen und einer Detailbeschreibung der einzelnen Marktelemente (unter anderem dem Matching zwischen Angebot und Nachfrage oder der IT-Architektur zum Abruf der Flexibilität). Zur Sicherstellung der Interoperabilität erfolgt die Ausgestaltung der einzelnen Elemente mit Methoden aus der *Use-Case-Methodik*. Einen Schwerpunkt legt die Arbeit zudem auf die Ausgestaltung des Transaktionsobjekts Flexibilität. Als Ergebnis der Design-Phase entsteht ein konzeptionelles Modell einer Plattform, die anschließend auf ihre Funktionalität überprüft wird.

Im Kapitel 6 wird der entwickelte marktbasierende Koordinationsmechanismus zur Integration von dezentraler Flexibilität im Vergleich mit alternativen Ansätzen evaluiert. Diese Bewertung erfolgt aus systemischer Sicht wie beispielsweise hinsichtlich der Auswirkungen auf die Systemkosten und auf das Gebotsverhalten der Akteure. Zusätzlich erfolgt eine Analyse aus der Perspektive der Akteure, welche regulatorischen Hemmnisse für die Umsetzung bestehen und ob das dahinter liegende Betreiberkonzept skalierbar ist. Anschließend wird darauf eingegangen, welche Schritte für die weitere Implementierung und den Realbetrieb notwendig sind. Die Arbeit schließt mit einem Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf.

Abbildung 2-3 zeigt als Ergänzung zum detaillierten Aufbau der Arbeit in obigem Blockdiagramm ausgewählte Publikationen des Autors in der internationalen Fachöffentlichkeit und ihre Verortung in den jeweiligen Kapiteln.

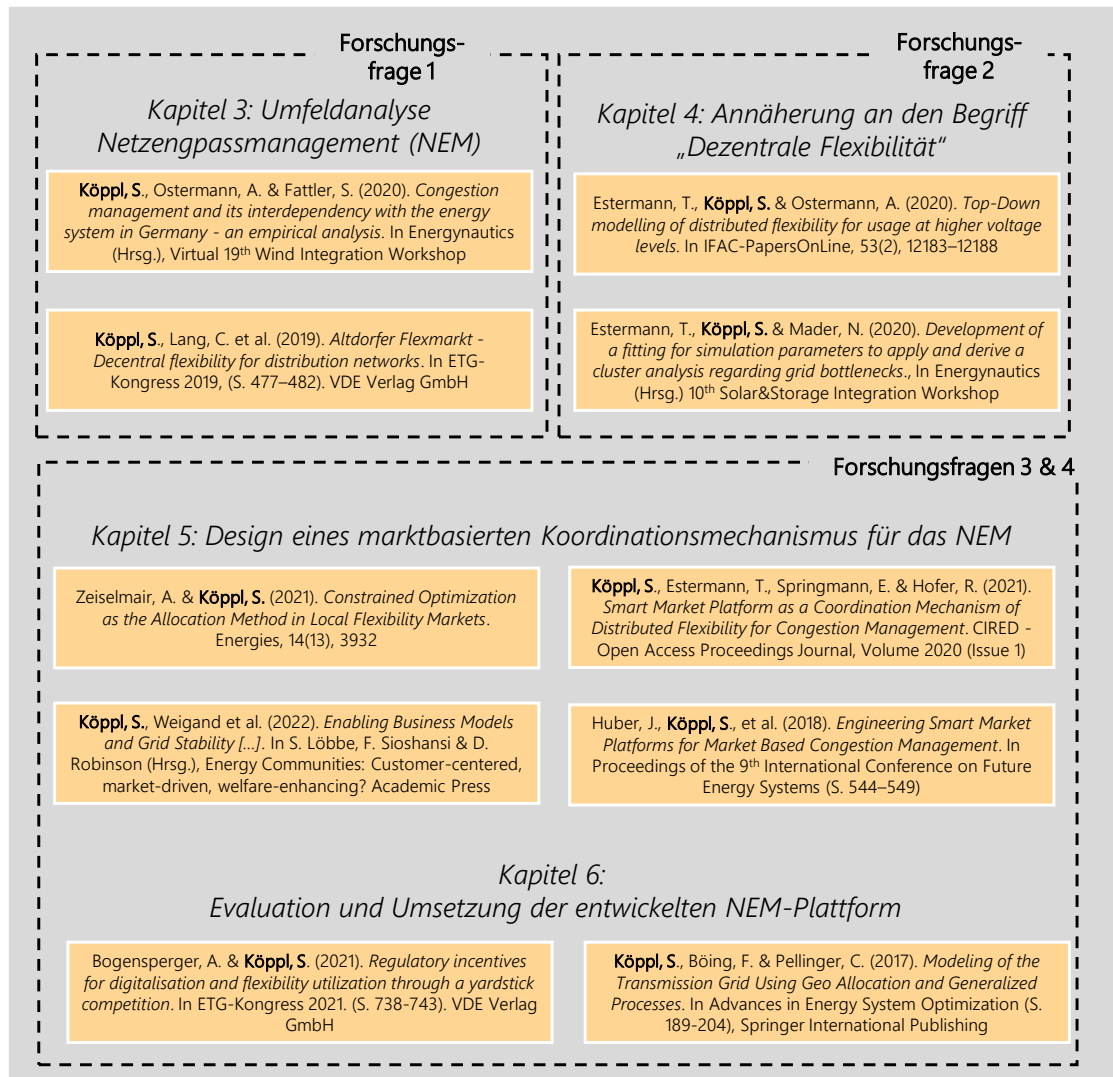


Abbildung 2-3: Ausgewählte Veröffentlichungen des Autors in der internationalen Fachöffentlichkeit

2.2 Methodische Kopplung an die Umsetzung in einem Feldversuch

Die methodischen Arbeiten fanden in enger Kopplung mit dem Demonstrationsvorhaben *Altdorfer Flexmarkt* im Rahmen des *SINTEG-Projekts C/sells* statt (vgl. FfE, 2021; Köppl et al., 2019). Eine Beschreibung des Projekts *C/sells* ist unter anderem bei Haller et al. (2020) und (BMW, 2018) zu finden. Der *Altdorfer Flexmarkt* kann als Umsetzung des in dieser Arbeit entwickelten Koordinationsmechanismus bezeichnet werden.

Abbildung 2-4 zeigt die Projektregion des *Altdorfer Flexmarkts* nahe Landshut in Niederbayern.

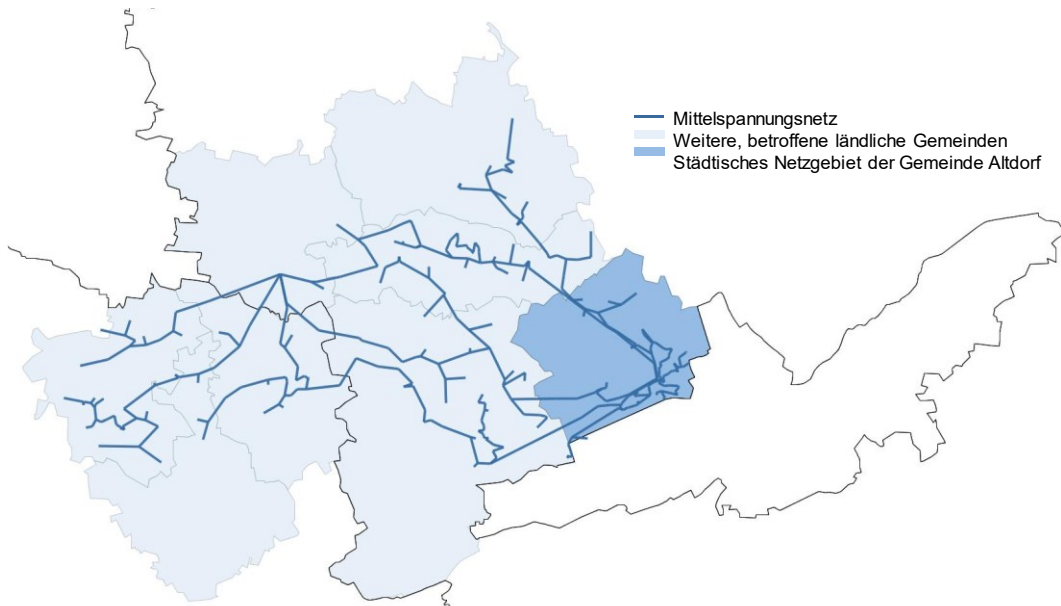


Abbildung 2-4: Projektregion des „Altdorfer Flexmarkts“ aus (FfE, 2021, S. 145)

Das Wechselspiel der konzeptionellen Arbeit mit einer Umsetzung und damit die Erweiterung eines ausschließlich theoretischen Forschungsansatz in der vorliegenden Arbeit hat mehrere Gründe:

- Im Fokus der Arbeit steht eine evolutionäre Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements. Die damit einhergehende Orientierung an bestehenden Prozessen benötigt umfangreiches Wissen der aktuell etablierten Betriebsgrundsätze und des konkreten Bedarfs einer Weiterentwicklung.
- An vielen Stellen ist sowohl für die gewonnenen Erkenntnisse als auch zur Beurteilung der Umsetzbarkeit der neu entwickelten Prozesse eine Plausibilisierung anhand realer Daten notwendig.
- Bei der Plausibilisierung ist es darüber hinaus entscheidend, dass die Einzelaspekte nicht nur grundsätzlich auf ihre Umsetzbarkeit bzw. Relevanz geprüft werden, sondern an die Prüfung aller Einzelaspekte die gleichen Randbedingungen gelegt werden. Daher wird hier eine konkrete Projektregion mit den Netzdaten, einer konkreten Erzeugungs-/Verbrauchsstruktur und den Prozessen des zugehörigen Netzbetreibers ausgewählt.

Durch diese Fokussierung ist der Ansatz in einem ersten Schritt spezifischer auf die Projektregion zugeschnitten und damit weniger generalistisch, als es für die Fragestellung angemessen wäre. Die obigen Gründe sprechen jedoch für eine spezifische Entwicklung anhand der Projektregion und der dort beteiligten Stakeholder. Die vergleichende Evaluation in Kapitel 6 analysiert in einem zweiten Schritt die Skalierbarkeit und die systemischen Implikationen, was Rückschlüsse auf die Generalisierbarkeit zulässt und Hinweise für eine großflächige Etablierung des entwickelten Konzeptes liefert.

2.3 Limitationen der Untersuchung

Bei der Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements treten viele Herausforderungen auf. Die vorliegende Arbeit kann nicht alle offenen Fragen adressieren, sondern

fokussiert sich auf die unmittelbaren Lösungsoptionen im engeren Kontext der Plattformlösung. Manch dringender Optimierungsbedarf zeigt sich in den vor- oder nachgelagerten Systemen – sei es in den Systemen der Netzbetreiber oder in den Prozessen von potenziellen Anbietern von Flexibilität. Aus forschungsökonomischen Gründen werden die dort auftretenden Probleme nur qualitativ beschrieben, sofern sie für das Verständnis der Fragestellung und der Lösung relevant sind.

Dies hat Auswirkungen auf den Forschungsansatz bei der Analyse von Flexibilitätsbedarf und dem möglichen Angebot durch dezentrale Flexibilität. Die Zielsetzung liegt in beiden Bereichen nicht auf einer ganzheitlichen Analyse: Die Analyse in Kapitel 4 beschränkt sich auf eine Kategorisierung und eine Potenzialabschätzung von dezentraler Flexibilität für netzdienliche Anwendungsfälle mit Fokus auf die Ableitung von Anforderungen an den Koordinationsmechanismus. Ebenso wird in Kapitel 3.5 keine konkrete Abbildung eines zukünftigen Netzzustandes vorgenommen, sondern mithilfe von Szenarien die Charakteristik der Netzbelastung abgeschätzt, um den Lösungsraum für die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagement eingrenzen zu können. Die Design-Phase in Kapitel 5 konzentriert sich auf eine Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements. Damit liegen die entwickelten Prozesse nahe an den bestehenden Netzbetreiberprozessen und nutzen teilweise die dort geltenden Grundsätze. Bezüglich der Ausgestaltung von Prozessen auf der Anbieterseite und der konkreten Preisgestaltung werden nur erste Indikationen getroffen, aber keine abschließenden Aussagen getroffen. Auch für die vergleichende Evaluation in Kapitel 6 muss einschränkend festgestellt werden, dass dort die Identifikation von Weiterentwicklungspotenzial im Vordergrund steht und damit nicht eine abschließende, systemische Bewertung.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich vertieft mit dem Design-Prozess und einer fundierten Herleitung davon. Zur weiteren Konkretisierung wird im folgenden Kapitel eine umfassende Umfeldanalyse des Untersuchungsgegenstands durchgeführt.

3 Umfeldanalyse Netzengpassmanagement

Das folgende Kapitel widmet sich dem Umfeld des Netzengpassmanagements. Vor der Analyse der rechtlichen und prozessualen Grundlagen werden im Folgenden die Einflussfaktoren auf die verfügbare Übertragungskapazität des Stromnetzes qualitativ erläutert und so der Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Arbeit konkretisiert. Hierbei wird zunächst kein Bezug auf existierende Netzengpassmanagementmaßnahmen genommen, sondern in einem ersten Schritt Einflussfaktoren beschrieben, deren Ausgestaltung die verfügbare Kapazität in Übertragungs- und Verteilnetz bestimmt.

3.1 Qualitative Identifikation von Einflussfaktoren auf die verfügbare Netzkapazität

Grundsätzlich ist die verfügbare Netzkapazität immer von der Ausprägung verschiedener Einflussfaktoren und deren Zusammenspiel untereinander abhängig. Eine Kategorisierung dieser Faktoren unterstützt die Eingrenzung der Fragestellung. Hierzu werden die Erkenntnisse von Hirth und Glismann (2018, S. 10–12) sowie Klemp, Heilmann et al. (2020, S. 13–16) auf die Fragestellung angewandt, um folgende Einflussfaktoren auf die verfügbare Übertragungskapazität zu identifizieren und ihre Wirkmechanismen zu beschreiben.

Die ersten drei Einflussfaktoren zielen auf das Netz- und Marktumfeld ab:

- **Netzentwicklung:** Der erste Einflussfaktor auf die Übertragungskapazität stellt der Ausbau oder die Verstärkung der Netzkapazität dar. Auf Übertragungsnetzebene werden die Planungsgrundsätze oft mit dem NOVA-Prinzip beschrieben (*Netz-Optimierung vor –Verstärkung vor –Ausbau*) (vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [BNetzA], 2019b, S. 41). Die daraus resultierenden Investitionsmaßnahmen in das Übertragungsnetz befinden sich im sog. Netzentwicklungsplan (vgl. BNetzA, 2019b). Auch die Optimierung der Verteilnetze ist vielfach Gegenstand der Forschung (siehe beispielsweise FfE, 2017a, S. 219–226). Dieser Einflussfaktor ist wegen der langwierigen Planungs-, Genehmigungs- und Bauphasen eine nur langfristige Lösungsoption.
- **Netzbetrieb:** Hierunter verstehen sich nicht-investive, netzoptimierende Maßnahmen durch den Netzbetreiber wie beispielsweise topologische Schalthandlungen (vgl. FfE, 2016a, S. 306–327). Damit wird erreicht, dass die bestehende Netzinfrastruktur besser ausgelastet werden kann. Netzbetriebsmittel sind im Besitz der Netzbetreiber, was den Zugriff darauf sehr einfach macht. Diese Maßnahmen können jedoch als Nebeneffekt Komplexitätssteigerungen im Betrieb und einen erhöhten Bedarf an Steuerungstechnik hervorrufen.

- **Anpassung im Strommarkt:** Die Auslastung der Stromnetze ist direkt vom Einspeise- und Verbrauchsverhalten abhängig. Wählt man beispielsweise ein Markt-design, das mögliche Engpässe direkt in die Preisbildung integriert, werden damit Engpässe, die kurativ gelöst werden müssen, weniger wahrscheinlich. Mögliche Auswirkungen der Einführung eines *Market-Splitting*, der durch einen engpassbasierten Gebotszonenzuschnitt im *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM) (vgl. ENTSO-E, 2020) oder im Extremfall durch ein sogenanntes *Nodal Pricing* erfolgen kann, finden sich unter anderem bei (Consentec GmbH [Consentec] & Neon Neue Energieökonomik GmbH [Neon], 2018). Diese grundsätzlichen Änderungen im Marktdesign werden politisch sehr kontrovers diskutiert: So wird eine Anpassung der Gebotszonen innerhalb Deutschlands im Koalitionsvertrag des 24. Regierungskabinetts explizit ausgeschlossen (vgl. CDU et al., 2018).

Eine Beeinflussung dieser Faktoren obliegt in den ersten beiden Fällen den Netzbetreibern mit beschränkten Wechselwirkungen zu anderen Akteuren. Eine grundsätzliche Anpassung des Marktdesigns der Großhandelsmärkte stellt hingegen eine politische Grundsatzfrage dar. Zur Beantwortung der Forschungsfragen sind deswegen Einflussfaktoren relevanter, die auf eine Anpassung der Fahrweise von Flexibilitätsoptionen abzielen. Sie unterscheiden sich in ihrer konkreten Ausgestaltung (etwa hinsichtlich der Ansteuerung oder der Vergütung). Bei den Einflussfaktoren, die hier beschrieben werden, kommt neben den Netzbetreibern mit dem sogenannten Einsatzverantwortlichen [EIV] ein neuer Akteur ins Spiel: Die BNetzA hat im Jahr 2014 festgelegt, dass für jede Erzeugungseinheit > 10 MW ein Verantwortlicher benannt wird, der gegenüber dem ÜNB die aktuellen Planungsdaten der Fahrweise bereitstellt und als Ansprechpartner fungiert (vgl. BNetzA, 2014, S. 14–15). Die Grenze für meldepflichtige Einheiten wurde im Jahr 2020 für Anlagen, die unter das *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* (EEG) fallen, und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen [KWK] auf 100 kW herabgesetzt (vgl. BNetzA, 2020, S. 3–36). Nach diesen Beschlüssen betrifft die gesetzliche Notwendigkeit der Benennung eines EIV nur eine bestimmte Auswahl an Flexibilitätsoptionen, ist aber grundsätzlich für alle Anlagen sinnvoll. Im Zuge dieser Arbeit wird angenommen, dass allen verfügbaren Anlagen ein EIV zugeordnet werden kann.

Im Folgenden werden drei Einflussfaktoren erläutert, bei denen die Fahrweise der Flexibilitätsoptionen und damit das Verhalten des EIV einen Einfluss auf die Netzbelastung hat.

- **Management der Netzanschlüsse:** Grundsätzlich ist der Anschluss von Erzeugung- und Verbrauchsanlagen in den VDE-Anwendungsregeln wie der zum Beispiel der VDE-AR-N 4100 festgelegt (vgl. VDE, 2019a). In den letzten Jahren gab es darüber hinaus zusätzliche Studien, die intelligente Managementansätze für die Netzanschlüsse im Verteilnetz entwickelt haben: Volk et al. (2019) skizzieren eine Quotenregel für die verfügbare Leistung an Netzanschlüssen basierend auf der Netzauslastung.

- **Regional differenzierte Anreize:** Neben der Anpassung im Strommarkt ist es denkbar, über regional differenzierte Anreize die Netzauslastung zu beeinflussen. Dies kann beispielsweise über Netzentgelte geschehen. Die derzeitige Netzentgeltsystematik enthält jedoch „für dezentrale Stromerzeuger und Stromverbraucher (fast) kein[en] Netzentgeltanreiz, ihre Einspeisung beziehungsweise ihren Verbrauch zeitlich oder örtlich so auszurichten, dass das Netz nicht überlastet, sondern effizient genutzt und betrieben werden kann“ (Agora, 2019, S. 10).
- **Netzdienlicher, externer Flexibilitätseinsatz:** Über Netzentgelte und Quotenregelungen wird die Fahrweise von Flexibilitätsoptionen indirekt gesteuert. Es existieren jedoch Mechanismen, bei denen direkt die Flexibilität explizit angesteuert wird. Die Eingriffsrechte des Netzbetreibers sind aufgrund der Entflechtung nach § 6 EnWG sehr begrenzt und bedürfen einer vertraglichen Grundlage: Hier sind bilaterale Absprachen, marktliche Mechanismen mit einer freiwilligen Teilnahme oder regulatorische Verpflichtungen denkbar. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass eine Ansteuerung von dezentralen Flexibilitätsoptionen nicht per se die verfügbare Übertragungskapazität erhöht – dies ist nur bei einem netzdienlichen Anwendungsfall gegeben.

Abbildung 3-1 stellt die Einflussfaktoren in qualitativer Art und Weise dar.

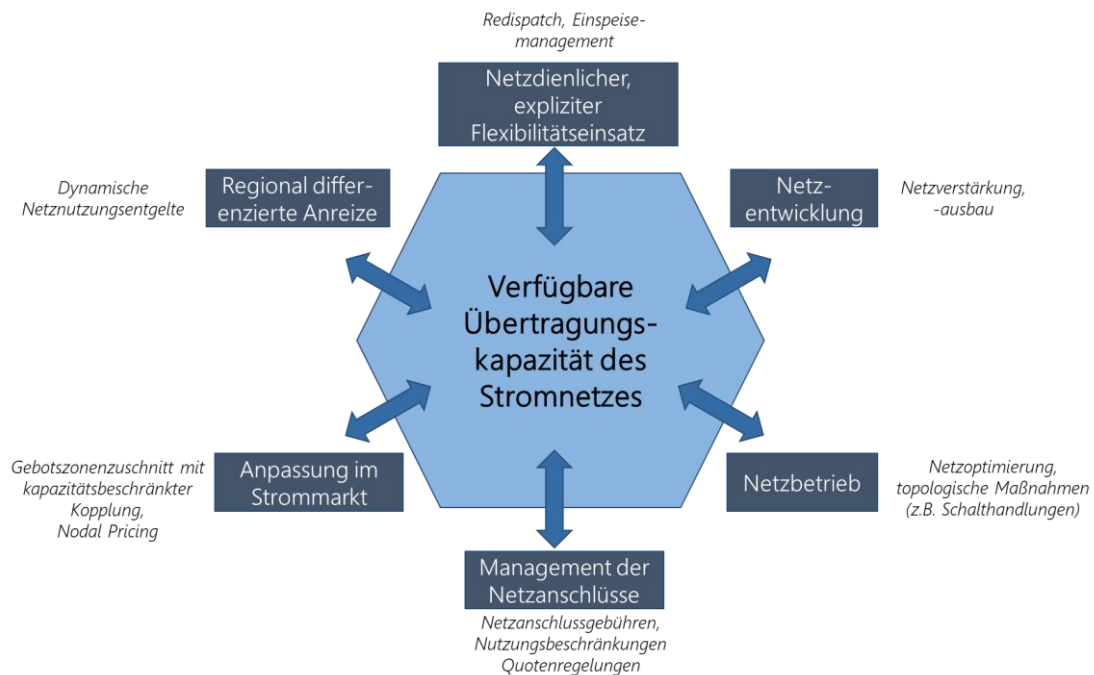


Abbildung 3-1: Einflussfaktoren auf die verfügbare Netzkapazität; eigene Darstellung mit Anpassungen auf Basis von (Hirth & Glismann, 2018, S. 10–12; Klemp, Heilmann et al., 2020, S. 13–16)

Eine optimale Auslastung der bestehenden Infrastruktur und eine effiziente Bewirtschaftung der Stromnetze beruht auf einem Zusammenspiel der hier aufgeführten Faktoren, die darüber hinaus miteinander wechselwirken. Eine Weiterentwicklung und Optimierung der Einflussfaktoren sind vielfach Gegenstand der Forschung. Zur Beantwortung der Fragestellung in dieser Arbeit wird die obige Auswahl weiter eingegrenzt. Hierzu werden in Tabelle 3-1 für die sechs identifizierten Einflussfaktoren drei Parameter verwendet:

- Der Zeithorizont zur Lösung eines Netzengpasses orientiert sich an den Zeithorizonten der Planungsgrundsätze der ENTSO-E. Diese unterscheiden langfristige Maßnahmen (*Year-Ahead - YA*), in der Woche zuvor (*Week-Ahead - WA*), am Vortag (*Day-Ahead - DA*) und innerhalb des Tages (*Intraday - ID*) (vgl. ENTSO-E, 2016, S. 9).
- Als Schlüsselakteure werden die Akteure mit den größten Handlungsmöglichkeiten bei der Ausgestaltung/Optimierung des Einflussfaktors bezeichnet.
- Der Ort des Einflusses beschreibt, an welcher Stelle die Optimierung des Einflussfaktors ansetzt. Dies kann direkt die Netzinfrastruktur betreffen (zum Beispiel Leitungen und Transformatoren), am Netzanschluss ansetzen oder die Fahrweise der Flexibilitätsoptionen direkt beeinflussen.

Tabelle 3-1: Qualitative Einordnung der Lösungsbeiträge der Einflussfaktoren¹

Einflussfaktor	Zeithorizont zur Lösung eines Engpasses	Schlüsselakteure	Ort des Einflusses	Quelle für Einordnung
Netzentwicklung	YA	ÜNB, VNB	Leitungen, Transformatoren	(FFe, 2016a, S. 91–93)
Netzbetrieb	abhängig vom Automatisierungsgrad des Netzes: WA, DA, ID	ÜNB, VNB	Leitungen, Transformatoren	(FFe, 2016a, S. 321)
Anpassung im Strommarkt	CACM: YA <i>Nodal Pricing</i> : DA, ID	EIV, ÜNB	Flexibilitätsoption	(Consentec & Neon, 2018, S. 12–13)
Management der Netzanschlüsse	WA, DA	VNB, EIV	Netzanschluss	(Volk et al., 2019, S. 2)
Regional differenzierte Anreize	WA, DA, ID	ÜNB, VNB, EIV	Netzanschluss oder Flexibilitätsoption	(Consentec & Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung [ISI], 2018, S. 90)
Netzdienlicher, externer Flexibilitätseinsatz	DA, ID	ÜNB, VNB, EIV	Flexibilitätsoption	(Radeke et al., 2019, S. 9)

Diese Einordnung stellt keine vollwertige Meta-Studie dar, sondern dient einer qualitativen Eingrenzung des Untersuchungsgegenstands. Die Übersicht zeigt, dass die Einflussfaktoren „Netzentwicklung“ und „Netzbetrieb“ überwiegend die Netzbetreiber und die Netzinfrastruktur betreffen. Eine Anpassung im Strommarkt ist nach derzeitigen politischen Entscheidungen sehr unwahrscheinlich, was auch hier eine vertiefte Diskussion für eine umsetzbare Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements erschwert.

Die verbleibenden drei Einflussfaktoren beziehen alle den EIV als Schlüsselakteur mit ein. Die Fahrweise der Flexibilitätsoptionen beeinflusst in hohem Maße die verfügbare Netzkapazität. Eine zielgerichtete Anreizstruktur ermöglicht eine netzdienliche Ansteuerung.

¹ Erläuterung der Abkürzungen: YA – Year-Ahead; WA – Week-Ahead; DA – Day-Ahead; ID – Intraday

Diese kann entweder über Sollwerte am Netzanschlusspunkt oder der Flexibilitätsoptionen an sich erfolgen. Eine netzdienliche Fahrweise dezentraler Flexibilität ist daher ein möglicher Lösungsbeitrag für Engpässe ab. Die große Anzahl an beteiligten Akteuren und die bisher sehr eingeschränkte Nutzung lassen einen großen Lösungsraum für neu zu entwickelnden Mechanismen und Produkte zu. Daher zielt für die weitere Analyse auf eine Integration der EIV und ihrer dezentralen Flexibilitätsoptionen in das Netzengpassmanagement. Zuvor wird im nächsten Kapitel der rechtliche Rahmen des Netzengpassmanagements genauer erläutert.

3.2 Rechtliche Grundlagen

Die Aufgaben, Pflichten und Rechte der Netzbetreiber im Netzbetrieb sind unter anderem im EnWG geregelt: *„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben ..., soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“* (§ 11 Abs. 1 EnWG).

§ 13 EnWG regelt die sogenannte Systemverantwortung der ÜNB, insbesondere hinsichtlich der Behebung von Störungen im Übertragungsnetz, nach § 14 gilt dies auch grundsätzlich für VNB. Dort werden in § 13 Abs. 1 konkrete Maßnahmen genannt, wie unter anderem netzbezogene Maßnahmen (Schalthandlungen und topologische Maßnahmen) ohne explizite Vergütung.

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, dürfen die Netzbetreiber auf marktbezogene Maßnahmen zurückgreifen. Dazu zählen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG neben der *„Regelenergie, ... zu-/abschaltbare Lasten und das Management von Engpässen“*. Dabei wird in die geplante Fahrweise von Flexibilitätsoptionen, durch einen sogenannten Dispatch von Anlagen, eingegriffen. Bemerkenswert ist außerdem, dass Netzengpassmanagementmaßnahmen stets an Kraftwerke und Kraftwerksbetreiber adressiert waren. Die BNetzA definiert diesen Eingriff als Redispatch wie folgt: *„Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten“* (BNetzA & Bundeskartellamt [BKartA], 2021a, S. 134). Bis zum Jahr 2011 war ein solcher Eingriff für die ÜNB nur auf freiwilliger Basis seitens der Kraftwerksbetreiber möglich, die Vergütung basierte auf bilateralen Vereinbarungen (vgl. BNetzA, 2012, S. 10). Die Regelung im EnWG sieht vor, dass die Teilnahme am Redispatch-Prozess die Anlagen weder besser noch schlechter als Kraftwerke am Markt stellen darf, ein allgemein akzeptierte Regelung hierfür erfolgte in (BDEW, 2018a): Im Wesentlichen ist hier definiert, dass marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG kostenbasiert auf Basis einer geprüften Meldung nach § 13a vergütet werden. Zur Vergleichbarkeit der Kosten werden hier Anwendungsbeispiele zur Ermittlung der Redispatch-Kosten genannt.

Als Ergänzung zum Redispatch kann zudem Countertrading genannt werden. Hier versuchen die ÜNB einen Netzengpass zwischen zwei Gebotszonen durch den gegenläufigen Kauf/Verkauf von Energie auf dem Intraday-Markt zu lösen. Damit wird nicht in die Fahrweise einzelner Kraftwerke eingegriffen, sondern über kurzfristigen Handel eine Grenzkuppelleitung entlastet (vgl. BNetzA & BKartA, 2021a, S. 496, 2021a, S. 147).

Sofern die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht ausreichen, dürfen die Netzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG als Ultima Ratio auf entschädigungsfreie Notfallmaßnahmen zurückgreifen. Diese werden grundsätzlich nicht vergütet. Im Zuge des NABEG werden die Maßnahmen neu geregelt, man spricht hier vom *Redispatch 2.0*. Vor Einführung des NABEG galt § 13 Abs. 2 EnWG nicht für Anlagen mit Einspeisevorrang (EE- und KWK-Anlagen). Für diese Anlagen gab es eine Entschädigungspflicht nach §§ 14, 15 EEG und § 3 Abs. 1 *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz* (KWKG). Dort ist folgende Definition für EinsMan zu finden: „Netzbetreiber dürfen ... ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen ... regeln, soweit andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstände“ (§14 Abs. 1 EEG). NABEG führt EinsMan in den Redispatch-Prozess ein. Damit gilt § 13 Abs. 1 EnWG verpflichtend für alle Anlagen >100 kW (für fernsteuerbare Photovoltaik [PV]-Anlagen bereits ab 30 kW).

Obige Regelung betrifft nur Erzeugungsanlagen. Für eine Berücksichtigung von Lasten existiert derzeit mit dem sich in der Novellierung befindlichen § 14a EnWG die Möglichkeit, auf flexible Verbrauchsanlagen auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung steuernd einzugreifen. Nach der Rücknahme des Referentenentwurfs im Januar 2021 ist die genaue Ausgestaltung noch unklar. Eine vergleichbare Regelung mit reduzierten Netzentgelten ist außerdem in § 19 Abs. 2 *Stromnetzentgeltverordnung* (StromNEV) zu finden. Tabelle 3-2 fasst die aktuell für die Netzbetreiber verfügbaren Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen zusammen.

Tabelle 3-2: Übersicht über Netzengpassmanagementmaßnahmen; eigene Darstellung auf Basis von § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG in Anlehnung an (BNetzA & BKartA, 2021a, S. 135) und Klempf, Heilmann et al. (2020, S. 19)

Maßnahme	Netzbetreiber	Anlagentypen	Teilnahme	Vergütung
Ab-/zuschaltbare Lasten	ÜNB, VNB mit Einschränkungen	Lasten	Freiwillig	Gebot nach § 13 AblaV
Countertrading	ÜNB	Anlagen, die an kurzfristigen Strommärkten teilnehmen	Freiwillig	Vergütung über kurzfristigen Strommarkt
Redispatch inkl. EinsMan	ÜNB, VNB ab NABEG	Erzeugungsanlagen > 100 kW	Verpflichtend	Kostenbasiert auf Basis von Selbstverpflichtungen
Steuerbare Verbrauchsanlagen	VNB	Lasten	Freiwillig	Netzbetreiberspezifische Vereinbarungen
Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2	ÜNB, VNB	Erzeugungsanlagen	Verpflichtend	Keine

Die obigen Ausführungen verdeutlichen, dass das derzeitige Netzengpassmanagement in ein striktes Konstrukt an Regularien eingebettet ist und an vielen Stellen Weiterentwicklungsbedarf besteht:

- Das derzeitige Netzengpassmanagement weist an verschiedenen Stellen spezielle Regelungen für einzelne Anlagentypen auf, wodurch Vergleichbarkeit und Harmonisierung erschwert werden.

- Die Einbindung von flexiblen Verbrauchsanlagen ist weiterhin sehr eingeschränkt. Bei steuerbaren Verbrauchsanlagen ist die netzebenenübergreifende Nutzung und damit eine Integration in das Netzengpassmanagement des ÜNB nicht ausgestaltet. Hier herrscht weiterhin Rechtsunsicherheit. Bei zu- bzw. abschaltbaren Lasten ist nach (Stiftung Umweltenergierecht [SUER] & ISI, 2016) und Klemp, Heilmann et al. (2020, S. 20) die Ausgestaltung unzureichend und eine Teilnahme mit hohen Kosten verbunden.
- Für Redispatch werden zwar mit der Einführung des NABEG weitere Anlagen integriert, jedoch sind auch hier Anlagen <100 kW weiterhin ausgeschlossen. Das derzeitige Kostenregime auf Basis von Opportunitätskosten lässt an einer mittelfristigen Integration von Verbrauchsanlagen in den Redispatch-Prozess zweifeln, da Verbrauchsanlagen sehr heterogen sind, was eine kostenbasierte, standardisierte Regelung sehr schwierig macht.
- Zwar wurde für Redispatch über (BDEW, 2018a) eine Harmonisierung bei der Kostenermittlung der beteiligten Anlagen vorgenommen, so bleibt dennoch ein Informationsvorteil bei den Anlagenbetreibern, was zu Intransparenzen bei den Kostenmeldungen führen kann.
- Der Übergang von marktbezogenen, planwertbasierten Netzengpassmanagementmaßnahmen zu den Notfallmaßnahmen ist nicht abschließend definiert. Dieser Übergang hat weitreichende Auswirkungen auf mögliche Vergütungen und die Teilnahmeverpflichtungen.

Dieser Weiterentwicklungsbedarf zeigt sich auch in den Schlussfolgerungen der europäischen Gesetzgebung, die im *Clean Energy Package* (vgl. Publications Office of the European Union [EU], 2019) weitreichende Maßnahmen unter anderem für eine Neugestaltung der Schnittstelle des Netzengpassmanagements festgelegt hat. Diese werden in der *Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt* (2019) und der *Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung* (2019) festgelegt. Hier werden grundsätzlich transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Mechanismen als Standard für den Redispatch-Prozess vorgeschrieben. Für eine Aufweichung dieser Grundsätze müssen gewichtige Voraussetzungen erfüllt sein und die Regulierungsbehörde muss feststellen, dass ein marktbezogener Mechanismus „zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen führen würde“ (Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 2019, Art. 31 Abs. 1). Zusätzlich wird die Relevanz der Zusammenarbeit der Netzbetreiber untereinander bekräftigt. Tabelle 3-3 führt wichtige Schlüsselaussagen auf.

Tabelle 3-3: Änderungen durch das Clean Energy Package in (Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 2019; Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, 2019)

Änderung	Fundstelle	Grundlage
Redispatch soll marktbasierend durch „Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung“ erfolgen und finanziell vergütet werden	Art. 13 Abs. 2	Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, 2019
Nicht marktbasierter Redispatch darf nur unter bestimmten Voraussetzungen, wie beispielsweise wenn die Anlagenanzahl zu gering „für einen wirksamen Wettbewerb“ ist, eingesetzt werden	Art. 13 Abs. 3	
ÜNB und VNB müssen gewährleisten Strom, aus EE- oder KWK-Anlagen „mit möglichst geringem Redispatch zu übertragen“	Art. 13 Abs. 5	
VNB und ÜNB arbeiten beim Betrieb ihrer Netze zusammen, „um koordiniert Zugriff auf Ressourcen wie dezentrale Erzeugung, Energiespeicherung oder Laststeuerung zugreifen zu können“	Art. 57 Abs. 1 & 2	
„Die Mitgliedstaaten gestatten und fördern die Beteiligung an der Laststeuerung durch Aggregation“	Art. 17 Abs. 1	Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 2019
Es ist ein Regelungsrahmen zu schaffen, „durch den die Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement ... zu beschaffen“.	Art. 32 Abs. 1	
Um alle Anlagen diskriminierungsfrei zu berücksichtigen, werden „die Spezifikationen der Flexibilitätsleistungen und ... Marktprodukte“ von der Regulierungsbehörde oder den VNB festgelegt. Zudem werden die VNB für die Beschaffung solcher Leistungen kostendeckend vergütet.	Art. 32 Abs. 2	

Die europäische Gesetzgebung gibt somit konkrete Leitlinien für mögliche Weiterentwicklungen im Netzengpassmanagement vor. Im folgenden Kapitel werden die bestehenden Planungsprozesse bei den Netzbetreibern erläutert.

3.3 Planungsprozesse der Netzbetreiber zur Bewirtschaftung von Netzengpässen

Die ÜNB haben auf europäischer Ebene ihre Netzbetriebsplanungsprozesse im Netzengpassmanagement standardisiert. Eine Darstellung hierzu findet sich unter anderem in (BDEW, 2018b; TSCNET Services GmbH, 2015, S. 15–17). Je nach zeitlichem Vorlauf spricht man hier von dem D2DF (*Two Day-Ahead Congestion Forecast*), DACF (*Day-Ahead Congestion Forecast*), pRD1 (*präventiver Redispatch*) und IDCF (*Intraday-Ahead-Congestion-Forecast*). Der zeitliche Ablauf ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

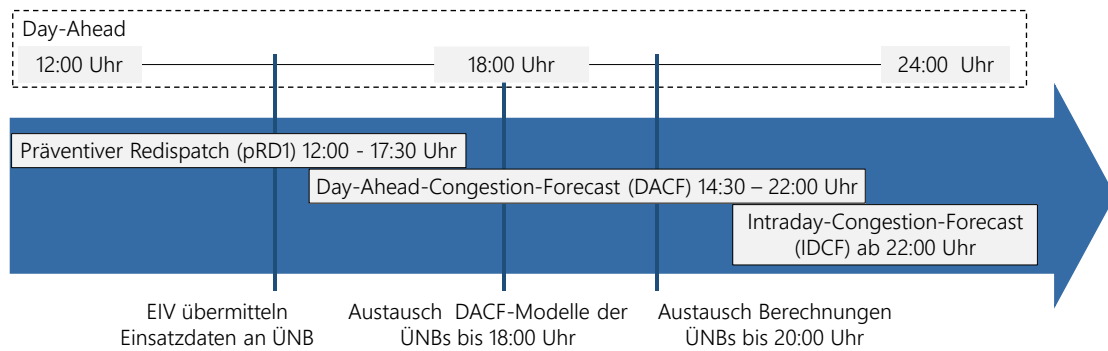


Abbildung 3-2: Zeitlicher Ablauf der europäisch harmonisierten Netzengpassprozesse der ÜNB; eigene Darstellung nach (BDEW, 2018b; TSCNET Services GmbH, 2015, S. 15–17)

Die verschiedenen Vorhersageprozesse für Engpässe basieren im Wesentlichen auf Netzsicherheitsrechnungen. Hierbei führen die ÜNB auf Basis der Netzmodelle und der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten Last-, Ausfall- und Kurzschlussrechnungen durch und bestimmen so notwendige Netzengpassmanagementmaßnahmen. Eine genaue Darstellung der Abläufe ist in (FfE, 2021, S. 88–91) oder bei Klempf, Heilmann et al. (2020, S. 20–21) zu finden.

Durch den oben beschriebenen Ablauf und den Einsatz von kraftwerksscharfen Daten können Engpässe im Übertragungsnetz für einzelne Betriebsmittel ausgewiesen werden. Diese Voraussetzung ist auf Seiten der VNB nur für die Hochspannung gegeben. Für Mittel- und Niederspannung stehen dem VNB die Bewegungsdaten angeschlossener Anlagen und Daten meist nur indirekt über Messdaten aus dem Netz zur Verfügung. In (BDEW, 2016) wird zwar der grundsätzliche Bedarf für eine Netzzustandsprognose mit netzebenenübergreifenden Netzmodellen und Fahrplänen von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen festgestellt, was die Vorabidentifikation von Engpässen erlauben würde. In der Praxis ist ein solches planwertbasiertes Verfahren jedoch nur für die Hochspannung etabliert.

Für den weiteren Design-Prozess kann festgestellt werden, dass im Übertragungsnetz das Netzengpassmanagement in einem abgestimmten Rahmen eingebettet ist und hinsichtlich der zeitlichen Abläufe und der jeweiligen Analyseschritte klar definiert ist. Für das Verteilnetz sind die beschriebenen Planungsprozesse für betriebliche Maßnahmen nicht flächendeckend vorhanden und umfassen meist nur die Hochspannung. Zunächst wird im folgenden Kapitel analysiert, in welchem Maß die oben beschriebenen Maßnahmen von den Netzbetreibern in der Vergangenheit eingesetzt wurden.

3.4 Empirische Analyse historischer Netzengpassmanagementmaßnahmen

Wirft man einen Blick auf den Einsatz von Netzengpassmanagementmaßnahmen in der Vergangenheit, so fällt auf, dass sowohl EinsMan als auch Redispatch in den letzten Jahren deutlich zugenommen haben (vgl. BNetzA & BKartA, 2021a).

Abbildung 3-3 zeigt die Entwicklung der dabei anfallenden Energiemengen und der Kosten.

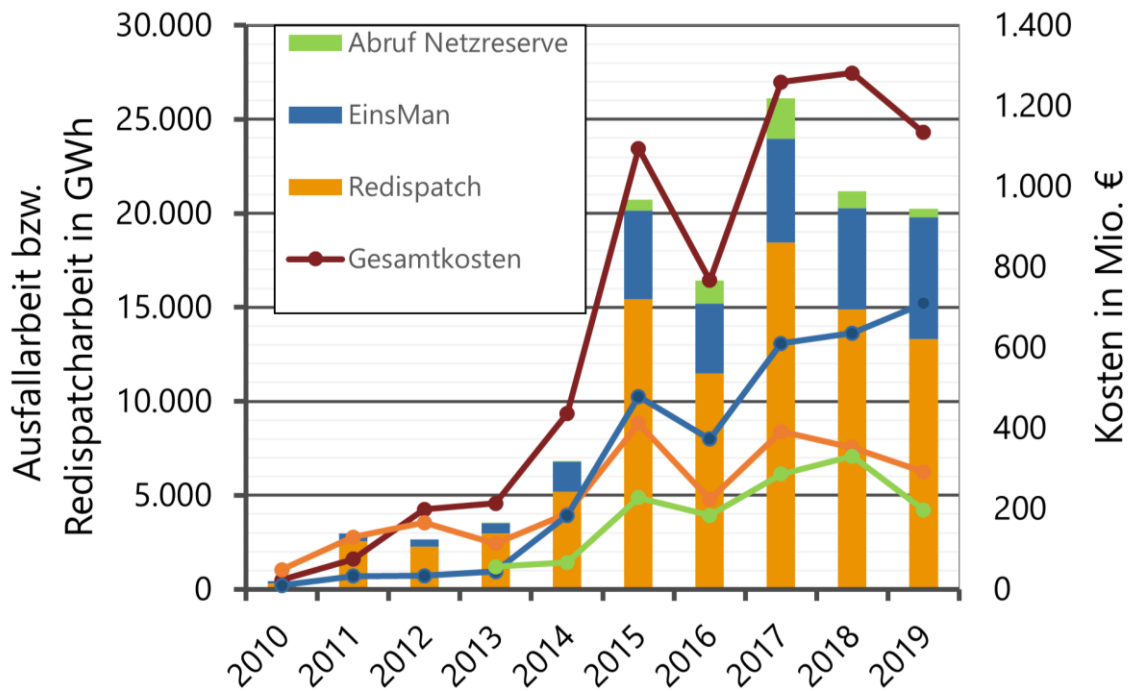


Abbildung 3-3: Entwicklung der Netzengpassmanagementmaßnahmen Redispatch, EinsMan und Netzreserve (Säulendarstellung: Arbeit; Liniendarstellung: Kosten); eigene Darstellung auf Basis von (BNetzA & BKartA, 2014, 2016, 2021a; Fekete, 2020)

Nach einer starken Zunahme in den Jahren 2010 bis 2017 kann seitdem eine Stagnation bzw. ein leichter Rückgang des Aufkommens an Netzengpassmanagementmaßnahmen und Kosten beobachtet werden. Auffällig ist der sehr hohe Redispatch-Bedarf im Jahr 2015: Dieser ist unter anderem auf die Abschaltung des Kernkraftwerkes in Grafenrheinfeld und eine hohe Windeinspeisung zurückzuführen. Ebenso werden die Stromexporte nach Österreich und Verzögerungen beim Netzausbau als Gründe genannt (vgl. BNetzA, 2016, S. 9). Darüber hinaus lässt sich beobachten, dass der Anteil von EinsMan an den Gesamtkosten sich von 21 % im Jahr 2013 auf konstant über 40 % bis zu 63 % im Jahr 2019 gesteigert hat. Die Entschädigungszahlen für EinsMan machen damit einen Großteil der Kosten aus, auch wenn die Energiemengen im Redispatch mehr als doppelt so hoch sind. Die Kosten für die Vorhaltung der Netzreserve, die auf Basis von § 13d EnWG zur Bewirtschaftung von Engpässen aufgrund ihrer Systemrelevanz vorgehalten werden, spielen in der Gesamtbetrachtung nur eine untergeordnete Rolle.

Im Folgenden soll die Entwicklung der Netzengpassmanagementmaßnahmen noch detaillierter hinsichtlich ihrer geografischen Verteilung und insbesondere möglicher Ursachen untersucht werden. Eine erste Indikation hierzu ist die Aufschlüsselung nach der Netzebene in (BNetzA & BKartA, 2021a). Diese ist für das Jahr 2019 in Abbildung 3-4 dargestellt.

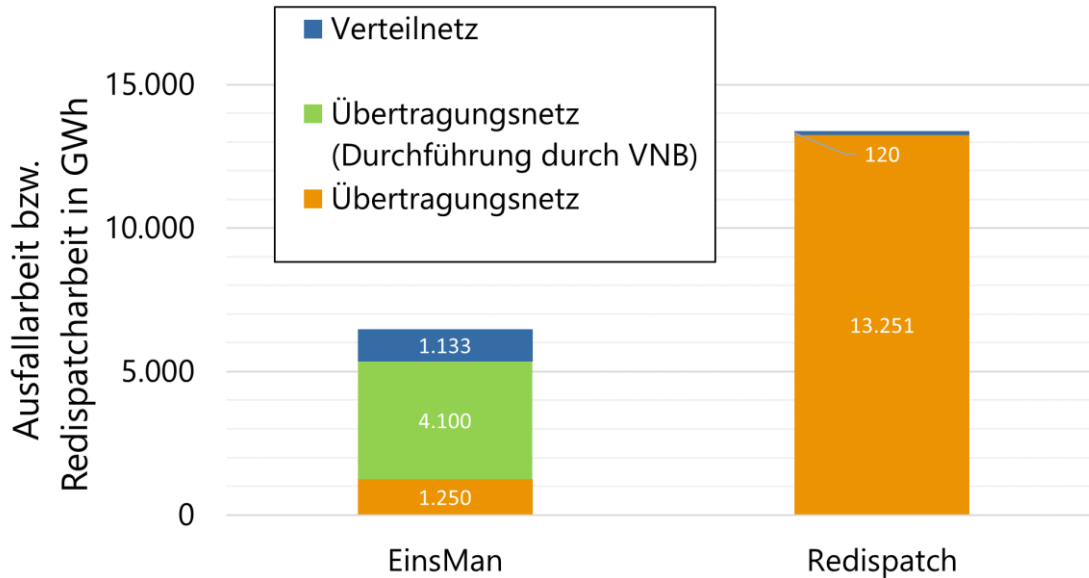


Abbildung 3-4: Ursache von EinsMan und Redispatch im Jahr 2019; eigene Darstellung mit Daten aus (BNetzA & BKartA, S. 152; BNetzA & BKartA, 2021a, S. 137)

Diese Übersicht aus dem Jahr 2019 zeigt, dass Netzengpassmanagementmaßnahmen überwiegend durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht werden. Die Ausführung erfolgt für Redispatch zu 99 % mit Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, was mit Blick auf die Anlagengröße im Redispatch (vor NABEG konventionelle Kraftwerke > 10 MW) nicht überrascht. Für EinsMan ist die Tendenz ähnlich: Hier werden 83 % der abgeregelten Energie durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht, auch wenn hiervon 75 % durch den VNB durchgeführt werden, weil die Anlagen im Verteilnetz angeschlossen sind.

Die Suche nach den Ursachen soll weiter konkretisiert werden. Ausgangspunkt dazu ist eine anlagenscharfe Aufschlüsselung der Maßnahmen. Zielsetzung hierbei sind das Aufzeigen von Wirkzusammenhängen und eine Ursachenforschung, die als Input für die konzeptionelle Weiterentwicklung der Prozesse verwendet werden kann.

3.4.1 Datenaufbereitung

Die historischen Daten für Redispatch in Deutschland werden von den vier ÜNB veröffentlicht (vgl. 50Hertz Transmission GmbH [50 Hertz] et al., 2021). Dort werden für jede Redispatch-Maßnahme seit 2014 Informationen über das angewiesene Kraftwerk, Dauer, Richtung, maximale Leistung sowie Gesamtenergie angegeben. In Kombination mit der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur in (BNetzA, 2021a) liegen diese Daten in ausreichender Qualität vor und dienen als Grundlage für die weiteren Auswertungen.

Die Datenerfassung für EinsMan ist aufgrund der heterogenen Struktur der VNB in Deutschland komplexer. Im Gegensatz zu Redispatch oder Regelleistung gibt es beim EinsMan kein zentrales Register, über das alle Maßnahmen veröffentlicht werden, sondern die VNB veröffentlichen die Daten in verschiedenen Detaillierungsgraden

(beispielsweise Bayernwerk Netz GmbH [Bayernwerk], 2021a). Für die Analysen in Köppl, Ostermann und Fattler (2020) und in dieser Arbeit können folgende drei Kategorien hinsichtlich der Datenqualität identifiziert werden:

- Kategorie A: Abregelungen, die für eine bestimmte Anlage und einen bestimmten Zeitpunkt bereitgestellt wurden; Angabe der Stufe der Abregelung: 0 %, 30 %, 60 %, 100 %
- Kategorie B: Abgeregelter Energie für ein bestimmtes Umspannwerk und einen bestimmten Zeitpunkt
- Kategorie C: Nicht genügend Informationen oder keine Informationen verfügbar

Für die folgenden Analysen werden die EinsMan-Daten von acht großen VNB aufbereitet (siehe Anhang 1). Nach (BNetzA & BKartA, 2021a) wird mehr als 89 % des EinsMan in den nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern abgeregelt. Die verfügbare Datengrundlage enthält fünf große VNB in diesen Bundesländern, was somit einen großen Teil des deutschen EinsMan-Aufkommens abdeckt.

Daten der Kategorie A ermöglichen mit verschiedenen Ansätzen (Beschreibung in Anhang 1) aus der Abregelungsstufe eine anlagenscharfe Abschätzung der abgeregelter Energie. FfE (2016a, S. 201) beschreibt ein Basisverfahren, bei dem die abgeregelter Energie mithilfe der Stufe der Abregelung und der installierten Leistungen berechnet wird, was die Menge deutlich überschätzt. Fattler et al. (2017) entwickeln diesen Ansatz weiter, in dem für jede Regelzone und für jeden Energieträger ein zeitabhängiger Erzeugungsfaktor berechnet wird, was eine Berücksichtigung der aktuellen Einspeisung erlaubt. Diese Methode entspricht dem Spitzabrechnungsverfahren in (BNetzA, 2018, S. 24). Vergleicht man die Ergebnisse dieses Ansatzes mit den veröffentlichten Daten zur Abregelung, wird mit diesem Verfahren die abgeregelter Energiemenge besser als im Basisverfahren getroffen, aber gerade in der geografisch weit ausgedehnten Regelzone der TenneT unterschätzt.

Die oben beschriebenen Verfahren werden als Grundlage für die weiterführende Berechnung von regionalen Erzeugungsfaktoren verwendet (siehe Abbildung 3-5). Der erste Schritt entspricht dem Basisverfahren aus (FfE, 2016a, S. 201) mit den Anlagendaten aus dem Marktstammdatenregister [MaStR] in (BNetzA, 2021b). Damit wird wie oben beschrieben auf Basis der installierten Leistung die abgeregelter Energie pauschaliert abgeschätzt.

In Anlehnung an das Verfahren von (Fattler et al., 2017) werden die Einstrahlungsdaten des *MERRA-2-Datensatzes* in (Global Modeling and Assimilation Office [GMAO], 2018) genutzt, um für jeden Landkreis Erzeugungsfaktoren für Wind und PV zu erhalten, was eine deutliche Verbesserung gegenüber den Erzeugungsfaktoren für eine Regelzone darstellt. Diese werden anschließend mit den anlagenscharfen Zeitreihen aus dem Basisverfahren verschnitten.

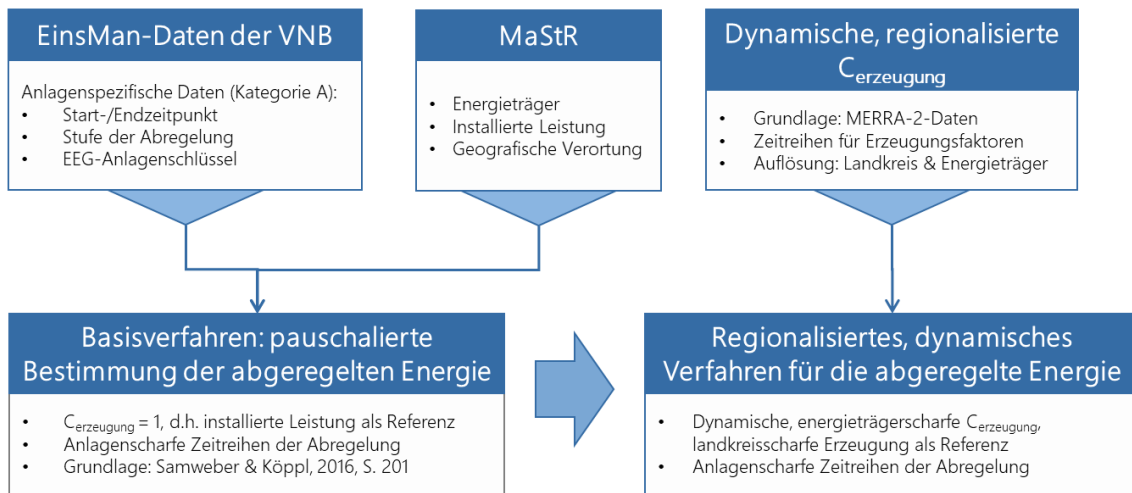


Abbildung 3-5: Verfahren zur Bestimmung der abgeregelten Energie auf Basis von dynamischen, regionalisierten Erzeugungsfaktoren; eigene Darstellung nach Köppl, Ostermann und Fattler (2020)

Zusammengefasst wird damit die abgeregelte Energie für jeden EinsMan-Einsatz nach der folgenden Formel ermittelt (siehe Formel (3-1)):

$$E_{\text{EinsMan-regio},i,t_E} = P_{\text{install},i} * C_{\text{regio},j,t_E} * (1 - L_{\text{EinsMan},i,t_E}) * d_E \quad (3-1)$$

$E_{\text{EinsMan-regio},i,t_E}$:	abgeregelte Energie nach regionalisiertem Verfahren der Anlage i in kWh
C_{regio,j,t_E} :	regionalisierter, dynamischer Erzeugungsfaktor für den Energieträger j im Landkreis der Anlage i zum Zeitpunkt t_E in %
$P_{\text{install},i}$:	installierte Leistung der Anlage i in kW
L_{EinsMan} :	Stufe der Abregelung in %
d_E :	Dauer des EinsMan-Einsatzes in h

Vergleicht man die daraus resultierenden Daten mit den in (BNetzA & BKartA, 2021a, S. 149–152) veröffentlichten Daten zum EinsMan, zeigt sich eine gute Eignung des Verfahrens für die Jahre 2015 und 2016 (Abweichung 5 % bzw. 16 %). In den Jahren danach nimmt die Abweichung deutlich zu und das Verfahren unterschätzt das EinsMan-Aufkommen um bis zu 38 % im Jahr 2018. Dies liegt unter anderem am deutlich steigenden Anteil von Offshore Wind an den EinsMan-Einsätzen, welche durch das Verfahren mit landkreisscharfen Erzeugungsfaktoren weniger gut abgebildet werden.

Für die folgenden Analysen hat sich das Verfahren dennoch als hinreichend genau herausgestellt, gerade weil sich in der regionalen Verteilung der EinsMan-Einsätze viele Aspekte für Weiterentwicklungen ableiten lassen, wie die folgenden Analysen zeigen.

3.4.2 Auswertungen zu EinsMan und Redispatch

Die so ermittelte Datenbasis kann für vielfache Analysen verwendet werden, um die Wirkzusammenhänge hinter den Netzengpassmanagementmaßnahmen besser zu verstehen.

Detailanalyse EinsMan

Die Auswertung der abgeregelten Energie zeigt in allen Zeiträumen, in denen Daten vorliegen, ein klares Gefälle zwischen dem windreichen Nord-/Ostdeutschland und dem PV-geprägten Süden.

Abbildung 3-6 zeigt die durch EinsMan verursachte abgeregelte Energie in den Jahren 2015 und 2019.

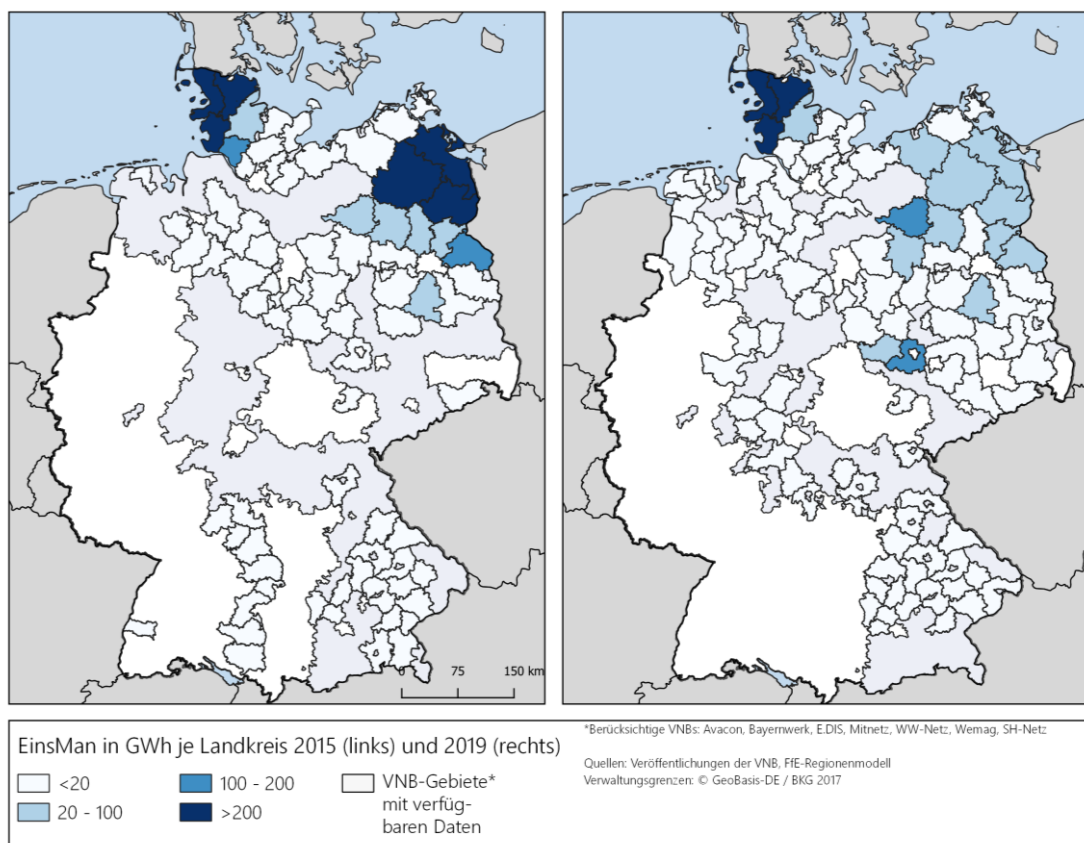


Abbildung 3-6: Abgeregelte Energie in Folge von EinsMan je Landkreis in den Jahren 2015 und 2019; eigene Darstellung auf Basis der Methodik in Kapitel 3.4.1 sowie Köppl, Ostermann und Fattler (2020)

Fattler et al. (2017) stellen für das Jahr 2016 die abgeregelte Energie mit der installierten Leistungsdichte von PV und Wind entgegen. Hier wird für die Netzgebiete von Schleswig-Holstein Netz und E.DIS eine starke Korrelation mit der Windeinspeisung festgestellt. Für Süddeutschland zeigt die Analyse, dass zwar auch EinsMan-Einsätze auftreten, die abgeregelte Energie allerdings deutlich geringer ist und auch nur Teile der untersuchten Regionen betroffen sind.

Neben der Energiemenge sind auch die Kosten relevant. Im vorherigen Kapitel wurde festgestellt, dass die Kosten für EinsMan von 10 Mio. € im Jahr 2010 auf 1,1 Mrd. € gestiegen sind (vgl. BNetzA & BKartA, 2021a, S. 149–152). Unbestritten lässt sich dadurch eine steigende Netzbelastung und damit auch eine erhöhte Relevanz von Maßnahmen wie EinsMan ableiten. Bei den ausgewiesenen Kosten handelt es sich jedoch nicht um den systemischen Wert der abgeregelten Energie, sondern um die Entschädigungszahlungen auf Basis von (BNetzA, 2018, S. 24).

Für Abbildung 3-7 werden von Köppl, Ostermann und Fattler (2020) die Abregelungszeitreihen mit dem stündlichen Day-Ahead-Preis der Strombörse zusammengeführt und so der systemische Wert ermittelt (grau mit roter Umrahmung). Die im Kapitel 3.4.1 erläuterten Abweichungen wurden durch eine Skalierung berücksichtigt (in rot).

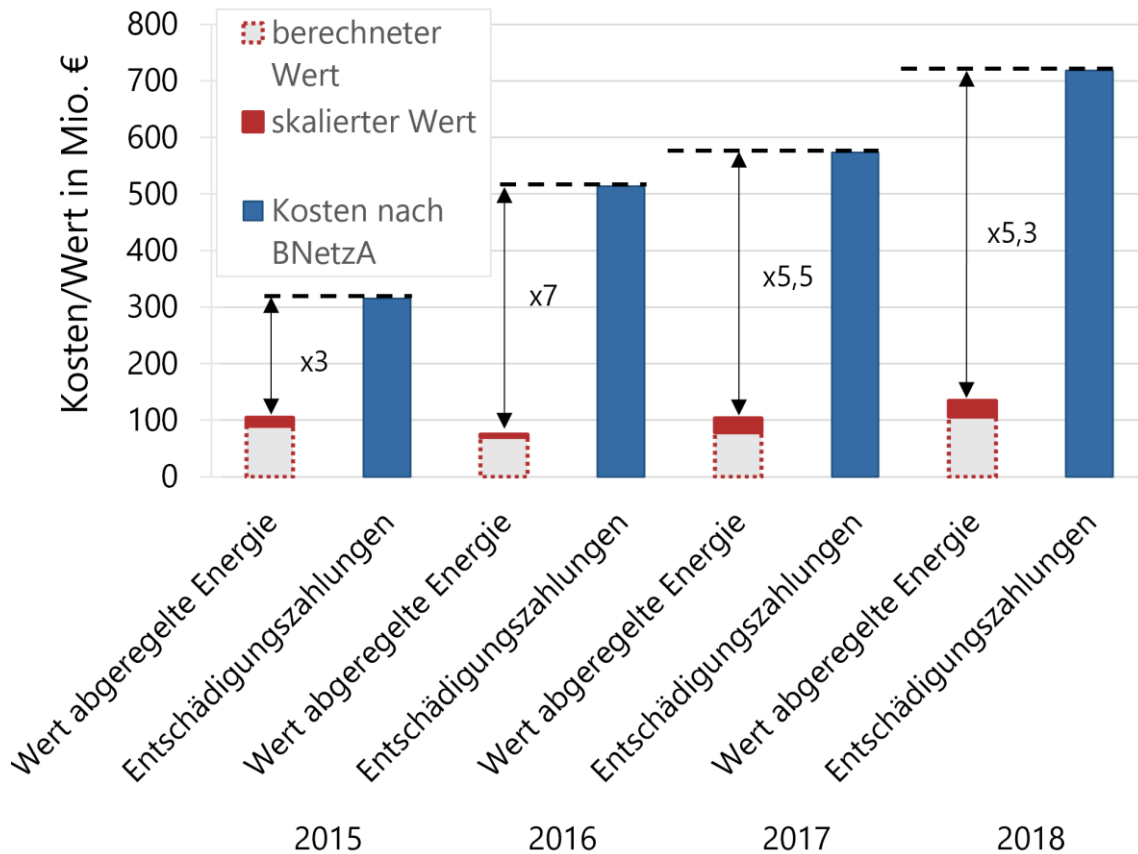


Abbildung 3-7: Wert der abgeregelt Energie durch EinsMan im Vergleich zu den geleisteten Entschädigungszahlungen aus (BNetzA & BKartA, 2021b, S. 149–152); eigene Darstellung nach Köppl, Ostermann und Fattler (2020)

Vergleicht man diese Werte mit den Entschädigungszahlen (in blau), zeigt sich, dass diese den systemischen Wert um den Faktor drei bis sieben überschreiten. Das bedeutet, dass durch EinsMan häufig Energie abregelt wird, die zu diesem Zeitpunkt nur einen geringen Wert an der Strombörse gehabt hätte. Je nach Betrachtungsjahr konnte erneuerbar erzeugte Energie im Wert zwischen 74,2 Mio. € und 134,3 Mio. € nicht integriert werden. Als Vergleichsgröße können die Vermarktungserlöse von EEG-Anlagen herangezogen werden. Diese werden für das Jahr 2019 auf 9,0 Mrd. € geschätzt (vgl. BNetzA, 2019a), der Wert der abgeregelt Energie macht damit weniger als 1,5 % des Vermarktungsvolumen von EEG-Anlagen aus.

Dies relativiert die häufig kontrovers geführte Diskussion über die Kosten des Netzengpassmanagements (zum Beispiel im dpa-Newskanal [dpa], 2018): zwar ist das Aufkommen von EinsMan in den letzten Jahren deutlich gestiegen – in absoluten Zahlen ist der Anteil des Netzengpassmanagements im Vergleich zu den anderen Märkten vergleichsweise gering. Auch die gesamte Energiemenge, die unter EinsMan fällt, machte in den Jahren 2010 bis 2019 mit maximal 1,1 % nur einen Bruchteil des Handelsvolumens der

Spotmärkte aus (siehe (Statista GmbH [Statista], 2021) auf Basis von (EEX Group [EEX], 2021)).

Detailanalysen zum Redispatch

Erste Aussagen über die Charakteristik des Redispatch in Deutschland bietet eine Analyse der geografischen Verteilung der Redispatch-Einsätze je angewiesenem Kraftwerk. Dies ist durch die kraftwerksscharfe Veröffentlichung in (50 Hertz et al., 2021) möglich und wird für unterschiedliche Jahre unter anderem in (FfE, 2016a, S. 216, 2016b, S. 50) veröffentlicht.

Abbildung 3-8 zeigt die räumliche Verteilung der Redispatch-Arbeit für das Jahr 2019.

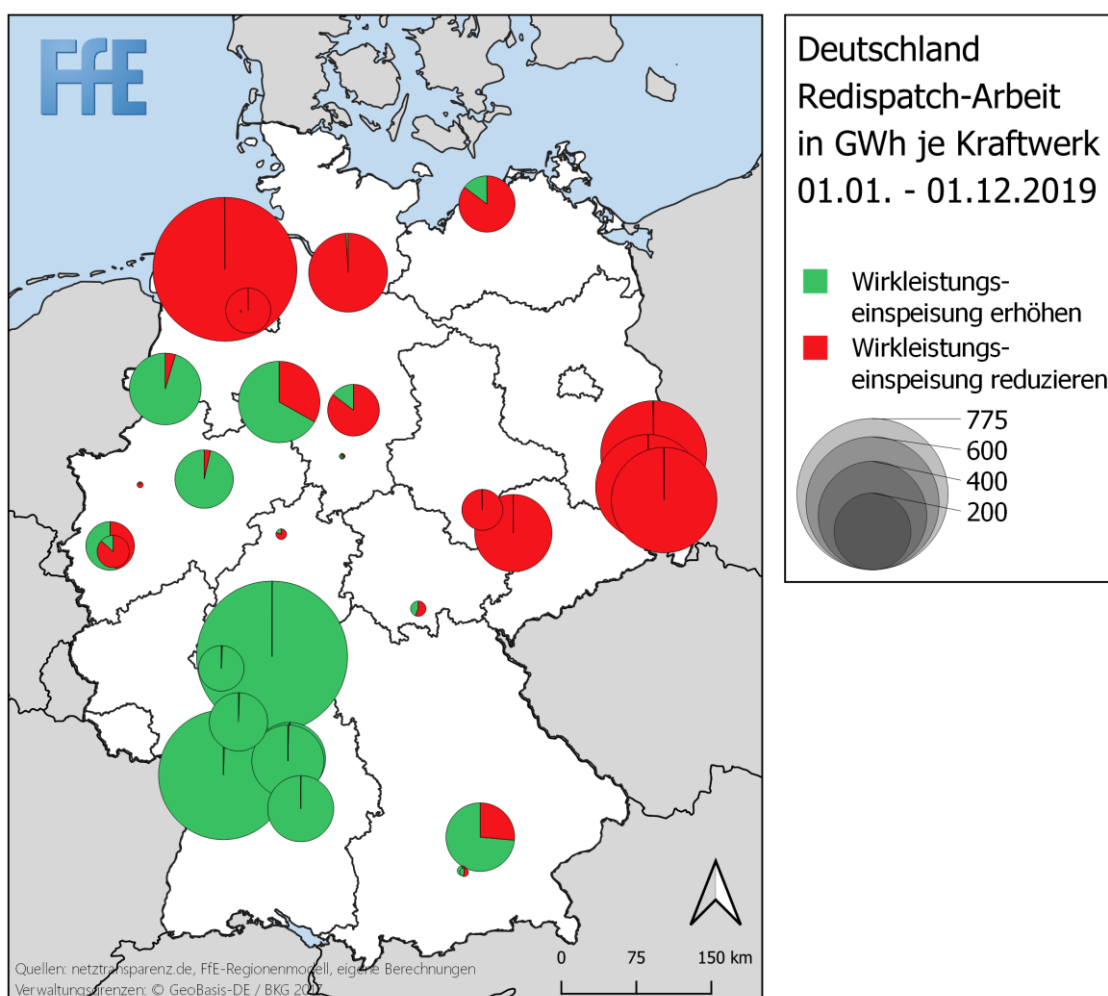


Abbildung 3-8: Redispatch-Arbeit in Deutschland je Kraftwerk im Jahr 2019 aus (FfE, 2020)

Die Grafik zeigt den grundsätzlichen Redispatch-Mechanismus: Im Norden und Osten wird aufgrund der fehlenden Transportkapazität Richtung Süden meist eine Reduktion der Wirkleistung benötigt, im Süden muss die Leistung erhöht werden. Diese Beobachtung deckt sich auch mit den Analysen zum EinsMan, wo auch ein starker Bedarf zur Abregelung von Erzeugungsleistung im Norden und Osten ermittelt wird. Diese Tendenz ist über die Betrachtungsjahre hinweg ähnlich.

Zur Einschätzung der Dimension der Redispatch-Arbeit wird diese analog zu den Analysen beim EinsMan in Relation zu den Volumina an den Spotmärkten gesetzt (Daten aus Statista, 2021). Im Jahr mit dem höchsten Redispatch-Aufkommen, dem Jahr 2017, betrug die Redispatch-Arbeit 18,5 TWh – das Handelsvolumen auf den Spotmärkten betrug in diesem Jahr 543 TWh. In Kombination mit den Aussagen zum EinsMan lässt sich konstatieren, dass durch die steigenden Volumina die Relevanz der Netzengpassmanagementmaßnahmen zunimmt, die Betrachtung von Vergleichsgrößen die Diskussion aber verschlicht.

Für eine vertiefte Identifikation des Weiterentwicklungsbedarfs werden im Folgenden weitere Analysen vorgenommen. Ein Blick auf die Anzahl der Einsätze, aufgesplittet auf die vier Regelzonen, (siehe Abbildung 3-9) zeigt eine klare Zunahme von 2013 bis 2020.

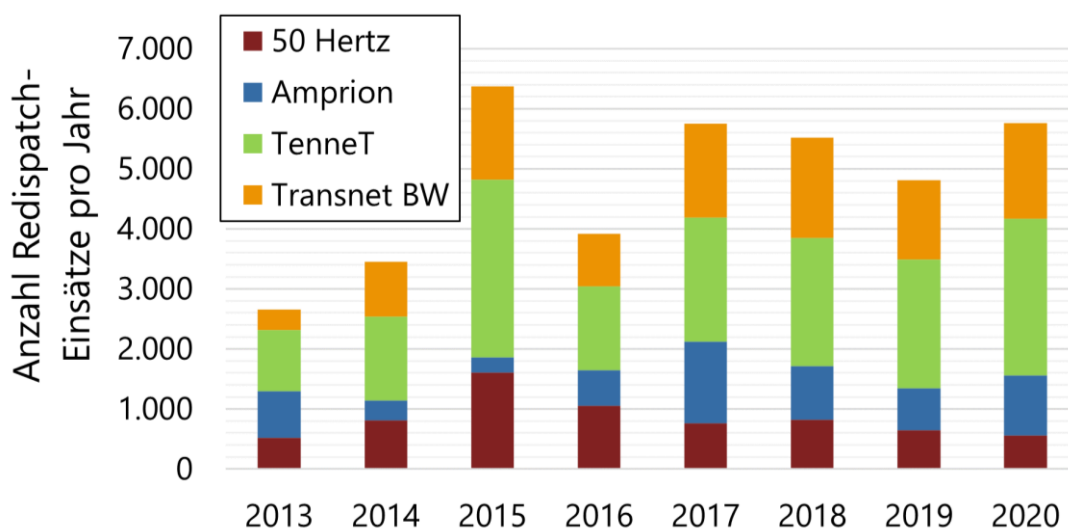


Abbildung 3-9: Entwicklung der Anzahl der Redispatch-Einsätze pro Jahr von 2013 bis 2020; eigene Darstellung auf Basis von (50 Hertz et al., 2021)

Auffällig ist die starke Zunahme in den Regelzonen der Transnet BW (+372 % von 2013 zu 2020) und der TenneT (+157 % von 2013 zu 2020). Darüber hinaus zeigt obige Darstellung, dass zu Beginn des Betrachtungszeitraumes von 2013 bis 2015 sich die Anzahl mehr als verdoppelt hat (von durchschnittlich 7,2 Einsätzen pro Tag in Deutschland auf 17,5 Einsätze pro Tag) und es anschließend zu einem leichten Rückgang der Zahlen kam. Dies lag unter anderen an der Fertigstellung wichtiger Netzausbauprojekte wie der Thüringer Strombrücke.

Die Lösung von Netzengpässen im deutschen Stromnetz kann nicht nur mit Kraftwerken innerhalb Deutschlands erfolgen. Die ÜNB können auch grenzüberschreitend in die Fahrweise von Kraftwerken in den Nachbarländern eingreifen. Abbildung 3-10 zeigt die grenzüberschreitende Redispatch-Arbeit von 2013 bis 2020.

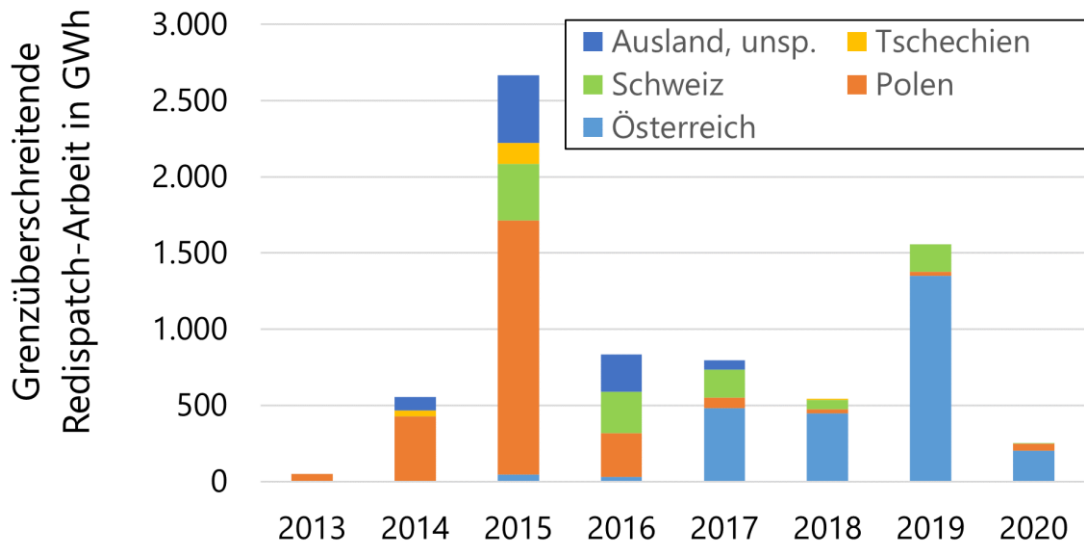


Abbildung 3-10: Grenzüberschreitende Redispatch-Arbeit pro Jahr und Zielland; eigene Darstellung auf Basis von (50 Hertz et al., 2021)

Augenfällig ist hier der hohe Betrag der Redispatch-Arbeit mit dem Zielland Polen insbesondere im Jahr 2015. Gerade im Jahr 2015 kam es zu ungeplanten Energieflüssen von Ostdeutschland nach Polen. Die Inbetriebnahme mehrerer Phasenschieber-Transformatoren konnte das Phänomen eingrenzen und die Systemsicherheit deutlich erhöhen (vgl. BNetzA & BKartA, 2017, S. 180). In den Jahren 2017 bis 2020 kam es nur noch in Österreich zu nennenswerten Redispatch-Einsätzen, was auch in den Korrelationsanalysen in Kapitel 3.4.3 weiter betrachtet wird.

Nun werden die Kraftwerke genauer untersucht, die zum Redispatch herangezogen werden. In (BNetzA & BKartA, 2021a, S. 144) werden beispielsweise die Energieträger der Kraftwerke ausgewiesen. Für das Jahr 2019 zeigt sich, dass 66,1 % der gesamten Einspeisereduzierung und 50,6 % der gesamten Einspeiserhöhung von Kraftwerken erbracht wurden, die mit den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle oder Kernenergie betrieben werden. Mit Blick auf die politischen Beschlüsse zur kurz- bis mittelfristigen Abschaltung dieser Kraftwerksarten zeigt sich hier ein deutlicher Weiterentwicklungsbedarf des Redispatch, da sonst nur noch unzureichend Kraftwerke für Netzengpassmanagementmaßnahmen zur Verfügung stehen.

Eine ähnliche Schlussfolgerung lässt die Altersstruktur der Redispatch-Kraftwerke zu. Hier werden die Daten der Redispatch-Einsätze der Jahre 2013 bis 2020 aus (50 Hertz et al., 2021) den Einträgen der Kraftwerksliste zugeordnet (vgl. BNetzA, 2021a). Diese enthält für die Kraftwerke das Datum der Inbetriebnahme, was einen Rückschluss auf die Verteilung des Alters der am Redispatch beteiligten Kraftwerke ermöglicht. Diese Zuordnung ist zwar nach den Erläuterungen unter anderem in (BNetzA & BKartA, 2021a, S. 144) nicht lückenlos möglich, da manche Redispatch-Anforderungen durch Handelsgeschäfte an den Spotmärkten erbracht werden und damit keinem konkreten Kraftwerk zugeordnet werden können. Die in der Analyse verbleibenden Kraftwerke geben dennoch Aufschluss über die Altersstruktur der Kraftwerke.

Für Abbildung 3-11 wird das Redispatch-Volumen der Jahre 2013 bis 2020 nach dem Jahr der Inbetriebnahme des jeweiligen Kraftwerks sortiert und als Dauerlinie dargestellt.

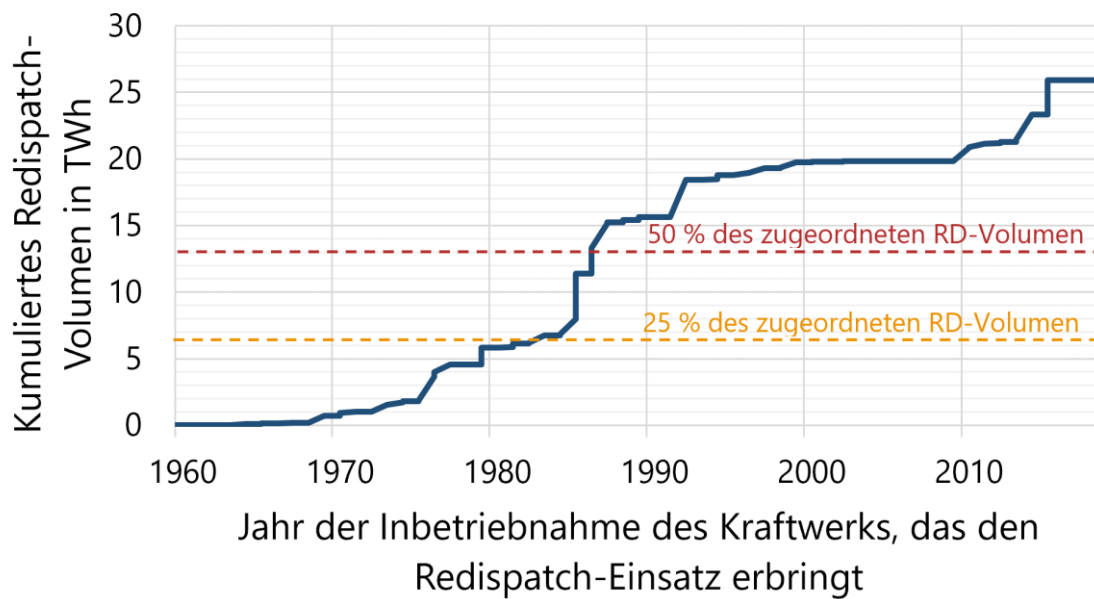


Abbildung 3-11: Dauerlinie der kumulierten Redispatch-Arbeit der Jahre 2013 bis 2020, aufgetragen über das Jahr der Inbetriebnahme der beteiligten Kraftwerke; eigene Darstellung auf Basis von (50 Hertz et al., 2021)

Das älteste am Redispatch beteiligte Kraftwerk ist das Pumpspeicherwerk Waldeck 1 mit einer Inbetriebnahme im Jahr 1931. Die Analyse der Daten zeigt, dass 50 % des Redispatch-Volumens, das zugeordnet werden konnte, von Kraftwerken erbracht wurde, die vor 1986 in Betrieb genommen wurden. Darunter fallen unter anderen neun Kohlekraftwerke, die vor 1970 erbaut worden sind. Auch hier zeigt sich analog zu den Aussagen bei den Energieträgern der am Redispatch beteiligten Kraftwerke: Wesentliche Teile der Redispatch-Kraftwerke werden mittelfristig abgeschaltet – sei es aus Altersgründen oder wegen des Energieträgers. Daher ist eine Ausweitung des zur Verfügung stehenden Angebots notwendig.

Das folgende Kapitel nimmt die Korrelationen zwischen Redispatch und EinsMan und weiteren Parametern in den Blick, um die Ursachen noch weiter zu ergründen.

3.4.3 Korrelationsanalysen

Köppl, Ostermann und Fattler (2020) führen eine Korrelationsanalyse durch, um herauszufinden, ob das Aufkommen von Redispatch und EinsMan insbesondere mit Blick auf ihre zeitlichen Verläufe mit anderen Parametern wie der EE-Einspeisung auch mit dem Handelsaufkommen mit den Nachbarländern korreliert.

Dazu werden im Folgenden für jeden Zeitpunkt in den Jahren 2015 bis 2018 die Korrelationen von Redispatch und EinsMan mit verschiedenen Parametern untersucht. Dazu wurde der *Spearman'sche Korrelationskoeffizient* r_s verwendet (unter anderem aus Corder & Foreman, 2009, S. 124). Der *Spearman'sche Korrelationskoeffizient* in Formel (3-2) wird aus der Korrelation der Ränge zueinander und nicht der konkreten Werte der Datenpunkte ermittelt. Wird beispielweise der niedrigste Wert der Datenreihe x mit dem

niedrigsten Wert der Datenreihe y gepaart, korrelieren beide Datenreihen nach *Spearman* perfekt. In dieser Analyse werden Parameter mit verschiedenen Einheiten miteinander verglichen. Bei der *Spearman-Korrelation* spielt dies – im Gegensatz zu anderen Korrelationsmethoden wie der *Pearson-Korrelation* – keine Rolle, da hier die Rangordnung der Datenpunkte verglichen wird.

$$r_s = 1 - \frac{6 * \sum D_i^2}{n * (n^2 - 1)} \quad (3-2)$$

n : Anzahl der zu vergleichenden Paare

D_i : Rangdifferenz zwischen einem der zu vergleichenden Paare

Für obige Fragestellung ist dieses Vorgehen empfehlenswert, da somit festgestellt werden kann, ob im Vergleich der Datenreihen Ähnlichkeiten erkennbar sind. Zwar können mit einer Korrelationsanalyse empirischer Daten grundsätzlich keine kausalen Zusammenhänge bewiesen werden. Die Analysen können dennoch Abschätzungen zu den Ursachen der Netzengpassmanagementmaßnahmen geben.

Wendet man obige Formel auf verschiedene Datenreihen an, schwanken die Werte für r_s analog zu anderen Korrelationsverfahren zwischen -1 und 1 und geben das Maß der Korrelation an:

- $r_s = 0$: Keine Korrelation
- $r_s \approx 0,1$ bzw. oder $r_s \approx -0,1$: Schwache Korrelation
- $r_s \approx 0,3$ bzw. oder $r_s \approx -0,3$: Mittlere Korrelation
- $r_s \approx 0,5$ bzw. oder $r_s \approx -0,5$: Starke Korrelation

Grundsätzlich sind für solche Korrelationsanalysen eine Vielzahl an Parametern denkbar. Bei Velazquez Rios (2019, S. 63–73) wird dazu eine Voranalyse zur Auswahl von aussagekräftigen Parametern durchgeführt. Dabei zeigt sich, dass für die Erzeugung aus Wind eine starke Korrelation, aus PV jedoch nur eine schwache Korrelation mit EinsMan und Redispatch-Maßnahmen beobachtet werden kann (Werte in Anhang 2). Zusätzlich werden Marktdaten aus (BNetzA, 2021c) und hier insbesondere der geplante Handel mit Österreich und ein möglicher Preis-Spread nach Süden in der Untersuchung berücksichtigt. Somit ergeben sich folgende Parameter:

- Gesamtes EinsMan in Deutschland (Datenaufbereitung siehe Kapitel 3.4.1)
- Negativer Redispatch (Verringerung der Wirkleistungseinspeisung) in Deutschland (Daten aus 50 Hertz et al., 2021). Die Analysen sind grundsätzlich auch für positiven Redispatch (Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung) möglich. Der selbige Effekt kann jedoch auch durch den Abruf von Reservekraftwerken erzielt werden, was von den ÜNB mittlerweile verstärkt genutzt wird. Dies könnte die hier vorgenommene Korrelationsanalyse beeinträchtigen.
- Winderzeugung in Deutschland

- Preis-Spread der Gebotszone Deutschland & Österreich (DE&AT) mit südlichen Nachbarländern: Hier wurde der mittlere Day-Ahead-Preis ausgewählter südlicher Nachbarländer (Schweiz, Italien, Slowenien, Ungarn und Slowakei) berechnet, als kombinierte Gebotszone behandelt und mit dem mittleren Day-Ahead-Preis der Gebotszone DE&AT verglichen. Anschließend wurde die Preisspanne zwischen diesen beiden berechnet. Preisdifferenzen unter 0 EUR/MWh signalisieren höhere Preise in DE&AT, Preisdifferenzen über 0 EUR/MWh weisen auf höhere Preise in den südlichen Regionen hin.
- Geplanter grenzüberschreitender Handel zwischen Deutschland und Österreich (vgl. BNetzA, 2016, S. 9)

Für die Korrelationsanalyse werden Daten vor dem Strommarktsplit zwischen Deutschland und Österreich vom 01.10.2018 verwendet (vgl. BNetzA & Energie-Control Austria [E-Control], 2018).

Zur übersichtlichen Darstellung werden die Ergebnisse in einer Korrelationsmatrix in Abbildung 3-12 zusammengefasst.

	EinsMan	Negativer Redispatch	Wind-einspeisung	Handel DE-AT	Preis-Spread n. Süden
EinsMan	1	0,44	0,72	0,33	0,49
Negativer Redispatch		1	0,47	0,55	0,41
Windeinspeisung			1	0,34	0,5
Handel DE-AT				1	0,4
Preis-Spread nach Süden					1

Abbildung 3-12: Spearman'sche Korrelationsmatrix für EinsMan, Redispatch und weitere Parameter für den Zeitraum 01.01.2015 bis 30.09.2018; eigene Darstellung nach Köppl, Ostermann und Fattler (2020)

Sowohl für negativen Redispatch und als auch für EinsMan kann eine starke Korrelation mit der Windeinspeisung beobachtet werden. Neben der Windeinspeisung sind die Korrelationswerte mit dem geplanten Handel zwischen Deutschland und Österreich bemerkenswert. Hier zeigt sich eine mittlere Korrelation für EinsMan und ein starke für negativen Redispatch. Bezüglich des Preis-Spreads mit den südlichen Nachbarländern kann eine mittlere bis starke Korrelation beobachtet werden.

Die Parameter dieser Analyse können für eine Clusterung des Netzbelastungszustands verwendet werden. Durch den Einsatz von Clustering-Algorithmen können Daten strukturiert und Daten mit ähnlichen Eigenschaften gruppiert werden. In dieser Arbeit wird ein „*k-means++*“-Algorithmus angewandt, der die euklidische Distanz zur Messung der Ähnlichkeit verwendet, aber eine vordefinierte Anzahl k von Clustern benötigt, wie es in (A. C. Müller & Guido, 2017) und (Hastie et al., 2009, S. 460–462) erläutert wird. Zur Abschätzung der optimalen Anzahl k wird ein Ellbogentest nach (Satopaa et al., 2011) verwendet. Vor dem Clustering werden die Daten skaliert. Dazu wird für verschiedene Werte von k die Summe der quadrierten Abstände der Proben zu ihrem nächstgelegenen Clustermittelpunkt berechnet und gegen steigendes k aufgetragen. Diese Methode funktioniert zwar "*by inspection and observation*", ermittelt aber hinreichend genau die Clusteranzahl. Velazquez Rios (2019) sowie Köppl, Ostermann und Fattler (2020) weisen eine optimale Clusteranzahl von 4 aus. Damit kann nun der „*k-means++*“-Algorithmus angewandt werden (siehe Abbildung 3-13). Die Werte der untersuchten Parameter sind als Boxplots (vgl. Hofmann et al., 2017) mit einer Darstellung der 25 %- und 75 %-Quartile abgebildet.

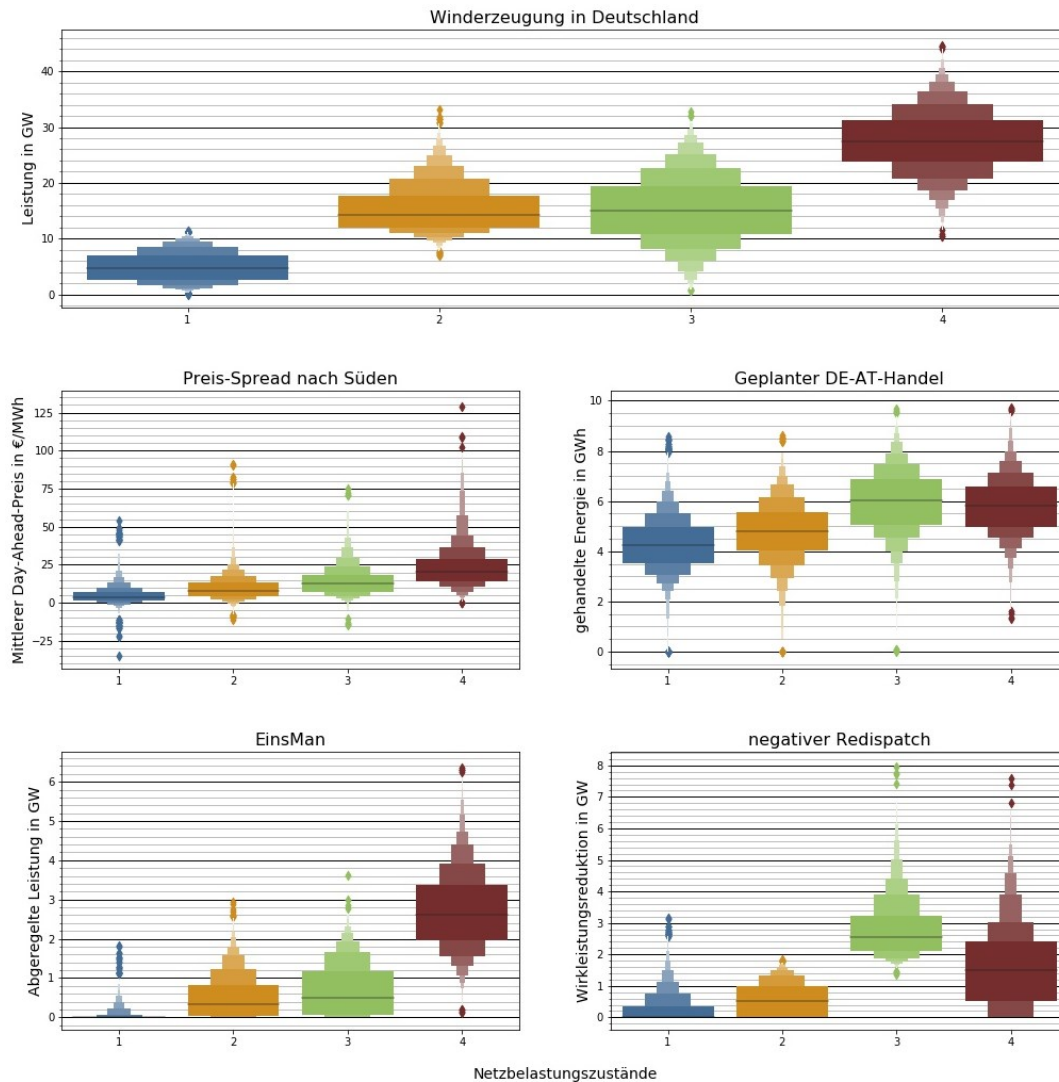


Abbildung 3-13: Verteilung der Parameter in den vier Netzbelastungszuständen; eigene Darstellung nach der Methodik in Köppl, Ostermann und Fattler (2020)

Mit dieser Clusterung kann mit vier Zuständen die Netzbelastung beschrieben werden:

- Zustand 1 (*geringe Netzbelastung*) ist durch sehr geringe Werte für EinsMan und Redispatch charakterisiert, der Median der Winderzeugung liegt bei 4,6 GW.
- Zustand 2 (*wenig Netzengpassmanagement*): Die Winderzeugung beträgt im Median 14,6 GW, EinsMan und Redispatch sind mit 0,3 GW bzw. 0,5 GW gering. Der Preis-Spread ist mit 8,1 €/MWh mehr als doppelt so hoch wie im Zustand 1, der geplante Handel DE&AT liegt im Median bei 4,8 GWh.
- Zustand 3 (*vorwiegend Redispatch*): Die Winderzeugung ist mit 15,0 GW mit Zustand 2 vergleichbar - der geplante Handel ist mit 6,0 GWh deutlich höher, ebenso der Preis-Spread mit 12,8 €/MWh. Dies geht mit moderatem EinsMan mit 0,5 GW und sehr hohem Redispatch mit 2,6 GW einher.
- Zustand 4 (*vorwiegend EinsMan*): Der Zustand wird durch das höchste EinsMan mit 2,6 GW, die größte Winderzeugung mit 27,4 GW und den höchsten Preis-

Spread mit 20,7 €/MWh beschrieben. Der Handel DE&AT ist vergleichbar mit Zustand 3, der negative Redispatch liegt bei 1,5 GW.

Aus dieser Clusterung kann man verschiedene Schlussfolgerungen ziehen: EinsMan und Redispatch sind von der Winderzeugung getrieben, die Handelsaktivitäten haben ebenso einen großen Einfluss. So weisen Zustand 2 und 3 vergleichbare Werte für Wind auf, durch die großen Unterschiede beim Preis-Spread nach Süden und dem Handel zwischen Deutschland und Österreich ist in Zustand 3 das Redispatch-Aufkommen deutlich höher. Bemerkenswert ist darüber hinaus, dass im Zustand 4 trotz sehr hoher Winderzeugung und sehr hoher Handelsaktivitäten weniger Redispatch als in Zustand 3 bei sehr hohen EinsMan-Werten stattfindet. Dies verwundert, weil im Untersuchungszeitraum EinsMan erst nach Ausschöpfen der Redispatch-Potenziale prozessual vorgesehen war (siehe Kapitel 3.2). Eine Erklärung liegt hier in der Situation auf dem Markt: Durch die hohe Winderzeugung sind die Preise in der Gebotszone Deutschland/Österreich niedrig, wodurch wenige konventionelle Kraftwerke auf dem Markt sind, die für negativen Redispatch herangezogen werden können. Damit verbleibt nur EinsMan als Netzengpassmanagementmaßnahme. Der zugleich sehr hohe Preis-Spread zu den südlichen Nachbarländern deutet darauf hin, dass in diesen Situationen dort konventionelle Kraftwerke hohe Preise erzielen, während es in Deutschland zu großen Abregelungen von EE-Anlagen im Zuge des EinsMan kommt.

Die prozentuale Verteilung der Zustände über das Jahr bietet weitere Einblicke in die Charakteristik der Netzbelastung. Im gesamten Untersuchungszeitraum traten im Durchschnitt in 42 % der Zeitpunkte die Zustände 2, 3 oder 4 auf, 19 % sind sogar durch hohes Netzengpassmanagement charakterisiert (Zustand 3 oder 4). Der weitere Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten macht es wahrscheinlich, dass in den kommenden Jahren das oben beschriebene Phänomen mit einem häufigen Zustand 4 auftreten wird, sofern die Möglichkeiten für Redispatch nicht erweitert werden. Zunehmender EE-Ausbau, Elektrifizierung und mögliche Verzögerungen im Netzausbau lassen darüber hinaus eine weitere Abnahme der Häufigkeit des Zustands 1 als plausibel erscheinen.

3.5 Zukünftige Netzengpässe im Verteilnetz: Eine lastflussgestützte Abschätzung

Die obige Analyse auf Basis von historischen Daten zeigt, dass Netzengpässe, die durch Netzengpassmanagementmaßnahmen gelöst werden, im Auswertungszeitraum überwiegend im Übertragungsnetz auftreten. Die zunehmende Elektrifizierung und ein weiterer Zubau von EE-Anlagen in geringen Leistungsklassen, die aus diesem Grund im Verteilnetz angeschlossen werden, machen zukünftig Netzengpassmanagement im Verteilnetz notwendig. Wie in Kapitel 1.3 beschrieben, gibt es zu zukünftigen Netzbelastungen im Verteilnetz umfangreiche Literatur. Im folgenden Kapitel wird für das in Kapitel 2.2 beschriebene Verteilnetz die zukünftige Netzbelastung untersucht. Dabei liegt der Schwerpunkt nicht auf einer Identifikation einer optimalen Netzausbauplanung oder der Abbildung eines Zieljahres, sondern es wird untersucht, welche Netzbelastungssituationen in diesem exemplarischen Verteilnetz auftreten können. Dieses Vorgehen gibt Aufschluss, für welche Anwendungsfälle das Netzengpassmanagement im Verteilnetz weiterentwickelt werden muss (siehe Abbildung 2-1).

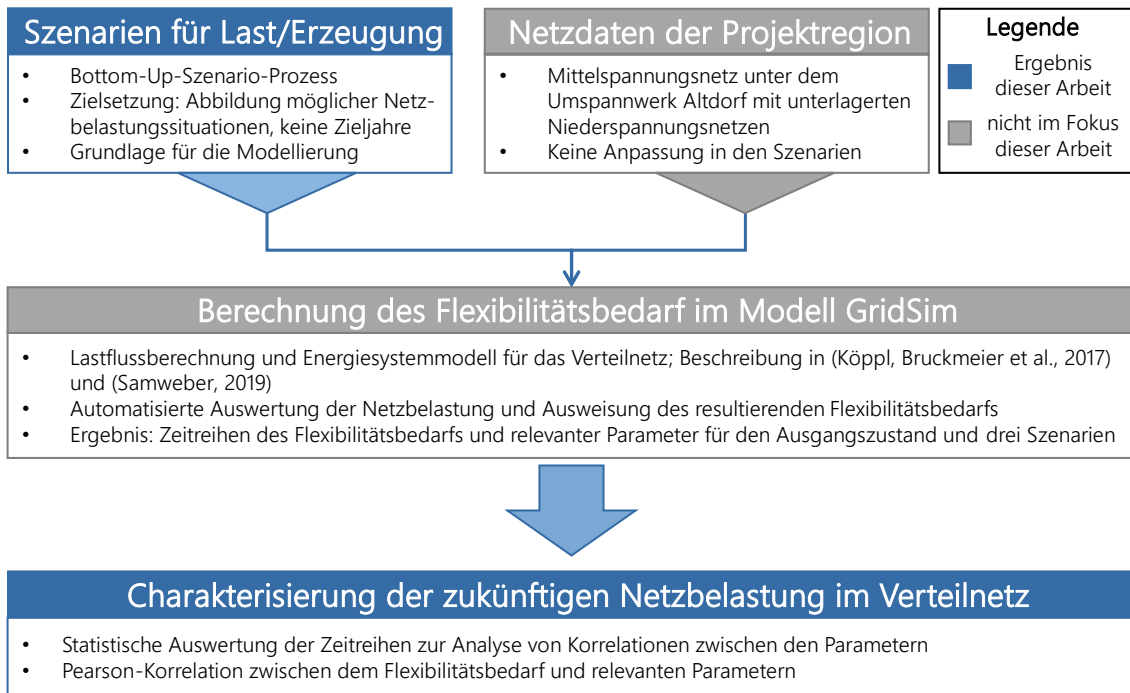


Abbildung 3-14: Vorgehen der lastflussgestützten Abschätzung zukünftiger Netzbelastungszustände in einem exemplarischen Verteilnetz; eigene Darstellung basierend auf Estermann, Köppl und Mader (2020)

Um die Netzbelastung eines Verteilnetzes ermitteln zu können, sind neben Netzdaten, die in diesem Fall das Mittelspannungsnetz mit den unterlagerten Niederspannungsnetzen der Projektregion repräsentieren, Informationen zu den Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen für den Ausgangszustand und einer möglichen Entwicklung in die Zukunft notwendig. Neben politischen Vorgaben spielt auf Haushaltsebene die Durchdringung mit bestimmten Komponenten eine große Rolle. Hierzu sind frühe Überlegungen beim Verband der Elektrizitätswirtschaft [VDEW] zu finden (vgl. DER SPIEGEL, 1977; Schaefer, 1979). Die dort skizzierte „*demographisch orientierte Betrachtungsweise mit einer Strukturanalyse des Verbrauchsverhaltens*“ (DOSTA genannt) bildet den Stromverbrauch privater Haushalte über eine Zunahme des Sättigungsgrades mit Geräten und Komponenten ab. Diese Zunahme verläuft meist in Form einer Sigmoid-Funktion. Die Durchdringung startet mit geringen Wachstumsraten, welche im Laufe der Zeit immer stärker zunehmen. Bei hohen Durchdringungsraten tritt eine Sättigung ein, was in der Konsequenz zu deutlich geringeren Zuwachsraten und zu einer asymptotischen Annäherung an das maximale Potenzial führt. Dieser Ansatz kann bei der Bewertung der Netzauswirkungen von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen eine zunehmende Relevanz erfahren. Durch die gesellschaftlich-politische Entwicklung kann eine ausgeprägte „*Wachstumsphase ... bei der allgemeinen Geräteausstattung der Haushalte*“ (C. Müller, 2021) als wahrscheinlich angenommen werden, die sich voraussichtlich in der Zukunft noch beschleunigt.

Durch einen Szenario-Prozess können die sich ändernden Rahmenbedingungen in eine Modellierung überführt werden. Szenarien sind ein mögliches Zukunftsbild und beschreiben die treibenden Entwicklungen dort hin (vgl. Kosow & Gaßner, 2008, S. 10). Mit der Zielsetzung einer Abbildung möglicher Netzbelastungssituationen entwickeln

Wohlschlager et al. (2019) einen Prozess, der zuerst Einflussfaktoren auf die Netzbelastung identifiziert. Hierzu zählen die Mantelzahlen zur installierten Leistung und zur Fahrweise von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Anschließend werden die Ausprägungen dieser Einflussfaktoren zu konsistenten Kombinationen zusammengefasst. Die Besonderheit dieses Prozesses im Vergleich mit anderen gängigen Verfahren ist die Orientierung an den Potenzialen in der untersuchten Region. Im Vergleich zu Szenarien, die auf ein Zieljahr abzielen, werden so deutlich höhere Durchdringungen erreicht.

Diese Szenarien werden anschließend nach der Methode von Estermann, Köppl und Mader (2020) für Lastflussberechnungen verwendet. Dort finden sich Beschreibungen zur Modellierung und den Simulationsläufen. Ein Ergebnis der Analysen ist der resultierenden Flexibilitätsbedarf in den einzelnen Szenarien. Als Flexibilitätsbedarf werden aus einer Netzbetreiber-Perspektive Überlastungen aufgrund des Überschreitens des zulässigen Stroms und der zulässigen Spannung bezeichnet. Der Flexibilitätsbedarf wird als Leistungsangabe ausgewiesen, mit der die Überlastung gelöst werden kann. Estermann, Köppl und Mader (2020) zeigen die Erkenntnisse einer solchen Netzberechnung: Über alle Szenarien tritt in ländlichen Netzen sechsmal mehr Flexibilitätsbedarf als in städtischen Netzen auf. Dieser ist auf zu hohe Erzeugung zurückzuführen und durch die langen Netzausläufer oft spannungsbedingt. In städtischen Netzen können hingegen in Szenarien mit hohem Durchdringungsgrad von elektrifizierten Verbrauchern lastinduzierte Engpässe beobachtet werden.

Ein Blick auf die installierten Leistungen der Anlagen und auf die Charakteristik des untersuchten Verteilnetzes zeigt, dass die Netzbelastung auf der Erzeugungsseite durch PV und durch Wärmeanwendungen [*Power-to-Heat* – kurz: PtH] sowie die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge [*Electric Vehicle* – kurz: EV] getrieben wird. Die Zeitreihen des Flexibilitätsbedarfs in den Szenarien und die kumulierten Lastgänge dieser Anlagentypen können in Analogie zu Kapitel 3.4.3 auf Korrelationen untersucht werden. Diese Zeitreihen haben alle dieselbe Einheit in einer metrischen Skala. Dies ist in Kapitel 3.4.3 nicht der Fall, weswegen dort auf die *Spearman-Korrelation* zurückgegriffen wird. Hier kann hingegen die gängige *Pearson-Korrelation* mit dem Korrelationskoeffizient r_p zur Ermittlung linearer Zusammenhänge verwendet werden (vgl. Brückler, 2017, S. 116).

Tabelle 3-4 zeigt den Korrelationskoeffizient r_p zwischen dem Flexibilitätsbedarf und den kumulierten Zeitreihen der Anlagen, für die ein statistisch signifikanter Zusammenhang festgestellt wird.

Tabelle 3-4: Korrelationskoeffizient r_p zwischen dem Flexibilitätsbedarf und den Zeitreihen für PV, PtH und EV; Szenarien von Wohlschläger et al. (2019), Methodik von Estermann, Köppl und Mader (2020)

Szenario	Erläuterung zum Szenario	r_p für PV	r_p für PtH	r_p für EV
Ausgangszustand		0,16	0,03	Keine EV-induzierten Engpässe
„Solarer Produzent“	Starker PV-Ausbau; Geringer Elektrifizierungsgrad der Verbrauchsanlagen, eigenverbrauchs-optimierte Fahrweisen	0,63	0,16	Keine EV-induzierten Engpässe
„Autonomer Prosument“	Starker PV-Ausbau; Hoher Elektrifizierungsgrad der Verbrauchsanlagen, eigenverbrauchs-optimierte Fahrweisen	0,56	0,15	0,10
„Prosument am Markt“	Starker PV-Ausbau; Hoher Elektrifizierungsgrad der Verbrauchsanlagen, marktorientierte Fahrweisen	0,29	0,14	0,39

Die Korrelationsanalysen zeigen einen Zusammenhang des auftretenden Flexibilitätsbedarfs mit den Zeitreihen der PV- und PtH-Anlagen sowie der Elektrofahrzeuge. Während im Ausgangszustand nur wenig Flexibilitätsbedarf auftritt, der eine geringe Korrelation mit der PV-Einspeisung aufweist, ist in allen anderen Szenarien eine mittlere bis starke Korrelation zu beobachten. Wenig überraschend ist damit die PV-Einspeisung im Verteilnetz ein relevanter Treiber für die Netzbelastung. Bemerkenswert ist der Vergleich der beiden Szenarien „Solarer Produzent“ und „Autonomer Prosument“: Beide weisen den gleichen PV-Zubau, aber deutlich unterschiedliche Elektrifizierungsgrade der Verbrauchsanlagen auf. Auch im Szenario „Autonomer Prosument“ bleibt die Korrelation mit der PV-Einspeisung der dominierende Faktor. Dies ändert sich im Szenario „Prosument am Markt“: Die marktorientierte Fahrweise insbesondere der Elektrofahrzeuge führt zu einer mittleren Korrelation des Summenlastgangs dieser mit dem Flexibilitätsbedarf. Die zukünftige Netzbelastung im Verteilnetz ist somit stark von den vorherrschenden Lade-strategien abhängig.

Diese Korrelationsanalyse zeigt in Kombination mit den Erkenntnissen in der erwähnten Literatur, dass in Zukunft Netzengpässe auch im Verteilnetz in den unteren Spannungsebenen zu erwarten sind. Die etablierten Prozesse decken allerdings nur Hoch- und Höchstspannung ab. Ein weiterentwickeltes Netzengpassmanagement soll daher einen verstärkten Fokus auf das Verteilnetz legen.

3.6 Schlussfolgerungen aus der Umfeldanalyse und Ableitung von Anforderungen

Aus den vorherigen Kapiteln der Umfeldanalyse zum Netzengpassmanagement lassen sich konkrete Anforderungen hinsichtlich einer Weiterentwicklung ableiten:

Netzbetreiber-Anforderung 1: Skalierbare Prozesse auch für eine große Anzahl an Anlagen

Die Maßnahmen EinsMan und Redispatch haben in den letzten Jahren an Umfang und Kosten stark zugenommen (siehe Kapitel 3.4), so dass ihre ursprüngliche Ausgestaltung als Notfallmaßnahmen nicht mehr der Praxis in der Betriebsführung entspricht. Darüber hinaus wird eine deutliche Zunahme an erzeugungs- und lastinduzierten Netzengpässen auf den unteren Spannungsebenen erwartet (siehe Kapitel 3.5). Zusätzlich müssen in Zukunft im Netzengpassmanagement deutlich mehr Anlagen als bisher koordiniert werden, wodurch skalierbare und robuste Prozesse von Nöten sind.

Netzbetreiber-Anforderung 2: Abgleich von Marktgeschehen und Netzrestriktionen

Die Ursachenforschung in den Kapiteln 3.4.3 und 3.5 hat gezeigt, dass das Aufkommen von Netzengpässen nicht nur direkt von der Einspeisung aus EE-Anlagen abhängt, sondern auch das Marktgeschehen einen großen Einfluss hat. Ein zukunftsfähiges Netzengpassmanagement soll daher einen Mechanismus zum Abgleich von Marktgeschehen und Netzrestriktionen berücksichtigen.

Netzbetreiber-Anforderung 3: Steigerung des Angebots für Netzengpassmanagement

Eine der Herausforderungen des Redispatch in der aktuellen Ausgestaltung ist das verfügbare Angebot. Dieses Angebot kann durch die Integration von heute noch unerschlossener Flexibilität gesteigert werden. Die in Kapitel 3.1 untersuchten Einflussfaktoren auf die verfügbare Netzkapazität stellen in drei von sechs Fällen Flexibilitätsoptionen, ihre Fahrweise und ihren EIV in den Mittelpunkt. Die Ansteuerung erfolgt entweder über Sollwerte am Netzanschlusspunkt oder der Flexibilitätsoptionen an sich. Die rechtlichen Grundlagen (siehe Kapitel 3.2) eröffnen bereits die Möglichkeit, Flexibilität in aggregierter Form zu nutzen. Ein zukünftiges Netzengpassmanagement soll daher last- und erzeugungsseitige Flexibilität in die Prozesse integrieren. Für eine Integration in das Netzengpassmanagement bleiben die Planbarkeit und die Zuverlässigkeit des verfügbaren Flexibilitätspotenzials wesentliche Grundvoraussetzungen.

Netzbetreiber-Anforderung 4: Berücksichtigung der Wirksamkeit auf einen Netzengpass und auf die unterlagerten Netzebenen

Die Wirksamkeit einer Anlage auf einen Netzengpass ist in hohem Maße von ihrer netztopologischen Verortung abhängig. Die Sensitivität einer Flexibilitätsoption muss bei der Lösung von Netzengpässen berücksichtigt werden. Ebenso muss bei einem netzebenenübergreifenden Abruf die Situation der Netzebene, in der die Flexibilitätsoption angeschlossen ist, mitbetrachtet werden (BDEW, 2018c, S. 2).

Netzbetreiber-Anforderung 5: Intensivierung der Abstimmungsprozesse der Netzbetreiber

Netzengpassmanagement erfolgt mittlerweile sehr oft netzebenen- und auch netzbetreiberübergreifend (siehe Abbildung 3-4). Die Zusammenarbeit der Netzbetreiber beim Netzengpassmanagement soll daher intensiviert werden. So können Synergien gehoben, aber auch nachgelagerte Probleme verhindert werden (siehe Netzbetreiber-Anforderung 4).

Allgemeine Anforderung 1: Marktbasierte Mechanismen für das Netzengpassmanagement

In Ergänzung zu Anforderung 4 verlangt die europäische Gesetzgebung, dass zukünftige Mechanismen im Netzengpassmanagement marktbasiert funktionieren sollen (siehe Kapitel 3.2). Dies unterstützt die Forderung nach einem erhöhten Angebot, da für die Integration von flexiblen Verbrauchsanlagen marktbasierte Mechanismen essenziell sind.

Allgemeine Anforderung 2: Berücksichtigung formaler Aspekte

Neben den obigen energiewirtschaftlich-funktionalen Aspekten sind für das zukünftige Netzengpassmanagement gerade mit Blick auf die Netzbetreiber auch formale Randbedingungen zu beachten. Hierzu zählen Technologieoffenheit, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz für Anbieter sowie die Kompatibilität zu den energiewirtschaftlichen Rollen.

Diese Anforderungen stellen die Vorgaben für den späteren Design-Prozess in Kapitel 5 dar und werden dort aufgegriffen. Die bisherigen Anforderungen sind überwiegend aus der Perspektive der Netzbetreiber motiviert. Im folgenden Kapitel wird in Ergänzung dazu die potenzielle Angebotsseite der dezentralen Flexibilität genauer beleuchtet.

4 Eine Annäherung an den Begriff „Dezentrale Flexibilität“

Kaum eine energiewirtschaftliche Publikation der letzten Jahre kommt ohne die Erwähnung des Begriffs „Flexibilität“ aus – meist im Kontext von Dezentralität und für einen netzdienlichen Einsatz. Sogar die BNetzA eröffnet eines ihrer Thesenpapiere mit den Worten: „*Flexibilität im Stromversorgungssystem ist zum Schlagwort der Stunde avanciert*“ (BNetzA, 2017, S. 3).

Der Begriff „Flexibilität“ bleibt sehr umfassend und es bedarf für eine zielgerichtete Betrachtung einiger Herleitungen und Abgrenzungen, die im Folgenden vorgenommen werden. Das Kapitel leitet anschließend zu einer Abschätzung des Potenzials für das Netzengpassmanagement über. Es wird dabei nicht der Anspruch erhoben, das Flexibilitätspotenzial aus der Perspektive der Energiesystemanalyse zu bewerten. Hierzu wird auf die Literatur in Kapitel 1.3 und Kapitel 4.2 verwiesen. Die Ausführungen sollen stattdessen die grundsätzliche Nutzbarkeit von dezentraler Flexibilität für das Netzengpassmanagement herleiten.

4.1 Flexibilität, Dezentralität und Netzdienlichkeit: Definitorische Vorüberlegungen

Betrachtet man den Begriff der Flexibilität, so gibt es in der Literatur eine Vielzahl von Definitionen und Auslegungen (u.a. Deutsches Institut für Normung e.V. [DIN], 2020; M. Müller et al., 2018), eine Literaturübersicht ist bei Ausfelder (2018, S. 19) zu finden. Diese unterscheiden sich in ihrem konkreten Anwendungsfall und der Detaillierungsstufe. In der europäischen Normierung berufen sich die meisten Definitionen auf folgende Aussage:

„The flexibility in demand and supply in the context of Smart Grids ... covers the changes in consumption/injection of electrical power from/to the power system from their current/normal patterns in response to certain signals, either voluntarily or mandatory“ (CEN et al., 2014b, S. 12).

Flexibilität betrifft hier Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, die von ihrer ursprünglichen Fahrweise durch ein Signal abweichen können/müssen.

Diese Interpretation kann mit einer Ergänzung stärker auf die Anlagen bezogen werden:

„On an individual level flexibility is the modification of generation injection and/or consumption patterns in reaction to an external signal (price signal or activation) in order to provide a service within the energy system. The parameters used to characterise flexibility include the amount of power modulation, the duration, the rate of change, the response time, the location etc.“ (Eurelectric, 2014, S. 5)

Hier bedeutet Flexibilität, dass innerhalb des Energiesystems eine Dienstleistung erbracht werden kann. Ferner werden Parameter genannt, die zur Charakterisierung von Flexibilität herangezogen werden können.

In Deutschland wird die wörtliche Übersetzung als Definition verwendet:

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ (BNetzA, 2017, S. 6)

Diese Definition kann erweitert werden, dass die Erbringung nicht nur durch einzelne Anlagen, sondern auch auf einem aggregiertem Level erbracht werden kann (vgl. Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE [DKE], 2017).

Für die Anwendung im Netzengpassmanagement lassen sich aus den Begriffsfestlegungen folgende Schlüsse ziehen:

- Flexibilität kann von individuellen Anlagen oder einem aggregierten Verbund bei der Erzeugung und beim Verbrauch erbracht werden.
- Flexibilität ist die Abweichung von einer ursprünglich geplanten Fahrweise – ausgelöst durch ein externes Signal.
- Durch Flexibilität können Dienstleistungen für das Energiesystem erbracht werden. Hierzu muss die zu erbringende Dienstleistung über eine geeignete Produktdefinition beschrieben werden. Hierzu ist die Verwendung einer Vielzahl von Parametern möglich.

Diese Dienstleistungen können verschiedene Zwecke erfüllen. Neben der Nutzung von (marktlicher) Flexibilität auf den Großhandelsmärkten wird oft von Systemdienlichkeit und Netzdienlichkeit gesprochen. Ein systemdienlicher Einsatz zielt auf Maßnahmen ab, die zur Wahrung der Systemstabilität nach § 13 EnWG angeordnet werden. Diese sogenannten Systemdienstleistungen sind im Systemschutzplan der ÜNB definiert und umfassen Maßnahmen zur Frequenzhaltung (etwa Regelleistung), Spannungshaltung (zum Beispiel durch Blindleistungsmanagement), Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung, was den Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit, das Netzengpassmanagement, einschließt (vgl. 50 Hertz et al., 2018). Die Verwendung des Begriffs Netzdienlichkeit ist nicht eindeutig und umfasst mehrere Aspekte. Schulze et al. (2021) untersuchen im Rahmen einer Meta-Studie zehn Quellen mit unterschiedlichen Definitionsansätzen: Es zeigt sich, dass in der Literatur verschiedene Parameter zur Abgrenzung herangezogen werden (etwa die Erfüllung der technischen Anschlussbedingungen oder die Steuerbarkeit der Anlagen), jedoch kein gemeinsamer Ansatz erkennbar ist. Es lässt sich jedoch *„das Stromnetz mit dem Fokus auf Betriebsmittel als Wirkungsraum ableiten in dem dienlich gehandelt werden soll“* (Schulze et al., 2021, S. 36). Die Autoren deduzieren anschließend auf Basis der Meta-Studie eine Definition: *„Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche dazu beitragen Netzkosten (unter anderem Reduktion von Netzengpässen, Netzausbaubedarf oder optimierte Netzbetriebsführung) zu verringern“* (Schulze et al.,

2021, S. 36). Eine Nutzung für das Netzengpassmanagement ist damit ein netzdienlicher Anwendungsfall.

Neben der Grundlagendefinition des Flexibilitätsbegriffs und der Netzdienlichkeit ist ebenso der Begriff „Dezentralität“ und in Kombination mit obigen Definitionen „dezentrale Flexibilität“ vielfacher Gegenstand der Diskussion. Die Literatur ist hierbei bei der genauen Abgrenzung des Begriffs nicht präzise und verweist oft auf die verschiedenen Aspekte der Dezentralität. Im Folgenden werden ausgewählte Veröffentlichungen besprochen, die relevante Erkenntnisse für die vorliegende Fragestellung liefern.

Bertsch (2018) bezeichnet dezentrale Erzeugungsanlagen als *„solche Anlagen, die in ein öffentliches Verteilnetz, gewöhnlich ein Mittel- oder Niederspannungsnetz, einspeisen oder der Eigenversorgung dienen“* und beschreibt Dezentralität damit als Ort des Netzanschlusses. Dies reduziert Dezentralität indirekt auf die Anlagengröße.

Dezentralität kann auch in weiteren Dimensionen beschrieben werden: Netztopologisch, ökonomisch, sozial und politisch (vgl. Agora, 2017a). Darüber hinaus werden bei Agora drei Regionalitätsebenen eingeführt. Neben der Stromwirtschaft *„unmittelbar vor Ort“*, die neben Eigenverbrauch auch Mieterstrom- oder Quartierskonzepte umfassen kann, und der *„überregionale Ebene“* der Großhandelsstrommärkte schreibt die Studie der noch zu definierenden *„Stromregion“* eine große Bedeutung zu. Die Ausgestaltung und Etablierung von regionalen Strommärkten stellen essentielle Bausteine *„eines Ordnungsrahmens für die Dezentralität“* dar (Agora, 2017a, S. 144–145).

Matthes et al. (2018, S. 17) strukturieren in einer Meta-Studie die Begriffe (De-)Zentralität und den zellulären Ansatz. Neben den technischen und räumlichen Dimensionen der betroffenen Anlagen wird die Koordination der Flexibilität als Strukturierungselement genannt und zwischen *„dezentral“* (zum Beispiel Eigenverbrauch) und *„zentral“* (großräumig) differenziert. Findet die Koordination räumlich differenziert statt, so wird sie als *zellular* bezeichnet. Der Begriff der Zellularität wurde erstmalig in (VDE, 2015) eingeführt und in (VDE, 2019b) als Grundeigenschaft eines zukunftsfähigen Energiesystems beschrieben.

Angewandt auf eine Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements bedingt sich daraus eine sorgfältige Wahl der diskutierten Begriffe. Bezogen auf die Anlagen ist Dezentralität mit einer gewissen Anlagengröße und einer Anschlussebene gleichzusetzen. Das bedeutet, dass die in dieser Arbeit adressierten Anlagentypen als dezentral bezeichnet werden können. Der angestrebte Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement ist dagegen nach gängiger Literatur hinsichtlich der Organisationsform zwischen den Ausprägungen *„zentral“* und *„dezentral“* angesiedelt: Einem zentralen Akteur wie dem Netzbetreiber kommt eine wichtige Rolle zu, das Wirkgebiet des Netzengpassmanagement ist *„räumlich differenziert“*. Begriffe wie *Stromregion* nach (Agora, 2017a, S. 144–145) oder *zellular* (zum Beispiel nach Matthes et al., 2018, S. 17) sind synonym zu verwenden und sind für das Netzengpassmanagement anwendbar. Die Begriffsverwendung von Flexibilität hingegen ist eindeutig. Diese zielt nach obiger Literatur auf die Eigenschaft einer Anlage und im Speziellen auf das Vermögen einer Anlage, auf (externe) Signale zu reagieren bzw. angesteuert zu werden.

Das Verständnis über die Ansteuerung von Flexibilität spielt eine wichtige Rolle für die Ausgestaltung möglicher Anreizstrukturen und den daraus resultierenden Flexibilitätsprodukten in Kapitel 5. Zuvor widmet sich das nächste Kapitel einer Potenzialabschätzung von dezentraler Flexibilität für netzdienliche Anwendungsfälle.

4.2 Potenzialabschätzung dezentraler Flexibilität für das Netzengpassmanagement

Die Ermittlung des Potenzials von flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ist seit langem Gegenstand der Forschung. Fokussiert man sich allerdings auf die Nutzung im Netzengpassmanagement, ist die Studienlage deutlich begrenzter. Dies liegt unter anderem daran, dass beim Netzengpassmanagement in der Vergangenheit Verbrauchsanlagen aufgrund unklarer Zuverlässigkeit nicht betrachtet wurden und daher überwiegend Erzeugungsanlagen (siehe Kapitel 3.2) zum Einsatz kamen. Abbildung 3-11 zeigt darüber hinaus, dass für den Redispatch in Zukunft immer weniger fossile Kraftwerke zur Verfügung stehen. Um dem so sinkenden Angebot zu begegnen, werden im *Redispatch 2.0* EE-Anlagen integriert und es rücken auch flexible Verbrauchsanlagen stärker in den Fokus der Branchendiskussion und der akademischen Literatur. Soll das Potenzial für netzdienliche Anwendungen wie das Netzengpassmanagement abgeschätzt werden, ist es essenziell, dass die Erhebung in hoher räumlicher Auflösung erfolgt, um den Einfluss der dezentralen Flexibilität auf das Stromnetz zu ermitteln. Ergänzend muss die zeitliche Verfügbarkeit der Bereitstellung berücksichtigt werden, da die dezentrale Flexibilität genau zu den Zeiten drohender Netzengpässe abgerufen werden muss.

Tabelle 4-1 führt vier ausgewählte Studien auf, die sich mit der netzdienlichen Nutzung von dezentraler Flexibilität beschäftigen. Für den weiteren Design-Prozess in dieser Arbeit ist es von Interesse, welche derzeit noch unerschlossenen Anlagentypen dort untersucht werden.

Tabelle 4-1: Studienübersicht zu Anlagentypen außerhalb des Redispatch 2.0 für eine netzdienliche Nutzung

Studie	Anlagentyp					Quelle
	Wärmepumpen	Nachtspeicherheizungen	Hausspeicher	Elektrofahrzeuge	Flexibilisierung GHD/Industrie	
„Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen“	x		x	x	(x) – keine Quantifizierung	(E-Bridge, 2019a)
„Beitrag von Flexibilität im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland“	x	x	x			(Frontier Economics Ltd [Frontier], 2017)
„Potenziale dezentraler Flexibilität [...] zu einem kosteneffizienten Redispatch“	x		x	x	x	(Klemp et al., 2021)

In den untersuchten Studien werden als erschließbare Anlagentypen Wärmeanwendungen (Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen), Hausspeichersysteme, Elektrofahrzeuge und die Flexibilisierung der Nachfrage in Gewerbe/Handel/Dienstleistung und Industrie genannt. Die Studien weisen ein beträchtliches Potenzial für netzdienliche Anwendungsfälle aus:

- In (E-Bridge, 2019a) wird für das Jahr 2035 ein Potenzial von bis zu 6,5 GW an Flexibilität durch Wärmeanwendungen, 5,5 GW für Hausspeichersysteme und 10,5 GW für Elektrofahrzeuge ermittelt, die netzdienlich genutzt werden könnten.
- Klemp et al. (2021) nennen neben dem Flexibilitätspotenzial für die Anlagentypen auch die Opportunitätskosten für den Einsatz im Redispatch. Die Autoren beziffern die ökonomischen Vorteile bei den Systemkosten auf bis zu 47 Mio. € im Jahr 2025, welche durch die Nutzung von dezentraler Flexibilität erzielt werden könne.
- Die Autor:innen von (Frontier, 2017, S. 56) weisen in einer konservativen Schätzung ein Kosteneinsparpotenzial durch „Verteilnetzflexibilitäten“ von 30 bis 60 Mio. € aus.

In den Studien sind insbesondere kleinteilige Anlagentypen weit unter der 100 kW-Schwelle des *Redispatch 2.0* untersucht worden. Werden diese für das Netzengpassmanagement nutzbar gemacht, kann dieses aufgrund des damit gestiegenen Angebots kosteneffizienter gestaltet werden.

Nachdem in diesem Kapitel vom theoretischen Potenzial gesprochen wurde, wird im nächsten Kapitel kleinteilige Flexibilität und ihre mögliche Bereitstellung für netzdienliche Anwendungsfälle regionalisiert und ihre Wirksamkeit auf Netzengpässe bewertet.

4.2.1 Modellierung des Potenzials der zu-/abschaltbaren Leistung kleinteiliger Anlagentypen

Bei der Verwendung des Potenzialbegriffs muss stets die Perspektive beachtet werden. Oft wird zwischen einem theoretischen Potenzial, einem technisch möglichen und schließlich einem durch wirtschaftliche Randbedingungen realisierbaren Potenzial unterschieden (vgl. Ausfelder, 2018, S. 10). Im Kontext der Nutzung für einen bestimmten Anwendungsfall kann dieser Zusammenhang für Flexibilität weiter bis zu Erbringung zu einem Zeitpunkt geführt werden (siehe Abbildung 4-1).

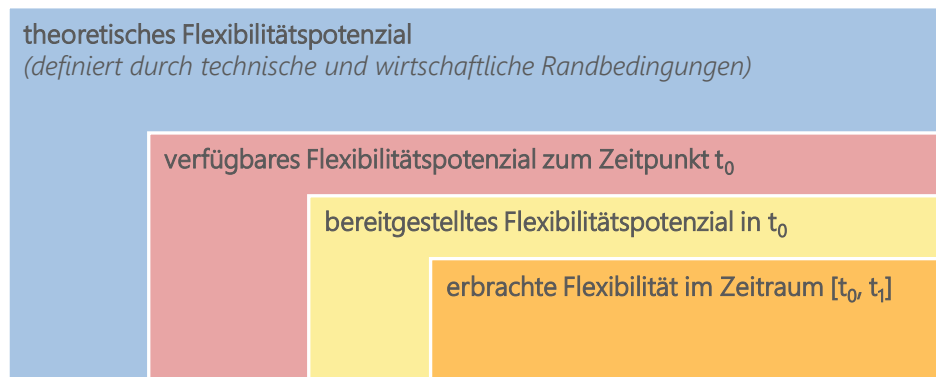


Abbildung 4-1: Zusammenhang zwischen theoretischem Potenzial, verfügbarem Potenzial in t_0 , Flexibilitätsbereitstellung in t_0 und Flexibilitätserbringung in $[t_0, t_1]$; eigene Darstellung angepasst nach Lehmann et al. (2019)

Ausgehend von einem theoretischen Potenzial, welches durch technische und wirtschaftliche Randbedingungen definiert wird, lässt sich ein verfügbares Flexibilitätspotenzial zum Zeitpunkt t_0 ableiten. Für eine weitergehende Nutzung ist es irrelevant, ob das Flexibilitätspotenzial grundsätzlich verfügbar ist, sondern es muss zum Zeitpunkt t_0 durch den Anbieter bereitgestellt werden können. Die tatsächlich erbrachte Flexibilität kann von dieser Flexibilität noch einmal abweichen und geringer ausfallen: Es ist zum einen möglich, dass die bereitgestellte Flexibilität aus verschiedenen Gründen kurzfristig nicht zur Verfügung steht. Zum anderen ist für viele der oben identifizierten Anlagentypen eine exakte Vorab-Quantifizierung des verfügbaren Potenzials nur schwer möglich, da die Möglichkeiten zur Erbringung der Flexibilität beispielsweise vom Verhalten der Nutzer:innen abhängen. Somit kann das Potenzial eventuell prognostiziert, aber nicht explizit ausgewiesen werden. Lehmann et al. (2019) sprechen hierbei von einem impliziten Flexibilitätspotenzial: Die bereitgestellte, implizite Flexibilität wird zum Zeitpunkt t_0 abgerufen. Dabei ist unklar, welcher konkreter Beitrag geleistet wird. Nach dem Zeitraum $[t_0, t_1]$ kann durch Messwerte die erbrachte Flexibilität quantifiziert werden.

Als Beispiel für diesen Zusammenhang kann die Nutzung der Flexibilität von Anlagen im EinsMan bezeichnet werden. Diese können nach § 13 Abs. 2 EnWG abgeregelt werden. Prognostiziert der VNB einen Engpass in seinem Netz, regelt er die EE-Anlagen im betroffenen Stromnetz ab. Der VNB kennt nicht die momentane Leistung der Anlagen und kann somit nicht direkt beurteilen, ob die Abregelung zur Entlastung des Stromnetzes ausreicht oder ob in einem nächsten Schritt eine stärkere Abregelung erfolgen muss. Das Flexibilitätspotenzial der EE-Anlagen ist damit implizit beschrieben. Die Quantifizierung

der abgeregelten Energie kann ex-post durch die Messwerte erfolgen oder anhand von Modellierungen wie im Spitzabrechnungsverfahren in (BNetzA, 2018).

In einem nächsten Schritt wird das netzdienliche Flexibilitätspotenzial von dezentraler Flexibilität am Beispiel von Wärmepumpen ermittelt. Für Verbrauchsanlagen bedeutet der Abruf von Flexibilität meist, dass die Last nur verschoben wird und zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird. Dieses Lastverschiebepotenzial kann auf zwei Arten modelliert werden:

- Bei einer „Bottom-up“-Modellierung wird versucht, das Verhalten der Anlage so realistisch wie möglich abzubilden. Das Verhalten der Nutzer:innen und auch die Umgebungsbedingungen werden mitberücksichtigt. Bei diesem Vorgehen bleiben zwei wesentliche Fragen hinsichtlich der Anwendbarkeit offen. Zum einen ist unklar, ob die für die Modellierung notwendigen Informationen der Anlagen überhaupt vorliegen und ob die Nutzer:innen diese mit dem Netzbetreiber teilen wollen. Zum anderen ist nutzerseitig unklar, welches Maß an Abregelung überhaupt akzeptiert wird.
- Eine „Top-Down“-Modellierung verzichtet auf eine direkte Abbildung der Anlagenfahrweise, sondern zielt auf die einzuhaltenden Restriktionen eines Flexibilitätabrufs. Hierzu wird angenommen, dass eine Anlage generell die Fähigkeit besitzt Flexibilität zu erbringen, welche anschließend durch bestimmte Restriktionen eingeschränkt wird.

Estermann, Köppl und Ostermann (2020) schlagen eine solche „Top-Down“-Modellierung vor: Als Grundlage dient hierzu die Regionalisierung der dezentralen Anlagen von M. Müller, Reinhard et al. (2019): Für Wärmepumpen wird für das Jahr 2016 eine installierte Leistung von 2,1 GW und für das Jahr 2030 von 4,1 GW angenommen. Für Nachspeicherheizungen sind 25,4 GW im Jahr 2016 und 16,4 GW 2030 genannt, für Hausspeichersysteme 0,2 GW (2016) und 3,1 GW (2030). Diese Zahlen werden anschließend unter Berücksichtigung des Mikrozensus 2014 (Statistisches Bundesamt, 2016) und dem FfE-Gebäudemodell (Beschreibung in FfE, 2017b, S. 14–16) gemeindegrenzförmig regionalisiert. Somit liegen Anlagen und ihre installierten Leistungen auf Gemeindeebene vor. In einem zweiten Schritt werden Referenzlastgänge und somit das Verhalten ohne Flexibilitätabruf modelliert. Dazu wird wie in (FfE, 2017b, S. 188) zunächst der Raumwärmebedarf für verschiedene Gebäude bestimmt. Über die Jahresarbeitszahl kann der elektrische Referenzlastgang der Wärmepumpen in jeder Gemeinde berechnet werden.

Das verfügbare Flexibilitätspotenzial ist die mögliche Abweichung von diesem Referenzlastgang. Als positives Potenzial wird eine höhere Erzeugung bzw. eine niedrigere Last bezeichnet, negatives Potenzial ist damit die Erhöhung von Last bzw. die Verringerung von Erzeugung. Nach Estermann, Köppl und Ostermann (2020) wird das Flexibilitätspotenzial aller Anlagentypen im Zeitschritt i für einen Flexibilitätseinsatz F nach Formel (4-1) durch das Minimum von drei möglichen Restriktionen bestimmt, welche im Folgenden am Beispiel der Wärmepumpen erläutert werden.

$$P_{\pm,F}(i) = \min \left(P_{\pm P,F}(i), P_{\pm SoC,F}(i), P_{\pm E,F}(i) \right) \quad (4-1)$$

- $P_{\pm P,F}$: maximal zulässige Leistung (positiv/negativ) hinsichtlich der (Ent-)Ladeleistung in kW
 $P_{\pm SoC,F}$: maximal zulässige Leistung (positiv/negativ) hinsichtlich des SoC in kW
 $P_{\pm E,F}$: maximal zulässige Leistung (positiv/negativ) hinsichtlich des Energiebedarfs in kW

Die erste Restriktion bezieht sich auf die maximal zulässige Lade- oder Entladeleistung der Wärmepumpe, welche typischerweise durch die technischen Eigenschaften der Wärmepumpe begrenzt wird. Die SoC-Restriktion [*State of Charge* für Ladezustand – kurz: SoC] bestimmt, wie viel Flexibilität abgerufen werden kann, ohne dass die Grenzen für die SoC überschritten werden. Die hier beschriebene Modellierung orientiert sich an den Bedingungen des § 14a EnWG, welcher für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen gebräuchlich ist. In Deutschland gibt es 1,8 Mio. steuerbare Verbrauchseinrichtungen, davon sind 33 % Wärmepumpen (vgl. BNetzA & BKartA, 2021b, S. 199–200). § 14a EnWG besagt, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf Anforderung des Netzbetreibers abgeschaltet werden dürfen. In der Regel werden hierfür von den Netzbetreibern zwei Stunden angesetzt, was sicherstellt, dass das Gebäude während der Abschaltung nicht zu sehr abkühlt und der notwendige, tägliche Energieverbrauch im Laufe des Tages erbracht werden kann. Für die untere SoC-Restriktion bedeutet dies, dass bei einem Flexibilitätsabruf höchstens der über die Simulationsdauer maximale elektrische Energiebedarf innerhalb von zwei Stunden abgeregelt werden darf (vgl. FfE, 2021, S. 64–65). Bei der Begrenzung des maximalen Energiebedarfs muss beachtet werden, dass die abgerufene Energiemenge in der verbleibenden Zeit nachgeladen werden kann. Als Worst-Case-Abschätzung wird hierfür die maximale Energiemenge aller zweistündigen Zeitfenster festlegt. Weitere Details zur Wärmepumpen-Modellierung unter diesen Annahmen für eine Anwendbarkeit für Netzdienlichkeit sind in (FfE, 2021, S. 64–65) und bei M. Müller, Reinhard et al. (2019) zu finden. Dort sind auch die Modellierung für weitere Anlagentypen wie Nachtspeicherheizungen und Hausspeichersysteme beschrieben.

Welche Dauer für einen netzdienlichen Flexibilitätsabruf angesetzt wird, ist pauschal schwer zu beantworten. Analysen auf Basis der Daten aus Kapitel 3.4.1 zeigen, dass über 50 % aller EinsMan-Einsätze weniger als vier Stunden dauern. Daher werden die Werte für eine Abrufdauer von 15 Minuten, 30 Minuten, zwei Stunden und vier Stunden modelliert. Für die folgenden Darstellungen wird eine Abrufdauer von 30 Minuten verwendet.

Abbildung 4-2 zeigt die zu- bzw. abschaltbare Leistung von Wärmepumpen in den Jahren 2016 und 2030 unter obigen Bedingungen. Zusätzlich ist die für Deutschland kumulierte zu-/abschaltbare Leistung von Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Hausspeichersystemen ausgeführt.

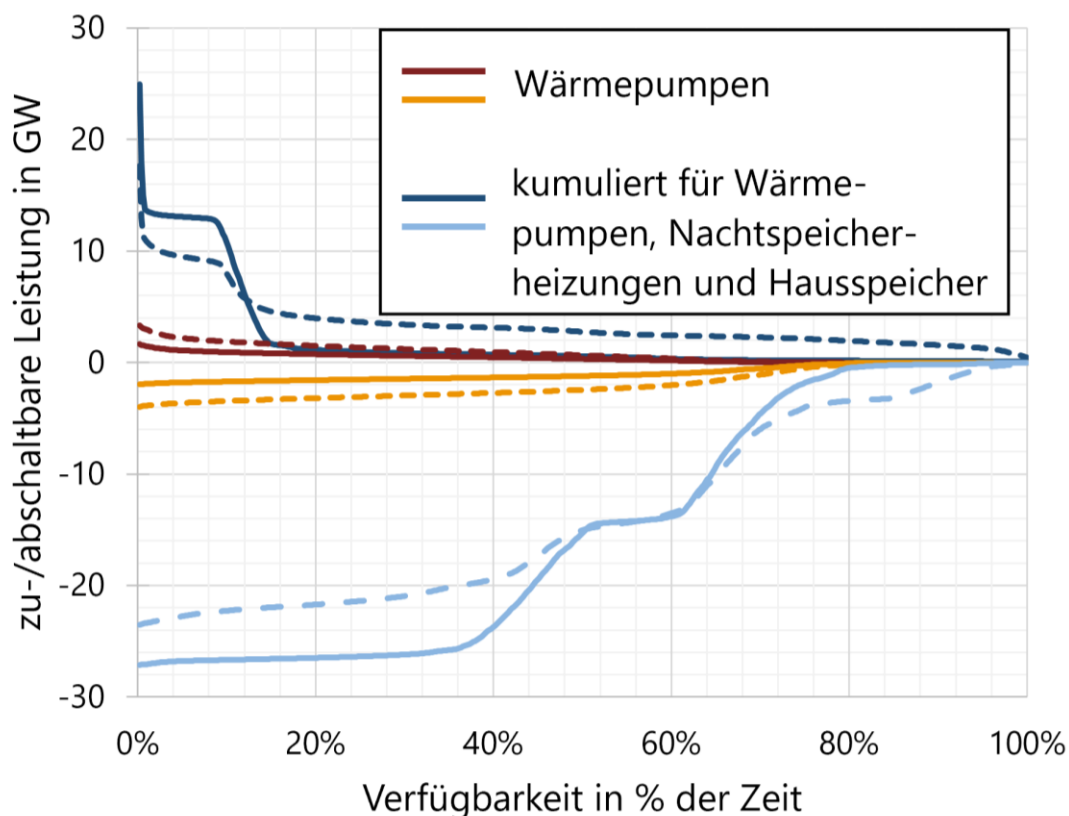


Abbildung 4-2: Dauerlinie der zu- (negative Werte) bzw. abschaltbaren (positive Werte) Leistung für Wärmepumpen und kumuliert für Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Hausspeichersysteme bei einer Abrufdauer von 30 Minuten, Werte für 2016 (durchgezogene Linien) und 2030 (gestrichelte Linien); eigene Darstellung auf Basis von Estermann, Köppl und Ostermann (2020)

Die Modellierung zeigt, dass die zu-/abschaltbare Leistung aus den drei untersuchten Anlagentypen stark davon abhängt, welchen Zeitpunkt man betrachtet. Auffällig ist auch, dass die Nachtspeicherheizungen trotz des oben beschriebenen Rückbaus um fast 9 GW der dominierende Anlagentyp sind. Die maximale abschaltbare Leistung tritt nur über sehr wenige Stunden auf. In diesen Stunden laufen sowohl vorwärts- als auch rückwärtsgesteuerte Nachtspeicherheizungen und bieten in dieser Zeit eine sehr hohe abschaltbare Leistung. Das klar erkennbare Plateau von ca. 10 Prozent des Jahres bildet das Potenzial ab, wenn entweder vorwärts- oder rückwärtsgesteuerte Nachtspeicherheizungen ihre Leistung beziehen. Im Vergleich dazu ist das Abschaltpotenzial von Wärmepumpen wesentlich kontinuierlicher verfügbar, da Wärmepumpen neben der Raumheizung auch zur Erwärmung von Brauch- und Heizungswasser eingesetzt werden.

Im Vergleich hierzu ist zuschaltbare Leistung häufiger und auch in größerem Umfang verfügbar. Auch hier weisen elektrische Wärmeanwendungen wie Nachtspeicherheizungen ein großes Potenzial auf.

4.2.2 Abschätzung eines Lastverschiebungspotenzials pro Netzknoten im Übertragungsnetz

Um aus der zu-/abschaltbaren Leistung im vorherigen Kapitel das Lastverschiebe- und somit das Flexibilitätspotenzial ableiten zu können, sind nach der Methode von Estermann, Köppl und Ostermann (2020) zwei weitere Schritte erforderlich. In der vorgeschlagenen Vereinfachung wird aus der obigen Dauerlinie der pauschale Leistungswert des 90 %-Quantils als die für das Netzengpassmanagement verfügbare Flexibilität verwendet. Diese Annahme lässt sich wie folgt begründen: Es ist aufgrund der technischen Restriktionen und der sozio-ökonomischen Randbedingungen nicht realistisch, dass die maximal verfügbare zu-/abschaltbare Leistung verlässlich zur Verfügung steht. Abbildung 4-2 zeigt für das Jahr 2030 ausgehend von einer maximalen abschaltbaren Leistung von 17,6 GW ein deutliches Abflachen der Kurve bei ca. 10 % der Zeit auf 8,6 GW (dunkelblaue durchgezogene Linie). Für die folgenden Analysen wird angenommen, dass das Potenzial des 90%-Quantils durch funktionierende Anreizmechanismen zu heben ist. Konkret bedeutet dies, dass annähernd die Hälfte der maximal verfügbaren Leistung zur Verfügung steht, was realistisch erscheint.

Nach der oben erläuterten Regionalisierung liegen die Daten für das Lastverschiebepotenzial gemeindescharf vor. Diese Modellierung berücksichtigt nicht die Topologie und mögliche Restriktionen im Übertragungs- und Verteilnetz. Fattler (2021, S. 54–56) ordnet daher das Potenzial näherungsweise über *Voronoi-Flächen* dem nächstgelegenen Netzknoten im Übertragungsnetz zu. Somit entstehen um diese Netzknoten ca. 250 sogenannte *Voronoi-Netzregionen*, die den Einzugsbereich der Netzknoten repräsentieren. Anschließend werden diesen Regionen anteilig die Flächenanteile der Gemeinde der *Voronoi-Netzregionen* und damit den Netzknoten zugeordnet.

Abbildung 4-3 zeigt exemplarisch das kumulierte, netzdienliche Flexibilitätspotenzial für Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Hausspeichersysteme pro Netzknoten.

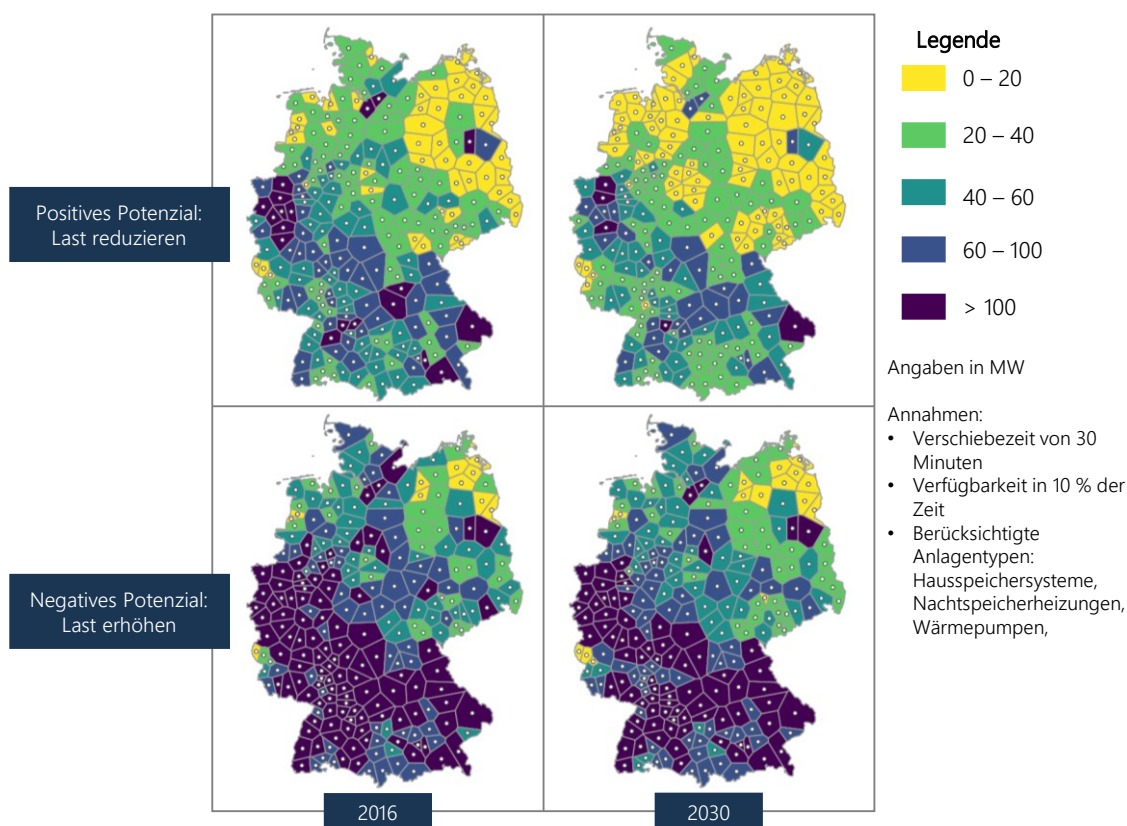


Abbildung 4-3: Netzdienliches Flexibilitätpotenzial für die drei betrachteten Anlagentypen je Höchstspannungsnetz-knoten; Darstellung basierend auf Estermann, Köppl und Ostermann (2020), Gebietszuschnitt nach Fattler (2021, S. 54–56)

Betrachtet man die installierte Leistung und auch das Flexibilitätpotenzial der drei Anlagentypen im Jahr 2030 im Vergleich mit dem Jahr 2016, so fällt auf, dass beide Werte durch die Nachtspeicherheizungen geprägt sind. Durch den Rückbau solcher Anlagen um 4,1 GW bis 2030 kann daher eine Reduktion des Potenzials beobachtet werden. Das pro Netzknoten verfügbare Potenzial ist sehr unterschiedlich: Im Jahr 2030 liegt das durchschnittliche positive Potenzial bei 34 MW pro Netzknoten mit einem Maximum bei 220 MW und weiteren vier Regionen bei über 100 MW. Wie der Dauerlinie in Abbildung 4-2 zu entnehmen ist, fällt das negative Potenzial zur Lasterhöhung größer aus: Der Durchschnittswert im Jahr 2030 wird auf 90 MW abgeschätzt, 81 Regionen weisen ein Potenzial von über 100 MW auf.

Die Analyse zeigt, dass das Potenzial der untersuchten Anlagentypen eine Größenordnung erreicht, mit der diese für eine Nutzung im Netzengpassmanagement in Frage kommen. Darüber hinaus kann angenommen werden, dass das tatsächliche verfügbare Potenzial im Jahr 2030 durch weitere Flexibilitätsoptionen wie die Nutzbarmachung der Ladevorgänge der Elektromobilität und durch Flexibilisierungsmaßnahmen in der Industrie noch höher liegen wird. Eine Darstellung des Flexibilitätpotenzials auf Landkreisebene für die drei untersuchten Anlagentypen und verschiedene Abrufzeiten ist im „Flex-Atlas“ zu finden (vgl. FfE, 2019). Bevor sich Kapitel 5 dem Design eines geeigneten Anreizmechanismus widmet, wird im nächsten Kapitel erläutert, wie die Wirksamkeit von dezentraler Flexibilität auf Netzengpässe zu bewerten ist.

4.2.3 Wirksamkeit dezentraler Anlagen auf Netzengpässe im Verteilnetz

In den bisherigen Analysen dieser Arbeit wird als Hauptgrund für die angestrebte Integration von dezentralen Anlagen genannt, dass dadurch das Angebot gesteigert wird und somit die Kosten sinken können (siehe Netzbetreiber-Anforderung 3 in Kapitel 3.6). Die Verortung der dezentralen Anlagen bietet noch einen zweiten Vorteil: Im heutigen Netzengpassmanagement wird im *Redispatch 2.0* auf Anlagen größer 100 kW zurückgegriffen, auch wenn diese durch ihre Lage im Stromnetz „weit“ vom Engpass entfernt sind und eine schlechte Wirksamkeit aufweisen. Insbesondere in Ringnetzen kann eine Leistungsänderung an einer Anlage je nach Verortung im Netz nur zu einem Bruchteil an Entlastung der überlasteten Leitung führen. Im heutigen Netzengpassmanagement kann dies dazu führen, dass wegen der ungünstigen Lage der vorhandenen Anlagen oft Anlagen mit geringer Wirkung auf den Netzengpass abgeregelt werden, was in der Konsequenz zu einer höheren Abregelung als notwendig führt.

Engelbrecht et al. (2019) bezeichnen den Zusammenhang zwischen der Leistungsänderung an der Anlage und der Entlastung des Netzengpasses als „*Knoten-Zweig-Sensitivität*“, Estermann et al. (2018) nennen den Quotient „*Effektivität einer Leistungsänderung*“. Formel (4-2) beschreibt ihn mathematisch:

$$S_{\text{Knoten-Zweig},i,j} = e_{i,j} = \frac{\Delta P_{\text{Entlastung_Engpass},j}}{\Delta P_{\text{EinsMan_Redispatch},i}} \quad (4-2)$$

$S_{\text{Knoten-Zweig},i,j}$ bzw. $e_{i,j}$: Sensitivität bzw. Effektivität einer Leistungsänderung am Knoten i auf den Zweig j

$\Delta P_{\text{Entlastung_Engpass},j}$: Reduktion der Überlastung am Netzengpass j in kW

$\Delta P_{\text{EinsMan_Redispatch},i}$: Leistungsanpassung am Knoten i durch EinsMan/Redispatch in kW

Engelbrecht et al. (2019) veranschaulichen dies mit realen Daten aus dem Verteilnetz des *NODES-Marktes*: Der strukturelle Netzengpass liegt in einer Leitung im Hochspannungsnetz. Die konventionellen Kraftwerke und die EE-Anlagen in der Umgebung weisen aufgrund ihrer Verortung im Netz niedrige Sensitivitäten auf, die zudem je nach gewählter Anlage stark schwanken. Auf dem *NODES-Markt* wird die Flexibilität eines Industrieparks, der netztopologisch nah am Netzengpass liegt, genutzt. Tabelle 4-2 zeigt die auf den Engpass wirksamen Anlagen und ihre Sensitivitäten.

Tabelle 4-2: Knoten-Zweig-Sensitivitäten auf den exemplarischen Engpass des NODES-Marktes; eigene Darstellung basierend auf Werten aus (Deuchert, 2019; Engelbrecht et al., 2019)

Art der Anlage	Anzahl wirksamer Anlagen	Minimale Sensitivität	Mittlere Sensitivität	Maximale Sensitivität
Freiwillig angebotene Flexibilisierung Industrie	1		0,45	
Konventionelle Kraftwerke	4	0,11	0,29	0,45
Windkraftanlagen	35	0,05	0,11	0,46
PV-Anlagen	22	0,05	0,09	0,27

Das Beispiels des *NODES-Marktes* zeigt, dass die freiwillig angebotene Flexibilität eine höhere Wirksamkeit auf die überlastete Leitung als die meisten anderen Anlagen hat. Somit kann durch eine geringe Leistungsanpassung an der freiwillig angebotenen Flexibilität eine wirkungsvolle Entlastung des Netzengpasses erzielt werden und die anzupassende Leistung ist deutlich geringer als bei den anderen Anlagen.

Diese Beobachtung lässt sich auch anhand der Analysen in der Projektregion des *Altdorfer Flexmarkts* bestätigen. Köppl, Estermann, Springmann und Hofer (2021) erläutern den Einfluss verschiedener Anlagen auf eine Spannungsbandverletzung im Verteilnetz: Die drei großen EE-Anlagen, die historisch für EinsMan-Einsätze genutzt worden sind, haben durch ihre Nähe zum Transformator eine geringe Effektivität zur Entlastung. Bei den wirksamsten Anlagen in diesem exemplarischen Netz wird eine um 20 % höhere Effektivität ermittelt.

Diese Untersuchungen in den beiden beispielhaften Netzen zeigen, dass sich eine Steigerung der für das Netzengpassmanagement verfügbaren Anlagen sich nicht nur durch den damit verbundenen Wettbewerb zu sinkenden Angebotspreisen kostensenkend auswirken kann, sondern auch zu einer Reduktion der zur Entlastung notwendigen Leistungsänderung führen kann.

4.3 Schlussfolgerungen für den Design-Prozess

Das vorhergehende Kapitel zeigt, dass dezentrale Flexibilität mit Anlagentypen wie Wärmeanwendungen, Hausspeichersysteme, Elektrofahrzeuge und die Flexibilisierung der Nachfrage in Gewerbe/Handel/Dienstleistung und Industrie beträchtliches Potenzial zur Lösung von Netzengpässen aufweisen kann. Oftmals ist diese Flexibilität nicht direkt über Fahrpläne zu beschreiben, sondern liegt als implizites Potenzial vor, was erschlossen und anschließend integriert werden muss.

Die durchgeführten Analysen für das Jahr 2030 weisen ein durchschnittliches positives Potenzial von 34 MW pro Netzknoten (Maximum bei 220 MW und Netzknoten mit über 100 MW). Als negatives Potenzial zur Lasterhöhung wird der Durchschnittswert pro Netzknoten auf 90 MW geschätzt. 81 Netzknoten zeigen gar ein Potenzial von über 100 MW. Zusätzlich wird anhand einer Case Study erläutert, dass die Berücksichtigung von dezentraler Flexibilität auch aus netztopologischen Gründen sinnvoll ist, da somit mit

höherer Wahrscheinlichkeit Anlagen mit besserer Wirksamkeit für die Lösung des Netzenspasses zur Verfügung stehen.

Das nächste Kapitel beschäftigt sich mit dem Design eines Koordinationsmechanismus, der als Weiterentwicklung des Netzenspassmanagements die hier beschriebene dezentrale Flexibilität nutzbar macht. Dort wird aus den Erkenntnissen der Umfeldanalyse und den Prämissen aus diesem Kapitel eine detaillierte Anforderungsliste abgeleitet, welche die Grundlage für einen strukturierten Design-Prozess eines neuen Bausteins des Netzenspassmanagements darstellt.

5 Design eines marktbasieren Koordinationsmechanismus für das Netzenpassmanagement

In den vorhergehenden Kapiteln wird erläutert, welche Anforderungen an eine Weiterentwicklung des Netzenpassmanagements bestehen und welchen Beitrag die Erschließung von dezentraler Flexibilität leisten kann. Das folgende Kapitel führt aus, warum ein marktbasierter Koordinationsmechanismus eine adäquate Ergänzung des Netzenpassmanagements ist und wie dieser auszugestalten ist. Es wird ein strukturierter Prozess vorgeschlagen, um die Umsetzbarkeit des Mechanismus und die Effektivität der gewünschten Funktionalitäten sicherzustellen. Das Kapitel startet mit einer Zusammenfassung des bisher identifizierten Weiterentwicklungsbedarfs.

5.1 Anforderungen an die Weiterentwicklung des Netzenpassmanagements

In Kapitel 3.6 sind auf Basis der Umfeldanalyse sieben Anforderungen definiert worden. Diese lassen sich wie folgt verschiedenen Kategorien zuordnen.

Allgemeine Anforderungen

Formale Randbedingungen wie Technologieoffenheit, Diskriminierungsfreiheit und die Kompatibilität zu den energiewirtschaftlichen Rollen aus (BDEW, 2019b) müssen beim Design beachtet werden. Die europäische Gesetzgebung fordert die Integration von marktbasieren Mechanismen in das Netzenpassmanagement, was sich mit der Forderung eines verstärkten Abgleichs zwischen Marktgeschehen und Netzenrestriktionen deckt (Netzbetreiber-Anforderung 2).

Anforderungen der Netzbetreiber

In Kapitel 3 wird gezeigt, dass für ein zukunftsfähiges Netzenpassmanagement das verfügbare Angebot an abrufbaren Anlagen gesteigert werden muss (Netzbetreiber-Anforderung 3). Die daraus resultierende große Anzahl an Flexibilitätsoptionen im Netzenpassmanagement macht skalierbare und robuste Prozesse notwendig, was auch die Abstimmung der Netzbetreiber untereinander miteinschließt (Netzbetreiber-Anforderung 1 und 5). Zusätzlich muss die netztopologische Verortung einer Anlage und ihre Wirksamkeit auf einen Netzenpass berücksichtigt werden (Netzbetreiber-Anforderung 4).

Anforderungen potenzieller Anbieter von Flexibilität (vgl. Klempp, Heilmann et al., 2020, S. 54–55)

Auch die Anbieter von Flexibilität haben verschiedene Anforderungen. Hier ist zuerst die Freiwilligkeit der Teilnahme zu nennen. Gerade bei der Integration von lastseitiger Flexibilität ist eine verpflichtende Teilnahme nur schwer möglich, weil hier die Kostenstruktur sehr heterogen ist. Zudem ist der direkte Eingriff in das Verbrauchsverhalten bedenklich, weil so das Produktionsverhalten beeinträchtigt oder die Verfügbarkeit von elektrischen Geräten eingeschränkt wird. Daher ist insbesondere für lastseitige Flexibilität die Freiwilligkeit der Teilnahme anzuraten. Für Anbieter von Flexibilität ist darüber hinaus entscheidend, dass die Vermarktung von Flexibilität für das Netzengpassmanagement einen geringen Zusatzaufwand im Vergleich zur bestehenden Vermarktung bedeutet. Dies bedingt ein hohes Maß an Standardisierung der Schnittstellen. Eine Erläuterung dieser Anforderungen und weitere Aspekte aus der Perspektive möglicher Anbieter sind bei Klempp, Heilmann et al. (2020, S. 54–55) zu finden.

Neben diesen grundsätzlichen Anforderungen lassen sich auf Basis der bisherigen Analysen und der Literatur einige netztechnische Anwendungsfälle identifizieren, welche ein weiterentwickeltes Netzengpassmanagement abdecken soll. Diese sind in Tabelle 5-1 aufgeführt.

Tabelle 5-1: Typische Anwendungsfälle eines weiterentwickelten Netzengpassmanagements

Anwendungsfall	Ursache	Lösungsoptionen im Status Quo	Weiterentwicklungspotenzial	Herleitung
Flex-Abwurf durch VNB (erzeugung-induziert)	PV-Einspeisung	EinsMan	Zusätzliche Integration von Erzeugungsanlagen < 100 kW	Kapitel 3.2 und 3.5
Flex-Abwurf durch VNB (lastinduziert)	Last von elektrifizierten Verbrauchern	AbLaV, § 14a EnWG	Zusammenführen der heutigen Mechanismen mit dem Netzengpassmanagement	Kapitel 3.2 und 3.5
Flex-Abwurf durch ÜNB	Meist Windeinspeisung	EinsMan, <i>Redispatch 2.0</i>	Zusätzliche Integration Erzeugungseinheiten < 100 kW, Erschließung von Lasten	Kapitel 3.4.2
Gemeinsamer Flex-Abwurf von ÜNB & VNB	Siehe obige drei Anwendungsfälle	EinsMan, <i>Redispatch 2.0</i>	Zusätzliche Integration Erzeugungseinheiten < 100 kW, Erschließung von Lasten	Kapitel 3.4.2
Flex-Vermarktung unter Netzrestriktionen		Derzeit nicht Teil des Netzengpassmanagements	Mechanismus heute nicht etabliert	Kapitel 3.4.3

Diese Anwendungsfälle werden im weiteren Verlauf bei der abschließenden Bewertung wieder herangezogen. Im Folgenden werden die Grundlagen für den weiteren Entwicklungsprozess erläutert.

5.2 Grundlagen für den Design- und Umsetzungsprozess

Vor dem eigentlichen Entwicklungsprozess und der Wahl geeigneter Methoden werden die Mehrwerte von marktlichen Mechanismen und plattformbasierten Ökosystemen für das in dieser Arbeit identifizierte Anforderungsprofil herausgearbeitet.

5.2.1 Marktliche Mechanismen für eine effiziente Allokation

Die vorliegende Arbeit hat in den vorhergehenden Kapiteln erörtert, dass im Kontext des Netzengpassmanagements in Zukunft eine erhöhte Nachfrage seitens der Netzbetreiber zu erwarten ist und gleichzeitig auch das Angebot durch dezentrale Flexibilität zunehmen wird. In der volkswirtschaftlichen Literatur wird das Aufeinandertreffen von Angebot und Nachfrage als Markt bezeichnet. In den Wirtschaftswissenschaften werden für die Entstehung von Märkten (und auch anderen sozialen und ökonomischen Institutionen) verschiedene Ansätze diskutiert: Foss (1996, S. 80) argumentiert, dass diese entweder spontan als Ergebnis eines kulturell-evolutionären Prozesses, häufig nach dem Prinzip *Trial & Error*, entstehen können. Als zweite Möglichkeit wird genannt, dass der Markt durch deduktive, bewusste Prozesse ausgestaltet wird (vgl. Smith, 2003, S. 467). Dabei wird oft festgestellt, dass übergeordnete Zielsetzungen fernab der direkten Interessen der Akteure nur durch einen bewussten Design-Prozess berücksichtigt werden. Das Marktdesign hat die Aufgabe, durch Regeln und Anreize die Interessen der beteiligten Akteure mit denen des Marktarchitekten bzw. des Marktingenieurs abzugleichen (vgl. McElroy, 1998). Diese Ausführungen zeigen, dass für den NEM-Markt, der in dieser Arbeit entwickelt wird, eine evolutionär-spontane Entstehung nicht zielführend ist, sondern ein bewusster Design-Prozess notwendig ist, um alle Anforderungen und Randbedingungen zu beachten. Neumann (2004, S. 80) begründet die Wahl eines bewussten Designs für elektronische Märkte im Allgemeinen.

Die grundsätzliche Definition eines Marktes ist in der Literatur meist sehr offen gefasst. Ein Markt kann daher auch regulierte Elemente enthalten und bedingt nicht zwangsläufig eine freie Preisbildung. Ein gängiger Mechanismus zur Allokation von Angebot und Nachfrage sind Auktionen auf Basis von Geboten der Teilnehmenden (vgl. McAfee & McMillan, 1987). Für den Energiemarkt legt die Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt (2019) fest, dass Marktmechanismen transparent und diskriminierungsfrei sein sollen.

Durch diese Eigenschaften sind marktliche Mechanismen eine sinnvolle Ergänzung des bestehenden, stark regulierten Netzengpassmanagements. Die Freiwilligkeit eines Marktes ermöglicht die Erschließung dezentraler Flexibilitätsoptionen, die durch das regulierte System nicht abgedeckt werden, und lässt die Entscheidungshoheit über einen Einsatz der Flexibilität bei den jeweiligen Anbietern. Diese Tatsache ist insbesondere für flexible Verbrauchseinrichtungen von Relevanz, da hier aufgrund der sehr heterogenen Struktur möglicher Anbieter eine kostenbasierte Bepreisung nicht möglich ist. Sollen flexible Lasten in das Netzengpassmanagement integriert werden, ist daher ein Mechanismus über Anreize und eine freiwillige Teilnahme notwendig.

Auf den Spotmärkten wird der Marktmechanismus durch den Preis gesteuert und das Marktergebnis hängt von keinen weiteren Parametern ab. Dieser Ansatz muss für einen netzdienlichen Handel, wie er im Netzengpassmanagement angedacht ist, erweitert

werden, da beim sogenannten Matching von Angebot und Nachfrage weitere Parameter eine wichtige Rolle spielen:

- Das Netzengpassmanagement ist für die Netzbetreiber als Notfallmaßnahme konzipiert, um eine Überlastung der Infrastruktur zu verhindern. Daher muss die Zuverlässigkeit der Erbringung beachtet werden. Dies könnte als Bedingung in der Gebotserstellung über eine Präqualifikation oder eine ex-post-Pönalisierung erfolgen. Die von den Netzbetreibern bevorzugte Lösung ist die Weiterführung bestehender Netzengpassmanagementmaßnahmen bei einer Optimierung und Erweiterung der Prozesse. Damit ergänzt ein marktlicher Mechanismus das Netzengpassmanagement, während die bestehenden Optionen als Notfallmaßnahmen weiterhin zur Verfügung stehen, für den Fall, dass der Lösungsbeitrag des marktlichen Mechanismus nicht ausreicht (vgl. Klempp, Heilmann et al., 2020, S. 61).
- In der Beurteilung, welchen Beitrag eine Flexibilitätsoption bei der Lösung eines Netzengpasses leistet, ist ihre netztopologische Verortung essenziell. Diese wurde bereits in Kapitel 4.2.2 ausgeführt. Die Wirksamkeit einer Flexibilitätsoption muss im Matching berücksichtigt werden, die Gebote benötigen dafür eine regionale Komponente.
- Das Netzengpassmanagement findet mittlerweile häufig über mehrere Netzebenen hinweg statt (siehe Kapitel 3.4). Dadurch besteht die Gefahr, dass ein Flexibilitätsabruf für eine überlagerte Netzebene einen Engpass in der unterlagerten Netzebene auslöst. Für einen effizienten Mechanismus sollen daher mögliche Restriktionen der unteren Spannungsebenen hinterlegt werden können.

In den Wirtschaftswissenschaften werden solche Märkte, bei denen verschiedene Parameter in den Auswahlprozess integriert werden, als „*Matching-Markt*“ bezeichnet (vgl. Roth & Schmidt, 2017).

Für das Netzengpassmanagement zeigt Abbildung 2-2 einen Überblick über die grundsätzlichen Funktionalitäten des neu zu schaffenden Netzengpassmanagement-Marktes (kurz NEM-Markt).

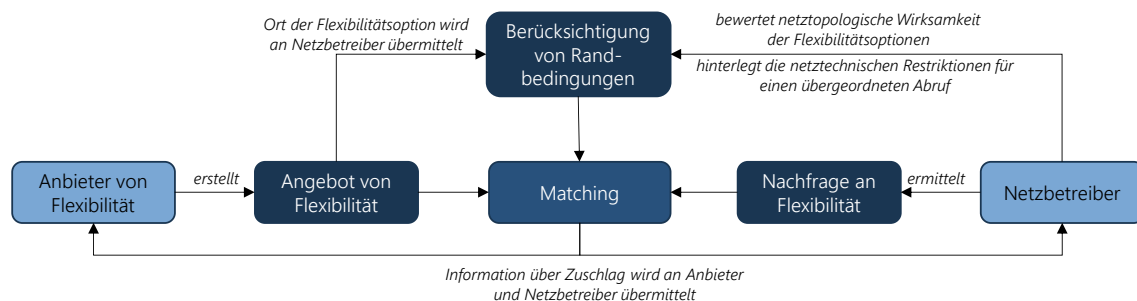


Abbildung 5-1: Grundsätzliche Funktionalitäten des NEM-Markt; eigene Darstellung basierend auf (Klempp, Heilmann et al., 2020, S. 26; Zeiselmaier & Köppl, 2021)

Der NEM-Markt führt die Angebote von Flexibilität und die Nachfrage der Netzbetreiber im Matching zusammen. Bei diesem Prozess werden Randbedingungen wie die Wirksamkeit auf einen Netzengpass und mögliche Restriktionen mit in den Entscheidungsprozess integriert.

Das nächste Kapitel erweitert die Betrachtung des NEM-Marktes um die technologische Architektur.

5.2.2 Plattform als technologische Architektur

Das Netzengpassmanagement wird perspektivisch eine deutlich größere Zahl an Anlagen berücksichtigen müssen. Zusätzlich wird der Interaktionsgrad der Netzbetreiber untereinander zunehmen: Zum einen führt das größere Aufkommen von Netzengpassmanagementmaßnahmen im Allgemeinen zu mehr Aktivität bei der Engpassbewirtschaftung. Zum anderen wird es zum Regelfall werden, dass verschiedene Netzbetreiber auf dieselben Anlagen zugreifen müssen. Diese Aspekte resultieren in einem deutlich gesteigerten Koordinationsbedarf, einer verstärkten Vernetzung der Akteure untereinander und einer steigenden Bedeutung der Kommunikation. Für die Interaktion von mehreren Anbietern und Nachfrage sind Plattform-Strukturen grundsätzlich geeignet. Gawer (2014) führt aus, dass Plattformen aus theoretischer Perspektive zweiseitige Märkte sind, was dem grundsätzlichen Aufbau des NEM-Marktes in Abbildung 5-1 entspricht. Gleichzeitig stellen Plattformen eine technologische Architektur hinter dem Markt dar, was im Folgenden weiter erläutert wird.

Plattformen sind im Energiebereich eine organisatorische Innovation und ein potenzielles Geschäftsmodell, da sie es ermöglichen können, bei imperfekter oder begrenzter Information Angebot und Nachfrage zu koordinieren und die höchstmögliche Effizienz zu erreichen (vgl. Duch-Brown, 2017; Duch-Brown & Rossetti, 2020). Der Grundaufbau von Plattformen ist oft vergleichbar und umfasst mindestens vier Akteure:

- Die ersten beiden Akteure sind bereits aus dem NEM-Markt bekannt: Es werden Anbieter (von Waren, Dienstleistungen, Inhalten oder Anwendungen - im vorliegenden Fall von Flexibilität) und Nachfrager benötigt.
- Ein wirtschaftlicher Plattformbetreiber als Eigentümer hat ein ökonomisches Interesse daran, die Plattform zu betreiben.
- Der technische Plattformbetreiber (auch Provider genannt) stellt *„den technologischen Aufbau, die Implementierung und den einwandfreien Betrieb der IT-Infrastruktur und deren Schnittstellen für die Plattform“* bereit (Bendig et al., 2019). Der technische Plattformbetreiber agiert zudem über das Frontend als Schnittstelle zum Nutzer.

Analog zum heutigen Redispatch-Prozess, bei dem ein branchenweites Verständnis der Prozesse mit zueinander kompatiblen Schnittstellen angestrebt wird (siehe BDEW, 2019a, S. 3), sind interoperable Prozesse auch für NEM-Märkte anzuraten, was Auswirkungen auf die beiden Betreiberarten hat.

Das mögliche Aufgabenspektrum von Plattformen kann wie folgt beschrieben werden:

„Sie führen entweder alle Informationen in einer zentralen Datenbasis zusammen oder integrieren dezentral bereitgestellte Dienste und Daten zu einer virtuellen Plattform. Dabei übernehmen sie ggf. Transaktionsleistungen wie zum Beispiel Preisverhandlung, Vertragsschließung, Rechnungsstellung, Versand oder Kundenservice. Sie legen Nutzungsbedingungen fest und geben damit den Interaktionsrahmen mit Anwendern/Nutzern vor.“ (Bendig et al., 2019, S. 6)

Diese Aspekte sind auch bei der technischen Implementierung eines NEM-Marktes anzuraten. Der Transfer der Plattform-Architektur in das Netzengpassmanagement wird bei Köppl, Estermann, Springmann und Hofer (2021) anhand eines einfachen Beispiels ausgeführt: Im Netzengpassmanagement müssen in Zukunft Flexibilitätsanbieter der Anzahl n mit m Netzbetreibern Informationen, beispielsweise über Flexibilitätspotenziale, austauschen. Realisiert man diesen Informationsaustausch über eine Netzwerkstruktur ohne zentrale Plattform, sind $n*m$ Kommunikationsverbindungen zwischen den Akteuren notwendig. Ist dagegen im Konzept eine zentrale Plattform enthalten, die über sternförmige Verbindungen alle Akteure anbindet, müssen die Akteure nicht mehr untereinander kommunizieren, sondern nur noch direkt mit der Plattform. Diese ergibt $n+m$ Verbindungen. Da auch die Ermittlung des Bedarfs an Netzengpassmanagementmaßnahmen zentral erfolgt, weisen hier der Anwendungsfall und die technische Architektur vergleichbare Charakteristiken auf. Eine gemeinsame Plattform reduziert darüber hinaus die Redundanzen bei der Datenhaltung und erleichtert auch die Behebung von Inkonsistenzen bei den integrierten Daten.

Diese Ausführungen lassen die Schlussfolgerung zu, dass eine Plattformlösung eine geeignete Architektur für das Netzengpassmanagement ist. Der NEM-Markt aus Kapitel 5.2.1 wird daher in Abbildung 5-2 zu einer NEM-Plattform erweitert. Zusätzlich werden die oben erläuterten zusätzlichen Akteure und Funktionalitäten integriert.

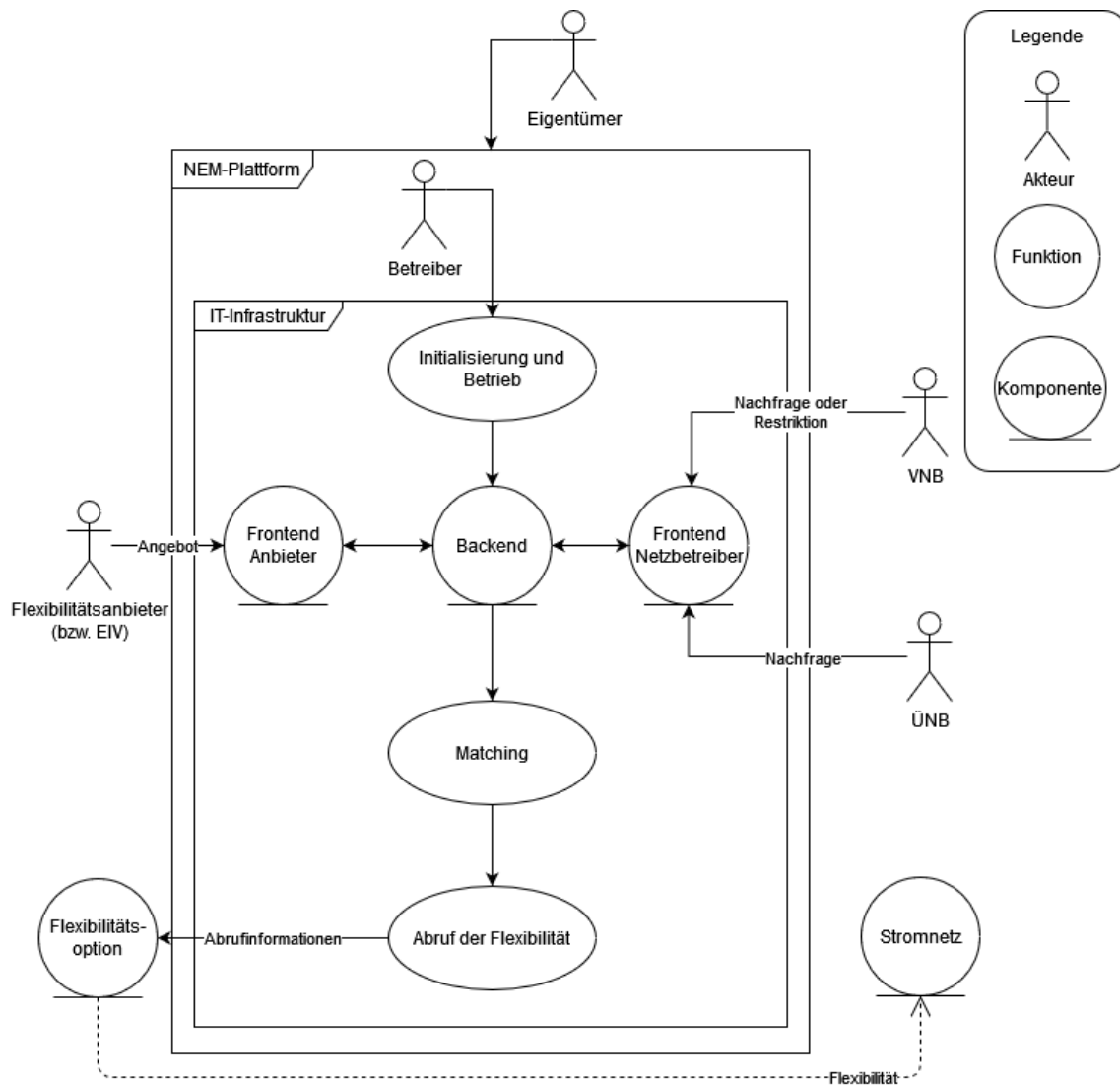


Abbildung 5-2: Grobkonzept der NEM-Plattform mit erweiterten Grundfunktionalitäten und Akteuren in UML-Notation; eigene Darstellung basierend auf Köppl, Estermann, Springmann und Hofer (2021)

Mit dieser Basisdarstellung des Aufbaus einer NEM-Plattform ist der Grundstein für den weiteren Design-Prozess gelegt. Bevor auf den Design-Prozess mit der Auswahl geeigneter Werkzeuge noch tiefer eingegangen wird, gibt das folgende Kapitel einen Überblick über Ansätze in der Literatur und in Pilotprojekten.

5.2.3 Literaturübersicht von marktbasierten Ansätzen für das Netzengpassmanagement

Die Fragestellung nach einer marktbasierter Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements wird seit einiger Zeit in einer Vielzahl von Forschungsprojekten und Umsetzungspiloten adressiert. Die Literatur bezeichnet diese neu entstandene Art von marktbasierter Konzepten für den netzdienlichen Abruf von Flexibilität als „*Smart Markets*“ (Agora, 2017b), „*Local Markets for Flexibility*“ (Radeke et al., 2019), „*regionale Flexibilitätsmärkte*“ (VDE, 2014), „*Market-Based Redispatch*“ (Hirth & Schlecht, 2018) oder „*FlexPlattformen*“ (Klempf, Heilmann et al., 2020). Bei einer genaueren Analyse stellt man

fest, dass diese Projekte neben der Heterogenität in der Bezeichnung auch in den Details der Ausgestaltung deutliche Unterschiede aufweisen. In der Literatur sind daher eine Vielzahl an Meta-Studien über die verschiedenen Ausprägungen der Projekte zu finden (siehe beispielsweise Anaya & Pollitt, 2021; Köppl et al., 2019; Radeke et al., 2019; Zeiselmaier & Köppl, 2021).

Im Zuge dieser Arbeit soll keine weitere Meta-Studie erfolgen. Es werden auf Basis der bestehenden Arbeiten ausgewählte Projekte im Kontext des Netzengpassmanagements untersucht und ihre Eigenschaften strukturiert abgebildet, um Ähnlichkeiten und Differenzierungen zu erkennen. Für eine vergleichende Darstellung solcher Kombinationen aus Ausprägungen verschiedener Merkmale bietet sich ein *Morphologischer Kasten* an. Diese heuristische Methode wird von Zwicky (1957) erstmals beschrieben und eignet sich zum Vergleich verschiedener Kombinationen. Ein Anwendungsbeispiel für die Netzplanung findet sich bei Samweber et al. (2015).

Als Untersuchungsgegenstände werden die Projekt *Da/RE*, der *NODES-Markt*, die *comax-Plattform* und der *enera-Flexmarkt* ausgewählt, da diese einen Erkenntnisgewinn für die Ausgestaltung der NEM-Plattform versprechen:

- Die Plattform *Da/RE* ist ein Umsetzungsprojekt des *Redispatch 2.0* und stellt damit eine Lösung dar, die sehr nah an der heutigen Regulatorik ist (vgl. TransnetBW & Netze BW GmbH [Netze BW], 2018).
- Der *NODES-Markt* ist ein Pilotprojekt mit speziellem Fokus auf das Verteilnetz. Die Voraussetzungen sind vergleichbar mit der Projektregion aus Kapitel 2.2 (vgl. Engelbrecht et al., 2019).
- Die *comax-Plattform* ist als Konzept der TenneT aus der ÜNB-Perspektive motiviert und enthält dadurch Prozesse, die bereits mit anderen ÜNB harmonisiert sind (Beschreibung in DIN, 2020, S. 23–26; Köppl, Zeiselmaier et al., 2020, S. 103).
- Der *enera-Flexmarkt* wird von der EPEX Spot betrieben und weist Parallelen zum Intraday-Markt auf (vgl. Goldkamp & Schallenberg, 2020).

Abbildung 5-3 zeigt den resultierenden *Morphologischen Kasten*. Die ausgewählten Parameter und Ausprägungen fußen auf den oben beschriebenen Meta-Studien. Die Projekte werden als Pfade zwischen den einzelnen Parameter beschrieben. Aus Gründen der Lesbarkeit wird auf die Pfaddarstellung verzichtet, wenn bei einem Parameter mehrere Ausprägungen möglich sind.

5. Design eines marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement

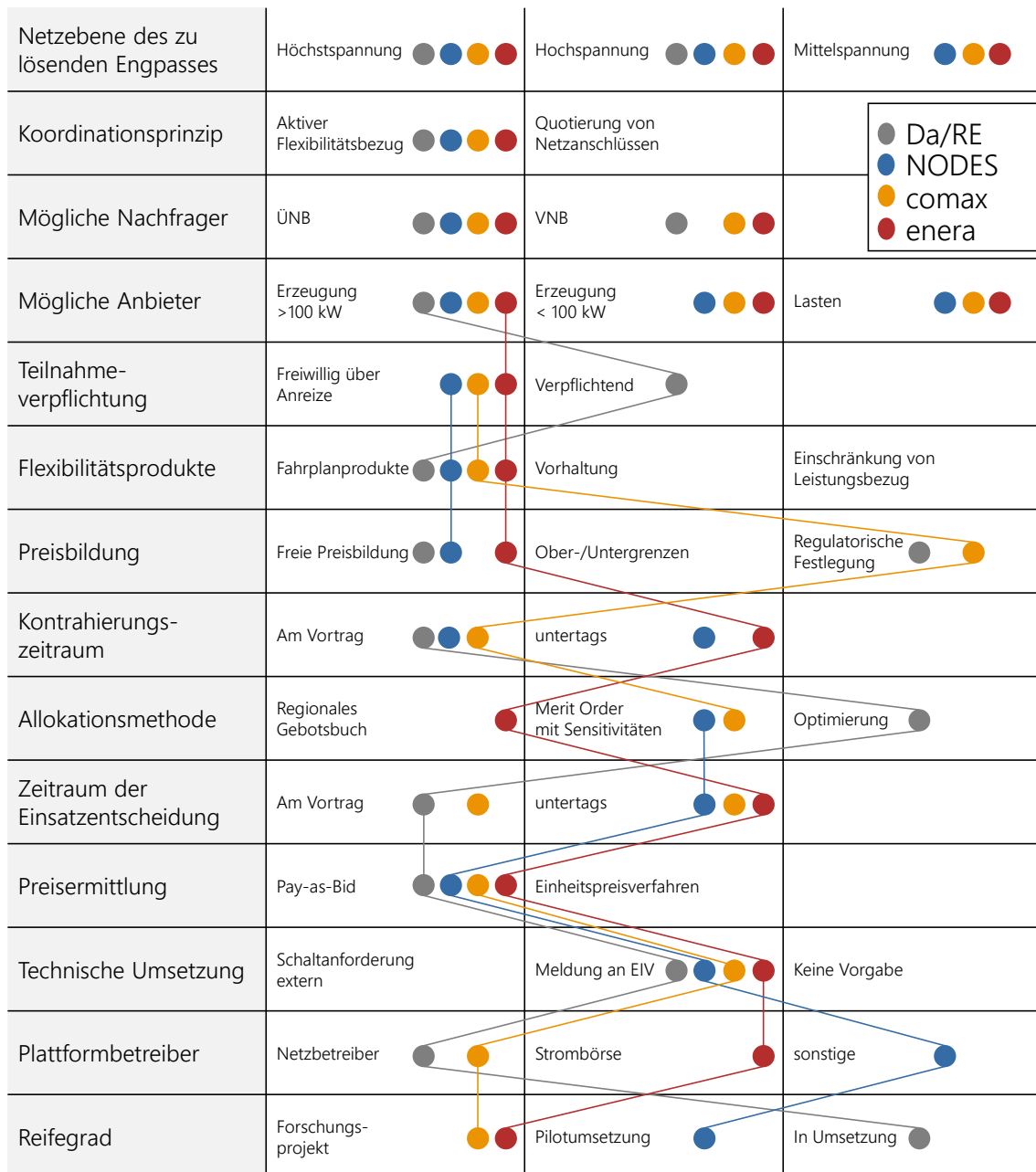


Abbildung 5-3: Ausgewählte Projekte für das marktbasierte Netzengpassmanagement als Morphologischer Kasten; eigene Darstellung nach den oben genannten Quellen und den Hintergrundinformationen bei (Radeke et al., 2019; Zeiselmair & Köppl, 2021)

Mit Blick auf diesen *Morphologischen Kasten* lässt sich feststellen, dass sich die Projekte in vielen Parametern deutlich voneinander unterscheiden. Insbesondere bei der Produktgestaltung (Teilnahmeverpflichtung, Preisbildung) und dem Marktmechanismus (Allokationsmethode, Zeiträume) finden sich im Detail verschiedene Herangehensweisen. Diese werden auch in den oben genannten Meta-Studien genauer ausgeführt.

Für den weiteren Ausgestaltungsprozess der hier zu entwickelnden NEM-Plattform bedeutet dies, dass es für viele Aspekte keine klare Tendenz gibt und die jeweilige Fragestellung spezifisch beantwortet werden muss. Das nächste Kapitel gibt einen Überblick, welche Werkzeuge für die Ausgestaltung zur Verfügung stehen.

5.3 Werkzeuge für den Design-Prozess

„Marktdesign ist die Kunst, Institutionen so auszugestalten, dass die Verhaltensanreize für individuelle Marktteilnehmer mit den übergeordneten Zielen des Marktarchitekten im Einklang stehen“ (Ockenfels, 2018).

Das Grundlagenkapitel zeigt, dass für die Anforderungen eines zukunftsfähigen Netzengpassmanagements ein strukturierter Design-Prozess notwendig ist. Die angestrebte NEM-Plattform enthält verschiedene Elemente, die im Zuge des Prozesses ausgestaltet werden müssen.

Hierzu wird auf das *Market-Engineering-Framework* zurückgegriffen (vgl. Neumann, 2004; Weinhardt et al., 2003). In diesem Framework wird das aus den Ingenieurwissenschaften bekannte Vorgehen (vgl. acatech, 2013, S. 13) auf die Schaffung elektronischer Märkte angewandt und spezifiziert. Dieses Framework wird in Kapitel 5.3.1 als Grundlage für die vorliegende Arbeit herangezogen und um weitere Elemente ergänzt. Als Erweiterung insbesondere für die Ablaufspezifikationen und Systembeschreibungen dient in Kapitel 5.3.2 die *Use-Case-Methodik* (vgl. CEN et al., 2014a).

5.3.1 Market-Engineering-Framework

In den Kapiteln 5.2.1 und 5.2.2 ist erläutert worden, dass insbesondere bei elektronischen Märkten wie der hier diskutierten NEM-Plattform ein bewusster Design-Prozess durchgeführt werden muss. Neumann (2004) erläutert, dass dieser Prozess für elektronische Märkte weiter gefasst werden muss als für mikroökonomische Systeme üblich: Neben den Verhaltensregeln für die Teilnehmenden zählen dazu neben den Handelsregeln auch eine Definition des Transaktionsobjekts und konkrete Umsetzungs- und Anwendungsregeln. Diese Elemente beeinflussen anschließend das Verhalten der Akteure (oder auch Agenten, wie sie in den Wirtschaftswissenschaften genannt werden) und damit mittelbar auch das sich ergebende Marktergebnis. Unter diesen Elementen bestehen zudem vielfältige Wechselwirkungen. Der Entstehungsprozess eines funktionierenden Systems ist damit von hoher Komplexität geprägt. Ökonomische Randbedingungen und übergeordnete Zielsetzungen, beispielsweise aus der Politik, erschweren den Prozess. Es ist darüber hinaus möglich, dass die Funktionsfähigkeit des Systems durch andere Institutionen bzw. Institutionen auf höheren Ebenen eingeschränkt wird. Hierzu zählen etwa gesetzliche Vorgaben, welche unmittelbaren Einfluss auf die Ausgestaltung der einzelnen Elemente und das Agentenverhalten haben. Auch der potenzielle Wettbewerb zwischen verschiedenen elektronischen Märkten beeinflusst das Agentenverhalten innerhalb der einzelnen Märkte wesentlich (weitere Details bei Neumann, 2004).

Letzteres spielt mit Blick auf die NEM-Plattform eine große Rolle, da die dafür erschlossene Flexibilität grundsätzlich auch auf anderen Handelsplätzen genutzt werden könnte.

Die Vielzahl an Marktelementen und ihre zahlreichen Wechselwirkungen werfen die Frage nach einer sinnvollen Vorgehensweise zur Ausgestaltung auf. Zudem sind elektronische Märkte gerade im Kontext der Energiewirtschaft in vielen Bereichen noch nicht lange etabliert, wodurch ein Lernen von bestehenden Ansätzen nur schwer möglich ist.

Die Literaturübersicht in Kapitel 5.2.3 bestätigt diesen Eindruck. Dort wurde gezeigt, dass sich ein Großteil der behandelten Projekte im Konzept- oder Pilotstadium befindet.

Diese komplexe Ausgangslage deckt sich mit einer Situation, wie sie in den Ingenieurwissenschaften oft beobachtet werden kann: Im Zentrum der zu beantwortenden Frage steht nicht ausschließlich das angestrebte Ergebnis, sondern auch der Weg dorthin, der einen planvollen und kreativen Gestaltungsprozess benötigt. Huber, Köppl et al. (2018) führen aus, dass das *Market-Engineering* für den Kontext des Netzengpassmanagements eine geeignete Methodik ist, um mit den dort enthaltenen Methoden den Design-Prozess zu unterstützen. Dort wird auf Basis eines von Mengelkamp et al. (2018) für die Konzipierung eines lokalen Energiemarktes weiterentwickelten *Market-Engineerings* ein vergleichbares System für das Netzengpassmanagement entworfen. Huber, Köppl et al. (2018) nehmen die Kompatibilität zum deutschen Strommarkt und den rechtlich-regulatorischen Rahmen als Anforderung in den Design-Prozess auf.

Die vorliegende Arbeit orientiert sich an dieser Vorgehensweise, ergänzt sie jedoch an einigen Stellen. Im Folgenden wird zunächst das *Market-Engineering* in seiner ursprünglichen Ausgestaltung beschrieben.

5.3.1.1 Einführung in das Market-Engineering

Weinhardt und Gimpel (2007) gliedern das *Market-Engineering* in zwei wesentliche Teile:

- Zum einen gibt es das zu gestaltende Objekt des *Market-Engineerings*, das aus bestimmten Elementen besteht, die ausgestaltet werden müssen.
- Zum anderen gibt es den *Market-Engineering-Prozess*, der den Design-Prozess im Sinne des *Market-Engineerings* strukturiert.

Das *Market-Engineering-Objekt* ist in Abbildung 5-4 zu finden. Dort wird die Darstellung als Haus gewählt (daher auch *Market-Engineering-House*).

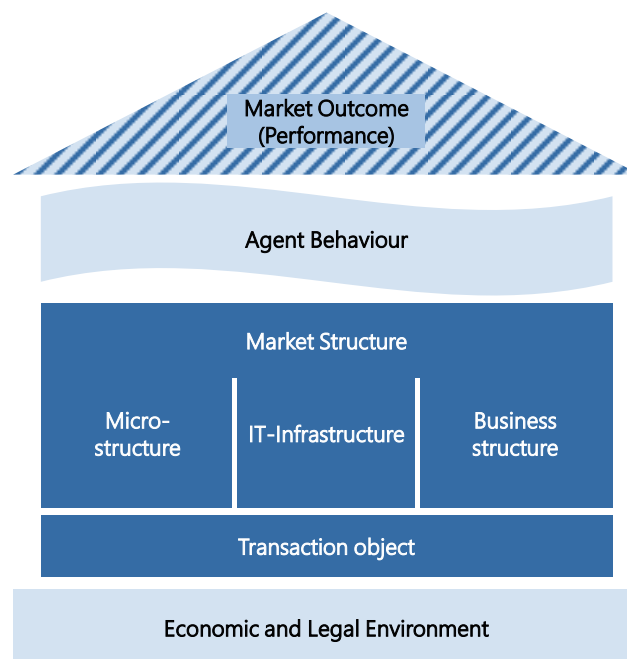


Abbildung 5-4: Ursprüngliches Market-Engineering-House; eigene Darstellung nach (Neumann, 2004; Weinhardt et al., 2003)

Im Wesentlichen bietet das *Market-Engineering-House* einen statischen Blick auf die zentralen Elemente des Marktes, die ein Marktingenieur bei der Gestaltung - dem Engineering - eines Marktes berücksichtigen muss. Diese sind bei Weinhardt et al. (2003) wie folgt beschrieben:

Einen Rahmen für diese Elemente bildet die sozio-ökonomische und rechtliche Umgebung (Darstellung in hellblau). Diese Umgebung kann nicht beeinflusst werden, sondern müssen diese als Voraussetzung annehmen und im Design berücksichtigen. So muss das Design innerhalb des rechtlichen Rahmens möglich sein und den kulturellen Hintergrund inklusive spezieller Normen berücksichtigen.

Im Kern der Ausgestaltung stehen das Transaktionsobjekt sowie die Marktstruktur (Darstellung in dunkelblau). Diese Elemente werden unmittelbar ausgestaltet und unterliegen so der größten Kontrolle im Design-Prozess. Insbesondere die Marktstruktur bietet viele Ausgestaltungsmöglichkeiten und setzt sich aus drei voneinander unabhängigen Elementen zusammen:

- Unter die Mikrostruktur des Marktes fallen der eigentliche Marktmechanismus mit der Gebotssprache, der Allokation von Angebot und Nachfrage und die Preisbildung der Auktionen.
- Die IT-Infrastruktur bezeichnet die technische Umsetzung und die zugehörige Hard-/Software.
- Die Geschäftsstruktur erweitert die Betrachtung um Betreiberkonzepte und die Geschäftsmodelle für den Betrieb des Marktes.

Das Dach repräsentiert das gewünschte Marktergebnis, welches die für die Marktgestaltung verantwortliche Person anstrebt (gestrichelt dargestellt). Die Marktstruktur beeinflusst das Marktergebnis lediglich indirekt: Das Marktergebnis (Darstellung in hellblau) ergibt sich erst durch das Verhalten der Marktteilnehmer (Agenten), welches wiederum von der Ausgestaltung/dem Design des Transaktionsobjektes und der Marktstruktur abhängt (vgl. Weinhardt et al., 2003).

„Mit anderen Worten definiert der Market Engineer mit der Marktstruktur Art und Umfang seiner Dienstleistung und legt Anreizstrukturen für die Marktteilnehmer fest. Für die resultierende Allokation und das daraus entstehende Marktergebnis ... bzw. die Marktqualität ist das Verhalten der Marktteilnehmer, die als exogene Faktoren in die Dienstleistungserstellung einbezogen sind, verantwortlich“. (Weinhardt, 2006)

Die hier beschriebene Methodik wurde in der Vergangenheit in verschiedenen Kontexten beim Design von elektronischen Märkten eingesetzt. Hierzu sind Immobilienmärkte bei Krause und Kunzelmann (2005) oder die Weiterentwicklung von Wertpapierhandel bei Weinhardt (2006) zu nennen. Im folgenden Kapitel wird die Methodik auf die Anforderungen des Netzengpassmanagements adaptiert.

5.3.1.2 Adaption des ursprünglichen Market-Engineering-House

Für die vorliegende Fragestellung kann das *Market-Engineering-House* um zwei Bausteine erweitert werden:

- Technische Randbedingungen: Das MsbG und die daraus resultierenden Prozesse im Kontext der iMSys geben einige Aspekte insbesondere für die technische Anbindung vor. Durch die Berücksichtigung kleinteiliger Anlagen stehen Anlagen, die unter das MsbG fallen, im Fokus dieser Arbeit.
- Schnittstelle zu anderen Märkten: Die Literaturübersicht in Kapitel 5.2.3 hat gezeigt, dass für das Netzengpassmanagement auch die Flexibilität von Anlagen genutzt werden kann, die grundsätzlich auch auf anderen Marktplätzen genutzt wird. In diesem Fall kann es zu unerwünschtem Gebotsverhalten der Teilnehmenden kommen (vgl. Hirth & Schlecht, 2018). Um hier mögliche negative Auswirkungen zu begrenzen, ist es anzuraten, die Schnittstelle explizit zu adressieren.

Damit resultiert folgendes *Market-Engineering-House* in Abbildung 5-5.

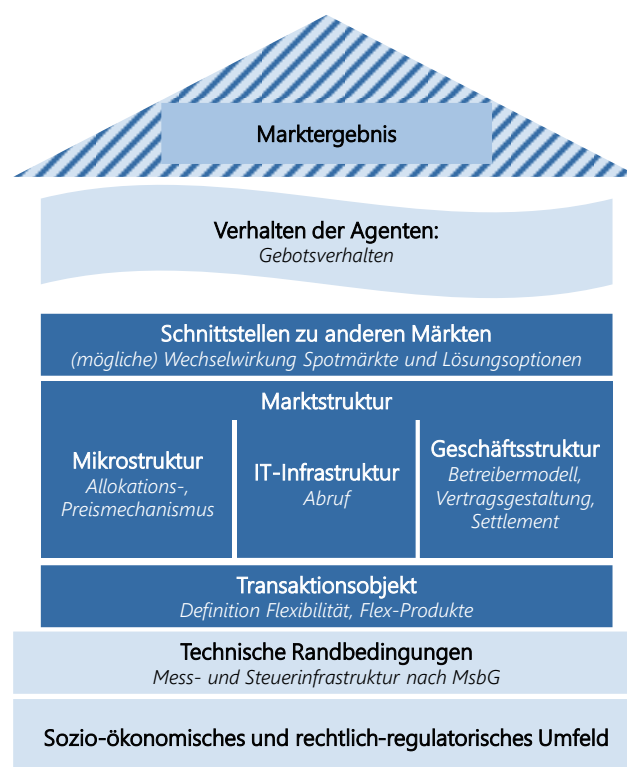


Abbildung 5-5: Adaption des Market-Engineering-House auf den Untersuchungsgegenstand; eigene Darstellung nach (Neumann, 2004; Weinhardt et al., 2003) mit Anpassungen nach (Krause & Kunzelmann, 2005; Mengelkamp, 2019) und eigenen Ergänzungen

An dieser Stelle kann bereits das gewünschte Marktergebnis und damit die Zielsetzung der NEM-Plattform spezifiziert werden. Die übergeordnete Forschungsfrage der Arbeit zielt auf eine Weiterentwicklung und grundsätzliche Verbesserung des Netzengpassmanagements ab. Durch die Umfeldanalyse und die Anforderungen in Kapitel 5.1 kann die Zielsetzung der NEM-Plattform weiter konkretisiert werden. Aus Sicht der Netzbetreiber soll die Etablierung einer solchen Plattform das Angebot für das Netzengpassmanagement erhöhen und die Kosten reduzieren. Dazu soll die Plattform bislang ungenutzte Flexibilitätspotentiale für die Behebung von Netzengpässen nutzbar machen. Als messbare Kenngrößen für die Zielerreichung sind damit die Kosten für das Netzengpassmanagement im Allgemeinen und die Anzahl der beteiligten Anlagen denkbar.

Alle dunkelblau hinterlegten Elemente stellen die direkt beeinflussbaren Bestandteile dar (siehe Kapitel 5.4). Auch zu dem Verhalten der Agenten, der Umfeldanalyse und den technischen Randbedingungen werden dort weitere Aspekte in den Design-Prozess integriert. Zuvor wird aus einem weiteren Teil des *Market-Engineering-Frameworks* der Design-Prozess abgeleitet.

5.3.1.3 Der Market-Engineering-Prozess als Grundlage für den Design-Prozess der NEM-Plattform

Neben der statischen Ex-Ante-Ausgestaltung der einzelnen Marktelemente erfordert ein planvolles Design mit anschließender Einführung eines Marktes einen strukturierten Prozess. Weinhardt et al. (2003) führen zu diesem Zweck den *Market-Engineering-Prozess* ein. Dabei handelt es sich um einen sequenziellen Prozess, der der *Wasserfallmethode* aus dem Projektmanagement oder dem *Software-Engineering* ähnelt (vgl. Royce, 1987):

- Der Prozess startet mit einer Umfeldanalyse, die auf Basis der sozio-ökonomischen, technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen und der Interessen der beteiligten Akteure die Zielsetzung spezifiziert.
- Die Kenntnis der vielfältigen Anforderungen ermöglicht in der Design-Phase eine adäquate Festlegung des Transaktionsobjekts, der Marktstruktur mit den zugehörigen Regeln und Elementen. Daraus kann ein *konzeptionelles Model* mit den wichtigsten Funktionalitäten entwickelt werden. Die Definition eines solchen *conceptual model* wird als wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur Einführung gesehen (vgl. CEN et al., 2014b): Das *conceptual model* enthält eine umfassende Beschreibung des Anwendungsfalls, seiner technisch-prozessualen Umsetzung und der hinterlegten Rahmenbedingungen. In diesem Stadium sind die Schlüsselfunktionalitäten bereits enthalten und die Machbarkeit ist bewiesen.
- Nun erfolgt eine erste Evaluation. Empirisch wird anhand von Simulationen und Experimenten die Funktionalität des Marktes abgeschätzt, das technische System überprüft und Anreizwirkungen auf Teilnehmenden untersucht.
- Nach einer erfolgreichen Evaluation erfolgt die Implementierung auf Basis der überarbeiteten Anforderungsliste und einem eventuellen Re-Design einzelner Elemente.
- Der Prozess resultiert schließlich in die Einführung und den Betrieb des Marktes.

Der *Market-Engineering-Prozess* ist grundsätzlich sequenziell ausgelegt, erlaubt aber iterative Elemente und Schleifen. In der Literatur wird ein möglicherweise notwendiges Re-Design noch genauer definiert und in den Prozess eingebunden. Block (2010) führt das sogenannte *Agile-Market-Engineering* ein, bei dem das Wechselspiel zwischen Anforderungsliste, Design-Phase und Betrieb verstärkt zyklisch gedacht wird. Die Erkenntnisse aus dem Betrieb führen hier zu neuen Anforderungen, was ein Re-Design mit abermaliger Markteinführung bedeutet. Dieses Vorgehen weist starke Parallelen zum Projektmanagement nach *Scrum* auf. Kranz (2015, S. 26) greift den Gedanken eines regelmäßigen Re-Design ebenfalls auf und erweitert den ursprünglichen Prozess im *Continuous-Market-Engineering* um ein umfassendes Monitoring in der Marktein-

führungs- und Betriebsphase. In diesem Monitoring wird kontinuierlich das real auftretende Marktverhalten mit dem anfangs definierten und beabsichtigten Verhalten verglichen und bei möglichen Abweichungen ein Re-Design initiiert. Ebenso können sich ändernde Rahmenbedingungen Auslöser für ein Re-Design sein.

Gerade der Prozess aus dem *Continuous-Market-Engineering* lässt sich gut auf den in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsfall adaptieren. Die grundsätzliche Herangehensweise des *Market-Engineerings* ist wie in den vorhergehenden Kapiteln ausgeführt für eine Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements nutzbar. Auslöser für ein Re-Design sind mit Blick auf sich ändernde rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen oder stark von der Situation auf den anderen Märkten abhängige Gebotsverhalten der Teilnehmenden in vielfacher Ausprägung denkbar. Der resultierende kontinuierliche Design-Prozess für die NEM-Plattform ist in Abbildung 5-6 dargestellt.

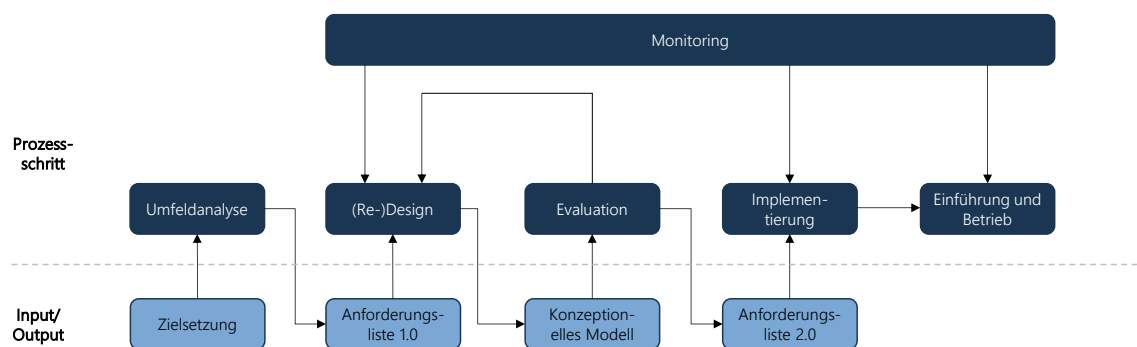


Abbildung 5-6: Kontinuierlicher Design-Prozess der NEM-Plattform; eigene Darstellung nach Kranz (2015)

Der so abgeleitete Design-Prozess für die NEM-Plattform orientiert sich an den oben beschriebenen Prozessschritten des *Market-Engineerings*. In Anlehnung an das *Continuous-Market-Engineering* wird eine Re-Design-Phase integriert. Dieses kann entweder aus der Evaluation motiviert sein oder aus dem Monitoring-Prozess initiiert werden, der die Implementierung und die Einführungsphase überwacht. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich überwiegend mit den ersten Schritten dieses Prozesses von der Umfeldanalyse über das Design, der Evaluation und ein mögliches Re-Design auf Basis der ersten Erfahrungen. Die Monitoring-Phase und die Implementierung werden konzeptionell betrachtet. Eine Begleitung der Einführungs- und Betriebsphase wird im Zuge dieser Arbeit nicht vorgenommen. Die Arbeit schließt somit mit dem *Proof-of-Concept* des konzeptionellen Modells und Ableitungen für die Implementierung und den Realbetrieb.

Die folgende Tabelle 5-2 verortet die Prozessschritte im Kontext dieser Arbeit.

Tabelle 5-2: Verortung der Prozessschritte des kontinuierlichen Design-Prozesses der NEM-Plattform mit den Ausgestaltungen in dieser Arbeit

Prozessschritt	Beschreibung in dieser Arbeit	Kommentar
Umfeldanalyse	Kapitel 3	Input für diesen Schritte aus Kapitel 1.2
Design	Kapitel 5.4	Input aus der Anforderungsliste 1.0 in Kapitel 5.1
Evaluation	Kapitel 6	Input aus dem konzeptionellen Modell in Kapitel 5.5
Implementierung sowie Einführung und Betrieb	Kapitel 6.5	Beschreibung in Form eines Ausblicks
Monitoring	-	Nicht Bestandteil dieser Arbeit

Mit dieser Adaption des *Market-Engineerings* ist der grundsätzliche Gestaltungsprozess der NEM-Plattform skizziert. Bevor in Kapitel 5.4 die Marktelemente ausgestaltet werden, wird im folgenden Kapitel mit der *Use-Case-Methodik* eine Methodensammlung vorgestellt, die für die Ausgestaltung der (Markt-)Elemente und der technischen Systeme verwendet werden kann.

5.3.2 Use-Case-Methodik

Die Ausgestaltung innovativer Anwendungsfälle wird oft von einer hohen Komplexität und vielfachen Wechselwirkungen mit bestehenden Prozessen und Systemen begleitet. Insbesondere die Schaffung von neuen Regelwerken erfordert eine strukturierte Herangehensweise, um die Kompatibilität und die Interoperabilität zu bestehenden Standards und Normen zu wahren bzw. Normierungslücken zu identifizieren. Für das Umfeld von intelligenten Stromnetzen hat sich hierfür die sogenannte *Use-Case-Methodik* als Vorgehen etabliert, welche auf (CEN et al., 2014a) und (DKE, 2017) basiert. Diese Methodik soll helfen, einen Use Case im Smart Grid-Kontext in ausreichender Detailtiefe zu beschreiben. Sie gibt zudem Empfehlungen für geeignete Modelle für das Design und unterteilt den Ausgestaltungsprozess in verschiedene Schritte mit steigender Komplexität (vgl. Faller, Bogensperger, Köppl & Zeiselmaier, 2020).

Zur Veranschaulichung wird oft eine Darstellung wie in Abbildung 5-7 gewählt, anhand der das Prinzip der *Use-Case-Methodik* erläutert wird und die die verschiedenen Dimensionen bei der Realisierung eines Use Cases verdeutlicht. Das Modell gibt einen ersten Anhaltspunkt für die Ausgestaltung von der Idee über das Grobkonzept bis zu einer Implementierung.

5. Design eines marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement

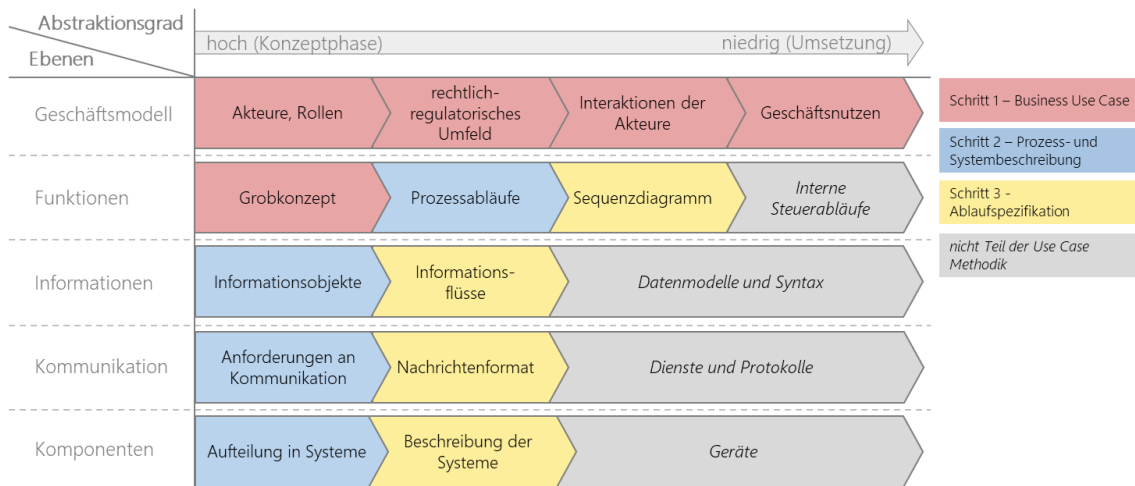


Abbildung 5-7: Grafische Darstellung der Use-Case-Methodik und der zugehörigen Schritte; eigene Darstellung auf Basis von (Faller, Bogensperger, Köppl & Zeiselmaier, 2020; Kießling, 2021)

In der Vertikalen sind die verschiedenen Ebenen aufgeführt. Diese orientieren sich grundsätzlich am *Smart-Grid-Architecture-Model* (vgl. CENELEC et al., 2012): Aus dem Geschäftsmodell auf der obersten Ebene lassen sich zunächst die Funktionen ableiten. Diese bilden die Basis für die Definition der zu übertragenden Informationen und der daraus resultierenden Kommunikationsstruktur. Die unterste Ebene bildet mit den Komponenten die notwendige Hardware.

In der Horizontalen wird von links nach rechts in den verschiedenen Ebenen der Abstraktionsgrad verringert und somit die Implementierung vorangetrieben:

- So wird beispielsweise auf der Funktionsebene aus dem Grobkonzept über die Spezifikation von Prozessabläufen ein Sequenzdiagramm mit einer Abfolge der Funktionen und Interaktionen zwischen den Akteuren.
- Die Kommunikationsstruktur wird von den grundsätzlichen Anforderungen über eine Definition der Nachrichten konkretisiert und schließt mit einer Festlegung der zu verwendenden Protokolle.
- Hinsichtlich der Komponenten werden zunächst die enthaltenen Systeme beschrieben und daraus die Geräte oder Produkte abgeleitet.

Die *Use-Case-Methodik* kann damit analog zum *Market-Engineering-Prozess* als Richtlinie bei der Ausgestaltung verwendet werden. (DKE, 2017) definiert hierzu drei Schritte, die sequenziell durchlaufen werden sollen.

Schritt 1 – Use-Case-Konzept: Was? Wer? Warum?

Dieser Schritt beschreibt zunächst die grundsätzliche Zielsetzung des Use Cases. Darauf basierend stehen die beteiligten Akteure mit ihren Verantwortlichkeiten und die zugehörigen betriebsinternen Prozesse im Vordergrund. Hierbei empfiehlt sich für eine vergleichbare Darstellung die Verwendung von etablierten Rollenmodellen (vgl. BDEW, 2019b). Die Wechselwirkungen der Akteure untereinander werden in Grundzügen skizziert. Darüber hinaus werden in diesem Schritt die wichtigsten Rahmenbedingungen aufgeführt.

Schritt 2 – Prozess- und Systembeschreibung: Wie? Wann?

In diesem Schritt werden Funktionen identifiziert und die Prozessabläufe genauer definiert, beispielsweise durch Verwendung der *BPMN* (vgl. Object Management Group [OMG], 2011). Zudem werden die Interaktionen zwischen den Akteuren und den Funktionen in ihrer zeitlichen Abfolge genauer betrachtet. Dazu werden die zu übermittelnden Informationen genauer beschreiben und die Anforderungen an die Kommunikation bzw. die notwendigen Komponenten analysiert.

Schritt 3 – Ablaufspezifikation: Wie genau? Mit welchen Standards?

Der letzte Schritt der *Use-Case-Methodik* schließt die Lücke zwischen der Systembeschreibung in Schritt 2 und der technischen Implementierung. Durch Sequenzdiagramme werden die Abläufe hinsichtlich der Implementierung spezifiziert und die Informationsflüsse genauer beschrieben. Bestandteil dieses Schrittes ist außerdem die Identifikation von zu beachtenden Standards bzw. von Lücken in der Normierung.

Vergleicht man diesen Ablauf mit den Prozessschritten des *Market-Engineerings* oder auch des für die Arbeit abgeleiteten kontinuierlichen Design-Prozess der NEM-Plattform, so stellt man fest, dass beide zwar auf die Ausgestaltung eines Use Cases abzielen, jedoch unterschiedliche Schwerpunkte legen: Die *Use-Case-Methodik* legt großen Wert auf die technische Implementierung (zum Beispiel durch die Fokussierung auf Abläufe und die Definition von Informationsobjekten) und die Interoperabilität mit bereits bestehenden Prozessen durch die Verwendung von Standards. Das *Market-Engineering* gibt im *Market-Engineering-House* Vorgaben, welche Elemente designt werden müssen. Der daraus abgeleitete kontinuierliche Design-Prozess zeigt einen möglichen Weg von einer ersten Implementierung bis hin zu einer Markteinführung. Für die vorliegende Arbeit werden daher Elemente aus beiden Methodiken verwendet: Der kontinuierliche Design-Prozess aus dem *Market-Engineering* bildet den Rahmen bei der Ausgestaltung des marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement und gibt die konzeptionelle Linie vor. Bei der Gestaltung der einzelnen Elemente wird - wie in den Schritten der *Use-Case-Methodik* beschrieben - auf verschiedene Modelle und Strukturierung zurückgegriffen, wie es im folgenden Kapitel beschrieben wird.

5.4 Design-Phase: Ausgestaltung der (Markt-)Elemente

Mit den im vorherigen Kapitel beschriebenen Werkzeugen kann die NEM-Plattform aus gestaltet werden. Tabelle 5-3 fasst zusammen, wie die Prozessschritte aus dem kontinuierlichen Design-Prozess aus Kapitel 5.3.1.3 um Modelle aus der *Use-Case-Methodik* ergänzt bzw. konkretisiert werden.

Tabelle 5-3: Kombination des kontinuierlichen Design-Prozesses mit Modellen aus der Use-Case-Methodik

Prozessschritt aus dem kontinuierlichen Design-Prozess	Erweiterung durch Modelle aus der Use-Case-Methodik
Umfeldanalyse	Übersicht zu beteiligten Akteuren und ihren Verantwortlichkeiten e ³ -Value-Modell zur Darstellung der Interaktion der Akteure
Design	Grobkonzept in BPMN (siehe Abbildung 5-2) Prozessabläufe als Swimlane-Diagramme Sequenzdiagramm zur Ablaufspezifikation

Eine allumfassende Beschreibung aller Elemente der NEM-Plattform kann aus Gründen der Lesbarkeit und des Umfangs nicht in dieser Arbeit geleistet werden. Daher fokussiert sich die vorliegende Arbeit auf die Elemente mit wissenschaftlicher Relevanz und mit konzeptionellen Herausforderungen. Diese Detailbeschreibungen orientieren sich an den bei Köppl et al. (2019) identifizierten Schlüsselfunktionen der NEM-Plattform. Für eine weitergehende Beschreibung der Bestandteile der NEM-Plattform sei auf (FfE, 2021, S. 120–139; Klemp, Heilmann et al., 2020) verwiesen. Diese Dokumente beschreiben das *C/sells-FlexPlattform*-Konzept und die Umsetzung im *Altdorfer Flexmarkt*, welcher im Wesentlichen eine Demonstration der hier konzipierten NEM-Plattform darstellt.

Bevor in der Design-Phase das Transaktionsobjekt und die Marktstruktur der NEM-Plattform detailliert erarbeitet werden, werden im folgenden Kapitel einige Rahmenbedingungen betrachtet.

5.4.1 Rahmenbedingungen für den Design-Prozess

Das erweiterte *Market-Engineering-House* aus Abbildung 5-5 umfasst als Grundlage der Marktelemente einige Rahmenbedingungen, auf die im Design-Prozess kein Einfluss genommen werden kann, die jedoch die weitere Ausgestaltung stark beeinflussen. Diese werden im Folgenden erläutert.

5.4.1.1 Technische Randbedingungen

Viele der in Kapitel 4 aufgeführten Flexibilitätsoptionen fallen unter die Kategorien des MsbG. Sie werden daher mit einem iMSys ausgestattet und an die zugehörige Infrastruktur angeschlossen. Hierbei sind die notwendigen Komponenten und Rollen durch gesetzliche Vorschriften und darauf basierenden technischen Normierungen/Anwendungsregeln festgelegt (vgl. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik [BSI], 2015, 2017; Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE [FNN], 2018, 2020; FNN & BDEW, 2019).

Damit ergeben sich auf Basis der gesetzlichen Grundlagen folgende Mess- und Steuerkomponenten als interoperable Basisinfrastruktur:

- Zentrale Kommunikationseinheit ist das *Smart-Meter-Gateway* [SMGW] für den Versand von Messwerten und die Etablierung eines Kommunikationskanals für den Empfang von Steuersignalen.

5. Design eines marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement

- Zur Erfassung von Messdaten wird eine *moderne Messeinrichtung* [mMe] verbaut. Zusammen mit dem SMGW ergibt dies ein *intelligentes Messsystem* [iMSys].
- Zur Umsetzung von Schaltbefehlen wird zusätzlich eine Steuerbox benötigt. Diese Komponente ist nicht notwendig, wenn die Flexibilitätsoption direkt über eine CLS-Schnittstelle (*Controllable-Local-System*) an das SMGW angeschlossen werden kann.
- Mit dem *Gateway-Administrator* [GWA], der die Zugriffsrechte auf das SMGW verwaltet, und einem *aktiven Externen Marktteilnehmer* [aEMT] werden zwei weitere Rollen zur Umsetzung von Steuersignalen benötigt.

Bei Köppl, Estermann, Springmann und Hofer (2021) wird ausgeführt, warum diese Infrastruktur für die NEM-Plattform geeignet ist: Die Vorgaben des BSI gewährleisten, dass die Infrastruktur den Sicherheitsanforderungen für netzdienliche Steuerungen gerecht wird. Darüber hinaus wird die oben beschriebene Infrastruktur aufgrund der Vorgaben des MsbG in den kommenden Jahren verpflichtend verbaut und steht damit auch die NEM-Plattform zur Verfügung. Damit ist es nicht erforderlich, für notwendige Mess- und Steuervorgänge im Netzengpassmanagement zusätzliche Hardware-Komponenten zu installieren.

Prinzipiell ist es mit dieser Infrastruktur möglich, dass mehrere Nutzer parallel auf die Flexibilitätsoption zugreifen, was zu widersprüchlichen Steuersignalen an der Steuerbox bzw. der CLS-Schnittstelle führen kann. In den Verbänden wird hierzu derzeit ein zentrales Koordinierungskonzept (vgl. FNN, 2018) diskutiert. Die sogenannte *Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene* [KOF] soll als Administrator für die CLS-Schnittstellen und die Steuerbox fungieren und somit die Widerspruchsfreiheit von Steuersignalen sicherstellen.

Abbildung 5-8 zeigt die Anbindung der NEM-Plattform über die beschriebenen Komponenten.

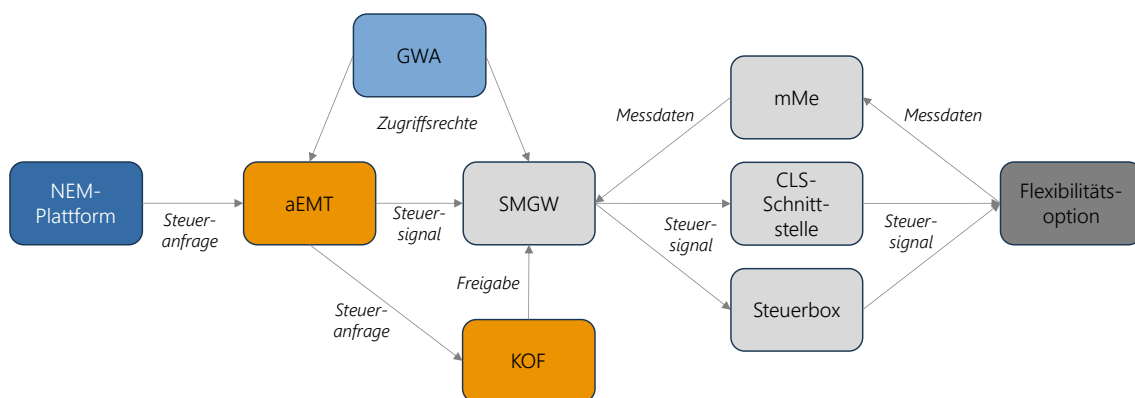


Abbildung 5-8: Anbindung der NEM-Plattform an die Flexibilitätsoptionen über Komponenten (grau), Funktionen (orange) und Rollen (blau) der iMSys-Architektur; eigene Darstellung auf Basis von Köppl, Estermann, Springmann und Hofer (2021)

Für weitere Informationen zur Nutzung der iMSys-Infrastruktur und zur technischen Implementierung für das Netzengpassmanagement sei auf Estermann, Bruckmeier et al. (2019) verwiesen. Dort wird in einem Feldtest mit zwölf SMGW und Steuerboxen die Signallaufzeit und die Zuverlässigkeit von Schalthandlungen untersucht. Es zeigt sich, dass

von der Schaltanweisung bis zur Umsetzung bis zu 90 Sekunden vergehen, was unter anderem auf aufwendige Prozessschritte bei der Ver-/ Entschlüsselung zurückzuführen ist. Nach den Vorgaben der VDE-AR-N 4140 muss ein EinsMan-Einsatz innerhalb von sechs bis zwölf Minuten durchgeführt werden (vgl. VDE, 2017). In obigem Feldtest ist damit gezeigt worden, dass die Performance der iMSys-Infrastruktur für netzdienliche Anwendungsfälle grundsätzlich ausreicht.

Neben der Performance muss betrachtet werden, welche Dienstleistungen und Anwendungsfälle mit dieser Infrastruktur erbracht werden können. Estermann et al. (2021) stellen eine Methode auf Basis des *House-of-Quality* vor, um die Anforderungen von Dienstleistungen mit den Funktionalitäten der iMSys-Infrastruktur abzugleichen (siehe Anhang 3). Die derzeit verbauten SMGW der ersten Generation erlauben Dienstleistungen nur sehr eingeschränkt. Die zeitnah erwartete nächste Generation der SMGW kann jedoch für vielfache Netzdienstleistungen verwendet werden. Hierzu zählt auch die NEM-Plattform. Damit ist die iMSys-Architektur mit den SMGW sowohl hinsichtlich der Performance als auch hinsichtlich der Funktionalität für die NEM-Plattform geeignet. Dadurch kann bei der Etablierung der NEM-Plattform darauf verzichtet werden, zusätzliche Mess- und Steuerinfrastruktur zu verbauen, sondern es wird auf die verfügbare, standardisierte iMSys-Infrastruktur zurückgegriffen.

5.4.1.2 Schnittstelle zu anderen Märkten: Verhalten der Teilnehmenden der NEM-Plattform

Das heutige Strommarktdesign in Deutschland ist zweistufig aufgebaut: Auf den Spotmärkten findet mit einem zonalen Preis der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch ohne Berücksichtigung der Netzkapazitäten statt. Netzengpässe, die durch die Handelstätigkeiten entstehen, werden nachgelagert im Netzengpassmanagement gelöst. Die Vergütung im Redispatch ist stark reguliert und kostenbasiert. Die Preisanreize auf die Marktteilnehmer kommen ausschließlich aus den Spotmärkten. Im Gegensatz zu diesem zonalen System integriert ein nodaler Strommarkt die Netzrestriktionen bereits in der Preisbildung beim Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Es entstehen somit regional unterschiedliche Preise.

Die Einführung einer marktlichen Komponente im Netzengpassmanagement ist zwischen diesen beiden Ausprägungen angesiedelt und kann somit prinzipiell als inkonsistentes Marktdesign bezeichnet werden. In diesem Fall wird es grundsätzlich möglich, dass Anbieter mit ihrer Flexibilität sowohl auf den Strommärkten als auch im Netzengpassmanagement teilnehmen und eventuell strategisch bieten, um ihre Erlöse zu maximieren. In einigen Märkten mit einer stark ausgeprägten marktlichen Komponente hat dieses strategische Gebotsverhalten sogar zu Marktversagen geführt, wie Beispiele in den USA und dem Vereinigten Königreich zeigen (vgl. Borenstein et al., 2002; Perekhodtsev & Cervigni, 2010).

Im Zuge der Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements ist diese Problematik unter anderem bei Hirth und Schlecht (2018) sowie Klemp, Hufendiek et al. (2020) umfangreich beschrieben. Hier werden die Ausübung von Marktmacht und das „*Increase-Decrease-Gaming*“ als Hauptursachen für mögliche Ineffizienzen und Marktversagen identifiziert. Als Lösung für diese Problemstellung werden in der Literatur folgende Optionen diskutiert:

- In E-Bridge (2019b) wird eine Ergänzung des bestehenden Netzengpassmanagements um eine marktliche Komponente empfohlen, welche stark reguliert sein soll.
- Hirth et al. (2019, S. 71) schlussfolgern, dass „kapazitätsbasierte Zahlungen, also eine freiwillige Teilnahme, ohne aber den Abruf zu vergüten“ geprüft werden sollen, um Lasten in das Netzengpassmanagement zu integrieren. Ebenso solle eine Regelung in Analogie zu § 14a EnWG in Betracht gezogen werden.
- Klemp, Hufendiek et al. (2020, S. 45–47) empfehlen ebenso, bei der Produktgestaltung einen Kapazitätsmechanismus zu berücksichtigen. Ferner wird auf die Wirksamkeit von Monitoringsystemen und Preisgrenzen eingegangen.

Für die NEM-Plattform bedeutet dies, dass ein besonderes Augenmerk auf die Produktgestaltung gelegt werden muss, um auf der einen Seite durch einen marktbasierten Ansatz zusätzliche Angebote für das Netzengpassmanagement zu erschließen und auf der anderen Seite mögliche negative Auswirkungen durch Marktmacht oder strategisches Gebotsverhalten zu begrenzen. Im Laufe der Evaluation in Kapitel 6 wird dieses Thema noch einmal aufgegriffen.

5.4.1.3 Beteiligte Akteure, ihre Verantwortlichkeiten und Interaktion

Das *Market-Engineering* sieht sowohl als Fundament des *Market-Engineering-House* als auch als ersten Schritt des *Market-Engineering-Prozess* eine Umfeldanalyse vor. Die in Kapitel 3 durchgeführte Umfeldanalyse beschreibt neben den rechtlichen und prozessualen Grundlagen des Netzengpassmanagement bereits den energiewirtschaftlichen Weiterentwicklungsbedarf in Form einer Anforderungsliste. Diese energiewirtschaftlichen Hintergründe werden auf Basis der in Tabelle 5-3 genannten Schritte erweitert, um im weiteren Design-Prozess verwendet werden zu können. Hierzu wird zuerst aus den Erkenntnissen der Kapitel 3 und 5.2 eine Übersicht erstellt, die alle beteiligten Akteure aufführt und deren Verantwortlichkeiten erläutert.

Tabelle 5-4: Wichtige Rollen bei der NEM-Plattform; eigene Darstellung auf Basis von Zeiselmaier, Estermann, Köppl und Faller (2020)

Rolle	Verantwortlichkeiten im Kontext der NEM-Plattform
ANB	Netzbetreiber, der für den Anschluss der Anlage im Verteilnetz zuständig ist Verortung der Anlagen im Netz
Anbieter von Flexibilität	Anbieter, der die Flexibilität auf der NEM-Plattform platziert (Flexibilität kann von einer Einzelanlage oder einem Pool stammen)
Eigentümer der Plattform	Besitz der NEM-Plattform Beauftragung der Einrichtung einer Plattform
EIV	Verantwortung für die Fahrweise der Flexibilitätsoption und die Meldung an die Netzbetreiber
MSB	Messdatenlieferung aus den iMSys
Plattform-Betreiber	Betrieb und Wartung der NEM-Plattform
GWA	Verwaltung der Zugriffsrechte der beteiligten Akteure inkl. der Anfragen durch die NEM-Plattform
ÜNB	Netzbetreiber für das Übertragungsnetz Nachfrage von Flexibilität für das eigene Netzengpassmanagement
VNB	Netzbetreiber für das Verteilnetz Nachfrage von Flexibilität für das eigene Netzengpassmanagement

Die Rolle des Anbieters von Flexibilität und des zugehörige EIV ist noch sehr offen gewählt und wird im weiteren Verlauf der Arbeit bei der Ausgestaltung des Transaktionsobjekts Flexibilität differenziert. In diesem Schritt ist primär die Erfassung aller relevanten Rollen und im Folgenden ihre Beziehungen zueinander relevant. Für eine erste Darstellung der Akteursbeziehungen der NEM-Plattform eignet sich wie von Faller, Bogensperger, Köppl und Kießling (2020) erläutert die Wertflussmodellierung in Form eines *e³-Value-Modells* (methodische Hintergründe bei Gordijn & Akkermans, 2001). Ein Akteur ist die ausführende Stelle einer Rolle bzw. erfüllt Funktionen für diese (vgl. CEN et al., 2014a). Diese Darstellungsform visualisiert die Beziehungen der wichtigsten Akteure und differenziert drei Arten von Beziehungen: Der Austausch von Information, die Bereitstellung einer Dienstleistung bzw. eines Produkts und der Fluss von Vergütungen bzw. Geld. In dieser Darstellung findet noch keine Ausgestaltung der internen Prozesse bei den Akteuren statt.

Für die NEM-Plattform wird das Grobkonzept aus Abbildung 5-2 in der *e³-Value-Darstellung* weiter konkretisiert. Dazu werden weitere relevante Akteure in das dortige Grobkonzept integriert. Die Beziehungen der Akteure werden abhängig davon spezifiziert, ob Informationen, Dienstleistungen oder Vergütungen ausgetauscht werden. In dieser Darstellungsform werden außerdem die sequenziellen Abfolgen der Interaktionen beschrieben. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden zwei Grafiken erstellt. Abbildung 5-9 zeigt die Akteursbeziehungen in der Initialisierungsphase der NEM-Plattform. Diese Phase umfasst die Ersteinrichtung einer NEM-Plattform und den Registrierungsprozess neuer Flexibilitätsoptionen [FO].

5. Design eines marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement

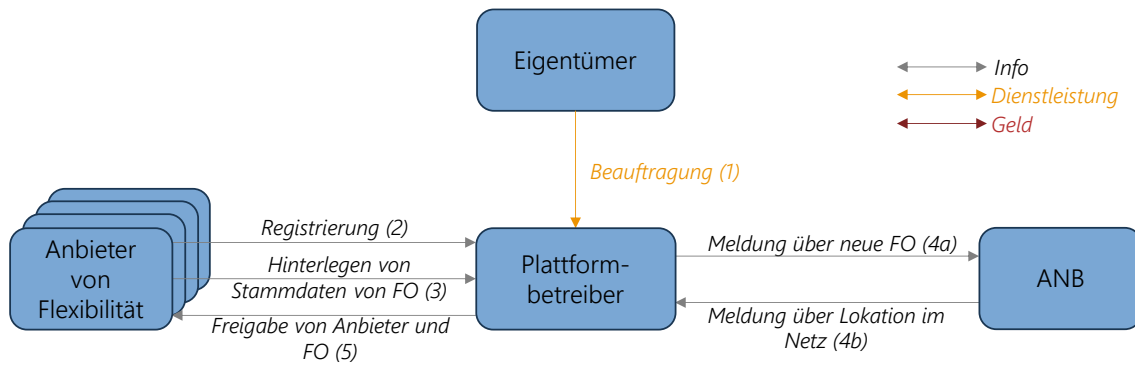


Abbildung 5-9: Akteursbeziehungen der NEM-Plattform in der Initialisierungsphase in der e³-Value-Darstellung; eigene Darstellung auf Basis von (Faller, Bogensperger, Köppl & Kießling, 2020; Zeiselmaier, Estermann, Köppl & Faller, 2020)

Der Prozess startet mit der Beauftragung eines Plattformbetreibers durch den Eigentümer zur Einrichtung einer NEM-Plattform (Schritt 1). Steht diese den Anbietern von Flexibilität zur Verfügung, können diese sich auf der NEM-Plattform registrieren (Schritt 2). Anschließend ist das Hinterlegen von Stammdaten einer Flexibilitätsoption möglich (Schritt 3). Diese Stammdaten werden nun an den ANB übermittelt (Schritt 4a), der die Flexibilitätsoption netztopologisch verortet und anschließend die Lokation im Netz und die Wirksamkeit auf einen Netzengpass an den Plattformbetreiber meldet (Schritt 4b). Nach diesen Prozessschritten erfolgt die Freigabe des Anbieters für Flexibilität und der Flexibilitätsoption (Schritt 5).

Diese Prozessschritte finden zeitlich unabhängig von einem möglichen Netzengpass statt, der über die NEM-Plattform gelöst werden soll, sondern vor der eigentlichen Betriebsphase. Den Ablauf in der Betriebsphase skizziert Abbildung 5-10.

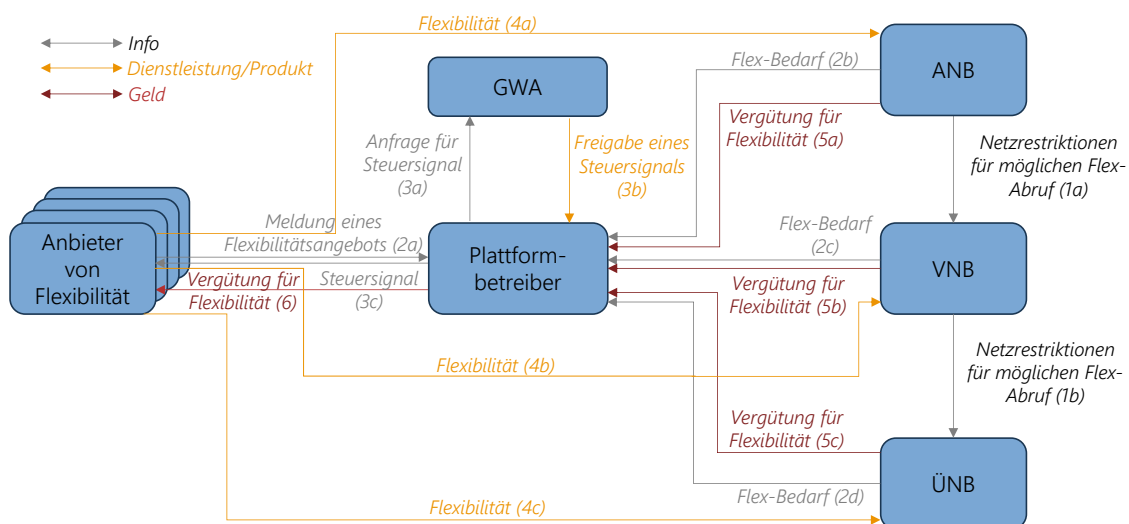


Abbildung 5-10: Akteursbeziehungen der NEM-Plattform in der Betriebsphase in der e³-Value-Darstellung; eigene Darstellung auf Basis von Zeiselmaier, Estermann, Köppl und Faller (2020)

In der Betriebsphase, die in den Tagen vor dem eigentlichen Abruf stattfindet, können VNB Netzrestriktionen für einen Abruf einer Flexibilitätsoption durch einen überlagerten

Netzbetreiber hinterlegen (Schritt 1a und 1b). Hierzu können Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln aufgrund von Inspektions- oder Wartungsarbeiten, Baumaßnahmen und Instandhaltungen zählen. Ebenso können die Ergebnisse von Netzsicherheitsrechnungen und damit prognostizierte Engpässe als Restriktion hinterlegt werden. Die Ermittlung eines möglichen Flexibilitätsbedarfs und damit einer Nachfrage auf der NEM-Plattform erfolgt bei allen integrierten Netzbetreibern durch Netzsicherheitsrechnungen. Durch die Informationen aus den Schritten 1a und 1b können mögliche Restriktionen unterlagerter Netzebenen bei der Bedarfsermittlung berücksichtigt werden. Dieser Flexibilitätsbedarf wird anschließend an die Plattform übermittelt (Schritt 2b, 2c und 2d). Ebenso melden die Anbieter von Flexibilität ihre Angebote auf die NEM-Plattform (Schritt 2a). Nun liegen sowohl ein möglicher Flexibilitätsbedarf als auch die Lösungsoptionen in Form von Angeboten auf der NEM-Plattform vor und es kann eine kostenoptimale Lösung identifiziert werden. Dieses „Matching“ von Angebot und Nachfrage wird in einem späteren Kapitel 5.4.3.1 zur Marktstruktur hergeleitet. Ist die kostenoptimale Lösung ermittelt, stellt der Plattformbetreiber eine Anfrage an den GWA für die Berechtigung eines Steuersignals (Schritt 3a). Wird dieses vom GWA freigegeben (Schritt 3b), kann anschließend das Steuersignal an den Anbieter weitergeleitet werden (Schritt 3c). Durch eine Änderung der Fahrweise der Flexibilitätsoption erfolgt so die Lieferung von Flexibilität an den anfordernden Netzbetreiber (Schritt 4a, 4b oder 4c). Diese leisten in den Schritten 5a, 5b oder 5c eine Zahlung für diese Dienstleistung an den Plattformbetreiber, die in Schritt 6 an den Anbieter von Flexibilität weitergereicht wird. Wenn vor dem Schritt kein Matching erzielt werden kann oder die Freigabe seitens des GWA nicht erfolgt, wird dem anfordernden Netzbetreibern die Nicht-Erfüllung mitgeteilt. In diesem Fall muss der Netzbetreiber auf die Maßnahmen der roten Ampelphase zur Engpassbewirtschaftung zurückgreifen.

Mit diesen Erkenntnissen ist der grundsätzliche Ablauf auf der NEM-Plattform erarbeitet. Außerdem sind für die Ausgestaltung der Marktstruktur und des Transaktionsobjekts, welches im folgenden Kapitel behandelt wird, wichtige Rahmenbedingungen gesetzt.

5.4.2 Transaktionsobjekt Flexibilität und daraus abgeleitete Flexibilitätsprodukte

Basierend auf den theoretischen Vorüberlegungen in Kapitel 4 wird aus der Begriffsdiskussion das für die NEM-Plattform notwendige Transaktionsobjekt und die zugehörigen Flexibilitätsprodukte abgeleitet. Das Transaktionsobjekt in einem Markt stellt das zu handelnde Gut dar. Im Fall der NEM-Plattform ist dies Flexibilität. Die Ausgestaltung dieses Transaktionsobjekts bestimmt, wie Informationen über Flexibilität zwischen den Akteuren ausgetauscht werden und wie schließlich der Handel von Flexibilität stattfindet.

5.4.2.1 Flexibilität im weiteren Design-Prozess

In der Design-Phase ändert sich der Betrachtungswinkel auf Flexibilität: Während in Kapitel 4 eine systemische Perspektive eingenommen und das Potenzial analysiert wurde, wird nun Flexibilität als gehandeltes Objekt begriffen. In Kapitel 4.1 wurde hergeleitet, dass Flexibilität sowohl von Einzelanlagen oder einem Pool erbracht werden kann und dass die Bereitstellung von einem externen Signal initiiert wird.

Diese Festlegung wird um die Art der Ausweisung des Flexibilitätspotenzials ergänzt (vgl. Smart Energy Demand Coalition [SEDC], 2016):

- Von explizitem Flexibilitätspotenzial wird gesprochen, wenn das Verhalten der Flexibilität im Vorfeld über eine Zeitreihe von Arbeitspunkten, dem sogenannten Fahrplan, beschrieben werden kann. Die Flexibilität kann direkt über einen solchen Fahrplan dargestellt werden. Ebenso wäre es denkbar, dass die Flexibilität die mögliche Abweichung von einem solchen Fahrplan ist. Die Ansteuerung erfolgt oft über Anreize. Diese Art von Flexibilitätspotenzial wird auf den Spot- und Regelleistungsmärkten gehandelt, hier wird die Flexibilität direkt als Fahrplan angeboten.
- Bei einem impliziten Flexibilitätspotenzial gibt es zwei Möglichkeiten. Im ersten Fall reagiert der EIV der Flexibilitätsoption auf ein Preissignal und ändert daraufhin das Verhalten der Flexibilitätsoption. Im zweiten Fall akzeptiert der EIV eine temporäre Begrenzung seiner Leistung (wie beispielsweise nach § 14a EnWG oder § 19 Abs. 2 StromNEV). In beiden Fällen ist eine Ausweisung des genauen Betrags des verfügbaren Flexibilitätspotenzials nicht direkt möglich, was die Integration in Netzengpassmanagementprozesse erschwert.

Die Analysen in Kapitel 4 haben gezeigt, dass viele der heute noch nicht erschlossenen Flexibilitätsoptionen ein implizites Potenzial aufweisen. Dies muss in der weiteren Produktausgestaltung berücksichtigt werden. Als Voranalyse werden die zeitlichen Abläufe des Handels untersucht und anschließend die Prozesse dahinter systematisiert. Mit diesem Hintergrundwissen können dann für die NEM-Plattform geeignete Flexibilitätprodukte definiert werden.

5.4.2.2 Zeitlicher Ablauf beim Flexibilitätshandel

In einem nächsten Schritt wird der zeitliche Ablauf auf der NEM-Plattform untersucht. Dieser basiert auf den Analysen von Klemp, Heilmann et al. (2020, S. 38) und Heilmann et al. (2020, S. 12). Zusätzlich werden die Systematisierung der Kommunikations- und Steuerprozesse von der Erhebung eines Flexibilitätspotenzial bis zur Umsetzung eines Steuersignals in (Klemp, Heilmann et al., 2020, S. 33–34; Kraft et al., 2020) als Grundlage verwendet.

Der Handels- und Kontrahierungszeitraum wird im Folgenden auf den Vortag des Abrufes festgelegt. Die Auflistung in Kapitel 5.2.3 zeigt, dass es sowohl Konzepte gibt, die am Vortag eine Einsatzentscheidung treffen, als auch Intraday-Märkte. Für beide Ausprägungen gibt es bedenkenswerte Argumente: Für Intraday-Märkte wird von Goldkamp und Schallenberg (2020) angenommen, dass die Liquidität bis 15 Minuten vor Erbringung höher ist, als wenn die Einsatzentscheidung bereits am Vortag erbracht wird. Ein Befragung unter den VNB im Projekt *C/sells* hat hingegen eine Präferenz für einen vortägigen Handel ergeben (vgl. FfE, 2021, S. 103), da dieser Zeitpunkt den VNB Planungssicherheit bei der Bewirtschaftung der Netzengpässe ermöglicht und auch mit den ÜNB-Prozesse harmonisiert ist (vgl. Amprion et al., 2014). In einer solchen Day-Ahead-Ausgestaltung ist die NEM-Plattform auch zeitlich klar von den verbleibenden Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG separiert (Detailausführungen zum zeitlichen Ablauf in Estermann, Köppl et al., 2019).

Abbildung 5-11 zeigt in qualitativer Art und Weise den zeitlichen Ablauf der verschiedenen Prozesse bei den Anbietern von Flexibilität, der NEM-Plattform und den Nachfragern von Flexibilität.

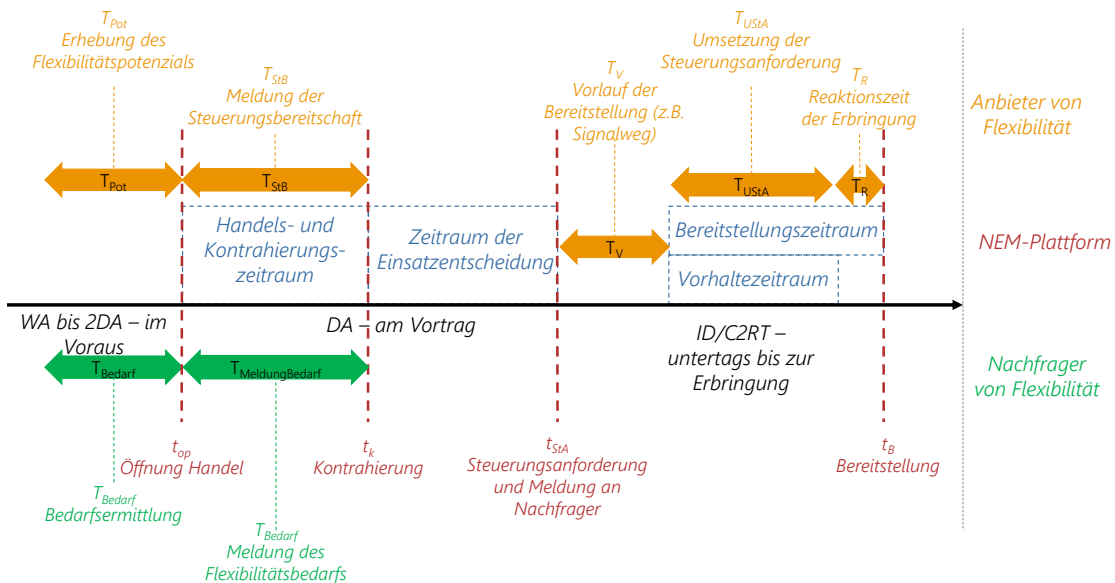


Abbildung 5-11: Zeitliche Abfolge des Flexibilitätshandels; eigene Darstellung nach (Heilmann et al., 2020, S. 12; Klemp, Heilmann et al., 2020, S. 38)

Aus der Grafik wird ersichtlich, dass von der Erhebung eines Flexibilitätspotenzials bis zur Umsetzung eines Steuersignals viele Prozessschritte notwendig sind und zu bestimmten Zeitpunkten Informationen zwischen den Anbietern, der NEM-Plattform und den Nachfragern ausgetauscht werden. Die genaue Abfolge der einzelnen Prozessschritte ist in Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 erläutert. Daher erläutert die folgende Aufschlüsselung die verschiedenen Merkmale und ihre Ausprägungen der Kommunikations- und Steuerungsprozesse beim netzdienlichen Flexibilitätshandel mit dem Fokus auf die Anbieterseite. Diese Systematisierung wird anschließend für die Entwicklung der zu handelnden Produkte verwendet.

Aggregationsebene bei Erhebung des Flexibilitätspotenzials: Einzelanlage oder Pool

Vor Öffnung des Handels zum Zeitpunkt t_{op} erheben im Zeitraum T_{Pot} die Anbieter von Flexibilität das verfügbare Flexibilitätspotenzial. Hier kann grundsätzlich unterschieden werden, ob sich das Flexibilitätspotenzial auf eine Einzelanlage oder einen Pool von Anlagen bezieht.

Steuerungsbereitschaft: explizit oder implizit

Im Handel- und Kontrahierungszeitraum melden spätestens zum Zeitpunkt t_k die Anbieter von Flexibilität, auf Basis der im vorherigen Schritt erhobenen Flexibilitätspotenziale, die grundsätzliche Bereitschaft im Zeitraum T_{StB} angesteuert zu werden. Die technischen Eigenschaften der Flexibilitätsoption und der Mess-/Steuerinfrastruktur bestimmen, ob diese Steuerbereitschaft explizit beschrieben wird und mithilfe eines standardisierten Datenmodells kommuniziert wird. Eine explizite Beschreibung der Steuerungsbereitschaft und des verfügbaren Flexibilitätspotenzials findet meist in Form einer

Leistung-Preis-Zeitreihe statt. Als Alternative hierzu ist implizite Steuerbereitschaft zu nennen, bei der vorab eine Leistungseinschränkung akzeptiert wird, die aber nicht explizit beschrieben wird (beispielsweise durch das Akzeptieren eines zeitvariablen Tarifs).

Steuerungsanforderung: direkt oder indirekt

Im Zeitraum der Einsatzentscheidung kann zum Zeitpunkt t_{StA} das Steuersignals durch eine direkte Vorgabe der Steuergröße in Form einer Soll-Leistung übermittelt werden. Ebenso denkbar ist eine indirekte Steueranforderung, bei der das übertragene Signal in eine Änderung der Fahrweise der Flexibilitätsoption übersetzt werden muss. Hierzu zählt beispielsweise der Quoten-Ansatz von Volk et al. (2019): Hier gibt der Netzbetreiber eine zulässige Quote des Leistungsbezugs vor (beispielsweise „Reduktion auf 50 %“), die betroffenen Anlagen reagieren anschließend auf diese Vorgabe.

Signalweg des Steuersignals: kommunikations- oder zustandsbasiert

Das Steuersignal kann entweder kommunikationsbasiert oder zustandsbasiert übermittelt werden. In der ersten Option erfolgt die Ansteuerung über ein Kommunikationssignal beispielsweise über die CLS-Schnittstelle. In der zweiten Ausprägung erfolgt die Erbringung der Flexibilität aufgrund der Änderung des Zustandes eines bestimmten Parameters. Anschließend wird das Steuersignal nach einer möglichen Vorlaufzeit T_V umgesetzt. Ein Beispiel für einen zustandsbasierten Signalweg ist die Erbringung von Primärregelleistung.

Verantwortung bei der Umsetzung: intern oder extern

Hier kann unterschieden werden, ob die Umsetzung im Zeitraum T_{UStA} in der Verantwortung des EIV und damit beim Anbieter von Flexibilität liegt (interne Umsetzung des Steuersignals) oder ob der EIV passiv bleibt und die Flexibilitätsoptionen von einem externen Akteur wie der NEM-Plattform oder einem Netzbetreiber angesteuert werden. Dieser Parameter zielt darauf ab, wer für die Umsetzung verantwortlich, der Parameter „Steuerungsanforderung“ bezieht sich auf das prozessuale Vorgehen. Im *Redispatch 2.0* werden die beiden Optionen als „Aufforderungsfall“ (interne Umsetzung) und „Duldungsfall“ (externe Umsetzung) bezeichnet (vgl. BDEW, 2020, S. 4).

Aggregationsebene bei der Ansteuerung: Einzelanlage oder Pool

Analog zur Erhebung des Flexibilitätspotenzials kann auch bei der Ansteuerung unterschieden werden, ob eine Einzelanlage oder ein Pool zur Bereitstellung von Flexibilität angesteuert wird. Anschließend ist eine Bereitstellung von Flexibilität nach einer Reaktionszeit T_R zum Zeitpunkt t_B möglich.

Eine erfolgreiche Bereitstellung von Flexibilität lässt sich mit dieser Systematisierung beschreiben. Die Anforderungen des Netzengpassmanagements führen jedoch dazu, dass einige Kombinationen nicht möglich sind. Klempp, Heilmann et al. (2020, S. 33–34) führen hier folgende Ausprägungen auf:

- Für eine Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen in den Netzengpassmanagementprozessen bei den Netzbetreibern muss die Steuerungsbereitschaft explizit beschrieben werden, um die Wirksamkeit des Flexibilitätspotenzials abschätzen zu können.
- Beim Signalweg weist eine kommunikationsbasierte Ansteuerung deutliche Vorteile gegenüber einem zustandsbasierten Signalweg auf. Im Netzengpassmanagement ist es möglich und sogar wahrscheinlich, dass die Flexibilität zur Lösung von Engpässen herangezogen wird, die im Netz weiter entfernt vom Netzengpass liegt. Dies lässt sich nur schwer über einen Parameter abbilden, der bei einer zustandsbasierten Steuerung überwacht werden könnte.

Bei den anderen Merkmalen sind prinzipiell alle Ausprägungen möglich, um einen Beitrag für das Netzengpassmanagement zu leisten. Bei Flexibilitätsoptionen, die nur eine implizite Steuerungsbereitschaft aufweisen, ist ein Mechanismus denkbar, der eine explizite Beschreibung der Steuerungsbereitschaft übernimmt und somit die Planbarkeit deutlich erhöht.

Für die hier vorliegende Fragestellung werden die Kommunikations- und Steuerprozesse in einem *Morphologischen Kasten* abgebildet. Dazu werden neben den etablierten Netzengpassmanagementmaßnahmen Redispatch, EinsMan und der *Redispatch 2.0* nach der Umsetzung von NABEG, die lastseitige Flexibilitätsbereitstellung aus Gewerbe/Handel/Dienstleistung [GHD] und Industrie sowie von Wärmepumpen [WP], Elektrofahrzeugen [EV] und Nachtspeicherheizungen [NSH] in Abbildung 5-12 dargestellt. Diese fußt für GHD und Industrie auf den Erkenntnissen von Ausfelder (2018), für WP/NSH auf (FfE, 2021, S. 59–66; Zeiselmaier, Estermann, Greif et al., 2020) sowie für EV auf Hinterstocker et al. (2019).

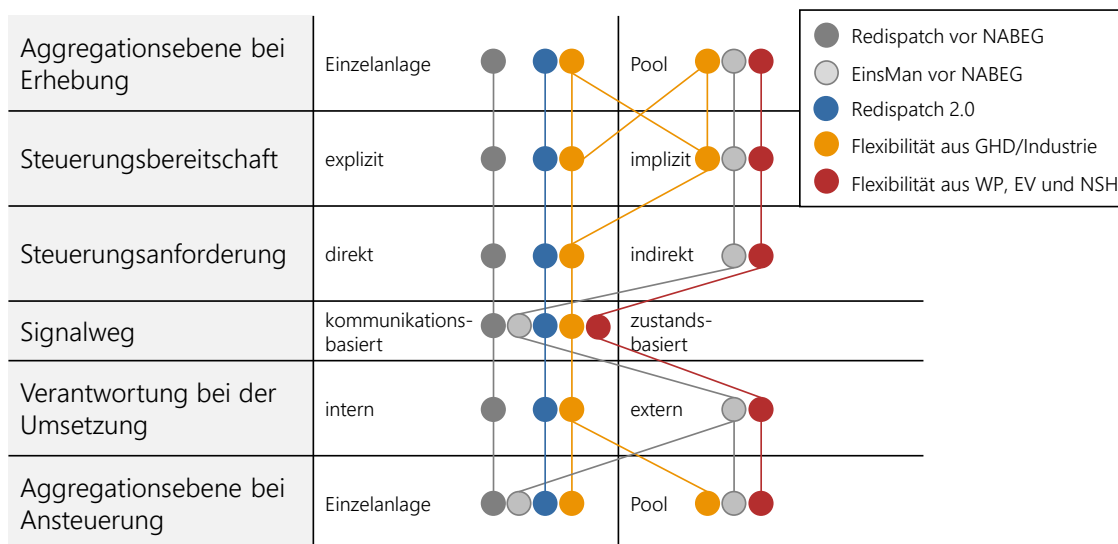


Abbildung 5-12: Systematisierung der Kommunikations- und Steuerungsprozesse beim netzdienlichen Flexibilitätshandel anhand ausgewählter Beispiele; eigene Darstellung in Form eines Morphologischen Kastens nach Zwicky (1957), Daten aus (Klempf, Heilmann et al., 2020, S. 33–34; Kraft et al., 2020, S. 301)

Betrachtet man die Darstellung als *Morphologischen Kasten*, lassen sich zwei grundsätzliche Kombinationen identifizieren:

- Kombination 1 „Aktive Teilnahme“: Diese Kombination fokussiert sich auf Einzelanlagen. Die Steuerungsbereitschaft ist explizit, die Steuerungsanforderung direkt. Nach einem kommunikationsbasierten Signalweg erfolgt die Umsetzung durch eine interne Vorgabe.
- Kombination 2 „Passive Teilnahme“: Hier wird ein Pool von Anlagen betrachtet und angesteuert. Die Steuerungsbereitschaft ist implizit beschrieben, die Anforderung einer Steuerung erfolgt indirekt. Hier ist nicht der Anbieter von Flexibilität in der Verantwortung der Umsetzung, sondern ein externer Signalgeber.

Die Prozesse beim Redispatch sind charakteristisch für die Kombination 1: Eine aktive Teilnahme stellt sicher, dass das Flexibilitätspotenzial erhoben wurde und auch im gewünschten Ausmaß ansteuerbar ist. Dies deckt sich mit den Anforderungen der Netzbetreiber (siehe Kapitel 3.6) und der Ausgestaltung im *Redispatch 2.0*.

Betrachtet man die Systematisierung der Prozesse beim EinsMan vor NABEG, so fallen Parallelen mit der Flexibilität aus kleinteiligen Anlagen wie Wärmepumpen auf: Hier wird oft ein Pool adressiert und die Teilnahme ist passiv ausgeprägt (implizite Steuerungsbereitschaft und indirekte Steuerungsanforderung).

5.4.2.3 Resultierende Produkte

Für die NEM-Plattform sind diese grundsätzlichen Unterschiede in den Prozessen wichtige Erkenntnisse für die Ausgestaltung von geeigneten Produkten. Die oben genannten Kombinationen spannen einen sehr großen Lösungsraum auf, der nicht durch ein einziges Flexibilitätsprodukt abgedeckt werden kann. Will man beide Kombinationen in die NEM-Plattform integrieren, müssen daher mehrere Produkte entwickelt werden. Diese müssen neben den oben diskutierten Randbedingungen der Steuerprozesse sowohl die technischen Eigenschaften der Flexibilitätsoption als auch die Präferenzen der Flexibilitätsanbieter berücksichtigen.

Eine Produktentwicklung muss einem grundsätzlichen Zielkonflikt Genüge tun:

- Eine strenge Regelsetzung mit klaren Vorgaben macht die Flexibilität für den Nachfrager gut planbar und vergleichbar, erschwert aber die Erfüllung durch die Anbieter, was dem Wunsch nach einem großen Angebot widerspricht.
- Geringe Vorgaben bei den Regeln ermöglichen die Marktteilnahme vieler verschiedener Flexibilitätsoptionen und Anbieter, verursachen aber erhöhten Aufwand bei den nachfragenden Netzbetreibern. Unsicherheiten bei der Zuverlässigkeit und Planbarkeit können auch dazu führen, dass mehr Flexibilität als benötigt kontrahiert wird.

Mit Blick auf die grundsätzliche Zielsetzung einer Steigerung des Angebots für das Netzengpassmanagement und eine Integration von kleinteiligen Anlagen erscheint eine zu starre Regelsetzung nicht zielführend. Dies würde zu höheren Kosten für die Anbieter führen und damit durch eine geringere Anzahl an Marktteilnehmern die Liquidität auf der NEM-Plattform verringern. Klempf, Heilmann et al. (2020, S. 66–70) sowie die Autor:innen von FfE (2021, S. 129–130) lösen diesen Konflikt mit der Definition von mehreren Produkten, die die Anforderungen von unterschiedlichen Anbietern von Flexibilität und der Netzbetreiber so gut wie möglich einbeziehen sollen.

Unter Berücksichtigung der oben identifizierten Eigenschaften resultieren zwei Arten von Produkten:

Flexibilitätsprodukt 1: „Kurzzeit-Gebot“

Für Anlagen, die zu einer aktiven Teilnahme fähig sind, eignen sich sogenannte Kurzzeit-Gebote, bei denen die Anbieter von Flexibilität am Vortag ihre verfügbare Flexibilität melden. Diese Anlagen sind üblicherweise bereits vermarktet – die Flexibilität stellt daher in diesem Fall die explizit dargestellte Abweichung von einer „Baseline“, der Fahrweise ohne netzdienlichen Flexibilitätsabruf, dar. Für die Übermittlung des Fahrplanes und der zugehörigen Preiszeitreihen, für die eine Flexibilität angeboten wird, bietet sich als Datenformat die Beschreibung als Kraftwerkseinsatzplanungs-Daten [KWEP] nach der *Generation and Load Data Provision Methodology* der ÜNB an (vgl. 50 Hertz et al., 2017, S. 15). Dieses Datenformat wird auch für die Übermittlung der Redispatch-Fahrpläne verwendet und ist deswegen bei den ÜNB bereits etabliert. Die Kontrahierung erfolgt wie in Abbildung 5-11 am Vortag, die Bereitstellung wird durch ein Abrufsignal kurz vor Erbringung initiiert. Die Vergütung wird auf Basis der bereitgestellten Energie aus der angebotenen Leistung-Preis-Zeitreihe ermittelt.

Diese Art von Flexibilitätsprodukten weist nicht nur starke Parallelen zu den beim Redispatch ausgetauschten Daten auf, sondern entspricht in hohem Maß dem Vorgehen bei der Vermarktung von Anlagen auf dem Day-Ahead-Markt. Goldkamp und Schallenberg (2020) empfehlen diese gewollte Anlehnung an bestehende Märkte: Etablierte Formate/Prozesse aus den Großhandelsmärkten haben ihre Skalierbarkeit dort bereits nachgewiesen und sind den Akteuren bekannt.

Flexibilitätsproduktart 2: „Langfristkontrahierung“

Die zweite Produktart zielt auf Flexibilitätsoptionen ab, die derzeit ihre Flexibilität nicht aktiv vermarkten und nach der Systematisierung in Abbildung 5-12 als passive Teilnehmer gelten. Besitzer von kleinteiligen Flexibilitätsoptionen wie Wärmepumpen, Nacht-speicherheizungen, PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen sind üblicherweise nicht in der Lage, ihre verfügbare Flexibilität am Vortag explizit auszuweisen und für Anwendungsfälle wie die NEM-Plattform nutzbar zu machen. Will man diese Flexibilität dennoch erschließen, so muss in einem ersten Schritt die Teilnahme an der NEM-Plattform möglichst einfach zugänglich sein. Hierzu bieten sich nach (FfE, 2021, S. 129–130) langfristige Verträge an: Die Besitzer der Flexibilitätsoption gewähren der NEM-Plattform in Zeiten von Netzengpässen unter Berücksichtigung vorab definierter Randbedingungen des Anbieters (beispielsweise hinsichtlich maximaler Eingriffsdauer oder –häufigkeit) den Steuerzugriff auf die Anlage und erhalten dafür eine pauschalierte Vergütung. Dieser Mechanismus ist an die Regelung nach § 14a EnWG angelehnt. Hier werden in der derzeitigen Ausgestaltung reduzierte Netzentgelte gewährt, wenn auf Anforderung des VNB bestimmte Sperrzeiten für die Nutzung der Anlagen akzeptiert werden. Bogensperger et al. (2019) wenden die Logik einer pauschalen Vergütung auf das Netzengpassmanagement an. Anbieter von Flexibilität erhalten finanzielle Anreize, um in Zeiten mit (drohenden) Netzengpässen der NEM-Plattform und damit den Netzbetreibern einen Abruf der Flexibilität zu erlauben. Um den Primärnutzen der Flexibilitätsoption nicht zu gefährden, können die Anbieter von Flexibilität Randbedingungen für den Abruf festlegen. Zeiselmaier und Köppl (2021) leiten aus diesen

Vorgaben das Flexibilitätsprodukt her und empfehlen auf Basis der Anforderungen der Anbieter von Flexibilität die Abbildung von folgenden Randbedingungen, die vor der Kontrahierung festgelegt werden (Visualisierung in Anhang 2):

- Minimale und maximale abrufbare Leistung (beispielsweise aufgrund der technischen Eigenschaften der Flexibilitätsoption)
- Minimale und maximale Abrufdauer für einen Abruf (beispielsweise, um einen Speicher nicht zu sehr zu entladen)
- Maximale Abrufdauer über einen kompletten Tag
- Minimale Zeit zwischen zwei Abrufen (beispielsweise zur Wiederbeladung eines Speichers)
- Maximale Anzahl an Anrufen pro Tag

Mit diesen Randbedingungen können passive Teilnehmer ihre Bereitschaft zur Flexibilitätsbereitstellung an die NEM-Plattform melden. Für eine Nutzbarkeit dieser Flexibilität für das Netzengpassmanagement und die Vergleichbarkeit mit den kurzfristigen Geboten der aktiven Teilnehmer sind weitere Zwischenschritte notwendig. Wie in Kapitel 5.4.2.2 ausgeführt, sind für die Flexibilitätsoptionen der passiven Teilnehmer keine anlagenscharfen Daten verfügbar. M. Müller, Zeiselmaier und Pedraza Gómez (2019) schlagen daher eine stochastische Ermittlung des Flexibilitätspotenzials eines Pools von Anlagen des gleichen Typs vor:

- Dazu werden in einer Voranalyse die Gleichzeitigkeitsfaktoren der Leistungskurven von Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Batteriespeichersysteme bei verschiedenen Umgebungstemperaturen und Poolgrößen ermittelt und als statische Werte gespeichert.
- Die so ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren geben Aufschluss über die abrufbare und damit flexible Leistung dieser Pools in Abhängigkeit einer zu wählenden Sicherheit.

Die so verfügbare Leistung ist deutlich geringer als die installierte Leistung und schwankt sehr stark über das Jahr. Für Wärmepumpen-Pools typischer Niederspannungsnetze sind nach dieser Methode zwischen 4,2 und 82,9 kW für das Netzengpassmanagement nutzbar (vgl. M. Müller, Zeiselmaier & Pedraza Gómez, 2019). Die Methode macht damit das implizite Flexibilitätspotenzial der passiven Teilnehmer auf der NEM-Plattform nutzbar, auch wenn die verfügbare Leistung stark schwankt und damit der Lösungsbeitrag nicht pauschal abgeschätzt werden kann. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass der Aggregationsmechanismus sich auf die Nutzbarkeit für die Netzbetreiber fokussiert und damit höhere Sicherheitsaufschläge beinhaltet. Die hier verwendete Methode unterscheidet sich daher von der Fahrplanprognose eines Aggregators oder Direktvermarkters.

Datenformate der Flexibilitätsangebote und des Flexibilitätsbedarfs

In der hier entwickelten NEM-Plattform werden beide beschriebenen Flexibilitätsproduktarten umgesetzt. Es entsteht somit ein hybrider Ansatz aus zwei unterschiedlichen Produktarten. Für eine Beschreibung der verwendeten Datenformate wird auf die Ausführungen in der DIN SPEC 91410-1 verwiesen, in welcher die formalen Anforderungen für eine Teilnahme von Flexibilität am Netzengpassmanagement enthalten sind (vgl. DIN, 2020). Somit kann die verfügbare Flexibilität als Angebot auf der NEM-

Plattform platziert werden. Im folgenden Kapitel wird darauf eingegangen, wie die Marktstruktur der NEM-Plattform ausgestaltet ist.

Für die Hinterlegung des Flexibilitätsbedarfs werden die Ergebnisse der Netzsicherheitsrechnungen der Netzbetreiber am Vortag genutzt. Daraus kann der Flexibilitätsbedarf abgeleitet werden. Dieser umfasst einen Wert zur Erhöhung oder Reduktion der Leistung an einem konkreten Netzknoten, den Bereitstellungszeitpunkt und die Bereitstellungsdauer (genauere Beschreibung in Estermann, Köppl et al., 2019). In dieser Publikation wird auch beschrieben, ab welchen Grenzwerten die NEM-Plattform eingesetzt wird.

5.4.3 Marktstruktur

Betrachtet man die Marktstruktur eines marktbasierten Lösungsansatzes für das Netzengpassmanagement, ist die erste Frage, die geklärt werden muss, auf welcher Ebene die Allokation von Angebot und Nachfrage stattfindet (vgl. Nabe & Creutzburg, 2022). Der Lösungsmechanismus muss in der Lage sein, die Netzengpässe tatsächlich zu beseitigen und gleichzeitig unter Berücksichtigung der Wirksamkeit die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen auszuwählen. Die Koordination kann auf verschiedenen Ebenen stattfinden.

- Eine zentrale Koordination wie bei der *comax-Plattform* (vgl. TenneT, 2020) berechnet das Ergebnis auf einer neu geschaffenen, zentralen Plattform und integriert die Flexibilitätsbedarfe bzw. mögliche Restriktionen aller Netzbetreiber in die Lösungsfindung. Die Verantwortung liegt nicht mehr bei den einzelnen Netzbetreibern, sondern bei der Plattform. Die Menge an auszutauschenden Daten ist groß.
- Bei einer dezentralen Koordination findet die Allokation von Angebot und Nachfrage bezogen auf unterlagerte Teilnetze statt, zum Beispiel für ein Mittelspannungsnetzgebiet unter einem Umspannwerk. Bei der Lösungsfindung kann somit nur ein für das Teilnetz optimales Ergebnis ermittelt werden. Ein Austausch mit überlagerten Plattformen kann in einem anschließenden Schritt erfolgen.

Aus markttheoretischer Sicht ist mit Blick auf ein für das gesamte Netz optimales Ergebnis zwar die zentrale Koordination zu bevorzugen. Die Anforderungen der Netzbetreiber (siehe Kapitel 5.1) sprechen jedoch für einen dezentralen Ansatz: Hier verbleibt die Verantwortung für das Netzengpassmanagement bei den jeweiligen Netzbetreibern (bzw. einer NEM-Plattform, die direkt einem Netzbetreiber zugeordnet werden kann). Auch der Bedarf an den Austausch von Daten wird begrenzt. Dies reduziert die Komplexität, was die Umsetzbarkeit insbesondere für die VNB, die im Fokus dieser Arbeit stehen, deutlich erleichtert.

Das folgende Kapitel erläutert, wie Angebot und Nachfrage auf der NEM-Plattform zur präventiven Lösung eines Netzengpasses zugeordnet werden. Dazu werden nicht alle Funktionen der NEM-Plattform beschrieben, sondern wie von Köppl et al. (2019) vorgeschlagen die Schlüsselfunktionen „Bewertung der Wirksamkeit auf einen Netzengpass“, „Matching“ und „Abruf der Flexibilität“ analysiert, weil diese die Alleinstellungsmerkmale der NEM-Plattform darstellen. Für weitere notwendige

Funktionen wie Registrierungsprozesse, Nachweiserbringung und Dokumentation wird auf die Beschreibung in (FfE, 2021, S. 120–139) verwiesen.

5.4.3.1 Mikro-Struktur: Matching auf der NEM-Plattform

Für das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage, das sogenannte Matching, auf der NEM-Plattform gibt es verschiedene Möglichkeiten. Nach Goldkamp und Schallenberg (2020) ist die Verwendung von bekannten Mechanismen vergleichbarer Märkte ein zielführender Ansatz: Der *enera-Flexmarkt* adaptiert die Prozesse des Day-Ahead-Spotmarktes der EPEX Spot auf das Netzengpassmanagement. Hierzu wird ein „regionales Gebotsbuch“ implementiert. Daraus ergibt sich folgender Marktprozess:

- Kommt es im Gebiet des *enera-Flexmarkts* zu einem Netzengpass, wird das Netz unterhalb des Netzengpasses als Marktgebiet definiert.
- Alle dort angeschlossenen Flexibilitätsoptionen haben per definitionem die gleiche Wirksamkeit auf den Netzengpass.
- Die Angebote können damit in Form einer Merit-Order sortiert werden und die kostengünstigsten zur Engpasslösung herangezogen werden.

Bei diesem Ansatz können keine unterschiedlichen Wirksamkeiten von Flexibilitätsoptionen aufgrund der unterschiedlichen Netztopologien berücksichtigt werden, wie sie beispielsweise in komplexen Netzstrukturen auftreten. Ebenso ist es nicht möglich, Einschränkungen seitens der Anbieter von Flexibilität in den Matching-Prozess zu integrieren. Für die hier vorliegende NEM-Plattform wird daher aufgrund der Anforderungen der beteiligten Akteure ein anderer Ansatz gewählt.

Das folgende Kapitel basiert auf der Veröffentlichung von Zeiselmaier und Köppl (2021). Dort wird ausgeführt, dass die NEM-Plattform als Matching-Markt nach Roth (2012) bezeichnet werden kann, was den wesentlichen, strukturellen Unterschied zu den Spotmärkten darstellt. Spotmärkte verwenden den Preis und die Menge des Handelsgutes als einzige Steuerungsparameter des Marktes. Für die NEM-Plattform müssen weitere Faktoren in die Lösungsfindung integriert werden:

- Die Wirksamkeit einer Flexibilitätsoption (und damit die netztopologische Verortung) beeinflusst in hohem Maße, wie viel Flexibilität für die Lösung eines Engpasses kontrahiert und schließlich abgerufen werden muss.
- In Kapitel 5.4.2 wird beschrieben, dass als Voraussetzung für die Erschließung der passiven Teilnehmer Randbedingungen für die Abrufe gelten. Diese müssen im Matching-Prozess berücksichtigt werden.

In einem Matching-Markt nach Roth (2012) werden in die Allokation neben der Menge (im Fall der NEM-Plattform die verfügbare Leistung in kW in jedem 15-Minuten-Slot des Bereitstellungszeitraums) und dem Preis (bei Kurzzeit-Geboten: vom Anbieter festgelegter Preis in jedem 15-Minuten-Slot) weitere Faktoren in den Matching-Prozess integriert:

- Ergänzend zu den „Kurzzeit-Geboten“ bestimmt die NEM-Plattform für das Flexibilitätsprodukt „Langfristkontrahierung“ über einen Aggregationsmechanismus das 15-minütige, explizite Flexibilitätspotenzial von Anlagenpools von passiven Teilnehmern (siehe Kapitel 5.4.2.3).

- Für beide implementierten Produktarten können Randbedingungen hinsichtlich Leistung und Abruf hinterlegt werden.
- Die angebotene Flexibilität wird vor dem Matching auf ihre Wirksamkeit auf den Netzengpass bewertet.
- Das Matching soll nicht nur für einen Zeitschritt die optimale Lösung finden, sondern für den kompletten Folgetag.

Bei Köppl et al. (2019) sowie Zeiselmaier und Köppl (2021) wird aus diesen Eigenschaften abgeleitet, dass mit diesen Vorgaben ein auktionstheoretischer Ansatz über eine lineare Optimierung die techno-ökonomisch beste Lösung für die NEM-Plattform identifizieren kann, und die Optimierungsgleichung anschließend erarbeitet. Dauer (2016) bezeichnet als Auktion einen regelbasierten Mechanismus, der Ressourcen und Preise auf Basis von Geboten der Auktionsteilnehmer zuteilt. Die NEM-Plattform nutzt wegen der Berücksichtigung von zusätzlichen Eigenschaften neben dem Preis und der Menge eine sogenannte „Mehr-Attribut-Auktion“ mit folgenden Eigenschaften:

- Die Auktion auf der NEM-Plattform findet im Vergleich zu einer normalen Auktion *umgekehrt* statt. Die Anbieter bieten Flexibilität als Ressource an, welche die Netzbetreiber zu möglichst geringen Kosten erwerben möchten (bei einer normalen Auktion erhält der Höchstbietende den Zuschlag).
- Bei der Auktion können die Nachfrager auf mehrere Gebote bieten und somit für mehrere Zeiträume Flexibilität erwerben - die Auktion findet somit *kombinatorisch* statt.
- Als drittes Attribut kann *zweiseitig* genannt werden: Auf der NEM-Plattform treten wie in den vorhergehenden Kapiteln erläutert mehrere Anbieter und mehrere Nachfrager von Flexibilität auf.

Auf der NEM-Plattform ist es grundsätzlich möglich, dass die Nachfrage von mehreren Anbietern von Flexibilität erfüllt wird, die mit unterschiedlichen Preisen anbieten. Daher muss ein Verfahren für die Preisermittlung festgelegt werden. In vergleichbaren Märkten sind hier die Zahlung nach Gebot (*pay-as-bid-Verfahren*) oder das Einheitspreisverfahren (*uniform pricing*) denkbar. Für das marktbasierte Netzengpassmanagement wird in der Literatur wegen der Möglichkeit, dass eine Nachfrage von mehreren Geboten erfüllt wird, das *pay-as-bid-Verfahren* als empfehlenswert eingeschätzt (vgl. Amicarelli et al., 2017; Dauer, 2016, S. 95–97).

Nach diesen Vorüberlegungen kann zur kostenoptimalen Lösung der Netzengpässe ein Optimierungsproblem aufgestellt werden. Dies wird bei Zeiselmaier und Köppl (2021) als gemischt-ganzzahliges Problem [*Mixed-integer Problem* – kurz: MIP] formuliert. In den folgenden Abschnitten wird zunächst das Optimierungsziel genauer aufgeschlüsselt, bevor die Optimierungsgleichung unter Berücksichtigung der Schlüsselfunktion „Bewertung der Wirksamkeit auf den Netzengpass“ erläutert wird.

Definition des Optimierungsziels

Auf der NEM-Plattform sind der Flexibilitätsbedarf und verschiedene Flexibilitätsgebote hinterlegt. Diese müssen einem bestimmten Optimierungsziel zugeordnet werden. Das grundsätzliche Ziel ist die Minimierung der Kosten für die Deckung eines Flexibilitätsbedarfs durch die Gebote. Dabei müssen alle hinterlegten Randbedingungen der Gebote

berücksichtigt werden. Die Zielfunktion sucht nicht nur die kostenoptimale Lösung für einen Zeitpunkt, sondern für alle 96 15-Minuten-Zeitschritte des kommenden Tages.

Als zusätzlichen Aspekt versucht die NEM-Plattform einen möglichst großen Teil des Flexibilitätsbedarfes zu decken. Wird nur auf die zuerst erwähnte Minimierung der Kosten optimiert, so liegt die kostengünstigste Option in der Kontrahierung von keinem einzigen Gebot. Im Gegenzug dazu kann eine Vorgabe, immer die komplette Nachfrage zu decken, zu sehr hohen Kosten führen oder auch zu einer Unlösbarkeit der Gleichung. Auch aus netztechnischer Sicht ist eine vollumfassende Deckung der Nachfrage nicht notwendig, da die NEM-Plattform eine Ergänzung der Netzengpassmanagementmaßnahmen darstellt und somit den Netzbetreibern eine zusätzliche Notfallmaßnahme zur Verfügung steht. Daher wird die möglichst umfassende Deckung der Nachfrage nicht über eine Nebenbedingung abgebildet, sondern über einen Straffaktor in der Optimierungsgleichung.

Schlüsselfunktion „Wirksamkeit auf den Netzengpass“

Zur Berücksichtigung der Wirksamkeit eines Flexibilitätsgebotes auf einen Netzengpass muss im Matching berücksichtigt werden, in welchem Maß ein Flexibilitätsgebot und damit die Leistungsanpassung einer Flexibilitätsoption zu einer Entlastung am Netzknoten mit dem Engpass führt. Dies unterscheidet die hier konzipierte NEM-Plattform von dem oben beschriebenen *enera-Flexmarkt*: Hier wird angenommen, dass jedes Flexibilitätsgebot vollständig auf den zu lösenden Netzengpass wirkt. Dies kann für strombedingte Überlastungen in strahlenförmigen Netzen zutreffen. In vermaschten Netzen ist dies nicht mehr zulässig, da hier die Wirksamkeit stark von der Verortung der Flexibilitätsoption im Netz abhängen (siehe Kapitel 4.2.2). In den Netzsicherheitsrechnungen der Netzbetreiber wird diese Problemstellung über Lastflussberechnungen gelöst. Das iterative Vorgehen einer Lastflussberechnung ist jedoch nicht kompatibel zu einer Optimierungsgleichung, wie sie hier entwickelt werden muss.

Estermann et al. (2018) haben daher einen linearisierten Ansatz entwickelt, der auf Basis der Netztopologie die Wirksamkeit der Flexibilitätsgebote ableitet. Hierzu wird aus den Netzdaten initial eine Adjazenzmatrix gebildet, die die (elektrische) Verbindung der Netzknoten untereinander abbildet. Mit dieser Zuordnungsmatrix wird in einem iterativen Prozess mit Lastflussberechnungen für jeden Standort einer Flexibilitätsoption bei verschiedenen Leistungswerten bestimmt, welchen Einfluss diese Leistungsanpassungen auf die Spannung an den anderen Netzknoten hat und wie sich die Stromflüsse verändern. Durch eine lineare Regression an jedem Knoten kann ermittelt werden, welchen Einfluss eine Leistungsanpassung einer Flexibilitätsoption auf den Netzengpass hat. Dieses Vorgehen wird initial für jede Netztopologie und jede mögliche Flexibilitätsoption erstellt und anschließend auf der NEM-Plattform hinterlegt. Kommt es aufgrund betriebsbedingter Umstände zu Änderungen der Netztopologie, wird eine neue Matrix gebildet.

Abbildung 5-13 zeigt die vier wesentlichen Schritte des Vorgehens. Für eine detaillierte Erläuterung des Ansatzes mit einer Validierung anhand einer Case Study wird auf (Estermann et al., 2018) verwiesen.

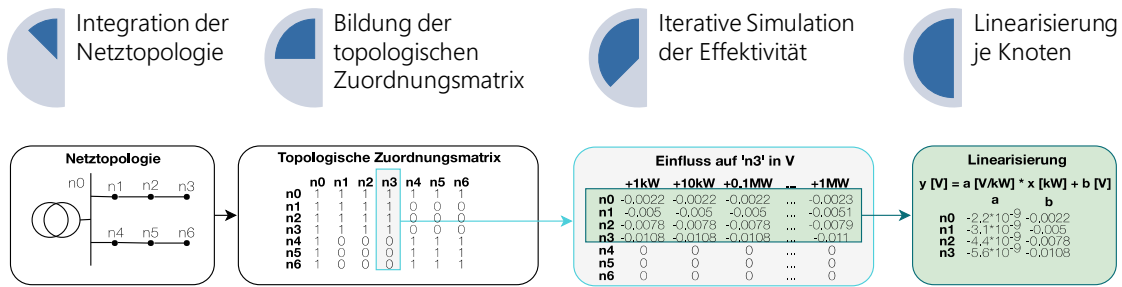


Abbildung 5-13: Vorgehen der Bewertung der Wirksamkeit bzw. Effektivität einer Leistungsanpassung auf einen Netzengpass aus (FfE, 2021, S. 135) auf Basis von Estermann et al. (2018)

Dieser Ansatz kann durch die vorab ermittelten Wirksamkeitsfaktoren in die Optimierungsgleichung integriert werden. Auf der NEM-Plattform müssen dazu keine Netzdaten hinterlegt werden, was prinzipiell einen Plattformbetrieb ohne direkte Beteiligung der Netzbetreiber ermöglicht.

Aufstellen der Optimierungsgleichung nach Zeiselmaier und Köppl (2021)

Aus mathematischer Sicht müssen weitere Aspekte beachtet werden. Für bestimmte Anlagentypen sind kontinuierliche Teilabrufe nicht möglich, weswegen die Variablen stellenweise ganzzahlig sein müssen. In Kombination mit den reellen Variablen muss das Optimierungsproblem daher gemischt-ganzzahlig gelöst werden. Die Randbedingungen der Flexibilitätsoptionen müssen in das Matching integriert werden. Dadurch werden zusätzliche Gleichungen notwendig. Die NEM-Plattform greift daher auf eine sogenannte restringierte lineare Optimierung unter Berücksichtigung der Randbedingungen der Flexibilitätsoptionen, der über die Wirksamkeit angepassten Leistung und der angebotenen Kosten zurück. Die Optimierung läuft für den gesamten Folgetag. Es ergibt sich folgende Optimierungsgleichung in Formel (5):

$$\min_{P_{ij}^+, P_{ij}^-} \sum_{j=1}^{96} \sum_{i=1}^n (C_{ij}^+ \cdot P_{ij}^+ + C_{ij}^- \cdot P_{ij}^-) + \sum_{l=1}^o G_{lj} (d_{jl}^+ + d_{jl}^-) \quad (5)$$

- j Menge der Zeitschritte
- i Menge der Flexibilitätsoptionen
- l Menge der Nachfrager auf der NEM-Plattform
- C_{ij}^+ Kosten der Leistungserhöhung der Flexibilitätsoption i zum Zeitabschnitt j
- C_{ij}^- Kosten der Leistungsreduktion der Flexibilitätsoption i zum Zeitabschnitt j
- P_{ij}^+ Eingesetzte Leistungserhöhung
- P_{ij}^- Eingesetzte Leistungsreduktion
- G_{lj} Strafkosten bei Nicht-Erfüllung der Nachfrage
- d_{jl}^+, d_{jl}^- Hilfsvariablen für Betrag von der nicht-erbrachten Leistung

In Kombination mit den weiteren Gleichungen (siehe Anhang 6 und Anhang 7) minimiert die NEM-Plattform die Kosten für die Lösung eines Netzengpasses und versucht gleich-

zeitig einen möglichst großen Teil der Nachfrage zu decken. Eine detaillierte mathematische Herleitung und eine vollständige Beschreibung des Optimierungsalgorithmus befindet sich bei Zeiselmaier und Köppl (2021). Dort wird die Optimierung auf eine Case Study angewandt, welche zusammen mit dem hinterlegten Code verfügbar ist.

Als Ergebnis des Matching-Prozesses sind diejenigen Flexibilitätsoptionen ausgewählt und in einer Abrufliste abgelegt, die die Nachfrage unter Berücksichtigung aller Nebenbedingungen kostenoptimal decken können. Das folgende Kapitel beschreibt die notwendige IT-Infrastruktur für den Abruf der Flexibilität.

5.4.3.2 IT-Infrastruktur für den Abruf der Flexibilität

Der zweite Baustein der Marktstruktur des *Market-Engineering-House* ist die notwendige IT-Infrastruktur, die die Umsetzung der oben beschriebenen Mikrostruktur ermöglicht. Weinhardt und Gimpel (2007) fassen die Aufgabe der IT-Infrastruktur wie folgt zusammen: „*The IT-Infrastructure needs to facilitate the needs of the market structure to achieve the desired market outcome*“.

Dieses Kapitel beschreibt nicht das komplette Hard- und Softwaresystem, das für eine Implementierung der NEM-Plattform notwendig ist, sondern fokussiert sich auf die Ausgestaltung des Abrufes der Flexibilität, da hier die größten konzeptionellen Fragestellungen liegen.

Als Basis wird auf die iMSys-Architektur zurückgegriffen, da diese wie in Kapitel 5.4.1.1 ausgeführt die notwendigen Voraussetzungen in Sachen Funktionalitäten und Performance für einen netzdienlichen Einsatz bietet. Die grundsätzliche Ausgestaltung ist zwar im MsbG festgelegt. Insbesondere die Weiterentwicklung hinsichtlich der verfügbaren Funktionen (vgl. Estermann et al., 2021) kann eine wiederholte Beurteilung der IT-Infrastruktur und ein Re-Design notwendig machen (siehe Abbildung 5-6). Nach den Analysen in Kapitel 5.4.1.1 und Abbildung 5-8 empfiehlt sich für den Abruf der Flexibilität der Weg von der NEM-Plattform über einen aEMT zum SMGW. Die Umsetzung des Steuersignals erfolgt anschließend entweder direkt über die CLS-Schnittstelle oder eine zwischengeschaltete Steuerbox.

Diese Infrastruktur ermöglicht mit hinreichender Zuverlässigkeit und Geschwindigkeit den Abruf von Flexibilität durch die NEM-Plattform. Mit Blick auf die Anforderungen der Netzbetreiber in Kapitel 3.6 zur intensivierten Abstimmung des marktgetriebenen Verhaltens von Flexibilitätsoptionen und der verfügbaren Netzkapazität (*Netzbetreiber-Anforderungen 2 und 5*) wird die iMSys-Architektur von Weigand et al. (2021) um einen „Digitalen Netzanschluss“ [DiNA] als Erweiterung des SMGW vorgeschlagen. Beim Konzept des DiNA wird der Hausanschluss eines Gebäudes, dessen maximale Leistung (Einspeisung oder Last) über den beim Bau vertraglich festgesetzten Netzanschluss begrenzt ist, um eine digitale Schnittstelle ergänzt, bei der ein Anschlussnetzbetreiber über das Leitstellenprotokoll IEC 61850 (vgl. DKE, 2014) einen Leistungsgrenzwert für das komplette Gebäude hinter dem DiNA festlegen kann. Dieser Leistungsgrenzwert bezieht sich nicht auf einzelne Flexibilitätsoptionen, sondern zielt auf die Gesamtheit aller Anlagen hinter dem DiNA ab. Die Fahrweise dieser Anlagen kann von verschiedenen EIV und damit auch von Aggregatoren oder Virtuellen Kraftwerken [VPP] gesteuert werden. Für die dezentrale Ausregelung hinter dem DiNA ist somit ein Energiemanagementsystem [EMS] notwendig, welches unter Berücksichtigung des

übergebenen Leistungsgrenzwerts die Optimierung der Flexibilitätsoptionen übernimmt (detaillierte Beschreibung in (Köppl et al., 2022; Weigand et al., 2021), Darstellung in Abbildung 5-14).

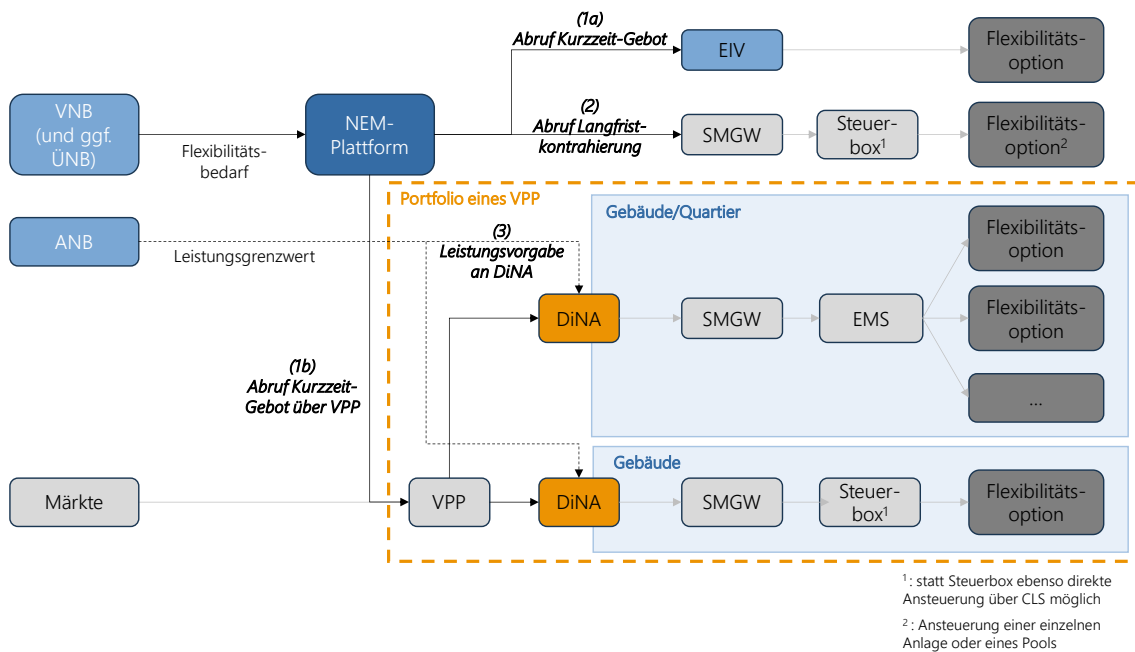


Abbildung 5-14: Verknüpfung der NEM-Plattform mit dem DiNA-Konzept und resultierende Abrufmöglichkeiten; eigene Darstellung nach Köppl et al. (2022)

Der DiNA kann im Kontext des Netzengpassmanagements als präventives Werkzeug gesehen werden. Analog zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs der Netzbetreiber prognostiziert der ANB durch Netzsicherheitsrechnungen die maximal zulässige Auslastung seiner Netzinfrastruktur. Ist eine dynamische Netzsicherheitsrechnung nicht möglich, kann er beispielsweise basierend auf Messwerten dennoch Leistungsgrenzwerte für die DiNA in seinem Netzgebiet festlegen, sofern er den Bedarf dafür sieht (Fall 3 in Abbildung 5-15). Die EIV der hinter den DiNA liegenden Flexibilitätsoptionen können die Versorgung der Haushalte im Gebäude ermöglichen und die Anlagen vermarkten, während durch die Einhaltung des Leistungsgrenzwerts am DiNA netzkritische Situationen in der Niederspannung vermieden werden. Einen ähnlichen Ansatz gibt es auf dem *enera-Flexmarkt*: Hier dürfen unterlagerte Netzbetreiber den Abruf einzelner Flexibilitätsgebote aus Gründen der Netzsicherheit sperren (vgl. Brunekreeft et al., 2020, S. 24).

Für einen aktiven Abruf der Flexibilität über die NEM-Plattform sind passend zu den beiden Flexibilitätsproduktarten zwei Abrufkonzepte möglich:

- Soll ein „Kurzzeit-Gebot“ abgerufen werden, kann im Fall 1a die Steuerungsanforderung an den EIV erfolgen. Dieser verantwortet anschließend die Umsetzung. Im Fall 1b erhält das VPP als EIV die Steuerungsanforderung und setzt diese mit den angeschlossenen Anlagen um.
- Für das Flexibilitätsprodukt „Langfristkontrahierung“ kommt das Steuersignal direkt aus der NEM-Plattform über das SMGW und eine Steuerbox/CLS-Schnittstelle an die Flexibilitätsoption (Fall 2). Hier fungiert die NEM-Plattform als EIV für das Netzengpassmanagement.

Das DiNA-Konzept verschiebt den Fokus bei der Ansteuerung von dezentraler Flexibilität weg von der Ansteuerung von Einzelanlagen hin zur Vorgabe einer Zielgröße am Verknüpfungspunkt zum überlagerten Netz. Dies lässt auch im Fall eines niedrigen Leistungsgrenzwertes des ANB eine dezentrale Optimierung durch das EMS zu: Mithilfe von Zusatzinformation wie Wetterdaten oder Nutzungspräferenzen der betroffenen Personen kann der Energiebedarf intelligent verschoben oder Speicher entladen werden, so dass die Versorgung auch dann sichergestellt ist, wenn eine netzkritische Situation auftritt. Neben der indirekten Steuerungsanforderung wird auch die Verantwortung für die Umsetzung des Steuersignals auf den EIV übertragen. Dies widerspricht in Teilen den Anforderungen der Netzbetreiber an die Zuverlässigkeit der Ansteuerung. Diese würden es für das Netzengpassmanagement präferieren, wenn die Umsetzung eines Steuersignals direkt von der NEM-Plattform erfolgt, da dies die Unsicherheit in der Betriebsplanung reduziert (siehe Kapitel 5.4.2.2). Diese Sicherheiten können jedoch durch die Festlegung von Präqualifikationsbedingungen und Pönalisierung gewährleistet werden.

Das DiNA-Konzept greift wesentliche Elemente der KOF aus Kapitel 5.4.1.1 auf, weist aber noch konzeptionelle Lücken auf. So ist noch offen, inwiefern die Akzeptanz eines Leistungsgrenzwertes verpflichtender Teil eines Netzanschlussvertrages ist oder freiwillig über Anreizmechanismen erfolgen soll. Hierzu muss die regulatorische Grundlage geschaffen werden. Hinsichtlich der technischen Spezifikation wird das Konzept bereits in der VDE-Anwendungsregel 2829-6 behandelt (vgl. DKE, 2021).

Zusammenfassend lässt sich für die NEM-Plattform feststellen, dass die Ausgestaltung des Abrufs dezentraler Flexibilität in hohem Maße von der verfügbaren Infrastruktur für Messen und Steuern abhängt. Abbildung 5-15 fasst die Evolution seit der Umsetzung des MsbG bis zum Zielsystem mit DiNA zusammen und bewertet diese im Kontext der NEM-Plattform.

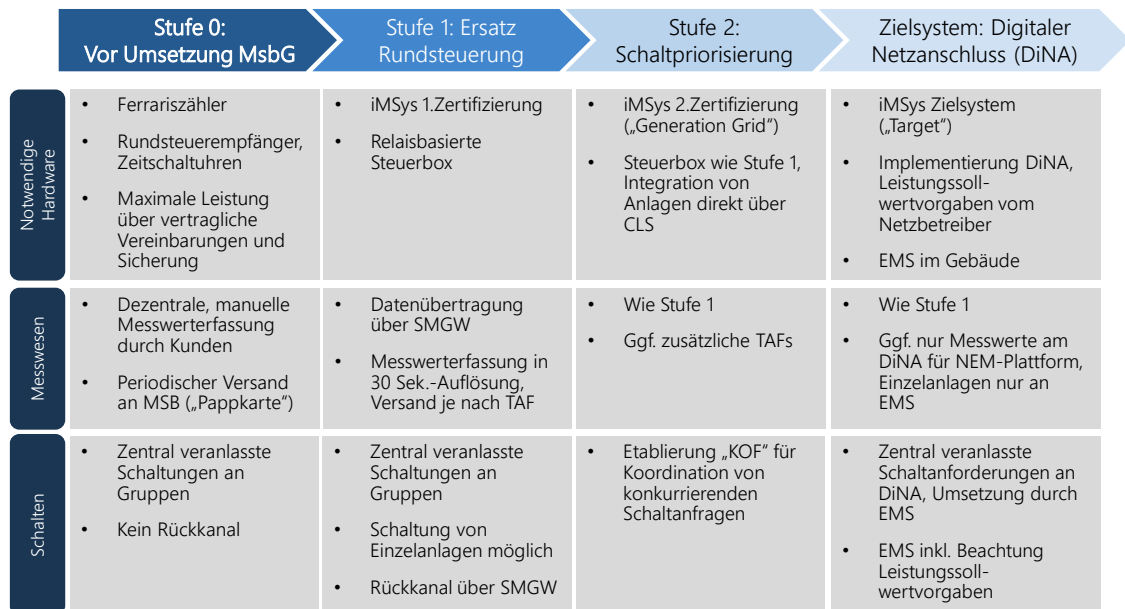


Abbildung 5-15: Evolution der Mess- und Steuer-/Regelinfrastruktur; eigene Darstellung in Anlehnung an Weigand (2021, S. 61)

Stufe 0 umfasst die Mess- und Steuerinfrastruktur vor dem MsbG. Neben den analogen Zählern ist diese Stufe charakterisiert durch die Schaltung über Rundsteuerempfänger,

welche nur eine Gruppenschaltung zulässt und durch den fehlenden Rückkanal keine Information über die erfolgte Schaltung bietet. Dieses System ist für die NEM-Plattform ungeeignet, da die Bereitstellung von Flexibilität nicht nachgewiesen werden kann. Die Stufe 1 ersetzt den Ferraris-Zähler durch ein iMSys und den Rundsteuerempfänger durch eine Steuerbox. Damit wird neben der digitalen Erfassung und dem Versand von Messwerten die Steuerung von Einzelanlagen möglich. Estermann, Bruckmeier et al. (2019) weisen für diese Konfiguration eine im Vergleich zu Stufe 0 deutlich gesteigerte Zuverlässigkeit von über 99 % auf. Zusammen mit dem Rückkanal zur Nachweiserbringung ist diese Infrastruktur für die Basisfunktionalität der NEM-Plattform geeignet. Die Stufe 3 und 4 integrieren eine Koordination konkurrierender Schaltanforderungen in die technische Umsetzung. Der DiNA fügt die Möglichkeit zur Vorgabe von Leistungsgrenzwerten hinzu, wodurch Netzengpässe in den unteren Spannungsebenen präventiv verhindert werden können, was die NEM-Plattform logisch im Sinne der Anforderungen erweitert.

Neben der technischen Umsetzbarkeit des Marktmechanismus ist es entscheidend, dass hinter der NEM-Plattform ein Betreiberkonzept steckt, was im folgenden Kapitel erläutert wird.

5.4.3.3 Geschäftsstruktur: Betriebsmodelle für die NEM-Plattform

Als dritter Baustein der Marktstruktur wird im *Market-Engineering* die Geschäftsstruktur hinter dem Markt bezeichnet. Darunter fallen mögliche Gebühren für den Marktzugang und für die Nutzung sowie das Betriebsmodell. Im Zuge einer Literaturrecherche und einer Bewertung der gesetzlichen Grundlagen werden vier mögliche Betriebsmodelle (siehe Tabelle 5-5) identifiziert (vgl. Agora, 2017b, S. 127). Zusätzlich wird betrachtet, welche energiewirtschaftlichen Akteure den Betrieb einer NEM-Plattform übernehmen können. Hierzu zählen die Netzbetreiber aufgrund der Nähe zum Netzbetrieb und die Betreiber von Strombörsen aufgrund der Vorerfahrung im Betrieb von Plattformen. Auch der Messtellenbetreiber [MSB] oder ein Bilanzkreisverantwortlicher [BKV] sind denkbar.

Tabelle 5-5: Übersicht von drei möglichen Betriebsmodellen für die NEM-Plattform

Betriebsmodell	Beschreibung	Qualitative Einordnung der Eignung	Quelle
Betrieb durch Netzbetreiber	Erweiterung bestehender NEM-Prozesse, ggf. übergreifend für mehrere Netzbetreiber (vgl. <i>Redispatch 2.0</i>)	Regulatorisch möglich, Vorerfahrung mit <i>Redispatch 2.0</i> & Regelleistung	(Agora, 2017b, S. 89–92; Connect +: Netzbetreiberkoordination [C+], 2021)
Betrieb durch externen Dritten: Strombörse	Ausgestaltung als z.B. „Intraday-Markt Plus“ möglich (vgl. <i>enera-Flexmarkt</i>)	Regulatorisch möglich, keine Vorerfahrung mit NEM-Prozessen, Synergien für Flex-Anbieter	(Agora, 2017b, S. 92–95; Goldkamp & Schallenberg, 2020)
Betrieb durch externen Dritten: MSB	Daten und Schalthandlungen über iMSys-Architektur bei MSB, NEM-Plattform als Erweiterung	Regulatorisch nicht möglich, da Plattformbetrieb nicht Teil der Aufgaben des MSB	§ 3 MsbG
Betrieb durch externen Dritten: BKV	BKV übernimmt NEM-Plattform (ähnliche Prozesse wie Ausregelung Bilanzkreis)	Regulatorisch nicht möglich: Keine Aufgabe des BKV	§ 4 Abs. 2 StromNZV
Joint Venture „Netzbetreiber & Dritter“	Verzahnung der ersten beiden Modelle (vgl. <i>Equigy-Plattform</i>)	Regulatorisch möglich, praktisch vrs. gut umsetzbar	(TenneT et al., 2020)

In einigen Pilotprojekten (siehe Kapitel 5.2.3) werden NEM-Plattformen von einzelnen VNB oder ÜNB ausgestaltet. Hierzu muss beachtet werden, dass § 13 Abs. 6 EnWG eine einheitliche Lösung für derartige Plattformen fordert. Daher muss es bei Plattformlösungen einzelner Netzbetreiber mindestens zu einer starken Harmonisierung kommen. Langfristig dürfte eine deutschlandweite Lösung durch Skaleneffekte Vorteile mit sich bringen.

Zur Deckung der Kosten der NEM-Plattform sind Gebühren für die Nutzung das gängigste Mittel. Hierunter fallen Transaktionsgebühren oder pauschale Gebühren beispielsweise für die Registrierung. Diese beiden Gebühren können auch kombiniert werden. Da die NEM-Plattform auf die freiwillige Teilnahme von Anbietern von Flexibilität abzielt, ist anzuraten, für diese die Hürden zum Markteintritt durch niedrige Gebühren möglichst gering zu halten, um für ein großes Angebot zu sorgen. Damit würden überwiegend die Netzbetreiber die Kosten der NEM-Plattform decken, was wiederum zu einer regulierten Kostenstruktur führen würde. Prinzipiell wäre es darüber hinaus möglich, über den Verkauf von marktrelevanten Informationen zusätzliche Erlöse zu erzielen (vgl. Huber, Dauer et al., 2018, S. 90–107). Dies wirft mit Blick auf die sensiblen Informationen auf der NEM-Plattform zu Stromnetzen viele rechtliche Fragestellungen auf.

Verknüpft man diese Erkenntnisse mit Tabelle 5-5, erscheinen die Betriebsmodelle „Regulierter Betrieb durch nationale Netzbetreiber“ und „Joint Venture Netzbetreiber & Dritte“ als erfolgsversprechend. Beide Modelle sind regulatorisch umsetzbar und die Akteure weisen Vorerfahrung für den Plattformbetrieb auf. In Kapitel 6 wird bewertet, ob

diese Modelle auch aus der Perspektive des Plattformbetreibers tragfähig und skalierbar sind.

5.5 Konzeptionelles Modell: Überprüfung der Funktionalität der NEM-Plattform

Durch die Definition des Transaktionsobjekts „Flexibilität“, der daraus abgeleiteten Flexibilitätsprodukte in Kapitel 5.4.2 und der Ausgestaltung der Marktstruktur in Kapitel 5.4.3 ist nach dem *Market-Engineering-Prozess* ein *konzeptionelles Modell* entstanden (vgl. Abbildung 5-6). Zur Beschreibung der Abläufe des *konzeptionellen Modells* eignet sich die Darstellung der Interaktion der beteiligten Akteure und Komponenten als Sequenzdiagramm in der UML-Notation nach (OMG, 2011). Diese Sequenzdiagramme stellen den Übergang vom konzeptionellen Design, das die Funktionalität des Marktes ausgestaltet, zum Umsetzungsdesign dar, in dem die technische Umsetzung im Zuge einer Software-Entwicklung möglich wird.

Der erste Teil des Sequenzdiagramms in Abbildung 5-16 zeigt die Initialisierungsphase der NEM-Plattform (aus Gründen der Lesbarkeit wird die Flexibilitätsoption in den Grafiken als Flex-Option bezeichnet). Ein Sequenzdiagramm bildet die Abläufe in chronologischer Abfolge von oben nach unten ab. Für diese Phase, die mit zeitlichem Abstand zum Handel auf der NEM-Plattform stattfindet, können vier verschiedene Aktivitätsblöcke identifiziert werden:

- Sieht ein VNB den Bedarf für eine NEM-Plattform in seinem Netzgebiet, so kann er die Implementierung initiieren.
- Sobald die NEM-Plattform implementiert ist, können Anbieter von Flexibilität sich auf der NEM-Plattform registrieren und Flexibilitätsoptionen hinterlegen. Beim Flexibilitätsprodukt „Langfristkontrahierung“ können zusätzliche Randbedingungen für den Abruf hinterlegt werden. Nach der Hinterlegung der Flexibilitätsoptionen werden diese im Netz verortet und ihre Wirksamkeit auf Engpässe ermittelt.
- Unabhängig von diesen Vorgängen kann der ANB ebenso ex-ante Leistungsgrenzwerte für die DiNA in seinem Netzgebiet festlegen.
- Diese werden anschließend an das EMS hinter dem DiNA übermittelt und erlauben eine marktorientierte Bewirtschaftung unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen (siehe Kapitel 5.4.3.2).

5. Design eines marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement

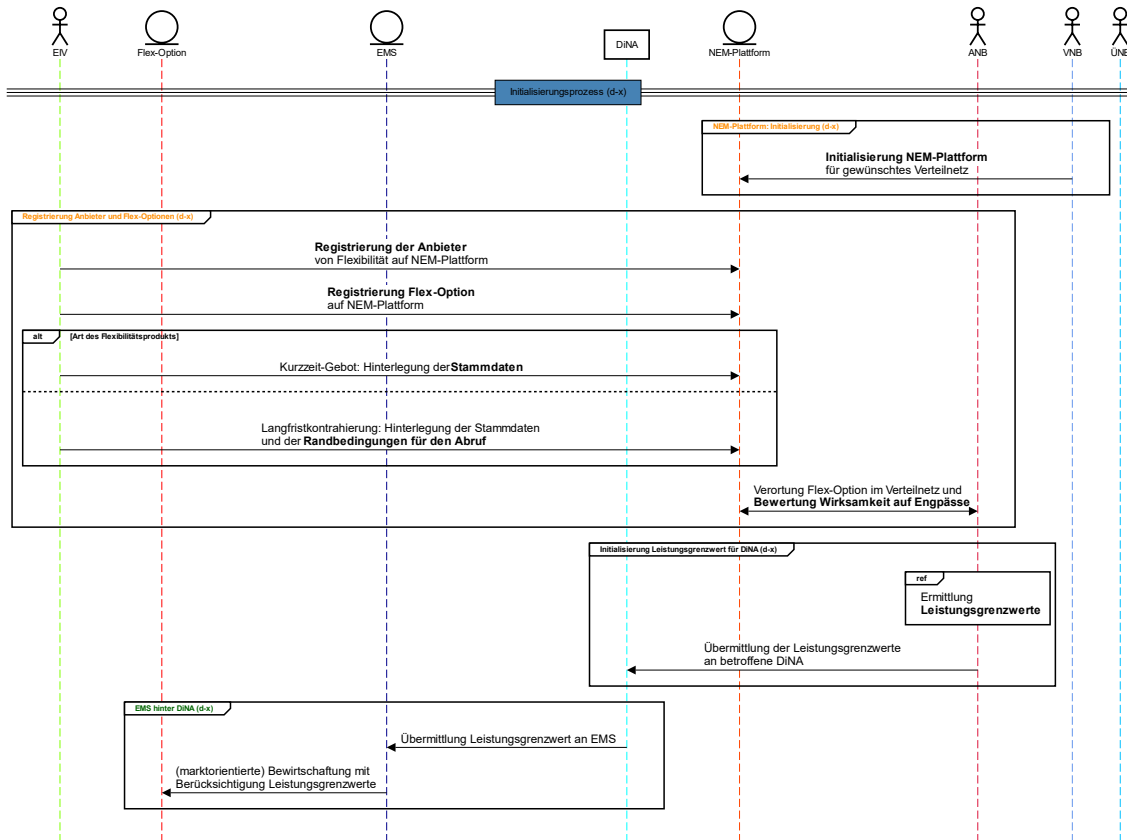


Abbildung 5-16: Sequenzdiagramm der Initialisierungsphase der NEM-Plattform; eigene Darstellung

Am Vortag der Bereitstellung der Flexibilität über die NEM-Plattform findet der Handel statt (siehe Abbildung 5-17). Mit den Daten aus dem EMS oder direkt aus den Flexibilitätsoptionen kann der EIV das Flexibilitätspotenzial erheben. Dies wird anschließend als Angebot auf der NEM-Plattform platziert, womit die Steuerungsbereitschaft für das Netzengpassmanagement angezeigt wird.

Ebenfalls am Vortag ermitteln die Netzbetreiber durch Netzsicherheitsrechnungen ihren Flexibilitätsbedarf und melden diesen als Nachfrage. Für die Angebote aus der Produktart „Langfristkontrahierung“ wird mit den bekannten Netzengpässen die verfügbare Leistung ermittelt. Das Matching allokiert diese Leistung zusammen mit den „Kurzzeit-Geboten“ zur Nachfrage und wählt die kostenoptimale Lösung.

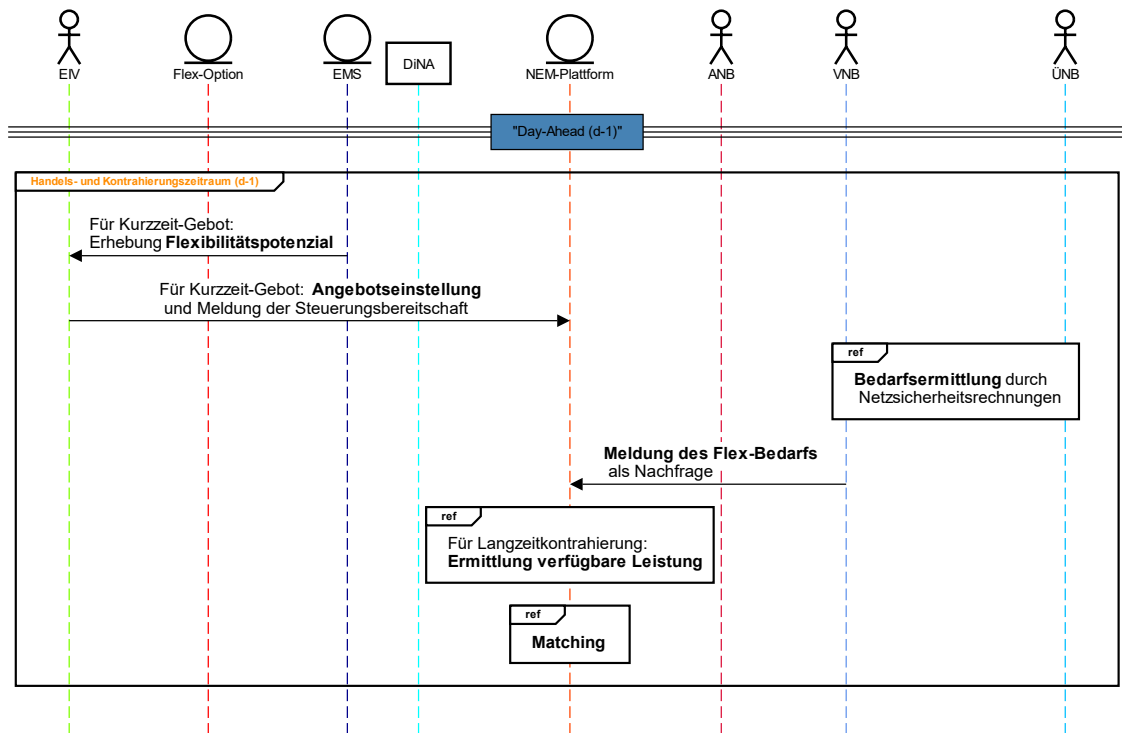


Abbildung 5-17: Sequenzdiagramm des Handels- und Kontrahierungszeitraums der NEM-Plattform; eigene Darstellung

Kurz vor der Bereitstellung der Flexibilität („Close to Real Time“) werden wie in Abbildung 5-18 gezeigt die Abruflisten aus dem Matching an die betroffenen DiNA übermittelt. Hier erfolgt eine Überprüfung mit den hinterlegten Leistungsgrenzwerten, ob die Umsetzung möglich ist oder netzkritische Situationen im Niederspannungsnetz verursacht werden. Bei positiver Prüfung erfolgt die Freigabe der Steuerungsanforderungen und die anschließende Meldung an den Netzbetreiber, der den Flexibilitätsbedarf angefordert hat. Sollten trotz des Abrufs über die NEM-Plattform weitere netzkritische Situationen von den Netzbetreibern detektiert worden sein, werden die Notfallmaßnahmen der roten Ampelphase nach § 13 Abs. 2 EnWG angeordnet und über die Abstimmungskaskade den unterlagerten Netzbetreibern übermittelt.

Nach dem Abruf erfolgt die Dokumentation der Flexibilitätsbereitstellung über Messwerte aus den iMSys und der bilanzielle Ausgleich der abgerufenen Flexibilität. Abschließend findet die Abrechnung zwischen der NEM-Plattform und den Anbietern von Flexibilität statt.

5. Design eines marktbasierten Koordinationsmechanismus für das Netzengpassmanagement

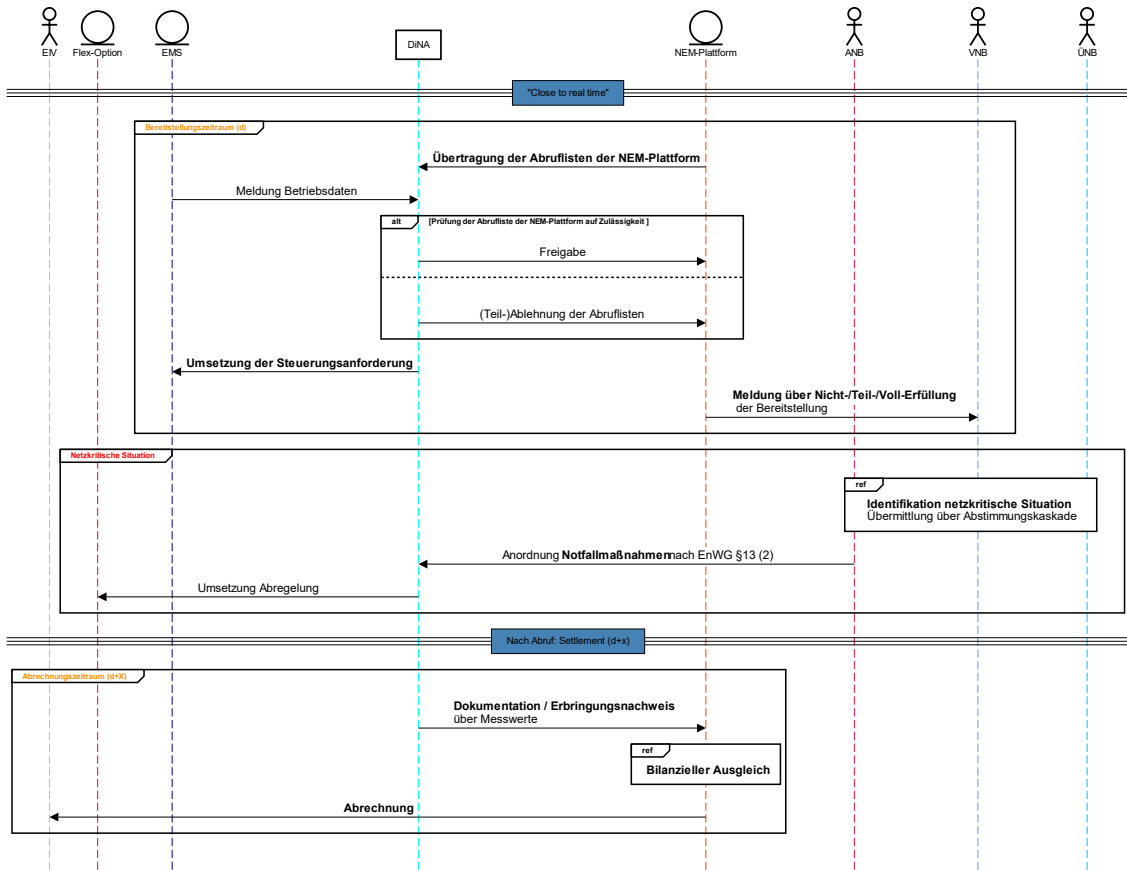


Abbildung 5-18: Sequenzdiagramm der Bereitstellungsphase der NEM-Plattform und der nachgelagerten Prozesse; eigene Darstellung

Die Sequenzdiagramme bilden zusammen mit den Ausgestaltungen der Schlüssel-funktionen im Kapitel 5.4.3 die Grundlage für die Umsetzung der NEM-Plattform. Weitere Ausführungen finden sich bei Zeiselmaier, Estermann, Köppl und Faller (2020). Im Zuge des in Kapitel 2.2 erwähnten Feldversuchs wurde ein *Proof-of-Concept* für die NEM-Plattform durchgeführt. Eine mehrwöchige Testphase zeigte in über 100 Schalthandlungen die Funktionalität des entwickelten Konzepts. Auch die Verortung der abgerufenen Flexibilitätsoptionen bestätigte, dass der Matching-Algorithmus die Wirksamkeit auf Engpässe berücksichtigt (Beschreibung in FfE, 2021, S. 207–218).

Darüber hinaus wurde mit den beteiligten Netzbetreibern Bayernwerk Netz und TenneT ein gekoppelter Testabruf über mehrere Netzebenen durchgeführt. So konnte gezeigt werden, dass die in dieser Arbeit entwickelte NEM-Plattform neben der Lösung von Netzengpässen im Verteilnetz auch zur Lösung von Netzengpässen im Übertragungsnetz dienen kann (Details in Bayernwerk, 2021b).

Somit kann für alle in Tabelle 5-1 aufgeführten Anwendungsfälle eines weiterent-wickelten Netzengpassmanagement gezeigt werden, dass die NEM-Plattform in der Lage ist, einen Lösungsbeitrag zu leisten (siehe Tabelle 5-6).

Tabelle 5-6: Qualitative Bewertung des Lösungsbeitrag der NEM-Plattform zu den in Kapitel 5.1 identifizierten Anwendungsfällen

Anwendungsfall	Lösungsbetrag möglich und nachgewiesen?	Erläuterung
Flex-Abruf durch VNB (erzeugungsinduziert)	Ja	Siehe Testphase in (FfE, 2021, S. 207–218)
Flex-Abruf durch VNB (lastinduziert)	Ja	Siehe Testphase in (FfE, 2021, S. 207–218)
Flex-Abruf durch ÜNB	Ja	(Bayernwerk, 2021b)
Gemeinsamer Flex-Abruf von ÜNB & VNB	Ja, indirekt	Aus (Bayernwerk, 2021b) ableitbar
Flex-Vermarktung unter Netzrestriktionen	Ja	DiNA in Kapitel 5.4.3.2

Diese Feldversuche zeigen die Wirksamkeit des entwickelten Koordinationsmechanismus und untermauern, dass netzentlastende Abrufe im Kontext des Netzengpassmanagements durch dezentrale Flexibilitätsoptionen erbracht werden können. Damit kann das ursprünglich angestrebte Marktergebnis als erreicht angesehen werden.

Das folgende Kapitel bewertet den Mechanismus im Vergleich mit anderen Ansätzen und gibt einen Ausblick, welche weiteren Schritte zu einer großflächigen Umsetzung und zum Realbetrieb noch erfolgen müssen.

6 Evaluation und Umsetzung der entwickelten NEM-Plattform

Die NEM-Plattform hat mit ihrem konzeptionellen Modell aus dem Kapitel 5.5 gezeigt, dass damit die für ein weiterentwickeltes Netzengpassmanagement identifizierten Anwendungsfälle adressiert werden können. Nach dem kontinuierlichen Design-Prozess aus Abbildung 5-6 folgt eine nun Evaluation, die vor einer endgültigen Implementierung für die Betriebsphase durchgeführt wird. Auch mit einer umfangreichen Umfeldanalyse sind die Auswirkungen vieler Design-Entscheidungen nur schwer absehbar, was eine zusätzliche Ex-Post-Bewertung sinnvoll erscheinen lässt. Darüber hinaus ist der Design-Prozess stark von den Anforderungen der beteiligten Akteure und von der Funktionalität getrieben. Das folgende Kapitel erweitert die Blickweise auf die NEM-Plattform um eine systemische Perspektive. Hierzu wird zunächst mithilfe einer geeigneten Methodik die NEM-Plattform mit anderen alternativen Ansätzen verglichen. Diese Methodik soll in Übereinstimmung mit der Zielsetzung dieser Arbeit keine vollumfassende systemanalytische Bewertung liefern, sondern den weiteren Einführungsprozess der NEM-Plattform unterstützen.

Zur Evaluation der NEM-Plattform wird diese im folgenden Kapitel mit anderen möglichen Ansätzen zur Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements verglichen. Eine derartige vergleichende Bewertung wird zwar bereits in den in Kapitel 5.2.3 erwähnten Meta-Studien vorgenommen. Die dortigen Analysen beschäftigen sich jedoch überwiegend mit den Eigenschaften des Marktmechanismus und grundsätzlichen Strukturfragen. Die folgende Methodik fokussiert sich auf zwei zusätzliche Perspektiven. Zum einen wird betrachtet, welche Auswirkungen die untersuchten Konzepte auf das Gesamtsystem haben. Zum anderen werden relevante Parameter aus der Perspektive der Nutzer berücksichtigt. Die Vergleichsbewertung kann in diesem Rahmen nur in vereinfachter Form und mit einer begrenzten Anzahl an Untersuchungsgegenständen durchgeführt werden.

6.1 Auswahl einer geeigneten Vergleichsmethodik

Die hier eingesetzte Methodik hat zum Ziel, die Konzepte des marktbasieren Netzengpassmanagements hinsichtlich verschiedener Bewertungskriterien zu vergleichen. Für einen solchen strukturierten Vergleichsprozess wird in der Literatur oft die multikriterielle Entscheidungsunterstützung [*Multi-Criteria Decision Analysis* – kurz: MCDA] verwendet. Oberschmidt (2010) und Wilkens (2012) benutzen diese für energiewirtschaftliche Fragestellungen. Ein Vorteil der MCDA besteht darin, dass eine Vielzahl von Bewertungskriterien enthalten sein können, auch wenn diese mit unterschiedlichen Messvorschriften und Einheiten beschrieben werden. Insbesondere die Verknüpfung von quantitativen und qualitativen Kriterien ist ein Vorteil dieser Methodik.

Für einen diskreten Lösungsraum mit einer begrenzten Anzahl an Untersuchungsobjekten empfehlen Geldermann und Lerche (2014, S. 11) Methoden des *Multi-Attribute Decision Making*. Diese Methoden identifizieren aus dem vorliegenden Lösungsraum die

Alternativen, die die Zielsetzung am besten erfüllen. Dazu werden zunächst die Bewertungen für einzelne Kriterien vorgenommen und anschließend zu einer Gesamtbewertung zusammengefasst. Vereinfacht gibt es hierzu nach Wilkens (2012) zwei Herangehensweisen:

- Im sogenannten Outranking werden über paarweise Vergleiche die Untersuchungsgegenstände für jedes Kriterium miteinander verglichen.
- Bei einer Nutzwertanalyse werden den Untersuchungsgegenständen in der Bewertung Punktwerte zugewiesen, die in eine Gesamtpunktzahl einfließen.

Für die hier vorliegende Fragestellung sind paarweise Vergleiche nicht geeignet. Die Evaluation soll Hilfestellungen für ein mögliches Re-Design und den anschließenden weiteren Einführungsprozess der NEM-Plattform liefern. Daher muss die Methodik eine Individualanalyse ermöglichen und hierbei die Stärken und Schwächen herausarbeiten. Somit fällt die Auswahl auf die Nutzwertanalyse. Diese zeichnet sich darüber hinaus durch Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit aus. Außerdem sind ein nachträglicher Vergleich mit weiteren Untersuchungsgegenständen oder eine Änderung der Bewertungskriterien problemlos möglich. Abbildung 6-1 skizziert den Ablauf der vereinfachten Nutzwertanalyse im Rahmen dieser Arbeit.

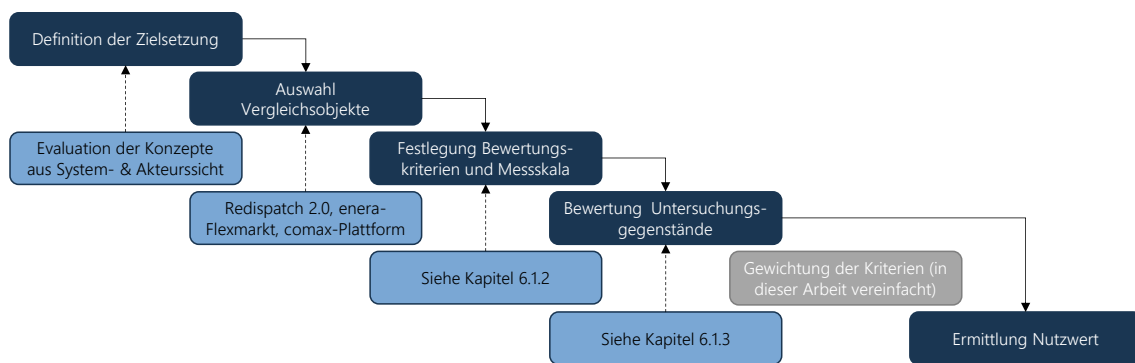


Abbildung 6-1: Ablauf der vereinfachten Nutzwertanalyse; eigene Darstellung nach Oberschmidt (2010)

Die daraus resultierenden Schritte werden im Folgenden konkretisiert:

1. Definition der Zielsetzung: Als erster Schritt der Nutzwertanalyse erfolgt eine Beschreibung der Zielsetzung. In diesem Fall soll die NEM-Plattform mit anderen Konzepten verglichen werden. Für diese vergleichende Evaluation werden Parameter verwendet, die die Konzepte aus der Perspektive des Energiesystems und aus der Sicht der Akteure beleuchten. Dadurch sollen die Vor- und Nachteile des erarbeiteten Konzepts identifiziert und der zusätzliche Weiterentwicklungsbedarf herausgearbeitet werden.
2. Auswahl der Vergleichsobjekte: Die Nutzwertanalyse benötigt Vergleichsobjekte, die untersucht werden sollen. Neben der NEM-Plattform wird auf zwei Konzepte zurückgegriffen, die bereits Teil der Untersuchung in Kapitel 5.2.3 sind. Dies ist der *Redispatch 2.0*, der durch seine gesetzliche Vorgabe das Referenzsystem darstellt, sowie der *enera-Flexmarkt* und die *comax-Plattform*, die einen ähnlichen Reifegrad wie die NEM-Plattform aufweisen, sich aber konzeptionell an vielen Stellen von dieser unterscheiden.

3. Festlegung der Bewertungskriterien: Nun werden die Kriterien bestimmt, nach denen die Evaluation stattfindet, und gleichzeitig festgelegt, wie diese bewertet werden (siehe Kapitel 6.2).
4. Bewertung der Untersuchungsgegenstände: Mit den Informationen aus den vorherigen Schritten werden in Kapitel 6.3 die Konzepte untersucht und für jedes Kriterium eine Bewertung vorgenommen, die in einen Punktwert mündet.
5. Ermittlung des Nutzwerts für alle Untersuchungsgegenstände: Der Nutzwert für jedes Konzept kann aus den Einzelkriterien in Kombination mit einer Gewichtung der Kriterien ein Punktwert als Ergebnis der Nutzwertanalyse berechnet werden. Zur Gewichtung der Kriterien kann beispielsweise SIMOS-Verfahren verwendet werden, bei dem die Kriterien in einem Experten-Delphi subjektiv nach ihrer Wichtigkeit geordnet werden (vgl. Wilkens, 2012, S. 26-27). Im Zuge dieser Arbeit wird aus Gründen der Vereinfachung auf eine solche Priorisierung verzichtet und stattdessen ein Gleichgewichtung aller Kriterien angenommen.

Das folgende Kapitel beschreibt die Bewertungskriterien der Nutzwertanalyse.

6.2 Festlegung der Bewertungskriterien

Für eine Beurteilung der Erreichung der angestrebten Zielsetzung sind geeignete Bewertungskriterien notwendig. Die Auswahl dieser orientiert sich an den in der Literatur durchgeführten Bewertungen (vgl. Agora, 2017b; E-Bridge, 2017; Hirth et al., 2019). In einer Nutzwertanalyse kann prinzipiell eine große Anzahl an Kriterien untersucht werden. Die Bewertungskriterien sollen direkt auf die oben definierte Zielsetzung abzielen und behandeln daher insbesondere systemanalytische und aktoursspezifische Aspekte in acht verschiedenen Kriterien. Grundsätzlich könnte in der Evaluation die Fähigkeit der Konzepte zur Lösung von Netzengpässen als eigenes Kriterium berücksichtigt werden. Nachdem in den Analysen in Kapitel 5.5 gezeigt wird, dass die NEM-Plattform in der Lage ist, einen Lösungsbeitrag zum Netzengpassmanagement zu liefern, ist dies kein weiterer Parameter in der Bewertung, sondern wird als Grundbedingung angenommen.

Die Bewertungen für die einzelnen Kriterien müssen zur Berechnung eines Nutzwerts in konkrete Punktwerte überführt werden. Dazu wird eine für alle Kriterien geltende Skala festgelegt, die sich von *sehr negativ* (–: Punktwert -2) über *neutral* (0: Punktwert 0) zu *sehr positiv* (+: Punktwert +2) erstreckt. Der Punktwert 0 stellt die Referenz dar und ist meist die Bewertung für den *Redispatch 2.0*.

Für die Evaluation ergeben sich folgende Bewertungskriterien, die sich zum Teil an den Analysen in (Ableitner et al., 2020; Fonteijn et al., 2019) und den oben genannten Studien anlehnen. Vier davon evaluieren die Konzepte aus Systemsicht, weitere vier untersuchen die Akteursperspektive.

6.2.1 Bewertungskriterien aus Systemsicht

Einschränkungen für die Marktteilnahme und potenzielle Marktliquidität

Dieses Kriterium beschreibt, inwiefern der Untersuchungsgegenstand eine Anreizwirkung auf noch unerschlossene Anlagen hat. Dazu zählt zunächst, ob Anlagen technologieoffen integriert werden können und ob die Markteintrittsbarrieren gering sind. Aus marktlicher Sicht wird somit bewertet, ob der entstehende Markt hinreichend viel Liquidität enthält.

Anfälligkeit gegenüber strategischem Gebotsverhalten und der Ausnutzung von Marktmarkt

„Die Planung und Ausführung von Ingenieurprojekten stehen vor der ständigen Herausforderung, den gewünschten Nutzen ohne unvermeidbare schädliche Nebenwirkungen zu erzielen“ (acatech, 2013, S. 9). Wie in Kapitel 5.4.1.2 erläutert, ist es durch die Etablierung von marktlichen Elementen im Netzengpassmanagement möglich, dass das so entstandene inkonsistente Marktdesign (zonaler Strommarkt und zusätzliche NEM-Plattform mit regionaler Komponente) anfällig für Marktmanipulationen wird. Hierzu zählt zum einen ein mögliches strategisches Gebotsverhalten der Beteiligten, was zum sogenannten „Increase-Decrease-Gaming“ führen kann: Die Teilnehmenden auf dem Strommarkt antizipieren mögliche Netzengpässe und planen ihre Gebote auf dem Strommarkt so, dass diese den Engpass verstärken würden. Durch die marktliche Komponente im Netzengpassmanagement können diese Teilnehmenden dann dieselben Anlagen als Lösungsoption für den zuvor ausgelösten Netzengpass anbieten. Dieses Verhalten kann den Markt sehr ineffizient machen und sogar die Netzengpässe verstärken. In diesem Kriterium soll bewertet werden, ob die untersuchten Konzepte strukturell anfällig für dieses Verhalten sind und ob Gegenmaßnahmen implementiert wurden.

Bei den NEM-Plattformen muss aufgrund ihres potenziell kleinen Marktgebietes darüber hinaus analysiert werden, ob einzelne Teilnehmenden eine marktbeherrschende Stellung haben und diese Marktmacht ausnutzen können.

Netzebenenübergreifende Koordination und Netzbetreiberabstimmung

Hier wird bewertet, ob das Konzept die Koordination über die Netzebenen hinweg verbessert und sich somit positiv auf die Abstimmung unter den Netzbetreibern auswirkt. Findet diese Koordination nicht statt und nutzt jeder Netzbetreiber die aus seiner Sicht ökonomischste Lösung, kann dies die Kosten des Gesamtsystems erhöhen, da der Abruf der Flexibilität einen Netzengpass in einer anderen Ebene auslösen kann. Diese Koordinationsprobleme haben zwei Gründe. Zum einen ist dem anfordernden Netzbetreiber meist nicht bekannt, welche Auswirkungen ein Abruf auf andere Netzebenen hat. Zum anderen reizt die aktuelle Regulatorik eine Optimierung auf die eigene Situation und nicht auf die gesamte Netzsituation an. In der Theorie kann dies zu nicht-kooperativen, strategischen Spielen wie dem Chicken Game führen (vgl. Brunekreeft et al., 2020, S. 23–28).

Die verschiedenen marktbasierenden Ansätze für das Netzengpassmanagement sind diesbezüglich ausgestaltet und legen unterschiedliche Schwerpunkte. Die Funktionalität

und Wirksamkeit hinsichtlich einer effizienten Netzbetreiberabstimmung werden mit diesem Kriterium abgeschätzt.

Auswirkungen auf die Systemkosten (Kosten, CO₂-Emissionen)

In diesem Kriterium wird untersucht, wie sich die untersuchten Konzepte auf die Gesamtkosten des Energiesystems auswirken und ob die Einführung dieser mit einer gesteigerten ökonomischen Effizienz einhergeht. Ebenso wird hier betrachtet, ob sich die Einführung auf die CO₂-Emissionen auswirkt. Dies kann durch energiesystemanalytische Betrachtungen ermittelt werden, sofern die NEM-Plattform in adäquater Weise in den Energiesystemmodellen abgebildet werden kann.

6.2.2 Bewertungskriterien aus Akteurssicht

Die erfolgreiche Einführung eines Konzepts wie der NEM-Plattform, die auf einer freiwilligen Teilnahme beruht, hängt in hohem Maß von der Akzeptanz der beteiligten Akteure ab. Diese wird in den folgenden vier Bewertungskriterien aus Akteurssicht beleuchtet.

Privatsphäre und Autonomie der Teilnehmenden

Das erste Kriterium aus Akteurssicht ist nach Fonteijn et al. (2019) der Schutz der Privatsphäre. Für die Teilnehmenden ist es von Relevanz, wie viele Daten und mit welcher Instanz diese geteilt werden müssen. Ebenso ist bei der Autonomie der Teilnehmenden zu beachten, inwieweit die Kontrolle über die Fahrweise einer Anlage an eine übergeordnete Instanz wie eine Plattform oder einen Markt abgegeben wird.

Finanzieller Anreiz für die Teilnahme

Als weiteren Aspekt der Akteursperspektive muss der finanzielle Anreiz für die Teilnahme genannt werden. Für Teilnehmende stellt sich die Frage, ob die angebotene Flexibilität so vergütet wird, dass sich die Marktteilnahme ökonomisch lohnt. Fonteijn et al. (2019) zeigen, dass die erfolgreiche Etablierung eines Konzepts davon abhängt, ob die Akzeptanz der Nutzenden gegeben ist. Auch wenn hierzu verschiedene Voraussetzungen erfüllt werden müssen, stellt die ökonomische Rationalität für die Teilnahme eine wesentliche Grundbedingung dar. Positiv kann sich auswirken, wenn die Gebote individuell abgegeben werden können und/oder wenn zwischen verschiedenen Produkttypen gewählt werden kann.

Transparenz der Preisbildung und des Marktmechanismus

Eine transparente Preisbildung und ein nachvollziehbarer Marktmechanismus wirken sich positiv auf die Akzeptanz eines neuen Konzeptes aus. Ableitner et al. (2020) zeigen anhand umfangreicher Nutzerbefragungen, dass es nicht unbedingt entscheidend ist, ob der Preis selbst gesetzt werden kann oder vom Markt festgesetzt wird. Im Zentrum der Akzeptanz steht die Einfachheit und Verständlichkeit der Preisbildung und Gebotsabgabe. Ebenso ist es für die Teilnehmenden wichtig, Erlöspotenziale verlässlich abzuschätzen, um ein mögliches Investitionsrisiko bei der Marktteilnahme einzugrenzen.

Tragfähigkeit der Betriebskonzept, Skalierbarkeit & regulatorischer Anpassungsbedarf

Das letzte Kriterium aus der Akteurssicht betrifft das Betriebskonzept und damit die Frage, ob hinter dem Betrieb des Marktplatzes ein tragfähiges Geschäftsmodell steht und ob dieses skalierbar ist. Zur Skalierbarkeit zählt auch eine Abschätzung, wie hoch der Aufwand für eine Erweiterung der Lösung auf ein größeres Marktgebiet und eine größere Anzahl an Anlagen ist. Ebenso muss beim Betrieb beachtet werden, ob die Anforderungen wie beispielsweise des Unbundlings eingehalten werden und wie groß der regulatorische Anpassungsbedarf ist.

6.3 Vergleichende Evaluation der NEM-Plattform

Nach der Festlegung der Kriterien kann eine vergleichende Evaluation durchgeführt werden. Bei einer Nutzwertanalyse muss beachtet werden, dass die Bewertung der einzelnen Vergleichsobjekte nicht isoliert voneinander betrachtet werden kann, sondern die vergebenen Punktwerte immer in Relation zueinander ermittelt werden. Es muss einschränkend darauf hingewiesen werden, dass der Transfer der Hintergrundinformationen und Detailanalysen in einen knappen Punktwert mit einer großen Unschärfe behaftet ist. Die entstehenden Ergebnisse sind daher nicht komplett objektivierbar.

Sofern keine andere Quelle angegeben ist, dienen als Grundlage der Bewertung für den *enera-Flexmarkt* die Ausführungen von Goldkamp und Schallenberg (2020) sowie für die *comax-Plattform* die Untersuchungen in (DIN, 2020, S. 23–26; Klempf, Heilmann et al., 2020).

6.3.1 Einschränkungen für die Marktteilnahme und potenzielle Marktliquidität

Das erste Kriterium beurteilt die Marktteilnahme und die daraus resultierende Marktliquidität. Beim *Redispatch 2.0* ist festgelegt, dass Erzeugungsanlagen > 100 kW verpflichtend teilnehmen müssen, Lasten werden nicht betrachtet (siehe Kapitel 3.2). Alle untersuchten Konzepte erweitern das verfügbare Anlagenangebot um prinzipiell alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, ohne eine minimale Leistung als Bedingung vorzugeben. Für die *comax-Plattform* und den *enera-Flexmarkt* müssen die Anlagen einen Fahrplan abgeben können, was für implizite Flexibilität zusätzlich (siehe Kapitel 5.4.2) einen Aggregator erforderlich machen kann (Punktwert „+“). Die NEM-Plattform hat für implizite Flexibilität mit der Langfristkontrahierung eine spezielle Produktart implementiert, was die Teilnahme für kleinteilige Flexibilität erleichtert (Punktwert „++“). Hinsichtlich des verfügbaren Anlagenangebots kann die NEM-Plattform damit am positivsten bewertet werden (siehe Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Einschränkungen für die Marktteilnahme und potenzielle Marktliquidität“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Erzeugungsanlagen > 100 kW, keine Lasten
<i>comax-Plattform</i>	+	Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, keine minimale Leistung; Fahrplan-Gebote notwendig, implizite Flexibilität möglich mit zusätzlichem Aggregator
<i>enera-Flexmarkt</i>	+	Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, keine minimale Leistung; Fahrplan-Gebote notwendig, implizite Flexibilität möglich mit zusätzlichem Aggregator
NEM-Plattform	++	Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, keine minimale Leistung; Flex-Produkt „Langfristkontrahierung“ für implizite Flexibilität, daher kein zusätzlicher Aggregator notwendig

6.3.2 Anfälligkeit gegenüber strategischem Gebotsverhalten und Marktmacht

Nachdem in Kapitel 5.4.1.2 das grundsätzliche Problem von marktbasierenden Ansätzen im Netzengpassmanagement bzgl. des Gebotsverhaltens erläutert wird, wird nun der Fokus auf die Kritikalität dieser Problemstellung in den Vergleichsobjekten gelegt. Hirth et al. (2019) sprechen eine Empfehlung zur Beibehaltung der kostenbasierten Vergütung beim Redispatch aus und sehen marktliche Elemente kritisch. Für diese Evaluation wird daher der *Redispatch 2.0* als Referenz mit dem Punktwert „0“ bewertet, die weiteren Vergleichsobjekte stellen potenzielle Verschlechterungen in diesem Kriterium dar.

Eine rein theoretische Abschätzung der Auswirkungen von strategischem Gebotsverhalten und Marktmacht ist schwer möglich. Das Verhalten der Marktteilnehmer lässt sich nur eingeschränkt in Modellen abbilden, da Marktteilnehmer sich nicht komplett rational verhalten. Eine abschließende Aussage zur Anfälligkeit gegenüber Marktmanipulation erfordert daher empirische Forschung durch Feldversuche und Befragungen.

Im Zuge dieser Arbeit wird eine qualitative Abschätzung der Anfälligkeit vorgenommen, bei der basierend auf den Analysen von Klemp, Hufendiek et al. (2020) die konzeptionellen Unterschiede qualitativ untersucht werden. Dort sind drei Maßnahmen gegen Marktdesigninkonsistenzen und Marktmacht aufgeführt:

- Monitoringkonzepte mit einer möglichen Pönalisierung von unerwünschtem Marktverhalten sind etablierte Konzepte. Im Kontext des Netzengpassmanagements kann beispielsweise statistisch überprüft werden, ob das Gebotsverhalten der Anbieter systematische Abweichungen enthält, was unter Umständen auf kollusives Verhalten hindeutet (vgl. Brunekreeft et al., 2020).
- Auch das Produktdesign hat direkten Einfluss auf ein mögliches unerwünschtes Gebotsverhalten. Sind beispielsweise langfristige Produkte verfügbar, bei denen die Vorhaltung von Leistung und nicht der einzelne Abruf vergütet wird, deckt

der Vertrag Zeiträume mit und ohne Netzengpässe ab, was die Bewertung und Einpreisung von Opportunitäten erschwert (vgl. Klemp, Hufendiek et al., 2020, S. 17–19).

- Zur Begrenzung von Marktmacht werden bei Zeiselmaier, Harper et al. (2020) Monitoring-Konzepte wie der *Residual Supply Index* empfohlen, mit denen Situationen identifiziert werden können, in denen marktbeherrschende Stellungen auftreten. Neben dem Monitoring können die negativen Auswirkungen von Marktmacht auch durch die Definition angemessener Preisgrenzen beschränkt werden. Preisgrenzen können jedoch nicht verhindern, dass es zu strategischem Gebotsverhalten kommt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass alle Maßnahmen unerwünschtes Verhalten nicht verhindern, aber eindämmen können. Für die Nutzwertanalyse fungiert aufgrund der Schwere der Problemstellung als Ausgangspunkt der Punktwert „--“, der durch wirksame Gegenmaßnahmen bei den Konzepten abgeschwächt werden kann. Bewertet man mit diesem theoretischen Hintergrund die Vergleichsobjekte, so bleibt die *comax-Plattform* beim Punktwert „--“: Hier sind keine der genannten Gegenmaßnahmen implementiert, die Anfälligkeit gegenüber Marktmanipulationen ist daher gegeben. Der *enera-Flexmarkt* mit seinem Monitoringsystem und die NEM-Plattform mit dem Produkt „Langfristkontrahierung“ haben Gegenmaßnahmen implementiert, die auf Basis der Literatur als wirksam eingestuft werden.

Darüber hinaus scheint langfristig eine Kombination aus einem umfassenden Monitoringsystem in Verbindung mit einem problembezogenen Produktdesign bei einer verstärkten Regulierung empfehlenswert, was einer Synthese der Gegenmaßnahmen des *enera-Flexmarkts* und der NEM-Plattform entspricht (vgl. Klemp, Hufendiek et al., 2020, S. 31). Tabelle 6-2 führt die Einzelbewertungen der vier Konzepte auf.

Tabelle 6-2: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Anfälligkeit gegenüber strategischem Gebotsverhalten und Marktmacht“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Keine Marktmanipulationen möglich
<i>comax-Plattform</i>	--	Keine Gegenmaßnahmen implementiert
<i>enera-Flexmarkt</i>	-	Monitoringsystem etabliert (vgl. Brunekreeft et al., 2020)
NEM-Plattform	-	Flex-Produkt „Langfristkontrahierung“ als Gegenmaßnahme zu strategischem Gebotsverhalten implementiert

6.3.3 Netzebenenübergreifende Koordination und Netzbetreiberabstimmung

Alle drei untersuchten Konzepte bauen auf den Festlegungen im *Redispatch 2.0* (Punktwert „0“) auf und entwickeln diese weiter. Die *comax-Plattform* und der *enera-Flexmarkt* nutzen für die Netzbetreiberkoordination einen vergleichbaren Top-Down-Ansatz. Will ein überlagerter Netzbetreiber wie der ÜNB eine Anlage im Verteilnetz abrufen, muss vor dem Abruf die Freigabe des unterlagerten Netzbetreibers eingeholt werden. Der

unterlagerte Netzbetreiber prüft, ob der Abruf einen Engpass verursachen könnte und verwehrt gegebenenfalls die Freigabe. Ebenso ist es möglich, dass der unterlagerte Netzbetreiber bereits ex-ante mögliche Restriktionen hinterlegt (vgl. Gertje, 2021). Auf den eigentlichen Marktprozess des *enera-Flexmarkts* hat dieser Freigabeprozess der Netzbetreiber keinen Einfluss. Im Marktprozess und dem verwendeten regionalen Gebotsbuch wird das Marktgebiet als engpassfrei angenommen. Der Freigabeprozess findet nachgelagert statt. Die Wirksamkeit wurde in Zuge der *SINTEG*-Projekte nachgewiesen (vgl. TenneT, 2020).

Die NEM-Plattform hingegen lässt sich als Bottom-up-Ansatz charakterisieren: In Analogie zum *Flex-Router-Konzept* (vgl. BDEW, 2018c) steht die erschlossene Flexibilität primär dem VNB zur Verfügung, kann jedoch wie in (Bayernwerk, 2021b) dargestellt auch dem ÜNB zur Verfügung gestellt werden, sofern die Flexibilität auf den unteren Spannungsebenen nicht benötigt wird. Der in Kapitel 5.4.3.2 vorgestellte DiNA-Ansatz verhindert darüber hinaus mögliche Überlastungen in der Niederspannung.

Vergleicht man die drei Konzepte hinsichtlich ihrer Eignung, die Koordination zwischen Netzbetreibern zu intensivieren, so stellt man bei allen eine Verbesserung zum Status Quo fest. Eine abschließende Aussage, ob sich der Top-Down-Ansatz von *comax* und *enera* oder der Bottom-up-Ansatz der NEM-Plattform in den Betriebsplanungsprozessen durchsetzt, kann erst nach einer längeren Erprobungsphase getroffen werden. Ebenso ist es denkbar, dass beide Ansätze miteinander kombiniert werden. Für die hier durchgeführte Nutzwertanalyse werden alle drei Vergleichsobjekte mit dem Punktwert „++“ bewertet.

Tabelle 6-3: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „netzebenenübergreifende Koordination und Netzbetreiberabstimmung“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Referenzsystem
<i>comax-Plattform</i>	++	VNB kann ex-ante Restriktionen für Abruf hinterlegen, nachgelagerter Freigabe-Prozess für unterlagerte Netzbetreiber; Wirksamkeit der Koordination in Testabrufen nachgewiesen
<i>enera-Flexmarkt</i>	++	Marktgebiet unter dem Engpass als engpassfrei angenommen, nachgelagerter Freigabe-Prozess für unterlagerte Netzbetreiber; Wirksamkeit der Koordination in Testabrufen nachgewiesen
NEM-Plattform	++	Kaskadierter Bottom-up-Aufbau mit überlagerten Konzepten für Übertragungsnetz möglich, Implementierung eines DiNA zur Verhinderung von Netzengpässen in der Niederspannung; Wirksamkeit der Koordination in Testabrufen nachgewiesen

6.3.4 Auswirkungen auf das Gesamtsystem (Kosten, CO₂-Emissionen)

Die Analyse der Auswirkungen einer marktbasierter Komponente im Netzengpassmanagement auf das Energiesystem erfolgt durch eine Modellierung mit dem Energiesystemmodell ISAaR, welches unter anderem von Pellingner (2018) und Böing (2020) entwickelt worden ist. Dieses Modell bildet das Energiesystem mit dem Übertragungsnetz, dem Kraftwerkspark, den EE-Erzeugungsanlagen und verschiedenen Verbrauchs-

anlagen ab. Auch die Wechselwirkungen mit dem europäischen Ausland werden berücksichtigt. Der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz wird mittels linearer Optimierung ermittelt.

Die folgenden Untersuchungen sind den Veröffentlichungen in (Bruckmeier et al., 2021; Köppl, Estermann, Springmann & Zeiselmaier, 2021) entnommen und werden hier verkürzt beschrieben. In diesen Veröffentlichungen werden Ergebnisse aus dem Modell ISAaR verwendet, um in verschiedenen Simulationsläufen Varianten des Netzengpassmanagements zu bewerten. Abbildung 6-2 zeigt das Vorgehen.

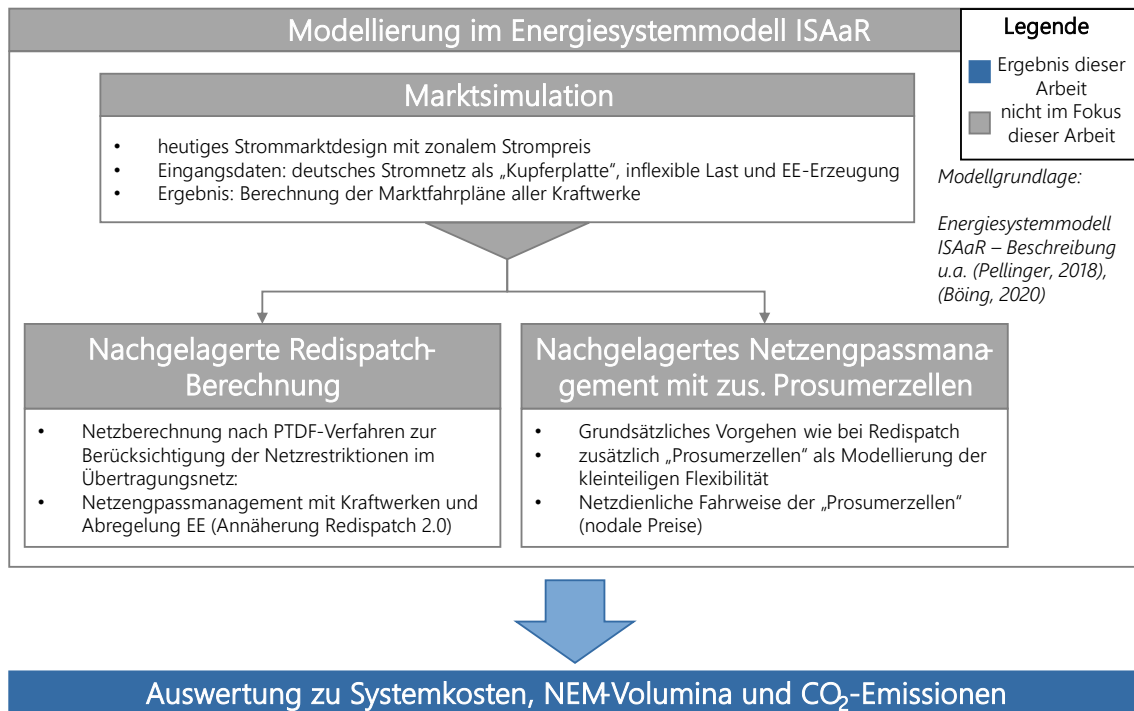


Abbildung 6-2: Vorgehen bei der Bewertung der Auswirkungen eines weiterentwickelten Netzengpassmanagement auf die Systemkosten durch Modellierung im Energiesystemmodell ISAaR; eigene Darstellung nach (Bruckmeier et al., 2021)

Die Analyse startet mit einer Marktsimulation und einer Kraftwerkseinsatzplanung. Dazu werden die Lastgänge aller inflexiblen Verbrauchsanlagen und die Erzeugungsgänge der EE-Anlagen im Marktgebiet sowie grenzüberschreitende Lastflüsse als Eingangsdaten verwendet. Das Stromnetz spielt in diesem Schritt noch keine Rolle, sondern wird als „Kupferplatte“ angenommen. Zur Deckung der Residuallast wird anschließend auf Basis der Verfügbarkeiten, der hinterlegten Kosten und weiterer Randbedingungen der kostenoptimale Einsatz der Kraftwerke berechnet. In einem zweiten Analyseschritt wird das Übertragungsnetz berücksichtigt. Die im ersten Schritt berechneten Marktfahrpläne und die sonstigen Leistungsgänge werden den jeweiligen Netzknoten zugeordnet und anschließend eine Netzberechnung durchgeführt. Die dabei beobachteten Netzengpässe werden durch einen Eingriff in die Fahrpläne der Kraftwerke oder durch Abregeln der EE-Anlagen gelöst. Diese Modellierung entspricht dem Vorgehen der ÜNB beim präventiven Netzengpassmanagement und ist damit eine Näherung an den *Redispatch 2.0*.

Soll nun ein um kleinteilige Flexibilität erweitertes Netzengpassmanagement bewertet werden, muss dieses zunächst modelltechnisch integriert werden. Die in Kapitel 5.4.2 entwickelten Produkte sind nur bedingt im oben beschriebenen Modell abbildbar. Bruckmeier et al. (2021) schlagen daher einen generischen Ansatz vor, um dezentrale, kleinteilige Flexibilität im Netzengpassmanagement zu berücksichtigen. Hierzu wird zusätzliche Flexibilität in Form von sogenannten *Prosumerzellen*, die positive und negative Flexibilität erbringen können, an die Netzknoten angeschlossen. Diese agieren als Anbieter in einem weiterentwickelten Netzengpassmanagement und haben Vorrang gegenüber den konventionellen Kraftwerken in der Redispatch-Berechnung.

Bruckmeier et al. (2021) fassen die Ergebnisse der Simulationsläufe wie folgt zusammen: Die Integration von kleinteiliger Flexibilität als zusätzliche Option im Netzengpassmanagement erhöht den EE-Anteil gegenüber der Modellierung des *Redispatch 2.0* um ca. 20 TWh, die Systemkosten reduzieren sich um 2,9 %. Auch bei den CO₂-Emissionen wird im Modell eine Reduktion um 1,0 % beobachtet. Diese Modellergebnisse bedürfen aufgrund der modellinhärenten Vereinfachungen einer zurückhaltenden Interpretation, zeigen aber dennoch die grundsätzliche Eignung der untersuchten Ansätze zu einer Senkung der Systemkosten.

Für die Nutzwertanalyse werden diese Erkenntnisse für alle drei untersuchten Vergleichsobjekte angenommen. Alle drei Ansätze zielen auf eine Steigerung des Angebots ab und würden in einer Modellierung in ähnlicher Art dargestellt werden. Daher findet im Zuge dieser Arbeit keine weitere Differenzierung statt, sondern es wird für die *comax-Plattform*, den *enera-Flexmarkt* und die NEM-Plattform der gleiche Punktwert „+“ angenommen (siehe Tabelle 6-4).

Tabelle 6-4: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Auswirkung auf Systemkosten (Kosten, CO₂-Emissionen)“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Referenzsystem der Untersuchung
<i>comax-Plattform</i>	+	Siehe NEM-Plattform
<i>enera-Flexmarkt</i>	+	Siehe NEM-Plattform
NEM-Plattform	+	Senkung der Gesamtkosten und der CO ₂ -Emissionen im Vergleich zum Referenzsystem in geringem Umfang möglich

6.3.5 Privatsphäre und Autonomie der Teilnehmenden

Hinsichtlich der Privatsphäre und der Autonomie der Teilnehmenden unterscheiden sich die Vergleichsobjekte nur in einzelnen Details. Mit Ausnahme des *Redispatch 2.0* ist die Teilnahme stets freiwillig. Die Teilnehmenden müssen an die Plattformen/Märkte die in Kapitel 5.4.2.3 beschriebenen KWEP-Daten liefern. Die Verantwortung für die Umsetzung eines Flexibilitätsabrufs liegt in allen Vergleichsobjekten bei den EIV, was im Hinblick auf die Autonomie positiv bewertet werden kann. Diese Eigenschaften resultieren für die *comax-Plattform* und den *enera-Flexmarkt* im Punktwert „++“. Für die NEM-Plattform müssen die Nutzer:innen des Flexibilitätsprodukts „Langfristkontrahierung“ die Steuerhoheit an die Plattform abgegeben, was zwar den Aufwand bei der Angebotserstellung

reduziert, aber durch die verringerte Autonomie zu einem geringeren Punktwert „+“ führt. Tabelle 6-5 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 6-5: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Privatsphäre und Autonomie der Teilnehmenden“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Teilnahme verpflichtend, Austausch von KWEP-Daten; Verantwortung der Steuerungsumsetzung beim EIV
<i>comax-Plattform</i>	++	Teilnahme freiwillig, Austausch von KWEP-Daten; Verantwortung der Steuerungsumsetzung beim EIV
<i>enera-Flexmarkt</i>	++	Teilnahme freiwillig, Austausch von KWEP-Daten; Verantwortung der Steuerungsumsetzung beim EIV
NEM-Plattform	+	Teilnahme freiwillig; Flex-Produkt „Kurzzeit-Gebot“: Austausch von KWEP-Daten, Verantwortung der Steuerungsumsetzung beim EIV; Flex-Produkt „Langfristkontrahierung“: Externe Ansteuerung, Hinterlegung von Stammdaten und Randbedingungen

6.3.6 Finanzieller Anreiz für die Teilnahme

Der *Redispatch 2.0* setzt für dieses Kriterium mit der regulierten, kostenbasierten Vergütung bei verpflichtender Teilnahme wiederum den Referenzwert. In diesem System haben die Teilnehmenden keinen finanziellen Anreiz für die Teilnahme, da nur entstehende Kosten ausgeglichen werden.

In den anderen drei Vergleichsobjekten ist durch die Zahlung nach Gebot ein finanzieller Anreiz gegeben. Die genaue Ausgestaltung der *comax-Plattform* ist noch nicht definiert, daher wird hier der Punktwert „+“ vergeben. Der *enera-Flexmarkt* sieht nach Radeke et al. (2019) eine Preisobergrenze für nicht-erneuerbare Erzeugungsanlagen vor. Für beide Konzepte muss negativ bewertet werden, dass implizite Flexibilität nicht direkt teilnehmen kann, sondern für die Fahrplanerstellung einen Aggregator oder Dienstleister benötigt wird. Der finanzielle Anreiz für die Teilnahme beschränkt sich daher voraussichtlich auf die in Kapitel 5.4.2 eingeführten aktiven Teilnehmern mit zumeist größeren Anlagen (Punktwert „+“). Für das Flexibilitätsprodukt „Kurzzeit-Gebot“ unterscheidet sich die NEM-Plattform nur unwesentlich von den anderen Konzepten. Zusätzlich enthält sie mit dem Flexibilitätsprodukt „Langfristkontrahierung“ eine abrufunabhängige Vergütungsmöglichkeit für bisher unerschlossene Flexibilität, welche auch für passive Teilnehmer nutzbar und wegen der Pauschalisierung gut planbar ist. Diese Erlösmöglichkeit resultiert in den Punktwert „++“ (siehe Tabelle 6-6).

Tabelle 6-6: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Finanzieller Anreiz“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Regulierte, kostenbasierte Verfügung
<i>comax-Plattform</i>	+	Zahlung nach Gebot (regulierte Preiskomponenten); Keine direkte Teilnahme für implizite Flexibilität möglich
<i>enera-Flexmarkt</i>	+	Zahlung nach Gebot mit Preisobergrenze; Keine direkte Teilnahme für implizite Flexibilität möglich
NEM-Plattform	++	Flex-Produkt „Kurzzeit-Gebot“: Zahlung nach Gebot, freie Preisbildung; Flex-Produkt „Langfristkontrahierung“: Pauschalierte, abrufun- abhängige Vergütung

6.3.7 Transparenz der Preisbildung und des Marktmechanismus

Neben den quantitativen, finanziellen Anreizen ist es für die Akzeptanz der Teilnehmenden entscheidend, ob die Preisbildung und der Marktmechanismus nachvollziehbar und transparent sind. Bei der Preisbildung kann auf die Analyse im vorherigen Kapitel verwiesen werden: Die Zahlung nach Gebot ist für die Teilnehmenden transparent. Die Allokation von Angebot und Nachfrage hingegen ist unterschiedlich ausgestaltet und somit bei der Nachvollziehbarkeit unterschiedlich zu bewerten. Der *enera-Flexmarkt* ist mit seinem regionalen Gebotsbuch und der Annahme eines engpassfreien Marktgebiets gut nachvollziehbar, auch weil hier die etablierten Prozesse des Spotmarktes verwendet werden (Punktwert „++“). Die Matching-Mechanismen der *comax*- und der NEM-Plattform sind mit der dort implementierten Merit-Order mit netztopologischen Sensitivitäten und der linearen Optimierung schwer nachvollziehbar, da hier die Netztopologie im Auswahlprozess mitberücksichtigt wird, die den Teilnehmenden nicht bekannt ist (Punktwert „+“).

Tabelle 6-7 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 6-7: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Transparenz der Preisbildung und des Marktmechanismus“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Kostenbasierte Vergütung; Auswahl der Anlagen auf Basis der präventiven und kurativen Netzengpassmanagementprozesse
<i>comax-Plattform</i>	+	Zahlung nach Gebot; Matching wegen Unkenntnis der Netzdaten schwer nachvollziehbar (Merit-Order mit Sensitivität)
<i>enera-Flexmarkt</i>	++	Zahlung nach Gebot; Matching gut nachvollziehbar durch das regionale Gebotsbuch und einem engpassfreien Marktgebiet
NEM-Plattform	+	Zahlung nach Gebot; Matching wegen Unkenntnis der Netzdaten schwer nachvollziehbar (lineare Optimierung)

6.3.8 Tragfähigkeit des Betriebskonzepts & regulatorischer Anpassungsbedarf

Das vierte Kriterium aus Akteurssicht adressiert das Konzept hinter dem Betrieb der Untersuchungsgegenstände. Hierbei wird zum einen der regulatorische Anpassungsbedarf bewertet und zum anderen eine qualitative Einordnung des Geschäftsmodells vorgenommen. Für beide Aspekte stellt der *Redispatch 2.0* wiederum die Referenz dar (Punktwert „0“). Rechtlich und regulatorisch ist dieser bereits etabliert und wird seit Oktober 2020 umgesetzt. Der Betrieb ist integraler Bestandteil der Betriebsplanungsprozesse der Netzbetreiber, die regulatorische Behandlung der entstehenden Kosten ist beispielsweise in (BDEW, 2019c) Gegenstand der Diskussion.

Für die drei marktbasierenden Konzepte zeigt die Analyse in 5.4.3.3, dass alle drei prinzipiell rechtlich möglich sind, an einigen Stellen jedoch regulatorische Konkretisierungen fehlen. So sind nach Hilpert und Antoni (2019) die Informationspflichten gegenüber den Netzbetreibern nach § 12 Abs. 4 bis 7 EnWG für VNB nicht ausgestaltet. Darüber hinaus stellt die Vertragsgestaltung zwischen den Anbietern von Flexibilität, den überlagerten und den unterlagerten Netzbetreibern eine besondere Herausforderung dar, insbesondere wenn überlagerte Netzbetreiber auf Anlagen in den Netzen anderer Netzbetreiber zugreifen wollen (vgl. Hilpert & Antoni, 2019).

Im Vergleich zum *Redispatch 2.0* sind die drei Vergleichsobjekte mit Unsicherheiten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und der regulatorischen Bewertung verbunden, was sich negativ auf das Geschäftsmodell auswirkt. Daher werden die Vergleichsobjekte negativer als der *Redispatch 2.0* bewertet. Zum Betriebskonzept der *comax-Plattform* sind in der Literatur nur rudimentäre Informationen zu finden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Plattform ähnlich wie die Regelleistungsplattform „*regelleistung.net*“ durch ein Netzbetreiber-Konsortium betrieben wird. Dieses Vorgehen ist bereits etabliert und durch die Ansiedlung bei den Netzbetreibern vermutlich gut in der Anreizregulierung zu verordnen (Punktwert „-“). Der *enera-Flexmarkt* wird von der EPEX Spot als unabhängiger Dritter

betrieben, der durch die Organisation der Großhandelsstrommärkte umfangreiche Vorerfahrungen im Plattformbetrieb aufweist. Nach Lahmar et al. (2021) ist die Rolle eines neutralen Intermediäres mit Blick auf das Unbundling und die Akzeptanz der Anbieter als positiv zu bewerten. Diese Aspekte resultieren im Punktwert „-“.

Für die NEM-Plattform wird in (FfE, 2021, S. 247–254) eine Analyse des Geschäftsmodells hinter der Plattform durchgeführt. Auf Basis der Kapitalwertbarmethode wird berechnet, welche Einnahmen die Plattform generieren muss, um als rentabel zu gelten. Nimmt man einen deutschlandweiten Betrieb der Plattform an, wäre es nach der dortigen Abschätzung kostendeckend, wenn durch die Plattform je nach Betrachtungsjahr zwischen 0,1 % und 0,3 % der Ausfallarbeit von EinsMan vermieden werden kann. Das Marktpotenzial kann daher als gegeben angenommen werden. Für die vergleichende Evaluation muss jedoch konstatiert werden, dass die Analyse für die NEM-Plattform nur theoretischer Natur ist und die Tragfähigkeit noch nicht im Realbetrieb geprüft werden konnte. Daher wird in der Nutzwertanalyse der Punktwert „--“ vergeben.

Die Untersuchungen zeigen, dass alle betrachteten Konzepte regulatorisch und skalierbar möglich sind. Die Betriebskonzepte unterscheiden sich, sind jedoch alle prinzipiell tragfähig. Tabelle 6-8 fasst die Bewertungen zusammen.

Tabelle 6-8: Bewertung der Konzepte für das Kriterium „Tragfähigkeit des Betriebskonzepts & regulatorischer Anpassungsbedarf“

Vergleichsobjekt	Punktwert	Erläuterung
<i>Redispatch 2.0</i>	0	Referenzsystem, regulatorisch bereits umgesetzt
<i>comax-Plattform</i>	-	Regulatorisch möglich (siehe Tabelle 5-5) Betriebskonzept durch Netzbetreiber(-konsortium) in Analogie zu regelleistung.net bereits etabliert
<i>enera-Flexmarkt</i>	-	Regulatorisch möglich (siehe Tabelle 5-5) Betrieb durch externen Dritten mit Erfahrung im Plattformbetrieb bereits etabliert
NEM-Plattform	--	Regulatorisch möglich (siehe Tabelle 5-5) Betriebskonzept noch nicht in der Praxis bewährt, aber vrs. rentabel

6.4 Zusammenfassung der vergleichenden Evaluation

Die vergleichende Evaluation zeigt, dass sowohl die *comax-Plattform*, der *enera-Flexmarkt* und die NEM-Plattform einen positiven Nutzwert aufweisen und damit als Weiterentwicklung des *Redispatch 2.0* betrachtet werden können. Die Unterschiede der Nutzwerte sind mit Werten zwischen 0,63 und 0,88 gering, der *enera-Flexmarkt* erzielt den höchsten Wert. Dieses Bild würde sich durch eine Gewichtung der Kriterien verschieben, was allerdings mit Blick auf die Zielsetzung der Nutzwertanalyse nicht notwendig ist: Die Nutzwertanalyse soll keine abschließende, ganzheitliche Bewertung der Konzepte liefern, sondern für jedes Kriterium mögliche Verbesserungspotenziale der NEM-Plattform identifizieren.

Abbildung 6-3 führt für die drei marktbasierenden Konzepte die Einzelbewertungen der Kriterien und die resultierenden Nutzwerte auf.

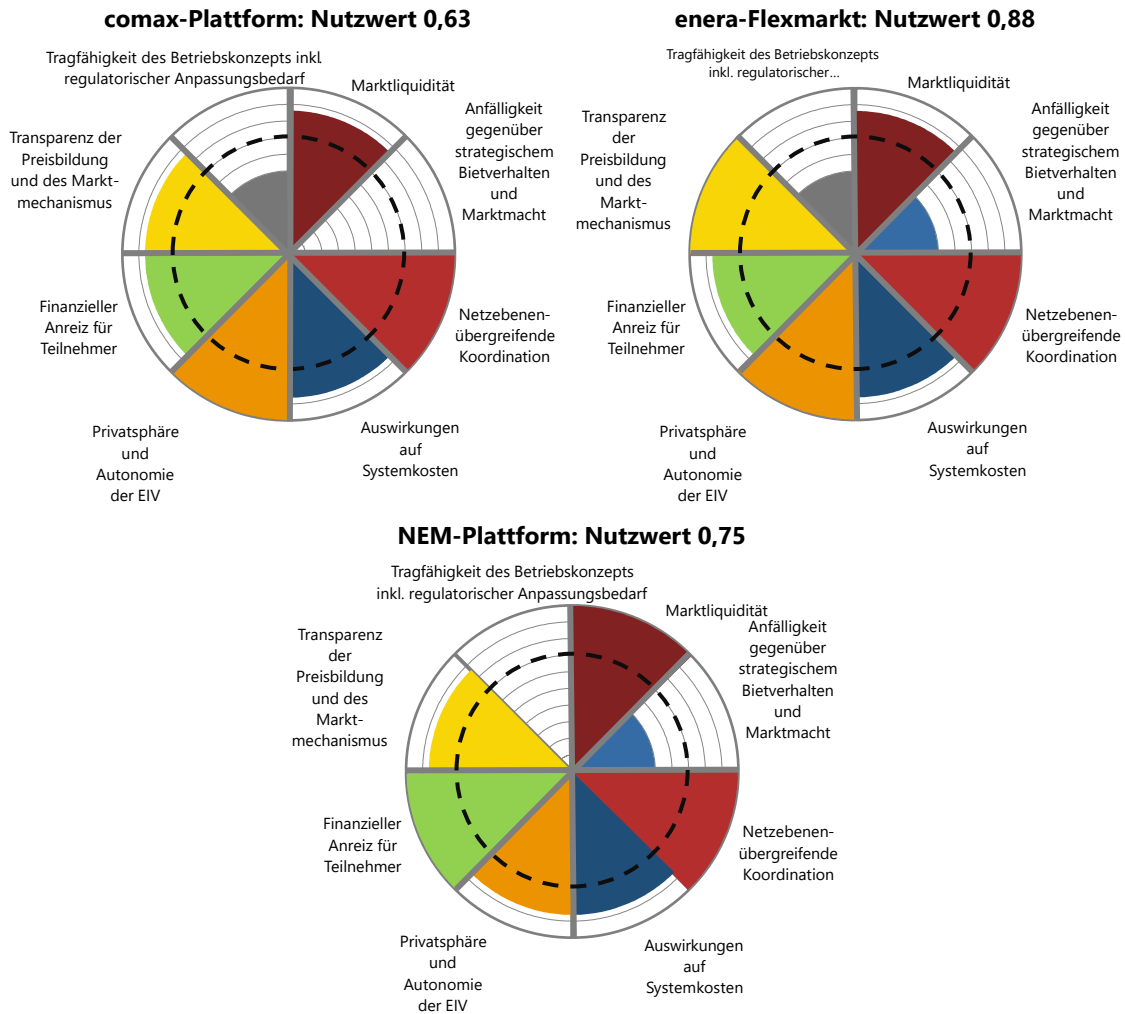


Abbildung 6-3: Nutzwertanalyse der drei untersuchten marktbasierenden Weiterentwicklungen für das Netzengpassmanagement (gestrichelte schwarze Linie als Bewertung des *Redispatch 2.0*); eigene Darstellung als Spinnendiagramm

Aus der vergleichenden Evaluation können für die NEM-Plattform folgende Schlussfolgerungen getroffen werden: Aus Systemsicht ist weitere Forschung zur Eindämmung von unerwünschtem, strategischem Gebotsverhalten und zur Begrenzung von Marktmacht notwendig. Dies kann direkten Einfluss auf das Produktdesign der NEM-Plattform haben, wobei darauf geachtet werden muss, dass die Markteintrittsbarrieren für kleinteilige, implizite Flexibilität niedrig bleiben. Hinsichtlich der netzebenenübergreifenden Koordination sollte geprüft werden, ob Elemente aus dem *enera-Flexmarkt* wie der Freigabe-Prozess eines unterlagerten Netzbetreibers in die NEM-Plattform und dort im Speziellen mit dem implementierten DiNA prozessual integriert werden können. Auf Seiten der Anbieter von Flexibilität weist die NEM-Plattform Intransparenzen insbesondere beim Marktmechanismus auf. Dies kann sich negativ auf die Akzeptanz auswirken und muss daher kommunikativ bei einer Markteinführung gut begleitet werden. Für den Plattformbetreiber ist die regulatorische Umsetzbarkeit gegeben und ausreichend Marktpotenzial vorhanden. Eine Konkretisierung des Betriebskonzepts und auch der Vertragsausgestaltung zwischen den beteiligten Akteuren muss noch erfolgen.

Der kontinuierliche Design-Prozess für die NEM-Plattform sieht als Ergebnis der Evaluation eine Anforderungsliste 2.0 für die weitere Implementierungsphase vor. Tabelle 6-9 listet die Anforderungen für den ursprünglichen Design-Prozess und ergänzend die aus der Evaluation resultierenden Anforderungen für das Re-Design auf.

Tabelle 6-9: Anforderungsliste 2.0 der NEM-Plattform

Name	Anforderung durch	Status	Erläuterung
Marktbasierte Elemente im NEM	Übergeordnet	✓	Erfüllt im konzeptionellen Modell (siehe Kapitel 5.5)
Technologieoffenes, diskriminierungsfreies Konzept	Übergeordnet	✓	Erfüllt im konzeptionellen Modell
Kompatibilität zu energiewirtschaftlichen Rollen	Übergeordnet	✓	Erfüllt im konzeptionellen Modell, Detailerläuterungen in Kapitel 5.4.1.3
Skalierbare Prozesse im NEM	Netzbetreiber	⌚	Großflächiger Praxistest ausstehend, daher nicht bewertbar
Abgleich von Marktgeschehen und Netzrestriktionen	Netzbetreiber	⌚	Erste Ansätze im konzeptionellen Modell, weiterführende Forschung notwendig
Steigerung des Angebots für Netzengpassmanagement	Netzbetreiber	✓	Erfüllt im konzeptionellen Modell, Detailerläuterungen der entwickelten Produkte in Kapitel 5.4.2.3
Berücksichtigung der Wirksamkeit auf einen Netzengpass	Netzbetreiber	✓	Erfüllt im konzeptionellen Modell, Detailerläuterungen in der Mikro-Struktur der NEM-Plattform in Kapitel 5.4.3.1
Intensivierung der Abstimmungen der Netzbetreiber	Netzbetreiber	⌚	Teilweise erfüllt im konzeptionellen Modell und dem Testabruf zwischen ÜNB und VNB, weiterführende Forschung notwendig
Freiwilligkeit der Teilnahme	Anbieter von Flexibilität	✓	Erfüllt im konzeptionellen Modell, Erläuterungen der entwickelten Produkte in Kapitel 5.4.2.3
Geringer Zusatzaufwand bei der Vermarktung	Anbieter von Flexibilität	⌚	Teilweise erfüllt im konzeptionellen Modell durch Verwendung von etablierten Schnittstellen und Standards (siehe Kapitel 5.4.2.3)
Transparenz des Marktmechanismus	Plattformbetreiber	➡	Neue Anforderung aus der Evaluation: Transparenz als Akzeptanzfaktor
Konkretisierung des Betriebskonzepts	Plattformbetreiber	➡	Neue Anforderung aus der Evaluation: Betriebskonzept mit Bewährung in der Praxis, Konkretisierung der Vertragsbeziehungen insb. beim Zugriff auf Anlagen im Netzgebiet anderer Netzbetreiber

Diese Anforderungsliste kann als Ausgangspunkt für das Re-Design der NEM-Plattform dienen und leitet damit die Umsetzungsphase ein. Auf diese wird im folgenden Kapitel ein Ausblick gegeben.

6.5 Ausblick auf die Umsetzungsphase: Implementierung und Betrieb

„When we are trying to design a market, there’s a deadline by which time the design has to be completed and implemented So sometimes we are working beyond our deeply reliable scientific knowledge ... and try to understand what is going to happen if we implement a particular market design. Controlled experiments are useful in this effort too ... Let me close by saying that market design is a team sport. And it is a team sport in which it is hard to tell who are theorists or practitioners because it blurs those lines.“ (Roth, 2012)

Die Zielsetzung dieser Arbeit sieht die konzeptionelle Entwicklung einer NEM-Plattform für eine Erweiterung der Netzengpassmanagements vor. Nach der Umfeldanalyse in den Kapiteln 3 und 4 wird in Kapitel 5 die Design-Phase hierfür hergeleitet und durchgeführt. In der dortigen konzeptionellen Ausgestaltung der NEM-Plattform liegt der Schwerpunkt dieser Arbeit. Nach dem kontinuierlichen Design-Prozess aus Kapitel 5.3.1.3 folgt die Umsetzungsphase mit der finalen Implementierung und dem Betrieb. Diese Phasen sind in ihren Eigenschaften weniger von wissenschaftlichen Fragestellungen geprägt, sondern von der Umsetzung in Hard-/Software und der Finalisierung der Prozesse bei den beteiligten Akteuren.

Das folgende Kapitel ergänzt die Umsetzungsphase um weiterführende Fragestellungen in zwei Schlüsselaspekten.

6.5.1 Weiterführende Fragestellungen zu Recht und Regulatorik

Neben der Erkenntnis in den Kapiteln 3.2 und 5.4.3.3, dass die Einrichtung einer NEM-Plattform sowohl politisch angestrebt als auch rechtlich und regulatorisch möglich ist, bleibt die Frage unklar, ob für die Netzbetreiber und auch die Anbieter von Flexibilität genügend Anreize zur Nutzung der NEM-Plattform bestehen.

Seitens der Anbieter von Flexibilität stellt die Netzentgeltsystematik ein Hemmnis für netzdienliches Verhalten dar (vgl. Agora, 2019; Consentec & ISI, 2018). Die Netzentgeltsystematik kann dazu führen, dass sich die individuellen Netzentgelte eines Anbieters von Flexibilität durch einen netzdienlichen Einsatz erhöhen, was zu Mehrkosten beim Anbieter führen würde (vgl. Kondziella et al., 2019). Dadurch würden mögliche Erlöse aus einer Teilnahme an einer NEM-Plattform verringert oder gar Verluste gemacht.

Für die Netzbetreiber ist der Anreiz, im Netzengpassmanagement Flexibilität einzusetzen, stark von der regulatorischen Einordnung der entstehenden Kosten in der *Anreizregulierungsverordnung* (ARegV) abhängig. Die Kosten der Netzbetreiber werden über die Netzentgelte gedeckt. Zur Berücksichtigung in der ARegV lassen sich die Kosten in zwei Kategorien einteilen:

- Durch den Netzbetreiber beeinflussbare Kosten werden in der ARegV in einem simulierten Wettbewerb, dem sogenannten Effizienzvergleich, mit anderen Netzbetreibern verglichen und bestimmen damit die Gewinne der Netzbetreiber. Je effizienter ein Netzbetreiber wirtschaftet, desto höher werden diese Kosten vergütet.

- Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten [dnbK] wie Konzessionsabgaben werden nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt, sondern direkt in der Erlösobergrenze behandelt und somit ohne Verzinsung durchgereicht.

Nach dieser Systematik wählt ein Netzbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Gründen stets eine Maßnahme, die entweder unter die dnbK fällt oder seinen Effizienzwert erhöht (vgl. unter anderem BDEW, 2019c). In der Praxis führt dies oft dazu, dass die Netzbetreiber kapitalintensive Aufwendungen anderen Maßnahmen, die in hohem Maße betriebliche Kosten verursachen, vorziehen. Linnemann (2020) spricht von der „*OPEX-Lücke*“ in der Regulierung.

In der derzeitigen Fassung der ARegV sind die durch eine NEM-Plattform entstehenden Kosten nicht explizit unter den dnbK in § 11 ARegV aufgeführt. Daher gehen die Kosten der Netzbetreiber in den Effizienzvergleich ein. Können durch den Einsatz einer NEM-Plattform die Kosten gesenkt werden, wirkt sich dies positiv auf die Gewinnerwartung aus, eine Erhöhung der Kosten führt zu geringeren Gewinnen. Darüber hinaus ist nach Hilpert und Antoni (2019) in der ARegV derzeit noch für VNB keine Kostenstelle für die Aufwendungen von marktbasierenden Ansätzen im Netzengpassmanagement enthalten, was zu einer stets notwendigen Einzelfallbewertung führt. In Summe resultiert die Kopplung der Gewinne mit den beeinflussbaren Kosten in ein regulatorisches Risiko, was viele VNB am Einsatz von marktbasierenden Elementen im Netzengpassmanagement und auch von anderen innovativen Maßnahmen hindert (vgl. Hilpert & Antoni, 2019).

In der Literatur wird aus diesen Gründen seit einiger Zeit die Einführung eines alternativen Regulierungsregime diskutiert. Hier wird oft die Yardstick-Regulierung nach Shleifer (1985) genannt. Bei einer Yardstick-Regulierung werden nicht mehr die individuellen Kosten eines Netzbetreibers als Basis zur Berechnung der Erlösobergrenze verwendet, sondern die Kosten aller Netzbetreiber mit einer strukturell vergleichbaren Versorgungsaufgabe. Dadurch haben individuelle Investitionsentscheidungen eines Netzbetreibers in der letzten Regulierungsperiode keinen Einfluss mehr auf die Erlösobergrenze. Stattdessen gehen die Kostenstrukturen aller vergleichbaren Netzbetreiber in die Erlösobergrenze ein. Somit wird beispielsweise ein städtischer Netzbetreiber mit den Aufgaben in urbanen Netzen mit anderen städtischen Netzbetreibern verglichen. Die gemeinsame Bewertung mit einem Flächennetzbetreiber findet nicht mehr statt, da hier eine andere Versorgungsaufgabe besteht. Yardstick bildet damit einen freien Wettbewerb besser als die bestehende Regulierung ab. Agrell et al. (2005) beschreiben die erfolgreiche Anwendung der Yardstick-Regulierung in Skandinavien.

Bogensperger und Köppl (2021) untersuchen die Einführung dieser Regulierungsform in Deutschland. Eine Analyse der Effizienzdaten zeigt in einem ersten Schritt, dass die deutschen Netzbetreiber ein hohes Effizienzniveau aufweisen. Dies stellt eine wichtige Voraussetzung für die Einführung von Yardstick dar, weil somit das Risiko von Insolvenzen durch den stärkeren Wettbewerb gesenkt ist. In einem zweiten Schritt wird mit den Transparenzdaten nach § 11 ARegV untersucht, inwiefern sich die deutschen VNB in ihrer Versorgungsaufgaben und ihren Strukturdaten kategorisieren lassen. So können Gruppen gebildet werden, die alle VNB mit einer vergleichbaren Versorgungsaufgabe enthalten, was die Grundlage für die oben beschriebene Kostenermittlung für Netzbetreiber-Gruppen mit vergleichbaren Versorgungsaufgaben ist. Aufgrund des unvollständigen Datensatzes ist die Clusterung nicht abschließend, zeigt jedoch

vielversprechende Ansätze. Für die Zukunft soll daher die Einführung einer Yardstick-Regulierung weiterhin untersucht werden (vgl. Bogensperger & Köppl, 2021).

6.5.2 Reallabore als Schritt zwischen dem konzeptionellen Modell und dem Realbetrieb

In vorhergehenden Kapiteln wurde gezeigt, dass die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements und Einführung einer NEM-Plattform mit einer großen Komplexität verbunden ist. Dies betrifft die beteiligten Akteure, die als prozessuale Herausforderung das Konzept in die bestehenden Prozessabläufe integrieren müssen. Zusätzlich müssen Unsicherheiten hinsichtlich des regulatorischen Rahmens und der technologischen Entwicklung mitberücksichtigt werden. Darüber hinaus sind für den Gesetzgeber und die Regulierungsbehörden viele mittel- bis langfristige Auswirkungen nicht ex-ante zu bewerten, da sich diese erst nach einer Einführung oder sogar einer Etablierung des Konzepts zeigen. Bereits in Kapitel 5.3.1.3 wurde analysiert, dass für den in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsfall ein sequenzieller Design-Ansatz nicht ausreichend ist, sondern Iterationen beim Design und der nachfolgenden Testphase notwendig sind, die sich aus veränderten Rahmenbedingungen oder als Ergebnis der Evaluation ergeben. Zusätzlich muss für eine langfristig erfolgreiche Einführung die Skalierbarkeit und Robustheit der entwickelten Lösungen gewährleistet werden, was eine großflächige Erprobung notwendig macht. Dies erlaubt sowohl Erkenntnisse über die Performance der IT-Prozesse als auch über die transdisziplinären Auswirkungen eines Konzepts. Hierzu zählen Aspekte wie das Teilnehmerverhalten, daraus resultierende Investitionsentscheidungen oder auch zivilgesellschaftliche Faktoren wie die Akzeptanz.

Zur Beantwortung dieser Forschungs- und Umsetzungsfragen werden seit einiger Zeit sogenannte Reallabore als Transformationsformat von einem konzeptionellen Modell, das in einem *Proof-of-Concept* die Machbarkeit gezeigt hat, hin zum erfolgreichen Realbetrieb genutzt. Das Forschungsformat der Reallabore hat seinen Ursprung in der transformativen Nachhaltigkeitsforschung und ist in seiner Ausprägung noch nicht mit einer allgemein akzeptierten Definition ausgestaltet (vgl. Beecroft, 2020; McCrory et al., 2020; Singer-Brodowski et al., 2018). In der Nachhaltigkeitsforschung sind die Definitionen wie nach Schneidewind und Boschert (2013) häufig mit einem transdisziplinären Ansatz verbunden, der auch zivilgesellschaftliche Prozesse einschließt:

„Transdisziplinäre Forschung setzt voraus, dass es Orte gibt, an denen gesellschaftliche Herausforderungen mit transdisziplinären Forschungs- und Lehrdesigns verknüpft werden. Reallabore erweisen sich als ideale Erfüllung dieser Voraussetzung. Unter Reallaboren sind reale gesellschaftliche Kontexte (z. B. Städte, Stadtteile, Regionen, Branchen) und Fragestellungen (z. B. Effizienz- oder Suffizienzstrategien) zu verstehen, in denen eine wissenschaftsgeleitete Unterstützung des Transformationsprozesses im Sinne der Transdisziplinarität stattfinden kann.“ (Schneidewind & Boschert, 2013, S. 31)

Im Kontext der Energiewende werden Reallabore als *„Testräume für Innovation und Regulierung, in denen innovative Technologien oder Geschäftsmodelle unter realen Bedingungen erprobt werden“*, gesehen (vgl. BMWi, 2019, S. 7). Diese Definition hat einen klar techno-ökonomischen Charakter und ist mit einem regulatorischen Erkenntnisinteresse

verbunden, was sich deutlich von den obigen, ursprünglichen Reallabor-Definitionen in der Nachhaltigkeitsforschung unterscheidet. In solchen Testräumen sollen Lösungen entwickelt und anschließend hinsichtlich ihrer Umsetzungsreife evaluiert werden. Hierzu werden in (BMW, 2015) mit Musterlösungen und Blaupausen zwei Begriffe für eine Zielsetzung des Prozesses eingeführt:

- Eine Musterlösung ist das Ergebnis des Entwicklungsprozesses und wurde bereits in der Praxis erfolgreich getestet. Die Deklaration als Musterlösung erfolgt intern durch die Institutionen, die das Konzept entwickelt haben.
- „Blaupausen stellen ... generalisierte, skalier- und übertragbare Lösungen dar ... und zeigen beispielsweise Kombinationen von Anwendungsfällen, Technologien, Rahmenbedingungen und Geschäftsmodellen auf“ (Korte, 2021, S. 5). Der Bewertungsprozess zu einer Blaupause nimmt die Musterlösungen als Grundlage und wird von einer externen Stelle durchgeführt.

Mit diesen Begriffen kann der Evolutionspfad von der ursprünglichen Zielsetzung bis zu einer Umsetzung im Realbetrieb skizziert werden. Abbildung 6-4 zeigt für die verschiedenen Entwicklungsstufen der NEM-Plattform auf der Ordinate, welche Umsetzungsreife und welchen Technologie-Reifegrad nach Markins (1995) die Entwicklungsstufe besitzt, und auf der Abszisse, wie spezifisch die Ausgestaltung ist.

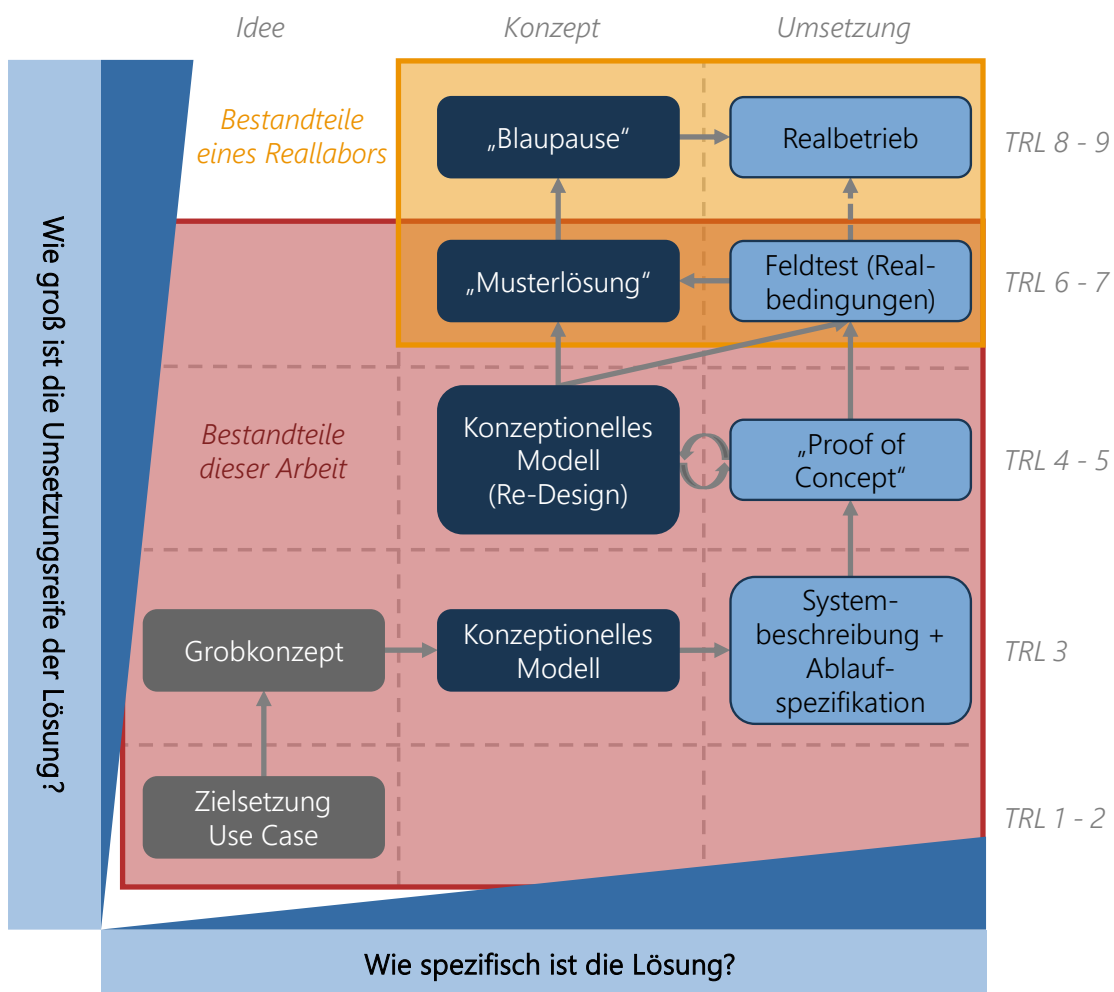


Abbildung 6-4: Evolutionspfad der entwickelten Lösung von der Zielsetzung des Use Cases bis zum Realbetrieb; eigene Darstellung

Die ursprüngliche Zielsetzung, die in dieser Arbeit initial in Kapitel 1.2 aufgeführt und in den Kapiteln 3.6 und 4.3 mit den Anforderungen der Akteure konkretisiert wurde, ist noch weit von der Umsetzung entfernt. Darüber hinaus ist diese Zielsetzung für eine Vielzahl von Netzbetreibern gültig und damit unspezifisch. Das daraus abgeleitete Grobkonzept in Kapitel 5.2.2 bleibt noch unspezifisch, weist aber durch die Integration der Grundfunktionalitäten eine höhere Umsetzungsreife auf. Das konzeptionelle Modell (siehe Kapitel 5.5) spezifiziert das Grobkonzept weiter. Dadurch wird mit den Systembeschreibungen und den Ablaufspezifikationen (unter anderem in Kapitel 5.4.3) der Nachweis der Machbarkeit der *Proof-of-Concept* ermöglicht. In diesem Stadium ist die Lösung spezifisch auf die vorgefundenen Rahmenbedingungen zugeschnitten und weist eine hohe Umsetzungsreife auf. Die Erkenntnisse aus diesem Schritt leiten in Kombination mit der übergeordneten Evaluation ein Re-Design ein, was zu einer Weiterentwicklung des konzeptionellen Modells führen kann.

Bis zu diesem Schritt ist der Design-Prozess in dieser Arbeit hergeleitet und ausgestaltet. Dies trifft zum Teil auf die Bewertung als Musterlösung und den Feldtest unter Realbedingungen zu. Bezüglich der Musterlösung legen die erfolgreich nachgewiesene Funktionalität und die Ergebnisse der vergleichenden Evaluation (Kapitel 6.5.2) nahe, dass die entwickelte Lösung als Musterlösung für ein weiterentwickeltes Netzengpassmanagement bezeichnet werden kann. Dies deckt sich mit der Musterlösungsbewertung von Haller (2020), welche sich auf den *Altdorfer Flexmarkt* bezieht, der die Umsetzung der NEM-Plattform darstellt.

Ein Reallabor baut auf einer Musterlösung und damit auf einem Konzept auf, welches seine Tauglichkeit im betrieblichen Umfeld nachgewiesen hat. Durch die Fortführung in einem Reallabor soll die Lösung generalisiert und skaliert werden und anschließend in den Realbetrieb bei den Akteuren münden. Zur Komplettierung der in dieser Arbeit erfolgten konzeptionellen Herleitung und Ausgestaltung der NEM-Plattform kann daher die Erprobung und Weiterentwicklung in einem Reallabor als empfehlenswert betrachtet werden, um die Erkenntnisse in den Prozessen der Netzbetreiber und der Regulierung zu verankern.

7 Zusammenfassung

Die Transformation des Energiesystems durch die Energiewende ändert die Anforderungen an die Stromnetze fundamental. Neben eines zielgerichteten Netzausbaus besteht dadurch der Bedarf einer Weiterentwicklung der Mechanismen im Netzbetrieb und in der Netzbetriebsplanung. Die vorliegende Arbeit zeigt auf, wie das Netzengpassmanagement insbesondere im Verteilnetz durch eine verstärkte Erschließung und einen koordinierten Einsatz von dezentraler Flexibilität ertüchtigt werden kann. Dazu wird eine umfassende Umfeldanalyse durchgeführt, um die Anforderungen an ein weiterentwickeltes Netzengpassmanagement zu eruieren und zu konkretisieren. Darin werden zunächst die rechtlichen und prozessualen Grundlagen untersucht, bevor in einer empirischen Analyse historischer Netzengpassmanagementmaßnahmen die Ursachen von EinsMan und Redispatch untersucht werden. Eine lastflussgestützte Abschätzung durch Netzsimulationen in einem exemplarischen Verteilnetz ergänzt die Untersuchungen um einen prospektiven Blick auf mögliche Ursachen von Netzengpässen in den unteren Spannungsebenen. Anschließend wird der Begriff „Dezentrale Flexibilität“ spezifiziert. Für ausgewählte Anlagentypen folgt eine Abschätzung des Lastverschiebepotenzials, das für netzdienliche Zwecke eingesetzt werden kann.

Die beiden Grundlagenkapitel zum Netzengpassmanagement und zur dezentralen Flexibilität liefern die Anforderungen an die nun folgende Ausgestaltung eines marktbasierenden Koordinationsmechanismus zur Allokation von Angebot und Nachfrage. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt in Anlehnung an die etablierte ingenieurwissenschaftliche Herangehensweise auf der strukturierten Entwicklung eines Design-Prozesses, in dem unter Berücksichtigung der Charakteristika der VNB die bestehenden Mechanismen des Netzengpassmanagement optimiert und erweitert werden. Das Design nutzt und adaptiert Methoden aus dem *Market-Engineering* und der *Use-Case-Methodik*, um das Transaktionsobjekt und die Marktstruktur unter Berücksichtigung der Randbedingungen herzuleiten. Das entstehende konzeptionelle Modell wird darauffolgend in einer vergleichenden Evaluation mit alternativen Konzepten verglichen, wodurch möglicher Weiterentwicklungsbedarf für ein Re-Design identifiziert wird. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf die Umsetzungsphase durch weiterführende Fragestellungen zu Recht und Regulatorik sowie durch einem Reallabor-Ansatz für eine strukturierte Einführung.

Die entwickelte Methodik und die gewonnenen Erkenntnisse führen zu folgenden Kernaussagen, die mit den Arbeitsthese aus Kapitel 1.1 abgeglichen werden:

Das Netzengpassmanagement ist heute überwiegend eine Herausforderung des Übertragungsnetzes und wird meist durch Windeinspeisung verursacht. Perspektivisch ist eine Zunahme von Netzengpässen im Verteilnetz aufgrund von PV-Einspeisung und einer steigenden verbrauchsseitigen Elektrifizierung zu erwarten.

Die historischen Daten des Netzengpassmanagements zeigen, dass es in den letzten Jahren zu einer starken Zunahme des Volumens und der Häufigkeit von engpasslösenden Maßnahmen kam. Eine Korrelationsanalyse identifiziert einen starken Zusammenhang der Netzengpässe mit der Windeinspeisung, aber auch mit dem Handel mit den

südlichen Nachbarländern. Eine lastflussgestützte Abschätzung für ein exemplarisches Verteilnetz zeigt eine Zunahme der Netzbelastung durch die PV-Einspeisung und die Elektrifizierung der Verbrauchsanlagen. Die Analyse der Planungsprozesse der Netzbetreiber hingegen zeigt, dass das heutige Netzengpassmanagement auch nach dem *Redispatch 2.0* nur unzureichende Lösungen für das Verteilnetz aufweist, da hierbei nur Anlagen mit einer gewissen Mindestgröße betrachtet werden.

Somit kann die erste Arbeitsthese, dass die heutigen Prozesse im Netzengpassmanagement nur unzureichend auf zukünftige Entwicklungen vorbereitet sind, bestätigt und ein großer Weiterentwicklungsbedarf für die Prozesse im Verteilnetz abgeleitet werden.

Die Fahrweise von dezentraler Flexibilität hat großen Einfluss auf die verfügbare Netzkapazität. Eine effiziente Erschließung für den netzdienlichen Einsatz erfordert eine Berücksichtigung der Anforderungen der Einsatzverantwortlichen und tragfähige Anreizkonzepte. Die Wechselwirkungen zwischen Netzbetreiberprozesse und Marktgeschehen nehmen zu.

Die verfügbare Netzkapazität wird durch das Zusammenspiel mehrere Faktoren bestimmt. Während einige dieser wie der Netzausbau und die Vorgaben des Netzbetriebs überwiegend durch die Netzbetreiber ausgestaltet werden, bezieht der Einsatz von netzdienlicher Flexibilität die Anlagenbesitzer und die Einsatzverantwortlichen als Schlüsselakteure mit ein und bieten einen großen Lösungsraum für eine optimierte Nutzung der Netzkapazität. Anlagenbesitzer und Einsatzverantwortliche von kleinteiligen Anlagen unterscheiden sich zudem in ihren Präferenzen und Möglichkeiten hinsichtlich Einsatzzeiten und Interaktionen deutlich von den vormals genutzten Großanlagen, was direkten Einfluss auf die Ausgestaltung der notwendigen Mechanismen hat.

Verstärkte Anreize und marktliche Mechanismen zur Integration dieser Flexibilität werden von der europäischen Gesetzgebung gefordert. Für effiziente Anreizstrukturen müssen die Anforderungen der Akteure, die technischen Charakteristika der Anlagentypen und die bestehende Vermarktung auf den Großhandelsmarktplätzen bei der Produktgestaltung berücksichtigt werden.

Dezentrale Flexibilität kann ein beträchtliches Potenzial zur Lösung von Netzengpässen aufweisen. Die Charakteristika der Anlagentypen als oftmals implizites Potenzial erfordern spezielle Erschließungsmechanismen.

Gerade bei kleinteiligen, dezentralen Anlagentypen wie Wärmeanwendungen unterscheidet sich das theoretische Flexibilitätspotenzial deutlich von der Flexibilität, die tatsächlich erbracht werden kann. Die vorgenommene, konservative Modellierung der untersuchten Anlagentypen ermittelt insbesondere für die Wärmeanwendungen dennoch ein beträchtliches Potenzial für das Netzengpassmanagement: Das positive Potenzial zur Lastreduktion liegt pro Netzknoten durchschnittlich bei 34 MW, als negatives Potenzial zur Lasterhöhung werden 90 MW an einem durchschnittlichen Netzknoten ausgewiesen. Dies deckt sich mit der Literatur, in der vielfach ein großes Einsparpotenzial für das Netzengpassmanagement durch die Nutzung von dezentraler Flexibilität ausgewiesen wird.

Eine Nutzung im Netzengpassmanagement erfordert eine explizite Beschreibung der vorhandenen Flexibilität. Die Flexibilität der untersuchten Anlagentypen kann auf Anlagenebene oft nicht explizit beschrieben werden, sondern wird als implizites Potenzial aufgeführt. Die Übersetzung des impliziten Potenzials in eine explizite Darstellung erfordert in der Design-Phase eine besondere Berücksichtigung.

Diese Kernaussage bestätigt mit dem ermittelten Potenzial und dem Verweis auf einen speziellen Erschließungsmechanismus die zweite Arbeitsthese.

Die vielfältigen Anforderungen der beteiligten Akteure und die komplexen Rahmenbedingungen bedingen einen strukturierten Design-Prozess. Eine Kombination aus einem adaptierten Market-Engineering und der Use-Case-Methodik haben sich als zielführend erwiesen.

Bei einer Weiterentwicklung des Netzengpassmanagement müssen neben den teils gegenläufigen Anforderungen der Netzbetreiber und der möglichen Anbieter von Flexibilität Rahmenbedingungen wie die Gesetzgebung und die Kompatibilität zu bestehenden Prozessen berücksichtigt werden. Eine planvoller Design-Prozess adressiert sowohl Aspekte des Marktdesigns als auch der technischen Umsetzung. Zur Ausgestaltung der Marktstruktur erweist sich das Vorgehen und die Struktur aus dem *Market-Engineering* als zielführend, bei der zunächst das Transaktionsobjekt und zugehörige Produkte spezifiziert wird, bevor anschließend der Marktmechanismus, die IT-Infrastruktur und das Betreiberkonzept entwickelt wird. Für optimierte Wechselwirkungen mit bestehenden Prozessen und einen zielgerichteten Einführungsprozess wird das *Market-Engineering* um Elemente aus der *Use-Case-Methodik* ergänzt. Der kontinuierliche Design-Prozess als ein Ergebnis der Adaption beider Methodiken systematisiert neben der Design-Phase auch die Evaluation und die Umsetzung der entwickelten Lösung.

Eine Plattformlösung stellt eine geeignete technische und prozessuale Architektur dar, um zum einen eine große Anzahl an Anlagen zu erschließen und zum anderen die Bedarfe verschiedener Netzbetreiber zu koordinieren. Beim Produktdesign hat sich ein hybrider Ansatz mit verschiedenen Produkten für aktive und passive Teilnehmer als geeignet erwiesen. Die Allokation von Angebot und Nachfrage erfolgt über eine lineare Optimierung.

Für den Koordinationsmechanismus zur Integration von dezentraler Flexibilität in das Netzengpassmanagement wird eine Plattformlösung unter partieller Nutzung der iMSys-Infrastruktur als geeignete technische und prozessuale Architektur angesehen, da somit eine große Anzahl an Anlagen koordiniert werden kann und die Umsetzung der Funktionalitäten effizient gestaltet werden kann. Darüber hinaus ermöglicht eine Plattformlösung eine effiziente Abstimmung der Netzbetreiber bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen.

Die NEM-Plattform ergänzt die bestehenden, verpflichtenden Maßnahmen im *Redispatch 2.0*. Durch eine freiwillige Teilnahme und durch Zahlung nach Gebot ist die Teilnahme auch für lastseitige Flexibilitätsoptionen attraktiv, was das verfügbare Angebote im Vergleich zum *Redispatch 2.0* erhöht. Die Heterogenität der Anbieter von Flexibilität macht einen hybriden Ansatz bei Flexibilitätsprodukten notwendig, um neben den

aktiven Teilnehmern mit einem expliziten Flexibilitätspotenzial auch das implizite Potenzial von passiven Teilnehmern und ihren kleinteiligen Anlagen zu erschließen. Die Metrik hinter den Flexibilitätsprodukten, die neben den technischen Eigenschaften einen Schwerpunkt auf die Kommunikations- und Steuerungsprozesse legt, kann für zukünftige Anwendungen modifiziert und erweitert werden. Zur Allokation von Angebot und Nachfrage wird ein auktionstheoretischer Ansatz über eine lineare Optimierung zur Ermittlung der kostenoptimalen Lösung der Netzengpässe als geeigneter Ansatz identifiziert. Im Gegensatz zu alternativen Matching-Ansätzen wie regionalen Gebotsbüchern oder Merit-Order-Listen können so Randbedingungen der Anbieter von Flexibilität und netztopologische Wirksamkeiten berücksichtigt werden. Somit kann die dritte Arbeitsthese hinsichtlich der Eignung einer Plattformlösung bestätigt werden.

Das entstehende Marktdesign eines zum Strommarkt nachgelagerten, marktbasierten Netzengpassmanagements ist mit Blick auf ein mögliches strategisches Gebotsverhalten der Teilnehmenden als anfällig für Marktmanipulation zu bewerten, was durch das oben beschriebene Produktdesign eingegrenzt werden kann. Die systemischen Auswirkungen der Einführung einer NEM-Plattform müssen jedoch vertieft untersucht werden.

Für eine Überführung des entstandenen, konzeptionellen Modells in den Realbetrieb sind Iterationsschleifen im Design-Prozess, regulatorische Anpassungen und ein strukturierter Einführungsprozess notwendig. Ein Reallabor-Ansatz ergänzt den Design-Prozess in einer effizienten Umsetzung.

Die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements mit einer Plattformlösung ist sowohl seitens der beteiligten Akteure als auch aus übergeordneter Sicht mit einer großen Komplexität verbunden. Für eine erfolgreiche Einführung ist ein sequenzieller Design-Ansatz nicht ausreichend, sondern es werden Iterationen beim Design und der nachfolgenden Testphase notwendig. Durch eine großflächige Erprobung werden die Skalierbarkeit und Robustheit der entwickelten Lösungen sichergestellt. Ein Reallabor-Ansatz zeigt einen Evolutionspfad vom konzeptionellen Modell und dem *Proof-of-Concept* bis zum Realbetrieb auf. Somit kann auch die vierte Arbeitsthese bestätigt werden.

Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass der entwickelte marktbasierende Koordinationsmechanismus in Form einer NEM-Plattform eine geeignete Weiterentwicklung und Ergänzung des Netzengpassmanagements darstellt und die Koordination zwischen den Netzbetreibern sowie zwischen Netz und Markt verbessert.

8 Ausblick und weiterer Forschungsbedarf

Die vorliegende Arbeit führt durch einen strukturierten Design-Prozess zur Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements und schließt mit der Herleitung eines konzeptionellen Modells eines marktbasierten Koordinationsmechanismus zur Integration von dezentraler Flexibilität, welcher in dieser Arbeit als NEM-Plattform bezeichnet wird. Aus den durchgeführten Analysen ergibt sich weiterer Forschungsbedarf.

Die konzeptionelle Herleitung der NEM-Plattform enthält eine Metrik für das Produktdesign und gestaltet zwei Produktarten aus. Es werden aber an dieser Stelle keine Aussagen über sich einstellende Preise getroffen, da hierzu genauere Analysen über das Gebotsverhalten notwendig sind. Dies gilt sowohl für die „Kurzzeit-Gebote“ als auch für die pauschale Vergütung beim Produkt „Langfristkontrahierung“. Vertiefte Analysen können Erkenntnisse liefern, ob die Anreize für die Anbieter von Flexibilität ausreichen. Außerdem muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass für Flexibilität verschiedene Anwendungsfälle im netz-, system- und marktdienlichen Umfeld existieren. Die NEM-Plattform adressiert einen isolierten netzdienlichen Anwendungsfall. Bei einer Umsetzung in den Realbetrieb kann davon ausgegangen werden, dass es zu Wechselwirkungen mit anderen Anwendungsfällen geben wird, welche hinsichtlich des Gebotsverhalten der Anbieter untersucht werden sollten.

Die Ergänzung des Netzengpassmanagements um eine marktliche Komponente wirft grundsätzliche Fragen um das zukünftige Marktdesign auf. Hier wird in der Literatur „*Slippery Slope of Regulation in Richtung Nodal Pricing*“ (Connect Energy Economics GmbH [Connect EE], 2018, S. 6) als mögliche Konsequenz mit weitreichenden Auswirkungen genannt. Systemanalytische Untersuchungen können hierbei unterstützen, mögliche Anpassungen in der Regulierung und Grundsatzfragen ex-ante zu bewerten.

Das in dieser Arbeit beschriebene Vorgehen optimiert und erweitert die Prozesse des Netzbetriebs und der Netzbetriebsplanung. Eine verstärkte Nutzung von dezentraler Flexibilität kann mit ihrer potenziell netzdienlichen Fahrweise darüber hinaus Rückwirkungen auf die Netzplanung und die dortigen Grundsätze haben. Flexibilität könnte auf der einen Seite bei geeigneter Integration den Netzausbaubedarf verringern. Auf der anderen Seite reduziert der Netzausbau die Notwendigkeit für netzbetriebliche Maßnahmen. Der zeitliche Ablauf von Netzausbau und der Implementierung von betrieblichen Maßnahmen spielt bei der gesamtsystemischen Effizienz eine große Rolle. Die Wechselwirkungen zwischen dem Netzbetrieb und der Netzplanung soll daher Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sein. Hierzu zählen auch die Definition von Zielbildern für das Verteilnetz und die Identifikation von kostenoptimalen Transformationspfaden dorthin.

Ferner ist es denkbar, dass die bei der NEM-Plattform entstandenen Strukturen für weitere Prozesse des Netzbetriebs genutzt werden. Hierzu zählt beispielsweise eine

plattform-gestützte Beschaffung von Blindleistung oder eine Abwicklung der Maßnahmen der roter Ampelphase über die Plattform.

Es wird empfohlen, in der Umsetzungsphase die entwickelte NEM-Plattform vor der eigentlichen Markteinführung großflächig und marktnah zu erproben. Dadurch können weitere Erkenntnisse sowohl über die technische Performance der IT-Systeme als auch über die transdisziplinären Auswirkungen gewonnen werden. Zu diesen Auswirkungen zählen das sich einstellende Teilnehmerverhalten, mögliche Rückkopplungen auf Investitionsentscheidungen oder auch zivilgesellschaftliche Faktoren wie die Akzeptanz.

Anhang

Ergänzende Angaben zu Kapitel 3

Anhang 1: Datengrundlage für historisches EinsMan für die Analysen von Köppl, Ostermann und Fattler (2020) sowie Kapitel 3.4.1

Kategorie	Erläuterung	VNB
Kategorie A	Daten für Abregelungen, die für eine bestimmte Anlage und einen bestimmten Zeitpunkt bereitgestellt wurden; Angabe der Stufe der Abregelung: 0 %, 30 %, 60 %, 100 %	Avacon, Bayernwerk Netz, E.DIS, Schleswig-Holstein Netz
Kategorie B	Abgeregelte Energie für ein bestimmtes Umspannwerk und einen bestimmten Zeitpunkt	Mitnetz, Netze BW, Westfalen Weser Netz, Wemag

Berechnungsansatz für anlagenscharfe Abregelungszeitreihen nach (FfE, 2016a, S. 201)

$$E_{EinsMan-Basis,i,t_E} = P_{install,i} * (1 - L_{EinsMan,i,t_E}) * d_E$$

$E_{EinsMan-Basis,i,t_E}$: abgeregelte Energie einer Anlage zu Zeitpunkt t_E in kWh

$P_{install,i}$: installierte Leistung der Anlage i in kW

$L_{EinsMan,i,t_E}$: Stufe der Abregelung in % zum Zeitpunkt t_E

d_E : Dauer des EinsMan-Einsatzes

t_E : Zeitpunkt des EinsMan-Einsatzes

Berechnungsansatz für anlagenscharfe Abregelungszeitreihen nach Fattler et al. (2017)

$$C_{Erzeugungsfaktor,a,j,t_E} = P_{Erzeugung,a,j,t_E} / P_{install,a,j}$$

$C_{Erzeugungsfaktor,a,j,t_E}$: Erzeugungsfaktor des Energieträgers j in Regelzone a zum Zeitpunkt t_E

$P_{Erzeugung,a,j,t_E}$: Erzeugung des Energieträgers j in Regelzone zum Zeitpunkt t_E in kW

$P_{install,a,j}$: installierte Leistung des Energieträgers j in Regelzone a in kW

$$E_{EinsMan-Spitzen,i,t_E} = P_{install,i} * C_{Erzeugung,a,t_E} * (1 - L_{EinsMan,i,t_E}) * d_E$$

$E_{EinsMan-Spitzen,i,t_E}$: abgeregelte Energie einer Anlage zu Zeitpunkt t_E in kWh

Spearman'scher Rangkorrelationskoeffizient

Spearman'scher Korrelationskoeffizient in vollständiger Formel nach Corder und Foreman (2009, S. 124)

$$r_s = \frac{(n^3 - n) - 6 * \sum D_i^2 - (T_x + T_y)/2}{\sqrt{(n^3 - n)^2 - (T_x + T_y) * (n^3 - n) + (T_x * T_y)}}$$

n : Anzahl der zu vergleichenden Paare

D_i : Rangdifferenz zwischen einem der zu vergleichenden Paare

unter Verwendung von

$$T_{x|y} = \sum_{i=1}^g (t_i^3 - t_i)$$

g : Anzahl verbundener Gruppen in Variable x oder y

t_i : Anzahl verbundener Werte in der verbundenen Gruppe

Anhang 2: Spearman'scher Korrelationskoeffizienten für die Jahre 2015 bis 2018 von Velazquez Rios (2019)

	EinsMan	Redispatch
Erzeugung aus PV-Anlagen	0,12	-0,05
Winderzeugung	0,72	0,51
Prognosefehler Wind	0,26	0,19

Ergänzende Angaben zu Kapitel 5

House-of-Quality im Kontext der iMSys

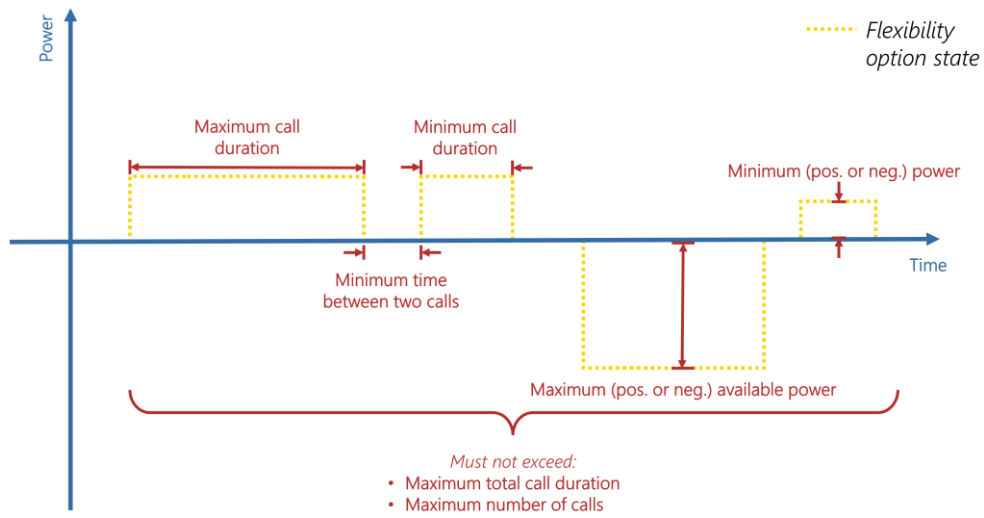
Services with Smart Meters	Dependence on Penetration	Progress of smart meter rollout		
		Low	Medium	High
Load Analysis (to determine activities for Energy Efficiency)	●	✓ (SRL 2)	✓	✓
Optimisation of Energy Purchasing	●	✓ (SRL 2)	✓	✓
Electricity price oriented consumption for private Households	●	✓ (SRL 2)	✓	✓
Billing	●	✓ (SRL 3)	✓	✓
Improvement of Forecasts for Balancing and Energy Suppliers	●	✓ (SRL 2)	✓	✓
Altdorf Flexibility Market	●	x (SRL 3)	✓	✓
Network Analysis / Monitoring	●	x (SRL 2)	✓	✓
Intraday-Trading	●	x (SRL 2)	✓	✓
Day-Ahead-Trading	●	x (SRL 2)	✓	✓
Balancing Energy (Balancing Group)	●	x (SRL 2)	0 ²	✓
Feed-in Management	●	x (SRL 2)	0 ²	✓
Regulation of controlable Consumers (§14a EnWG)	●	x (SRL 2)	0 ²	✓
Management of Reactive Power	●	x (SRL 1)	0 ²	✓
Facility Monitoring	●	x (SRL 1)	0 ²	0 ¹
Optimization of Self Consumption	●	x (SRL 2)	0 ²	0 ¹
Peak Load Management	●	x (SRL 2)	0 ²	0 ¹
Balancing Energy for Power Purchase Agreements	●	x (SRL 1)	0 ²	0 ¹
Secondary Control	●	x (SRL 1)	x	✓ ^{3, 4}
Tertiary Control	●	x (SRL 1)	x	✓ ³
Controlable Load (Congestion)	●	x (SRL 1)	x	✓ ⁴
Arbitrage	●	x (SRL 2)	x	✓ ³
Primary Control	●	x (SRL 1)	x	x
Redispatch (Voltage)	●	x (SRL 1)	x	x
Redispatch (Current)	●	x (SRL 1)	x	x
Controlable Load (Frequency)	●	x (SRL 1)	x	x

¹ min. Minute Values at HAN interface, e.g. planed as TAF14 from PPC
² if no Switching Protocol needed
³ not for storage
⁴ if availability > 98,5%

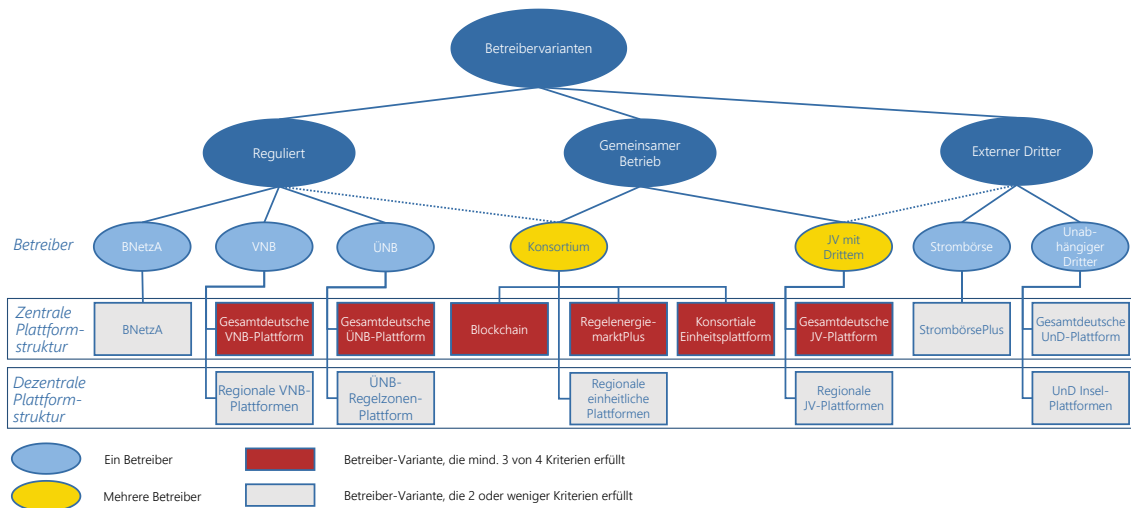
(SRL x) System Readiness Level
 ✓ feasible 0¹ conditionally feasible x not feasible
 ● No dependency on Penetration ● Dependency on Penetration

Anhang 3: Dienstleistungen, die durch iMSys erbracht werden können, nach Estermann et al. (2021)

Zusatzinformationen zur Marktstruktur



Anhang 4: Abbildbare Randbedingungen für die Flexibilitätsproduktart 2 „Langfristkontrahierung“ von Zeiselmaier und Köppl (2021)



Anhang 5: Übersicht über Betreiberkonzepte für die NEM-Plattform und vergleichbare Konzepte von Sauterleute (2020)

Anhang 6: Nebenbedingungen der Optimierungsgleichung des Matchings der NEM-Plattform nach Zeiselmaier und Köppl (2021)

Formel	Beschreibung
$d_{jl}^+ - d_{jl}^- = \delta_{ij}(D_{ij} - \sum_{l=1}^n m_{ijl}(P_{ij}^+ + P_{ij}^-) + t_{ijl}x_{ij}) (\forall j \in J, l \in L)$	Simulation der Nichterfüllung der Nachfrage
$x_{i1} + x_{im} + \sum_{j=2}^m a_{ij} \leq 2 \cdot N_i (\forall i \in I)$	Maximale Anzahl an Abrufen
$x_{i1} + \sum_{k=1}^{\min(T_i^{\max}, m-1)} x_{ik+1} \leq T_i^{\max} (\forall i \in I)$	Maximale Dauer eines Abrufs
$(x_{ij} - x_{ij-1}) + \sum_{k=1}^{T_i^{\max}} x_{ij+k} \leq T_i^{\max} (\forall i \in I, j \in \{2, \dots, m - T_i^{\max}\})$	
$T_i^{\min} \cdot x_{i1} \leq \sum_{k=0}^{\min(T_i^{\min}-1, m-1)} x_{ik+1} (\forall i \in I)$	Minimale Dauer eines Abrufs
$(x_{ij} - x_{ij-1}) \leq x_{ij+k} (\forall i \in I, j \in \{2, \dots, m\}, k \in \{0, \dots, \min(T_i^{\min} - 1, m - j)\})$	
$(x_{ij} - x_{ij-1}) + x_{ij-k} \leq 1 (\forall k \in \{1, \dots, \tau_i\}, i \in I, j \in \{k+1, \dots, m\})$	Zeitlicher Mindestabstand zwischen zwei Abrufen
$P_{ij} = 0 (\forall i \in I, j \in \{1, \dots, \tau_i^{\text{rem}}\})$	
$\frac{1}{4} \sum_{j=1}^m x_{ij} \leq T_i^{\text{sum}} (\forall i \in I)$	Maximale Abrufdauer pro Tag
$\eta_{ij} P_{ij} = \eta_{ij} (P_{ij}^{\text{max}+} + P_{ij}^{\text{max}-}) \sum_{s \in S} \xi_{ijs} S_{ijs} (\forall i \in I, j \in J)$	Möglichkeit einer Teilerbringung bzw. Berücksichtigung diskreter Abrufstufen (z.B. 0 % - 30 % - 60 % - 100 %)
$(1 - \eta_{ij}) \cdot x_{ij}^+ \cdot P_{ij}^{\text{min}+} \leq (1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^+ (\forall i \in I, j \in J)$	Leistungsbeschränkung (max. / min. abrufbare Leistung)
$(1 - \eta_{ij}) \cdot x_{ij}^- \cdot P_{ij}^{\text{min}-} \geq (1 - \eta_{ij}) \cdot (-P_{ij}^-) (\forall i \in I, j \in J)$	
$(1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^+ \leq (1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^{\text{max}+} \cdot x_{ij}^+ (\forall i \in I, j \in J)$	
$(1 - \eta_{ij}) \cdot (-P_{ij}^-) \geq (1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^{\text{max}-} \cdot x_{ij}^- (\forall i \in I, j \in J)$	
$\sum_{j=1}^m \sum_{l=1}^n m_{ijl}(P_{ij}^+ + P_{ij}^-) + t_{ijl}x_{ij}$	Effektive Leistung

Anhang 7: Variablen und Hilfsvariablen der Optimierungsgleichung im Matching der NEM-Plattform aus Zeiselmaier und Köppl (2021)

Variablen	Bedeutung
$x_{ij} \in \{0, 1\}$	Indikator für den Zustand einer FO zum Zeitabschnitt j
$a_{ij} \in \{0, 1\}$	Hilfsindikator für die Aktivierung einer FO zum Zeitabschnitt j
$x_{ij}^+ \in \{0, 1\}$	Hilfsindikator für eingesetzte Mehrleistung
$x_{ij}^- \in \{0, 1\}$	Hilfsindikator für zurückgenommene Leistung
$\xi_{ijs} \in \{0, 1\}$	Hilfsindikator für die Beschränkung auf einen Prozentanteil
I	Menge der FOs, $ I = n$
J	Menge der Zeitschritte, Standard: $ J = m = 96$
L	Menge der Nachfragen
S	Menge der Prozentanteile, Standard: $ S = q = 4$
$D_{lj} \geq 0$	Flexibilitätsnachfrage l zum Zeitabschnitt j
$N_i \in \mathbb{N}$	Anzahl der Abrufe einer FO pro Tag (Standard: 94)
$T_i^{\text{sum}} \geq 0$	Gesamtabrufdauer einer FO pro Tag (h) (Standard: 24)
$T_i^{\text{max}} \geq 0$	Maximale Dauer pro Abruf (h) (Standard: 24)
$T_i^{\text{min}} \geq 0$	Minimale Dauer pro Abruf (h) (Standard: 0.25)
$\tau_i \geq 0$	Minimale Zeit zwischen zwei Abrufen (h) (Standard: 0)
$\tau_i^{\text{rem}} \geq 0$	Restblockzeit vom Vortag (h) (Standard: 0)
$P_{ij}^{\text{max}} \geq 0$	Maximal verfügbare Leistung
$P_{ij}^{\text{min}} \geq 0$	Minimal verfügbare Leistung
$m_{ijl} > 0$	Steigung der Effektivität
$t_{ijl} \in \mathbb{R}$	Mindesteffektivität
$S_{ijs} \in \mathbb{R}^q$	Mögliche Leistungsanteile (Standard: $[0, 0.3, 0.6, 1]$)
η_{ijs} $= \begin{cases} 1, & \text{wenn } \sum_{s \in S} S_{ijs} \geq 0 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$	Indikator für P (stetig oder auf Anteile beschränkt)
$\delta_{lj} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } D_{lj} \neq 0 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$	Indikator für die 0-Nachfrage

Ergänzende Literaturangaben: Vom Autor betreute Abschlussarbeiten

Bogensperger, A. (2016). *Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen Netzoptimierender Maßnahmen* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Dallmer-Zerbe, G. (2016). *Vergleichende Analyse zum konventionellen Netzausbau* [Bachelorarbeit]. Hochschule München, München.

Dönhoff, B. (2017). *Bewertung der Auswirkungen einer digitalisierten Stromnetzinfrastruktur auf die Nachhaltigkeit des Energiesystems mit Fokus auf Verteilnetzebene und Haushalte* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Harper, R. (2019). *Non-Collusive Market Failures in the Context of New Markets for Flexibility: An Application of the Residual Supply Index to the Altdorfer Flexmarkt & A Review of Historical Market Manipulation Cases* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Hedeler, B. (2015). *Gesellschaftliche Akzeptanz netzoptimierender Maßnahmen: Konzeption eines Vergleichsdesigns zur Einbindung gesellschaftlicher Akzeptanz in das Forschungsprojekt Merit Order Netzausbau 2030* [Masterarbeit]. Technische Universität München; Universität für Bodenkunde Wien, München, Wien.

Herzog, J. D. X. (2016). *Entscheidungsfindung bei netzoptimierenden Investitionen im Energiesektor: Qualitative Analyse zu Strukturen, Prozessen und relevanten Entscheidungsparametern auf Verteilnetzebene* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Khoshniat, A. (2019). *IT-Sicherheit, Verwundbarkeit und Resilienz von Stromnetzen bezogen auf die Infrastruktur von intelligenten Messsystemen* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Lang, C. (2018). *Development of an Auction Design for a Flexibility Market Platform* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Lienert, C. (2017). *Entwicklung und Bewertung von Anreiz-, Markt- und Betreibermodellen zur Integration von Flexibilität in deutsche Stromnetze* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Mader, N. (2020). *Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs in einem realen Verteilnetz und Ableitung typischer Netzbelastungssituationen* [Masterarbeit]. Hochschule Kempten, Kempten.

Malik, B. M. (2016). *Modelling and Analysis of Power Transfer Distribution Factor (PTDF) Based Energy System Optimization Planning* [Masterarbeit]. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe.

Mayer, J. (2017). *Comparative Assessment of Grid Optimizing Measures towards their Environmental Impact Potential: A methodological approach for the environmental ranking in the "Merit Order Grid Expansion 2030" project* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Sauterleute, S. (2020). *Analyse von Geschäftsmodellen im Kontext von Flex-Plattformen* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Velazquez Rios, O. (2019). *Network congestion management in Germany and its interdependency with the energy system* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Wang, Z. (2016). *Regelbare Komponenten in Verteilnetzen zur Netzentlastung* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Wasmeier, L. (2021). *Agent Behavior in New Energy Markets. Analysis of Flexibility and Peer-to-Peer Trading Platforms from an Actor's Perspective* [Masterarbeit]. Technische Universität München (TUM), München.

Wohlschlager, D. (2015). *Netzstabilisierende Maßnahmen im Verteilernetz: Wirtschaftliche Bewertung ausgewählter Regelkonzepte anhand von sechs repräsentativen Netzgebieten* [Bachelorarbeit]. FH Kufstein, Kufstein.

Ziegler, A. (2019). *Entwicklung einer Bewertungsmethodik für Konzepte des marktbasieren Netzengpassmanagements und Anwendung auf den Altdorfer Flexmarkt* [Masterarbeit]. Technische Universität München, München.

Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (Hrsg.). (2017, 13. Dezember). *Generation and load data provision methodology - GLDPM: Formatbeschreibung "Planungsdaten"*. Anlage 03B des Dokumentes GLDPM. <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CACM-Verordnung/Generation-and-load-data-provision-methodology-GLDPM>
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (Hrsg.). (2018, 14. Dezember). *Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EU-Network-Codes/ER-Verordnung/Systemschutzplan%20der%20C3%9CNB%20-%20Hauptdokument.pdf>
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH & TenneT TSO GmbH (Hrsg.). (2021). *Redispatch-Maßnahmen*. <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>
- Ableitner, L., Tiefenbeck, V., Meeuw, A., Wörner, A., Fleisch, E. & Wortmann, F. (2020). User behavior in a real-world peer-to-peer electricity market. *Applied Energy*, 270, 115061. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115061>
- acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Hrsg.). (2013). *Technikwissenschaften: Erkennen – Gestalten – Verantworten*. acatech impuls. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-34605-7>
- Agora Energiewende (Hrsg.). (Februar 2017a). *Energiewende und Dezentralität: Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*. Berlin. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf
- Agora Energiewende (Hrsg.). (März 2017b). *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap*. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.
- Agora Energiewende (Hrsg.). (April 2019). *Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen: Impuls*. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparenthe-energiewirtschaft/Agora_Netzentgelte_2019.pdf
- Agrell, P. J., Bogetoft, P. & Tind, J. (2005). DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution. *Journal of Productivity Analysis*, 23(2), 173–201. <https://doi.org/10.1007/s11123-005-1327-6>
- Amicarelli, E., Tran, T. Q. & Bacha, S. (2017). Flexibility service market for active congestion management of distribution networks using flexible energy resources of microgrids. In *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)* (S. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260198>
- Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH. (2014, 20. Oktober). *Genehmigungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (FBKB) in der CWE-Region gemäß Art. 15 Abs. 2 EU-VO 714/2009*.
- Anaya, K. L. & Pollitt, M. G. (2021). How to Procure Flexibility Services within the Electricity Distribution System: Lessons from an International Review of Innovation Projects. *Energies*, 14(15), 4475. <https://doi.org/10.3390/en14154475>

- Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 23. November 2021 (BGBl. I S. 4955) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html>
- Ausfelder, F. (Hrsg.). (2018). *Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie: Methodik, Potenziale, Hemmnisse: Bericht des AP V.6 "Flexibilitätsoptionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie" im Kopernikus-Projekt "SynErgie - synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung"* (1. Auflage). DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. <https://edocs.tib.eu/files/e01fn18/1018510079.pdf>
- Bayernwerk Netz GmbH (Hrsg.). (2021a). *Abgeschlossene Maßnahmen: Einspeisemanagement von Bayernwerk*. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html>
- Bayernwerk Netz GmbH. (2021b, 22. Januar). *Kleinanlagen im Verteilnetz ergänzen Großkraftwerke* [Press release]. Regensburg. <https://www.mynewsdesk.com/de/bayernwerk/pressreleases/kleinanlagen-im-verteilnetz-ergaenzen-grosskraftwerke-3066728>
- Beecroft, R. (2020). *Das Reallabor als transdisziplinärer Rahmen zur Unterstützung und Vernetzung von Lernzyklen* (urn:nbn:de:gbv:lue4-opus4-10311) [Dissertation]. Leuphana Universität Lüneburg, Lüneburg. <https://pub-data.leuphana.de/frontdoor/index/index/docId/1031>
- Bendig, T., Ehmann, P., Mentzins, P., Pfeifer, M., Bienert, J., Ganten, P., Mosch, T., Schauf, T., Dapp, T., Krosta-Hartl, P., Neuburger, R. & Zacharias, F. (2019). *Digitale Souveränität im Kontext plattformbasierter Ökosysteme: Plattform „Innovative Digitalisierung der Wirtschaft“, Fokusgruppe „Digitale Souveränität“ im Rahmen des Digitalgipfels 2019*. https://www.de.digital/DIGITAL/Redaktion/DE/Digital-Gipfel/Download/2019/digitale-souveraenitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bertsch, V. (2018, 19. Februar). *Dezentrale Energieversorgung: Gabler Wirtschaftslexikon*. <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/dezentrale-energieversorgung-53698/version-276768>
- Block, C. A. (2010). *Agile Market Engineering: Bridging the gap between business concepts and running markets* [Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe]. DataCite. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000019356>
- Bogensperger, A. & Köppl, S. (2021). Regulatory incentives for digitalisation and flexibility utilization through a yardstick competition. In Energietechnische Gesellschaft im VDE (Hrsg.), *ETG-Kongress 2021: Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende* (S. 738–743). VDE Verlag GmbH. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9469680>
- Bogensperger, A., Zeiselmaier, A. & Faller, S. (2019). Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*(11).
- Böing, F. (2020). *Cross-sector assessment of CO2 abatement measures and their impact on the transmission grid* [Dissertation, Technische Universität München, München]. Deutsche Nationalbibliothek.
- Borenstein, S., Bushnell, J. B. & Wolak, F. A. (2002). Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market. *American Economic Review*, 92(5), 1376–1405. <https://doi.org/10.1257/000282802762024557>

- Brückler, F. M. (2017). *Geschichte der Mathematik kompakt: Das Wichtigste aus Analysis, Wahrscheinlichkeitstheorie, angewandter Mathematik, Topologie und Mengenlehre* (1. Aufl. 2018). Springer Berlin Heidelberg. <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1505172>
- Bruckmeier, A., Springmann, E. & Köppl, S. (2021). Flexplattform. In *Analyse der systemischen Auswirkungen zentraler C/sells-Anwendungsfälle: Gesamtbericht der Arbeiten in Arbeitspaket 2.6 des SINTEG-Forschungsprojekts C/sells* (S. 50–57). Fraunhofer-Gesellschaft.
- Brunekreeft, G., Buchmann, M., Höckner, J., Palovic, M., Voswinkel, S. & Weber, C. (2020). Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-Flexmarkt. In House of Energy Markets and Finance University of Duisburg-Essen (Hrsg.), *HEMF Working Paper* (No. 01/2020). https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp2001_OEkonominischeUndRegulatorischeFragestellungenZumEnera-FlexMarkt.pdf
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (Hrsg.). (2015, 11. November). *Technische Richtlinie BSI TR-03109*. Bonn. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109.pdf;jsessionid=F82DF87F658E0F5DA0183DB6B7EB4177.internet472?__blob=publicationFile&v=1
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (Hrsg.). (2017, 9. August). *Smart Metering PKI - Public Key Infrastruktur für Smart Meter Gateways PKI: Technische Richtlinie BSI TR-03109-4*. Bonn. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-4_PKI.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.). (2015, 3. Februar). *Bekanntmachung zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration „Schaufenster intelligente Energie–Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) im Bundesanzeiger* [vom 19. Januar 2015]. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bekanntmachung-foederungschaufenster-intelligente-energie-digitale-agenda-fuer-die-energiwende.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.). (2018). *SINTEG – Schaufenster intelligente Energie: Ein Programm zur Förderung von Schaufensterregionen für die Energieversorgung der Zukunft*. <https://www.sinteg.de/>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.). (Juli 2019). *Freiräume für Innovationen: Das Handbuch für Reallabore*. Berlin. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Digitale-Welt/handbuch-fuer-reallabore.pdf?__blob=publicationFile
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (2012, 30. Oktober). *Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen: BK6-11-098*. Beschlusskammer 6. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2011/BK6-11-098/BK6_11_098_Beschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2014, 16. April). *Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom): BK6-13-200 Beschluss*. Beschlusskammer 6.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2013/BK6-13-200/BK6-13-200_Beschluss_2014_04_16.pdf;jsessionid=687A3567A55B64E3B2EAD32EF38B718F?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (2016, 2. August). *3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015*. Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (2017, 3. April). *Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. Diskussionspapier. Bonn.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf;jsessionid=1554A76244A3D1662D3EF516549D24AE?__blob=publicationFile&v=1
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (Juni 2018). *Leitfaden zum Einspeisemanagement: Version 3.0*. Bonn.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf;jsessionid=CA58EB1A4F67359B169CD1DA4696861A?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2019a, 15. Oktober). *EEG-Umlage 2020 beträgt 6,756 ct/kWh* [Press release]. Bonn.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20191015_EEGUmlage.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2019b, 20. Dezember). *Bedarfsermittlung 2019-2030: Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030*. Bonn.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2020, 12. August). *Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-061): Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“*. Bonn.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-061/BK6-20-061_anlage_informationsbereitstellung.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (2021a). *Kraftwerkliste Bundesnetzagentur: (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen)*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehm>

- en_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2021b). *Marktstammdatenregister (MaStR)*. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (2021c). *SMARD - Strommarktdaten für Deutschland*. <https://www.smard.de/home>
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt (Hrsg.). (2014). *Monitoringbericht 2014: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Stand: 14.11.2014. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt (Hrsg.). (2016). *Monitoringbericht 2015: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Stand: 10. November 2015; Korrektur: 21. März 2016. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt (Hrsg.). (2017, 13. Dezember). *Monitoringbericht 2017: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Stand: 13.12.2017. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. (2021a). *Monitoringbericht 2020: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Stand: 01. März 2021. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/start.html
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. (2021b). *Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Stand: 01. Dezember 2021. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/start.html
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Energie-Control Austria. (2018, 1. Oktober). *Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone* [Press release]. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181001_E-Control.html
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.). (2013, 11. Februar). *BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20130211_Roadmap-Smart-Grids.pdf

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.). (2016, 29. November). *Leitplanken für die Ausgestaltung des Energieinformationsnetzes in einer dezentralen Energiewelt*. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20161129-Leitplanken-EIN-dezentrale-Energiewelt.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.). (2017, 10. Februar). *Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz: Diskussionspapier*. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.). (2018a, 18. April). *Vergütung von Redispatch-Maßnahmen: Branchenleitfaden*. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/Branchenleitfaden_Verguetung-von-Redispatch-Massnahmen.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.). (2018b, 15. August). *Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements: Short Paper*. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20180815_Redispatch-als-Teil-des-marktlichen-Engpassmanagements.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2018c, 27. September). *Flex-Router-Konzept: Ein Impuls der Verteilnetzbetreiber der Projektgruppe DSO 2.0 im BDEW: Sichere, zukunftsfähige und effiziente Organisation des planwertbasierten Engpassmanagements mit Flexibilität im Verteilnetz*. Diskussionspapier. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20180927_DSO-Flex-Router-Impuls.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.). (2019a). *Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190521_RD-Prozessdokument.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2019b, 7. Mai). *Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt: Anwendungshilfen*. Strom und Gas; Version 1.2. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190507_Rollenmodell-MAK-Version1-2-END.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2019c, 5. August). *Bewertung möglicher Anreizmechanismen für Engpassmanagement-Kosten: Consentec-Beitrag zum Dialogprozess Anreizregulierung beim BMWi am 21. Mai 2019*. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190805_Anreizmechanismen-Engpassmanagement.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Mai 2020). *BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0: Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse*. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05-RD_2.0_Branchenl%C3%B6sung_Kerndokument.pdf
- CDU, CSU & SPD (Hrsg.). (2018, 12. März). *Ein neuer Aufbruch für Europa - Eine neue Dynamik für Deutschland - Ein neuer Zusammenhalt für unser Land: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. 19. Legislaturperiode. Berlin. https://archiv.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1
- Colle, S., Micallef, P., Legg, A., Horstead, A. & Breakell, J. (2019, 18. März). *Where does change start if the future is already decided? DSOs must keep pace with the new ways to*

- generate, distribute and consume energy... and become catalysts of these changes.*
<https://www.eurelectric.org/media/3637/ey-report-future-of-dsos.pdf>
- Comité Européen de Normalisation, Comité Européen de Normalisation Électrotechnique & ETSI Smart Grid Coordination Group (Hrsg.). (November 2014a). *SG-CG/ M490/F_ Overview of SG-CG Methodologies: Overview of the main concepts of flexibility management.* Version 3.0.
http://kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/033_SG_CG_M490_F_Overview_of_SG_CG_Methodologies.pdf
- Comité Européen de Normalisation, Comité Européen de Normalisation Électrotechnique & ETSI Smart Grid Coordination Group (Hrsg.). (November 2014b). *SG-CG/M490/L_ Flexibility Management: Overview of the main concepts of flexibility management.* Version 3.0.
ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Methodology_FlexibilityManagement.pdf
- Comité Européen de Normalisation Électrotechnique, Comité Européen de Normalisation & ETSI Smart Grid Coordination Group (Hrsg.). (November 2012). *Smart Grid Reference Architecture: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group.*
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf
- Connect +: Netzbetreiberkoordination. (2021, 30. Juni). *Datenaustausch für Redispatch 2.0 startet* [Press release]. Augsburg. <https://netz-connectplus.de/wp-content/uploads/2021/06/Pressemitteilung-Connect-Betriebsphase.pdf>
- Connect Energy Economics GmbH (Hrsg.). (2018, 13. November). *Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien: im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.* Berlin.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Consentec GmbH & Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hrsg.). (2018, 11. Juni). *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) Projekt Nr. 043/16.* Schlussbericht. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Consentec GmbH & Neon Neue Energieökonomik GmbH (Hrsg.). (2018, 31. Juli). *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich: Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.*
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Corder, G. W. & Foreman, D. I. (2009). *Nonparametric statistics for non-statisticians: A step-by-step approach.* Wiley. <http://lib.myilibrary.com/detail.asp?ID=327399>
<https://doi.org/10.1002/9781118165881>
- Dauer, D. (2016). *Market-based Allocation of Local Flexibility in Smart Grids: A Mechanism Design Approach* [Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie]. DataCite.
<https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000060482>
- Deuchert, B. (2019, 16. Juli). *Markt- und netzdienliche Vermarktung von Flexibilität: Fallstudie Schwarzhede: Vortrag auf C/sells-Workshop von UAP 6.3.1 und UAP 6.3.2, München.*

- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.). (2012, 11. Dezember). *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf
- Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE) (November 2014). *Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung: DIN EN 61850-3 VDE 0160-850-3:2014-11*.
- Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE) (Dezember 2017). *Generische Anforderungen an Intelligente Elektrizitätsversorgungssysteme (Smart Grids) - Teil 1: Anwendung der Anwendungsfallmethodik speziell auf die Festlegung von generischen Anforderungen an Smart Grids nach dem IEC-Systemansatz: DIN IEC/TS 62913-1 (IEC SyCSmartEnergy/57/CD:2017)*. Berlin.
- Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE) (November 2021). *Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen (Anwendungsregel VDE-AR-E 2829-6-1)*.
- Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN) (07.2020). *Energieflexibilität – Teil 1: Flexibilitätsbereitstellung für die Engpassbewirtschaftung von Stromnetzen – Anforderungen an die freiwillige Teilnahme von Anbietern an einer Flexibilitätsplattform (DIN SPEC 91410-1)*. Berlin. Beuth Verlag GmbH.
- dpa-Newskanal (1. Januar 2018). Stromnetz: Tennet meldet Rekordkosten für Noteingriffe. *Süddeutsche Zeitung*. <https://www.sueddeutsche.de/service/jahreswechsel-stromnetz-tennet-meldet-rekordkosten-fuer-noteingriffe-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-180101-99-463062>
- Duch-Brown, N. (2017). Platforms to business relations in online platform ecosystems: Working Paper. In *JRC Digital Economy Working Paper No. 2017-07*. <http://hdl.handle.net/10419/202229>
- Duch-Brown, N. & Rossetti, F. (2020). Digital platforms across the European regional energy markets. *Energy Policy*, 144, 111612. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111612>
- E-Bridge Consulting GmbH (Hrsg.). (2014, 12. September). „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie): Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Bonn. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- E-Bridge Consulting GmbH (Hrsg.). (Juni 2017). *Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz: Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende*. Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber. Bonn. https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2017/06/E-Bridge_Abschlussbericht-Sichere-und-effiziente-Koordinierung-von-Flexi...-1.pdf
- E-Bridge Consulting GmbH (Hrsg.). (2019a, 12. Februar). *Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen: Kurzstudie im Auftrag von innogy SE, EWE NETZ GmbH, Stadtwerke München Infrastruktur GmbH*. https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/20190212_Studie-E-Bridge_Vorteil_netzdienlicher-Flexibilit%C3%A4t_final.pdf

- E-Bridge Consulting GmbH (Hrsg.). (2019b, 5. September). *Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland*. Berlin. https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/09/20190904_NODES_Marktbasierter_RD_DEUTSCH_v10_sent.pdf
- EEX Group (Hrsg.). (2021, 21. April). *EEX Group Geschäftsbericht 2020: Building Markets Together*. https://www.eex.com/fileadmin/EEX_Group/EEX_Group_Annual_Report/Annual_Report_2020/210421_EEX_Group_Annual_Report_2020_DE.pdf
- Engelbrecht, D., Schweer, A., Gehrke, R., Lauen, E., Deuchert, B., Wilczek, J., Schuster, H. & Büchner, J. (2019). Demonstration of a Market-based Congestion Management using a Flexibility Market in Distribution Networks. In C. Rehtanz (Hrsg.), *ETG-Fachbericht: Bd. 158. Internationaler ETG-Kongress 2019: Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende: 8.-9. Mai 2019, Neckar-Forum, Esslingen am Neckar* (S. 306–311). VDE Verlag GmbH. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8836008>
- Enzenhöfer, R., Schwerdfeger, R., Orlishausen, M., Maas, P., Schmidke, J., Buchner, M., Rudion, K. & Radl, Christian. (2020). Organisation im Netz der Zukunft. In B. Haller, O. Langniß, A. Reuter & N. Spengler (Hrsg.), *1,5° C/sellsius: Energiewende zellulär - partizipativ -vielfältig umgesetzt* (1500. Aufl., S. 64–86). C/sells Selbstverlag c/o Dr. Langniß Energie & Analyse.
- Estermann, T., Bruckmeier, A., Köppl, S. & Wohlschlager, D. (2019). Field test to demonstrate a smart market platform via smart meter infrastructure. In T. Ackermann & U. Betancourt (Hrsg.), *Digital Proceedings of the 9th Solar & Storage Integration Workshop*. Energynautics GmbH.
- Estermann, T., Köppl, S. & Mader, N. (2020). Development of a fitting for simulation parameters to apply and derive a cluster analysis regarding grid bottlenecks. In T. Ackermann & U. Betancourt (Hrsg.), *Digital Proceedings of 10th Solar & Storage Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar Power and Storage into Power Systems*. Energynautics GmbH.
- Estermann, T., Köppl, S., Müller, M. & Zeiselmair, A. (2019). Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform: Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform. In Conexio GmbH (Vorsitz), *Tagung Zukünftige Stromnetze 2019*. Symposium im Rahmen der Tagung von Conexio GmbH (Conexio), Berlin.
- Estermann, T., Köppl, S. & Ostermann, A. (2020). Top-Down modelling of distributed flexibility for usage at higher voltage levels. *IFAC-PapersOnLine*, 53(2), 12183–12188. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2020.12.1055>
- Estermann, T., Müller, M., Köppl, S. & Weiß, A. (2018). Approach to determine the effect of local flexibility options within the framework of a smart market platform. In T. Ackermann & U. Betancourt (Hrsg.), *Digital Proceedings of the 8th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*. Energynautics GmbH.
- Estermann, T., Springmann, E. & Köppl, S. (2021). Method for determining the feasibility of grid and ancillary services through smart meter. *Smart Energy*, 2, 100018. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100018>
- European Federation of Local and Regional Energy Companies, E.DSO - European Distribution System Operators, Union of the Electricity Industry - Eurelectric aisbl & Groupement

- Européen des entreprises et Organismes de Distribution d’Energie (Hrsg.). (02.2018). *Flexibility in the Energy Transition: A Toolbox für Electricity DSOs*. Brüssel. <https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/Flexibility-in-the-energy-transition-A-tool-for-electricity-DSOs-2018-HD.pdf>
- European Federation of Local and Regional Energy Companies, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d’Energie, E.DSO - European Distribution System Operators & Union of the Electricity Industry - Eurelectric aisbl (Hrsg.). (04.2019). *An Integrated Approach to Active System Management: with the Focus on TSO - DSO Coordination in Congestion Management and Balancing*. TSO – DSO REPORT. Brüssel. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Hrsg.). (2016, 15. Juni). *P4 -Policy 4: Coordinated Operational Planning: RG CE 3rd release OH*. Brüssel. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy-4-v2.pdf
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Hrsg.). (2020, 30. September). *Capacity Calculation Regions Assessment Report*. Brüssel. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/ccr/200930_ALL_TSOs_CCR_Assessment_report.pdf
- Faller, S., Bogensperger, A., Köppl, S. & Kießling, A. (2020, 24. März). *Anwendungshilfe Use Case Methodik: Eine praktische Anwendungshilfe für die Use Case Entwicklung*. Version 2.0. München. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/mit-der-use-case-methodik-zur-erfolgreichen-demonstration/>
- Faller, S., Bogensperger, A., Köppl, S. & Zeiselmair, A. (2020). *Use Case Methodik mit SGAM: Die Chance für Effizienz- und Effektivitätsverbesserungen in Forschungsprojekten?* In Conexio GmbH (Vorsitz), *C/sells Science Lab 2020*, Berlin. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/mit-der-use-case-methodik-zur-erfolgreichen-demonstration/>
- Fattler, S. (2021). *Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies* (ERG 020) [Dissertation]. Technische Universität München (TUM), München. <https://mediatum.ub.tum.de/1601943>
- Fattler, S., Pichlmaier, S., Estermann, T. & Ostermann, A. (2017). *Einspeisemanagement - Auf der Suche nach den Ursachen*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 11/2017.
- Fekete, P. (2020, 10. November). *Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich September 2020*. Berlin. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). https://www.bdew.de/media/documents/2020_Q3_Bericht_Redispatch_GOQPsVY.pdf
- Fonteijs, R., Amstel, M., Nguyen, P., Morren, J., Maarten Bonnema, G. & Slootweg, H. (2019). *Evaluating flexibility values for congestion management in distribution networks within Dutch pilots*. *The Journal of Engineering*, 2019(18), 5158–5162. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.9314>
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2016a). *Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030): Teilbericht Maßnahmenklassifizierung*. Projektleitung: Florian

- Samweber, Simon Köppl. München. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/projekt-mona-2030-abschlussbericht-einsatzreihenfolgen-veroeffentlicht/>
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2016b). *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE). <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/abschlussbericht-zum-projekt-merit-order-der-energiespeicherung-im-jahr-2030-veroeffentlicht/>
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2017a). *Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien: Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen*. Projektleitung: Florian Samweber, Simon Köppl. München. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/projekt-mona-2030-abschlussbericht-einsatzreihenfolgen-veroeffentlicht/>
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2017b). *Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von netzoptimierenden Maßnahmen: Teilbericht Basisdaten*. Teilprojektleitung: Simon Köppl. München. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/projekt-mona-2030-abschlussbericht-einsatzreihenfolgen-veroeffentlicht/>
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (Hrsg.). (2019). *Flex-Atlas*. <http://www.flexibilitaetsatlas.de>
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2020, 20. November). *Redispatch für das Jahr 2019 je Kraftwerk* [Press release]. München. https://twitter.com/FFE_Muenchen/status/1329776627249799169
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2021). *C/sells – Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands Teilvorhaben: BASIS – Bayerische Systemintegration von Solarenergie: Abschlussbericht zum Projekt*. Projektleitung: Simon Köppl, Andreas Zeiselmaier, Thomas Estermann. München. <https://doi.org/10.34805/ffe-188-20>
- Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE. (September 2018). *KOF: Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene*. FNN-Hinweis. Berlin. <https://www.vde.com/resource/blob/1769758/9004a095608f2226ab921769a94869f1/koordinierungsfunktion---hinweis-data.pdf>
- Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (Hrsg.). (2020, 21. Dezember). *Lastenheft Steuerbox: Funktionale und konstruktive Merkmale: FNN-Hinweis*. Version 1.2. <https://shop.vde.com/de/lastenheft-steuerbox-funktionale-und-konstruktive-merkmale-13-download>
- Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE & Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Hrsg.). (2019, 9. Oktober). *Anwendungshilfe VDE AR-N 4400 – Marktkommunikation: Zusammenwirken von Messtechnik und Marktkommunikation*. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20191009_VDE-AR-N-4400-Marktkommunikation.pdf
- Foss, N. J. (1996). Spontaneous Social Order: Economics and Schützian Sociology. *The American Journal of Economics and Sociology*, 1996(Vol. 55, No. 1), 73–86. <https://www.jstor.org/stable/3487677>
- Frontier Economics Ltd (Hrsg.). (Juli 2017). *Beitrag von Flexibilität im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland: Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0)*. https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf

- Gawer, A. (2014). Bridging differing perspectives on technological platforms: Toward an integrative framework. *Research Policy*, 43(7), 1239–1249.
<https://doi.org/10.1016/j.respol.2014.03.006>
- Geldermann, J. & Lerche, N. (2014). *Leitfaden zur Anwendung von Methoden der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung: Methode: PROMETHEE*.
<https://www.uni-goettingen.de/de/document/download/285813337d59201d34806cfc48dae518-en.pdf/MCDA-Leitfaden-PROMETHEE.pdf>
- Gertje, J. (2021). Netzbetreiberkoordinationsprozess. In EWE AG (Hrsg.), *enera Projektkompodium: Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums* (S. 254–255).
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2020) vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 17 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist. https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/BJNR249810015.html
- Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/>
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Februar 2021 (BGBl. I S. 298) geändert worden ist. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/
- Global Modeling and Assimilation Office. (2018). *MERRA-2 - Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2*. <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/>
- Goldkamp, P. & Schallenberg, J. (2020). Probleme lösen, bevor sie entstehen: Lokale Flexibilitätsmärkte. In O. D. Doleski (Hrsg.), *Realisierung Utility 4.0 Band 1* (S. 627–637). Springer Fachmedien Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-25332-5_38
- Gordijn, J. & Akkermans, H. (2001). Designing and evaluating e-business models. *IEEE Intelligent Systems*, 16(4), 11–17. <https://doi.org/10.1109/5254.941353>
- Grupe, M., Eickmann, J., Gehler, S. & Wessels, M. (2021). Eon – erste Praxistests zum Redispatch 2.0. *ew - Magazin für Energiewirtschaft*(1), 40–44. https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2020/06/2021_Januar_ew_Redispatch-2.0.pdf
- Haller, B. (2020). Musterlösungen für die Energiewende. In B. Haller, O. Langniß, A. Reuter & N. Spengler (Hrsg.), *1,5° C/sellsius: Energiewende zellulär - partizipativ -vielfältig umgesetzt* (1500. Aufl., S. 218–221). C/sells Selbstverlag c/o Dr. Langniß Energie & Analyse.
- Haller, B., Langniß, O., Reuter, A. & Spengler, N. (Hrsg.). (2020). *1,5° C/sellsius: Energiewende zellulär - partizipativ -vielfältig umgesetzt* (1500. Aufl.). C/sells Selbstverlag c/o Dr. Langniß Energie & Analyse.
https://www.csells.net/media/com_form2content/documents/c12/a357/f122/CSells_Buch_15GradCSellsius_WEB_20201209_compressed.pdf

- Hastie, T., Tibshirani, R. & Friedman, J. H. (2009). *The elements of statistical learning: Data mining, inference, and prediction*. Springer series in statistics. Springer.
- Heilmann, E., Klemp, N. & Wetzel, H. (2020). Market design of regional flexibility markets: A classification metric for flexibility products and its application to German prototypical flexibility markets. In Philipps-University Marburg, School of Business and Economics (Hrsg.), *MAGKS Joint Discussion Paper Series in Economics* (02-2020). <http://hdl.handle.net/10419/213475>
- Hilpert, J. & Antoni, O. (Dezember 2019). *Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplattformen: Rechtliche Prüfung des Konzeptes „Grid Integration“*. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht #14 (ISSN 2365-7138). Würzburg. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/12/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_14_Rechtsrahmen-f%C3%BCr-netzdienliche-Flexibilit%C3%A4tsplattformen.pdf
- Hinterstocker, M., Müller, M., Kern, T., Ostermann, A., Dossow, P., Pelling, C. & Roon, S. von (2019). Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. In Energynautics GmbH (Vorsitz), *3rd E-Mobility Power System Integration Symposium*.
- Hirth, L. & Glismann, S. (2018, 6. Dezember). *Congestion Management: From Physics to Regulatory Instruments: A Guide to the European Approach of Managing Congestion in Electricity Networks with Zonal Markets*. Kiel, Hamburg. ZBW – Leibniz Information Centre for Economics (ZBW). <http://hdl.handle.net/10419/189641>
- Hirth, L. & Schlecht, I. (2018). Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets. *SSRN Electronic Journal*. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3286798>
- Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. & Tersteegen, B. (2019, 7. Oktober). *Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland: Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Hofmann, H., Wickham, H. & Kafadar, K. (2017). Letter-Value Plots: Boxplots for Large Data. *Journal of Computational and Graphical Statistics*, 26(3), 469–477. <https://doi.org/10.1080/10618600.2017.1305277>
- Huber, J., Dauer, D., Wagner, H., Siehler, E., Wohlfrom, A., Maier, F., Steuerer, M., Klemp, N., Stocker, G., Fulger, D., Fritzsche, C., Dinter, A., Ulrich, M., Wenske, J. & Binder, J. (Februar 2018). *DSM-Plattform BW: Online-Plattform zur Darstellung von flexibel zu- und abschaltbaren Lasten auf unterschiedlichen regionalen Skalen in Baden-Württemberg*. https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/82955-DSM-Plattform_BW_Online-Plattform_zur_Darstellung_von_flexibel_zu-_und_abschaltbaren_Lasten_auf_unte.pdf
- Huber, J., Köppl, S., Klemp, N., Schutz, M. & Heilmann, E. (2018). Engineering Smart Market Platforms for Market Based Congestion Management. In *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems* (S. 544–549). ACM. <https://doi.org/10.1145/3208903.3214349>
- Jin, X., Wu, Q. & Jia, H. (2020). Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods. *Applied Energy*, 261, 114387. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114387>

- Khajeh, H., Laaksonen, H., Gazafroudi, A. S. & Shafie-khah, M. (2020). Towards Flexibility Trading at TSO-DSO-Customer Levels: A Review. *Energies*, 13(1), 165. <https://doi.org/10.3390/en13010165>
- Kießling, A. (2021, 23. März). *Use Case Methodik*. <https://energieorganismus.de/use-case-methodik/>
- Klempp, N., Guthoff, F., Häbig, P., Heilmann, E., Schulz, M. & Hufendiek, K. (Oktober 2021). *Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten? Eine Kurzstudie im Auftrag der TransnetBW GmbH*. Stuttgart. <https://www.transnetbw.de/uploads/2021-10-28-14-09-12-72-1.pdf>
- Klempp, N., Heilmann, E., Köppl, S. & Huber, J. (2020, 31. Juli). *Netz und Markt verbünden: Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen*. München. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/die-c-sells-flexplattform-und-ihre-drei-prototypischen-umsetzungen/>
- Klempp, N., Hufendiek, K., Heilmann, E., Wetzels, H., Pelka, S., Bekk, A., Köppl, S., Zeiselmaier, A. & Wohlschlager, D. (2020, 20. Mai). *Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform: Ein Diskussionspapier aus dem Projekt C/sells* (FfE Discussion Paper 2020-02). <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/ffe-discussion-paper-strategisches-gebotsverhalten-im-kontext-der-c-sells-flexplattform/>
- Kondziella, H., Graupner, S., Bruckner, T., Doderer, H., Schäfer-Stradowsky, S., Koch, C., Letzgus, S., Erdmann, G., Guder, J. & Holst, J.-C. (2019, 12. April). *Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen*. Berlin. https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/PRP_Marktdesign_Regulierung_und_Gesamteffizienz_von_Flexibilit%C3%A4t_im_Stromsystem.pdf
- Köppl, S., Estermann, T., Springmann, E. & Hofer, R. (2021). Smart Market Platform as a Coordination Mechanism of Distributed Flexibility for Congestion Management. *CIREC - Open Access Proceedings Journal, Volume 2020*(Issue 1), S. 699–702. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2021.0197>
- Köppl, S., Estermann, T., Springmann, E. & Zeiselmaier, A. (2021). Altdorfer Flexmarkt - Erkenntnisse nach vier Jahren SINTEG: Dezentrale Flexibilität für das Netzengpassmanagement im Realbetrieb. In Conexio GmbH (Hrsg.), *Zukünftige Stromnetze 2021: Tagungsunterlagen* (S. 207–223). Conexio GmbH.
- Köppl, S., Lang, C., Bogensperger, A., Estermann, T. & Zeiselmaier, A. (2019). Altdorfer Flexmarkt - Decentral flexibility for distribution networks. In C. Rehtanz (Hrsg.), *ETG-Fachbericht: Bd. 158. Internationaler ETG-Kongress 2019: Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende: 8.-9. Mai 2019, Neckar-Forum, Esslingen am Neckar* (S. 477–482). VDE Verlag GmbH. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8836025>
- Köppl, S., Ostermann, A. & Fattler, S. (2020). Congestion management and its interdependency with the energy system in Germany - an empirical analysis. In Energynautics GmbH (Vorsitz), *19th Wind Integration Workshop*, virtual.
- Köppl, S., Weigand, A., Springmann, E. & Regener, V. (2022). Enabling Business Models and Grid Stability: Case Studies from Germany. In S. Löbke, F. Sioshansi & D. Robinson (Hrsg.), *Energy Communities: Customer-centered, market-driven, welfare-enhancing?* (noch nicht veröffentlicht). Academic Press.

- Köpl, S., Zeiselmair, A., Klemp, N., Heilmann, E., Huber, J. & Meiser, S. (2020). FlexPlattformen – Netz und Markt verbünden sich. In B. Haller, O. Langniß, A. Reuter & N. Spengler (Hrsg.), *1,5° C/sellsius: Energiewende zellulär - partizipativ -vielfältig umgesetzt* (1500. Aufl., S. 90–105). C/sells Selbstverlag c/o Dr. Langniß Energie & Analyse.
- Kornrumpf, T. (2019). *Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen* (468-20190220-103325-6) [Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal]. Deutsche Nationalbibliothek.
- Korte, W. B. (2021, 18. November). *Blaupausen: Weiterbildungsplattformen für Energieberufe im Wandel*.
https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/BP_Energieberufe_20211118_-_final.pdf
- Kosow, H. & Gaßner, R. (2008). *Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse: Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien. Werkstattbericht / IZT, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung: Bd. 103*. IZT.
- Kraft, E., Lehmann, N., Huber, J. & Poplavskaya, K. (2020). Klassifizierung und Bewertung von Aggregationsstrategien für heutige und zukünftige Geschäftsmodelle. In Conexio GmbH (Vorsitz), *Zukünftige Stromnetze*. Symposium im Rahmen der Tagung von Conexio GmbH (Conexio), Berlin.
- Kranz, T. T. (2015). *Continuous Market Engineering - Focusing Agent Behavior, Interfaces, and Auxiliary Services* [Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe]. DataCite. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000046567>
- Krause, A. & Kunzelmann, M. (2005). Market Engineering am Beispiel elektronischer Immobilienmärkte. In O. K. Ferstl, E. J. Sinz, S. Eckert & T. Isselhorst (Hrsg.), *Wirtschaftsinformatik 2005* (S. 251–270). Physica-Verlag HD.
https://doi.org/10.1007/3-7908-1624-8_14
- Lahmar, E., Sommer, H. & Tarnai, S. (2021). Der enera Marktplatz für Flexibilitätshandel. In EWE AG (Hrsg.), *enera Projektkompodium: Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums* (S. 246–250).
- Lehmann, N., Huber, J. & Kießling, A. (2019). Flexibility in the context of a cellular system model. In *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (S. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916358>
- Linnemann, M. (2020). *Die OPEX-Lücke bei der Finanzierung der Elektromobilität: Netzbetreibern drohen finanzielle Einbußen*. Items GmbH & Co. KG.
<https://itemsnet.de/bloggung/die-opex-luecke-der-elektromobilitaet-netzbetreibern-drohen-finanzielle-einbussen/>
- Markins, J. C. (1995, 6. April). *Technology Readiness Levels: A White Paper*. Edited: 22 December 2004. http://www.artemisinnovation.com/images/TRL_White_Paper_2004-Edited.pdf
- Matthes, F. C., Flachsbarth, F., Vogel, M. & Cook, V. (2018, 11. März). *Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze: Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative für die Renewables Grid Initiative (RGI)*. Berlin.
<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Meta-Studie-Dezentralitaet-Regionalisierung-und-Stromnetze.pdf>
- McAfee, R. P. & McMillan, J. (1987). Auctions with Entry. *Economic Letters*, 1987(23), 343–347.
<https://www.vita.mcafee.cc/PDF/AuctionswithEntry.pdf>

- McCrary, G., Schöpke, N., Holmén, J. & Holmberg, J. (2020). Sustainability-oriented labs in real-world contexts: An exploratory review. *Journal of Cleaner Production*, 277, 123202. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123202>
- McElroy, W. (1998). Human Ignorance and Social Engineering. *The Freeman*. <https://www.independent.org/publications/article.asp?id=242>
- Mengelkamp, E. M. (2019). *Engineering Local Electricity Markets for Residential Communities* (KITopen-ID: 1000095229) [Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe]. DataCite. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000095229>
- Mengelkamp, E. M., Gärtner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L. & Weinhardt, C. (2018). Designing microgrid energy markets. *Applied Energy*, 210, 870–880. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.054>
- Müller, A. C. & Guido, S. (2017). *Einführung in Machine Learning mit Python: Praxiswissen Data Science* (K. Rother, Übers.) (1. Auflage). O'Reilly.
- Müller, C. (2021). *DOSTA – ein kleiner Gruß aus der Vergangenheit für die Überlegungen zum Lastwachstum heute*. <https://www.linkedin.com/pulse/dosta-ein-kleiner-gru%C3%9F-aus-der-vergangenheit-f%C3%BCr-die-zum-m%C3%BCller/>
- Müller, M., Estermann, T. & Köppl, S. (2018). Dezentrale Flexibilität für lokale Netzdienstleistungen: Eine Einordnung des Flexibilitätsbegriffs als Grundlage für die Konzipierung einer Flexibilitätsplattform in C/sells. *BWK - Das Energie-Fachmagazin*(06/2018).
- Müller, M., Reinhard, J., Ostermann, A., Estermann, T. & Köppl, S. (2019). Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen: Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. In Conexio GmbH (Vorsitz), *Tagung Zukünftige Stromnetze 2019*. Symposium im Rahmen der Tagung von Conexio GmbH (Conexio), Berlin.
- Müller, M., Zeiselmaier, A. & Pedraza Gómez, J. (2019, 15. Oktober). Tapping flexibility potential of decentralized controllable loads for smart markets through aggregation. In Energynautics GmbH (Vorsitz), *9th Solar & Storage Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar Power and Storage into Power Systems*, Dublin.
- Nabe, C. & Creutzburg, P. (2022). *Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen: Ergebnisbericht der SINTEG-Ergebnissynthese*. (noch nicht veröffentlicht). Berlin. <https://www.sinteg.de/ergebnisse/flexibilitaetsmechanismen>
- Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 25. Februar 2021 (BGBl. I S. 298) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/BJNR169010011.html>
- Neumann, D. G. (2004). *Market engineering: A structured design process for electronic markets* [Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe]. GBV Gemeinsamer Bibliotheksverbund.
- Oberschmidt, J. (2010). *Multikriterielle Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme*. Zugl.: Göttingen, Univ., Diss., 2010. *ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale*. Fraunhofer Verlag.
- Object Management Group (Hrsg.). (Januar 2011). *Business Process Model and Notation (BPMN): Version 2.0*. <https://www.omg.org/spec/BPMN/2.0/PDF>

- Ockenfels, A. (2018, 19. Februar). *Marktdesign: Gabler Wirtschaftslexikon*.
<https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/marktdesign-51491/version-274653>
- Pellinger, C. (2018). *Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht* [Dissertation]. Technische Universität München (TUM), München.
<https://mediatum.ub.tum.de/doc/1303981/1303981.pdf>
- Perekhodtsev, D. & Cervigni, G. (2010). UK Transmission Congestion Problem: Causes and Solutions. *SSRN Electronic Journal*. Vorab-Onlinepublikation.
<https://doi.org/10.2139/ssrn.1550207>
- Publications Office of the European Union (Hrsg.). (2019, 26. April). *Clean energy for all Europeans: CEP*. Luxemburg.
- Radeke, J., Hefele, J. & Hirth, L. (2019, 16. Oktober). *Markets for Local Flexibility in Distribution Networks: Working Paper*. Kiel, Hamburg. <http://hdl.handle.net/10419/204559>
- Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) (2019). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- Roth, A. E. (2012, 8. Dezember). *The Theory and Practice of Market Design*. The Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2012, Stockholm.
<https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2012/roth/lecture/>
- Roth, A. E. & Schmidt, T. (2017). *Wer kriegt was - und warum? Bildung, Jobs und Partnerwahl: wie Märkte funktionieren* (Erste Auflage).
- Royce, W. W. (1987). Managing the development of large software systems: concepts and techniques. In *Proceedings: 9th International Conference on Software Engineering* (S. 328–338). Computer Soc. Pr. of the IEEE. <https://doi.org/10.5555/41765.41801>
- Samweber, F. (2018). *Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmereizeger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze* (ERG 020d) [Dissertation, Technische Universität München, München]. Deutsche Nationalbibliothek. <https://mediatum.ub.tum.de/1379767>
- Samweber, F., Köppl, S. & Wachinger, K. (2015). Der Morphologische Kasten: Eine Vergleichsgrundlage für Netzoptimierende Maßnahmen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2015(10), 20–22.
- Satopaa, V., Albrecht, J., Irwin, D. & Raghavan, B. (2011). Finding a "Kneedle" in a Haystack: Detecting Knee Points in System Behavior. In *2011 31st International Conference on Distributed Computing Systems Workshops* (S. 166–171). IEEE.
<https://doi.org/10.1109/ICDCSW.2011.20>
- Sauterleute, S. (2020). *Analyse von Geschäftsmodellen im Kontext von Flex-Plattformen* [Masterarbeit]. Technische Universität München (TUM), München.
- Schaefer, H. (Hrsg.). (1979). *FfE Schriftenreihe der Forschungsstelle für Energiewirtschaft. Der Leistungsbedarf und seine Deckung*. Springer Berlin Heidelberg.
<https://doi.org/10.1007/978-3-642-81354-2>
- Schermeyer, H. (2018). *Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen* (KITopen-ID: 1000086513) [Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe]. DataCite. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000086513/18360840>
- Schneidewind, U. & Boschert, K. (Juni 2013). *Wissenschaft für Nachhaltigkeit: Wissenschaft für Nachhaltigkeit Herausforderung und Chance für das baden-württembergische Wissenschaftssystem*. <https://www.baden->

- wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/PDF/Brosch%C3%BCre_Wissenschaft_f%C3%BCr_Nachhaltigkeit.pdf
- Schulze, Y., Müller, M., Faller, S., Duschl, W. & Wirtz, F. (2021). Was ist Netzdienlichkeit? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 03/2021(71), 34–37.
- Shleifer, A. (1985). A Theory of Yardstick Competition. *The RAND Journal of Economics*, 16(3), 319. <https://doi.org/10.2307/2555560>
- Singer-Brodowski, M., Beecroft, R. & Parodi, O. (2018). Learning in Real-World Laboratories: A Systematic Impulse for Discussion. *GAIA - Ecological Perspectives for Science and Society*, 27(1), 23–27. <https://doi.org/10.14512/gaia.27.S1.7>
- Smart Energy Demand Coalition (Hrsg.). (September 2016). *Explicit and Implicit Demand-Side Flexibility: Complementary Approaches for an Efficient Energy System*. Position Paper. <https://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2016/09/SEDC-Position-paper-Explicit-and-Implicit-DR-September-2016.pdf>
- Smith, V. L. (2003). Constructivist and Ecological Rationality in Economics. *American Economic Review*, 93(3), 465–508. <https://doi.org/10.1257/000282803322156954>
- DER SPIEGEL (3. April 1977). Knick in der Kurve, 1977(15). <https://www.spiegel.de/wirtschaft/knick-in-der-kurve-a-0d51c486-0002-0001-0000-000040916949>
- Statista GmbH (Hrsg.). (2021). *Handelsvolumen am Spot- und Terminmarkt (EPEX SPOT und EEX) für Strom in den Jahren 2002 bis 2020*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina/>
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.). (2016, 23. Dezember). *Bauen und Wohnen: Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014*. Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnsituation-haushalte-2055001149004.pdf?__blob=publicationFile
- Staudt, P. (2019). *Transmission Congestion Management in Electricity Grids - Designing Markets and Mechanisms* (1000097781 [Titel anhand dieser ISBN in Citavi-Projekt übernehmen] [Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe]. DataCite. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000097781>
- Stiftung Umweltenergierecht & Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hrsg.). (02.2016). *Gutachten zu zuschaltbaren Lasten: für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein*. Vergabenummer: ZB-50-15-0970000-4121.3. Würzburg, Karlsruhe. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf
- TenneT TSO GmbH. (2020, 6. April). *Intelligenztest für das Stromnetz der Zukunft: Erster bundesweiter Testablauf von dezentralen Anlagen, um Transportengpässe im Stromnetz zu beheben* [Press release]. <https://www.tennet.eu/de/news/news/intelligenztest-fuer-das-stromnetz-der-zukunft/>
- TenneT TSO GmbH, Swissgrid AG, Terna S.p.A. & Austrian Power Grid AG (Hrsg.). (2020, 10. September). *Equigy addressing the regulatory obstacles for unlocking the full distributed flexibility potential*. <https://equigy.com/wp-content/uploads/2020/09/Equigy-A-multi-TSO-initiative.pdf>

- TransnetBW GmbH; Netze BW GmbH. (2018, 17. Juni). *TransnetBW und Netze BW starten Initiative für Netzsicherheit* [Press release]. Stuttgart. <https://www.dare-plattform.de/transnet-bw-und-netze-bw-starten-initiative-fuer-netzsicherheit/>
- TSCNET Services GmbH (Hrsg.). (2015). *Conceptual Task Force –Intraday Capacity Calculation: TSC concept on coordinated Intraday capacity calculation*. https://www.tscnet.eu/wp-content/uploads/TSC_CTF_IntradayCapacityCalculation_201507_publ_b.pdf
- Union of the Electricity Industry - Eurelectric aisbl. (2014). *Flexibility and Aggregation: Requirements for their interaction in the market*. Dépôt légal:D/2014/12.105/4. Brüssel. <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/EURELECTRIC-Flexibility-and-Aggregation-jan-2014.pdf>
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (September 2014). *Regionale Flexibilitätsmärkte: Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze*. Frankfurt am Main. <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studieregionaleflexibilitaetsmaerkte>
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Hrsg.). (Juni 2015). *Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (EtG). <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vdeetg-studiederzellulareansatz>
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (Februar 2017). *VDE-AR-N 4140 Anwendungsregel:2017-02: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen (VDE-Anwendungsregel N 4140)*.
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2019a). *VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel: 2019-04: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) (VDE-Anwendungsregel N 4100)*.
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Hrsg.). (Mai 2019b). *Zellulares Energiesystem: Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen*. Frankfurt am Main. <https://www.vde.com/resource/blob/1884494/98f96973fcdaba70777654d0f40c179e5/studie---zellulares-energiesystem-data.pdf>
- Velazquez Rios, O. (2019). *Network congestion management in Germany and its interdependency with the energy system* [Masterarbeit]. Technische Universität München (TUM), München.
- Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) (2019). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>
- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>

- Villar, J., Bessa, R. & Matos, M. (2018). Flexibility products and markets: Literature review. *Electric Power Systems Research*, 154, 329–340. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005>
- Volk, K., Rupp, L., Lakenbrink, C. & Geschermann, K. (2019). Managing local flexible generation and consumption units using a quota-based grid traffic light approach. In *CIREC*, Lüttich. <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/691>
- Wagler, M. (2018). *Technisches Potenzial eines Flexibilitätsmarktes auf Niederspannungsebene* [Dissertation, Technische Universität München, München]. GBV Gemeinsamer Bibliotheksverbund.
- Weigand, A. (Januar 2021). *Intelligente Wärme München: Ergebnisbericht*. München. <https://www.swm.de/dam/doc/magazin/c-sells-ergebnisbericht.pdf>
- Weigand, A., Köppl, S., Rogg, K. & Springmann, E. (2021). Digitaler Netzanschluss: Schnittstelle zwischen Gebäude und Stromnetz neugedacht. *BWK - Das Energie-Fachmagazin*(5/6).
- Weinhardt, C. (2006). *CAME-Toolsuite meet2trade: Auf dem Weg zum Computer Aided Market Engineering; Abschlussbericht des Projekts Electronic Financial Brokerage als wissensintensive Dienstleistung; ein generischer Ansatz (EFB)*. *Studies on e-organisation and market engineering: Bd. 3*. Univ.-Verl.
- Weinhardt, C. & Gimpel, H. (2007). Market Engineering: An Interdisciplinary Research Challenge. In *Dagstuhl Seminar Proceedings 06461: Negotiation and Market Engineering*. IBFI. <https://drops.dagstuhl.de/opus/volltexte/2007/988/pdf/06461.WeinhardtChristof.Paper.988.pdf>
- Weinhardt, C., Holtmann, C. & Neumann, D. G. (2003). Market-Engineering. *Wirtschaftsinformatik*, 45(6), 635–640. <https://doi.org/10.1007/BF03250926>
- Wilkens, I. (2012). *Multikriterielle Analyse zur Nachhaltigkeitsbewertung von Energiesystemen - Von der Theorie zur praktischen Anwendung* [Berlin, Technische Universität Berlin, Diss., 2012, Universitätsbibliothek der Technischen Universität Berlin, Berlin]. Deutsche Nationalbibliothek. <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2012/3725/>
- Wohlschlagel, D., Köppl, S., Zeiselmaier, A. & Müller, M. (2019). Bottom-up-Szenarien am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts. *ew - Magazin für Energiewirtschaft*, 2019(3).
- Zeiselmaier, A., Estermann, T., Greif, S., Weigand, A. & Samweber, F. (2020). Digitalisierung, Flexibilitätsmarkt und Nachtspeicherheizungen – Wie passt das zusammen? *BWK - Das Energie-Fachmagazin*, 2020(10/11).
- Zeiselmaier, A., Estermann, T., Köppl, S. & Faller, S. (2020). *Altdorfer Flexmarkt (ALF): Use Case Beschreibung*. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/use-case-beschreibung-des-altdorfer-flexmarkts-alf/>
- Zeiselmaier, A., Harper, R., Köppl, S. & Bogensperger, A. (2020). Market power assessment in regional smart markets. *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEM49802.2020.9221930>
- Zeiselmaier, A. & Köppl, S. (2021). Constrained Optimization as the Allocation Method in Local Flexibility Markets. *Energies*, 14(13), 3932. <https://doi.org/10.3390/en14133932>
- Zwicky, F. (1957). *Morphological Astronomy*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87544-1>