

Technische Universität München

TUM School of Engineering and Design

Dezentrale Flexibilitäten und Smart Metering im netzdienlichen Einsatz

Thomas Estermann

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

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigten Dissertation.

Vorsitz: Prof. Dr.-Ing. Andreas Jossen

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

2. Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner

Die Dissertation wurde am 30.09.2021 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die TUM School of Engineering and Design am 09.03.2022 angenommen.

Danksagung

Lieber Herr Prof. Ulrich Wagner, zu Beginn möchte ich mich bei Ihnen als Doktorvater, für die vertrauensvolle Betreuung meiner Arbeit bedanken. Ihr Blick für das Wesentliche, den Freiraum den Sie mir in der Ausgestaltung ermöglicht haben und ihr Vertrauen, haben mich über die letzten Jahre auf dem Weg meines Promotionsvorhabens bestärkt. Auch Ihnen Herr Prof. Peter Birkner, herzlichen Dank für Ihre Bereitschaft zur Übernahme des Zweitgutachtens, Ihrem Interesse an meiner Arbeit und den wertvollen Diskussionen und Anmerkungen.

Als Geschäftsführer der FfE gebührt Ihnen Herr Prof. Wolfgang Mauch besonderer Dank. Neben der fachlichen Expertise sind Sie vor allem durch Ihre Empathie und Ihren Optimismus ein Vorbild. Die vielen offenen Gespräche haben dafür gesorgt, dass ich sechs sehr schöne Jahre an der FfE verbringen durfte, an die ich mich sehr gerne zurück erinnern werde. Lieber Roland Hofer, auch dir ein herzliches Dankeschön für die Übernahme der Mentorenschaft. Ich konnte von deinen Erfahrungen profitieren und deine akademischen, wie praktischen Ratschläge haben meine Arbeit nachhaltig bereichert.

Forschung ist Teamarbeit, und ich konnte glücklicherweise über mehrere Jahre Teil eines grandiosen Teams sein. Daher gilt mein besonderer Dank Simon Köppl und Andreas Zeiselmair, mit welchen ich im und außerhalb des Büros viele bereichernde Diskussionen führen, fordernde Projekte vorantreiben und tolle Erfahrungen teilen durfte. Die zahlreichen Gespräche sowie das gemeinsame Beschreiten des nicht immer geradlinigen Promotionsweges waren eine wichtige und hilfreiche Unterstützung. Mein Dank geht auch an Mathias Müller, Andreas Bruckmeier, Janis Reinhard, Elisabeth Springmann und Andreas Weiß. Ohne eure Expertise sowie den vielen Ratschlägen und Hinweisen wäre die Arbeit so nicht möglich gewesen.

Dir liebe Julia gebührt besonderer Dank: Nicht nur für deine Bereitschaft für viele Stunden Korrekturlesen, sondern vor allem für deine verständnisvolle Begleitung, Motivation und uneingeschränkte Unterstützung auf diesem langen Weg. Auch meine Familie und Freunde haben durch die nötige Gelassenheit, der hilfreichen Erdung sowie dem hartnäckigen Nachfragen nach dem Abgabedatum einen wesentlichen Beitrag geleistet.

Kurzfassung

Die überwiegend im Verteilnetz stattfindende Energiewende ist durch die steigende Anzahl an Erzeugern, Verbrauchern und Speichern charakterisiert und resultiert somit in einer veränderten Netzbelastung. Zudem sorgt die Digitalisierung, insbesondere durch das Smart Metering, für eine verstärkte Durchdringung von Mess- und Steuerungsmöglichkeiten, welche sowohl markt- als auch netzseitig genutzt werden können. Durch die Entwicklung eines geeigneten Koordinationsmechanismus kann sowohl das Smart Metering als auch die Flexibilität von dezentralen Anlagen für einen effizienten Netzbetrieb im Rahmen des Engpassmanagements eingebunden werden. Vor diesem Hintergrund erfolgen in der Arbeit modellgestützte Untersuchungen im Bereich des Potenzials, Bedarfs und der Koordinierung von Flexibilität. Die anschließende Demonstration der Modelle umfasst die Ausgestaltung eines Feldversuchs zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung sowie die Bewertung des Smart Metering in einem Reallabor.

Durch die Gegenüberstellung der Funktionsfähigkeit der intelligenten Messsysteme (iMSys) als Teil des Smart Metering mit der Bereitstellung von Flexibilität aus dezentralen Anlagen kann ein realisierbares Potenzial quantifiziert werden. Diesem steht der Bedarf an Flexibilität im Verteilnetz gegenüber. Für dessen Analyse werden durch ein Lastflussmodell szenariobasierte Jahresimulationen anhand eines realen Mittelspannungsnetzes ausgewertet. Die Koordination netzdienlicher Flexibilität umfasst einen Mechanismus, welcher u. a. die Wirksamkeit der Flexibilität ohne die kontinuierliche Durchführung von Lastflusssimulationen berücksichtigt. Die Ergebnisse der Simulationen weisen die Dominanz von erzeugungsbedingten Engpässen in der Fläche sowie vermehrt lastbedingten Engpässen im urbanen Raum bei einer marktorientierten Betriebsweise von Verbrauchern aus. Der Prozess zur Berücksichtigung der netztechnischen Wirksamkeit zeigt eine hinreichende Genauigkeit in der Fehleranalyse und ermöglicht eine deutliche Reduzierung der Abregelung von Photovoltaikanlagen.

Der Flexibilitätseinsatz aus dezentralen Anlagen wird mit einem Feldversuch in drei Umsetzungsphasen (Pilot-, Labor- und Feldtest) demonstriert. Zur Gewährleistung einer Skalierbarkeit erfolgt der Einsatz der iMSys-Infrastruktur, wodurch deren Prozesse, Funktionen und Akteure im Kontext des Koordinationsmechanismus zu berücksichtigen sind. Die Umsetzung des Feldversuchs zeigt, dass das Smart Metering in dessen Abläufe integrierbar ist und die Anforderungen hinsichtlich Schaltbefehle und Messwerterhebung durch die kommende iMSys-Generation erfüllt werden. Anlagen mit bestehender Rundsteuerungsanbindung können über die Erweiterung des iMSys um eine Steuerbox erschlossen werden. Das Wirken von Leistungsbeschränkungen auf Netzverknüpfungspunkte könnte zusätzliches Flex-Potenzial heben, dezentrale Optimierungen ermöglichen und die Komplexität in der Koordinierung reduzieren. Eine technische Performancebewertung der iMSys-Infrastruktur hinsichtlich der Zuverlässigkeit, auftretender Latenz und notwendigem Datenvolumen bietet zudem eine Bewertungsmöglichkeit über den netzdienlichen Anwendungsfall hinaus.

Flexibilität aus dezentralen Anlagen ist vorhanden und kann unter Ausgestaltung eines Koordinationsmechanismus in Kombination mit Smart Metering netzdienlich eingesetzt werden. Die Demonstration des Konzeptes in einem realen Netzgebiet liefert neuwertige Erkenntnisse hinsichtlich der technischen und prozessualen Funktionsfähigkeit im Realbetrieb.

Abstract

The energy transition, which is mainly taking place in the distribution grid, is characterized by an increasing number of generators, loads and storage assets and thus results in a fundamental change of the grid load. In addition, digitalization, especially through smart metering, is increasing the penetration of measurement and control devices, which can be used by the market and the grid. By developing a suitable coordination mechanism, smart metering and the flexibility of decentralized assets can be integrated for an efficient grid operation within the framework of congestion management. With this background, model-based investigations in the area of potential, demand and coordination of flexibility are carried out in this work. The subsequent demonstration of the models includes the design of a field test for the use of grid-serving flexibility as well as the evaluation of smart metering in a regulatory sandbox.

By comparing the functionality of intelligent metering systems as part of the smart metering with the ability of flexibility from decentralized plants, a realizable potential can be quantified. This potential is opposed with the need for flexibility in the distribution grid. For its quantification, scenario-based simulations based on a real medium-voltage grid are evaluated by a load flow model. The coordination of grid-serving flexibility includes a mechanism that considers, among other things, the effectiveness of flexibility without continuous performing of load flow simulations. The results of the simulations indicate the dominance of generation-induced congestions in the rural area and load-induced congestions in the urban area when loads are operated in a market-oriented manner. The process for considering grid effectiveness shows sufficient accuracy in the fault analysis and allows a significant reduction of curtailment according to photovoltaic in annual observations.

The demonstration of grid-serving flexibility from distributed assets will be implemented with a field trial in three phases (pilot, laboratory and field test). To ensure scalability, the infrastructure of intelligent metering systems will be deployed, requiring its processes, functions and roles to be incorporated into the operations of the coordination mechanism. The implementation of the field test shows, that smart metering can be integrated into its processes and the requirements regarding switching commands and measurement values are met by the upcoming generation of intelligent metering systems. Assets with an existing radio ripple control connection can be made accessible by adding a control box to the intelligent metering systems. The effect of power constraints on grid connection points could leverage additional flex potential, enable decentralized optimization and reduce complexity in coordination. A technical performance evaluation of the intelligent metering systems in terms of reliability, latency and necessary data volume also offers an evaluation opportunity beyond the grid-serving use case.

Flexibility from decentralized assets is available and can be used to serve the grid by designing a coordination mechanism by consideration of smart metering. The demonstration of the concept in a real grid area provides new insights into the technical and procedural functionality in a regulatory sandbox.

Inhalt

Abkürzungen	v
Abbildungen	vii
Tabellen	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und aktueller Wissensstand	1
1.2 Ziele und Forschungsfragen	3
1.3 Gesamtmethodik	4
2 Smart Metering zur Digitalisierung der Energiewende	7
2.1 Smart Metering im europäischen Kontext	7
2.2 Smart Metering in Deutschland	8
2.2.1 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen	9
2.2.2 Komponenten, Akteure und Funktionen	10
2.3 Umsetzung von Dienstleistungen mit iMSys	11
2.3.1 Ablauf der Untersuchung	12
2.3.2 Ergebnisdarstellung und Einordnung	14
3 Potenzialanalyse dezentraler Flexibilitäten	17
3.1 Definitionen und Literaturübersicht	17
3.2 Methodischer Ansatz der Potenzialanalyse	19
3.3 Ergebnisse der Potenzialanalyse	23
3.3.1 Technisches Potenzial	23
3.3.2 Mit iMSys realisierbares Potenzial	28
3.3.3 Regionalisierung und Aggregation auf Netzknoten	32
3.4 Zusammenfassung und Ergebniseinordnung	34
4 Netzbelastung und Flex-Bedarf in einem realen Netzgebiet	35
4.1 Eingangsdaten und Einführung der Projektregion	36
4.1.1 Metadaten aus dem Netzgebiet	38
4.1.2 Integration von Messdaten	41
4.2 Parameterfitting zur Quantifizierung von Simulationsparametern	43
4.2.1 Methodischer Ablauf	43
4.2.2 Ergebnis zur Parameterbestimmung aus Messdaten	45

4.3	Bestimmung des Flex-Bedarfs aus Netzsicht	46
4.3.1	Einordnung des Ampelmodells und Grenzwerte der Netzüberlastung	47
4.3.2	Anwendung des Verteilnetzmodells GridSim.....	49
4.3.3	Szenarien zur künftigen Durchdringung von dezentralen Komponenten	50
4.3.4	Ergebnisse der Lastflusssimulationen	52
4.4	Einordnung und Diskussion der Ergebnisse	57
5	Koordination von netzdienlicher Flexibilität.....	59
5.1	Flex-Plattform als Integrationsmodell für dezentrale Flexibilität	60
5.1.1	Prozessualer Ablauf.....	60
5.1.2	Koordinierung des Steuerungszugriffs	63
5.2	Methodischer Ansatz zur netztechnischen Flexibilitätsbewertung.....	64
5.2.1	Anforderungsanalyse und Ansätze aus der Literatur.....	64
5.2.2	Methodik und Case Study	65
5.2.3	Fehleranalyse und Weiterentwicklung.....	69
5.3	Szenariobasierte Bewertung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes	72
5.3.1	Methodischer Ablauf.....	72
5.3.2	Auswertung der Simulationen.....	73
5.4	Diskussion der Ergebnisse.....	77
6	Feldversuch zum Einsatz und zur Bewertung der iMSys-Infrastruktur	79
6.1	Planung des Feldversuchs.....	79
6.1.1	Ziele und Forschungsfragen	80
6.1.2	Methodisches Vorgehen	81
6.1.3	Einbindung von Akteuren.....	86
6.2	Ausgestaltung und Durchführung des Feldversuchs	88
6.2.1	Standort, Dauer und Probanden	88
6.2.2	Indikatoren und Datenquellen für die iMSys-Bewertung im Feldtest	90
6.2.3	Pilottest zur Umsetzung von Schaltungen mit dem iMSys	91
6.3	Auswertung des Feldversuchs	94
6.3.1	Datenerfassung und Aufbereitung.....	95
6.3.2	Ergebnisdarstellung.....	96
6.3.3	Proof-of-Concept: Netzdienlicher Einsatz dezentraler Flexibilität unter Anwendung der iMSys-Infrastruktur.....	103
6.4	Einordnung und Diskussion der Ergebnisse aus dem Feldversuch	108
7	Fazit und Ausblick	111
8	Literatur	115
9	Veröffentlichungen des Autors	125

10	Anhang	129
10.1	Energiewirtschaftliche Dienstleistungen mit iMSys.....	129
10.2	Weitere Informationen zur Flex-Potenzialbestimmung	130
10.3	Ergänzende Daten zum Netzgebiet und zur Lastflusssimulation.....	131
10.4	Lokale Verortung des auftretenden Flex-Bedarfs.....	134
10.5	Ergänzungen zur netztechnischen Effektivitätsbewertung	135
10.6	Matching in der Flex-Plattform.....	136
10.7	Weitere Informationen zum Pilottest.....	136
10.8	Ergänzende Analysen zur Bewertung der iMSys-Infrastruktur im Feldtest.....	138

Abkürzungen

APS	Szenario: Autonomer Prosument
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System
d	Day
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFV	Szenario: Elektrifizierter Verbraucher
EinsMan	Einspeisemanagement
EMT	Externer Marktteilnehmer: a – Aktiv; p – Passiv
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Erz	Erzeugung
ESH	Elektrische Speicherheizung
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb
FO	Flex-Option
FTP	File-Transfer-Protocol
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
HA	Hausanschluss
HAN	Home Area Network
HKS	Kommunikationsszenario an der HAN-Schnittstelle
HoQ	House of Quality
HS	Hochspannung
HSS	Hausspeichersystem
iMSys	Intelligentes Messsystem
IWP	Inverter Wärmepumpe
KOF	Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene
LTE	Long Term Evolution
MDM	Meter-Data-Management
mME	Moderne Messeinrichtung
MOL	Merit-Order-List
MS	Mittelspannung

MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MSM	Messen-Schalten-Messen
NS	Niederspannung
P	Pilotumgebung
PAM	Szenario: Prosument am Markt
PE	Preiseinheiten
PLC	Power Line Communication
POG	Preisobergrenze
PoC	Proof-of-Concept
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
Q	Entwicklungsumgebung
RLM	Registrierte Leistungsmessung
S	Schalten
SGR	Smart Grid Ready
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway
SMGWA	Smart Meter Gateway Administration
SPZ	Szenario: Solarer Produzent
SR	Sizing Ratio
SRL	System Readiness Level
TAF	Tarifanwendungsfall
TLS	Transport Layer Security
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAN	Wide Area Network
WE	Wohneinheit
WP	Wärmepumpe

Abbildungen

Abbildung 1-1:	Gesamtmethodik der Arbeit für die Analyse von dezentralen Flexibilitäten und Smart Metering im netzdienlichen Einsatz.....	5
Abbildung 2-1:	Nationale Umsetzung der empfohlenen Mindestanforderungen (linke Darstellung) sowie Funktionen für dynamische Tarife und Anlagensteuerung (rechte Darstellung); nach [1]	8
Abbildung 2-2:	Ursprünglicher Rolloutplan in Deutschland; nach [2]	9
Abbildung 2-3:	Analyse zur Umsetzbarkeit von Dienstleistungen mit iMSys; nach [1]	12
Abbildung 3-1:	Klassifizierung der Potenzialbegriffe; nach [3]	18
Abbildung 3-2:	Methodischer Ablauf der Potenzialanalyse	20
Abbildung 3-3:	Exemplarische Darstellung der Blindleistungsmodellierung für einen PV-Lastgang im Jahr 2016 und 2030	22
Abbildung 3-4:	Häufigkeitsverteilung der Dauer von EinsMan-Einsätzen in den Jahren 2015 bis 2019; nach [4]	23
Abbildung 3-5:	Technisches Wirkleistungspotenzial für das Jahr 2016 (linke Darstellung) und 2030 (rechte Darstellung); nach [5] und [6]	24
Abbildung 3-6:	Zeitliches Auftreten des abschaltbaren (oben) sowie zuschaltbaren (unten) Wirkleistungspotenzials für eine Verschiebedauer von 2 h im Jahr 2016 (links) und 2030 (rechts)	25
Abbildung 3-7:	Technisches Blindleistungspotenzial für das Jahr 2016 (linke Darstellung) und 2030 (rechte Darstellung)	26
Abbildung 3-8:	Zeitliches Auftreten und Höhe des technischen Blindleistungspotenzials für eine Verschiebedauer von 2 h für das Jahr 2016 (links) und 2030 (rechts)....	27
Abbildung 3-9:	Sensitivität der Jahresdauerlinie des Blindleistungspotenzials für das Jahr 2030, einer Verfügbarkeit von 2 h und einem $\cos \varphi$ von 0,9 (linke Darstellung) bzw. 0,95 (rechte Darstellung)	28
Abbildung 3-10:	Bestimmung des realisierbaren Wirkleistungspotenzials für WP und ESH	30
Abbildung 3-11:	Wirkleistung: Vergleich des technischen und realisierbaren Flex-Potenzials bei einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030	30
Abbildung 3-12:	Ablauf zur Bestimmung des realisierbaren Blindleistungspotenzials	31
Abbildung 3-13:	Blindleistung: Vergleich des technischen und realisierbaren Flex-Potenzials bei einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030	32
Abbildung 3-14:	Mit iMSys realisierbares ab- (links) und zuschaltbares (rechts) Flex-Potenzial für eine Verschiebedauer von 2 h und einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030	33

Abbildung 3-15: Mit iMSys realisierbares Flex-Potenzial für eine Verschiebedauer von 2 h und einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030.....	33
Abbildung 4-1: Methodisches Vorgehen für die Analyse der künftigen Netzbelastung	35
Abbildung 4-2: Übersicht über das Netzgebiet und die Projektregion; nach [7].....	36
Abbildung 4-3: Entwicklung der kumulierten EE-Leistung in Altdorf (linke Darstellung) sowie in der gesamten Projektregion (rechte Darstellung); nach [17].....	37
Abbildung 4-4: Übersicht über das „ländliche“ und „städtische“ Netzgebiet	40
Abbildung 4-5: Städtischer Strang 8: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	41
Abbildung 4-6: Ländlicher Strang 1: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	42
Abbildung 4-7: Vergleich der P/Q Daten aus der initialen Simulation und der Messung für den ländlichen (links) und städtischen (rechts) MS-Strang; nach [114]	43
Abbildung 4-8: Methodischer Ablauf des iterativen Parameterfitting; nach [114].....	43
Abbildung 4-9: Vergleich des Blindleistungslastgangs vor und nach dem Parameterfitting mit Messdaten für den ländlichen 1 (links) und städtischen Strang 8 (rechts)	45
Abbildung 4-10: Ablauf der Netzengpassbestimmung sowie den resultierenden Handlungen aus Sicht des Netzbetreibers in den verschiedenen Ampelphasen; nach [8].	47
Abbildung 4-11: Installierte Leistung je Komponente und Szenario; nach [9].....	51
Abbildung 4-12: Anzahl der installierten Komponenten je Szenario; nach [9]	51
Abbildung 4-13: Sortierte Summenlast der einzelnen Komponenten im Ausgangszustand; [9] ..	52
Abbildung 4-14: Zeit mit erzeugungs- oder lastbedingtem Flex-Bedarf unterteilt in die Szenarien für das ländliche (links) und städtische (rechts) Netzgebiet	53
Abbildung 4-15: Betroffene Betriebsmittel bzw. Knoten bei dem Auftreten von Flex-Bedarf für das ländliche (links) und städtische (rechts) Netzgebiet gemittelt über die Szenarien (jeweils sortiert)	54
Abbildung 4-16: Dauerlinie der Höhe des strombedingten Flex-Bedarfs für die vier Szenarien sortiert nach der Summe der Flex-Bedarfe.....	55
Abbildung 4-17: Darstellung des zeitlichen Auftretens und der Höhe des strombedingten Flex-Bedarfs für die Szenarien SPZ (oben links), APS (oben rechts), EFV (unten links) und PAM (unten rechts) im gesamten Netzgebiet; [9]	56
Abbildung 5-1: Funktions-Sequenzdiagramm der Flex-Plattform; nach [10] und [11].....	61
Abbildung 5-2: Effektivitätsmatrix für strombedingte Engpässe.....	65
Abbildung 5-3: Schematischer Prozess zur Bestimmung der Effektivitätsmatrix; nach [9] und [12].....	66
Abbildung 5-4: Exemplarische Darstellung des Simulationsergebnisses sowie der Linearisierung für Strom- bzw. Spannungsänderungen in einem MS-Strang.	67
Abbildung 5-5: Strang 3 aus dem untersuchten Mittelspannungsgebiet sowie Verortung eines exemplarischen strom- und spannungsbedingten Engpasses.....	68

Abbildung 5-6:	Normierte Stromänderung eines Flex-Einsatzes an den Knoten auf einen Engpass (I276) im Mittelspannungsstrang 3; nach [9, S. 136]	68
Abbildung 5-7:	Normierte Spannungsänderung eines Flex-Einsatzes auf einen exemplarischen Engpass (n548) im Mittelspannungsstrang 3; nach [13]	69
Abbildung 5-8:	Absolute (linke Darstellung) sowie relative (rechte Darstellung) Abweichung der Stromänderung aus der Linearisierung in Bezug auf die Simulation	70
Abbildung 5-9:	Absolute Abweichung der Stromänderung aus der Linearisierung in Bezug auf die Variation der Referenzsimulation mit dem Faktor 2 (linke Darstellung) bzw. 0,5 (rechte Darstellung).....	71
Abbildung 5-10:	Methodischer Ablauf zur Bewertung des netzdienlichen Flex-Einsatzes im Kontext einer Flex-Plattform unter Anwendung von Jahressimulationen	72
Abbildung 5-11:	Deckung des strombedingten Flex-Bedarfs für die Szenarien SPZ (oben links), APS (oben rechts), EFV (unten links) und PAM (unten rechts) sortiert nach der Summe des Flex-Bedarfs.....	75
Abbildung 5-12:	Deckung des Flex-Bedarfs durch die jeweiligen Flex-Typen in den Szenarien	76
Abbildung 5-13:	Preiseinheiten der Wirksamkeit für angebotene und kontrahierte Leistung über alle Szenarien im Engpassfall.....	77
Abbildung 6-1:	Strukturierung des Feldversuchs.....	79
Abbildung 6-2:	Systemlandschaft des Feldversuchs mit beteiligten Komponenten und Rollen sowie Eingrenzung der technischen Performancebewertung; nach [7].....	80
Abbildung 6-3:	Strukturierung und Umsetzung des Feldversuchs	81
Abbildung 6-4:	Strukturelle Übersicht über den Pilottest; nach [14]	82
Abbildung 6-5:	Labora Aufbau mit iMSys-Komponenten und Anwendungen (Beschriftungen rechts) sowie dem Zusammenspiel für die Ansteuerung dezentraler Anlagen (Beschriftungen links)	83
Abbildung 6-6:	Übersicht des Feldtests als dritte Umsetzungsphase im Feldversuch; nach [9, S. 196]	83
Abbildung 6-7:	Festlegungen im Feldversuch auf Basis der Flex-Plattform-Anforderungen an die iMSys-Infrastruktur	85
Abbildung 6-8:	Prozessuale Abläufe (Zahlenfolge) der benötigten iMSys-Funktionen	86
Abbildung 6-9:	Relevante Meilensteine der Feldversuchsdurchführung	88
Abbildung 6-10:	Ablauf von der Probandengewinnung bis zum Abschluss des Feldtests	89
Abbildung 6-11:	Beteiligte Akteure sowie Prozesse für die Infrastruktur-Bewertung; nach [15].	90
Abbildung 6-12:	Schematische Übersicht über den Datenverlauf zur Bewertung der iMSys-Infrastruktur.....	91
Abbildung 6-13:	Latenzzeit einzelner Prozessschritte je Kategorie im Pilottest; nach [14]	92
Abbildung 6-14:	Latenzzeit einzelner Prozessschritte im Pilottest; nach [14]	93
Abbildung 6-15:	Beispieldatei aus der Datenvolumenmessung für den TAF7-Prozess	96
Abbildung 6-16:	Start bzw. Stopp TAF 9: Prozesslogging des aEMT (links), Verschneidung mit Messwerten für einen Beispieltag (rechts); nach [15].....	97

Abbildung 6-17: Zeitlicher Abstand zwischen zwei Messwerten für TAF 7 (links) und TAF 9 (rechte Darstellung begrenzt auf fünf Minuten); nach [15]	97
Abbildung 6-18: Einzelne Schritte der CLS-Durchführung (Anzahl in Klammer); nach [15]	98
Abbildung 6-19: TAF 9: Latenz erfolgreicher Start und Stopp-Befehle bis zur Messwertbestätigung; nach [15]	99
Abbildung 6-20: Übertragungszeit für TAF 9 Werte (links) sowie von TAF 10 Schwellwertverletzungen (rechts); nach [15]	100
Abbildung 6-21: Prozess- und akteursbedingte Latenz bei CLS-Anwendungen; nach [15].....	101
Abbildung 6-22: Datenvolumen je Messwert bei TAF 10 für verschiedene Versandarten; nach [15]	102
Abbildung 6-23: Datenvolumen bei CLS-Anwendung je Akteurskommunikation; nach [15] .	102
Abbildung 6-24: Datenvolumen für verschiedene iMSys-Funktionen; nach [16]	103
Abbildung 6-25: Ausschnitt aus dem Netzgebiet mit Verortung virtueller Flex-Optionen, Engpässe sowie realer Anlagen.....	104
Abbildung 6-26: Effekt der Flex-Erbringung an Netzknoten auf zwei Engpässe im PoC.....	105
Abbildung 6-27: Darstellung der iMSys-Funktionen für vier reale PV-Anlagen aus dem Feldtest am 4.11.2020	107
Abbildung 6-28: Zeitlicher Verlauf der Datenübertragung bei Messen-Schalten-Messen; nach [16]	110
Abbildung 10-1: Ablauf der Bestimmung des realisierbaren Wirkleistungspotenzials für Hausspeichersysteme; Daten aus [6] und [17]	130
Abbildung 10-2: Ländlicher Strang 2: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	131
Abbildung 10-3: Ländlicher Strang 3: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	131
Abbildung 10-4: Ländlicher Strang 4: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	132
Abbildung 10-5: Städtischer Strang 5: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	132
Abbildung 10-6: Städtischer Strang 6: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	132
Abbildung 10-7: Städtischer Strang 7: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)	133
Abbildung 10-8: Strompreisverteilung im Jahr 2030 auf Basis des „fuEL“ Szenarios; Daten aus [18]	133
Abbildung 10-9: Lokalisierung der strombedingten Flex-Bedarfe gemittelt über die Szenarien..	134
Abbildung 10-10: Lokalisierung der spannungsbedingten Flex-Bedarfe gemittelt über die Szenarien.....	134
Abbildung 10-11: Absolute (linke Darstellung) sowie relative (rechte Darstellung) Abweichung der Spannungsänderung aus der Linearisierung	135

Abbildung 10-12: Relative Abweichung von Erzeugern (linke Darstellung) bzw. Verbrauchern (rechte Darstellung) aus der Linearisierung im Kontext der Flex-Plattform.	135
Abbildung 10-13: Vergleich der Latenzzeit je Kategorie mit externen Faktoren; nach [14]	137
Abbildung 10-14: Übersicht über die Anzahl der fehlgeschlagenen Schaltbefehle je Anlage und Kategorie	137
Abbildung 10-15: Interpretation der Box-Plot-Darstellung; nach [15]	138
Abbildung 10-16: TAF 7: Anzahl täglicher Messwerte; nach [15]	138
Abbildung 10-17: Anzahl CLS-Fehler je Schaltzeitpunkt; nach [15]	139
Abbildung 10-18: TAF 9: Latenzzeit einzelner Prozessschritte für das Laborgerät in der Q-Umgebung (60 Start- und Stopp-Befehle); nach [15]	139
Abbildung 10-19: Latenzzeit der iMSys nahen Prozesse bei CLS-Anwendungen; nach [15]	140
Abbildung 10-20: Tägliches Stand-By-Datenvolumen je SMGW	140
Abbildung 10-21: Datenvolumen für TAF 7-Prozesse (links) und Messwerte (rechts)	141
Abbildung 10-22: Datenvolumen für die TAF 9-Etablierung (links) sowie Messwerte (rechts)	141
Abbildung 10-23: Abgleich der Messwerte über drei Tage aus TAF 7 und TAF 9 für eine reale Anlage aus dem Feldversuch	141

Tabellen

Tabelle 2-1:	Übersicht der SRL-Level sowie deren Interpretation; nach [1]	13
Tabelle 3-1:	Übersicht über das realisierbare Flex-Potenzial mit iMSys	29
Tabelle 4-1:	Übersicht über die verwendeten externen Eingangsdaten	38
Tabelle 4-2:	Kennwerte der Mittelspannungsstränge im Ausgangszustand	40
Tabelle 4-3:	Angepasste Parameter (Leistungsfaktoren) auf Basis des Fitting; nach [114] ..	45
Tabelle 4-4:	Übersicht über die angewendeten Szenarien; nach [9]	50
Tabelle 4-5:	Analysen zum Flex-Bedarf aus Netzsicht	53
Tabelle 5-1:	Auswahl von Maßnahmen der Netzbetreiber im Rahmen des Engpass- managements; nach [19] und [20]	59
Tabelle 5-2:	Randbedingungen und Annahmen bzgl. dem Flex-Angebot	73
Tabelle 5-3:	Übersicht über die Deckung des Flex-Bedarfs in den Jahressimulationen	74
Tabelle 6-1:	Übersicht über mögliche technische Anwendungsfälle im Feldtest; nach [7] ..	84
Tabelle 6-2:	Umsetzungsperformance je Mess- bzw. Schaltkategorie; nach [14]	93
Tabelle 6-3:	Bestandteile der Infrastrukturanalyse je iMSys-Funktion und Kategorie	94
Tabelle 6-4:	Übersicht über die Prozessschritte für die Latenzzeitanalyse bei CLS- Anwendungen	95
Tabelle 6-5:	Flex-Optionen und Flex-Bedarf des PoC; nach [9]	104
Tabelle 6-6:	Übersicht über das Ergebnis des netzdienlichen Flex-Einsatzes im Rahmen des PoC; nach [9]	106
Tabelle 6-7:	Übersicht über die Ergebnisse (Median) der iMSys-Infrastrukturanalyse	109
Tabelle 10-1:	Umsetzbarkeit von Dienstleistungen in Abhängigkeit der iMSys-Generation; nach [1] und [21]	129
Tabelle 10-2:	Parameterübersicht und Annahmen für die Modellierung; nach [9, S. 44], [5] und [6]	130
Tabelle 10-3:	Beschreibung der Prozessschritte im Rahmen des Pilottests; nach [14] und [22]	136

1 Einleitung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit dem Thema „Dezentrale Flexibilitäten und Smart Metering im netzdienlichen Einsatz“. Dieses einleitende Kapitel umfasst die zugrundeliegende Motivation sowie den aktuellen Stand der Wissenschaft. Hieraus werden anschließend die Ziele sowie Forschungsfragen für diese Arbeit formuliert und die Methodik vorgestellt, welche für die Beantwortung der Forschungsfragen entwickelt wird.

1.1 Motivation und aktueller Wissensstand

Mit der im Juni 2021 beschlossenen Novelle des Klimaschutzgesetzes hat die Bundesregierung sowohl höhere Minderungsziele der Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 (65 % gegenüber dem Jahr 1990), als auch eine Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 beschrieben [23]. Im Bereich der Energiewirtschaft ist für die Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung ein breites Spektrum an Maßnahmen notwendig, welches bspw. in [24] diskutiert wird. Übergreifender Konsens besteht in der Notwendigkeit des Ausbaus von Erneuerbaren Energien (EE), wodurch der Wandel der bisherigen Erzeugungsstruktur hin zu einer Vielzahl von dezentralen Anlagen weiter bestärkt wird [25, S. 190], [26, S. 15], [27, S. 60]. Neben der Erzeugerseite erfolgte eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, wodurch insbesondere in den unteren Spannungsebenen neue Herausforderungen u.a. durch eine erhöhte Gleichzeitigkeit im Lastverhalten entstehen [28, S. 77]. [30, S. 51] kommt zu dem Schluss, dass durch die Digitalisierung und insbesondere durch den Einsatz von Smart Metering der Verteilnetzbetreiber in der Bewältigung der beschriebenen Herausforderungen unterstützt werden kann.

Der Fortschritt der „Digitalisierung in der Energiewende“ wird jährlich anhand eines Barometers evaluiert. Für das Berichtsjahr 2020 weist dieses nach [29] 44 von maximal 100 Punkten aus. Dabei wird trotz der Fortschritte in den Bereichen der Standardisierung und Technologie als Hemmnis die Geschäftsmodellentwicklung auf Basis der iMSys-Infrastruktur gesehen [29, S. 53]. Diesen wird jedoch aufgrund der zu erwartenden Skaleneffekte ein breites wirtschaftliches Anwendungsfeld attestiert. Auch in [30, S. 20] werden Anwendungsfälle und Leistungen für den Einsatz der iMSys-Infrastruktur in der Niederspannung identifiziert, für welche eine regulatorische Einordnung vorgenommen wird. In der Literatur wird die Verwendung der Messwerte aus iMSys für bspw. die Charakterisierung von elektrischen Wärmerzeugern [31] oder die Einbindung von Energiemanagementsystemen [32] genannt. Eine konkrete Gegenüberstellung von Netz- oder Systemdienstleistungen mit den Funktionen der in Deutschland eingesetzten iMSys-Infrastruktur ist hingegen ein offener Untersuchungsaspekt.

In Anbetracht der vielfach genannten Notwendigkeit der Flexibilitätsbereitstellung durch dezentrale Anlagen ([33], [34, S. 177] und [170, S. 4]), ist die durch die iMSys sichere und standardisierte Erschließung, wie in [35] ausgeführt, ein wichtiges Kriterium. [35] führt weiter aus, dass durch die Nutzung von Flexibilität der Bedarf an erforderlicher Speicherkapazität und notwendigem Netzausbau [36] reduziert werden kann. Eine Potenzialbetrachtung in Bezug auf

die Flexibilitätsbereitstellung dezentraler Anlagen erfolgt in der Literatur an vielen Stellen ([37], [38] oder [39]), wobei neben den unterschiedlichen Flexibilitätstypen die Art des Potenzials entscheidend ist. Eine Analyse des mit iMSys realisierbaren Flex-Potenzials ist dabei vor allem für den netzdienlichen Einsatz relevant, da Netzbetreiber diese Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur bei Anlagen in den unteren Spannungsebenen perspektivisch nutzen werden.

Der netzdienliche Einsatz von Flexibilität wird motiviert, da sich der Umfang von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen im Jahr 2019 auf $\approx 13,5$ TWh bzw. $\approx 6,5$ TWh beziffert [40, S. 136], welche sich über die Jahre seit 2009 deutlich erhöht haben [40, S. 149]. Auch in Zukunft ist nach [41, S. 28] und [42, S. 15] mit einem steigenden Bedarf an Flexibilität zu rechnen. Der lokale Bedarf an netzdienlicher Flexibilität hängt dabei sehr stark von den Gegebenheiten vor Ort ab. Während nach [43], [44] und [28] die Verwendung von generisch gebildeten Typnetzen und deren Netzbelastung Aussagen im Bereich von Netzplanungsprinzipien ermöglichen, kann bei einer Verwendung von realen Netzgebieten (Topologie sowie Verbraucher- und Erzeugerstruktur) der künftig auftretende Flex-Bedarf detailliert analysiert werden. Zudem bietet die Verwendung von spezifischen Netzgebieten und deren Netzmodelle die Möglichkeit, die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung mit realen Anlagen zu untersuchen.

Die Einbindung von Anlagen mit geringerer Leistung für die Vermeidung von Netzengpässen wird mit dem sogenannten „Redispatch 2.0“ vorangetrieben [45]. Hierdurch beteiligen sich nun auch u. a. EE-Anlagen und Speicher ab einer installierten Leistung von 100 kW im Rahmen einer marktbezogenen Maßnahme an der Vermeidung von Netzengpässen. Für Anlagen mit noch geringerer Leistung sowie Verbraucher sind hingegen nur perspektivische Ansätze genannt, wodurch sich eine Lücke in der Flexibilitätserschließung ergibt. Für die Koordination von netzdienlicher Flexibilität aus dezentralen Anlagen sind verschiedenen Konzepte und Mechanismen in der Literatur vorhanden ([46], [47], [48] und [49]). Eine Gemeinsamkeit ist, dass für die Auswahl der Anlagen zur Engpassbehebung die Wirkung einzelner Anlagen eine wesentliche Rolle zu spielen hat. Somit kann eine Integration von EE-Anlagen in das Stromnetz unterstützt und der Umfang von Einspeisemanagementmaßnahmen reduziert werden. Um eine Übertragung des Koordinierungsmechanismus in die Praxis zu ermöglichen, ist eine standardisierte und sichere Anbindung von dezentralen Anlagen zu berücksichtigen und in die Ausgestaltung des Koordinierungsmechanismus zu integrieren.

Neben der Entwicklung von neuen Lösungsansätzen, wie der Koordination von netzdienlicher Flexibilität, ist deren Erprobung im Rahmen von Feldversuchen ein wesentlicher Bestandteil der derzeitigen energiewirtschaftlichen Forschung. In Kooperation mit Partnern aus der Praxis wird sichergestellt, dass umsetzungsnahe Lösungen entwickelt und der Übergang in den regulären Betrieb gefördert werden. Sowohl die SINTEG- [50] als auch die Reallabor-Initiative [51] motivieren die Demonstration unter realen Bedingungen. Insbesondere in der Anwendung der iMSys-Infrastruktur ist eine systematische Datenerhebung ein wichtiger Bestandteil für die Bewertung der Funktionsfähigkeit. In [52] sowie in [53] sind hierzu einige Aspekte enthalten, wobei es sich überwiegend um Modellanalysen und Hochrechnungen, nicht jedoch um Erkenntnisse aus einer systematischen Feldstudie handelt.

1.2 Ziele und Forschungsfragen

Aufbauend auf der Motivation sowie dem aktuellen Wissensstand werden im Folgenden die Ziele der Arbeit bzw. die übergeordneten Forschungsfragen formuliert, welche in den einzelnen Kapiteln weiter aufgeschlüsselt werden.

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen wird die Digitalisierung auch in der Energiewirtschaft zunehmend vorangetrieben. Diese Entwicklung bietet die Möglichkeit, auch kleine dezentrale Anlagen (Erzeuger, Verbraucher und Speicher) in heutige und künftige Märkte über eine sichere und interoperable Infrastruktur einzubinden. Zudem kann die Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen aus dezentralen Anlagen ermöglicht und somit gefördert werden.

Wie ist der Rollout von intelligenten Messsystemen in Deutschland und Europa rechtlich und regulatorisch organisiert und welche Dienstleistungen lassen sich aus technischer Sicht mit den intelligenten Messsystemen umsetzen?

Der iMSys-Rollout ermöglicht die flächendeckende und interoperable Anbindung von dezentralen Anlagen. Das technische Flex-Potenzial (Wirk- und Blindleistung) wird für das Basisjahr 2016 sowie ausblickend in das Jahr 2030 quantifiziert und hinsichtlich der vom Rollout betroffenen Anlagen auf ein mit iMSys realisierbares Flex-Potenzial eingegrenzt. Zudem ermöglicht eine Regionalisierung spezifische Aussagen über die lokale Verfügbarkeit des Flex-Potenzials.

Welches Wirk- und Blindleistungspotenzial kann durch dezentrale Anlagen bereitgestellt und durch iMSys realisiert werden?

Das Flex-Potenzial aus dezentralen Anlagen kann für netzdienliche Zwecke insbesondere in den unteren Spannungsebenen eingesetzt werden. Anhand eines realen Mittelspannungsgebietes soll der netzseitige Flex-Bedarf quantifiziert und durch geeignete Kriterien beschrieben werden. Neben der Belastung im Ausgangszustand soll die künftige Durchdringung von dezentralen Anlagen sowie deren unterschiedliche Betriebsweise berücksichtigt und die Netzbelastung im Jahresverlauf analysiert werden.

Welche Ausprägung hat der zukünftige Flexibilitätsbedarf in einem realen Mittelspannungsgebiet unter Anwendung verschiedener Szenarien?

Für die Koordinierung netzdienlicher Flexibilität auf Basis des Flex-Bedarfs ist ein geeigneter Koordinationsmechanismus zu entwickeln. Ein zentrales Element ist dabei die Wirksamkeit von dezentralen Anlagen auf Engpässe und somit deren Effektivität zur Deckung des Flex-Bedarfs. Ziel ist die Entwicklung einer Methodik, die eine Bewertung ohne die kontinuierliche Durchführung von Lastflusssimulationen ermöglicht. Zudem soll der Koordinationsmechanismus die Prozesse und Funktionen der iMSys-Infrastruktur für den Einsatz netzdienlicher Flexibilität aus dezentralen Anlagen berücksichtigen.

Wie erfolgt die Bewertung der Wirksamkeit von Anlagen im Rahmen eines Koordinationsmechanismus für den netzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität?

Die iMSys-Infrastruktur stellt nicht nur das Bindeglied zwischen dem Koordinierungsmechanismus und den dezentralen Anlagen dar, sondern soll perspektivisch für verschiedene Anwendungsfälle eingesetzt werden. Der Feldversuch soll Erkenntnisse über die Funktionsfähigkeit der iMSys-Infrastruktur im Rahmen der netzdienlichen Flexibilitätserbringung anhand geeigneter Bewertungskriterien liefern.

Wie kann die Erbringung von dezentraler Flexibilität mit intelligenten Messsystemen umgesetzt werden und welche technische Performance weist diese Infrastruktur auf?

1.3 Gesamtmethodik

Auf Basis der Motivation in Abschnitt 1.1 sowie den daraus abgeleiteten Forschungsfragen in Abschnitt 1.2 ist in Abbildung 1-1 die Gesamtmethodik dieser Arbeit dargestellt.

In Kapitel 2 ist zunächst die Betrachtung des Smart Metering in Deutschland sowie in Europa hinsichtlich der Umsetzung sowie der technischen Mindestanforderungen enthalten. Neben dem rechtlichen und regulatorischen Rahmen erfolgt eine detaillierte Analyse der Funktionen des in Deutschland eingesetzten iMSys, welche sich in Abhängigkeit der Gerätegeneration unterscheiden. Um die Umsetzbarkeit verschiedener Dienstleistungen durch die iMSys bewerten zu können, erfolgt eine Gegenüberstellung der Anforderungen aus Sicht der Dienstleistungen mit den Funktionen der iMSys-Infrastruktur.

Das Flex-Potenzial aus dezentralen Anlagen wird anschließend in Kapitel 3 quantifiziert. Dabei erfolgt, ausgehend von einem bereits bestehenden Wirkleistungsmodell, die Ausweisung des technischen Potenzials auf Basis einer Modellierung in einer Jahresbetrachtung. Dieses Wirk- und Blindleistungspotenzial wird mit den Rahmenbedingungen des iMSys-Rollout aus Kapitel 2 verschnitten, wodurch das realisierbare Flex-Potenzial bestimmt wird. Abschließend erfolgt eine Regionalisierung des Potenzials anhand der installierten Leistungen auf Gemeindeebene sowie eine Aggregation auf höhere Netzverknüpfungspunkte, um Aussagen über die lokale Verfügbarkeit treffen zu können.

Die Auswertung und Interpretation des Flex-Bedarfs erfolgt in Kapitel 4 auf Basis eines realen Mittelspannungsgebietes, welches aufgrund der Topologie sowie der Durchdringung mit PV-Anlagen für ähnliche ländliche Regionen in Süd-Deutschland stehen kann. Die Netztopologie als auch die -belegung im Ausgangszustand werden in das Verteilnetzmodell „GridSim“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) integriert. Unter Anwendung eines iterativen Parameterfitting werden auf Basis von Messwerten aus dem Netzgebiet, Eingangsparameter für die Simulation quantifiziert. Durch die Einbindung verschiedener Szenarien kann der Flex-Bedarf hinsichtlich Höhe, Zeit und Ort ausgewiesen und so die künftige Netzbelastung analysiert werden.

In Kapitel 5 erfolgt die Konzeptionierung eines Koordinationsmechanismus, welcher die Deckung des Flex-Bedarfs aus Kapitel 4 mit dem netzdienlichen Einsatz von dezentralen Anlagen auf Basis von Kapitel 3 organisiert. Um den Einfluss von dezentralen Anlagen auf Netzengpässe bestimmen zu können, wird eine Methodik entwickelt, welche die Effektivität auf Basis der Anforderungen in linearisierter Form an die Flex-Plattform übergibt. Die Durchführung von Jahressimulationen ermöglicht die Auswertung des netzdienlichen Einsatzes zur Reduzierung

der Abregelung von EE-Anlagen. Die Ausgestaltung der Prozesse berücksichtigt die Anforderungen der iMSys-Infrastruktur, wodurch ein „Proof-of-Concept“ des Gesamtsystems bis hin zum Anlagenabruf demonstriert werden kann.

Die Demonstration des netzdienlichen Einsatzes sowie die Erhebung von Performancedaten zur technischen Bewertung der iMSys-Infrastruktur erfolgen in Kapitel 6 im Rahmen eines Feldversuchs mit drei Umsetzungsphasen. Als Vorbereitung für den Feldtest mit 20 Teilnehmenden wird ein Pilottest in der Projektregion zur grundsätzlichen Funktionsfähigkeit der iMSys-Infrastruktur ausgewertet und ein Labortest für die Erprobung der iMSys-Funktionen aufgebaut. Zudem fließen die Erkenntnisse aus Kapitel 2 hinsichtlich der Funktionsfähigkeit der iMSys-Infrastruktur ein. Die Etablierung zusätzlicher Datenpunkte und das Zusammenführen verschiedener Datenquellen ermöglicht eine umfassende Bewertung der iMSys-Infrastruktur im Realbetrieb, wobei der Fokus auf der Zuverlässigkeit des Systems, den auftretenden Latenzzeiten sowie dem notwendigen Datenvolumen je iMSys-Funktion liegt.

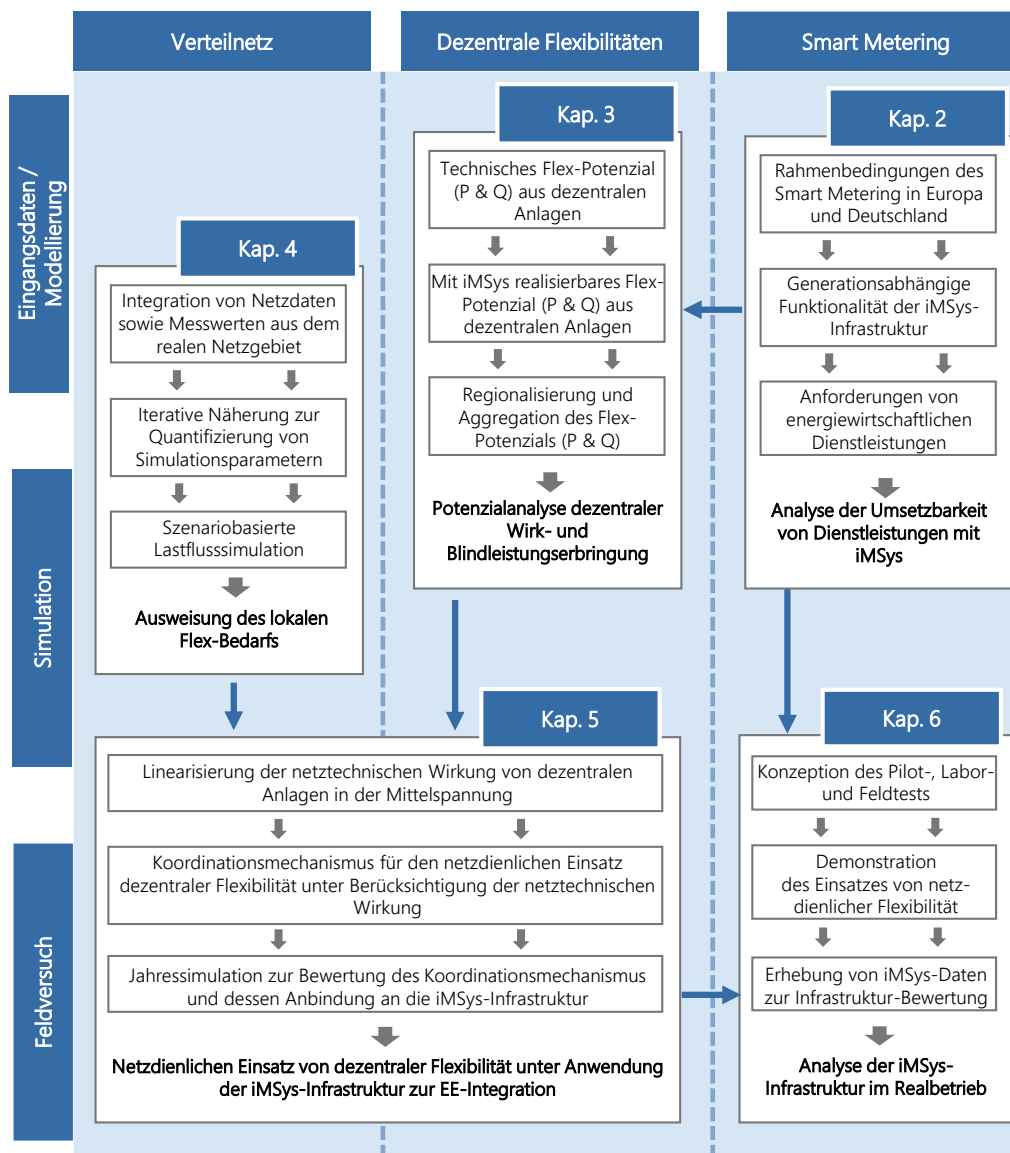


Abbildung 1-1: Gesamtmethodik der Arbeit für die Analyse von dezentralen Flexibilitäten und Smart Metering im netzdienlichen Einsatz

2 Smart Metering zur Digitalisierung der Energiewende

Für die Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem ist die Digitalisierung ein wesentlicher Baustein für ein intelligentes Zusammenwirken in einem Smart Grid [30, S. 4], [54]. Das im Jahr 2016 verabschiedete „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ (GDEW) enthält als Artikelgesetz die Rahmenbedingungen für eine flächendeckende Infrastruktur, welche als Fundament dienen und integrierte Lösungen für alle Sparten bieten soll [172], [55]. Die Umsetzung des GDEW findet sich dabei u. a. im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wieder. Das Smart Metering stellt hierbei ein Kernelement dar und umfasst in dieser Arbeit nicht nur die physischen Mess- und Steuerungskomponenten, sondern beschreibt die komplette Infrastruktur inkl. beteiligter Akteure als Systemlandschaft.

Die Ausgestaltung des Smart Metering hinsichtlich technischer Mindestanforderungen und Umsetzungsstatus unterscheidet sich in den europäischen Ländern (siehe Abschnitt 2.1). Die rechtliche und regulatorische Situation in Deutschland, eine grundlegende Beschreibung der beteiligten Akteure sowie notwendiger Komponenten ist im darauffolgenden Abschnitt 2.2 enthalten. Abschließend erfolgt eine Analyse hinsichtlich der Umsetzbarkeit von Netz- und Systemdienstleistungen mit dem Smart Metering.

2.1 Smart Metering im europäischen Kontext

In der Europäischen Union (EU) ist der Rollout von Smart Metern bzw. intelligenten Messsystemen ein integraler Bestandteil der Digitalisierung. Gemäß der EU-Richtlinie 2009/72/EG soll die Einführung von intelligenten Messsystemen Energieeffizienzmaßnahmen fördern (Artikel 3, Abs. 11) und den Verbrauchern eine aktive Beteiligung am Energiemarkt ermöglichen (Anhang 1, Abs. 2) [56]. Der Rollout in den einzelnen Ländern soll dabei auf Grundlage einer wirtschaftlichen Bewertung erfolgen, mit der Option, nur bestimmte Verbrauchergruppen mit einem iMSys auszustatten. Diese individuelle wirtschaftliche Bewertung eines vollständigen Rollout im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse führte gemäß [57, S. 11] bei vier Ländern (Deutschland, Österreich, Bulgarien und Tschechische Republik) zu einem negativen Ergebnis. Ausgehend von der wirtschaftlichen Bewertung quantifiziert die EU-Richtlinie in Artikel 2 im Anhang eine Rolloutquote von 80 % für das Jahr 2020 als Zielvorgabe. [1]

Gemäß [58, S. 64] sollte auf Basis der Pläne der Mitgliedsstaaten die Rolloutquote im Jahr 2020 bei 72 % liegen. Anfang des Jahres 2018 liegt die realisierte Quote bei 34 %. Bis Ende 2019 haben neun der 28 Mitgliedsstaaten eine Rolloutquote von mehr als 80 % erreicht. Dennoch werden nach [58, S. 64] bis zum Jahr 2030 ca. 266 Millionen Smart Meter planmäßig installiert sein, was einer Quote von 92 % und einem Investitionsumfang von ≈46 Mrd. € entspricht.

Neben der Umsetzung des Rollout obliegt es jedem EU-Mitgliedsland, die detaillierte technische Funktionalität des Smart Metering auszugestalten. Die linke Darstellung in Abbildung 2-1 enthält die Empfehlung der EU-Kommission 2012/148/EU nach Artikel 42 bzgl. gemeinsamer Mindestanforderungen an das iMSys [59]. Es ist ersichtlich, dass die meisten Mitgliedsstaaten der Empfehlung der Kommission hinsichtlich geplanter Funktionen folgen. Dem eingangs erwähnten Ziel der aktiven Teilhabe von Verbrauchern am Energiemarkt, steht die Umsetzung nach [60, S. 68] in der rechten Darstellung in Abbildung 2-1 gegenüber. Bei der Ausgestaltung von dynamischen Preisen ergeben sich verschiedene Möglichkeiten, wobei 13 Mitgliedsstaaten Preisvarianten für verschiedene Nutzungszeiten (Tag, Uhrzeit etc.) anbieten. Die Steuerung von Anlagen ist hingegen nur in 4 bzw. 6 Ländern vorgesehen [60, S. 68].

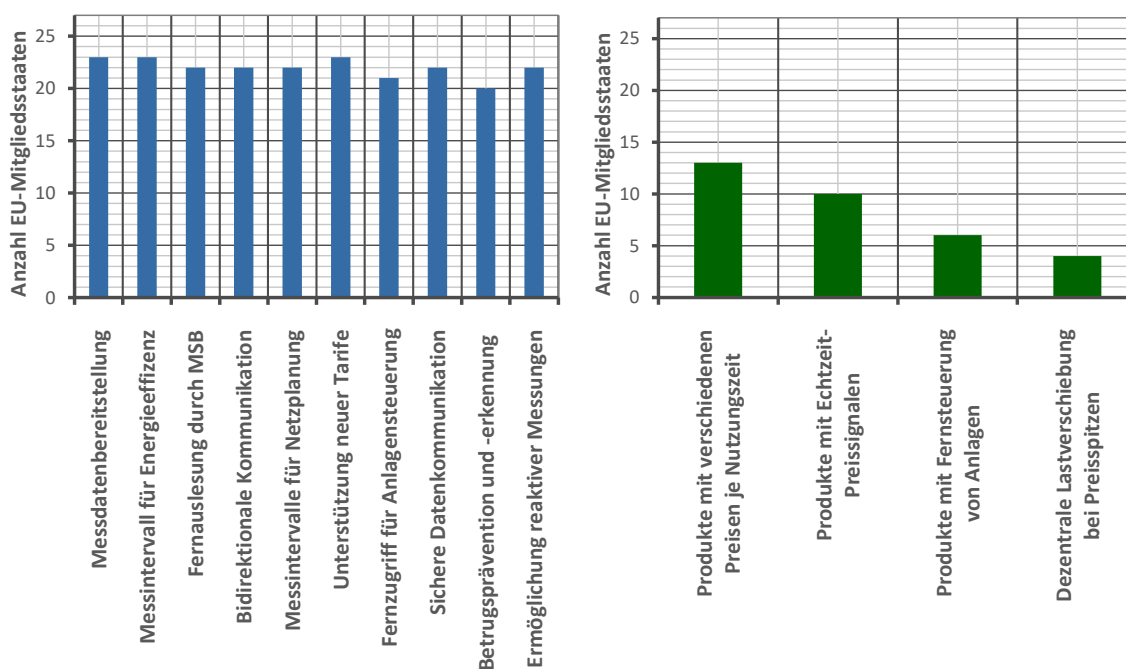


Abbildung 2-1: Nationale Umsetzung der empfohlenen Mindestanforderungen (linke Darstellung) sowie Funktionen für dynamische Tarife und Anlagensteuerung (rechte Darstellung); nach [1]

2.2 Smart Metering in Deutschland

Der Rollout von intelligenten Messsystemen in Deutschland befindet sich im Gegensatz zu einigen anderen europäischen Ländern in der initialen Phase (vgl. Abschnitt 2.1). Gemäß [61, S. 307] waren Ende 2019 von den ≈ 50 Mio. Messlokationen ca. 1.000 mit iMSys ausgestattet. Der rechtliche und regulatorische Rahmen für den Rollout in Deutschland wird in Abschnitt 2.2.1 betrachtet, gefolgt von der Analyse der beteiligten Komponenten, Akteure und Funktionen (Abschnitt 2.2.2).

2.2.1 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Gemäß den EU-Vorgaben hat die Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse ergeben, dass ein vollständiger Rollout über aller Messstellen gesamtwirtschaftlich unvorteilhaft wäre [62, S. 192]. Daher unterscheidet das MsbG zwischen einem optionalen und verpflichtenden Rollout (siehe Abbildung 2-2). Nach [61, S. 310] beziffern sich die Pflichteinbaufälle im Jahr 2019 auf ca. 6,6 Mio. Messlokalationen. Die fortschreitende Energiewende sowie Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors könnte gemäß [63, S. 16] die Anzahl der Pflichteinbaufälle auf mehr als 15 Mio. im Jahr 2030 ansteigen lassen.

Den Start des Rollout markierte die „Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau von intelligenten Messsystemen“ durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) am 24.2.2020 [64]. Die zugehörige Marktanalyse [65, S. 31] enthält Vorgaben, in welchen Verbraucher- und Erzeugerkategorien der verpflichtende Rollout startet. Bei Verbrauchern beginnt der Rollout mit einem jährlichen Energiebedarf von bis zu 100.000 kWh. Bei Einspeiseanlagen als auch unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung existieren bzgl. der Steuerung über das iMSys Unsicherheiten im Rechtsrahmen, weshalb in diesem Bereich der verpflichtende Rollout noch nicht gestartet ist. Gemäß § 29 MsbG hat der Messstellenbetreiber innerhalb der Umsetzungsfrist (siehe Abbildung 2-2) 95 % der Pflichteinbaufälle mit einem iMSys auszustatten. Das jährliche Entgelt für die Endverbraucher beschreibt das MsbG mit einer Preisobergrenze (POG) als maximalen Bruttowert, welcher sich je Kategorie unterscheidet. Verbraucher mit weniger Energiebedarf bzw. Erzeuger mit einer geringeren installierten Leistung entrichten vergleichsweise weniger Entgelt (siehe Abbildung 2-2). Eine Übersicht aus [61, S. 321] zeigt, dass die durchschnittlichen Preise sich nur wenige Prozent unterhalb der POG befinden.

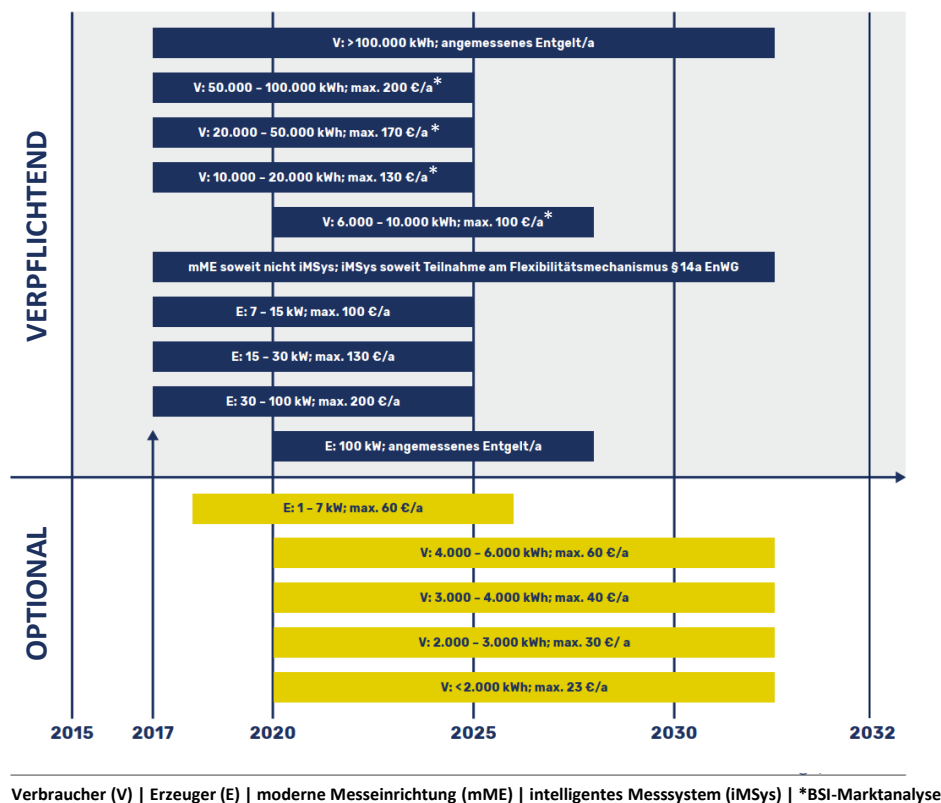


Abbildung 2-2: Ursprünglicher Rolloutplan in Deutschland; nach [2]

2.2.2 Komponenten, Akteure und Funktionen

Die Ausgestaltung des Smart-Metering in Deutschland umfasst die Verwendung mehrerer Komponenten, die Einbindung verschiedener Akteure sowie die dadurch bereitgestellten Funktionen für die Anwendung in diversen Dienstleistungen. Im Folgenden werden jeweils die für diese Arbeit relevanten Aspekte vorgestellt, wobei eine weiterführende Beschreibung u. a. in [2] zu finden ist.

Komponenten:

Die Umsetzung des Rollout umfasst im Wesentlichen zwei Hardwarekomponenten, welche beim Letztverbraucher verbaut werden: Eine moderne Messeinrichtung (mME) und ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) ergeben in Kombination ein intelligentes Messsystem. Die mME ist dabei nach § 2 Abs. 15 MsbG „eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann“. Die moderne Messeinrichtung ersetzt somit in erster Linie den bisher verwendeten Ferraris-Zähler und übernimmt dessen Grundfunktion zur geeichten Messung der bezogenen bzw. eingespeisten Energie. Das SMGW ist nach § 2 Abs. 19 MsbG „die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, die ein oder mehrere moderne Messeinrichtungen und weitere technische Einrichtungen [...] zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität [...] sicher in ein Kommunikationsnetz einbinden kann und über Funktionalitäten zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Daten verfügt“. [7]

Für die Anbindung des SMGW an die Kommunikationsinfrastruktur über die Wide-Area-Network (WAN)-Schnittstelle stehen gemäß [66, S. 133] verschiedene Technologien zur Verfügung. Sowohl für kabelgebundene (z. B. Glasfaser oder Power Line Communication), als auch für Mobilfunk ergeben sich Vor- und Nachteile bspw. hinsichtlich der örtlichen Verfügbarkeit. Für netzkritische Anwendung kann nach [67, S. 45] die Nutzung der 450 MHz Frequenz als Funklösung eine Alternative bieten, um eine schwarzfallfeste Kommunikationsinfrastruktur zu ermöglichen.

Neben der Erfassung und Versendung von Messwerten soll das iMSys nach § 21 Abs. 1 MsbG für die Übertragung von Steuersignalen verwendet werden (bspw. Anlagen nach § 14a EnWG). Die primäre Aufgabe besteht darin, die derzeitige unidirektionale Funk-Rundsteuerung durch ein zuverlässiges, bidirektionales System zu ersetzen. Die neue technische Lösung muss daher sowohl mit bestehenden, als auch mit neuen technischen Einheiten, wie Wechselrichter für Photovoltaik (PV)-Anlagen oder Wärmepumpen, kompatibel sein. Um den Anschluss von Bestandsanlagen an das iMSys zu ermöglichen, wird eine Steuerbox als zusätzliche Komponente benötigt, um die Umsetzung der Schaltbefehle über das iMSys nach dem aktuellen technischen Standard sicherzustellen. Künftig ist es durchaus möglich, dass die Steuerbox nicht mehr benötigt wird und die Steuerbefehle bspw. direkt an ein Energiemanagementsystem übermittelt werden. In Abbildung 6-8 ist der funktionale Zusammenhang zwischen den Komponenten und Akteuren sowie in Abbildung 6-5 ein physischer Aufbau eines iMSys inkl. Steuerbox dargestellt.

Akteure:

Im Rahmen des Smart Metering sind zwei Akteure von besonderer Relevanz: Der Smart-Meter-Gateway Administrator (SMGWA) sowie der Externe Marktteilnehmer (EMT). Der SMGWA ist beim Messstellenbetreiber angesiedelt und ist nach § 2 Abs. 20 MsbG für „den technischen Betrieb des iMSys verantwortlich“. Gemäß [68, S. 8] übt dieser folgende Anwendungsfälle aus: Fehlerbehandlung und Monitoring, Dienste (z. B. Zeitsynchronisation), Administration und Konfiguration (z. B. Profilverwaltung) sowie Unterstützung der Messwertverarbeitung (z. B. Wechsel der Tarifstufen). Für die Kommunikation eines EMT mit dem SMGW sind die Prozesse des SMGWA einzubinden. Als EMT gelten nach [69, S. 13] alle Akteure (außer dem SMGWA), die in der Kommunikation mit dem SMGW autorisiert sind. Hierunter fallen der Verteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber, Lieferant sowie sonstige berechnigte Dritte. Der EMT ist dabei in aktiver (aEMT) oder passiver (pEMT) Rolle ausgeprägt. Ein pEMT kann dabei lediglich Daten aus dem SMGW empfangen (bspw. Messwerte), wohingegen der aEMT auch berechnigt ist dem SMGW nachgelagerte Anlagen zu steuern. [2, S. 28]

Funktionen:

Mit dem iMSys können verschiedene Funktionen umgesetzt werden. In Bezug auf die Messwerterhebung sind in [69, S. 79] dreizehn sogenannte Tarifierungsfälle (TAF) definiert, welche die Tarifierung, Bilanzierung und Netzzustandserhebung ermöglichen. Diese unterscheiden sich in der Auflösung, Art der Messgrößen, dem Versandintervall bzw. -zeitpunkt sowie der Gültigkeit. Für eine Netzzustandsbewertung auf Basis der iMSys-Daten ist die Durchdringung im Netzgebiet und die zeitsynchrone Auslesung ein zu beachtender Aspekt. Die TAF sind dabei keine final abgeschlossene Liste, sondern können um weitere Anwendungsfälle ergänzt werden. So ist in [70] ein zusätzlicher TAF 14 für die hochfrequente Messwertbereitstellung definiert.

Neben den Funktionen zur Messwerterhebung bietet die iMSys-Infrastruktur in Deutschland die Möglichkeit, Schaltbefehle an steuerbare Anlagen zu übermitteln. Diese sind in Home-Area-Network (HAN) des SMGW eingebunden und werden als „Controllable Local Systems“ (CLS) bezeichnet. Hierfür ist nach [69, S. 56] ein transparenter Kommunikationskanal zwischen CLS und aEMT notwendig. Dieser kann dabei gemäß verschiedener Kommunikationsszenarien an der HAN-Schnittstelle (HKS) von einem CLS (HKS 3), EMT (HKS 4) oder SMGW (HKS 5) initiiert werden. [32] vergleicht diese verschiedenen Varianten in Bezug auf die Integration in Energiemanagementsysteme. Wird der Schaltbefehl von einem externen Akteur (bspw. Verteilnetzbetreiber oder Flex-Plattform) generiert, bietet sich die Verwendung des HKS 4 an.

Die nach [65, S. 20] zertifizierten SMGW enthalten jedoch nur einen Teil der genannten Funktionen. Zudem ist der iMSys-Rollout nur bei bestimmten Erzeuger- und Verbrauchergruppen gestartet (vgl. Abbildung 2-2). Hierdurch ist die Umsetzung von energiewirtschaftlichen Anwendungsfällen mit der iMSys-Infrastruktur nur bei einer gewissen Anzahl möglich.

2.3 Umsetzung von Dienstleistungen mit iMSys

Der vorgesehene iMSys-Einsatz bei steuerbaren Verbrauchern sowie Erzeugungsanlagen (vgl. Abbildung 2-2) bietet die Möglichkeit, die Umsetzung von Dienstleistungen (bspw. aus Netz- oder Systemsicht) mit dezentralen Anlagen zu unterstützen. In [54] erfolgte die qualitative Gegenüberstellung des Kommunikationsbedarfs von „Netzoptimierenden Maßnahmen (NoM)“ [28, S. 25] mit dem iMSys-Rollout. Es konnte gezeigt werden, dass bei sechs von neun NoM mit

Kommunikationsbedarf das iMSys eingesetzt und somit auf parallele Infrastrukturelemente verzichtet werden kann. Außerhalb der Netzperspektive sind weitere Dienstleistungen denkbar, welche durch den iMSys-Rollout unterstützt und im Folgenden untersucht werden. Ein ähnliches Vorgehen ist im „Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende“ [71] zu finden.

2.3.1 Ablauf der Untersuchung

Die nachfolgende Analyse basiert auf der Arbeit in [21] und wurde um weitere Aspekte ergänzt und in [1] veröffentlicht. Ziel ist es, nicht nur die Dienstleistungen, sondern deren individuelle technische Anforderungen zu untersuchen, wodurch die Relevanz einzelner iMSys-Funktionen für die Umsetzung von mehreren Dienstleistungen berücksichtigt werden kann. Weiterhin erfolgt die Gegenüberstellung der Anforderungen mit den einzelnen Funktionen des iMSys, wodurch die Erfüllung eingeordnet und im Anschluss die Umsetzbarkeit hinsichtlich der SMGW-Generationen bewertet werden kann. Abschließend wird die Analyse um eine qualitative Einordnung in ein „System-Readiness-Level“ (SRL) ergänzt, wodurch zusätzliche Aspekte, wie z. B. Umfang der Anwendung in der Praxis, berücksichtigt werden können.

Für die Gegenüberstellung der Dienstleistungs-Anforderungen mit den iMSys-Funktionen erfolgt nach [21, S. 46] die Anwendung und Adaption des „House-of-Quality“ (HoQ). Dieses stammt ursprünglich aus dem „Quality Function Deployment“ zur Integration von Kundenanforderungen in die Produktentwicklung [72]. In Abbildung 2-3 ist die Struktur der Untersuchung schematisch dargestellt.

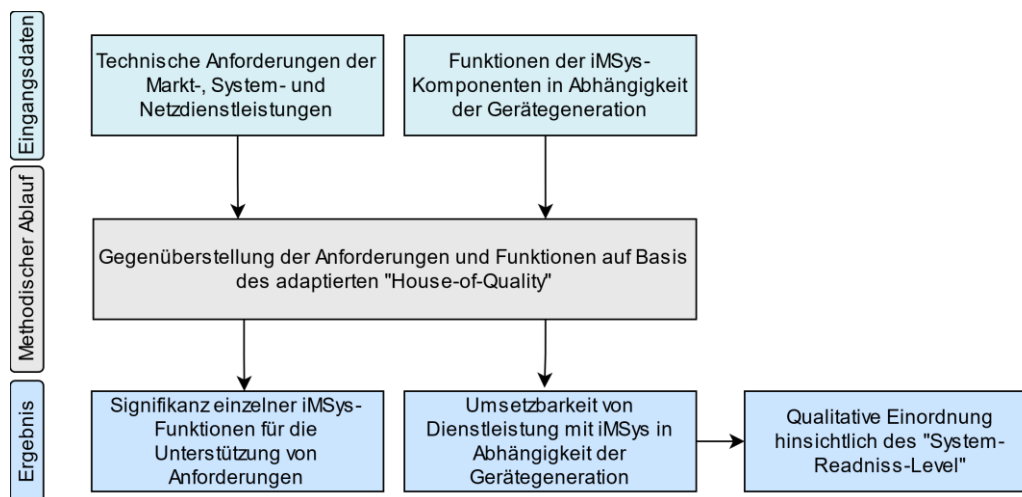


Abbildung 2-3: Analyse zur Umsetzbarkeit von Dienstleistungen mit iMSys; nach [1]

Technische Anforderungen der Markt-, System- und Netzdienstleistungen:

Die zu untersuchenden Dienstleistungen sind in [21, S. 23] ausführlich beschrieben. Neben klassischen Dienstleistungen aus dem Netz- und Systemkontext, wie z. B. Engpassmanagement oder Regelleistung, werden auch solche betrachtet, welche dem marktlichen Bereich zugeordnet werden können (z. B. Eigenverbrauchsoptimierung). In Bezug auf die später folgende Umsetzungsanalyse sind die einzelnen technischen Anforderungen relevant, wobei einige für mehrere Dienstleistungen notwendig sein können und somit eine entsprechende Signifikanz aufweisen.

Funktionen der iMSys-Komponenten in Abhängigkeit der Gerätegeneration:

Die einzelnen technischen (Mindest-) Funktionen des iMSys sind für die mME in [73] sowie für das SMGW in [69] aufgeführt. Wie bereits erläutert, stehen nicht sämtliche Funktionen in der ersten Gerätegeneration zu Verfügung. Daher wird im Folgenden analog zu [1] zwischen den folgenden vier Generationsstufen und ihrem jeweiligen Funktionsumfang unterschieden:

- **Generation Start:** Die Funktionen dieser Geräte umfassen den Stand zu Beginn des Rollout nach der Zertifizierung von drei Herstellern und sind in [74] beschrieben. Dabei stehen im Wesentlichen vier von dreizehn TAF zur Verfügung.
- **Generation Netz:** Es werden weitere TAF für den Abruf der Ist-Einspeisung sowie der Netzzustandsüberwachung integriert. Zudem steht ein weiterer TAF für die hochfrequente Messdatenerhebung zur Verfügung [70]. Der in Kapitel 6 beschriebene Feldversuch umfasst den Einsatz und die Analyse dieser nicht zertifizierten Gerätegeneration, da ab dieser Gerätegeneration die notwendige Messwertauflösung und -bereitstellung für netzdienliche Anwendungsfälle ermöglicht wird
- **Generation Ziel:** Diese Generation enthält gemäß [69] und [70] alle vorgesehenen Funktionen und stellt somit die derzeitige Zielarchitektur der beschriebenen iMSys-Infrastruktur dar.
- **Generation Zukunft:** Diese hypothetische Generation deckt die Funktionen ab, welche für die Erfüllung sämtlicher in dieser Arbeit untersuchten Dienstleistungen notwendig wären.

System-Readiness-Level als qualitative Einordnung:

Ergänzend zu der Analyse der technischen Eignung der iMSys-Generationen für die Unterstützung der verschiedenen Dienstleistungen, ist zusätzlich eine qualitative Einordnung der Systeme vorgesehen. Hierzu erfolgt eine Interpretation der „System-Readiness-Level (SRL)“ nach [75], welche eine Weiterführung der „Technology-Readiness-Level“ darstellen und nicht nur die Komponenten als solches, sondern auch die umgebenden Systeme einschließt. In Tabelle 2-1 sind die fünf SRL-Phasen aufgeführt und beschrieben.

Tabelle 2-1: Übersicht der SRL-Level sowie deren Interpretation; nach [1]

SRL-Level	Qualitative Interpretation
1: Concept Refinement	Anforderungen der Dienstleistung sind spezifiziert
2: Technology Development	Der Großteil der Anforderungen wird von den iMSys und den dafür notwendigen Systemen erfüllt
3: System Development and Demonstration	Systeme und Funktionen sind für den technischen Konzeptnachweis vorbereitet; Demonstration der Umsetzung von Dienstleistungen durch (nicht-zertifizierte) iMSys ist nachgewiesen
4: Production and Development	Systeme und Funktionen sind vollständig erprobt; Zertifizierte iMSys mit allen benötigten Funktionen sind verfügbar
5: Operations and Support	Die Umsetzung der Dienstleistung ist vollumfänglich implementiert und wird von den Marktteilnehmern flächendeckend eingesetzt

2.3.2 Ergebnisdarstellung und Einordnung

Die Anwendung des HoQ weist als ein Ergebnis die Signifikanz einzelner iMSys-Funktionen aus, welche für die Umsetzung von Dienstleistungen besonders relevant sind. In [21, S. 50] werden für die „Generation Start“ die Messung der Wirkenergie und Wirkleistung sowie die Bereitstellung von zeitvariablen Tarifen (TAF 2) genannt. Für die darauffolgende „Generation Netz“ stellen die Erhebung von Netzzustandsdaten (TAF 10) sowie das Abrufen der Ist-Leistung von Anlagen (TAF 9) die relevantesten iMSys-Funktionen dar. Im Rahmen der „Generation Ziel“ ist der TAF 11 zur Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen die Funktion, welche für die meisten Dienstleistungen potenziell benötigt wird. Dabei werden nicht die Schaltungen von Anlagen an sich durchgeführt, sondern gemäß [69, S. 101] die entsprechenden Messwerte zum Schaltzeitpunkt erhoben, um bspw. nachgelagert beim EMT die abgeregelte Energiemenge zu bestimmen. Neben dem in Abschnitt 2.2.1 erwähnten fehlenden Rechtsrahmen für die Anlagensteuerung, ist in der Analyse die Bereitstellung dieses TAF Voraussetzung für die Umsetzung von Dienstleistungen mit Schalthandlungen. Es sei darauf hingewiesen, dass die Messwerte aus technischer Sicht auch über alternative Tarifierungsfälle (bspw. TAF 9 oder TAF 10) und entsprechende Zeitstempel den Schaltzeitpunkten zugeordnet werden können. Aufgrund der Verwendung eines transparenten Kanals vom EMT durch das SMGW hin zur Steuerbox (vgl. Abbildung 6-8) hat das SMGW keine Kenntnisse über den Dateninhalt. Eine Identifizierung, ob es sich um einen Schaltbefehl oder einen Informationsabruf handelt, ist an dieser Stelle nur durch eine derzeit nicht abzusehende technische Weiterentwicklung möglich. Die hypothetische „Generation Zukunft“ beinhaltet insbesondere die Frequenzmessung mit ausreichender Genauigkeit.

In Tabelle 10-1 im Anhang sind die untersuchten Dienstleistungen sowie die Realisierbarkeit je iMSys-Generation aufgeführt. Mit den in der „Generation Start“ enthaltenen Funktionen können fünf von 21 untersuchten Dienstleistungen umgesetzt werden. Die darauffolgende „Generation Netz“ unterstützt neun Dienstleistungen, wobei dieser Wert auf 16 durch die Integration des neuen TAF 14 sowie den bereits diskutierten Verzicht auf ein Schaltprotokoll nach TAF 11 ansteigen kann. Um alle Dienstleistungen mit iMSys zu realisieren, wäre für die „Generation Zukunft“ beispielsweise eine Verbesserung der Frequenzmessung für die Primärregelleistung notwendig. Dies gründet auf dem Lastenheft des FNN [73], welches eine Auflösung der Frequenzmessung von 0,1 Hz und eine Messgenauigkeit von 1 % nennt. Die Anforderungen aus [76] beschreiben jedoch eine Genauigkeit der Frequenzmessung von 10 mHz bei der Regelleistung. Auch wenn das Lastenheft die Minimalanforderungen definiert, so ergibt sich hier eine Diskrepanz.

Bei der Betrachtung des qualitativen SRL-Levels zeigt sich, dass für alle Dienstleistungen die Spezifikationsbeschreibung vorliegt und somit die Stufe 1 gemäß Tabelle 2-1 erreicht ist. Aufgrund des derzeit noch geringen Rolloutumfangs (siehe Abschnitt 2.2) kann kein höheres Level als drei ausgewiesen werden. Die Abrechnung des Energieverbrauchs ist dabei die Dienstleistung, die vermutlich flächendeckend zuerst zum Einsatz kommen wird. Alle weiteren Dienstleistungen sind momentan noch Gegenstand diverser Forschungs- und Umsetzungsprojekte.

Zusammenfassend kann im Bereich Smart Metering festgestellt werden, dass der derzeitige iMSys-Rollout eine überschaubare Anzahl an installierten Komponenten umfasst. Dies steigert sich planmäßig in Deutschland in den nächsten Jahren auf mehrere Millionen Geräte. Unter Einbeziehung der Rollen SMGWA und EMT wird eine standardisierte und flächendeckend verfügbare Infrastruktur geschaffen, welche für die Umsetzung verschiedener Dienstleistungen mit dezentralen Anlagen genutzt werden kann. Dabei ist zu beachten, dass durch den zunächst reduzierten Funktionsumfang der ersten SMGW-Generation nur wenige Dienstleistungen umgesetzt werden können. Durch Firmware-Updates stehen mit der nächsten Generation TAF zur Messwerterhebung zur Verfügung, welche für netzdienliche Anwendungsfälle benötigt werden. Funktionen, die für die Ausgestaltung der in Kapitel 5 detailliert diskutierten Flex-Plattform Voraussetzung sind, sind in diesen iMSys (Generation Netz) enthalten. Aus diesem Grund wird im Feldversuch (vgl. Kapitel 6) diese Gerätegeneration eingesetzt, um die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung aus dezentralen Anlagen demonstrieren zu können.

3 Potenzialanalyse dezentraler Flexibilitäten

Dieses Kapitel untersucht das Flexibilitätspotenzial dezentraler Anlagen und deren regionale Verteilung. Neben definitorischen Grundlagen sowie Vorarbeiten aus der Literatur, enthält Abschnitt 3.1 die Beschreibung des methodischen Ansatzes sowie im Anschluss eine Eingrenzung des Untersuchungsraumes für die Potenzialanalyse (siehe Abschnitt 3.2). Die Ergebnisse hieraus werden im folgenden Abschnitt 3.3 dargestellt. Dabei werden die Analysen aus dem voranstehenden Kapitel 2 genutzt, um das mit iMSys realisierbare Flex-Potenzial zu bestimmen. Abschließend wird eine Regionalisierung des Flex-Potenzials sowie eine Aggregation auf Übertragungsnetzknotten durchgeführt und die Ergebnisse diskutiert.

3.1 Definitionen und Literaturübersicht

Definition Flexibilität:

Für eine Beschreibung des Begriffes „Flexibilität“ im energiewirtschaftlichen Kontext wurde in [77] anlehnend an [78] bzw. [79] folgende Definition eingeführt: „Flexibilität beschreibt die technische Fähigkeit einer Anlage, die aktuelle und/oder prognostizierte Leistung $[P, Q]$ zu verändern. [...] Für einen gezielten Einsatz von Flexibilität sind Ort (sowohl geografisch als auch der Verknüpfungspunkt im Netzgebiet) und der damit einhergehende Wirkradius von Bedeutung“ [77]. In [80] wird Flexibilität als Reaktion auf ein externes Limitierungssignal in einer ähnlichen Form eingeführt. Ergänzend hierzu erfolgt in [81] die Unterscheidung der Erbringungsrichtung (positiv und negativ) von Flexibilität als wichtige Eigenschaft. In diesem Kapitel wird als positives Flex-Potenzial die Erhöhung der Einspeiseleistung bzw. die Verringerung der Abnahmeleistung gemäß der Nomenklatur in der Regelleistung nach [82] definiert.

Definition Potenzial:

In [171] erfolgt eine Klassifizierung der Potenzialbegriffe, welche in [83] weiterentwickelt und in [3] für die heutige Anwendung im Energiesystem aufbereitet werden. In Abbildung 3-1 ist dies auf die in dieser Arbeit durchgeführte Analyse angewendet.

Eine Metastudie in [3, S. 4] zeigt u. a., dass in der Literatur unterschiedliche Bezeichnungen für verschiedene Stufen der Potenzialermittlung verwendet werden. Vielmehr werden unter den Begriffen sowie deren Beschreibung zur Erhebung des Potenzials wechselseitig die Annahmen variiert. Dies führt zu dem Schluss, dass für die Einordnung der Ergebnisse eine klare Definition der Begriffe und deren Abgrenzung in der Klassifizierung stattzufinden hat. Dies geschieht im Folgenden in Anlehnung an [3, S. 10], wobei zusätzlich eine Eingrenzung der Analyse im Kontext dieser Arbeit enthalten ist.

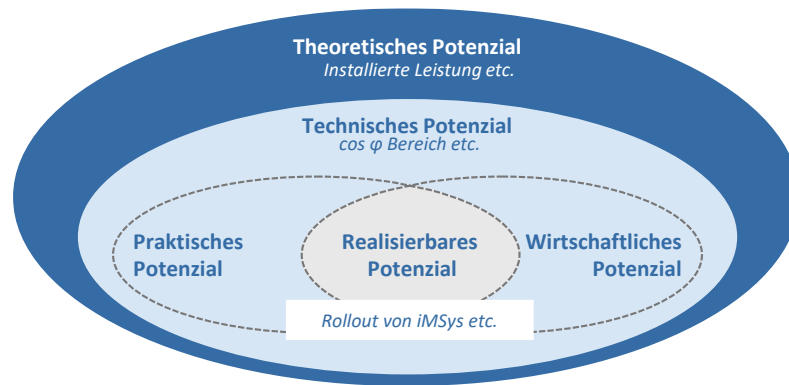


Abbildung 3-1: Klassifizierung der Potenzialbegriffe; nach [3]

Wie in Abbildung 3-1 schematisch dargestellt, ergibt die Analyse des theoretischen Potenzials den höchsten Wert der Potenzialermittlung, da dies u. a. die gesamte installierte Leistung der Flexibilität berücksichtigt. Auch wenn diese Betrachtung in einem theoretischen Wert und einer Überschätzung der nutzbaren Flexibilität resultiert, so sind die darin enthaltenen Informationen, wie bspw. die regionale Verteilung der Anlagen sowie deren installierte Leistung, die Basis für die Bestimmung des technischen Potenzials. Für dessen Ermittlung werden verschiedene Restriktionen, wie bspw. Speicherkapazitäten, bei der Betrachtung der Wirkleistung [6, S. 7] sowie $\cos \varphi$ -Bereiche für die Blindleistungsanalyse berücksichtigt. Weitere Eingrenzungen entstehen gemäß [3, S. 10] durch die Gegenüberstellung der Erlöse mit dem Aufwand für die Flexibilisierung (wirtschaftliches Potenzial) sowie der Beachtung von regulatorischen und administrativen Limitierungen (praktisches Potenzial). Durch den in Kapitel 2 organisatorisch festgelegten iMSys-Rollout bei bestimmten Erzeuger- und Verbrauchergruppen, erfolgt in der hier betrachteten Analyse eine Eingrenzung des technischen Potenzials durch die Erschließbarkeit von dezentralen Anlagen im Kontext des Smart Metering. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass dieses mit iMSys realisierbare Flex-Potenzial durch proprietäre Lösungen erweitert werden kann, was jedoch nicht Teil der hier vorgestellten Betrachtung ist.

Literatur Potenzialanalyse:

Im Folgenden werden einige Studien und Arbeiten vorgestellt, welche sich mit einer Potenzialanalyse von Flexibilität beschäftigen. Hieraus werden in Abschnitt 3.2 die Forschungsfragen für diese Arbeit abgeleitet.

In [37] werden Kosteneinsparpotenziale durch die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten bestimmt und wichtige Treiber diskutiert. Der Fokus der Potenzialanalyse liegt auf zehn verschiedenen Flex-Typen, für welche, neben dem theoretischen Potenzial unter Anwendung von Filter (Faktoren), das nutzbare Wirkleistungs-Potenzial abgeschätzt wird. Von den ≈ 39 GW (zuschaltbare Erzeugung und abschaltbare Last) bzw. ≈ 100 GW (abschaltbare Erzeugung und zuschaltbare Last) theoretischem Flex-Potenzial im Jahr 2023 verbleibt ein realisierbares Potenzial von ≈ 2 bis 10 GW bzw. ≈ 20 bis 40 GW. Für den Einsatz werden vier verschiedene Lastfälle für je eine Stunde untersucht. Die Studie kommt u.a. zu dem Schluss, dass durch die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten Kosteneinsparpotenziale im Kontext des Redispatch von 100 bis 150 Mio. € pro Jahr möglich sind.

In [38] werden die Analysen des Flex-Potenzials aus [37] genutzt, um das wirtschaftliche Potenzial dezentraler Flexibilität im Rahmen des Engpassmanagements auf Verteilnetzebene im

Jahr 2035 zu bestimmen. Das zu- und abschaltbare Potenzial wird dabei symmetrisch über Faktoren, abweichend von dem ungesteuerten Fall über aggregierte Jahreslastgänge, gebildet. Für Wärmepumpen ergibt sich dafür bspw. im Jahr 2035 ein Flex-Potenzial von 6,5 GW aufgrund eines Faktors von 45 %, welcher auf die ungesteuerte Leistung von 14,5 GW angewendet wird. Die Studienergebnisse weisen u. a. eine jährliche Kosteneinsparung beim Netzausbau von $\approx 40\%$ bzw. eine Reduzierung der abgeregelten EE-Menge um 65 % im Jahr 2035 durch die netzdienliche Nutzung von dezentraler Flexibilität aus.

In [39] erfolgt die Analyse des Beitrags von dezentralen Flexibilitätsoptionen für den Ausgleich fluktuierender Erzeugung aus EE-Quellen für das Jahr 2035. Das Verhalten und der Einsatz der verschiedenen Flex-Optionen wird dabei über ein lineares Optimierungsproblem beschrieben, entsprechend gelöst und Verteilnetzlimitierungen gegenübergestellt. Das technische Flexibilitätspotenzial wird dabei je Flexibilitätsoption über einen Bottom-Up-Ansatz untersucht und bietet im Vergleich zum ungesteuerten Fall eine Reduzierung der Residuallast um 8,7 GW. Die Auswirkungen auf die lokale Netzsituation durch die Nutzung dezentraler Flexibilität führt nur in wenigen Fällen zu Verletzungen von Betriebsgrenzen in der Mittelspannung.

Die Beispiele aus der Literatur zeigen, dass Flex-Potenzial aus dezentralen Anlagen grundsätzlich vorhanden ist und eine detaillierte Analyse im Kontext dieser Arbeit weitere Aspekte für die Diskussion beisteuern kann. Dabei erscheint es zielführend Zeitreihen zu betrachten, um die Verfügbarkeit der verschiedenen Flexibilitäten im Jahresverlauf abbilden zu können. Weiterhin ist für die Quantifizierung des realisierbaren Potenzials eine Betrachtung auf der Ebene der Flex-Typen notwendig, da für jeden Typ spezifische iMSys-Vorgaben zu berücksichtigen sind.

3.2 Methodischer Ansatz der Potenzialanalyse

Für die Durchführung der Potenzialanalyse kann ein bereits bestehendes Modell an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft erweitert werden. Dieses ist in [6] sowie [9, S. 44] beschrieben und umfasst im Wesentlichen die Festlegung der zu untersuchenden Anlagen- bzw. Flex-Typen sowie deren Regionalisierung auf Gemeindeebene für die Betrachtungsjahre 2016 und 2030. Weiterhin ist der Wirkleistungsreferenzlastgang je Flex-Typ und Gemeinde sowie die Bestimmung des technischen Flex-Potenzials unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen vorhanden. Ausgehend von dem Wirkleistungsreferenzlastgang wird das Modell in einem ersten Schritt um eine Analyse der Blindleistung ergänzt. Unter Einbindung von Annahmen zum Blindleistungsverhalten sowie Leistungsrestriktionen kann das technische Potenzial für die Veränderung von Blindleistung ausgewiesen werden. Abschließend erfolgt die Verschneidung der Ergebnisse mit dem iMSys-Rollout (siehe Abschnitt 2.2), wodurch sich das technische auf das realisierbare Flex-Potenzial reduziert. Für die Einordnung der netztechnischen Potenzialverfügbarkeit wird dieses realisierbare Potenzial auf Netzknoten aggregiert. Der methodische Ablauf sowie die Abgrenzung zu dem bestehenden Modell ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

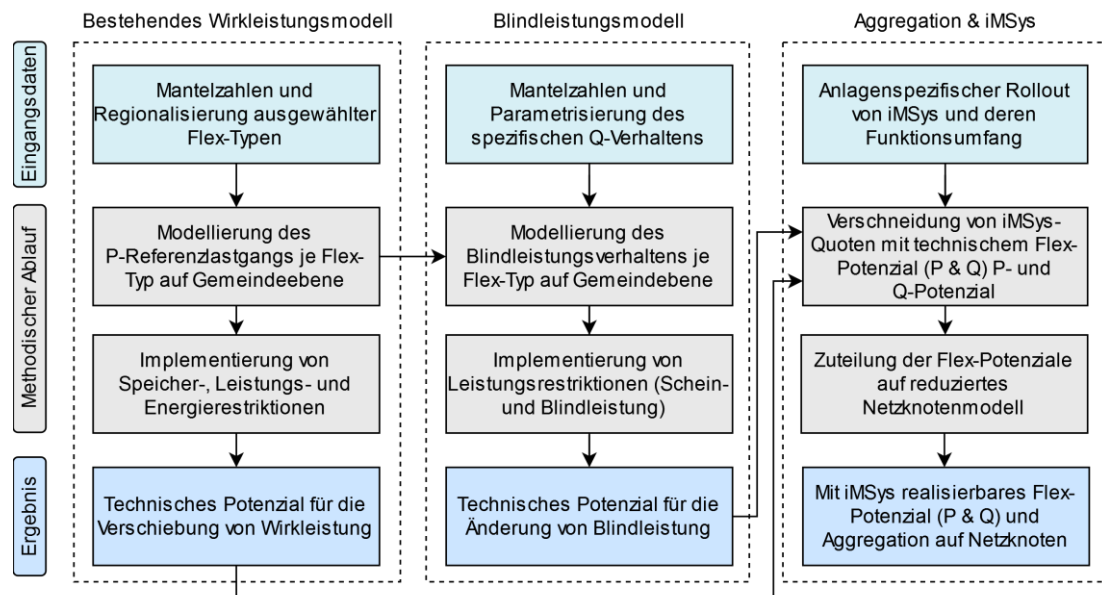


Abbildung 3-2: Methodischer Ablauf der Potenzialanalyse

Der grundsätzliche Einsatz von Flexibilität aus dezentralen Anlagen in einem volatilen Energiesystem wird in der Literatur an vielen Stellen, wie z. B. in [35], [33], [34, S. 177] und [170, S. 4], diskutiert. Die Literaturübersicht in Abschnitt 3.1 zeigt zudem, dass der Fokus oftmals auf der Wirkleistung als Flexibilität liegt. Auch die Betrachtung von dezentralen Flex-Optionen in Kombination mit dem iMSys-Rollout wird lediglich perspektivisch erwähnt. Daher dient der dargestellte methodische Ablauf der Beantwortung folgender Fragestellungen und führt somit zu einer detaillierten und quantitativen Analyse des Flex-Potenzials aus dezentralen Anlagen:

- Welches technische Blindleistungspotenzial kann durch dezentrale Anlagen bereitgestellt werden?
- Welches Wirk- und Blindleistungspotenzial aus dezentralen Anlagen kann durch intelligente Messsysteme realisiert werden?
- Welches regionale Potenzial ist unter Berücksichtigung von Netzknoten verfügbar?

Kurzbeschreibung des bestehenden Wirkleistungsmodells:

Das bereits bestehende Modell umfasst die stationären Flex-Typen Wärmepumpen (WP), elektrische Speicherheizungen (ESH) sowie Hausspeichersysteme (HSS), welche in der Wirkleistungsbetrachtung analysiert werden. PV-Anlagen sind im Gegensatz zur Blindleistungsbetrachtung nicht im Wirkleistungsmodell enthalten, da diese lediglich deren Erzeugungsleistung reduzieren können und dies als Notfallmaßnahme, nach der Ausschöpfung von Lastverschiebung und Speichereinsatz, für netzdienliche Zwecke verwendet wird. [9, S. 45]

Die Regionalisierung von Power-to-Heat (PtH)-Systemen (WP und ESH) basiert auf Daten des Mikrozensus sowie dem FfE-Gebäudemodell. Hieraus können Wohneinheiten verschiedener Baualtersklassen je Gemeinde mit PtH-Anlagen ausgewiesen und deren Anteile entsprechend der Mantelzahlen skaliert werden. Für die regionale Verteilung von Hausspeichersystemen bilden die Daten aus dem Speicher-Monitoring die Grundlage [84], [85], [86]. Darin wird u. a. beschrieben, dass 88 % der HSS im Jahr 2016 bei neuen PV-Anlagen verbaut werden. Durch die Kombination mit den Zubauraten von PV-Anlagen ergibt sich der HSS-Bestand. [9, S. 47]

Im Anschluss an die Regionalisierung erfolgt die Modellierung eines Referenzlastganges in $\frac{1}{4}$ h-Auflösung je Flex-Typ und Gemeinde, wodurch je Flex-Typ eine virtuelle Anlage untersucht wird. Bei PtH-Systemen wird der thermische Bedarf je Gebäudeklasse und Gemeinde auf Basis der Gebäudestruktur sowie des spezifischen Heizwärmebedarfs gebildet. Unter Berücksichtigung der Temperatur und des Gebäudetyps ergibt sich durch die Verwendung eines Standardlastprofils für Gaskunden der Verlauf des täglichen Raumwärmebedarfs. Dabei erfolgt eine Vernachlässigung des Trinkwarmwasserbedarfes, wodurch die Last von Wärmepumpen ganzjährig unterschätzt wird [87], [9, S. 53]. Bei HSS werden ebenso alle Anlagen zu einem virtuellen HSS je Gemeinde zusammengefasst, welcher ein eigenverbrauchsoptimiertes Betriebsverhalten aufweist. Für die Bestimmung der Haushaltslast wird das Standardlastprofil „H0“ nach [88] angewendet. PV-Lastgänge werden aus Einstrahlungsdaten gebildet und gemäß der Anlagenleistung skaliert. [9, S. 56]

Nach der Regionalisierung sowie Modellierung der Referenzlastgänge erfolgt die Bestimmung des technischen Verschiebepotenzials. Die grundlegende Methode besteht darin, dass Flex-Typen zuschaltbar sind, wenn diese in deren Referenzverhalten keine Last aus dem Netz beziehen (analoges Vorgehen bei abschaltbarem Potenzial), wobei nach [6] verschiedene Restriktionen zu beachten sind: Die Leistungsrestriktion begrenzt die maximale Bezugs- bzw. Entladeleistung durch die installierte Leistung. Die Speicherrestriktion sorgt dafür, dass der Speicher bei PtH-Systemen nicht zu tief entladen wird und somit der Wärmebedarf gedeckt werden kann. Zudem wird das zuschaltbare Potenzial so begrenzt, dass maximal so viel Energie eingespeichert wird, wie in den folgenden 24 h benötigt wird. Weiterhin erfolgt über alle Flex-Typen hinweg eine perfekte Vorausschau, wodurch Prognosefehler nicht berücksichtigt werden. Auch Nachholeffekte und Veränderungen im Lastgang, welche durch einen Abruf von Flexibilität auftreten würden, sind in dem bestehenden Modell nicht enthalten. [9, S. 59]

Modellierung des Blindleistungsverhaltens:

Die Analyse des Blindleistungspotenzials umfasst die über Umrichter gekoppelten Flex-Typen Wärmepumpen, Hausspeichersysteme sowie PV-Dachanlagen. Es findet dabei keine Veränderung des Wirkleistungsverhaltens zum Zwecke der Blindleistungsbereitstellung statt. Weiterhin erfolgt keine Unterscheidung zwischen kapazitivem und induktivem Verhalten, wodurch die ausgewiesenen Werte für beide Blindleistungsarten gelten. Die Analyse fokussiert sich auf die Flex-Typen und deren Potenziale, ohne die Beachtung möglicher Limitierungen durch lokale Netzrestriktionen (bspw. Spannungsband).

Die Modellierung des Blindleistungsverhaltens basiert auf dem Referenzlastgang der Wirkleistung sowie den installierten Leistungen je Flex-Typ (vgl. Abbildung 3-2) im Jahr 2016 bzw. 2030. Die Vorgehensweise der Lastgangmodellierung berücksichtigt sowohl Restriktionen als auch Mantelzahlen aus der Wirkleistungsmodellierung [6], [5], [9, S. 44]. Für die daraus abgeleitete Modellierung des Blindleistungsverhaltens sind die aufgeführten Parameter und Annahmen aus Tabelle 10-2 im Anhang relevant. Dabei ist zu erwähnen, dass bei Wärmepumpen lediglich Anlagenkonzepte berücksichtigt werden, welche über einen Inverter angebunden sind [89], [44, S. 199]. Für alle betrachteten Flex-Typen gilt, dass das Auslegungsverhältnis von Schein- zu Wirkleistung „eins“ beträgt. Wirkleistung wird dabei prioritär behandelt, wodurch die Blindleistung zur Einhaltung der Scheinleistungskapazität begrenzt wird (siehe Abbildung 3-3). Weiterhin besteht die Annahme, dass die Umrichter unabhängig der Wirkleistung Blindleistung bereitstellen können (Q-Base-Pot.). Dies ist heute mit einigen PV-Wechselrichtern möglich [90] und wird daher für das Betrachtungsjahr 2030 anteilig für alle Flex-Typen berücksichtigt.

In Abbildung 3-3 ist exemplarisch die Modellierung des Blindleistungsverhaltens ausgehend von einem PV-Wirkleistungsgang für die Annahmen (vgl. Tabelle 10-2 im Anhang) im Jahr 2016 bzw. 2030 dargestellt. Die bereits beschriebene Auslegung der Schein- zur Wirkleistung und deren Auswirkung auf die Blindleistung ist in den Mittagsstunden erkennbar. Aufgrund der hohen Wirkleistung (1) und der Begrenzung durch die Scheinleistung (2) werden der $\cos \varphi$ und somit die Blindleistung (3) angepasst. In den Nachtstunden kann im Jahr 2030 trotz fehlender Wirkleistung ein Band an Blindleistung (Q-Base-Pot.) bereitgestellt werden (4). Dieses bildet solange das maximale Q-Potenzial, bis die Blindleistung (hervorgerufen durch den $\cos \varphi$ in Kombination mit der Wirkleistung) diesen Wert übersteigt (5). Das technische Q-Potenzial entspricht dem Bereich unter den Blindleistungsgraphen. Im Vergleich zu der Wirkleistungsmodellierung gibt es somit kein Referenz-Blindleistungsverhalten, von welchem abweichend das Flex-Potenzial für die Verschiebung der Blindleistung bestimmt wird. Die dargestellte Modellierungslogik wird auf die weiteren Flex-Typen übertragen.

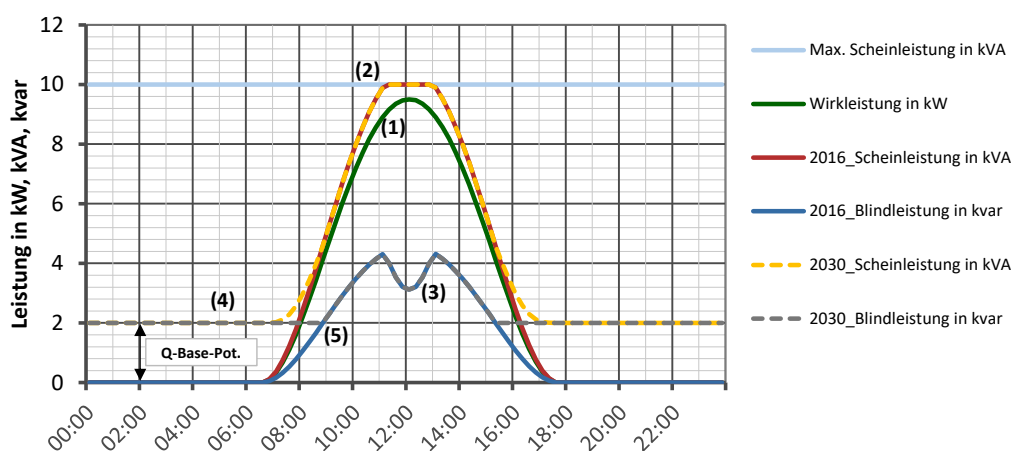


Abbildung 3-3: Exemplarische Darstellung der Blindleistungsmodellierung für einen PV-Lastgang im Jahr 2016 und 2030

Netzaggregation:

Das technische sowie realisierbare Flex-Potenzial wird auf Gemeindeebene ausgewiesen. Für die Abbildung des Potenzials in der Netzebene, wird die Methodik zur Bildung von „Voronoi-Regionen“ angewendet, welche in [91] eingeführt und in [5] adaptiert wird: Dabei werden ca. 450 Übertragungsnetzknotten nach [92] und [93] lokalisiert. In einigen Gebieten mit hoher Verbrauchsdichte liegen die Netzknotten nahe aneinander. Um die Anzahl zu reduzieren, werden eng beieinanderliegende Netzknotten zusammengefasst¹, was aufgrund des hohen Verschmutzungsgrades auf der Übertragungsnetzebene als zulässig angenommen wird. Hierdurch reduziert sich die Anzahl auf ca. 250 Knotten, denen anteilig die umliegenden Gemeinden bzw. deren Flex-Potenziale zugewiesen werden. Die Anwendung des Voronoi-Ansatzes findet sich auch in der Literatur wieder. So wird in [37, S. 161] ein ähnliches Vorgehen für die Zuweisung von Last- und Einspeisewerte auf Postleitzahl-Ebene auf Übertragungsnetzknotten durchgeführt.

¹ Wenn der Abstand zwischen zwei Netzknotten kleiner ist als der mittlere Abstand aller Knotten

Abrufdauer:

Die Abrufdauer beschreibt das Potenzial je Flex-Typ, welches mindestens für die angegebene Zeitdauer unter Einhaltung der Restriktionen im Modell vorhanden ist und auch als Verschiebedauer bezeichnet werden kann. In [6] werden für die Abrufdauer der Flexibilität verschiedene Werte zwischen 0,25 h und 4 h untersucht. Die notwendige Abrufdauer ist von der Potenzialnutzung abhängig. Im Bereich des netzdienlichen Einsatzes kann eine Einordnung der in [6] eingeführten Abrufdauern auf Basis der vergangenen Maßnahmen aus dem Einspeisemanagement (EinsMan) herangezogen werden. Dabei werden in Abbildung 3-4 die veröffentlichten EinsMan-Einsätze von vier Verteilnetzbetreibern² hinsichtlich der Dauer ausgewertet. Bei annähernd 50 % der EinsMan-Einsätze je Anlage lagen diese in den Jahren 2015 bis 2019 in einem Bereich von bis zu zwei Stunden, wodurch dieser Wert als Verschiebungsdauer bei den spezifischen Auswertungen in Abschnitt 3.3 bezüglich der Potenzialanalyse verwendet wird.

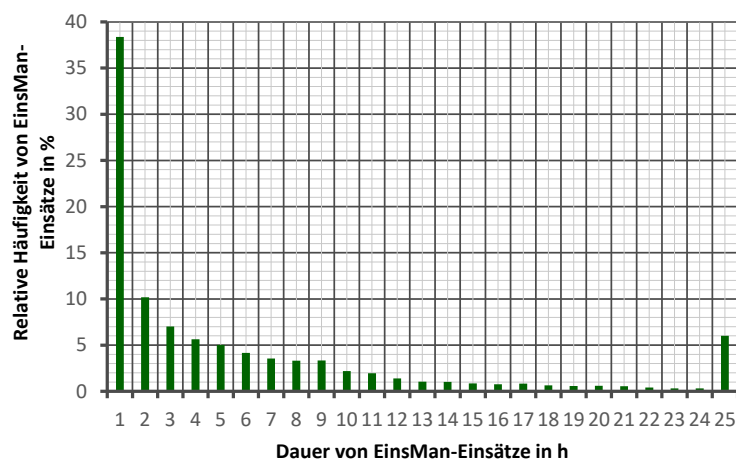


Abbildung 3-4: Häufigkeitsverteilung der Dauer von EinsMan-Einsätzen in den Jahren 2015 bis 2019; nach [4]

3.3 Ergebnisse der Potenzialanalyse

Auf Basis des methodischen Ansatzes in Abschnitt 3.2 findet die Durchführung der Potenzialanalyse als Jahressimulation in $\frac{1}{4}$ h Schritten statt. In der anschließenden Auswertung des Flex-Potenzials aus dezentralen Anlagen werden verschiedene Untersuchungskriterien herangezogen. Diese umfassen sowohl die Höhe als auch die zeitliche und räumliche Verteilung, wobei jeweils zwischen Wirk- und Blindleistung für das technische sowie realisierbare Potenzial unterschieden wird.

3.3.1 Technisches Potenzial

Die Analyse des technischen Flex-Potenzials wird im Abschnitt 3.3.1.1 für die Wirk- und in 3.3.1.2 für die Blindleistung vorgestellt. In der Ergebnisdarstellung findet keine Unterscheidung zwischen den einzelnen Flex-Typen statt, wodurch das gesamte Flex-Potenzial analysiert wird.

² Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, E.DIS Netz GmbH und Schleswig-Holstein Netz AG

3.3.1.1 Wirkleistung

Das technische Flex-Potenzial für das Jahr 2016 ist in [6] und [9, S. 66] veröffentlicht und wird in Abbildung 3-5 zusammengefasst, um die Veränderungen für das Jahr 2030 basierend auf den Szenariowerten gemäß Tabelle 10-2 im Anhang darzustellen. [6]

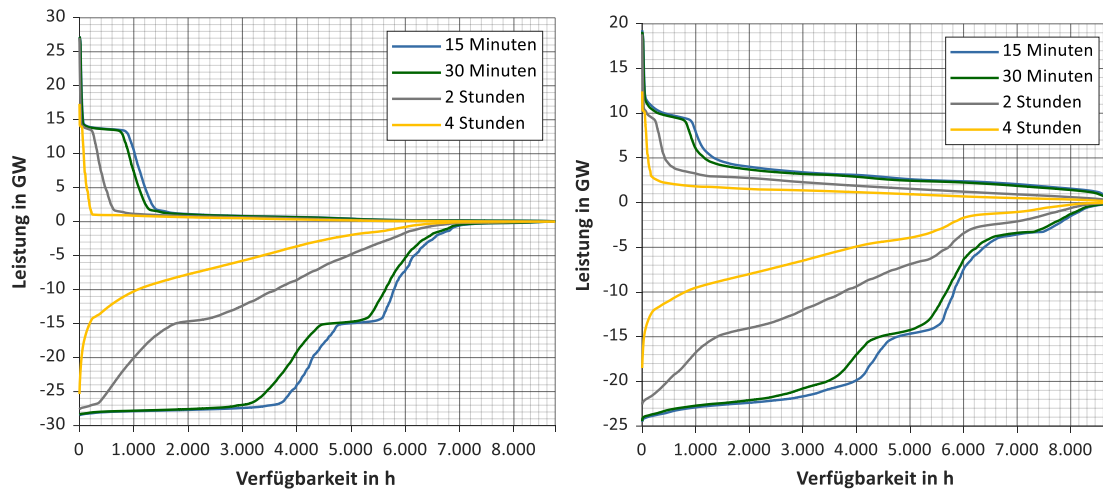


Abbildung 3-5: Technisches Wirkleistungspotenzial für das Jahr 2016 (linke Darstellung) und 2030 (rechte Darstellung); nach [5] und [6]

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass eine längere Verschiebedauer in einem niedrigeren Flex-Potenzial resultiert. Aufgrund der installierten Leistung der betrachteten Flex-Typen im Jahr 2016 wird das gesamte Flex-Potenzial durch die ESH dominiert (vgl. Tabelle 10-2 im Anhang). Daher ergibt sich das höchste positive Flex-Potenzial (abschaltbare Leistung) bei Zeitschritten, in welchen sich sowohl vorwärts- als auch rückwärtsgesteuerte ESH in deren Referenzverhalten überlagern. Das anschließende Plateau bei ca. 13 GW enthält Zeitschritte, in denen entweder vorwärts- oder rückwärtsgesteuerte ESH abschaltbar sind. Die weiteren Flex-Typen WP und HSS weisen in der Jahresbetrachtung im Vergleich zu ESH ein konstanteres positives Flex-Potenzial auf. Dieses ist jedoch aufgrund der geringen Leistungswerte (WP bis zu 2 GW, HSS bis zu 0,3 GW) in der Darstellung nur bedingt sichtbar. Diese Erkenntnis findet sich ebenso in der Betrachtung des negativen Flex-Potenzials (zuschaltbare Leistung). Auch hier sind die dargestellten Flex-Potenziale stark geprägt von den ESH, wobei die Möglichkeit der Zuschaltung von Wirkleistung über einen deutlich längeren Zeitraum besteht. Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, umfasst das Flex-Potenzial die Abweichung vom Referenzverhalten unter Berücksichtigung von Restriktionen. Somit ist bei den ESH auch für das Jahr 2030 in der Referenz das vorwärts bzw. rückwärtsgesteuerte Lastverhalten in den Freigabezeiten hinterlegt. Eine sinnvolle Anpassung dieser Struktur erscheint möglich und würde sowohl die Referenz und somit auch das Flex-Potenzial beeinflussen. Bei der Interpretation ist die bereits genannte Vernachlässigung von Nachholeffekten aufgrund eines Flex-Abrufs auf die folgenden Zeitschritte zu beachten. [6], [9, S. 66]

Die rechte Darstellung in Abbildung 3-5 zeigt die Verläufe der Potenzialbetrachtung für das Jahr 2030, welche aufgrund der gleichbleibenden Modellierung denen aus dem Jahr 2016 ähneln. Vorwiegend nimmt die Veränderung der Mantelzahlen hinsichtlich der installierten Leistung der verschiedenen Flex-Typen Einfluss auf die Ergebnisse (vgl. Tabelle 10-2 im Anhang).

Dies zeigt sich u. a. bei der Betrachtung des positiven Flex-Potenzials. Durch die höheren Leistungen von HSS und WP steht für 7.000 h im Jahr eine abschaltbare Leistung von mindestens 1 GW bei einer Verschiebedauer von 2 h zur Verfügung. [5]

Neben den aus Abbildung 3-5 nach der Leistung sortierten Werte, liegt in Abbildung 3-6 der Fokus auf dem zeitlichen Auftreten des Flex-Potenzials. Werte kleiner als 1 MW werden weiß hinterlegt. Markant sind v. a. die Übergänge der abschaltbaren Wirkleistung, die durch die ESH hervorgerufen werden. Bei diesen Anlagen endet die Freigabezeit in der Referenz um 6 Uhr, wodurch bei der dargestellten Verschiebedauer von 2 h spätestens um 4 Uhr die Leistung abgeschaltet werden kann. Das Freigabefenster der ESH beginnt um 22 Uhr und ermöglicht ab diesem Zeitpunkt die Leistungsabschaltung. Bei der zuschaltbaren Leistung verhält es sich ähnlich: Auch hier dominiert der Einfluss der ESH, welcher insbesondere bei der Betrachtung der Wintermonate zu erkennen ist. Bis spätestens 20 Uhr können sowohl die in der Referenz vorwärts- als auch rückwärtsgesteuerten ESH zugeschaltet werden, wodurch das Flex-Potenzial auf bis zu 27,6 GW ansteigt. [5, S. 66]

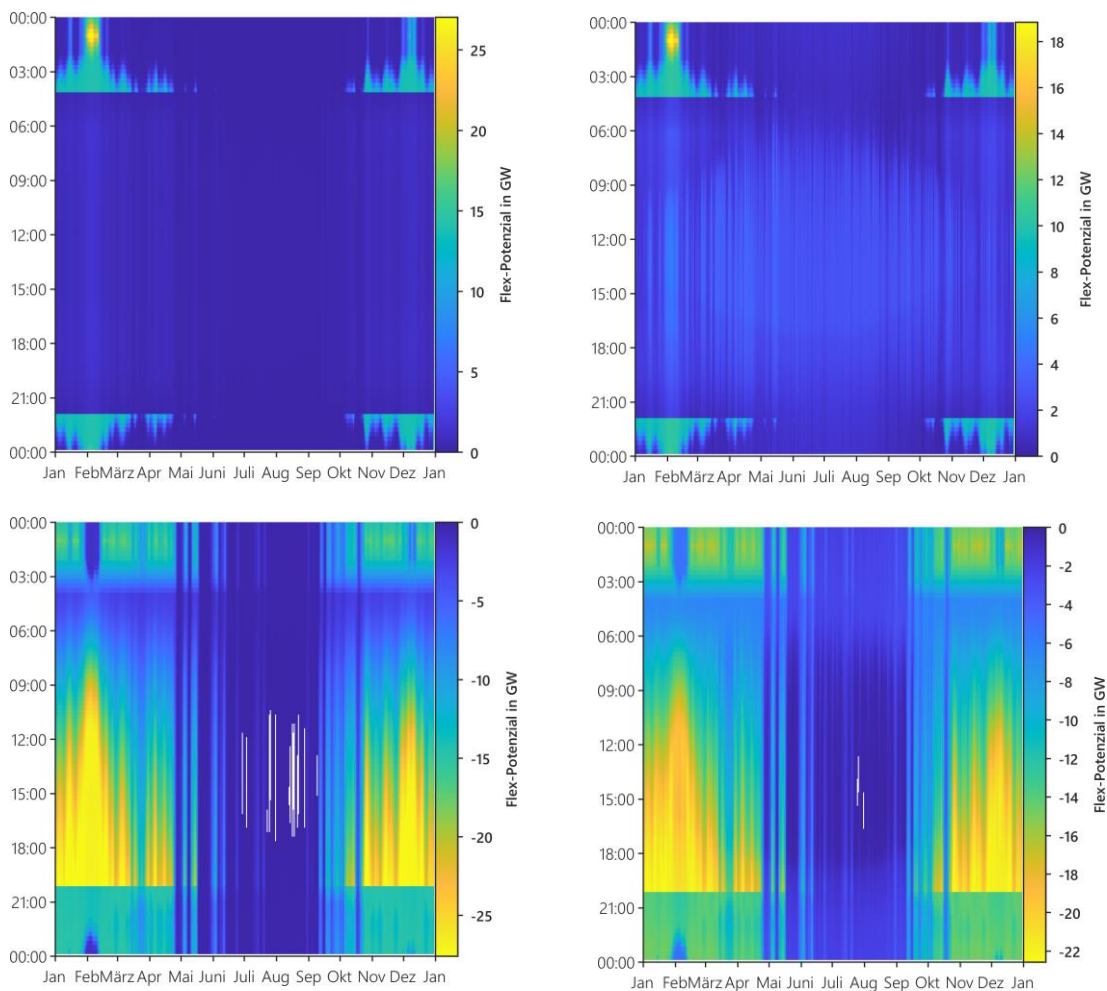


Abbildung 3-6: Zeitliches Auftreten des abschaltbaren (oben) sowie zuschaltbaren (unten) Wirkleistungspotenzials für eine Verschiebedauer von 2 h im Jahr 2016 (links) und 2030 (rechts)

Der Vergleich der beiden Betrachtungsjahre in Abbildung 3-6 zeigt wie bereits erwähnt, v. a. eine über das Jahr stetigere Verfügbarkeit des Flex-Potenzials in 2030. Dies liegt im Wesentlichen an den HSS, welche zur Mittagszeit in den Sommermonaten bis zu 2,9 GW an abschaltbarer

Leistung zur Verfügung stellen. Auch die höhere installierte Leistung von Wärmepumpen im Jahr 2030 ergibt insbesondere in den Nachtstunden ein über das Jahr konstanteres Flex-Potenzial als in 2016.

3.3.1.2 Blindleistung

Die Analyse des technischen Verschiebepotenzials der Blindleistung basiert auf dem Referenzlastgang der Wirkleistung (vgl. Abbildung 3-2), der Modellierung des Blindleistungsverhaltens gemäß Abbildung 3-3 sowie den Mantelzahlen aus Tabelle 10-2 im Anhang. Wie bei der Wirkleistung resultiert auch in dieser Betrachtung ein geringeres Potenzial bei längeren Abrufdauern. Die Betrachtung der Jahresdauerlinien in Abbildung 3-7 zeigt für das Jahr 2016 im Wesentlichen das Potenzial der PV-Anlagen, da die beiden weiteren Flex-Typen Inverter-Wärmepumpen (IWP) und HSS lediglich mit einem Maximalwert von $\approx 0,06$ bzw. $\approx 0,04$ Gvar zum Gesamtpotenzial beitragen. Die deutlichste Veränderung im Jahr 2030 erfolgt durch die Modellannahme, dass alle Flex-Typen, unabhängig von der Wirkleistung, 20 % der Scheinleistung als Blindleistung bereitstellen können ($\approx 11,2$ Gvar). Das Blindleistungsband wird reduziert, wenn sich die Wirkleistung der installierten Scheinleistung nähert und keine Kapazität für die Blindleistung aufgrund des angenommenen Vorrangs der Wirkleistung verbleibt. Dies tritt aufgrund der Modellierung auf Gemeindeebene (virtuelle Anlage) nur zu wenigen Zeitpunkten mit geringem Einfluss auf. Bei der Betrachtung von Einzelanlagen wäre die Einschränkung stärker erkennbar, wodurch das Potenzial an dieser Stelle überschätzt wird.

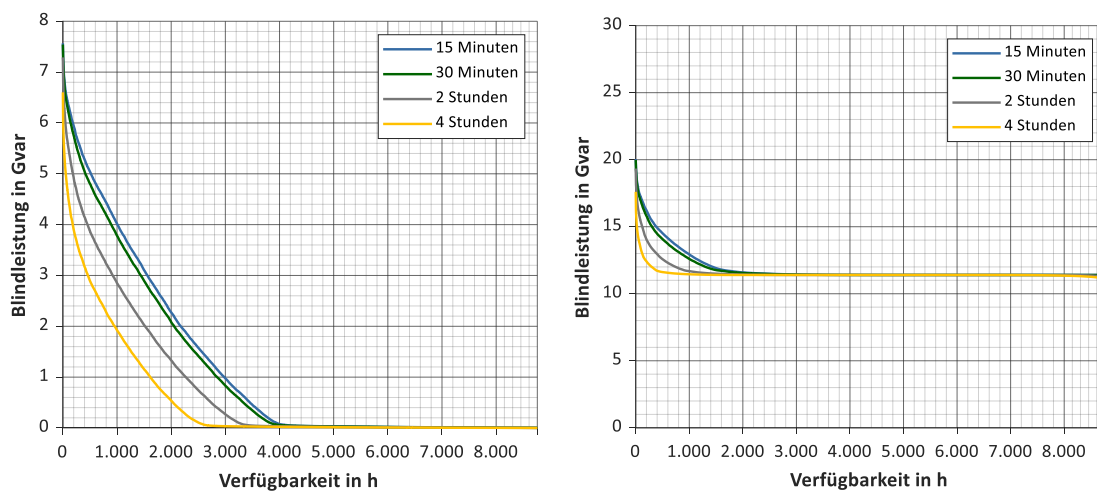


Abbildung 3-7: Technisches Blindleistungspotenzial für das Jahr 2016 (linke Darstellung) und 2030 (rechte Darstellung)

Die Erkenntnisse aus der Analyse der Jahresdauerlinien decken sich mit dem zeitlichen Auftreten des Blindleistungspotenzials in Abbildung 3-8. In den Darstellungen finden sich die maximalen Potenziale zu Zeiten mit hoher PV-Leistung (bis zu 7,3 Gvar). Außerhalb dieser ist im Jahr 2016 das Flex-Potenzial kleiner als 50 Mvar. Durch die höhere installierte Leistung der Flex-Typen und dem größeren $\cos \phi$ -Bereich steigt das maximale Blindleistungspotenzial für eine Verschiebedauer von 2 h auf $\approx 19,3$ Gvar im Jahr 2030. Die höchsten Werte treten abermals zu Zeiten hoher PV-Leistung aufgrund deren Dominanz bzgl. der installierten Leistung auf. Werte kleiner als 1 Mvar werden wiederum weiß hinterlegt.

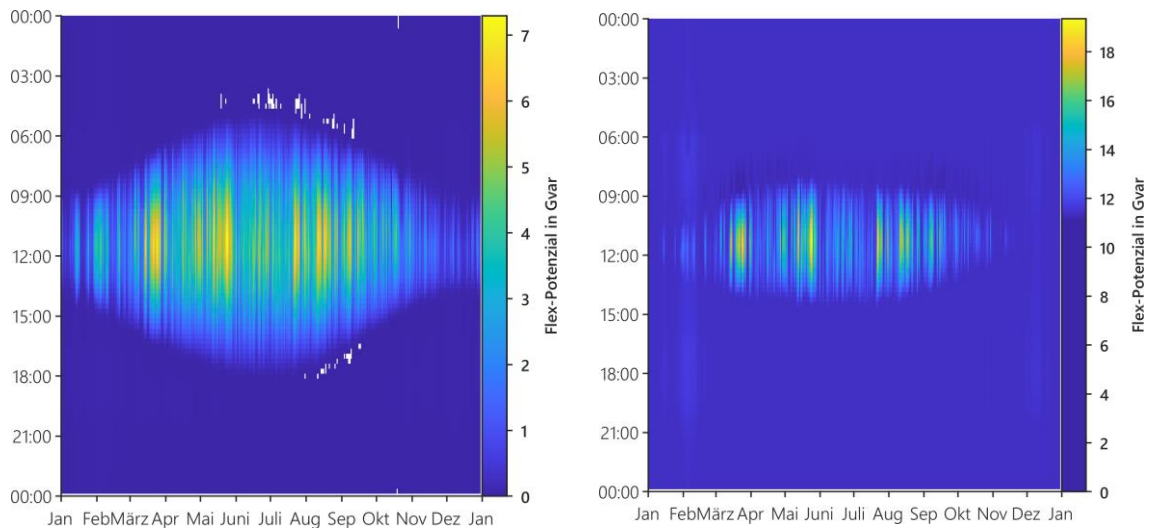


Abbildung 3-8: Zeitliches Auftreten und Höhe des technischen Blindleistungspotenzials für eine Verschiebedauer von 2 h für das Jahr 2016 (links) und 2030 (rechts)

Sensitivitätsanalyse:

Der Bereich des $\cos \varphi$ sowie die Höhe des Q-Base-Pot. sind für das Jahr 2030 über alle Flex-Typen mit Unsicherheiten behaftet, weshalb die Auswirkung von Parameteränderungen in einer Sensitivitätsanalyse untersucht wird. Zusätzlich zeigt die rechte Darstellung in Abbildung 3-7 ein Blindleistungsband, welches nur in wenigen Stunden des Jahres eingeschränkt wird. Ein Grund hierfür könnte der methodische Ansatz der Modellierung auf Gemeindeebene sein, wodurch je Flex-Typ geringe Leistungsspitzen der virtuellen Anlagen im Vergleich zur installierten Leistung ausgewiesen werden. Daher wird in der Sensitivitätsanalyse das Sizing Ratio (SR) so angepasst, dass die installierte Leistung je Gemeinde und Flex-Typ der maximalen Leistungsspitze (SR min) entspricht. Eine weitere Variante passt das Sizing Ratio (SR Kipp) an, dass im Fall der maximalen Leistungsspitze die wirkleistungsunabhängige Q-Bereitstellung (Q-Base-Pot.) noch möglich ist (vgl. Abbildung 3-3). Die Herleitung ist in den Formeln (3-1), (3-2) und (3-3) aufgeführt.

$$Q_{Base-Pot. (t,g)} = q_{Faktor} * S_{inst (t,g)} = q_{Faktor} * P_{inst (t,g)} * SR_{(t,g)} \quad (3-1)$$

$$Q_{Diff (t,g)} = \sqrt{(SR_{(t,g)} * P_{inst (t,g)})^2 - P_{max (t,g)}^2} \quad (3-2)$$

$$SR_{Kipp (t,g)} = \sqrt{\frac{P_{max (t,g)}^2}{(1 - q_{Faktor}^2) * P_{inst (t,g)}^2}} \quad (3-3)$$

t, g	Flex-Typ t je Gemeinde g
q_{Faktor}	Anteil der wirkleistungsunabhängigen Q-Bereitstellung
S_{inst}	Installierte Scheinleistung in kVA
P_{inst}	Installierte Wirkleistung in kW
SR	Sizing Ratio als Verhältnis von S zu P
P_{max}	Maximale Wirkleistung im Jahreslastgang in kW
Q_{diff}	Blindleistungskapazität bei maximaler Wirkleistung in kvar

In Abbildung 3-9 ist die Sensitivitätsanalyse mit der kombinatorischen Auswahl des Sizing Ratio (SR min, SR Kipp, SR 1), des $\cos \varphi$ (0,95 und 0,9) sowie der Höhe des Q-Base-Pot (0,2 und 0,1) dargestellt.

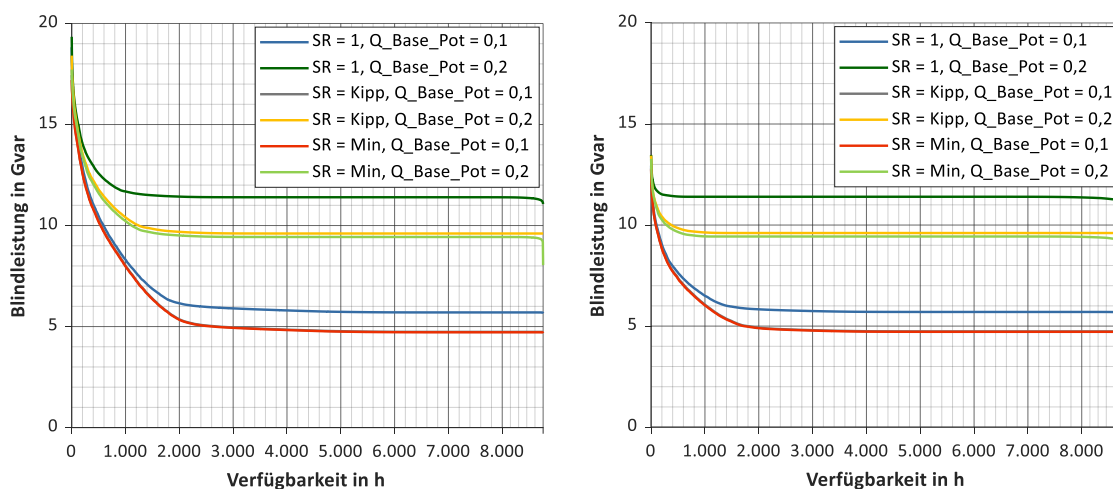


Abbildung 3-9: Sensitivität der Jahresdauerlinie des Blindleistungspotenzials für das Jahr 2030, einer Verfügbarkeit von 2 h und einem $\cos \varphi$ von 0,9 (linke Darstellung) bzw. 0,95 (rechte Darstellung)

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass das maximale Blindleistungspotenzial bei einem niedrigeren $\cos \varphi$ -Wert aufgrund der Wirkleistungsabhängigkeit ansteigt (vgl. linke mit rechter Darstellung in Abbildung 3-9). Die Veränderung der wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung (Q-Base-Pot) bestimmt das Blindleistungsband, welches über viele Stunden im Jahr zur Verfügung steht. Das Q-Base-Pot wird in Bezug auf die installierte Scheinleistung gebildet und verändert sich daher mit dem Sizing Ratio. Dieses limitiert in wenigen Stunden im Jahr das Blindleistungspotenzial. Der Einfluss ist dabei weniger markant als ursprünglich vermutet, weshalb die roten und hellgrauen Linien nahezu deckungsgleich sind. Dies liegt an der Dominanz der installierten PV-Leistung und den wenigen Lastspitzen auf Gemeindeebene. Dennoch zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass das technische Blindleistungspotenzial sehr stark mit der Änderung ausgewählter Annahmen bzw. Parameter variiert.

3.3.2 Mit iMSys realisierbares Potenzial

Die Ergebnisse aus Abschnitt 3.3.1 weisen das technische Flex-Potenzial aus. Für eine Nutzung des Potenzials ist eine Mess- bzw. Steuerinfrastruktur notwendig, über welche die Anlagen kommunikationstechnisch angebunden sind. Hierfür kann der Rollout von intelligenten Messsystemen genutzt werden, welcher den verschiedenen Flex-Typen gemäß Abschnitt 2.2 individuell zugeordnet werden kann. Es erfolgt die Annahme, dass im Jahr 2030 der verpflichtende Rollout vollständig umgesetzt ist. Zusätzliche lokale Restriktionen, wie bspw. veraltete Anlagentechnik bei elektrischen Speicherheizungen [94], werden nicht berücksichtigt, wodurch das Potenzial tendenziell überschätzt wird. Das mit iMSys realisierbare Flex-Potenzial stellt somit gemäß Abbildung 3-1 eine Teilmenge des technischen Potenzials dar. In der folgenden Tabelle 3-1 sind die Einschränkungen und Annahmen je Flex-Typ aufgeführt.

Tabelle 3-1: Übersicht über das realisierbare Flex-Potenzial mit iMSys

Flex-Typ	Leistung	Beschreibung zur iMSys Anbindung
Elektrische Speicherheizung	Abschaltbare Wirkleistung	Ausstattung mit iMSys gemäß Durchdringung nach § 14a EnWG
	Zuschaltbare Wirkleistung	Nicht vorgesehen
Wärmepumpen	Abschaltbare Wirkleistung	Ausstattung mit iMSys gemäß Durchdringung nach § 14a EnWG
	Zuschaltbare Wirkleistung	Ausstattung mit iMSys gemäß Durchdringung nach § 14a EnWG sowie Annahme eines Smart-Grid-Ready [95] Anteil von 50 % im Jahr 2030
	Blindleistung	Ausstattung mit iMSys gemäß Durchdringung nach § 14a EnWG sowie Annahme eines IWP-Anteil von 50 % im Jahr 2030
Batteriespeicher	Abschaltbare Wirkleistung	Ausstattung mit iMSys derzeit nicht vorgesehen; Erschließungseffekt durch PV-Anlagen mit iMSys-Pflicht
	Zuschaltbare Wirkleistung	
	Blindleistung	
Photovoltaik	Blindleistung	Ausstattung mit iMSys bei Anlagen mit installierter Leistung zwischen 7 und 100 kW

3.3.2.1 Wirkleistung

Wie aus Tabelle 3-1 ersichtlich, orientiert sich das abschaltbare Potenzial von PtH-Systemen (ESH und WP) an der Durchdringung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14a EnWG), welche über Fernwirk- bzw. Rundsteuertechnik angebonden sind [96, S. 142], [61], [63]. Im Jahr 2016 sind nach [96, S. 142] ca. 1,4 Millionen Anlagen als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen gemeldet. Auf Wärmepumpen entfallen ca. 20 % und Elektrische Speicherheizungen machen mit ca. 73 % den Großteil der § 14a-Anlagen aus. Von den ≈1,4 Millionen Anlagen verfügen ca. 56 % über eine Anbindung mit Fernwirk- bzw. Rundsteuertechnik, welche für das hier untersuchte realisierbare Potenzial mit einem iMSys angebonden werden. Für das zuschaltbare Potenzial kommen lediglich WP in Frage, welche gemäß dem „Smart-Grid-Ready Label“ nach [95] die Leistung durch ein externes Signal erhöhen können. Hausspeichersysteme stellen nach [63] keine explizite Kategorie im iMSys-Rollout dar. Dennoch ist nach [97, S. 124] die Möglichkeit der externen Steuerung der Wirk- und Blindleistung Teil der Bedingung für eine staatliche Förderung. Daher werden HSS in der Untersuchung des realisierbaren Potenzials berücksichtigt, welche bei PV-Anlagen mit verpflichtenden iMSys (installierte PV-Leistung > 7 kW) verbaut sind. Eine Auswertung nach [17] ergibt, dass von den dort angegebenen ≈83.500 HSS ca. 35 % bei PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 7 und 100 kW installiert sind. Die jeweiligen Anteile des realisierbaren Flex-Potenzials je Flex-Typ werden in das Jahr 2030 übertragen. Die schrittweise Bildung des realisierbaren Wirkleistungspotenzials ist in Abbildung 3-10 für ESH und WP sowie in Abbildung 10-1 im Anhang für HSS dargestellt.

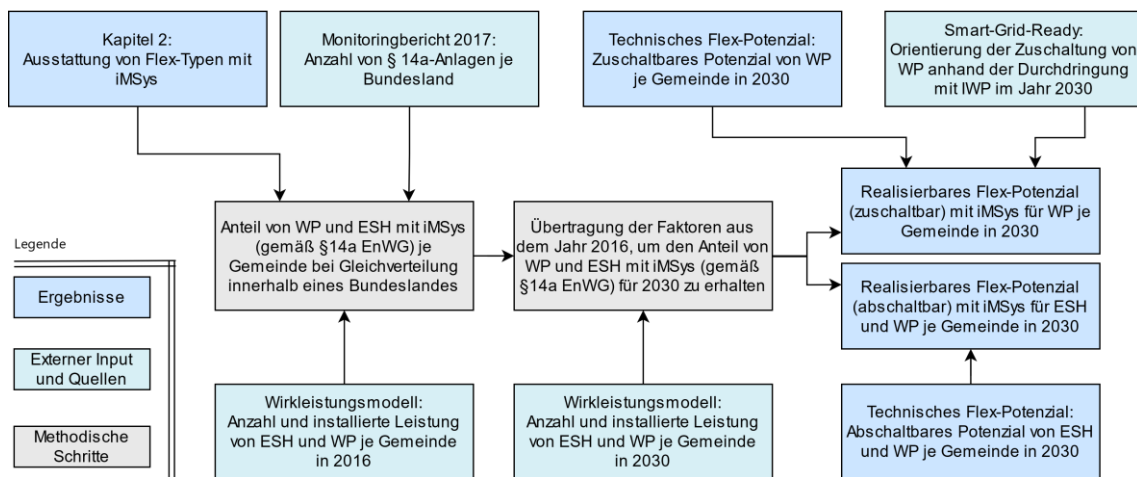


Abbildung 3-10: Bestimmung des realisierbaren Wirkleistungspotenzials für WP und ESH

Die Gegenüberstellung des technischen und realisierbaren Flex-Potenzials ist in Abbildung 3-11 für das Jahr 2030 auf Basis der Annahmen aus Tabelle 3-1 dargestellt. Die Betrachtung ergibt, dass für eine Verschiebedauer von zwei Stunden ca. 30 % des gesamten abschaltbaren Wirkleistungspotenzials mit der iMSys-Infrastruktur erschlossen werden kann. Die Betrachtung des zuschaltbaren Flex-Potenzials ergibt mit $\approx 10\%$ eine deutlich geringere Quote. Grund hierfür ist v. a. der Aspekt, dass die Zuschaltung von elektrischen Speicherheizungen nicht über das iMSys vorgesehen ist und somit dieses technische Potenzial derzeit nicht realisiert werden kann. Eine Ausweitung der § 14a EnWG-Regelung im Wärmesektor könnte zusätzliches realisierbares Flex-Potenzial zur Abschaltung von Leistung generieren. Sollte der iMSys-Rollout auch PV-Anlagen mit einer geringeren Leistung als 7 kW umfassen, so könnte weiteres Potenzial bei den HSS realisiert werden.

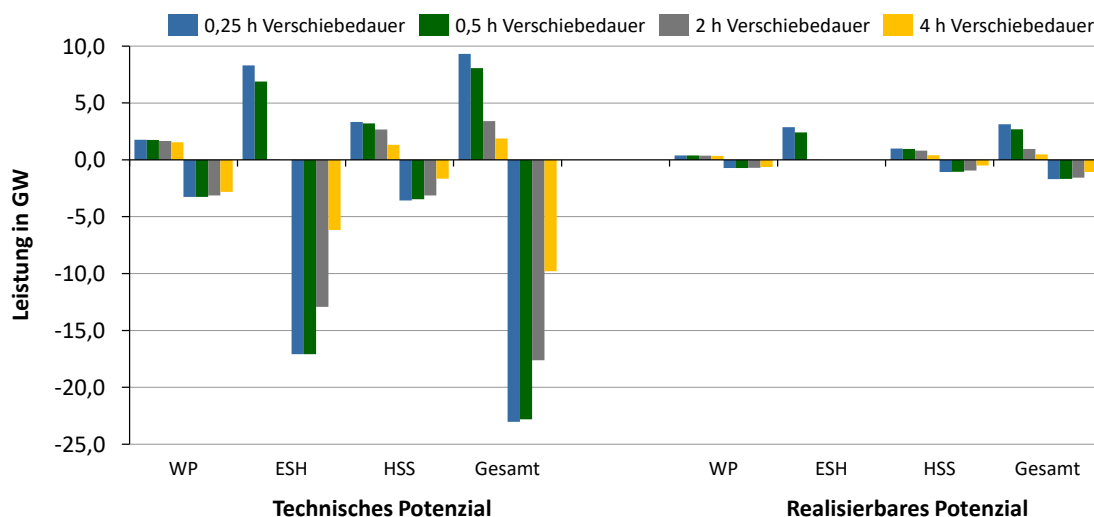


Abbildung 3-11: Wirkleistung: Vergleich des technischen und realisierbaren Flex-Potenzials bei einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030

3.3.2.2 Blindleistung

Die Analyse des mit iMSys realisierbaren Blindleistungspotenzials basiert bei Wärmepumpen bzw. Hausspeichersystemen [98] auf den methodischen Zwischenergebnissen der Wirkleistungsanalyse aus Abschnitt 3.3.2.1. Dabei werden die Anteile der WP nach § 14a EnWG bzw. die Verortung von HSS bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung größer 7 kW verwendet, um das technische Flex-Potenzial einzugrenzen (siehe Abbildung 3-12). Bei PV-Anlagen ergibt sich ab dieser Anlagengröße eine verpflichtende iMSys-Ausstattung (siehe Abschnitt 2.2). Für die Einteilung der gesamten PV-Leistung in verschiedene Leistungsklassen erfolgt eine Auswertung des Marktstammdatenregisters [17]. Von den dort hinterlegten ca. 1,9 Mio. PV-Dachanlagen (≈ 40 GW) kann $\approx 56\%$ der Leistung in die Kategorie von 7 bis 100 kW eingeordnet werden (≈ 22 GW) und sind daher für das realisierbare Flex-Potenzial relevant. Analog zur Betrachtung des Wirkleistungspotenzials werden bei der Analyse der Blindleistung die jeweiligen Anteile des realisierbaren Flex-Potenzials je Flex-Typ in das Jahr 2030 übertragen.

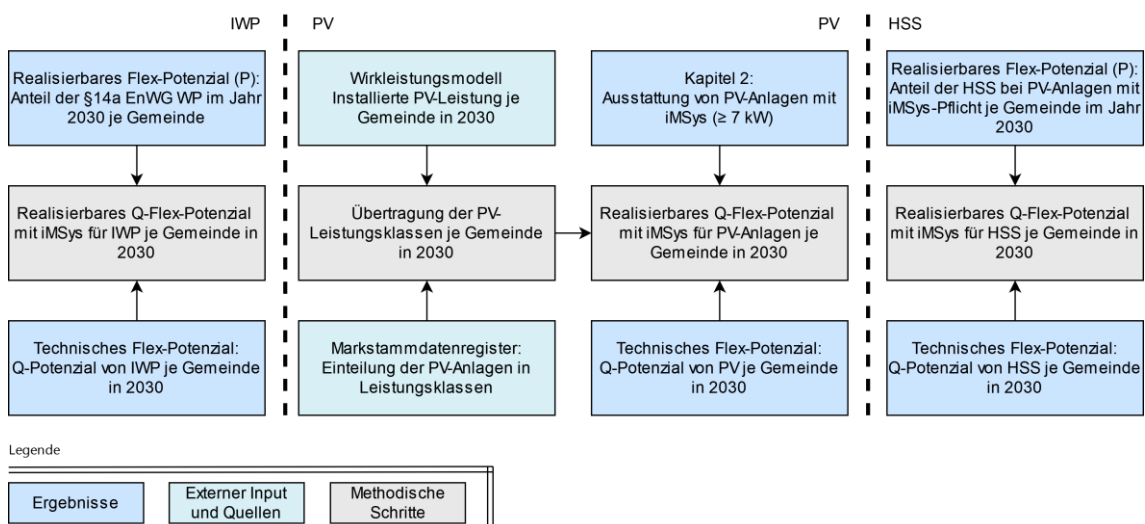


Abbildung 3-12: Ablauf zur Bestimmung des realisierbaren Blindleistungspotenzials

Die Ergebnisse des mit iMSys realisierbaren Blindleistungspotenzials sind in Abbildung 3-13 dargestellt und werden mit dem technischen Potenzial im Jahr 2030 verglichen. Im Gegensatz zur Wirkleistungsbetrachtung in Abschnitt 3.3.2.1 ist die Erschließungsquote mit ca. 50 % in Bezug auf das gesamte Flex-Potenzial deutlich höher. Dies liegt im Wesentlichen an dem hohen Leistungsanteil von PV-Anlagen, welche im iMSys-Rollout berücksichtigt sind. Die beiden weiteren Flex-Typen Inverter-Wärmepumpen und Hausspeichersysteme tragen in geringerem Umfang zu dem realisierbaren Potenzial bei. Analog zu der Interpretation der Ergebnisse aus Abschnitt 3.3.1.2 würde auch bei der Betrachtung des realisierbaren Flex-Potenzials in Bezug auf die Blindleistung eine Ausweitung des iMSys-Rollout bei PV-Anlagen zusätzliches Flex-Potenzial ausweisen.

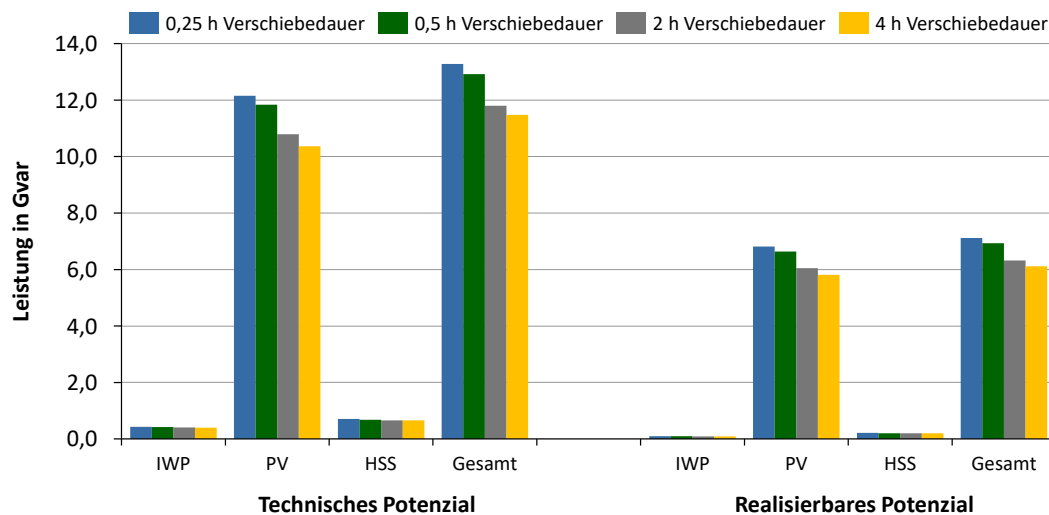


Abbildung 3-13: Blindleistung: Vergleich des technischen und realisierbaren Flex-Potenzials bei einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030

3.3.3 Regionalisierung und Aggregation auf Netzknoten

Nach der Analyse des technischen und realisierbaren Flex-Potenzials erfolgt abschließend die Darstellung der regionalen Verteilung sowie die Aggregation des Potenzials auf Übertragungsnetzknoten auf Basis der in Abschnitt 3.2 aufgeführten Methodik. Insbesondere im Hinblick auf die netzdienliche Nutzung von Flexibilität ist der Ort und somit die lokale Wirksamkeit im Netz ein relevanter Faktor.

3.3.3.1 Wirkleistung

Die Regionalisierung und Aggregation auf Übertragungsnetzknoten des zu- bzw. abschaltbaren Flex-Potenzials, welches mit iMSys realisierbar ist, ist in Abbildung 3-14 für die Wirkleistung dargestellt. Die absoluten Werte aus Abbildung 3-11 ergeben in der Regionalisierung einen mittleren Wert von $\approx 6,3$ MW für das zuschaltbare sowie ca. $-4,1$ MW für das abschaltbare Flex-Potenzial je Knoten. Aufgrund der Limitierungen in der Erschließung mit iMSys (vgl. Tabelle 3-1) sind die ausgewiesenen Potenziale überwiegend auf Hausspeichersysteme und Wärmepumpen zurückzuführen. Sowohl HSS [9, S. 51] als auch WP sind nach [9, S. 50] anteilig neben den bevölkerungsreichen Regionen verstärkt in Süddeutschland installiert. Dies begründet die höhere Potenzialausweisung im Süden und Westen von Deutschland (siehe Abbildung 3-14).

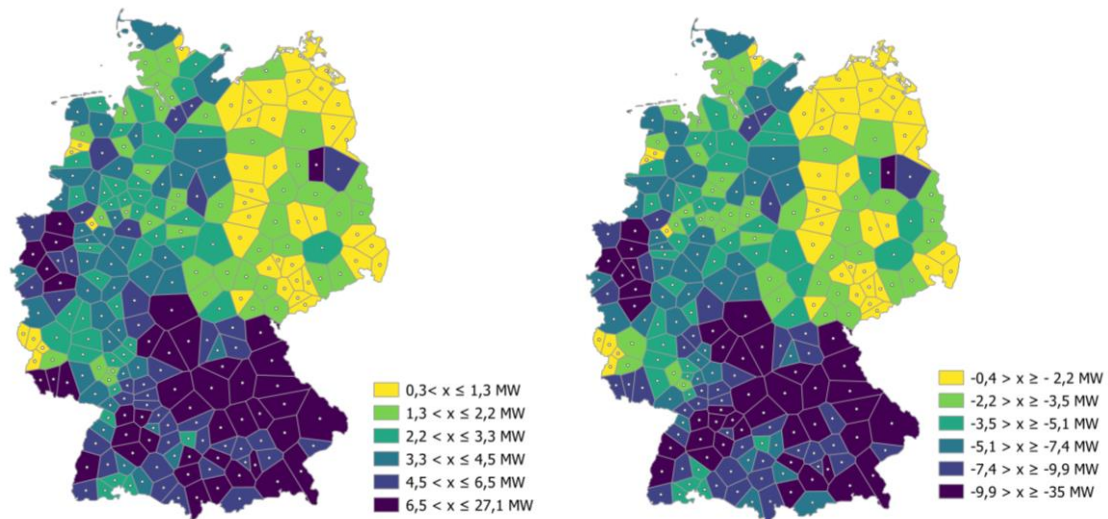


Abbildung 3-14: Mit iMSys realisierbares ab- (links) und zuschaltbares (rechts) Flex-Potenzial für eine Verschiebedauer von 2 h und einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030

3.3.3.2 Blindleistung

In Abbildung 3-15 ist das mit iMSys realisierbare Blindleistungspotenzial in Bezug auf die regionale Verteilung sowie Aggregation auf Netzknoten dargestellt. Da das Blindleistungspotenzial aus PV-Anlagen (nur Dachanlagen mit einer Leistung zwischen 7 und 100 kW) den größten Anteil hat (vgl. Abbildung 3-13), finden sich in Süddeutschland die höchsten Potenziale. In allen Regionen steht ein Q-Potenzial von mindestens ≈ 4 Mvar zur Verfügung, welches aus genannten Gründen in Nord- und Ostdeutschland am unteren Bereich der Leistungsverteilung lokalisiert ist. Im Mittel ergibt sich über alle Regionen ein Wert von $\approx 24,5$ Mvar, welches für bis zu 10 % im Jahr zur Verfügung steht.

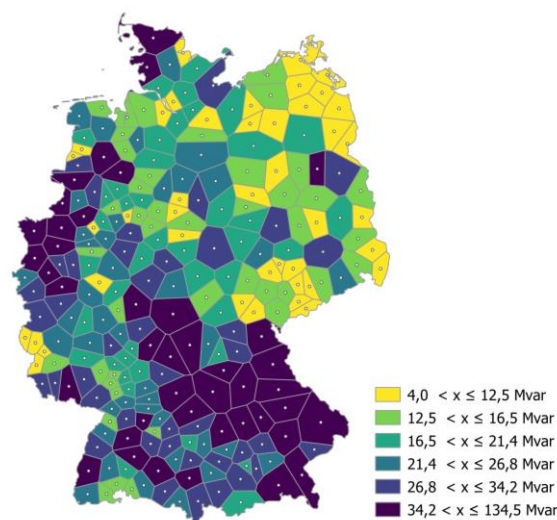


Abbildung 3-15: Mit iMSys realisierbares Flex-Potenzial für eine Verschiebedauer von 2 h und einer Verfügbarkeit von bis zu 10 % im Jahr 2030

3.4 Zusammenfassung und Ergebniseinordnung

Für die Quantifizierung von Flexibilität aus dezentralen Anlagen ist der Einfluss der Verschiebedauer („wie lange steht die Flexibilität zur Verfügung?“), der Verfügbarkeit („wie oft steht die Flexibilität zur Verfügung?“) sowie des zeitlichen Auftretens („wann ist die Flexibilität verfügbar“) zu berücksichtigen, wodurch die Analyse von Zeitreihen in einer Jahresbetrachtung anzuwenden ist. Zudem ist es notwendig, eine klare Abgrenzung und Beschreibung der verschiedenen Potenzialbegriffe festzulegen. Dabei weist das realisierbare Flex-Potenzial den geringsten Umfang aus, welches in der vorliegenden Untersuchung über die Kopplung des iMSys-Rollout mit dem technischen Flex-Potenzial quantifiziert wird. Dabei findet keine gesonderte Wirtschaftlichkeits- oder Akzeptanzanalyse statt, sondern es wird als Prämisse der iMSys-Rollout angesetzt. Die Ausstattungspflicht von Flex-Optionen mit iMSys ist derzeit u. a. im MsbG festgeschrieben. Dennoch erscheint es sinnvoll, dies bedarfsgerecht weiterzuentwickeln und so zusätzliches Flex-Potenzial (bspw. von Hausspeichersystemen) realisieren zu können.

Über alle Untersuchungen hinweg kann festgehalten werden, dass das Flex-Potenzial bei einer höheren Abrufdauer sinkt. Im Bereich der Wirkleistung sorgt der Zubau von Wärmepumpen und Hausspeichersystemen dafür, dass im Jahr 2030 ein konstanteres Flex-Potenzial zur Verfügung steht. Elektrische Speicherheizungen weisen in der Jahresbetrachtung zwar hohe Lastspitzen auf, sind jedoch in der zeitlichen Verfügbarkeit aufgrund des Betriebsverhaltens eingeschränkt. Das mit iMSys realisierbare Flex-Potenzial reduziert sich im Vergleich zum Technischen auf 30 % (abschaltbare Leistung) bzw. 10 % (zuschaltbare Leistung) bei einer Mindestverfügbarkeit von zwei Stunden. Eine Ausweitung des iMSys-Rollout, die Einbeziehung von proprietären Kommunikationslösungen und eine höhere Durchdringung von schaltbaren Anlagen (bspw. gemäß § 14a EnWG) können in einer höheren Realisierungsquote resultieren. Bei der Blindleistungsanalyse dominiert das Potenzial aus PV-Anlagen im Vergleich zu den weiteren Flex-Typen. Dabei haben die Annahmen zum $\cos \varphi$ -Bereich sowie der Möglichkeit der wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung gemäß der Sensitivitätsanalyse einen maßgeblichen Einfluss auf die Ergebnisse. In Verbindung mit dem iMSys-Rollout kann eine Realisierungsquote von über 50 % erreicht werden. In Bezug auf die regionale Verteilung des Potenzials ergibt sich sowohl bei der Wirk- als auch bei der Blindleistung ein vergleichbares Bild. Die höchsten Potenziale finden sich im Süden und Westen von Deutschland, was sowohl auf die installierten Leistungen der Flex-Typen als auch auf die Durchdringung von § 14a Anlagen zurückzuführen ist.

Bei einer Übertragung der Ergebnisse auf die Ebene von Einzelanlagen ist zu beachten, dass Lastprognosen mit Unsicherheiten verbunden sind [94, S. 39], welche sich bei Aggregation von Anlagen gemäß [99] verringern. Die angewendete Methode der Aggregation auf Netzknoten basiert auf einer perfekten Vorausschau, wodurch sich keine Prognosefehler ergeben. Auch Nachholeffekte, welche durch den Einsatz von Flexibilität auftreten, sind nicht in den Analysen enthalten. Die Untersuchung beider Effekte auf die verschiedenen Arten von Flex-Potenzialen könnte weitere Erkenntnisse hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilität aus dezentralen Anlagen liefern. Als Einsatzgebiet sind nach [8] drei Aspekte möglich: Eine markt-, system- oder netzdienliche Anwendung. Beim netzdienlichen Einsatz ist zudem nach [8] und [100] eine Ortskomponente zu berücksichtigen, welche über eine Wirksamkeit von Angebot (Flex-Potenzial) und Bedarf (bspw. Ort des Netzengpasses) abgebildet werden kann. Für die Evaluierung des netzdienlichen Einsatzes von dezentraler Flexibilität ist in einem ersten Schritt die genaue Beschreibung des Netzengpasses (Ort, Zeit, Dauer etc.) und somit des Bedarfes an Flexibilität notwendig. Dies erfolgt im nächsten Kapitel anhand eines realen Mittelspannungsgebietes.

4 Netzbelastung und Flex-Bedarf in einem realen Netzgebiet

Die Abbildung der künftigen Netzbelastung unter Anwendung verschiedener Szenarien wird mittels Lastflusssimulationen an einem realen Mittelspannungsnetz durchgeführt. Abbildung 4-1 beschreibt das methodische Vorgehen für die Einbindung und Aufbereitung von externen Datenquellen sowie die Generierung von Simulationsparametern auf Basis von Messungen im Netzgebiet. Hierfür wird ein iteratives Verfahren zur schrittweisen Parameteränderung von dezentralen Komponenten bzw. deren Betriebsverhalten durch den Abgleich mit Messdaten aus dem Übergabepunkt zwischen Mittel- und Hochspannung durchgeführt. Diese Simulationsinitialisierung in Kombination mit Szenarien ermöglicht die Analyse des Netzzustandes und Ableitung eines Bedarfes an Flexibilität aus Netzsicht zur Einhaltung der Betriebsgrenzen in einem realen Mittelspannungsgebiet.

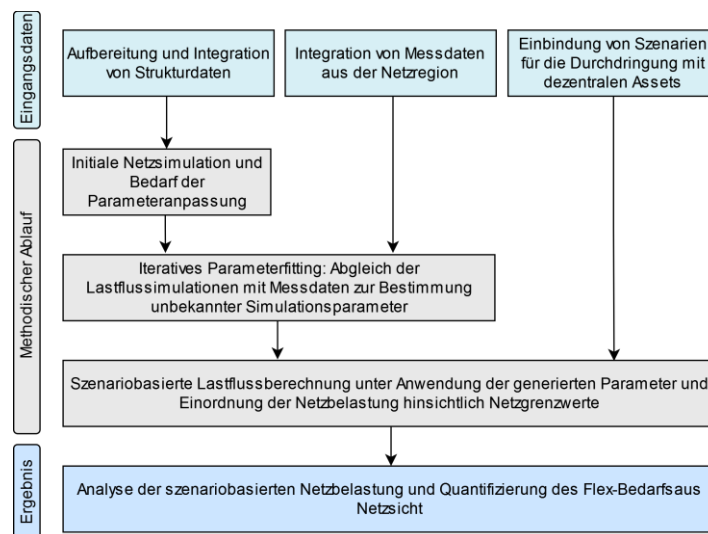


Abbildung 4-1: Methodisches Vorgehen für die Analyse der künftigen Netzbelastung

Der in Abbildung 4-1 aufgeführte methodische Ablauf dient zur Beantwortung folgender Forschungsfragen:

- Welche für die Simulation der Netzbelastung notwendigen Eingangsdaten sind vorhanden und wie können aus Messwerten geeignete Modellparameter gebildet werden?
- Wie erfolgt aus der szenarioabhängigen Netzbelastung die Ableitung eines künftigen Flexibilitätsbedarfs aus Netzsicht?
- Welche zeitliche, räumliche und strukturelle Ausprägung hat der zukünftige Flexibilitätsbedarf in einem realen Mittelspannungsgebiet?

4.1 Eingangsdaten und Einführung der Projektregion

Unter dem Begriff „Projektregion“ wird im Folgenden die Summe der zumindest teilweise durch das betrachtete Mittelspannungsnetz versorgten Kommunen verstanden. Innerhalb dieser liegt der Fokus auf dem Markt Altdorf in Bezug auf Netzsimulation, Kommunikation und Feldversuchsmaßnahmen (siehe Kapitel 6). Das Netzgebiet auf Basis von [101] umfasst im Vergleich zur Projektregion hingegen die an dem analysierten Mittelspannungsnetz tatsächlich angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger, wodurch zumeist nur geographische Teilbereiche der jeweiligen Kommunen betroffen sind (vgl. Abbildung 4-2).

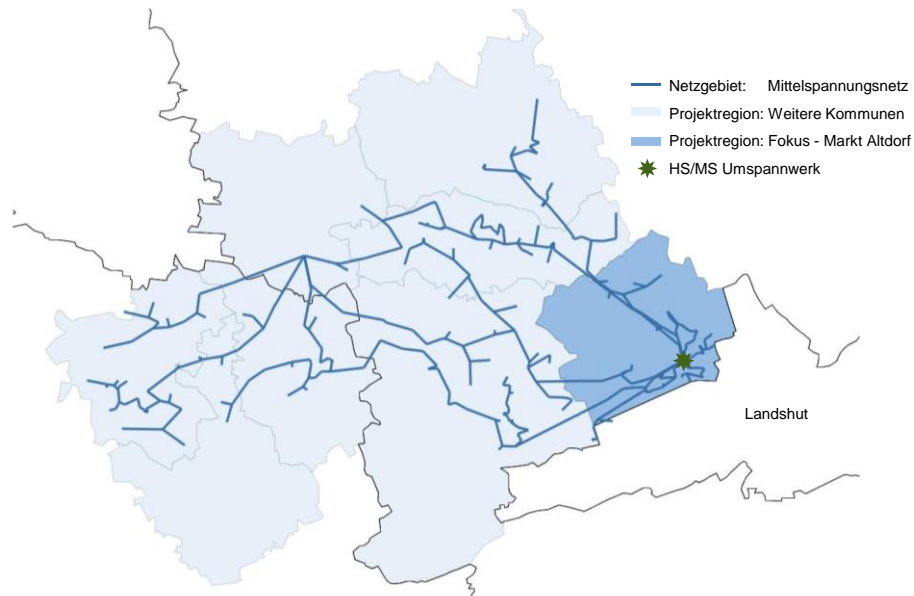


Abbildung 4-2: Übersicht über das Netzgebiet und die Projektregion; nach [7]

Auswahl der Projektregion:

Die Wahl der Projektregion für die Analyse des Netzgebietes und die Durchführung des Feldversuchs (siehe Kapitel 6) wurden im Rahmen des Projektes [102] durch die beteiligten Partner vorgegeben. Die Projektregion mit Fokus auf den „Markt Altdorf“ bietet aufgrund der im Folgenden aufgeführten Aspekte eine gute Basis, um sowohl die künftige Netzbelastung in einem realen Mittelspannungsnetz als auch die Demonstration des Flexibilitätseinsatzes in einem Feldversuch umzusetzen. Das 110/20 kV Umspannwerk befindet sich auf dem Marktgebiet von Altdorf und bildet aus Netzsicht die Abgrenzung des Untersuchungsraums in Richtung der überlagerten Netzebene. Aus dem Umspannwerk können Messdaten genutzt werden, um Rückschlüsse auf die heutige Netzbelastung ziehen zu können (vgl. Abschnitt 4.1.2). Zusätzlich ist in einigen Gemeinden der Projektregion bereits ein Kommunikationsnetz auf Basis der Powerline-Technologie verbaut. Hierdurch kann die Integration von dezentralen Anlagen über intelligente Messsysteme in ländlichen Regionen erleichtert werden, falls die Mobilfunkabdeckung unzureichend ist (vgl. Abschnitt 6.2.1). Weiterhin sind in der Projektregion bereits in der Vergangenheit Forschungsprojekte (bspw. [14]) durchgeführt worden, wodurch sowohl die Bevölkerung als auch die kommunalen Entscheidungsträger Berührungspunkte mit Digitalisierungsthemen in der Energiewirtschaft hatten. Zusätzlich repräsentiert, wie in Abbildung 4-3 dargestellt, die Projektregion gemäß [103] einen starken Zubauverlauf von Erneuerbaren Energien, wodurch die hieraus resultierenden Herausforderungen untersucht und Rückschlüsse sowie eine Übertragung auf andere Regionen grundsätzlich ermöglicht werden.

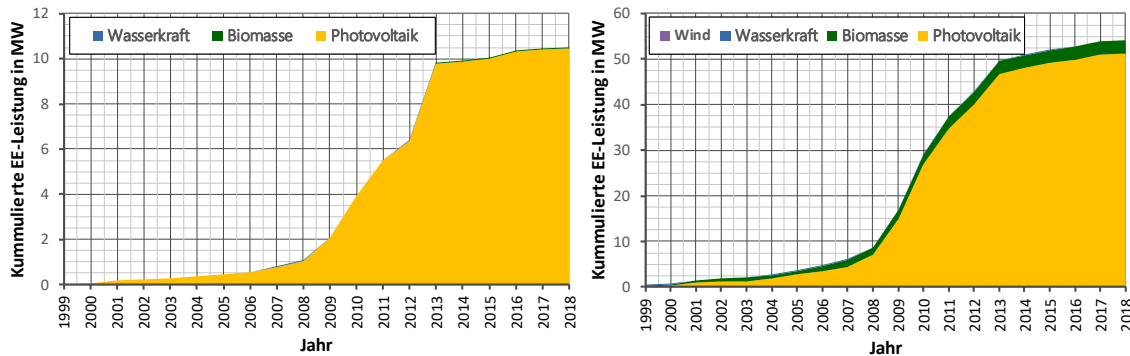


Abbildung 4-3: Entwicklung der kumulierten EE-Leistung in Altdorf (linke Darstellung) sowie in der gesamten Projektregion (rechte Darstellung); nach [17]

Die Abbildung zeigt, dass sowohl im Markt Altdorf ($\approx 100\%$) als auch in der gesamten Projektregion ($\approx 95\%$) die Photovoltaik die dominierende EE-Erzeugung in Bezug auf die installierte Leistung ist. Es sind vereinzelt Wind- und Wasserkraftanlagen vorhanden, welche aufgrund der geringen Leistung (ca. 100 kW) in der Abbildung nicht zu erkennen sind. Biomasseanlagen tragen mit ca. 3 MW zu der Erzeugungsleistung in der Projektregion bei. Die Jahre mit den höchsten PV-Zubauraten sind zwischen 2008 und 2013 zu finden. Hier sind die Preise für PV-Module im Vergleich zu der EEG-Vergütung nach [104, S. 13] stärker gesunken, wodurch eine höhere Wirtschaftlichkeit den Ausbau an PV-Anlagen getrieben hat. Die Zubaukurven weisen für Altdorf als auch für die Projektregion eine vergleichbare Form auf und ähneln dabei der deutschlandweiten PV-Zubaukurve [105]. Die Projektregion umfasst etwa 30.600 Einwohner in 8.650 Wohneinheiten [106]. Durch die installierte PV-Leistung von ca. 50 MW (siehe Abbildung 4-3) weist die Projektregion eine PV-Dichte von ca. 1,6 kW/Einwohner auf. Verglichen mit Deutschland, ist diese ca. um den Faktor drei höher, wodurch breites heute Netzanalysen mit einem hohen PV-Ausbau untersucht werden können. [7]

Reales Mittelspannungsnetz als Untersuchungsgegenstand:

Um die Auswirkungen der Energiewende auf Erzeuger- als auch Verbraucherseite sowie den Einfluss der Digitalisierung auf die Netzbelastung zu untersuchen, wird in dieser Arbeit ein reales Mittelspannungsnetz (Struktur, Komponenten, Belastung etc.) anstelle von generisch gebildeten Netzen analysiert. Ausgehend von der Anwendung von Typnetzen werden beim generischen Ansatz meist Aussagen im Bereich der Netzplanungsprinzipien getroffen, die eine grundlegende Entscheidungshilfe bieten [43], [44], [28]. Die hier entwickelte Methodik wird anhand eines Fallbeispiels im Rahmen dieses Mittelspannungsgebietes angewendet. Dies bietet die Möglichkeit, dass das methodische Vorgehen, von der Integration von Eingangs- und Messdaten bis zur Durchführung und Auswertung der Simulation, durchgeführt und validiert werden kann. Somit kann die Lücke zwischen gewonnenen Erkenntnissen auf Basis eines generischen Ansatzes und der Übertragung auf reale Netzbereiche geschlossen werden. Auch wenn das im Folgenden vorgestellte Verfahren auf andere Netze mit ähnlicher Eingangsdatenstruktur übertragbar ist, verbleibt die Generalisierung der hier erarbeiteten Analysen als eine Herausforderung.

4.1.1 Metadaten aus dem Netzgebiet

Für die initiale Abbildung der Netzbelastung ist die Einbindung verschiedener Metadaten erforderlich, wobei diese zum Teil angepasst, ergänzt und aufbereitet werden müssen. Eine Übersicht über die Inhalte der verschiedenen Kategorien ist in Tabelle 4-1 aufgeführt, wobei ein Großteil der Daten direkt vom Netzbetreiber [101] bereitgestellt werden. Die Netztopologie als Basis der Netzstruktur liegt als Knoten-Kanten-Modell vor, wobei u. a. die geographische Lage der Knoten sowie die Leitungslängen bekannt sind (siehe Abbildung 4-2). Zu den Betriebsmitteln gehören die Netztransformatoren zwischen Hochspannung (HS) und Mittelspannung (MS), die Ortsnetztransformatoren sowie Mittel- und ausgewählte Niederspannungsleitungen. Neben den Netzstrukturdaten sind auch die Jahresenergieverbräuche nach den Standardlastprofilen (SLP) aller Anschlusspunkte und die installierten EE-Leistungen verfügbar.

Tabelle 4-1: Übersicht über die verwendeten externen Eingangsdaten

Kategorie	Herkunft	Inhalt	Einordnung
Netz	Netzbetreiber	Knoten-Kanten-Modell von 8 Mittelspannungssträngen und 10 Niederspannungsnetzen	Verbleibende 163 Niederspannungsnetze werden als aggregierte Knoten in der Mittelspannung abgebildet
Lasten	Netzbetreiber	Typ, Anzahl und jährlicher Energieverbrauch von SLP je Niederspannungsnetz bzw. Netzknoten sowie RLM-Verbraucher	Keine Information über das Blindleistungsverhalten und den Lastgang (außer RLM) verfügbar
Erzeuger	Netzbetreiber	Typ, Anzahl und installierte Leistung je Niederspannungsnetz bzw. Netzknoten	Keine Information über das Blindleistungsverhalten, den Lastgang und PV-Eigenverbrauch verfügbar
Erzeuger	Marktstammdatenregister	Anlagenspezifische Informationen (Installationsjahr, geographische Verortung etc.) je Erzeuger	Keine Information über Netzan-schlusspunkt verfügbar

Das Netzgebiet besteht aus acht Mittelspannungssträngen, wobei jeweils vier davon an je einem HS/MS-Netztransformator angeschlossen sind. Weiterhin befinden sich zwölf Verbraucher mit registrierter Leistungsmessung (RLM) in dem Netzgebiet. In Summe umfasst das Mittelspannungsgebiet 173 Niederspannungsnetze, wobei zehn davon als detaillierte Netze und 163 als aggregierte Last³ abgebildet werden. Somit entfällt für einen Großteil der Niederspannungsnetze die detaillierte Betrachtung, da der Fokus für die später folgende Bestimmung des Flex-Bedarfes auf der Mittelspannungsebene liegt. Dennoch werden teilweise Niederspannungsnetze als eigenständige Netze in die Simulation integriert. Diese zehn detaillierten Netze bilden die Niederspannungsebene eines kompletten MS-Stranges in der Fokuskommune Markt Altdorf und ermöglichen eine Analyse über die Netzebenen hinweg. Weiterhin sind für die detaillierten Niederspannungsnetze knotenscharfe Informationen über die Netzbelegung (bspw. installierte EE-Leistung oder Anzahl Standardlastprofile) vorhanden, wodurch Hilfsparameter für die Abbildung der aggregierten Netze gebildet werden können. Die Methodik für die Generierung des Lastgangs in Bezug auf die aggregierten Netze ist in [107] und [108] veröffentlicht. Eine ausführliche Auflistung der für die Simulation zu Grunde liegenden Parameter ist zudem in [9] zu finden.

³ Aufgrund fehlender Daten enthalten die aggregierten Niederspannungsnetze keine Netzimpedanz

Im Bereich der Eingangsdaten liegt der Fokus auf dem methodischen Ansatz zur Aufbereitung von Eingangsdaten bzw. zur Generierung von Simulationsparametern aus Messdaten. [101]

Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs:

Im Bereich der PV-Anlagen fehlt die Information, ob es sich um Volleinspeise- oder Eigenverbrauchsanlagen handelt. Weiterhin wird der Erzeugungsgang der PV-Anlage auf Basis der installierten Leistung und des Standorts der Anlage generiert [44], wohingegen der Verbrauchsgang auf Basis des gemessenen Jahresenergiebedarfs vorliegt. Bei einer Anlage mit Volleinspeisung ergibt sich kein Anpassungsbedarf. Bei Eigenverbrauchsanlagen hingegen ist der Eigenverbrauch in dem gemessenen Jahresenergiebedarf bereits enthalten und würde bei einer Kopplung mit dem Erzeugungsgang im Simulationsmodell doppelt berücksichtigt werden. Der Energiebedarf der betroffenen Verbrauchsstellen ist somit um diesen Effekt zu bereinigen, welcher auf Basis der Information der detaillierten Niederspannungsnetze erhoben und auf die aggregierten Netze übertragen wird (siehe Formel (4-1)). [113]

$$k_{PV_EV} = \frac{\sum_{n=1}^N E_{HH} + \sum_{i=1}^J E_{PV} * EVQ}{\sum_{n=1}^N E_{HH}} \quad (4-1)$$

k_{PV_EV}	Bereinigungsfaktor bzgl. PV-Eigenverbrauch
E_{HH}	Jahresenergiebedarf der Haushalte in den detaillierten Netzen N
E_{PV}	Erzeugte Energie der Eigenverbrauchs-PV-Anlagen J
EVQ	Eigenverbrauchsquote

Die Auswahl von privaten Eigenverbrauchsanlagen erfolgt gemäß des Inbetriebnahmedatums der PV-Anlagen nach [103]. Als Kippunkt wird die so genannte „Netzparität“ im Jahr 2012 verwendet. Ab diesem Zeitpunkt hatte es wirtschaftliche Vorteile, die erzeugte PV-Energie nicht mehr komplett in das Netz einzuspeisen, sondern den eigenen Strombedarf zu decken. Für die privaten Anschlussnehmer wird der Jahresenergiebedarf um die selbst genutzte PV-Energie auf Grundlage der Eigenverbrauchsquote nach [109] bereinigt. Die Anwendung auf die detaillierten Netze resultiert in einer Erhöhung des Energiebedarfs von ca. 30 MWh (entspricht ca. 0,7 %). Obwohl einige der Verbrauchsstellen aufgrund dieser Aufbereitung einen deutlich höheren jährlichen Energiebedarf aufzeigen (bis zu 50 %), ist der Effekt auf das Netzgebiet aufgrund der geringen Anzahl von Eigenverbrauchsanlagen nahezu vernachlässigbar. Künftig werden im privaten Bereich vermehrt PV-Anlagen mit Eigenverbrauch betrieben, wodurch die Anwendung der vorgestellten Methodik zu einer stärkeren Veränderung des jährlichen Energiebedarfs und damit zu einer genaueren Darstellung der tatsächlichen Netzlast führt. Bei einer vollständigen Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs ist für weiterführende Arbeiten zu empfehlen, neben den privaten Haushalten auch gewerbliche und landwirtschaftliche Abnehmer zu analysieren.

Netzstruktur und Kennwerte:

Das zu untersuchende Netzgebiet mit acht Mittelspannungssträngen ist in Abbildung 4-4 im Normalschaltzustand dargestellt.

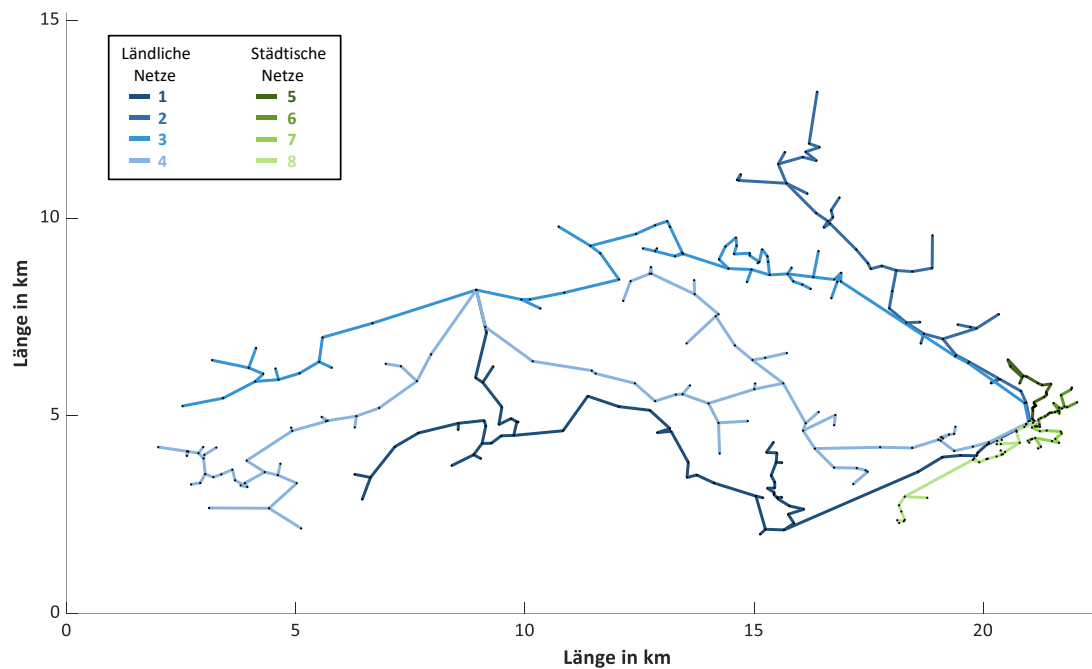


Abbildung 4-4: Übersicht über das „ländliche“ und „städtische“ Netzgebiet

Das Netzgebiet lässt sich in die qualitativen Kategorien „städtische“ und „ländliche“ Netze einteilen. In Tabelle 4-2 sind verschiedene Kennwerte je MS-Strang aufgeführt, welche gemäß [110] für die Kategorisierung von Netzen angewendet werden können. Die Stränge 1 bis 4 repräsentieren das ländliche Versorgungsgebiet (großes Ausdehnungsgebiet und hohe PV-Leistung), während die Stränge 5 bis 8 das städtische Gebiet mit einer hohen Verbrauchsdichte, geringen Entfernungen zwischen den Ortsnetzstationen sowie einem Verkabelungsgrad von 100 % darstellen. In dem später folgenden Parameterfitting wird ein Mittelspannungsstrang je Kategorie detaillierter analysiert. Aus dem städtischen Bereich wird der Mittelspannungsstrang 8 ausgewählt, da die unterlagerten Niederspannungsnetze im Detail vorliegen und auf eine Aggregation verzichtet werden kann. Der MS-Strang 1 als „ländliches Netz“ wird auf Grund des Kompromisses zwischen langen Leitungen, hoher PV-Leistung und niedrigem Energieverbrauch untersucht.

Tabelle 4-2: Kennwerte der Mittelspannungsstränge im Ausgangszustand

MS-Strang*	Länge in km	Verkabelungsgrad in %	PV-Leistung in MW _p	Strombedarf der Verbraucher in GWh	UW-Kapazität je MS-Last in kVA**	Mittlere Distanz zwischen zwei MS-Lasten in m
1 (L)	31,9	37	3,9	5,6	275	997
2 (L)	30,0	35	4,9	5,9	367	873
3 (L)	34,9	30	5,1	9,1	251	998
4 (L)	48,7	37	8,4	14,7	154	854
5 (S)	4,4	100	0,8	4,8	551	444
6 (S)	3,4	100	0,9	4,3	612	374
7 (S)	3,1	100	1,8	8,4	787	444
8 (S)	7,2	100	3,1	3,0	501	656

*Ländlich (L), Städtisch (S);

**Gleichverteilung der Umspannwerks-Kapazität auf MS-Stränge und Anzahl der MS-Lasten (Ortsnetztransformatoren und direkt angeschlossene Erzeuger bzw. Verbraucher)

4.1.2 Integration von Messdaten

Die Analysen zur Abbildung der künftigen Netzbelastung finden anhand eines realen MS-Netzes und dessen Ist-Belastung als Ausgangspunkt statt. Für die Untersuchung des Ausgangszustandes sowie zur Initialisierung der Simulation werden vorhandene Messdaten aus Netzbetriebsmitteln ausgewertet und integriert. Messeinrichtungen (keine iMSys) befinden sich sowohl direkt am Abgang der einzelnen Mittelspannungsstränge als auch an den HS/MS-Netztransformatoren. Zu den erhobenen Messgrößen gehören Spannung, Strom, Wirk- und Blindleistung in ¼ h-Auflösung für eine Messperiode von über zwölf Monaten. Es existieren somit zwei Ansätze für die Auswertung und spätere Integration der Messdaten: Werte aus der Messung am Netztransformator (summiert mehrere MS-Stränge auf) oder Einzelmessungen der MS-Stränge am Trafoabgang. Es findet im Folgenden eine Analyse der Einzelmessungen statt, da an den Netztransformatoren weitere MS-Abgänge existieren, welche nicht Teil des betrachteten Gebietes sind. Hierdurch ergibt sich eine strukturelle Diskrepanz zwischen der Summe der acht Mittelspannungsstränge im Netzgebiet und der Messung direkt im HS/MS-Netztransformator.

Auswertung der gemessenen Lastgänge:

Für eine erste allgemeine Analyse werden in Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6 die Wirk- und Blindleistungsmesswerte des ausgewählten städtischen (8) und ländlichen (1) Stranges auf Basis der Messung im Umspannwerk visualisiert. Das Wirkleistungsverhalten des städtischen Stranges zeichnet sich durch einen in den Wintermonaten erhöhten Bezug (maximale Leistung ca. 3 MW ohne Umschaltungen) sowie in den Sommermonaten mit zeitweiser Rückspeisung (ca. 800 h mit bis zu 2 MW) aus. Im Vergleich zu den weiteren städtischen Strängen ist das der MS-Abgang mit der längsten Rückspeisedauer aufgrund der relativ hohen installierten PV-Leistung (vgl. Tabelle 4-2). Der ländliche Strang in Abbildung 4-6 weist ein deutlich stärkeres Rückspeiseverhalten auf. Neben der maximalen Rückspeiseleistung von über 6 MW ist auch die Dauer der Rückspeisung mit ca. 2.000 h aufgrund der installierten PV- und Biomasseleistung deutlich erhöht. In beiden Strängen sind Netzschaltungen innerhalb des MS-Gebietes zu erkennen (z. B. zwischen Jan. und Feb. in Abbildung 4-5 sowie zwischen Juni und Juli in Abbildung 4-6).

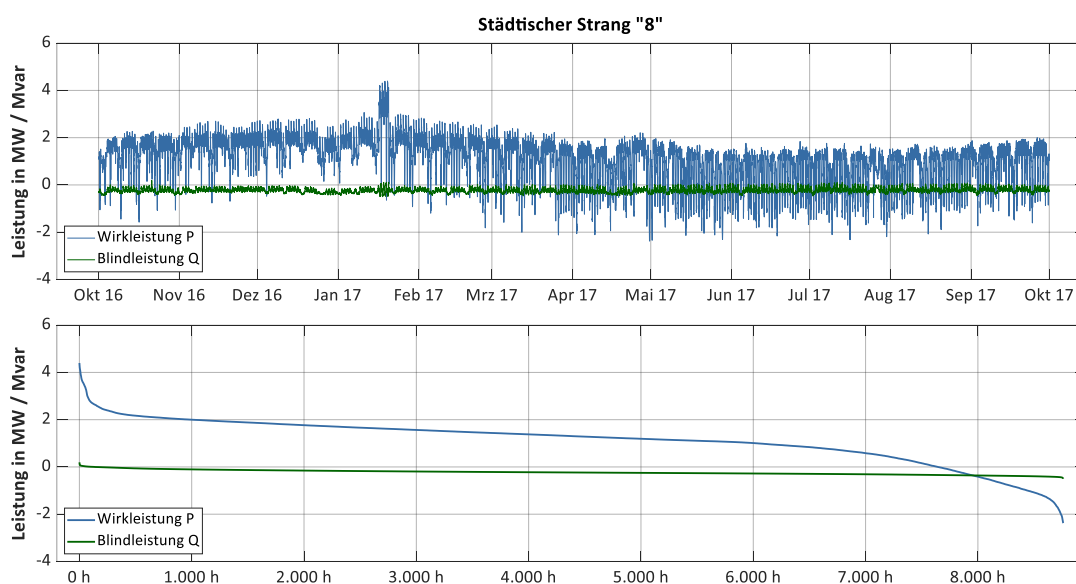


Abbildung 4-5: Städtischer Strang 8: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

Das Blindleistungsverhalten ist in beiden Strängen weniger volatil und befindet sich annähernd durchgehend im kapazitiven Bereich. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus [111], wobei in den Frühlings- und Sommermonaten des ländlichen Stranges ein erhöhtes induktives Verhalten zu erkennen ist. Ergänzend zu den beiden hier dargestellten MS-Strängen sind die Messwerte der verbleibenden sechs Stränge in Abschnitt 10.3 im Anhang dargestellt, wobei ein vergleichbares Verhalten zu erkennen ist.

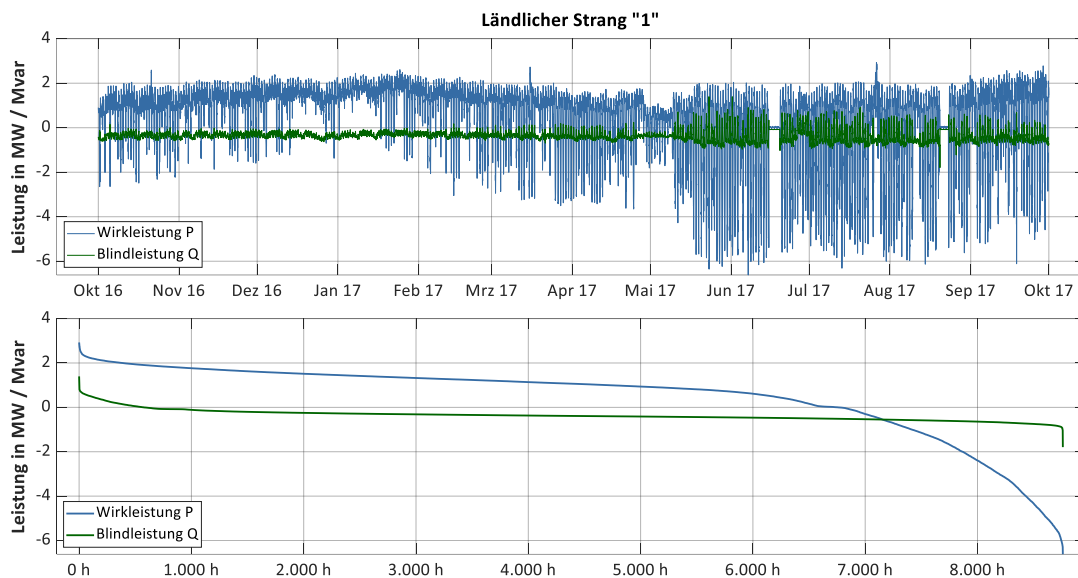


Abbildung 4-6: Ländlicher Strang 1: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

Abgleich der initialen Simulation mit Messdaten:

Im Zuge der simulativen Abbildung des Netzgebietes werden die P/Q-Messdaten des städtischen und ländlichen Mittelspannungsstranges mit den Ergebnissen der initialen Simulation (Sim) verglichen (siehe Abbildung 4-7). Dabei entspricht jeder dargestellte Punkt einem P/Q-Wert aus der Jahresbetrachtung in $\frac{1}{4}$ h Auflösung. Aufgrund fehlender Eingangsdaten wird bei den dezentralen Komponenten (bspw. PV-Anlagen, Haushaltslasten) kein Blindleistungsverhalten hinterlegt. Beide Abbildungen zeigen einen deutlichen Unterschied zwischen den Messwerten und der initialen Simulation: Im Bereich der Wirkleistung kann die Abweichung zwischen Simulation und Messung auf eine unterschiedliche Datengrundlage (bspw. installierte PV-Leistung) oder Netzumschaltungen im Betrachtungszeitraum zurückgeführt werden. Die spätere Anwendung von Szenarien mit Durchdringungsgraden von dezentralen Komponenten (siehe Abschnitt 4.3.3) haben einen wesentlichen Einfluss auf das Wirkleistungsverhalten und (über)kompensieren die fehlende Netzauslastung, wodurch an dieser Stelle keine weiteren Anpassungen vorgenommen werden. Die erwähnten Szenarien beinhalten jedoch keine Änderung des Blindleistungsverhaltens der verschiedenen Komponenten, so dass dieses vor der später folgenden Hauptsimulation zur Bestimmung der künftigen Netzbelastung festzulegen ist. Insbesondere zeigt der ländliche Mittelspannungsstrang (linke Darstellung in Abbildung 4-7) in den Messresultaten ein nach [112] typisches Blindleistungsverhalten für einen Netzabschnitt mit hoher Einspeisung. Dabei verhalten sich die Einspeiseanlage mit zunehmender Leistung induktiver, um dem hervorgerufen Anstieg der Netzspannung entgegenzuwirken [111]. Darüber hinaus führt der höhere Anteil von Freileitungen (siehe Tabelle 4-2) zu einem verstärkten induktiven Verhalten in hohen Leistungsbereichen [112].

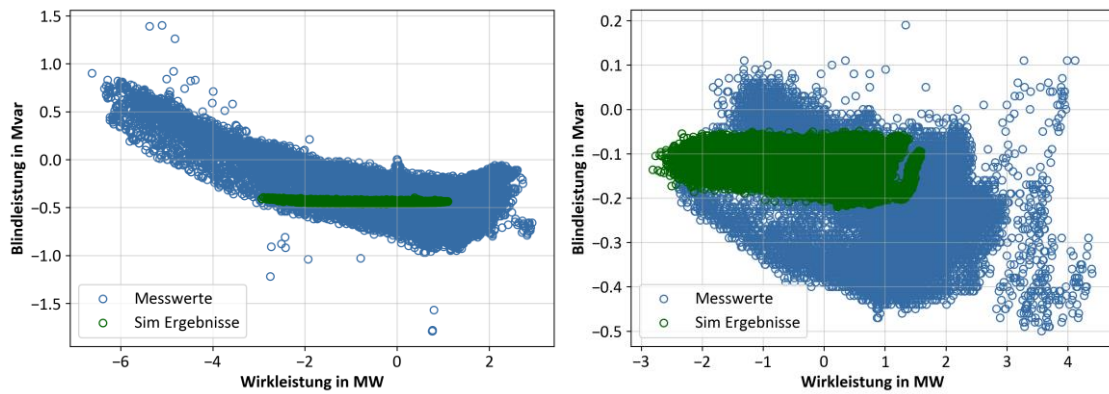


Abbildung 4-7: Vergleich der P/Q Daten aus der initialen Simulation und der Messung für den ländlichen (links) und städtischen (rechts) MS-Strang; nach [114]

Im folgenden Abschnitt wird eine Methodik eingeführt, um das Blindleistungsverhalten dezentraler Komponenten in der Simulation auf Basis der vorliegenden Messwerte anzunähern. Dies stellt die Grundlage für die in Abschnitt 4.3.3 eingeführten Szenarien und somit die Bestimmung der künftigen Netzbelastung dar.

4.2 Parameterfitting zur Quantifizierung von Simulationsparametern

In den folgenden Abschnitten werden sogenannte Typtage für den Abgleich von Messdaten und Simulationsergebnissen verwendet. Bei Typtagen werden für jeden Zeitschritt des Betrachtungszeitraums Mittelwerte gebildet, wodurch ein typischer Verlauf abgebildet werden kann. Das eingesetzte Simulationsmodell ermöglicht eine Unterteilung in die verschiedenen Jahreszeiten sowie in Werktag und Wochenende. Für die folgende Analyse wird der Werktag im Frühling aufgrund der bereits hohen PV-Leistung sowie noch auftretendem Wärmebedarf gewählt.

4.2.1 Methodischer Ablauf

Für die Quantifizierung der Simulationsparameter wird nach [113] die Methode der kleinsten Fehlerquadrate für nichtlineare Verläufe zur Annäherung von Kurven gewählt. Gründe für die Wahl dieser Methode sind zum einen die stark nichtlinearen Verläufe der Messwerte und Simulationsergebnisse sowie die verstärkte Berücksichtigung von Extremwerten. Der methodische Ablauf für das Parameterfitting ist in Abbildung 4-8 dargestellt.

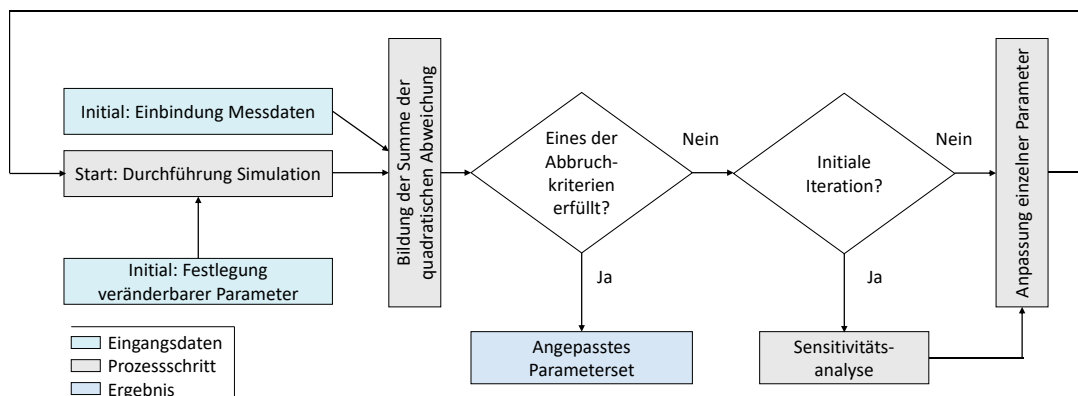


Abbildung 4-8: Methodischer Ablauf des iterativen Parameterfitting; nach [114]

Die erforderlichen Eingangsdaten für das Parameterfitting sind die Messdaten (siehe Abschnitt 4.1.2), die veränderbaren Parameter (hier Blindleistungsverhalten dezentraler Komponenten) sowie die im Iterationslauf generierten Simulationsergebnisse. Unter Verwendung dieser Daten sowie den Formeln (4-2) und (4-3) wird die Summe der quadratischen Abweichung zwischen Mess- und Simulationsergebnissen ermittelt. Vor dem ersten Iterationslauf wird der Effekt der Änderung einzelner Parameter auf das Simulationsergebnis durch eine Sensitivitätsanalyse bestimmt. Die Parameter werden auf Basis dieses Ergebnisses schrittweise angepasst, die Simulation wiederholt und der Prozess zur Bestimmung der quadratischen Abweichung erneut durchgeführt, bis eines der Abbruchkriterien erfüllt ist und somit eine Annäherung zwischen Messdaten und Simulationsergebnis erreicht wird. Abbruchkriterien sind z. B. das Überschreiten der Anzahl von Iterationen (hier gewählt: 50 Durchläufe) oder eine Änderung des Iterationsergebnisses im Vergleich zum vorherigen, welches kleiner ist als die Toleranz (hier gewählt: 10^{-6}). [114]

$$\min \left(\sum_{i=1}^m r_i^2 \right) \quad (4-2)$$

$$r_i = y_i - f(x_i | c_1, c_2, \dots, c_n) \quad (4-3)$$

y_i	Messwert zum Zeitschritt i
$f(x_i)$	Simulationsergebnis zum Zeitschritt i
c_n	Veränderbare Parameter
m	Anzahl der verfügbaren Werte
r_i	Abweichung zwischen Mess- und Simulationsergebnis zum Zeitschritt i

Im Rahmen des Parameterfittings können nicht alle in der Simulation enthaltenen Parameter berücksichtigt werden. Aufgrund der verfügbaren Datenbasis sowie der Anwendung von Szenarien liegt der Fokus auf den Blindleistungsparametern (siehe auch Abschnitt 4.1.2). Diese sind bei dezentralen Komponenten nicht im Detail bekannt und können von Netzgebiet zu Netzgebiet variieren. Darunter fallen die Leistungsfaktoren der Lastprofile sowie die Blindleistungsregelung der PV-Anlagen. Das Simulationsmodell (siehe Abschnitt 4.3.2) gibt als Prämisse vor, dass nicht jede einzelne Komponente einen individuellen Parameter erhält, sondern je Anlagentyp (bspw. PV-Dachanlagen) ein Parameter für das gesamte Netzgebiet vorzugeben ist. Im Rahmen des Fittings ist für die einzelnen Parameter ein Korridor festzulegen, in welchem sich dieser verändern darf. Bei Lastprofilen wird ein Bereich zwischen $\cos \varphi$ von 0,90 induktiv und kapazitiv hinterlegt. Bei PV-Anlagen existiert eine Unterscheidung nach Anlagengröße und Spannungsebene. Hier kann das Blindleistungsverhalten von PV-Anlagen zwischen $\cos \varphi$ 0,90⁴ oder $\cos \varphi$ 0,95⁵ (induktiv bis kapazitiv) liegen.

⁴ Gilt für eine installierte Scheinleistung größer 13,8 kVA [179]

⁵ Gilt für eine installierte Scheinleistung kleiner gleich 13,8 kVA [179] und [126]

4.2.2 Ergebnis zur Parameterbestimmung aus Messdaten

Unter Anwendung der in Abbildung 4-8 dargestellten Methodik werden nun die Parameter für die im nächsten Abschnitt folgende Simulation auf Basis der Minimierung der quadratischen Abweichung zwischen Simulation und Messung generiert. In Tabelle 4-3 sind die Ergebnisse des Parameterfittings für die beiden betrachteten Mittelspannungsstränge dargestellt. [113], [114]

Tabelle 4-3: Angepasste Parameter (Leistungsfaktoren) auf Basis des Fitting; nach [114]

MS-Strang	Parameter	Initialer Wert	Fitting Ergebnis
1 (L)	$\cos \varphi_{MS_SLP}$	1,0	-0,998
1 (L)	$\cos \varphi_{PV}$	1,0	0,971
1 (L)	$\cos \varphi_{Industrie}$	0,970	-0,900
8 (S)	$\cos \varphi_{GHD}$	0,970	-0,900
8 (S)	$\cos \varphi_{PV_kl}$	1,0	0,997
8 (S)	$\cos \varphi_{PV_gr}$	1,0	0,996
8 (S)	$\cos \varphi_{PV_FF}$	1,0	0,997

In den beiden Mittelspannungssträngen sind unterschiedliche Parameter im Rahmen des Fittings veränderbar. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Strang 1 alle angeschlossenen Niederspannungsnetze je als eine aggregierte Last betrachtet werden. Somit gibt es einen Verschiebungsfaktor für den jeweiligen Anlagentypen (beispielsweise PV-Anlage). Im Strang 8 hingegen werden die unterlagerten Niederspannungsnetze detailliert abgebildet und simuliert. Dabei erfolgt eine knotenscharfe Zuordnung von Komponenten bis auf Haushaltsebene. Hierdurch besteht zum Beispiel die Möglichkeit, PV-Anlagen in Abhängigkeit ihrer Anlagengröße einen unterschiedlichen Verschiebungsfaktor zuzuweisen [99]. Generell ist den Werten aus Tabelle 4-3 zu entnehmen, dass sich das Blindleistungsverhalten von PV-Anlagen über alle Leistungsbereiche hinweg in den induktiven Bereich verschiebt. Dies entspricht auch dem gegenwärtigen Stand der Praxis, wodurch die PV-Anlagen den durch die Einspeisung hervorgerufenen Spannungshub reduzieren [111]. Dies sowie das verstärkte kapazitive Verhalten der Verbraucher im Vergleich zur initialen Simulation ist in Abbildung 4-9 dargestellt.

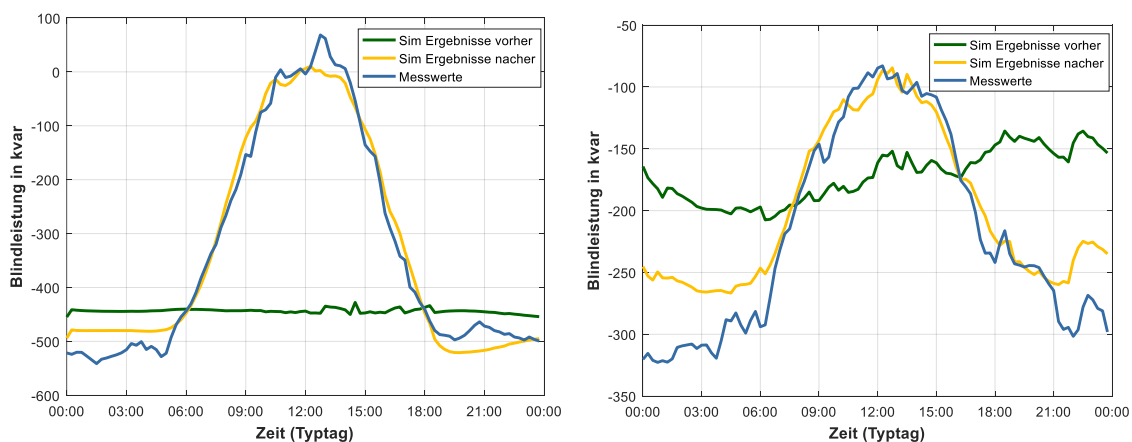


Abbildung 4-9: Vergleich des Blindleistungslastgangs vor und nach dem Parameterfitting mit Messdaten für den ländlichen 1 (links) und städtischen Strang 8 (rechts)

In beiden Diagrammen werden die Messdaten des Blindleistungsverhaltens (blaue Linie) dem Simulationsergebnis vor (grüne Linie) und nach dem Parameterfitting (gelbe Linie) gegenübergestellt. Durch Änderung und Anwendung der in Tabelle 4-3 aufgeführten Leistungsfaktoren nähert sich der Verlauf der Simulationsergebnisse den Messwerten an. Im Einzelnen wird durch den auf die Verbraucher angewendeten kapazitiven Leistungsfaktor eine Verschiebung des Simulationsergebnisses nach unten im Koordinatensystem bewirkt. Dieser Effekt macht sich insbesondere in den Abend- und Nachtstunden bemerkbar, da hier die PV-Anlagen keinen Einfluss auf die Situation im Netzgebiet haben. Im Vergleich zu Werten aus der Literatur [111], ist dieser kapazitive Wert untypisch. Da die gewerblichen Lasten in den später folgenden Szenarien nicht angepasst werden, kann diese Verschiebung auch als Offset für die Annäherung von Simulationsergebnissen und Messdaten gesehen werden. Wie bereits erläutert, ist es im Strang 8 aufgrund der Randbedingungen im verwendeten Netzmodell nicht vorgesehen, das Blindleistungsverhalten der Haushaltslasten unabhängig von deren Wirkleistungsverhalten anzupassen. Die Ergebnisse rechts in Abbildung 4-9 deuten darauf hin, dass diese Lasten ein zu geringes kapazitives Verhalten aufweisen. Das Ergebnis der industriellen Lasten aus dem ländlichen Strang ist dabei übernommen. Im Gegensatz hierzu kann im Strang 1 (links in Abbildung 4-9), mit der Möglichkeit der Anpassung des Leistungsfaktors von Standardlastprofilen, die Abweichung zwischen Messung und Simulation in den Abend- und Nachtstunden reduziert werden.

Im Vergleich zu den Lasten hat die Änderung der Leistungsfaktoren von PV-Anlagen einen stärkeren Einfluss. Hier werden durch das induktive Verhalten in den Mittagsstunden die Messwerte der beiden Netze (siehe Abbildung 4-9) gut angenähert. Diese visuelle Bewertung lässt sich mit der reduzierten Abweichung des Fehlers nach Formel (4-2) quantifizieren: Im Netzstrang 8 reduziert sich der Fehler um etwa 88 % und im Strang 1 um ca. 98 %. Der Grund für die geringere Annäherung im Strang 8 ist der bereits erwähnte fehlende Freiheitsgrad zur Anpassung des kapazitiven Blindleistungsverhaltens in den Abend- und Nachtstunden. Eine Umfrage bzgl. des eingesetzten Blindleistungsverhalten in [111, S. 33] ergibt, dass die Regelung mit einem fixen $\cos \varphi$ am häufigste in der Praxis eingesetzt wird. Dies wird somit auch hier in der Simulation verwendet, wobei in [111] noch weitere Alternativen genannt werden. Grundsätzlich ist anzumerken, dass durch die zu geringe Wirkleistung (Verbrauch und Erzeugung) in der Simulation im Vergleich zur Messung (siehe Abbildung 4-7) die Komponenten ein relativ gesehen stärkeres Blindleistungsverhalten aufweisen. Eine Skalierung der Wirkleistung vor dem Fitting der Blindleistungsparameter würde diesem Effekt entgegenwirken, ist jedoch aufgrund der bereits beschriebenen Aspekte der Szenarien Anwendung nicht zwingend erforderlich. Weiterhin können Spezifika von einzelnen Netzsträngen oder Komponenten in der später folgenden Simulation nur bedingt berücksichtigt werden, da jedem Komponententyp ein Leistungsfaktor zugewiesen wird. Dennoch tragen die angenäherten Blindleistungsparameter dazu bei, die Basis für die Abbildung der aktuellen Netzlast zu legen. Diese ist die Grundlage für die Ermittlung von szenariobasierten Netzengpässen, welche im folgenden Abschnitt diskutiert werden.

4.3 Bestimmung des Flex-Bedarfs aus Netzsicht

Auf Basis der im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Methode zur Generierung von Simulationsparametern wird für das Netzgebiet (vgl. Abbildung 4-4) der Bedarf an Flexibilität bestimmt. Bei der Beschreibung der Aktivitäten von Verteilnetzbetreibern im Falle eines Netzengpässes und somit eines Bedarfes an Flexibilität, wird häufig auf das Ampelmodell des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) verwiesen. Die dort beschriebenen Ampelphasen werden im Folgenden eingeordnet und die Methodik sowie das

Ergebnis der szenariobasierten Netzbelastung vorgestellt. Analog zu [38] wird die Flexibilität somit in kritischen Zeitpunkten genutzt, um Netzengpässe zu reduzieren und somit eine Netzdienlichkeit zu generieren. Der in Abbildung 4-10 schematisch dargestellte Ablauf zur Lösung eines prognostizierten Engpasses ist in Kapitel 5 detailliert beschrieben.

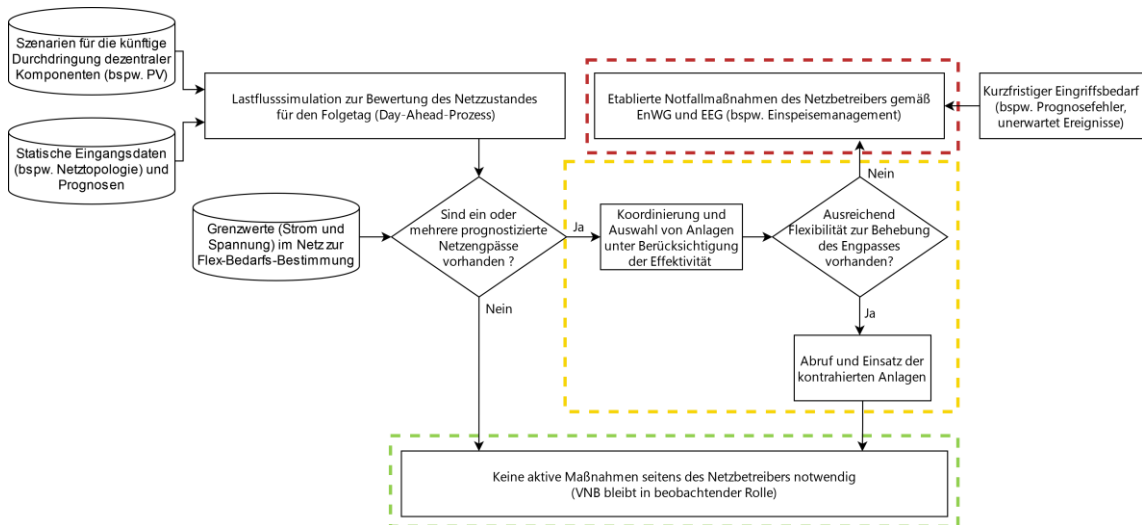


Abbildung 4-10: Ablauf der Netzengpassbestimmung sowie den resultierenden Handlungen aus Sicht des Netzbetreibers in den verschiedenen Ampelphasen; nach [8]

4.3.1 Einordnung des Ampelmodells und Grenzwerte der Netzüberlastung

Ein Modell für die Interaktion zwischen Netz und Markt sowie dem Handlungsbedarf (vgl. Abbildung 4-10) des Netzbetreibers in Abhängigkeit des Netzzustandes ist im „Smart-Grids-Ampelkonzept“ [115] des BDEW grundsätzlich beschrieben und mit der „Konkretisierung des Ampelkonzeptes im Verteilungsnetz“ [8] näher diskutiert. Den qualitativen Ampelphasen liegen verschiedene Aspekte zu Grunde, welche auch in [49] als Basismodell diskutiert werden. Das Ampelmodell ist dabei für die Einordnung des Flex-Bedarfs aus Netzsicht relevant und stellt die Basis für den Koordinationsmechanismus in Abschnitt 5 dar. [116]

- **Rote Phase:**

In der roten Phase liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität vor und der Netzbetreiber greift steuernd oder regelnd auf Anlagen zu. Für die Beseitigung der roten und Rückführung in die grüne Phase kann der Netzbetreiber auf etablierte Maßnahmen, wie z. B. Einspeisemanagement, zurückgreifen (§ 13 (2) EnWG). Neben kurzfristigen und unvorhergesehenen Ereignissen (bspw. Ausfall eines Netzbetriebsmittels) kann auch der Mangel an Flexibilität in der gelben Phase zu diesen genannten Maßnahmen führen. [8], [116]

- **Gelbe Phase:**

Die gelbe Phase umfasst eine Prognose des Netzzustandes durch den Verteilnetzbetreiber und hieraus abgeleitete Aktionen. Die Engpassprognose erfolgt dabei auch auf den unteren Spannungsebenen, wofür derzeit nach [117], [118] und [119] nur in reduziertem Umfang entsprechende Prozesse existieren. Die präventive Vermeidung bzw. Reduzierung von Netzengpässen erfolgt in der gelben Phase durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität.

Ist in dieser Marktphase nicht genügend Flexibilität kontrahierbar, kann der Netzbetreiber auf etablierte Notfallmaßnahmen aus der roten Phase zurückgreifen. Bisher sind in dem Bereich „marktbezogenen Maßnahmen“ die möglichen Prozesse für den Verteilnetzbetreiber beschränkt, wodurch der in Kapitel 5 vorgestellte Mechanismus diese Lücke schließt. [8], [116]

- **Grüne Phase:**

Hier existieren keine prognostizierten Engpässe bzw. diese werden in der gelben Phase durch die präventive Kontrahierung von Flexibilität vermieden. Der Netzbetreiber verbleibt in einer beobachtenden Rolle bis sich ein Wechsel in die rote bzw. gelbe Phase ergibt. [8], [116]

In [120] und [121] erfolgt die Anwendung des Ampelmodells in ähnlicher Weise. Allerdings wird in [121] nach [122] das Koordinationsprinzip auf Basis einer „Quote“ verwendet, wohingegen der in dieser Arbeit beschriebene Ansatz den Flexibilitätsbezug durch den Netzbetreiber verfolgt. Als Reflektion auf die hier vorgestellten qualitativen Phasen des Smart-Grids-Ampelkonzeptes lässt sich feststellen, dass derzeit ein direkter Übergang zwischen der grünen und der roten Phase im Verteilnetz in der Praxis verbreitet ist. Neben dieser übergeordneten Eingliederung und Beschreibung der Ampelphasen für Netzbetreiber, ist für die technische Beschreibung der Übergang von einer engpassfreien zu einer –behafteten Netzsituation notwendig.

In [123] werden für den Normalbetrieb des Netzes technische Randbedingungen genannt, welche einzuhalten sind. Hierzu gehören die thermische Belastbarkeit von Betriebsmitteln (Leitungen und Transformatoren) sowie die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes an den Netzknoten. Für die Versorgung von Verbraucher wird in [124] und [125] der n-1-sichere Planungsgrundsatz ab der Mittelspannung angewendet. Somit ist eine maximale Belastung im Lastfall von 60 % der Bemessungsscheinleistung in der Mittelspannung anzustreben. Im Einspeisefall und in der Niederspannung wird diese allgemeine anerkannte Regel der Technik nicht angewendet, wodurch die maximale Belastung der Betriebsmittel erhöht werden kann. Im Bereich des zulässigen Spannungsbandes wird in DIN EN 50160 (Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen) +/- 10 % der Nennspannung beim Endkunden als allgemeines Toleranzband genannt. Dieses Spannungsband wird nach [124] auf die Nieder- und Mittelspannungsebene aufgeteilt. Weiterhin existieren für den Anschluss von Erzeugungsanlagen weitere Anschlussrichtlinien, wodurch der durch die Anlage verursachte Spannungshub auf 3 % (Mittelspannung) [126] bzw. 2 % (Niederspannung) [127] begrenzt wird.

In [8] sind für die maximale Stromstärke als auch für das zulässige Spannungsband analog zu den drei qualitativen Ampelphasen beispielhafte Grenzwerte genannt. Dies suggeriert, dass bspw. eine prognostizierte sehr hohe Betriebsmittelauslastung notwendigerweise in die rote Ampelphase führt und somit Notfallmechanismen angewendet werden. In der hier entwickelten Methodik ist jedoch der Übergang zwischen einem prognostizierten engpassfreien und –behafteten Netz entscheidend. Für die technische Bestimmung dieses Übergangs können die oben genannten Grenzwerte und Richtlinien als Indikation berücksichtigt werden. In [8] ist dies mit 80 % der maximalen Stromstärke sowie eine Abweichung von mehr als 8 % des Spannungsbandes exemplarisch beschrieben. Im Folgenden werden für das betrachtete Netzgebiet eine thermische Auslastungsgrenze von 50 % gewählt. Durch die Anwendung dieser relativ geringen Auslastungsgrenze stellt die spätere Flexibilitätsbedarfs-Analyse eine worst-case Abschätzung aus Netzsicht dar.

Für die Festlegung der Grenzwerte bei spannungsbedingtem Flex-Bedarf in der Mittelspannung ist die Regelung im Umspannwerk (UW) zu beachten. Das liegt daran, dass gemäß den Messdaten die leistungsabhängige Spannungsregelung im UW tendenziell hohe Spannungen einstellt, um in Bezugsfall auf den lastbedingten Spannungsfall mehr Freiraum zu bieten. Somit sind die Grenzwerte so zu wählen, dass es im Lastfall zu keinem Flexibilitätsbedarf aufgrund zu hoher Spannung kommt. Das zulässige Spannungsband wird daraufhin in der Mittelspannung mit +6,5 % und -2,5 % festgelegt. Bei einer Übertragung der Methodik auf andere Netzgebiete sind die Grenzwerte den lokalen Gegebenheiten anzupassen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um einen Day-Ahead-Prozess handelt und der Netzbetreiber Prognose-Ungenauigkeiten zu berücksichtigen hat.

4.3.2 Anwendung des Verteilnetzmodells GridSim

Für die Bestimmung der künftigen Netzbelastung wird das Verteilnetz-Simulationsmodell „GridSim“ der FfE verwendet. Diese Simulationsumgebung wurde in den vergangenen Jahren insbesondere in [128], [28] und [129] entwickelt und laufend funktional ergänzt. Bisher lag der Fokus auf der detaillierten Analyse der Niederspannung wobei nun im Rahmen von [9] die Betrachtung der Mittelspannung auf Basis von realen Netzstruktur- und Belastungsdaten erfolgt.

Für die später beschriebene Umsetzung eines Koordinationsmechanismus zur Behebung von lokalen Netzengpässen sowie der Analyse der künftigen Netzbelastung ergeben sich folgende durch das Simulationsmodell zu erfüllende Anforderungen:

- Abbildung der Ist-Netzbelastung als Basis für die weiteren Analysen und Initialisierungsmöglichkeit mit Messwerten.
- Anwendung von Szenarien für die Untersuchung der Auswirkungen durch die künftige Durchdringung von dezentralen Komponenten und deren Betriebsweise.
- Ausweisung eines Bedarfs an Flexibilität aus Netzsicht mit den Charakteristika: Ort, Höhe, Zeit und Typ.
- Durchführung von Jahressimulationen, um saisonale Effekte im Lastverhalten sowie Muster im Auftreten von Engpässen zu analysieren.
- Durchführung einer Day-Ahead Engpassbestimmung im Realbetrieb zur Demonstration und Bewertung des Koordinationsmechanismus für dezentrale Flexibilität.

Die einzelnen Teilschritte des Ablaufs von der Integration von Messdaten bis hin zur Bestimmung des Flex-Bedarfs sind in Abbildung 4-1 schematisch aufgeführt. Auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten aus zehn Niederspannungsnetzen werden nach der in [107] vorgestellten Methodik die ca. 160 weiteren Niederspannungsnetze als aggregierte Last der dezentralen Komponenten in der Mittelspannung abgebildet (siehe auch Abschnitt 4.1.1). Die Durchdringung mit dezentralen Komponenten ist die Basis für die weitere Anwendung von Szenarien (siehe Abschnitt 4.3.3), wodurch künftige Netzbelastungen analysierbar sind. Die Jahressimulationen in ¼ h Auflösung resultieren in einem Zustand für jedes Betriebsmittel und jeden Netzknoten, woraufhin im Anschluss ein individueller Flexibilitäts-Bedarf aus Netzsicht ausgewiesen werden kann (siehe Abschnitt 4.3.4). Neben den Daten für die Jahressimulationen erfordert die Durchführung einer Day-Ahead Engpassbestimmung im Realbetrieb zusätzlich die Integration von Prognosedaten, wie der Temperatur und solarer Einstrahlung. Hierdurch ergibt

sich die Möglichkeit, im später folgenden Feldversuch den Koordinationsmechanismus für dezentrale Flexibilität auf Basis der real prognostizierten Netzbelastung zu analysieren und demonstrieren.

4.3.3 Szenarien zur künftigen Durchdringung von dezentralen Komponenten

Für die Bestimmung der künftigen Netzbelastung werden unter Anwendung des in Abschnitt 4.3.2 vorgestellten Modells verschiedene Szenarien in Bezug auf die Durchdringung von dezentralen Komponenten sowie deren Betriebsverhalten dargestellt (siehe Tabelle 4-4). Die Methodik zur Bestimmung der Deskriptoren sowie deren Ausprägung sind in [130] zu finden.

Tabelle 4-4: Übersicht über die angewendeten Szenarien; nach [9]

Komponente	Parameter	Szenarien			
		Solare Produzent	Autonomer Prosument	Elektrifizierte Verbraucher	Prosument am Markt
PV-Dachanlagen	Potenzialnutzung ⁶	hoch	hoch	niedrig	hoch
Hausspeichersysteme	Durchdringung in % (Bezug: PV-D)	100	100	50	100
	Ladesteuerung	überschussladen	prognosebasiert	prognosebasiert	prognosebasiert
Wärmepumpen	Durchdringung in % (Bezug: HA)	unverändert zu Ist-Zustand	50	50	50
	Ladesteuerung	wärmegeführt	residuallast	marktbasiert	marktbasiert
Elektrische Speicherheizungen	Rückbau in %	50	unverändert	unverändert	unverändert
	Ladesteuerung	vorwärts-/rückwärtsladen	residuallast	marktbasiert	marktbasiert
Elektrofahrzeuge	Durchdringung in % (Bezug: WE)	0	50	50	50
	Ladesteuerung	-	residuallast	marktbasiert	marktbasiert

Die Unterscheidungsmerkmale der Szenarien ergeben sich aus der Durchdringung der dezentralen Komponenten sowie deren Betriebsweise. In alle Szenarien ist ein Anstieg der installierten Leistung bei PV-Freiflächenanlagen von 20 % hinterlegt. Weitere Parameter, wie beispielsweise die installierte Leistung von Biomasseanlagen, bleiben unverändert.

Im Szenario „Solarer Produzent (SPZ)“ liegt der Schwerpunkt auf dem hohen Zubau von PV-Dachanlagen (PV-D). Jeder dieser Anlagen wird ein Hausspeichersystem (HSS) zugewiesen, welches geladen wird, sobald die Residuallast des Haushalts negativ wird. Zusätzlich findet keine Elektrifizierung des Verbrauchssektors statt. Die Anwendung des Szenarios „Autonomer Prosument (APS)“ weist im Vergleich eine prognosebasierte Ladesteuerung der HSS auf, um Erzeugungsspitzen der PV-Anlage abzufangen. Weiterhin erfolgt eine Elektrifizierung des Verbrauchssektors, wobei 50 % der Haushalte (HA) eine Wärmepumpe und 50 % der

⁶ Niedrig: Orientierung an dem Szenario A des NEP 2030 [173], [174] – Projektregion: 53,2 MW
Hoch: Orientierung an MONA 2030 „Hoher Ausbau dezentral“ [175] – Projektregion: 73,4 MW

Wohneinheiten (WE) ein Elektrofahrzeug einsetzen. Dies wird auch bei den beiden verbleibenden Szenarien angewendet.

Das Szenario „Elektrifizierter Verbraucher (EFV)“ zeichnet sich durch einen vergleichsweise geringen Zubau der PV-Dachanlagen aus. Die dezentralen Komponenten auf der Verbrauchsseite weisen ein marktbasierendes Betriebsverhalten auf [131], wodurch die Leistungsaufnahme in Zeiten mit geringerem Strompreis verschoben wird. Die Preiszeitreihe ist in Abbildung 10-8 im Anhang zu finden und basiert auf einem Energiesystemszenario, welches in [27, S. 57] vorgestellt und diskutiert wird. Im Szenario „Prosument am Markt (PAM)“ werden die maximalen Ausprägungen der vorangegangenen Szenarien kombiniert: Hoher Zubau sowohl von PV-Dachanlagen als auch von Komponenten auf der Verbrauchsseite sowie eine marktbasierende Betriebsweise. Die installierten Leistungen je Szenario sind in für das Netzgebiet in Abbildung 4-11 dargestellt.

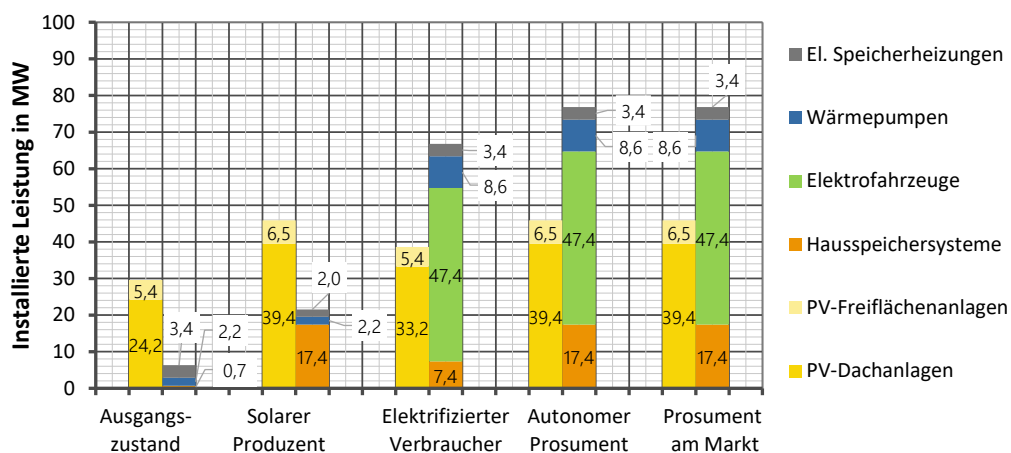


Abbildung 4-11: Installierte Leistung je Komponente und Szenario; nach [9]

Neben den installierten Leistungen resultiert die qualitative Beschreibung aus Tabelle 4-4 in einer Anzahl an dezentralen Komponenten je Szenario (vgl. Abbildung 4-12). Der Ausgangszustand beschreibt dabei die derzeitige Situation in dem Netzgebiet und dient als Referenz und zur Einordnung.

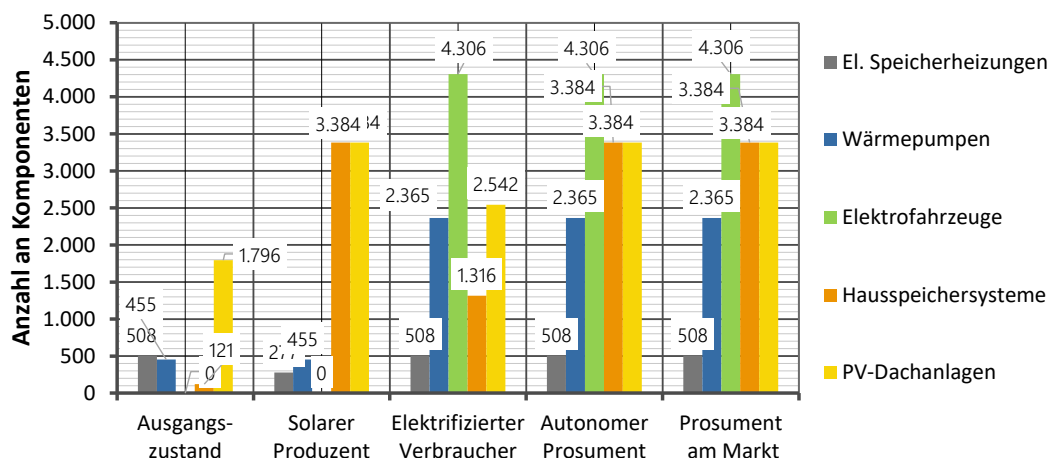


Abbildung 4-12: Anzahl der installierten Komponenten je Szenario; nach [9]

4.3.4 Ergebnisse der Lastflusssimulationen

Auf Basis der Parameteranpassung aus Abschnitt 4.2 und den eingeführten Szenarien in Abschnitt 4.3.3 werden für das Netzgebiet Jahressimulationen zur Bestimmung der künftigen Netzbelastung durchgeführt. An dieser Stelle liegt der Fokus auf der Analyse des netzbedingten Bedarfs an Flexibilität, welche eine der Jahressimulation nachgelagerten Auswertung darstellt. Weiterführende Beschreibungen, methodische Abläufe und Ergebnisse sind bspw. in [9], [107] und [132] zu finden.

In Abbildung 4-13 ist die Netzbelastung im Ausgangszustand dargestellt. Dabei wird das Lastverhalten der einzelnen Komponenten zu jedem Simulationsschritt aufsummiert und nach der sich ergebenden Residuallast sortiert. Hierbei orientieren sich steuerbare dezentrale Einheiten am heute üblichen Lastverhalten: Hausspeichersysteme laden, sobald die Residuallast am Hausanschluss negativ wird und elektrische Wärmeerzeuger werden bedarfsorientiert betrieben.

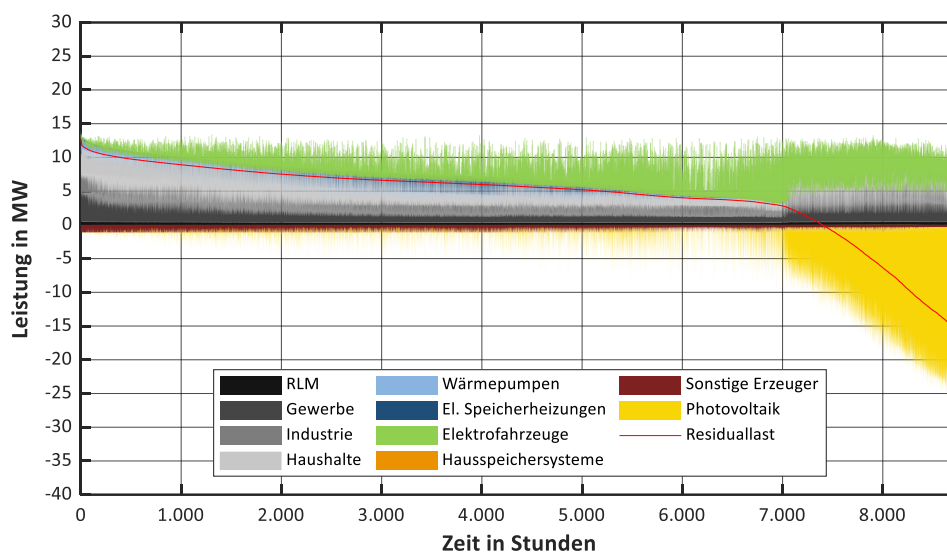


Abbildung 4-13: Sortierte Summenlast der einzelnen Komponenten im Ausgangszustand; [9]

Die höchste positive Residuallast tritt mit ca. 13 MW zur Mittagszeit in einem Wintermonat auf, wobei hier neben den Lasten aus Gewerbe, Industrie und Haushalt auch elektrische Wärmeerzeuger Leistung aufnehmen. Der maximale Betrag der auftretenden Residuallast ergibt sich im Rückspeisefall mit mehr als 20 MW. Der Zeitpunkt ist hierbei ein Sommer-Wochenende, wodurch hohe PV-Einspeisung bei niedrigem Verbrauch in Gewerbe und Industrie eine hohe Rückspeisung bedingt.

Auf Basis dieser Simulation erfolgt die Anwendung von Szenarien sowie die Auswertung hinsichtlich des sich ergebenden Flex-Bedarfs unter Abgleich der Ergebnisse mit den eingeführten Grenzwerten (siehe Abschnitt 4.3.1). Im Folgenden wird der auftretende Flex-Bedarf aus den Jahressimulationen systematisch analysiert (gemäß Tabelle 4-5), um gemäß der Einordnung des betrachteten Netzgebietes (siehe Abschnitt 4.1.1) Erkenntnisse abzuleiten und Anforderungen für einen Mechanismus zur Lösung von Netzengpässen mit Hilfe dezentraler Flexibilitätsoptionen festzulegen.

Tabelle 4-5: Analysen zum Flex-Bedarf aus Netzsicht

Untersuchungskriterium des Flex-Bedarfs	Netzgebiet	Szenario-betrachtung	Engpasskategorie
Häufigkeit: Wie viele Stunden im Jahr ist das Netz engpassbehaftet?	Ländlich und städtisch getrennt	Einzel	Strom und Spannung; Last und Erzeugung
Räumliche Ausdehnung: Wie viele Betriebsmittel bzw. Knoten sind im Falle eines Engpasses betroffen?	Ländlich und städtisch getrennt	Gemittelt	Strom und Spannung
Höhe: Wieviel Leistung ist mindestens notwendig, um den Engpass zu beheben?	Gesamt	Einzel	Strom; Last und Erzeugung
Gleichzeitigkeit: Wann treten Engpässe mit welcher Höhe auf?	Gesamt	Einzel	Strom; Last und Erzeugung

Häufigkeit bzw. Dauer des Auftretens von Flex-Bedarf:

In Abbildung 4-14 ist das zeitliche Auftreten für die Bedarfe an Flexibilität in den vier verschiedenen Szenarien sowohl für das ländliche (linke Abbildung) als auch für das städtische (rechte Abbildung) Netzgebiet dargestellt. Zudem erfolgt eine Unterteilung, ob der Flex-Bedarf auf Basis zu hoher Erzeugung (Erz) oder zu hoher Last hervorgerufen wurde und ob es sich um eine thermische Betriebsmittelüberlastung (I) oder eine Spannungsbandverletzung (U) handelt. In einem Zeitschritt tritt Flex-Bedarf auf, wenn mindestens in einem Betriebsmittel oder Netzknoten die Grenzwerte gemäß Abschnitt 4.3.1 verletzt werden.

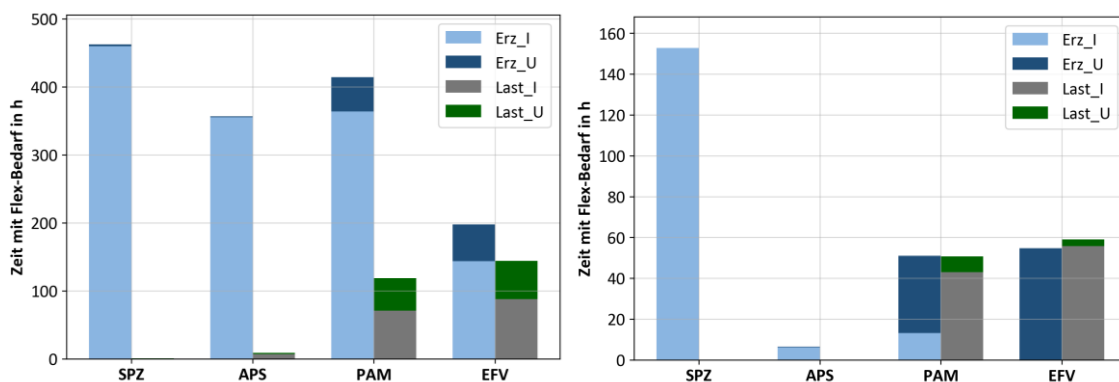


Abbildung 4-14: Zeit mit erzeugungs- oder lastbedingtem Flex-Bedarf unterteilt in die Szenarien für das ländliche (links) und städtische (rechts) Netzgebiet

Der Vergleich zwischen ländlichem und städtischem Netzgebiet zeigt, dass der Flex-Bedarf im ländlichen Gebiet über alle Szenarien hinweg häufiger auftritt. In beiden Netzgebieten werden die strombezogenen Schwellenwerte häufiger überschritten und sind für ca. 85 % des Flex-Bedarfs verantwortlich. Die hohe PV-Erzeugung im ländlichen Gebiet resultiert in strombedingten Erzeugungsempässen, welche durch die marktorientierte Betriebsweise von dezentralen Verbrauchern um lastbedingte Engpässe in den Szenarien PAM und EFV ergänzt werden. Der Einfluss dieser Marktsteuerung wird im Vergleich der Szenarien APS und PAM deutlich. Beide Szenarien sind hinsichtlich der Durchdringungsquoten von dezentralen Anlagen identisch. Lediglich die Betriebsweise der Verbraucher unterscheidet sich zwischen residuallastgeführt (APS)

und marktorientiert (PAM). Bei der Simulation des APS-Szenarios treten nahezu keine lastbedingten Engpässe auf, wohingegen die Anwendung des PAM-Szenarios sowohl im ländlichen als auch im städtischen Gebiet zu lastbedingten Engpässen führt.

Im städtischen Netzgebiet ist der Anteil der lastbedingten Engpässe im Vergleich zum ländlichen Gebiet höher. Diese treten wiederum vor allem in den Szenarien PAM und EFV auf. Die Simulation des Szenarios SPZ führt zu dem häufigsten Auftreten von Flex-Bedarfen in beiden Netzgebieten. Dies lässt sich auf die hohe dezentrale Erzeugungskapazität bei gleichzeitig geringer Elektrifizierung des Verbrauchssektors sowie der fehlenden netzdienlichen Ladestrategie von Hausspeichersystemen zurückführen. Trotz der hohen Durchdringungsrate von dezentralen Anlagen in den Szenarien bei gleichzeitig unveränderter Netzinfrastruktur tritt in keinem der Netzgebiete und Szenarien ein Flex-Bedarf häufiger als 460 h pro Jahr (ca. 5 %) auf.

Räumliche Gleichzeitigkeit des Flex-Bedarfs:

Neben der Zeit mit Flex-Bedarf ist die räumliche Verteilung ein relevanter Aspekt, um zu analysieren, ob es sich um lokal eingegrenzte Flex-Bedarfe oder um ein flächendeckendes Problem handelt. In Abbildung 4-15 ist für das ländliche (linke Abbildung) und städtische (rechte Abbildung) Netzgebiet für jeden Zeitschritt mit Flex-Bedarf aufgetragen, wie viele Betriebsmittel (Leitungsabschnitte und Umspannwerk) bei strombedingten bzw. Knoten bei spannungsbedingten Engpässen gleichzeitig betroffen sind.

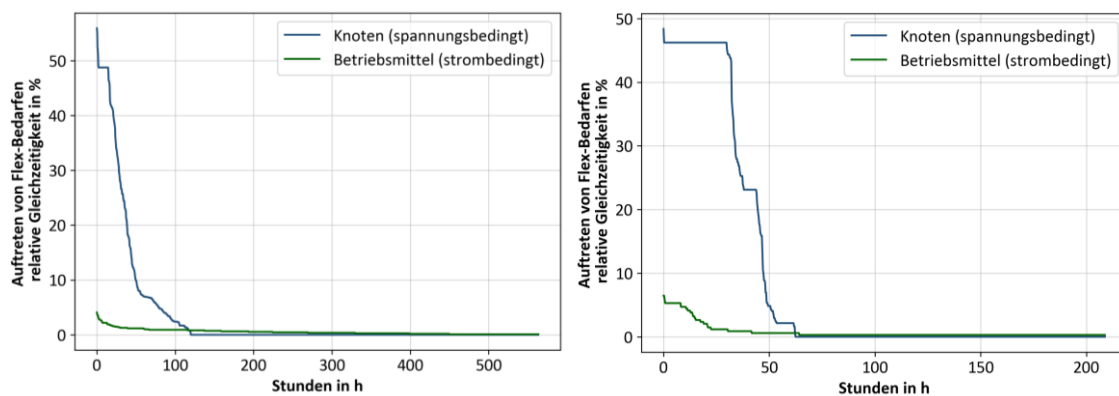


Abbildung 4-15: Betroffene Betriebsmittel bzw. Knoten bei dem Auftreten von Flex-Bedarf für das ländliche (links) und städtische (rechts) Netzgebiet gemittelt über die Szenarien (jeweils sortiert)

Der Vergleich der beiden Netzgebiete zeigt, dass sowohl im städtischen als auch im ländlichen Gebiet spannungsbedingte Engpässe im Vergleich zu Betriebsmittelüberlastungen mit einer höheren relativen Gleichzeitigkeit auftreten und sich somit Flex-Bedarfe aufgrund von Spannungsverletzungen flächenmäßig weiter ausdehnen. Bei beiden Analysen ist zu erkennen, dass in einem hohen Anteil der Stunden mit Flex-Bedarf nur wenige Betriebsmittel bzw. Knoten betroffen sind. Das Auftreten von Flex-Bedarf beschränkt sich somit auf ein einzugrenzendes Problem. In Anhang 10.4 ist ergänzend die räumliche Verteilung des Flex-Bedarfs in einer Kartendarstellung aufbereitet.

Höhe des Flex-Bedarfs:

Zusätzlich zu der Dauer und der Gleichzeitigkeit des Flex-Bedarfs im betrachteten Netzgebiet ist die Höhe der Überlastung ein wichtiger Aspekt, insbesondere im Hinblick auf die Lösung des Engpasses. In Abbildung 4-16 sind jeweils die strombedingten Flex-Bedarfe der vier Szenarien aufgetragen. Zudem findet eine Unterscheidung zwischen der Summe des Flex-Bedarfs sowie dem höchsten einzelnen Wert zu dem Zeitschritt statt. Für die Vorzeichen erfolgt eine Orientierung am Verbraucherzählpeilsystem, wodurch positiver Flex-Bedarf bei erzeugungsbedingten Engpässen und negativer bei Lastproblemen entsteht.

Über alle vier Szenarien und Abbildungen hinweg ist erkennbar, dass es jeweils über einen relevanten Bereich zu einer Deckung zwischen der Summe der Flex-Bedarfe und dem maximal auftretenden einzelnen Flex-Bedarf kommt. Somit sind nur wenige Betriebsmittel in diesem Zeitschritt engpassbehaftet, was die Interpretation von Abbildung 4-15 stützt. Auffällig sind die hohen negativen Flex-Bedarfe (lastbedingt) in den Szenarien Prosument am Markt und Elektrifizierter Verbraucher. Diese treten nur für wenige Stunden im Jahr auf und lassen sich auf die strompreisorientierte Steuerung von dezentralen Anlagen und der daraus resultierenden erhöhten Gleichzeitigkeit zurückführen.

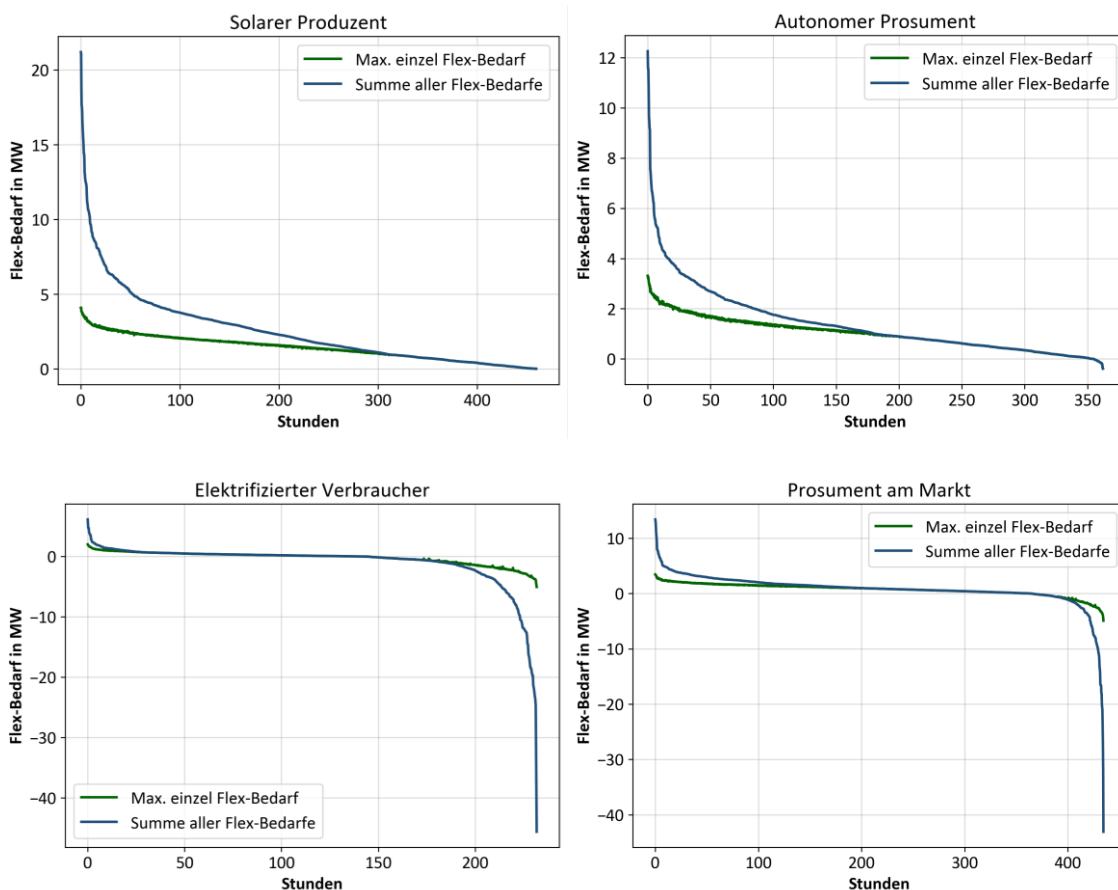


Abbildung 4-16: Dauerlinie der Höhe des strombedingten Flex-Bedarfs für die vier Szenarien sortiert nach der Summe der Flex-Bedarfe

Die Unterscheidung zwischen der Summe und dem maximalen einzelnen Flex-Bedarfe ist dahingehend relevant, da dies den möglichen Lösungsraum für die Wiederherstellung des engpassfreien Netzes darstellt. Im ungünstigsten Fall ist die Summe der Flex-Bedarf in jedem

Zeitschritt für die Lösung der Engpässe abzurufen. Im besten Fall hingegen kann durch die Lösung des einzelnen maximalen Flex-Bedarfs alle anderen (von der Leistung geringeren) Flex-Bedarf gelöst werden. Die benötigte Leistung für die Lösung des gesamten Engpasses wäre somit deutlich geringer. In der Abbildung 4-16 ist dieser Lösungsraum die Fläche zwischen den Linien „Summe aller Flex-Bedarfe“ und „Max. einzel Flex-Bedarf“. Für die Bestimmung einer Lösung ist jedoch Kenntnis über die netztechnische Verbindung zwischen den Engpässen sowie den Einfluss einer möglichen Lösungsoption notwendig. Ein entsprechender Ansatz wird in Abschnitt 5.2 als Teil des Koordinationsmechanismus eingeführt.

Zeitliches Auftreten des Flex-Bedarfs:

Als abschließende Analyse werden in den folgenden vier Heatmap-Darstellungen der Abbildung 4-17 die Zeitschritte mit strombedingtem Flex-Bedarf für den Erzeugungs- und Lastfall in den jeweiligen Szenarien aufbereitet. Ergänzend zu den bereits dargestellten Auswertungen über die Höhe des Flex-Bedarfs ist hier eine zeitliche Einordnung des Auftretens ergänzt.

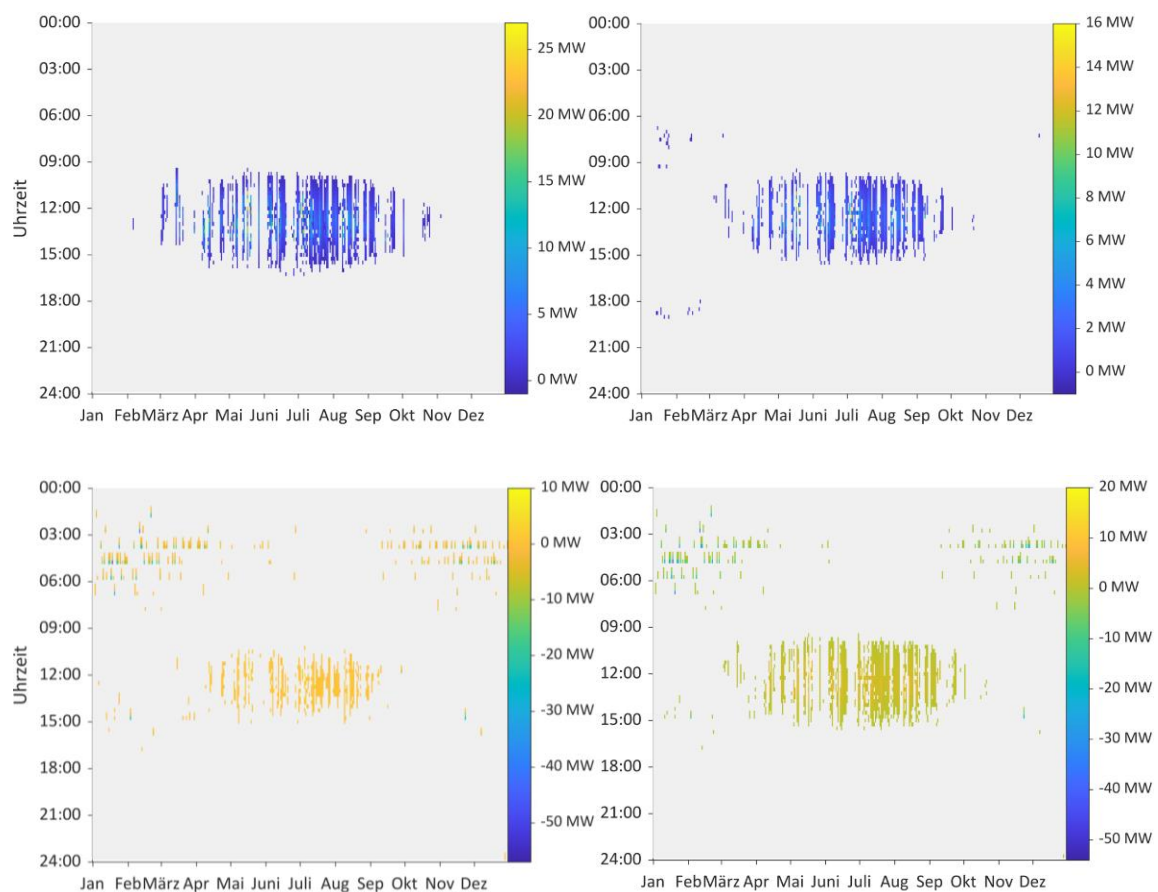


Abbildung 4-17: Darstellung des zeitlichen Auftretens und der Höhe des strombedingten Flex-Bedarfs für die Szenarien SPZ (oben links), APS (oben rechts), EFV (unten links) und PAM (unten rechts) im gesamten Netzgebiet; [9]

Für alle vier Szenarien ist ersichtlich, dass es vermehrt in den Mittagsstunden im Sommer zu positivem Flex-Bedarf aufgrund der verstärkten PV-Einspeisung kommt. Abgeschwächt fällt dies lediglich im Szenario EFV aus (linke untere Darstellung), da hier die installierte PV-Leistung geringer als in den anderen drei Szenarien ist und die Hausspeichersysteme prognosebasiert laden. Weiterhin zeigt die Abbildung, dass in den Szenarien PAM und EFV in den Morgenstunden der

Wintermonate lastbedingter Flex-Bedarf auftritt. Dies ist auf die strompreisorientierte Betriebsweise von Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmereizern zurückzuführen, welche aufgrund der niedrigeren Strompreise in diesen Zeiten [27, S. 57] eine entsprechende Lastverschiebung durchführen [131]. In der Simulation wird dabei ein statisches System verwendet, das keine Rückkopplungen auf den Markt enthält [133]. Unter einer Berücksichtigung der genannten Effekte besteht die Möglichkeit, dass der Strompreis sich an einen erhöhten Verbrauch durch die Wechselwirkung von Angebot und Nachfrage anpassen würde.

4.4 Einordnung und Diskussion der Ergebnisse

Die einleitend in Kapitel 4 genannten Forschungsfragen und deren Beantwortung in den darauf folgenden Abschnitten lässt sich wie folgt zusammenfassen und diskutieren: Reale Netzstrukturen, deren Ist-Belastung sowie die Einbindung von Messdaten aus dem Netz ermöglichen in Kombination mit Szenarien die detaillierte Analyse der Netzbelastung und bilden die Grundlage für die Untersuchung eines künftigen Netzengpassmanagements. Dabei können aus den Messdaten durch die Anwendung des entwickelten iterativen Parameterfittings unbestimmte Parameter quantifiziert und in die Simulation integriert werden. Weiterführende Analysen wären dahingehend möglich, dass zu Beginn des iterativen Prozesses zur Bestimmung der unbekanntem Blindleistungsparameter die Wirkleistungsauslastung gemäß den Messdaten skaliert wird, um deren Effekt auf das Blindleistungsverhalten des Netzes zu berücksichtigen. Durch die später folgende Integration von Szenarien erfolgt eine Anpassung der Wirkleistung, die Blindleistungswerte bleiben jedoch unverändert. Weiterhin wäre die Durchführung des Parameterfittings für verschiedene Typtage und Jahreszeiten möglich, wobei die Rückführbarkeit auf einen Parameter für die Jahressimulation gegeben sein muss.

Die Analyse der künftigen Netzbelastung auf Basis des untersuchten Netzgebietes und den Szenarien zeigt, dass trotz der restriktiven Grenzwerte sowie der ambitionierten Szenarien der Bedarf an netzseitiger Flexibilität im betrachteten Netzgebiet nur vereinzelt auftritt. Dabei ist neben der installierten Leistung von dezentralen Komponenten insbesondere deren Betriebsweise entscheidend für die lokale und regionale Netzbelastung. Hohe und häufige erzeugungsbedingte Engpässe können durch ein entsprechendes Ladeverhalten bspw. von Hausspeichersystemen abgeschwächt werden. Auf der Lastseite treten hingegen die Engpässe vorwiegend bei einer Orientierung an ein zentrales Signal, wie bspw. den Börsenstrompreis, auf. Die hierdurch erzielte Annäherung des privaten Kunden an den Energiemarkt entspricht den Zielen der Europäischen Union [56], welche mit der Einführung der intelligenten Messsysteme forciert werden. Jedoch können dadurch in der Netzbelastung zusätzliche Lastspitzen sowie erhöhte Gleichzeitigkeiten generiert werden. Die neuen Gegebenheiten in Bezug auf dezentrale Komponenten sollte aus Sicht des Netzes nicht nur als Herausforderung gesehen werden, sondern als Möglichkeit im Bedarfsfall mit einer entsprechenden Koordinierung die dezentrale Flexibilität für das Engpassmanagement zu nutzen. Auch wenn der Fokus auf der künftigen Netzbelastung in der Mittelspannung liegt, so haben vereinzelt Analysen in den zehn detaillierten Niederspannungsnetzen gezeigt, dass hier deutliche höhere Netzauslastungen auftreten. In [122] wird über verschiedene Netzgebietsklassen hinweg ein tendenziell steigender Bedarf an Flexibilität ausgewiesen, welcher sich mit den Analysen aus dem hier untersuchten realen Netzgebiet deckt.

Das Auftreten von temporären Netzengpässen ist keine Seltenheit und führt beim Netzbetreiber zum Einsatz von verschiedenen Maßnahmen (vgl. Tabelle 5-1). Der bdew hat bereits im Jahr 2016 das Prinzip „NOXVA“ eingeführt: In dem Konzept wird nach der Netzoptimierung die Nutzung von Flexibilität vor dem klassischen Netzausbau genannt [134]. Dabei wird die Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten als Leitgedanke formuliert. Dies wird dahingehend interpretiert, dass die Nutzung von Flexibilität und konventioneller Netzausbau nicht als konkurrierende Optionen, sondern als Maßnahmenbündel zu verstehen sind. Dabei erscheint der klassische Netzausbau als geeignetes Instrument, falls es sich um strukturelle und dauerhafte Engpässe handelt. Auch wenn die wirtschaftliche Gegenüberstellung der verschiedenen Instrumente (Flexibilitätseinsatz, Netzausbau etc.) eine weiterführende Analyse darstellt, haben die hier durchgeführten Analysen gezeigt, dass es sich in dem Netzgebiet weitestgehend um temporäre Engpässe handelt. Somit ist der Einsatz von Flexibilität für die Aufrechterhaltung des engpassfreien Netzbetriebs zu prüfen. Bei der Koordination für den Einsatz von Flexibilität wird eine Flex-Plattform entwickelt, auf welcher u.a. die Verknüpfung des Ortes von Angebot (dezentrale Anlagen) und Nachfrage (Engpass) nötig und möglich ist.

5 Koordination von netzdienlicher Flexibilität

Die Ergebnisse aus dem voranstehenden Kapitel 4 zur künftigen Netzbelastung zeigen zum einen, dass ein Flexibilitätsbedarf in den unteren Spannungs- bzw. Netzebenen auftritt und zum anderen, dass dabei eine Vielzahl von (steuerbaren) Anlagen potenziell für die Lösung der Engpässe durch die Koordination deren netzdienlicher Flexibilität einsetzbar sind. In Tabelle 5-1 sind Maßnahmen von Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) im Rahmen des derzeitigen Engpassmanagementprozesses dargestellt.

Tabelle 5-1: Auswahl von Maßnahmen der Netzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements; nach [19] und [20]

Maßnahmenkategorie	Rechtliche Grundlage	ÜNB-Maßnahme	VNB-Maßnahme
Netzbezogenen Maßnahmen	§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG	Netzumschaltungen (Topologiemassnahmen)	
Marktbezogene Maßnahmen	§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG	Zu- oder abschaltbare Lasten (AbLaV)	
		Redispatch und Countertrading	(Redispatch 2.0)
	§ 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG	Netz- und Kapazitätsreserve	
	§ 14a EnWG		Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung
Notfall-Maßnahmen	§ 13 Abs. 2 EnWG	Einspeisemanagement	
		Kaskadierte Anlagensteuerung	

Bei Verteilnetzbetreibern existiert im Bereich der marktbezogenen Maßnahmen hauptsächlich der Mechanismus für „Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung“ nach § 14a EnWG. Auf Seiten der Erzeuger und Speicher werden im Rahmen des sich in der Einführung befindenden „Redispatch 2.0“ Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW erschlossen. Anlagen mit geringeren Leistungen werden lediglich perspektivisch berücksichtigt, da diese zwar in großer Zahl vorkommen, jedoch nur für einen geringen Teil der installierten Leistung⁷ verantwortlich sind. [45, S. 13], [135, S. 12]

Die kommenden Herausforderungen in den unteren Spannungsebenen sowie die große Anzahl von steuerbaren Anlagen mit einer geringen spezifischen Leistung folgen in dem Bedarf, die sogenannte gelbe Ampelphase (siehe Abschnitt 4.3.1) auszugestalten und dem Verteilnetz-

⁷ Nach [135] sind zwar 64 % aller Anlagen > 30 kW im Leistungsbereich zwischen 30 und 100 kW. Diese sind jedoch nur für 4 % der installierten Leistung verantwortlich

betreiber die Möglichkeit der Erschließung von Flexibilitätspotenzialen als marktbezogene Maßnahme zu ermöglichen. Dies kann über eine Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität (kurz Flex-Plattform) erfolgen, woraus sich für dieses Kapitel folgende Fragestellungen ableiten lassen:

- Wie kann der Prozessablauf für die Koordination von Flexibilität gestaltet sein und wie können die Abläufe des Smart Metering integriert werden?
- Wie kann eine Methodik ausgestaltet werden, um den netztechnischen Effekt von Flexibilität ohne die kontinuierliche Durchführung von Lastflussberechnungen bestimmen zu können?
- Welche Ergebnisse zeigt die szenariobasierte Anwendung einer Flex-Plattform im Hinblick auf die Lösung bzw. Verminderung von Netzengpässen?

5.1 Flex-Plattform als Integrationsmodell für dezentrale Flexibilität

Für die Integration von Flexibilität existieren nach [136] und [137] verschiedene Konzepte, welche sich grundsätzlich in „Betreibermodelle“, „Anreizmodelle“ und „Marktmodelle“ unterteilen lassen. Alle Modelle weisen Vor- und Nachteile auf, wobei im Bereich der Marktmodelle bzw. der Flex-Plattform als hinreichende Begründung für die Untersuchung im Rahmen der netzdienlichen Flexibilitätsuntersuchung u. a. folgende Aspekte genannt werden können: Diskriminierungsfreiheit, der einfache Marktzugang sowie die Verbindlichkeit der Flexibilitätserbringung bei Kontrahierung. Nachteilig wird dabei das Problem des „strategischen Gebotsverhaltens“ in [19, S. 40] und [138, S. 54] genannt, wobei in [19, S. 44] Maßnahmen zur Problemlösung diskutiert werden. Die Bewertung des grundlegenden Marktdesigns ist nicht Teil dieser Arbeit.

Das Konzept der zu untersuchenden Flex-Plattform ordnet sich in die Metaanalyse aus [122, S. 78] in das Koordinationsprinzip „Flex-Bezug“ ein. Hier tritt der Netzbetreiber als Nachfrager für Flexibilität auf und vergütete diese. Der in Abschnitt 5.1.1 aufgeführte Prozessablauf hat das Ziel, eine effiziente Koordination von netzdienlicher Flexibilität zu ermöglichen und dabei derzeit ungenutzte Flex-Potenziale zu erschließen. Der Mechanismus ersetzt dabei nicht die bestehenden Abläufe nach § 13 EnWG, sondern stellt eine Ergänzung dieser um marktbezogene Ansätze im Verteilnetz dar (vgl. Tabelle 5-1). Als Bindeglied zwischen der Flex-Plattform und den dezentralen Flexibilitäten wird die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme für die Übertragung von Messwerten und Schaltbefehlen verwendet. Insbesondere bei der Steuerung von Anlagen ergeben sich durch die Anwendung der Infrastruktur zusätzliche Herausforderungen, welche in Abschnitt 5.1.2 diskutiert werden.

5.1.1 Prozessualer Ablauf

Die grundlegende Beschreibung der Hintergründe, Funktionsweise sowie Prozesse im Kontext der Flex-Plattform sind in [139] eingeführt. In [10] erfolgt eine detaillierte Ausarbeitung des Use-Case „Flex-Plattform“, welche u. a. eine Beschreibung des Business-Case, der Ablaufspezifikationen sowie Systembeschreibungen enthält. Die Konzeption der Flex-Plattform beinhaltet verschiedene Anforderungen, wobei insbesondere zwei Aspekte für diese Arbeit relevant sind: Die Ausgestaltung der Rolle des Plattform-Betreibers ist gemäß [19, S. 64] und [12] nicht abschließend definiert, wodurch der Datenbedarf der Plattform so zu gestalten ist, dass die

Ausübung durch einen Dritten grundsätzlich möglich ist. Zudem ist die Anwendung der iMSys-Infrastruktur vorgesehen, wodurch deren Rollen und Prozesse zu berücksichtigen sind. Für beide Aspekte werden methodische und prozessuale Ansätze entwickelt und maßgeblich in den Abschnitten 5.2 sowie 6.1.2 analysiert und diskutiert. In Abbildung 5-1 ist entsprechend den Anforderungen, der Ablauf des Plattformprozesses sowie die beteiligten Akteure in Form eines Funktions-Sequenzdiagramms dargestellt.

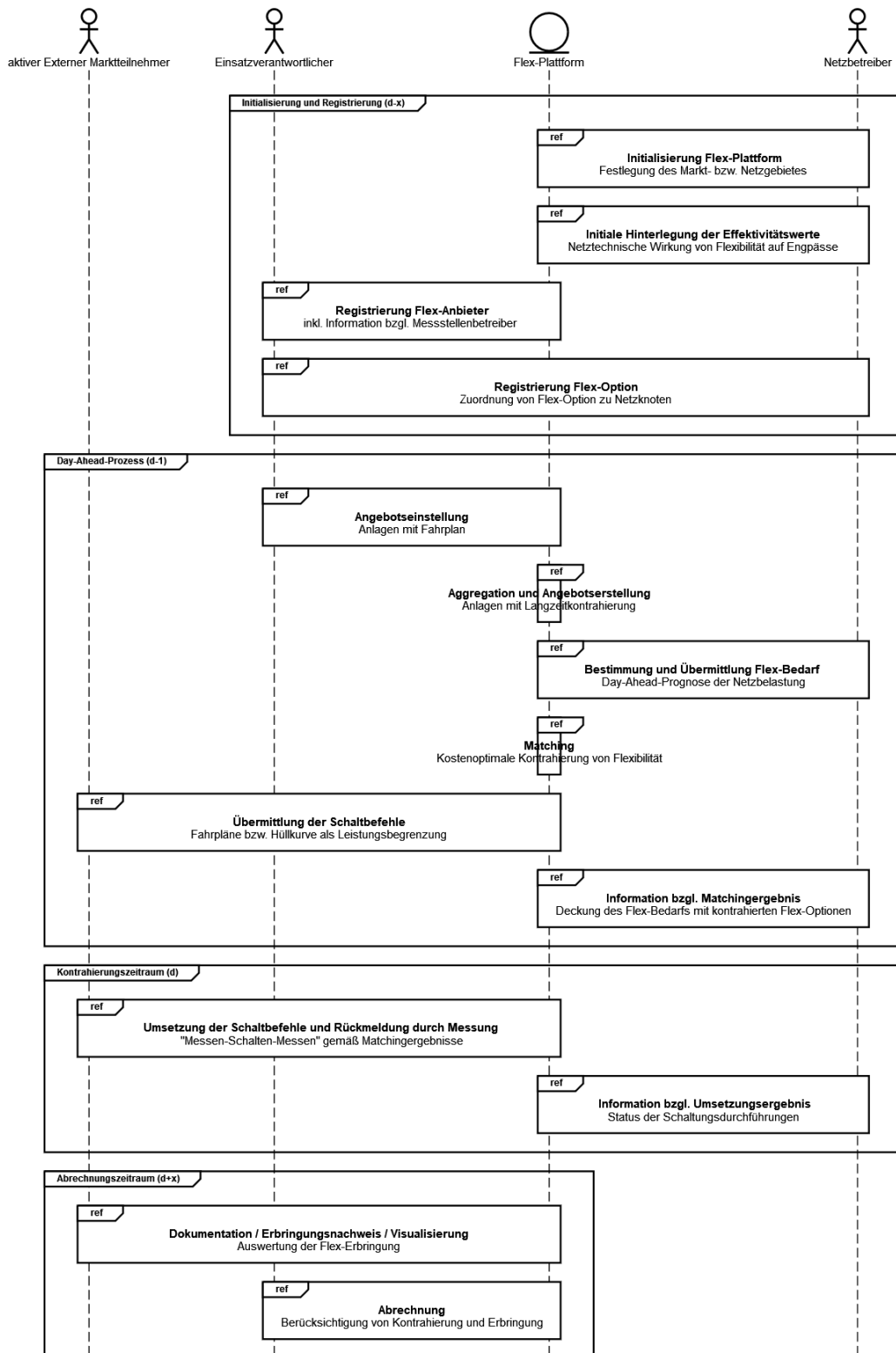


Abbildung 5-1: Funktions-Sequenzdiagramm der Flex-Plattform; nach [10] und [11]

Im Folgenden ist eine kurze Funktionsbeschreibung gemäß dem zeitlichen Ablauf der Flex-Plattform aufgeführt.

Initialisierung und Registrierung (d-x):

Die Initialisierung der Flex-Plattform erfolgt bedarfsorientiert zu einem beliebigen Zeitpunkt. Daher legt ein Netzbetreiber das Markt- bzw. Netzgebiet fest, für welches eine Flex-Plattform zu etablieren ist. Für das später folgende Matching hat der Netzbetreiber bei strombedingten Engpässen Effektivitätswerte von Netzknoten auf Betriebsmittel an die Plattform zu übermitteln. Durch die in Abschnitt 5.2 vorgestellte Methode ist dies ein initialer Prozess und muss lediglich bei Netzausbaumaßnahme für betroffene Netzabschnitte wiederholt werden. Neben den Prozessen des Netzbetreibers erfolgt die Registrierung von Flex-Anbietern sowie deren Flex-Optionen, welche durch den Netzbetreiber einem Netzknoten zugewiesen werden. Für jede Flex-Option sind zudem der Messstellenbetreiber sowie die Art der Vermarktung zu hinterlegen. Bei Anlagen, welche keinen Fahrplan (Baseline sowie Flex-Band [10, S. 31]) hinterlegen können, übernimmt dies die Flex-Plattform in der Funktion als Aggregator. Dies betrifft z. B. Wärmepumpen oder PV-Anlagen, welche über eine sogenannte „Langzeitkontrahierung“ inkl. Prämienmodell integriert werden [140]. Für Verbraucher sind dabei Randbedingungen zu hinterlegen, welche sich bspw. an den Vorgaben nach § 14a EnWG orientieren. Die Flex-Plattform übernimmt in diesem Fall die Rolle des Einsatzverantwortlichen für die Flex-Option. [10]

Day-Ahead-Prozess (d-1):

Im Day-Ahead-Prozess ist die Einstellung von Fahrplänen bei Anlagen außerhalb der Langzeitkontrahierung enthalten. Die Fahrpläne umfassen einen Referenzlastgang (Baseline) sowie die mögliche Abweichung davon (Flex-Band) je Viertelstunde inkl. Kosten für die Flexibilitätserbringung. Für Anlagen ohne Fahrplan übernimmt die Flex-Plattform die Ermittlung eines Flex-Angebots auf Basis von Prognosen (bspw. Temperatur) sowie statistischer Verfügbarkeiten [99]. Der Netzbetreiber führt für das Netzgebiet eine Day-Ahead-Engpassbestimmung durch und übermittelt den resultierenden Flex-Bedarf an die Plattform. Bei strombedingten Engpässen sind Informationen über die engpassbehafteten Betriebsmittel, Höhe des Flex-Bedarfs sowie die betroffenen Zeitpunkte enthalten. Die verwendet $\frac{1}{4}$ h Auflösung ergibt sich aus der Marktperspektive, wohingegen sich aus der Netzperspektive deutlich kurzfristigere Effekte (insbesondere bei der Spannung) ergeben können. Diesen können bspw. durch bewährte Schutzmechanismen (siehe auch rote Ampelphase in Abschnitt 4.3.1) begegnet werden. Dies ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Die Durchführung des Matching in Form einer linearen Optimierung berücksichtigt sämtliche Flex-Bedarfe (Nachfrage) und Flex-Optionen (Angebot), deren Randbedingung und Kosten sowie die Effektivitätswerte für den Folgetag (Kontrahierungszeitraum) und generiert eine kostenoptimale Lösung [141]. Nach abgeschlossenem Matching werden die Einsatzverantwortlichen über die Kontrahierung der jeweiligen Anlagen und der Netzbetreiber über die planmäßige Deckung des Flex-Bedarfs informiert. [10]

Kontrahierungszeitraum (d):

Für die Umsetzung und Überprüfung der Flex-Erbringung (Ergebnis des Matching) wird die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme verwendet. Bei Anlagen mit Langzeitkontrahierung übernimmt der aktive Externe Marktteilnehmer die Übermittlung der Schaltbefehle bspw. als Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen über die CLS-Funktion und prüft die Erbringung durch eine Leistungsmessung. Bei Anlagen mit Fahrplan ist der Einsatzverantwortliche für die Umsetzung

des angepassten Fahrplans verantwortlich. Hier erfolgt lediglich die Messung des Lastgangs mit der iMSys-Infrastruktur. Der Netzbetreiber wird informiert, wenn Anlagen die Flex-Erbringung nicht gemäß des Matchingergebnisses umsetzen, um ggf. Notfallmaßnahmen zu ergreifen (siehe Abschnitt 4.3). [10]

Abrechnungszeitraum (d+x):

Als letzte Prozessschritte erfolgen unter der Anwendung der iMSys-Infrastruktur die Visualisierung der Flex-Erbringung, die Abrechnung sowie die Dokumentation. [10]

In Bezug auf die Flex-Plattform finden im Day-Ahead-Prozess die wichtigsten Abläufe statt. Diese werden im Abschnitt 5.3 in Form von szenariobasierten Jahressimulationen untersucht und ausgewertet. Das vollständige Funktions-Sequenzdiagramm nach Abbildung 5-1 wird in der Demonstration im Rahmen des Feldversuchs in Abschnitt 6.3.3 angewendet.

5.1.2 Koordinierung des Steuerungszugriffs

In der Umsetzung des prozessualen Ablaufs der Flex-Plattform aus Abbildung 5-1 tritt der Verteilnetzbetreiber als alleiniger Nachfrager nach Flexibilität auf, um dadurch lokale Engpässe durch den netzdienlichen Flex-Einsatz zu beheben. Weiterhin sind die Kontrahierung und somit der Flex-Abruf aus der Plattform die alleinige CLS-Kommunikation bzgl. der Schaltung von Flex-Optionen. Diesen im Widerspruch stehenden Schaltbefehlen bspw. aus alternativer Vermarktung sind hier nicht vorhanden, wodurch die Schaltbefehle aus der Flex-Plattform per Definition prioritär umgesetzt werden.

Perspektivisch können mehrere Flex-Nachfrager mit der Plattform interagieren [142]. Dabei ist die Beachtung lokaler Netzkapazitäten notwendig, um das Auftreten neuer Engpässe, ausgelöst durch den Flex-Abruf, zu verhindern. Weiterhin ist das iMSys als interoperable Infrastruktur für den Zugriff durch verschiedene Akteure vorgesehen (vgl. Abschnitt 2.2). Hierbei ist sicherzustellen, dass die Schaltbefehle bzw. Fahrpläne zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs priorisiert werden.

Für die Adressierung dieser beiden Herausforderung ist eine Kopplung der Flex-Plattform als Integrationsmodell für dezentrale Flexibilität mit der Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene (KOF) des FNN möglich [11], [143]. Die KOF bietet einen koordinierten Zugriff auf eine gemeinsame Steuerungsinfrastruktur unter Beachtung lokaler Netzkapazitäten. Aspekte der Geschäftsebene (bspw. Marktprozesse) sind nach [144] explizit ausgenommen. Die Kombination beider Konzepte bietet Synergieeffekte, welche in Bezug auf die eingangs beschriebenen Aspekte betrachtet werden. Eine der Kernfunktionen der KOF ist nach [143] die Sicherstellung des Netzbetriebs durch den Abgleich von Fahrplänen mit der verfügbaren Netzkapazität. In Kombination mit der Flex-Plattform erfolgt die Übermittlung des Matching-Ergebnisses an die KOF. Dort wird eine Prüfung der Fahrpläne bzw. Schaltbefehle hinsichtlich deren Netzverträglichkeit durchgeführt. Tritt der VNB als alleiniger Flex-Nachfrager auf, ist die Einhaltung der lokalen Netzkapazität anzunehmen. Erfolgt bspw. eine Flex-Nachfrage von dem überlagerten Netzbetreiber, so stellt die Kombination mit der KOF sicher, dass der Flex-Abruf aus dem unterlagerten Netz dort keine zusätzlichen Engpässe hervorruft.

In der Logik des FNN-Modells kann die KOF gemäß [144] der prozessuale Sternpunkt vor der Steuerbox und damit Teil des Smart Metering sein. Die KOF erfüllt somit die Rolle des aktiven Externen Marktteilnehmers und konsolidiert die Schaltbefehle bzw. Fahrpläne der verschiedenen Akteure (bspw. Flex-Plattform und Aggregator). Durch die Zusammenführung kann sichergestellt werden, dass die Schaltbefehle und Fahrpläne widerspruchsfrei zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs prioritär umgesetzt werden. [11]

5.2 Methodischer Ansatz zur netztechnischen Flexibilitätsbewertung

Die Definition von Flexibilität in Abschnitt 3.1 zeigt bereits, dass der „Wirkradius“ und somit die Effektivität im Kontext des netzdienlichen Flex-Einsatzes eine wichtige Rolle spielt. Diese und weitere Anforderungen aus der Flex-Plattform werden in Abschnitt 5.2.1 aufgeführt und mit Ansätzen aus der Literatur verglichen. Gemäß den Anforderungen, erfolgt in Abschnitt 5.2.2 die Entwicklung eines methodischen Ansatzes, welcher auf Basis einer Case Study dargestellt wird. Abschließend erfolgt eine Analyse von Limitierungen sowie Ansätze für eine Weiterentwicklung.

5.2.1 Anforderungsanalyse und Ansätze aus der Literatur

Anforderungsanalyse aus der Flex-Plattform:

Die Rolle des Betreibers der Flex-Plattform ist gemäß [19, S. 64] und [12] Gegenstand aktueller Diskussionen und noch nicht abschließend geklärt. Es erscheint naheliegend, dass der Netzbetreiber auf Grund des netzdienlichen Einsatzzweckes Plattformbetreiber ist. Jedoch ist das Konzept der Flex-Plattform aus Abschnitt 5.1.1 so ausgestaltet, dass auch ein externer Akteur bzw. eine andere / neue Marktrolle dies ausführen könnte. Die mögliche Trennung zwischen den Rollen des VNB und des Plattformbetreibers hat zur Folge, dass die Hinterlegung sensibler Daten auf der Plattform zu reduzieren ist. Dies bedeutet, dass ein vollständiges und rechenbares Netzmodell dem Plattformprozess nicht zur Verfügung steht. [9, S. 124]

Durch die Vielzahl an Nieder- und Mittelspannungsnetzen – insbesondere bei einer Konzept-Skalierung – sowie einer hohen Durchdringung mit dezentralen Flex-Optionen, ist die kontinuierliche Durchführung von Lastflussberechnungen nur mit hohem Ressourcenaufwand zu realisieren. Daher ist im regulären Plattformbetrieb ein vereinfachter Ablauf umzusetzen, wodurch die Verschiebung der Komplexität in die Initialisierungsphase angestrebt wird. Weiterhin wird das Matching der Flex-Plattform durch eine lineare Optimierung durchgeführt [141], wodurch die netztechnische Effektivität durch einen linearen Zusammenhang darzustellen ist. [9, S. 134]

Abschließend besteht die Anforderung, dass der zu entwickelnde Ansatz Änderungen bzgl. des Engpassortes und der Netztopologie, dem Netzverknüpfungspunkt sowie der Leistung von Flex-Optionen berücksichtigt und somit nicht statisch für einen spezifischen Rahmen funktioniert.

Ansätze aus der Literatur:

Für die Berücksichtigung der netztechnischen Effektivität im Kontext eines Flexibilitätseinsatzes in den unteren Spannungsebenen existieren in der Literatur verschiedene Ansätze, von welchen im Folgenden zwei vorgestellt werden:

In [49, S. 22] wird ein „überlagertes Sensitivitätsprinzip“ entwickelt, welches die Leistungsänderung (symmetrisch und unsymmetrisch) an einem beliebigen Knoten auf die Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen analysiert. Die Bestimmung dieser Sensitivitätsmatrix basiert auf einer angepassten Jacobi-Matrix als Teil des Newton-Raphson-Verfahrens der Lastflussberechnung [145]. Die darin enthaltene notwendige Linearisierung resultiert in einem Fehler von +/- 10 % in Abhängigkeit der Problemstellung. Die Ermittlung der Sensitivitäten ist dabei Teil des regulären Prozesses und wird vom Netzbetreiber auf Basis der vorhandenen Netzprobleme sowie Flexibilitätsanbieter ermittelt [49, S. 15]. Der Netzbetreiber nimmt in diesem Konzept bis zur Ermittlung der abzurufenden Flexibilität eine aktive Rolle im Prozess ein.

Die technische Optimierung im Matchingalgorithmus der REFLEX-Plattform [19, S. 92] basiert auf dem Prinzip einer Metaheuristik mit einer Merit-Order-Liste (MOL). Diese wird absteigend nach dem Preis aller Flex-Angebote gebildet und übergeben. Beginnend bei der günstigsten Lösung, überprüft der Algorithmus mit der Durchführung einer Lastflusssimulation, ob es durch den Flex-Einsatz zu einer Reduzierung der Engpässe kommt. Falls ja, wird das Flex-Angebot als potenzielle Lösung abgelegt und der neue Netzzustand als Ausgangspunkt für die nächste Iteration verwendet. Dieser Prozess wird solange wiederholt, bis entweder die Nachfrage gedeckt oder das teuerste Flex-Angebot überprüft wurde. Dieser Vorgang wird für jeden Zeitschritt mit Engpässen durchgeführt. Als Erweiterung besteht die Möglichkeit, dass die Flex-Angebote nicht nur nach deren Preise, sondern in Kombination mit dem netztechnischen Einfluss gewichtet werden. Bei beiden Ansätzen erfolgt die Durchführung vieler Lastflusssimulationen, welche mit der Ausprägung der Problemstellung bzw. der Struktur der Flex-Angebote variiert. [46, S. 8]

Die Ansätze aus der Literatur bieten vielversprechende Aspekte, welche jedoch nur teilweise die Anforderungen aus der Flex-Plattform erfüllen. Daher wird im folgenden Abschnitt ein methodischer Ansatz vorgestellt, welcher sowohl Aspekte aus den Vorarbeiten der Literatur sowie die spezifischen Anforderungen des Flex-Plattformkonzeptes berücksichtigt.

5.2.2 Methodik und Case Study

Der methodische Ansatz zur netztechnischen Flexibilitätsbewertung im Rahmen der Flex-Plattform basiert, analog zu [49], auf einer Effektivitätsmatrix. Diese wird jedoch in dem hier vorgestellten Ansatz initial gebildet und auf der Flex-Plattform hinterlegt (vgl. Abbildung 5-1). Die Matrix bildet den Zusammenhang von Knoten-Knoten (spannungsbedingte Engpässe) bzw. Knoten-Betriebsmitteln (strombedingte Engpässe) ab, in welcher der Einfluss einer Flex-Option auf einen Engpass in linearisierter Form dargestellt ist (siehe Abbildung 5-2). Die in der Linearisierung enthaltenen Parameter stellen dabei die Steigung („a“) und den Offset („b“) dar.

$$\begin{array}{c}
 \text{Stromänderung in Betriebsmittel l in A} \\
 \begin{array}{cc}
 & l_1 & & l_n \\
 \begin{array}{c}
 \text{Leistungsänderung an} \\
 \text{Knoten n in kW}
 \end{array} & n_1 & \left[\begin{array}{ccc}
 a_{l_1}^{n_1}; b_{l_1}^{n_1} & \dots & a_{l_n}^{n_1}; b_{l_n}^{n_1} \\
 \vdots & \ddots & \vdots \\
 a_{l_1}^{n_n}; b_{l_1}^{n_n} & \dots & a_{l_n}^{n_n}; b_{l_n}^{n_n}
 \end{array} \right] \\
 & n_n
 \end{array}
 \end{array}$$

Abbildung 5-2: Effektivitätsmatrix für strombedingte Engpässe

Ergänzend kann an dieser Stelle auf die Ergebnisse der Analyse des Flex-Bedarfs in Abschnitt 4.3 verwiesen werden. Diese zeigen, dass Engpässen nicht an vereinzelt Orten im Netzgebiet und auch in unterschiedlicher Höhe auftreten. Die Matrix bietet die Möglichkeit, die Wirkung von einzelnen Flex-Optionen auf alle Engpässe zu quantifizieren und dies entsprechend im Matching der Flex-Plattform zu berücksichtigen. Der Prozess für die Bildung der Linearisierungsparameter als Basis der Effektivitätsbewertung wird im Folgenden erläutert.

Methodischer Ablauf:

Der grundlegende Prozess wurde in [146] entwickelt und in [12] hinsichtlich des Einsatzzweckes im Rahmen einer Flex-Plattform detailliert untersucht. In Abbildung 5-3 ist der Ablauf zur Bildung der Linearisierung als Basis der Effektivitätsmatrix an einem exemplarischen Netz schematisch dargestellt.

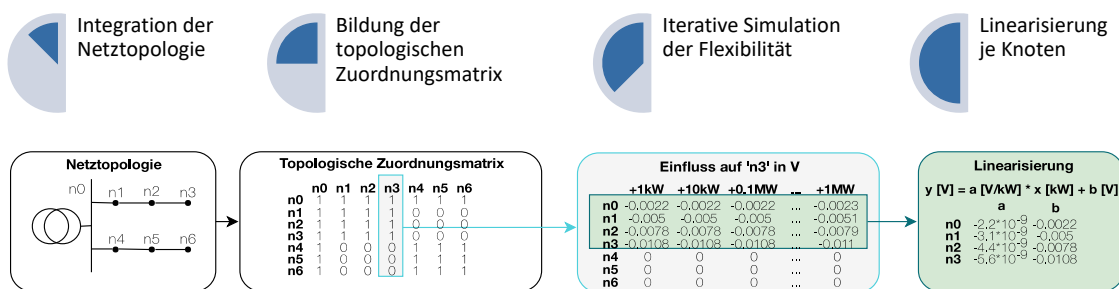


Abbildung 5-3: Schematischer Prozess zur Bestimmung der Effektivitätsmatrix; nach [9] und [12]

Die ersten Schritte umfassen die Einbindung der Netztopologie sowie die Bildung einer binären topologischen Zuordnungsmatrix. Dabei wird im Wesentlichen festgestellt, ob Knoten eine elektrische Verbindung zu anderen Knoten bzw. Betriebsmitteln aufweisen. Alle elektrisch miteinander verbundenen Knoten-Knoten- bzw. Knoten-Betriebsmittel-Paare werden in der topologischen Zuordnungsmatrix gekennzeichnet („1“) und in den weiteren Prozessschritten berücksichtigt. Ausgehend von einer Referenzsimulation ohne Flexibilitätseinsatz wird für jeden potenziellen Knoten iterativ eine schrittweise Leistungsanpassung durchgeführt und die Änderung des Stromflusses in Betriebsmitteln bzw. Spannungsänderung an den Knoten bestimmt. Dadurch ergibt sich für jedes mit „1“ gekennzeichnetem Paar aus der topologischen Zuordnungsmatrix eine Datenbasis, welche über den Iterationsbereich der Leistungsänderung linearisiert wird. Die Parameter aus der Linearisierung werden auf der Flex-Plattform hinterlegt und können im Matching entsprechend berücksichtigt werden. [9, S. 134], [12]

Generierung des linearisierten Einflusses:

Gemäß dem methodischen Ablauf in Abbildung 5-3 erfolgt für die Generierung des linearisierten Einflusses zuerst die iterative Erhöhung der Leistung an jedem Knoten, um die Änderung der Stromstärke in den Betriebsmitteln bzw. der Spannung in den Knoten zu bestimmen. Die Änderung ist dabei die Abweichung von der Referenzsimulation. Gemäß Abschnitt 4.3.4 dominieren erzeugungsbedingte Engpässe, wodurch die Referenzsimulation den Erzeugungsfall enthält. Ausgehend von den Ergebnissen aus den Simulationsläufen kann unter Einsatz der Formel (5-1) ein linearisierter Einfluss abgeleitet werden. Dabei findet die Methode der einfachen Regression Anwendung, wodurch der funktionale Zusammenhang der Leistung einer Flex-Option in kW auf die Änderung des Netzzustandes (bspw. Stromstärke in A) abgeschätzt werden kann.

$$y = x * a + b$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) * (y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (5-1)$$

$$b = \bar{y} - a * \bar{x}$$

y	Resultierende Änderung durch Flex-Option
x	Leistung der Flex-Option
a, b	Koeffizienten der Regressionsgerade
n	Anzahl der Simulationsläufe bzw. Iterationsschritte
x_i	Leistung der Flex-Option im Simulationslauf i
y_i	Resultierende Änderung im Simulationslauf i
\bar{x}	Arithmetisches Mittel über die Leistung der Flex-Option
\bar{y}	Arithmetisches Mittel über die Änderung in den Simulationen

In Abbildung 5-4 ist das Ergebnis der Lastflusssimulation sowie die Anwendung der Linearisierung über den Leistungsbereich von -2.500 bis 2.500 kW in 50 kW Schritten nach Formel (5-1) für ein exemplarisches Knoten-Knoten bzw. Knoten-Betriebsmittel-Paar dargestellt. Die visuell erkennbare Abweichung zwischen der Linearisierung und den einzelnen Simulationsläufen wird in einer detaillierten Fehleranalyse (Simulationsergebnis im Vergleich zu dem linearisierten Einfluss) untersucht und hieraus abgeleitete Erweiterungsmöglichkeiten diskutiert (siehe Abschnitt 5.2.3).

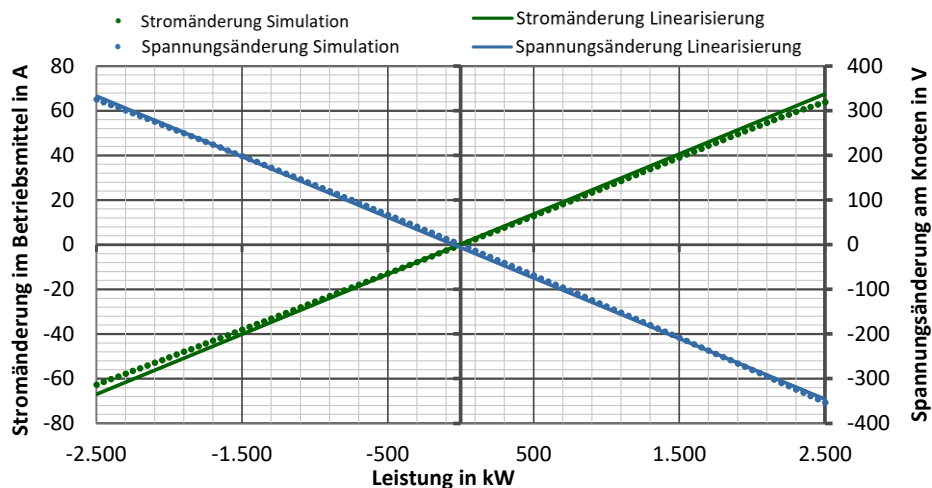


Abbildung 5-4: Exemplarische Darstellung des Simulationsergebnisses sowie der Linearisierung für Strom- bzw. Spannungsänderungen in einem MS-Strang

Case Study:

Im Folgenden wird die Abhängigkeit des netztechnischen Einflusses eines Flex-Einsatzes auf einen spannungs- und strombedingten Engpass im Mittelspannungsstrang 3 exemplarisch untersucht. In Abbildung 5-5 ist die Topologie des Netzstranges, die Lage der einzelnen Netzknoten sowie die Verortung der Engpässe dargestellt. In der Referenz wird von einem

Erzeugungsfall ausgegangen, wodurch an den einzelnen Knoten eine zusätzliche Last als potenzielle Flex-Option im Linearisierungsbereich zwischen 50 kW und 2 MW hinterlegt wird. Die Wahl dieses Bereiches gründet nach [146, S.33] auf der installierten Leistung einzelner Anlagen im Netzgebiet.

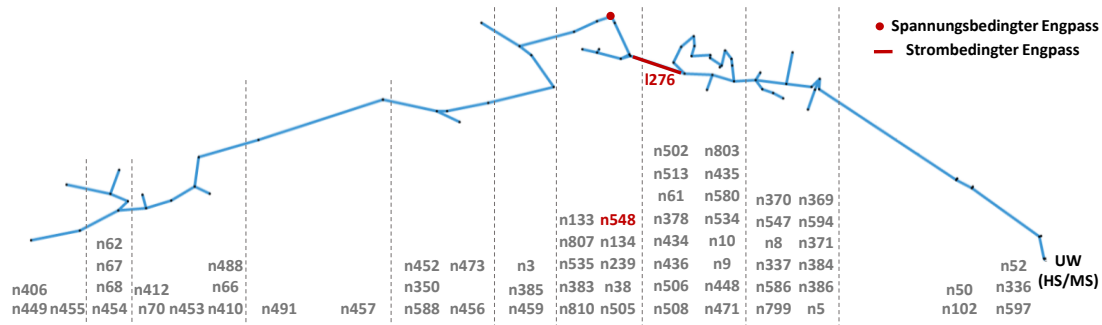


Abbildung 5-5: Strang 3 aus dem untersuchten Mittelspannungsgebiet sowie Verortung eines exemplarischen strom- und spannungsbedingten Engpasses

Das Ergebnis für den Einfluss auf den strombedingten Engpass am Leitungsabschnitt I276 (vgl. Abbildung 5-5) ist in Abbildung 5-6 dargestellt. Dabei wird die resultierende Stromstärkeänderung im überlasteten Betriebsmittel je Netzknoten auf den maximalen Betrag normiert, um eine Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Knoten zu ermöglichen. Es ist zu erkennen, dass die Flexibilität an Knoten, welche vor dem Engpass in Richtung Umspannwerk liegen, keinen Einfluss auf den Stromfluss im überlasteten Betriebsmittel haben und somit keinen Beitrag zur Engpassverminderung liefern können (vgl. [35]). Knoten hinter dem überlasteten Betriebsmittel besitzen einen vergleichbaren Effekt. Minimale Unterschiede ergeben sich durch den Einfluss der zusätzlichen Last auf das Spannungsniveau im Netz, welches aufgrund der Verwendung von P/Q-Lasten im Modell leicht sinkt und die Stromstärke entsprechend verändert. Zudem ist der Einfluss des Linearisierungsprozesses mit zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 5.2.3)

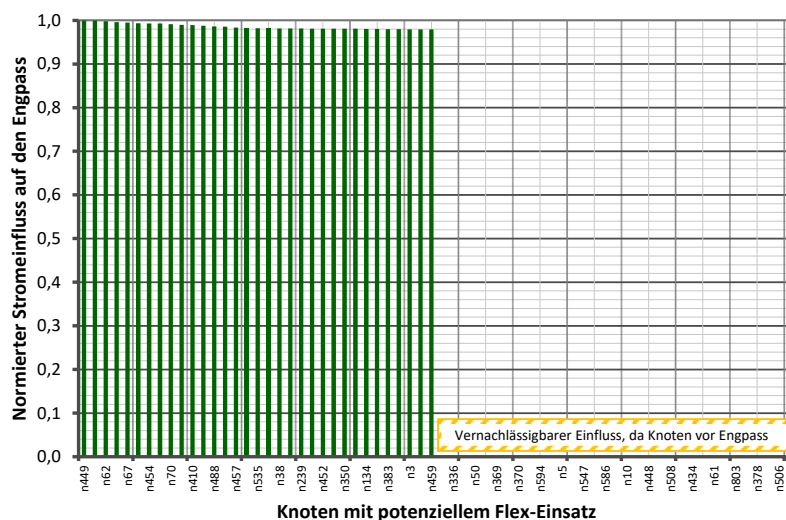


Abbildung 5-6: Normierte Stromänderung eines Flex-Einsatzes an den Knoten auf einen Engpass (I276) im Mittelspannungsstrang 3; nach [9, S. 136]

Die im Abschnitt 5.3 folgende Anwendung der netztechnischen Flexibilitätswertung fokussiert die Lösung von strombedingten Engpässen. Ergänzend ist in Abbildung 5-7 die normierte Spannungsänderung durch den Flex-Einsatz an den verschiedenen Knoten des Mittelspannungs-

stranges 3 dargestellt. Der Einfluss auf den Engpass $n548$ hängt im Gegensatz zu strombedingten Engpässen nicht von dem Ort des Flex-Einsatzes in Relation zum Engpass ab, sondern maßgeblich von der Entfernung zum UW. Vereinfacht kann hier abgeleitet werden, dass aufgrund des Spannungsfalls ein Flex-Einsatz am Strangende höheren Einfluss auf einen spannungsbedingten Engpass hat, als ein Flex-Einsatz nahe des Umspannwerkes.

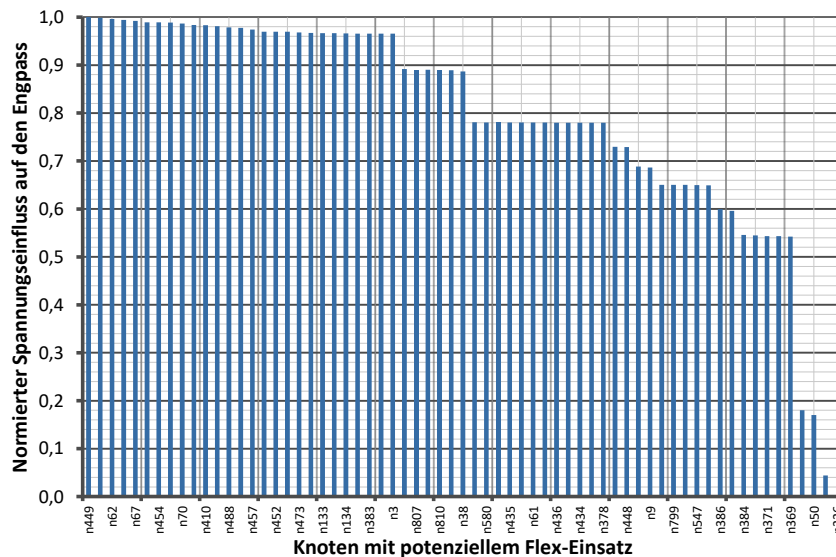


Abbildung 5-7: Normierte Spannungsänderung eines Flex-Einsatzes auf einen exemplarischen Engpass ($n548$) im Mittelspannungsstrang 3; nach [13]

5.2.3 Fehleranalyse und Weiterentwicklung

Die in Abschnitt 5.2.2 entwickelte und angewendete Methodik erfüllt die Anforderungsanalyse aus der Flex-Plattform für die netztechnische Bewertung (vgl. Abschnitt 5.2.1). Der Ansatz enthält jedoch Limitierungen, welche im Folgenden beschrieben und in weiterführenden Arbeiten vertieft werden sollten. So erfolgt bspw. der Einsatz von symmetrischen Wirkleistungslasten in den jeweiligen Mittelspannungs-Strahlennetzen. Erste Untersuchungen zu dem Einsatz von Blindleistung bzw. der Analyse von vermaschten Netzen haben in [146, S. 40] ergeben, dass die Methodik hierfür grundsätzlich übertragbar ist.

Benchmark mit alternativen Ansätzen:

In der derzeitigen Ausprägung des Flex-Plattform-Prozesses nach Abbildung 5-1 findet keine nachgelagerte Lastflusssimulation zur Überprüfung des Flex-Einsatzes und somit der Engpassbehebung statt. In [146, S. 40] sowie [12] werden verschiedene Case-Studies durchgeführt und das Ergebnis der netztechnischen Flexibilitätsbewertung anhand von Lastflussberechnungen validiert. Die Ergebnisse zeigen, dass der relative Fehler im Vergleich zur Lastflusssimulation meist deutlich unter 10 % liegt. Höhere Fehlerwerte treten bei Leistungsabrufen auf, welche außerhalb des Linearisierungsbereiches liegen.

In [46] erfolgt ein Vergleich der netztechnischen Flexibilitätsbewertung als Bestandteil des Flex-Plattform-Prozesses mit dem alternativen Ansatz der Bildung einer Merit-Order-Liste aus Abschnitt 5.2.1. In den durchgeführten zwölf Variationen der Case-Study ergibt sich im Mittel eine Abweichung von $\approx 6\%$ zwischen den Ansätzen der MOL sowie der Flex-Plattform in Bezug auf

die kontrahierte Leistung. Die in Abschnitt 4.4 diskutierte potenzielle Unterdeckung von Flex-Bedarfen im Matching hat dabei maßgeblichen Einfluss auf den Fehlbetrag zwischen den verschiedenen Ansätzen. Eine Skalierung der kontrahierten Leistung bis zur vollständigen Bedarfsdeckung reduzierte die Abweichung im Mittel auf $\approx 1,5\%$. Neben dem Benchmark mit alternativen Ansätzen wird im Folgenden eine detaillierte Analyse der Freiheitsgrade in der netztechnischen Flexibilitätsbewertung durchgeführt, um den daraus resultierenden Fehler zu quantifizieren.

Freiheitsgrade im Modell und Anwendung im Rahmen der Flex-Plattform:

Die Erstellung der netztechnischen Flexibilitätsbewertung beinhaltet verschiedene Freiheitsgrade, welche die Komplexität der Integration in die Flex-Plattform sowie die resultierende Abweichung der Werte aus der Linearisierung im Vergleich zur Lastflusssimulation beeinflussen. Ein Aspekt ist die Schrittweite der Iterationen sowie der Leistungsbereich der Linearisierung. Aufgrund der genannten Leistungsgröße der im Netz angeschlossenen Anlagen wird ein Leistungsbereich bis 2 MW mit 40 Simulationspunkten als Schrittweite von 50 kW gewählt. Bei einer grundlegenden Anpassung der Angebotsstruktur ist eine Änderung der Parameter sowie die erneute Durchführung der netztechnischen Flexibilitätsbewertung vorgesehen. In der Analyse der strombedingten Engpässe sind lediglich die Knoten-Betriebsmittelpaare enthalten, bei welchen der Knoten hinter dem Engpass ist und somit auch ein relevanter Einfluss auf das Betriebsmittel vorliegt (vgl. Abbildung 5-6).

Die in Abbildung 5-4 dargestellte Abweichung zwischen der Linearisierung und der Lastflusssimulation wird im Folgenden anhand des Netzstrangs 3 analysiert. Hierfür wird in jedem Iterationsschritt die Differenz für jedes Knoten-Betriebsmittelpaar gebildet und in Abbildung 5-8 dargestellt. Es zeigt sich, dass die absolute Abweichung für eine Vielzahl der Werte in einem Bereich zwischen $\pm 0,2$ A liegt. Dies entspricht einer relativen Abweichung im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Lediglich im unteren Leistungsbereich ergibt sich eine höhere relative Abweichung, welche aufgrund der Anwendung in der Mittelspannung und somit des Einsatzes von tendenziell hoher Leistung als angemessen erscheint. Ein vergleichbares Ergebnis liefert die Betrachtung der Spannungsänderung in Abbildung 10-11 im Anhang.

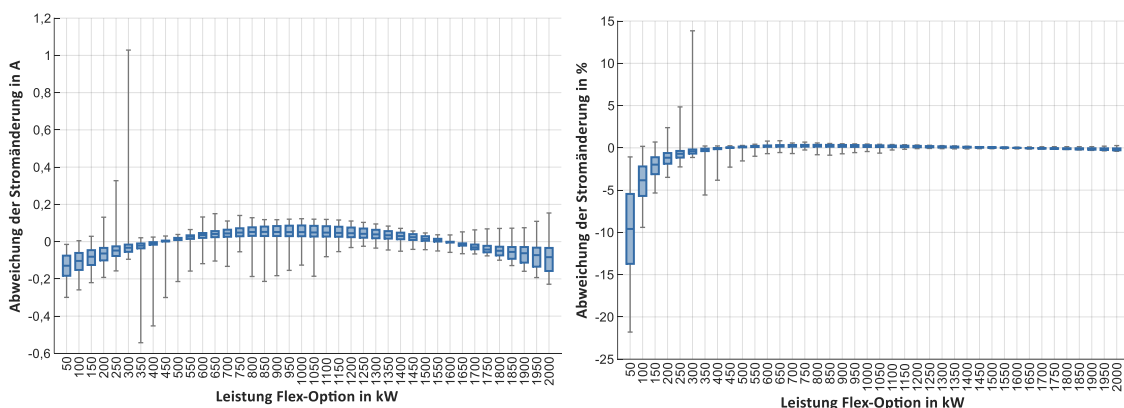


Abbildung 5-8: Absolute (linke Darstellung) sowie relative (rechte Darstellung) Abweichung der Stromänderung aus der Linearisierung in Bezug auf die Simulation

Um die Komplexität in der Flex-Plattform im Rahmen des Matchingprozesses zu reduzieren, werden im Folgenden zwei Vereinfachungen getroffen. Die Linearisierung findet nicht nur, wie in

Abbildung 5-8 dargestellt, über den Lastbereich statt, sondern wird zudem über den Erzeugungsbereich linearisiert. Dadurch ist keine Fallunterscheidung bzgl. des Engpassproblems notwendig. Aufgrund der Struktur des Flex-Bedarfs aus Abschnitt 4.3.4 wird der Erzeugungsfall gewählt. Zudem würde die Anwendung eines Offsets (b) gemäß Formel (5-1) dazu führen, dass bei einer Leistung von 0 kW bereits eine Strom- bzw. Spannungsänderung auftritt. Um dies zu vermeiden, wird der Offset auf der Flex-Plattform nicht berücksichtigt. Die genannten Vereinfachungen führen zu relativen Fehlern, welche für den Großteil der Werte bei +/- 5 % liegt (vgl. Abbildung 10-12 im Anhang). Der in Abschnitt 5.2.1 vorgestellte Ansatz aus der Literatur quantifiziert in [49, S. 33] einen vergleichbares Fehlermaß.

Abschließend erfolgt die Analyse der Veränderung der Referenzsimulation auf die entstehende Abweichung zwischen den Ergebnissen der Linearisierung und die der Lastflusssimulation. Dies ist relevant, da die Netz-Belastung bei dem Auftreten eines Flex-Bedarf nicht statisch ist, sondern sich spezifisch gemäß dem Verhalten der angeschlossenen Lasten ändert. Für diese Analyse werden in der Lastflusssimulation die Referenzleistungen mit dem Faktor 0,5 bzw. 2 skaliert und mit der Linearisierung aus dem unveränderten Szenario (Faktor 1) abgeglichen, wobei die genannten Vereinfachungen berücksichtigt werden. Abbildung 5-9 zeigt die absolute Abweichung bei strombedingten Engpässen im Erzeugungsfall sowie der Variierung der Referenzsimulation bzw. deren Belastung. Im Vergleich zu Abbildung 5-8 zeigen sich insbesondere in den höheren Leistungsbereichen Abweichungen, welche jedoch aufgrund des niedrigen Wertes als tolerierbar eingestuft werden. Bei größeren Abweichungen der Netzbelastung von dem Referenzfall ist eine Anpassung der Effektivitätswerte zu prüfen.

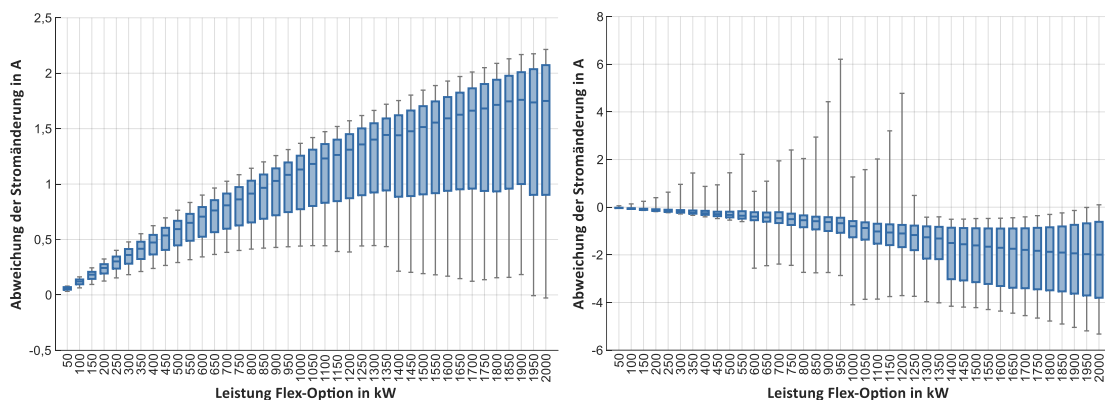


Abbildung 5-9: Absolute Abweichung der Stromänderung aus der Linearisierung in Bezug auf die Variation der Referenzsimulation mit dem Faktor 2 (linke Darstellung) bzw. 0,5 (rechte Darstellung)

Berücksichtigung von topologischen Änderungen:

Kann die Änderung der Leistung an einem Knoten aufgrund der Linearisierung berücksichtigt werden, hat die Anpassung der Netztopologie einen grundlegenden Einfluss auf den Lastfluss im Netz und somit auf den netztechnischen Einfluss einer Flexibilität. Eine netztopologische Änderung findet nicht nur im Rahmen von Netzausbaumaßnahmen statt, sondern ist mit Netzschaltungen Teil des Netzbetriebes (vgl. Tabelle 5-1). Mit jeder Schaltmöglichkeit (n) steigt die Anzahl der theoretischen Netztopologien und somit der Effektivitätsmatrizen auf 2^n Möglichkeiten an. Durch eine virtuelle Trennung der Netze an den Schaltmöglichkeiten, der separaten Durchführung der Effektivitätsbewertung, der Linearisierung je Teilnetz sowie der Zusammensetzung der Effektivitäten auf Basis des aktuellen Netzverschaltungszustandes kann die

Anpassung von topologischen Änderungen im Netz durch Umschaltungen berücksichtigt werden, ohne das neue Effektivitätswerte zu generieren sind.

5.3 Szenariobasierte Bewertung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes

Der im vorherigen Abschnitt 5.2 vorgestellte Mechanismus für die netztechnische Bewertung von Flexibilität wird in diesem Abschnitt im Kontext der Flex-Plattform aus Abschnitt 5.1 diskutiert. Der methodische Ablauf beschreibt neben dem grundsätzlichen Vorgehen die Einbindung der Erkenntnisse der Potenzialanalyse von dezentraler Flexibilität (vgl. Kapitel 3) sowie den Ergebnissen der Lastflusssimulationen zur Bestimmung des Flex-Bedarfs (vgl. Kapitel 4). Die Ergebnisse des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes zur Engpassbehebung werden abschließend ausgewertet und diskutiert.

5.3.1 Methodischer Ablauf

Für die Bewertung des netzdienlichen Flex-Einsatzes zur Engpassbehebung im Rahmen einer Flex-Plattform, erfolgt die Anwendung des in Abbildung 5-10 dargestellten Ablaufs. Hierfür werden sowohl Ergebnisse aus voranstehenden Kapiteln sowie außerhalb dieser Arbeit entstandene Modelle und Ansätze berücksichtigt und für die Bewertung in einen übergreifenden Prozess integriert.

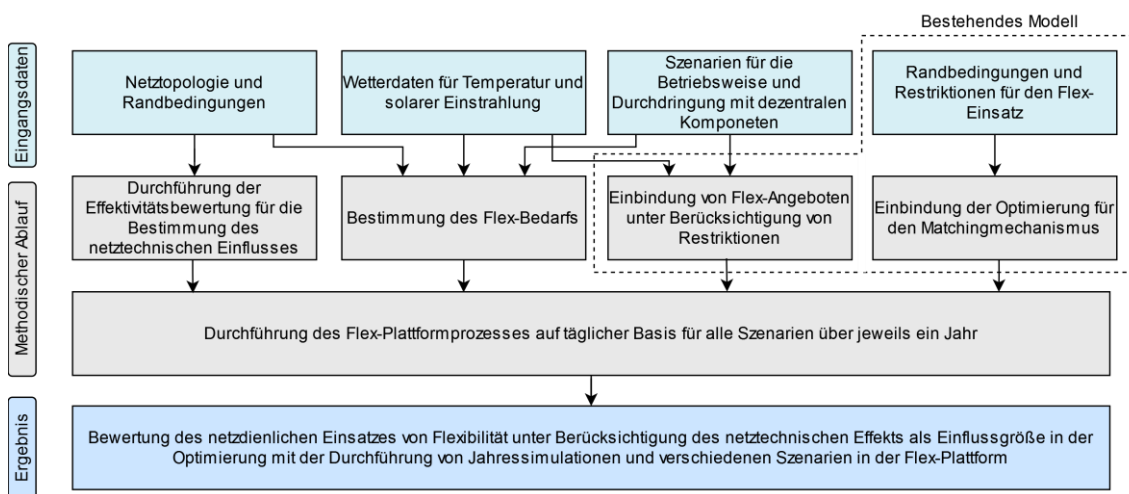


Abbildung 5-10: Methodischer Ablauf zur Bewertung des netzdienlichen Flex-Einsatzes im Kontext einer Flex-Plattform unter Anwendung von Jahressimulationen

Auf Basis der Netztopologie, welche bereits in Abschnitt 4.1.1 beschrieben ist, erfolgt die Durchführung der Effektivitätsbewertung gemäß dem Ablauf aus Abschnitt 5.2. Hierdurch kann, unabhängig von der Durchdringung mit dezentralen Komponenten, der netztechnische Einfluss von Flexibilitäten initial bestimmt und als eines der zentralen Bewertungskriterien für die Auswahl von Anlagen zur Engpassbehebung in der Flex-Plattform hinterlegt werden. Die Bestimmung des Flex-Bedarfs folgt der Logik aus [9, S. 162] und wird in Abschnitt 4.3 ausführlich diskutiert und beschrieben. Der Flex-Bedarf ist dabei maßgeblich von der Durchdringung dezentraler Komponenten sowie deren Betriebsweise abhängig. Für die zukünftige Netzbelastung werden daher Szenarien gemäß Abschnitt 4.3.3 berücksichtigt.

Diese Szenarien bilden die Grundlage für die Abbildung der Flex-Angebote. Die Bildung dieser, die Berücksichtigung von Restriktionen sowie die Ausgestaltung verschiedener Produkte ist nicht Teil dieser Arbeit und wird in [99], [9, S. 129] sowie [141] ausführlich beschrieben. Dies gilt im gleichen Maße für das Optimierungsverfahren im Matching als Teil des Flex-Plattformprozesses. Die Optimierung ist in [141] und [9, S. 136] beschrieben sowie ergänzend im Abschnitt 10.6 im Anhang als Zielfunktion aufgeführt. In Tabelle 5-2 sind für die jeweiligen Flex-Typen die Randbedingungen sowie relevante Hinweise aufgeführt. Es werden dabei keine spezifischen Preise angewendet, sondern eine normierte Gewichtung zwischen den einzelnen Flex-Typen hinterlegt. Dabei gilt, dass Lastverschiebungen durch WP und ESH noch vor HSS die günstigsten Optionen sind. Die Abschaltung von Einspeiseleistung (PV-Anlagen) ist ebenso möglich, wird jedoch nachrangig über höhere Preiseinheiten (PE) abgebildet. Bei der Anwendung der Angebotsnormierung erfolgt eine Orientierung an [147].

Tabelle 5-2: Randbedingungen und Annahmen bzgl. dem Flex-Angebot

Flex-Typen	Randbedingungen und Annahmen
Wärmepumpen	Kein Teilabruf Orientierung der Randbedingungen an § 14a EnWG Max. Abrufe pro Tag: 2 Sperrzeit zwischen zwei Abrufe: 2h Max. Dauer pro Abruf: 2h 50 % der Anlagen sind gemäß Smart-Grid-Ready Label zuschaltbar Angebotsnormierung: 1 PE/kW
Elektrische Speicherheizungen	Kein Teilabruf Orientierung der Randbedingungen an § 14a EnWG Max. Abrufe pro Tag: 2 Sperrzeit zwischen zwei Abrufe: 2h Max. Dauer pro Abruf: 2h Verfügbarkeit zur Abschaltung in der Freigabe zwischen 22 und 6 Uhr Angebotsnormierung: 1 PE/kW
Hausspeichersysteme	Teilabruf möglich Max. Dauer pro Abruf: 2h Sperrzeit zwischen zwei Abrufe: 2h Verfügbare Leistung +/- 50 % der installierten Leistung Angebotsnormierung: 2 PE/kW
PV-Anlagen	Teilabruf in den Stufen 30 / 60 / 100 % gemäß § 14 EEG 2021 Ausrichtung: Süd Dachneigung: 30° Angebotsnormierung: 10 PE/kW

5.3.2 Auswertung der Simulationen

Im Rahmen der Simulationsauswertung liegt der Fokus auf der Deckung des strombedingten Flex-Bedarfes aus Abschnitt 4.3 sowie dem Einfluss der Effektivitätsbewertung für die Auswahl der Anlagen zur Bedarfsdeckung. Bei der Interpretation der Ergebnisse sind die installierten Leistungen der Flex-Optionen in den Szenarien (vgl. Abschnitt 4.3.3), die Wirksamkeit der Flex-Optionen auf die Engpässe (vgl. Abschnitt 5.2) sowie die Randbedingungen der Flex-Angebote (vgl. Tabelle 5-2) auf der Plattform zu berücksichtigen.

Deckung des Flex-Bedarfs:

Für die Deckung des strombedingten Flex-Bedarfes wird gemäß dem methodischen Ablauf in Abbildung 5-3 in einem rollierenden Flex-Plattformprozess eine optimale Lösung auf Tagesbasis gebildet. Für die Behebung der Engpässe stehen die Flex-Optionen aus Tabelle 5-2 mit deren Randbedingungen zur Verfügung. Flex-Bedarf tritt in Abhängigkeit des Szenarios (vgl. Abschnitt 4.3.3) zwischen ≈ 230 und ≈ 460 h im Jahr auf (siehe Tabelle 5-3), wobei die Szenarien mit marktpreisorientierter Fahrweise (EFV und PAM) neben den erzeugungsbedingten Engpässen auch lastbedingten Flex-Bedarfe ausweisen. In Abbildung 5-11 sind für die Szenarien die Deckung des Flex-Bedarfs als sortierte Dauerlinie dargestellt.

Tabelle 5-3: Übersicht über die Deckung des Flex-Bedarfs in den Jahressimulationen

	Elektrifizierter Verbraucher	Solarer Produzent	Autonomer Prosumer	Prosumert am Markt
Flex-Bedarf gesamt in h	230	458	362	434
Erzeugungsbedingter Flex-Bedarf in h	143	458	355	364
Lastbedingter Flex-Bedarf in h	87	-	7	70
Deckung Flex-Bedarfe gesamt in %	68,4	93,3	97,4	89,6
Deckung erzeugungsbedingter Flex-Bedarfe in %	95,7	93,3	97,4	97,2
Deckung lastbedingter Flex-Bedarfe in %	62,0	-	99,9	71,0

Erzeugungsbedingte Engpässe treten in den vier Szenarien zwischen ≈ 140 h und ≈ 460 h im Jahr auf. Die Deckungsquote des Flex-Bedarfs liegt dabei zwischen ≈ 93 % und ≈ 97 %. Diese sehr hohen Anteile lassen sich auf darauf zurückzuführen, dass alle PV-Anlagen Teil des Flex-Angebotes auf der Plattform sind und somit zur Engpassbehebung eingesetzt werden können. Aufgrund der Struktur der Optimierung im Matching kommt es gemäß [141, S. 17] und [46] teilweise zu einer geringfügigen Unterdeckung, obwohl ausreichend Flex-Potenzial für die Kontrahierung vorhanden wäre. Die Angebotsnormierung in Tabelle 5-2 zielt darauf ab, dass die Abregelung von PV möglich, aber der Durchführung von Lastverschiebungen und dem Einsatz von Speichern nachgelagert ist. Bei Annahme einer gleichverteilten Wirksamkeit aller Flex-Angebote auf die jeweiligen Engpässe kann die verminderte Abregelung von PV-Anlagen abgeschätzt werden. In den Szenarien mit hoher installierter PV-Leistung (SPZ, APS und PAM) wird im Engpassfall zwischen ≈ 58 % und ≈ 69 % der kontrahierten Leistung durch Lastverschiebungen und Speicher bereitgestellt (vgl. Abbildung 5-12) und somit die Abregelung von Erzeugungsanlagen verhindert. Im Szenario EFV treten erzeugungsbedingte Engpässe aufgrund einer geringeren installierten PV-Leistung seltener auf, wodurch eine vermiedene EE-Abregelung von ≈ 79 % ausgewiesen werden kann.

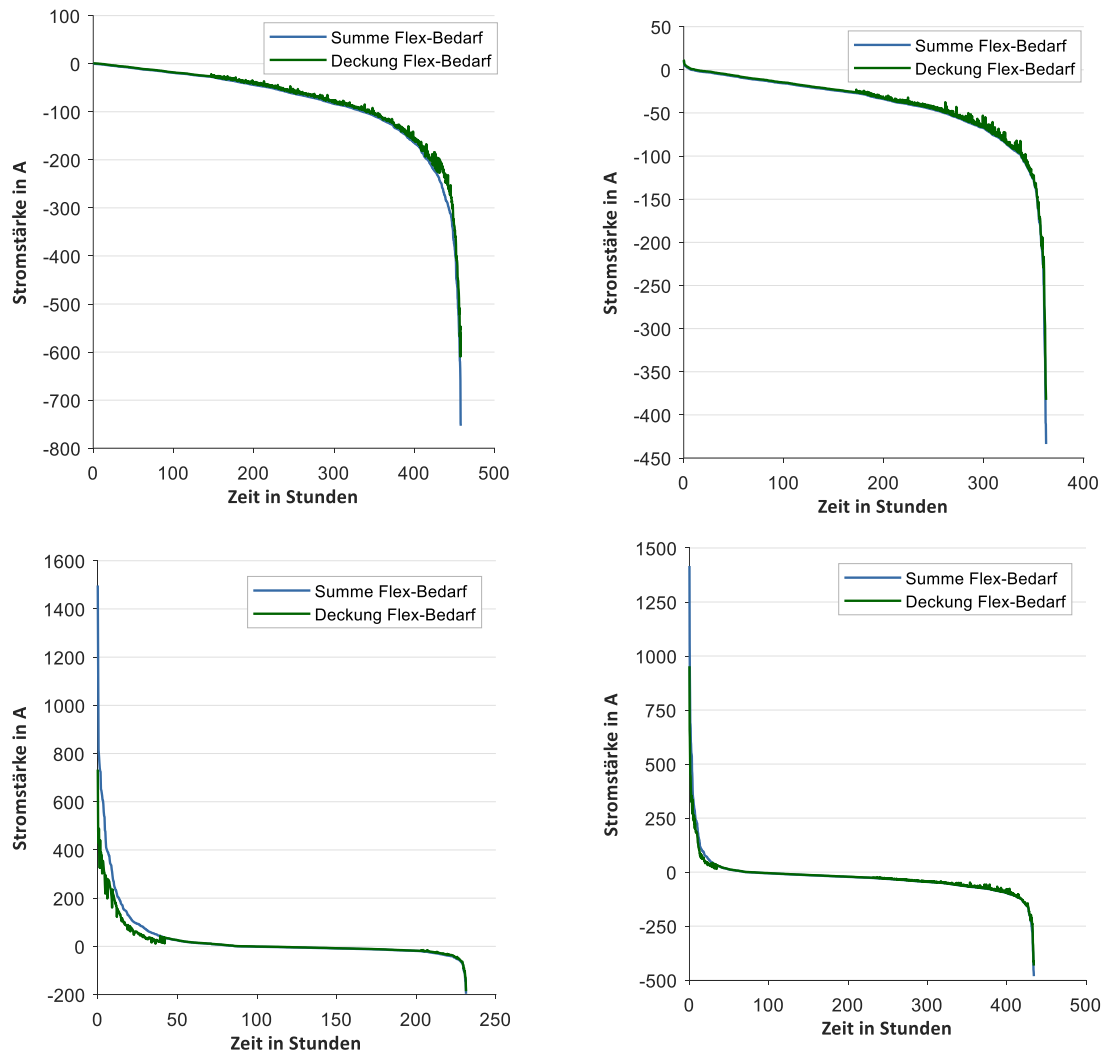


Abbildung 5-11: Deckung des strombedingten Flex-Bedarfs für die Szenarien SPZ (oben links), APS (oben rechts), EFV (unten links) und PAM (unten rechts) sortiert nach der Summe des Flex-Bedarfs

Die beiden Szenarien PAM und EFV zeichnen sich u.a. dadurch aus, dass den Lastkomponenten eine marktpreisorientierte Betriebsweise hinterlegt ist (siehe Abschnitt 4.3.3), wodurch die erhöhte Gleichzeitigkeit zu häufigeren lastbedingten Engpässen als im Vergleich zu den Szenarien SPZ und APS führen (vgl. Tabelle 5-3). Die Deckung der lastbedingten Engpässe hat mit $\approx 71\%$ in PAM sowie $\approx 62\%$ in EFV eine vergleichsweise niedrige Quote, wodurch die gesamte Deckung des Flex-Bedarfs bei $\approx 90\%$ (PAM) bzw. $\approx 68\%$ (EFV) liegt. Die nicht gelösten Engpässe treten bei ca. 35 % der in den Szenarien überlasteten Betriebsmitteln auf, wodurch im Umkehrschluss 65 % der engpassbehafteten Betriebsmittel in der Jahresbetrachtung trotz der auftretenden Unterdeckung durch Flexibilitätseinsatz engpassfrei⁸ werden.

Die geringere Deckungsquote bei lastbedingten, im Vergleich zu erzeugungsbedingten Engpässen, kann dabei primär an zwei Faktoren festgemacht werden: Die Flex-Angebote zur

⁸ Engpässe treten in Summe im Jahr in weniger als 2 h auf

Lastverschiebung unterliegen gemäß Tabelle 5-2 stärkeren Restriktionen, wie bspw. der PV-Abregelung (z. B. Abrufdauer und –häufigkeit pro Tag). Zudem sind Elektrofahrzeuge in den Szenarien zur Netzbelastung enthalten und tragen aufgrund der marktpreisorientierten Fahrweise gemäß [9, S. 172] signifikant zur Lastspitze bei. Aufgrund des aktuell noch fehlenden Ordnungsrahmens bzw. Erschließungsmechanismus für den Flexibilitätseinsatz, sind Elektrofahrzeuge nicht Teil der Flex-Optionen zur Lösung von Engpässen im Rahmen der untersuchten Flex-Plattform. Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass bei einer Klärung des Rahmens eine erneute Untersuchung zu empfehlen ist. Für eine erste Indikation der Auswirkungen des Einsatzes von Elektrofahrzeugen auf die Engpassbehebung kann die Analyse aus [9, S. 182] herangezogen werden. In dem Modell zeigt sich, dass lastbedingte Engpässe in den Szenarien PAM und EFV vollständig durch die Verschiebung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge behoben werden könnte. Dabei werden jedoch deutlich geringere Restriktionen im Vergleich zu der Lastverschiebung der Flex-Typen in Tabelle 5-2 hinterlegt.

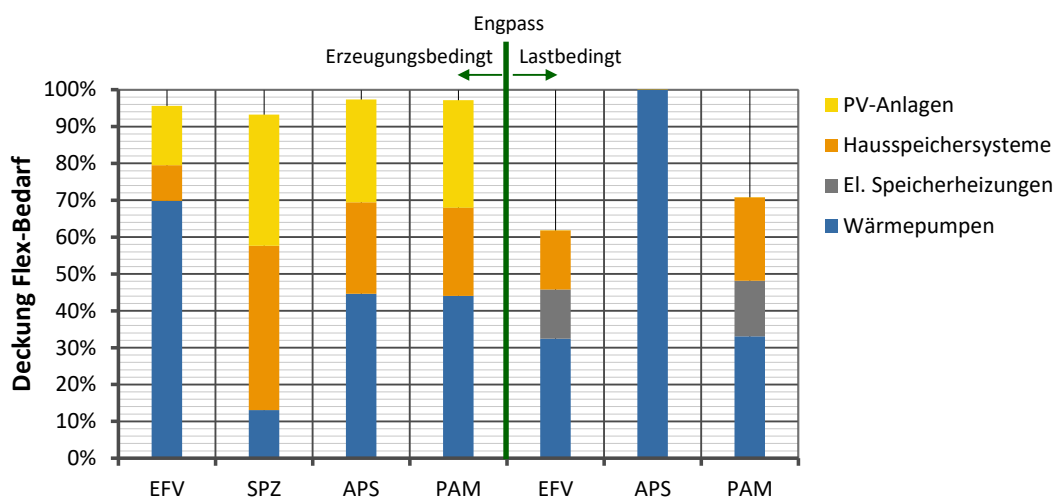


Abbildung 5-12: Deckung des Flex-Bedarfs durch die jeweiligen Flex-Typen in den Szenarien

Wirksamkeit der Angebote und Einfluss auf den Abruf von Flexibilität:

Neben der Deckung des Flex-Bedarfs findet eine Analyse bzgl. des Einflusses der Wirksamkeit von Flexibilitäten auf Engpässe statt. Hierdurch soll die Funktionsweise des methodischen Ansatzes aus Abschnitt 5.2 dargelegt werden. In Abbildung 5-13 sind für jeden Flex-Typ die spezifischen Preiseinheiten der Wirksamkeit der angebotenen und kontrahierten Leistung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass über alle Flex-Typen die spezifischen Preiseinheiten der Wirksamkeit in Bezug auf die kontrahierten Leistungen deutlich geringer sind als die der angebotenen Leistungen. Der Vergleich unter den Flex-Typen zeigt, dass die Lastverschiebung (ESH und WP) niedrigere spezifische Preiseinheiten als Speicher oder EE-Anlagen aufweisen. Dies gründet auf dem Aspekt, dass durch die Faktoren aus Tabelle 5-2 die Lastverschiebung günstiger ist und somit primär gezogen wird. Die teureren Optionen werden nachrangig für die Deckung von verbleibenden, zum Teil einzelnen, Engpässen benötigt, wodurch die spezifische Wirksamkeit im Vergleich geringer ist.

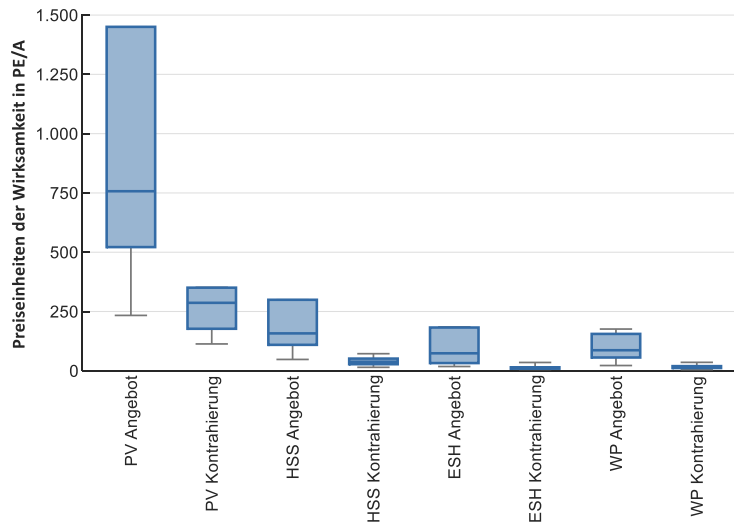


Abbildung 5-13: Preiseinheiten der Wirksamkeit für angebotene und kontrahierte Leistung über alle Szenarien im Engpassfall

5.4 Diskussion der Ergebnisse

Die Konzeption der Flex-Plattform bietet Netzbetreibern einen Mechanismus, dezentrale Flexibilitäten aus den unteren Spannungsebenen für die Engpassbehebung koordiniert und kostenoptimal einzusetzen. Die dargelegte Ausgestaltung setzt voraus, dass sowohl die Flex-Plattform als einzige schaltberechtigte Instanz in Bezug auf die dezentralen Anlagen, als auch der Verteilnetzbetreiber als einziger Nachfrager auf der Plattform agiert. In der Ausweitung vom Demonstrations- auf den Regelbetrieb sollten die Prozesse der Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene (KOF) integriert werden, um sowohl die Umsetzung der Schaltbefehle über die iMSys-Infrastruktur sicherzustellen, als auch die Einhaltung der lokalen Netzkapazität bei Flex-Abwurf aus übergeordneten Netzebenen zu gewährleisten.

Der netztechnische Effekt einer Flex-Option ist ein wichtiges Kriterium für die effiziente Lösung von Engpässen. Der Ansatz der initialen Effektivitätsbewertung entspricht dabei den Anforderungen der Flex-Plattform und bietet die Möglichkeit einer Rollentrennung zwischen Plattform- und Verteilnetzbetreiber, wobei letzterer für die Durchführung der Effektivitätsbestimmung zuständig ist. Der durch den Linearisierungsprozess sowie aus den Vereinfachungen resultierende Fehler in Bezug auf den netztechnischen Effekt einer Flex-Option ist dabei in den meisten Fällen im einstelligen Prozentbereich. Verbesserungen könnten durch die Hinterlegung von separaten Linearisierungswerten für erzeugungs- und lastbedingte Engpässe sowie die Berücksichtigung des Offsets durch eine Anpassung im Matchingprozess erzielt werden. Auch ein individueller Linearisierungsbereich je Netzknoten in Abhängigkeit der dort angeschlossenen Flexibilität könnte die Abweichung weiter reduzieren. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, bei der Übergabe des Flex-Bedarfs die Unsicherheiten mit einem Faktor zu berücksichtigen oder die Netzgrenzwerte, ab welchen Flex-Bedarf ausgewiesen wird, entsprechend anzupassen. Hierdurch würde sich zwar der Flex-Bedarf und somit auch die Menge der kontrahierten Flexibilität erhöhen, das Risiko einer unbeabsichtigten und unzureichenden Behebung des Engpasses jedoch vermindert werden.

Eine teilweise Unterdeckung zeigt die Auswertung der Jahressimulation der Flex-Plattformprozesse. Bei erzeugungsbedingten Engpässen mit einer Deckungsquote zwischen 93 und 97 % liegt

dies nicht an dem bereits ausgeschöpften Flex-Angebot, sondern an der Einbindung eines Strafterms in der Optimierung des Matching, welcher in der derzeitigen Ausgestaltung auch bei einer Überdeckung von Engpässen greift. Bei einer heterogenen Verteilung des Flex-Bedarfs (einige Betriebsmittel stark und andere schwach überlastet), ergibt sich ein Konflikt aufgrund der Über- bzw. Unterdeckung einzelner Engpässe. Bei lastbedingten Netzproblemen zeigen die Jahressimulationen eine Deckungsquote von 62 bis 99 %. Hier wirken die strengeren Restriktionen bzgl. der Lastverschiebung von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen. Dies begründet sich damit, dass in der Flex-Plattform nicht sämtliche Informationen bzgl. Speicherfüllstand etc. abgebildet sind. Um die Flexibilität dieser dezentralen Anlagen dennoch nutzen zu können, werden Randbedingungen hinterlegt, wodurch der Primärzweck (bspw. Deckung des Wärmebedarfs) trotz Flexibilitätsbereitstellung sichergestellt ist. Künftig könnte dies durch die Übermittlung eines Fahrplans aus einem Energiemanagementsystem durchgeführt werden. Ein weiterer Aspekt der geringeren Deckungsquote bei lastbedingten Engpässen findet sich im Bereich der Elektromobilität wieder. Elektrofahrzeuge sind zwar Teil der Szenarien für die Bestimmung der künftigen Netzbelastung, jedoch aufgrund des aktuell fehlenden Erschließungsmechanismus sowie Ordnungsrahmens nicht als Flex-Optionen in der Flex-Plattform verfügbar. Hierdurch kann der Bedarf abgeleitet werden, dass Komponenten, welche maßgeblich für die künftige Netzbelastung verantwortlich sind auch Teil der Lösungsoptionen für die Engpassbehebung sein sollten. Die Deckung der Flex-Bedarfe bietet das Potenzial, last- als auch erzeugungsbedingten Netzausbau zu vermindern, wobei dies eine weiterführende Betrachtung darstellt.

6 Feldversuch zum Einsatz und zur Bewertung der iMSys-Infrastruktur

Wie eingangs in Kapitel 2 erläutert, ist in den unteren Spannungsebenen für die Umsetzung von netzkritischen Schalthandlungen und die Erhebung abrechnungsrelevanter Messdaten die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme vorgesehen. Daher erfolgt im Rahmen des Feldversuchs eine ausführliche Datenerhebung, um diese Infrastruktur technisch zu analysieren und Kennzahlen zur Bewertung abzuleiten. Auf Basis der simulativ bestimmten Verteilnetzbelastung aus Abschnitt 4.3 sowie dem entwickelten Koordinationskonzept für den Einsatz von dezentraler Flexibilität (siehe Kapitel 5) erfolgt ein Proof-of-Concept des Flexibilitätseinsatzes in der Projektregion. Die Strukturierung des Feldversuchs gestaltet sich dabei als Adaption aus [51] und [148]. In [51] sind Testräume für Innovation und Regulierung wie folgt beschrieben: „Reallabore sind zeitlich und räumlich begrenzte Testräume, in denen innovative Technologien oder Geschäftsmodelle unter realen Bedingungen erprobt werden“ [51]. Somit ist der hier durchgeführte Feldversuch per Definition eine Teilausgestaltung eines Reallabors. In Abbildung 6-1 ist die Struktur des Feldversuchs in den Phasen „Planung“, „Ausgestaltung und Durchführung“ sowie „Auswertung“ dargestellt.

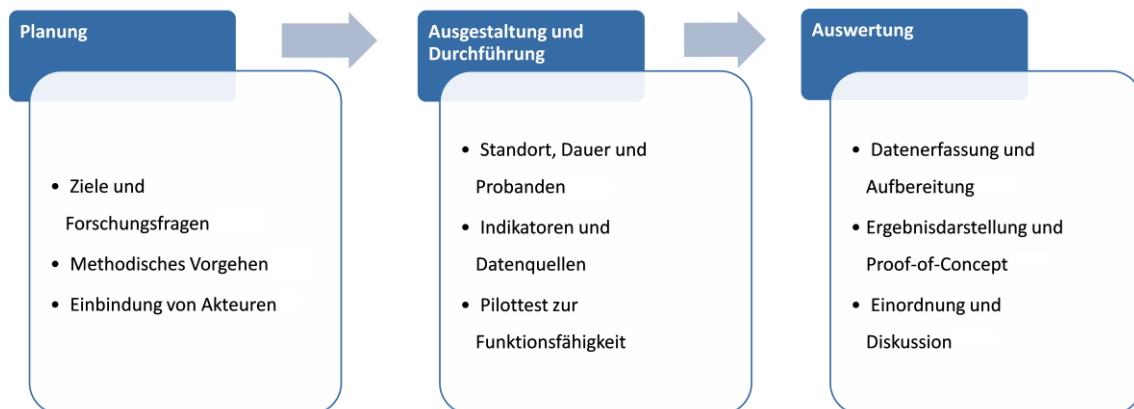


Abbildung 6-1: Strukturierung des Feldversuchs

6.1 Planung des Feldversuchs

Die Planung des Feldversuchs umfasst die Formulierung der Zielstellung mit den zu untersuchenden Forschungsfragen (Abschnitt 6.1.1), die zu Grunde liegende Methodik und Vorgehensweise (Abschnitt 6.1.2) sowie die Einbindung notwendiger Akteure (Abschnitt 6.1.3).

6.1.1 Ziele und Forschungsfragen

Für die Demonstration des netzdienlichen Einsatzes von Flexibilität werden als Infrastruktur im Feldversuch sowohl die physischen Komponenten (bspw. Smart-Meter-Gateway), die beteiligten Rollen und Prozesse (bspw. aktiver externer Marktteilnehmer) als auch die für die Datenübermittlung notwendige Kommunikationstechnik (bspw. Mobilfunknetz) verstanden. Das Sequenzdiagramm aus Abbildung 5-1 wird in Abbildung 6-2 als Systemlandschaft dargestellt, wobei die Systemgrenze der technischen Analyse für die Bewertung der iMSys-Infrastruktur aufgezeigt wird. Grund für die gewählte Abgrenzung ist die Anforderung gemäß [74], die interoperable iMSys-Infrastruktur für diverse Anwendungsfälle zu nutzen. Auch wenn für die folgenden Untersuchungen die netzdienliche Flexibilitätsnutzung im Vordergrund steht, so kann die Analyse der technischen Infrastruktur für die Umsetzbarkeit weiterer Anwendungsfälle herangezogen werden.

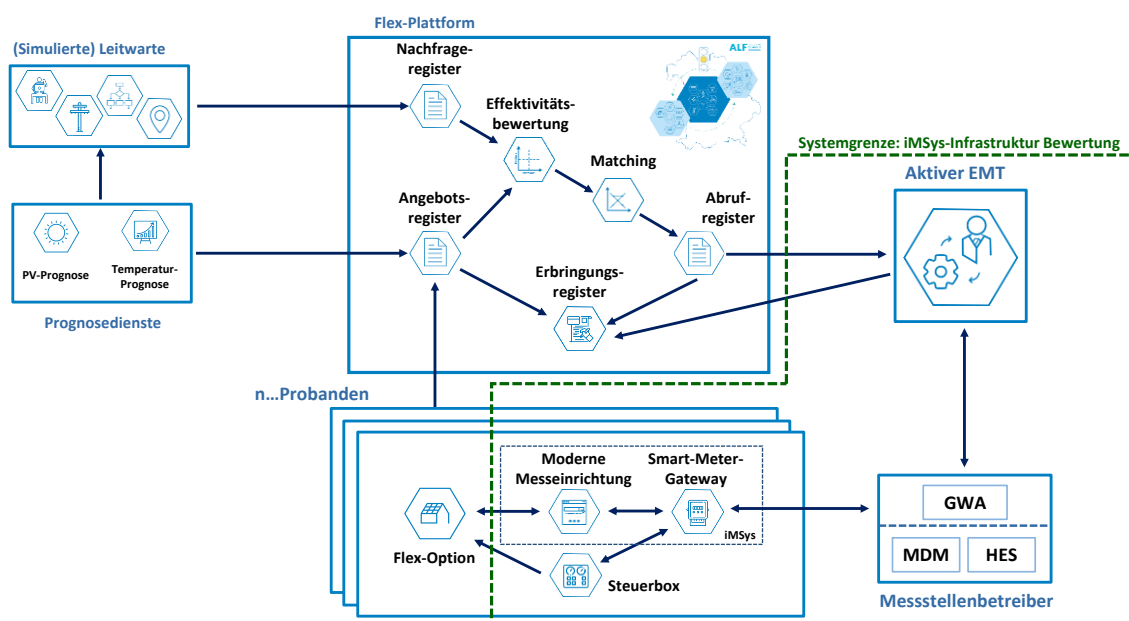


Abbildung 6-2: Systemlandschaft des Feldversuchs mit beteiligten Komponenten und Rollen sowie Eingrenzung der technischen Performancebewertung; nach [7]

Die in Abbildung 6-2 dargestellte Prozess- und Komponentenlandschaft beinhaltet die in [9] entwickelte Flex-Plattform inkl. deren internen Abläufe, die Netzleitwarte zur Übermittlung eines Flex-Bedarfs als Nachfrage inkl. der Prognosedienste, die Probanden mit deren Flex-Optionen als Angebot sowie die iMSys-Infrastruktur als Bindeglied zwischen Flex-Plattform und dezentralen Anlagen.

Im Fokus der Durchführung des Feldversuchs steht die Beantwortung der folgenden übergeordneten Forschungsfragen:

- Wie kann der Einsatz von dezentraler Flexibilität mit intelligenten Messsystemen umgesetzt werden und welche Akteure und Rollen sind dabei zu beachten?
- Welche dezentralen Anlagen sind mit der derzeitigen iMSys Infrastruktur kompatibel und wie können partizipative Ansätze für die Gewinnung von Probanden genutzt werden?
- Welche technische Performance ergibt sich durch die Nutzung der iMSys-Infrastruktur hinsichtlich Zuverlässigkeit, Latenzzeit und Datenvolumen?

6.1.2 Methodisches Vorgehen

Für die Beantwortung der Forschungsfragen aus Abschnitt 6.1.1 wird im Feldversuch ein empirischer Ansatz verfolgt, um eine überprüfbare Nachweiserbringung auf Basis qualitativer und quantitativer Ergebnisse zu ermöglichen. Die Strukturierung des Feldversuchs aus Abbildung 6-1 wird auf verschiedene Umsetzungsphasen angewendet (Abschnitt 6.1.2.1), in welchen jeweils die Anforderungen des zu untersuchenden Forschungsgegenstandes (Abschnitt 6.1.2.2) beachtet und überprüft werden.

6.1.2.1 Umsetzungsphasen im Feldversuch

Die Umsetzung des Feldversuchs ist aufgrund der Komplexität sowie der Einbindung von realen Kundenanlagen in drei Phasen unterteilt. Diese bauen inhaltlich aufeinander auf, wobei Teilaspekte in der zeitlichen Betrachtung parallel durchgeführt werden (vgl. Abbildung 6-9). Der Fokus dieser Arbeit liegt auf dem Feldtest als Umsetzungsphase. Dennoch wird an relevanten Stellen auf die beiden voranstehenden Phasen verwiesen und Erkenntnisse hieraus vorgestellt.



Abbildung 6-3: Strukturierung und Umsetzung des Feldversuchs

Umsetzungsphase: Pilottest

Die erste Phase „Pilottest“ umfasst im Wesentlichen die Auswertung einer Voranalyse zur grundsätzlichen Eignung der iMSys-Infrastruktur für die Umsetzung von Schaltbefehlen. Der Fokus liegt auf den Komponenten, welche bei den Kunden verbaut werden (iMSys und Steuerbox). Weitere Systeme der gesamten Infrastruktur (bspw. Gateway Administration) werden simulativ abgebildet. Dabei sind zwölf Smart-Meter-Gateways über Long-Term-Evolution (LTE) Mobilfunk angebunden. Zwei weitere Geräte mit Ethernet-Anbindung dienen als Referenz für leitungsgebundene Kommunikation. Abbildung 6-4 zeigt die Eingangsdaten, Untersuchungskriterien sowie Auswertungsziele. [14]

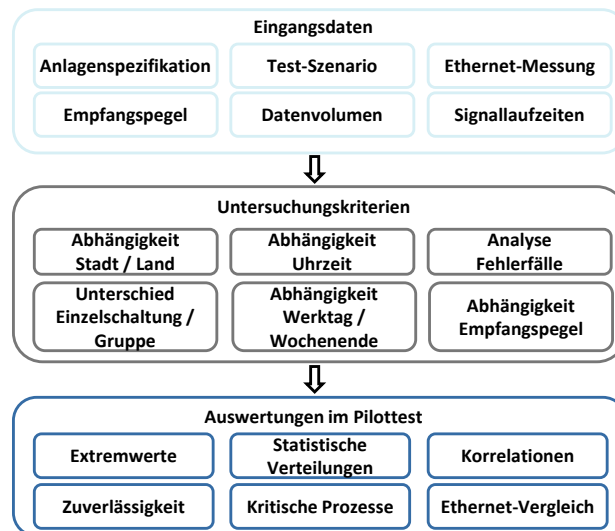


Abbildung 6-4: Strukturelle Übersicht über den Pilottest; nach [14]

Als Eingangsdaten für die Analyse der Untersuchungskriterien stehen u.a. die Signallaufzeiten der einzelnen Prozessschritte, eine Empfangspegelmessung vor Ort bei den SMGW sowie in reduziertem Umfang eine Datenvolumenmessung zur Verfügung. Die Auswertung verfolgt dabei im Wesentlichen das Ziel, die Zuverlässigkeit (bspw. erfolgreiche Umsetzung der Schaltanweisung) und die Performance (bspw. Dauer für die Umsetzung der Schaltanweisung) der Infrastruktur unter Beachtung der Systemgrenzen zu bestimmen. Weiterhin wird die Identifikation bestimmter Korrelationen hinsichtlich Dauer und Zuverlässigkeit der Schaltbefehle unter Einbeziehung des Anlagenstandortes (Stadt versus Land), der Uhrzeit und des Wochentages verfolgt. Durch die Analyse der einzelnen Prozessschritte lassen sich Optimierungspotenziale aufzeigen und zeitintensive Aspekte identifizieren. Dies bildet die Grundlage für die technische Analyse der iMSys-Infrastruktur und fließt als methodische Grundlage als auch als Vergleichsmessung in den Feldtest ein. Zudem dienen die Erkenntnisse aus dem Pilottest zur Eingrenzung kompatibler Flex-Optionen aus Sicht des iMSys für die weiteren Phasen des Feldversuchs. [14]

Umsetzungsphase: Labortest

Der Aufbau einer Laborumgebung wird in Form eines Testaufbaus an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft umgesetzt (siehe Abbildung 6-5). Der Aufbau umfasst sämtliche Komponenten und Funktionen, welche im Rahmen der folgenden Feldtestphase bei den Probanden verbaut und erprobt werden. Hierdurch können Limitierungen und Fehlfunktionen in den Geräten frühzeitig erkannt werden, bevor diese im Feld bei realen Kundenanlagen im Einsatz sind. Zusätzlich ermöglicht der Laboraufbau die Strukturierung und Vorbereitung der Datenerhebung, welche die Grundlage für die technische Analyse der iMSys-Infrastruktur bietet (siehe Abschnitt 6.3.2).

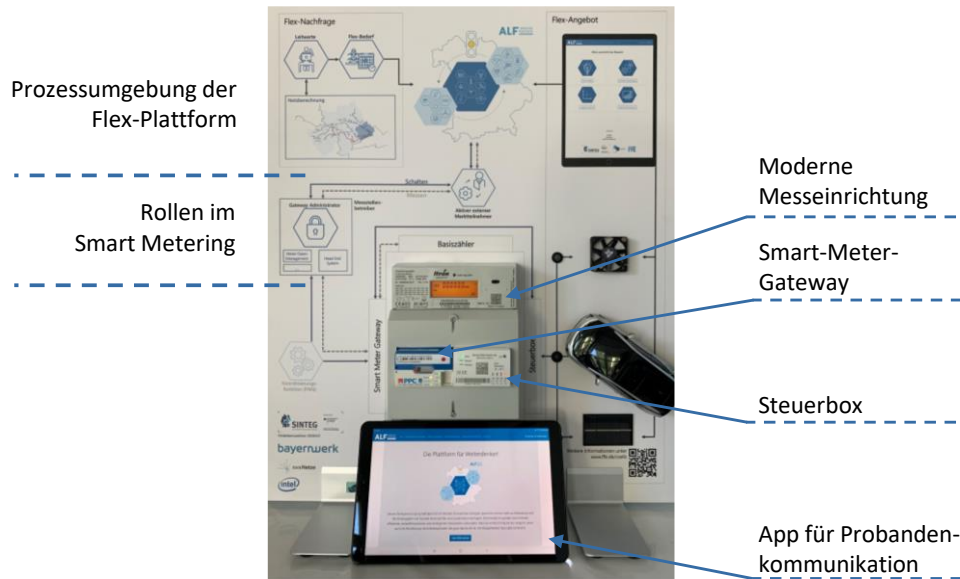


Abbildung 6-5: Laboraufbau mit iMSys-Komponenten und Anwendungen (Beschriftungen rechts) sowie dem Zusammenspiel für die Ansteuerung dezentraler Anlagen (Beschriftungen links)

Umsetzungsphase: Feldtest

Die abschließende Umsetzungsphase umfasst den Feldtest (siehe Abbildung 6-6), in welchem die Erkenntnisse den beiden vorangegangenen Phasen einfließen. Die Umsetzung findet in und um den Markt Altdorf statt (siehe Abschnitt 4.1). Dabei werden 20 Bestandsanlagen aus der Niederspannung eingebunden, um deren Flex-Potenzial für das Mittelspannungsnetz netzdienlich einzusetzen. Die iMSys sind im Feldtest somit nicht primär für die Netzzustandserhebung sondern als Kommunikationsschnittstelle zu den Flexibilitäten vorgesehen. Neben dem Einbau der iMSys plus Steuerbox erfolgt zudem eine Anbindung der Akteure aus dem Bereich des Messstellenbetriebs der Projektpartner (GWA und aEMT), wodurch die komplette Infrastruktur analysiert werden kann (siehe Abschnitt 6.2.2). Hierfür werden zusätzliche Datenpunkte im Smart-Meter-Gateway sowie im aEMT etabliert und in die Auswertung eingebunden.

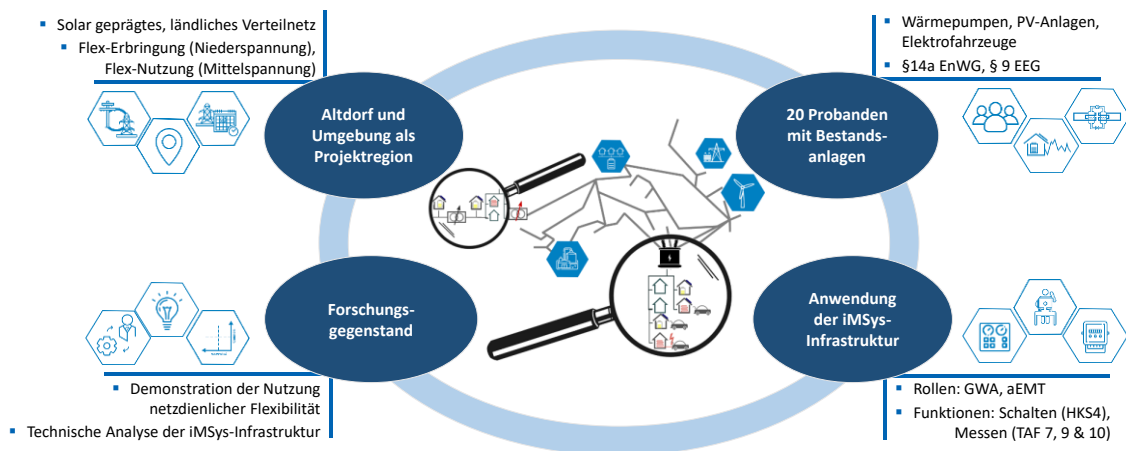


Abbildung 6-6: Übersicht des Feldtests als dritte Umsetzungsphase im Feldversuch; nach [9, S. 196]

Mit dem Feldtest werden grundsätzlich zwei Ziele verfolgt: Zum einen wird die Koordination und Bereitstellung von dezentraler Flexibilität auf Basis des in Kapitel 5 vorgestellten Mechanismus demonstriert. Zum anderen beinhaltet der Feldtest die technische Analyse der iMSys-Infrastruktur inkl. deren Rollen und Komponenten. Dabei wird auf den Vorarbeiten und Erkenntnisse aus dem Pilot- und Labortest aufgebaut.

6.1.2.2 Anforderungsanalyse der Flex-Plattform

Die Anforderungen aus Sicht der Flex-Plattform zur Nutzung von dezentraler Flexibilität sind in der Planung des Labor- und Feldtests zu berücksichtigen. Für die Umsetzung des netzdienlichen Flex-Einsatzes unter Anwendung der iMSys-Infrastruktur sind dabei Anforderungen aus dem Bereich der nutzbaren Flex-Typen, den Funktionsanforderungen an die iMSys-Infrastruktur sowie die sich daraus ableitenden Rollen zu beachten. Dabei beeinflussen sich die Aspekte gegenseitig, wodurch kein lineares Vorgehen, sondern eine laufende Überprüfung der festgelegten Anforderungen anzuwenden ist.

Nutzbare Flexibilitätstypen im Feldversuch:

Nach [77] lassen sich die Begriffe „Flex-Typ“ und „Flex-Option“ wie folgt beschreiben: Als Flex-Typ wird die Gruppierung von Flex-Optionen verstanden, welche sich in ihrem Verhalten und Primärzweck ähneln und über die gleiche Auswahl an Kennwerten beschrieben werden können. Die Flex-Option ist die konkrete technische Einheit, welche über ein iMSys angeschlossen werden kann. Hinsichtlich der vorhandenen Anlagen gibt es eine große Anzahl verschiedener Flex-Typen [77], die für eine grundsätzliche Flexibilitätserbringung in Betracht kommen. Aufgrund der Struktur und Zielsetzung des Feldversuchs existieren jedoch folgende Prämissen und Restriktionen, welche dieses Potenzial einschränken: Die betrachteten Spannungsebenen (z.B. keine EE-Anlagen in der Hochspannung), der Kundenkomfort (z.B. keine weiße Ware) und die notwendige Kompatibilität mit der derzeitigen Ausgestaltung der iMSys-Infrastruktur (z.B. keine Batteriespeicher). Der Fokus liegt somit auf Erzeugungsanlagen, die gemäß § 14 EEG stufenweise die Einspeiseleistung reduzieren können. Darüber hinaus sind auch Lasten potenziell integrierbar, welche derzeit im Rahmen des Flexibilitätsmechanismus § 14a EnWG verortet sind. Durch die Bezugnahme auf diese beiden Paragraphen kann sichergestellt werden, dass die einzelnen Flex-Optionen grundsätzlich mit der iMSys-Infrastruktur kompatibel sind. Weitere Flex-Optionen wie bspw. Speicher sind mit dem beschriebenen technischen Rahmen nicht in standardisierter Form erschließbar. Aufgrund der aufgeführten Einschränkungen in Bezug auf die Anbindung von Anlagen, leiten sich für den Feldtest die technische Anwendungsfälle gemäß Tabelle 6-1 ab. [7]

Tabelle 6-1: Übersicht über mögliche technische Anwendungsfälle im Feldtest; nach [7]

Technische Anwendungsfälle	Beschreibung	Verweis
Abregelung von EE-Anlagen	Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen auf die Stufen 0 / 30 / 60 / 100 % in Bezug auf die installierte Leistung	§ 13 Abs. 2 EnWG § 14 EEG 2021
Leistungsunterbrechung bei Lasten	Unterbrechung der Leistungsaufnahme von steuerbaren Lasten (bspw. Wärmepumpen) in der Niederspannung	§ 14a EnWG
Aktivierung von Lasten	Zuschalten geeigneter Lasten bspw. gemäß dem „Smart-Grid-Ready“(SGR) Label von Wärmepumpen	SGR-Label [95]

Funktionsanforderung an die iMSys-Infrastruktur:

Die iMSys-Infrastruktur erfordert in ihrer Anwendung und Ausgestaltung einige Entscheidungen (vgl. Abbildung 6-7), welche die Strukturierung des Feldversuchs beeinflussen. Beginnend bei der Datenübertragung ist festzulegen, ob alleinig über das iMSys mit den Flex-Optionen bzw. den Probanden kommuniziert wird oder ob es parallele Kommunikationskanäle gibt. Auch wenn das iMSys als zentrale Kommunikationsplattform für Messwerte und Schaltsignale dient, so werden durch die Bereitstellung einer App verschiedene Visualisierungen (bspw. Solarprognosen) sowie Auswertungen und Kennzahlen (bspw. abgerufene Flexibilität) ermöglicht und so partizipative Aspekte unterstützt. Aus Sicht der Flex-Plattform werden für die Messwerterhebung drei von derzeit 14 Tarifierungsanwendungsfällen benötigt: TAF 7 (Zählerstandsgangmessung) für Visualisierungszwecke und Abrechnung, TAF 9 (Bereitstellung der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage) zum Nachweis der Flexibilitätserbringung und perspektivisch TAF 10 (Bereitstellung von Netzzustandsdaten) für die Einbindung in die Netzengpassbestimmung. Für die Teilnahme an der Flex-Plattform ist somit die Anbindung der Flex-Option über ein iMSys erforderlich. Im Laufe des Feldtests sind zertifizierte Smart-Meter-Gateways lediglich mit den TAF eins, zwei, sechs und sieben verfügbar [74], wodurch auf nicht zertifizierte SMGW mit den benötigten TAF zurückgegriffen wird (vgl. Abschnitt 2.3.1). Hieraus abgeleitet ergibt sich die Einschränkung, dass die erhobenen Werte aus den SMGW nicht für Abrechnungszwecke im regulären Prozess verwendet werden und somit der Aufbau vor Ort als Untermessung durchgeführt werden muss. Im Feldversuch werden keine Anlagen als zusätzliche Flex-Optionen bei den Probanden verbaut, sondern Bestandsanlagen mit der iMSys-Infrastruktur erschlossen. Die zentral koordinierten und initiierten Steuerungsbefehle werden unter Anwendung einer Steuerbox in potenzialfreie Signale umgewandelt und gemäß der heutigen Rundsteuertechnik an die Flex-Option übermittelt. Die sich hieraus ergebenden Einschränkungen bzgl. der Auswahl von Flex-Optionen sind in Tabelle 6-1 beschrieben.

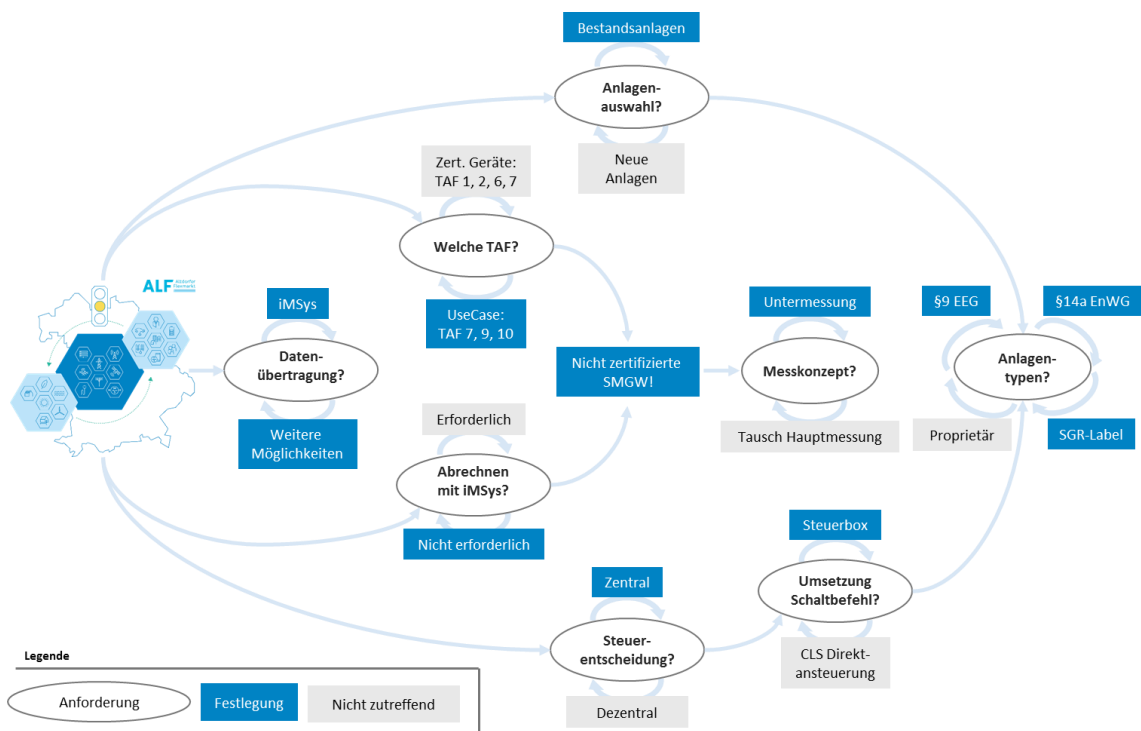


Abbildung 6-7: Festlegungen im Feldversuch auf Basis der Flex-Plattform-Anforderungen an die iMSys-Infrastruktur

6.1.3 Einbindung von Akteuren

Für die Ausgestaltung und Durchführung des Feldversuchs werden verschiedene Akteure für die Umsetzung von Prozesse und Funktionen benötigt. Daher sind bereits in der Planung diese zu integrieren und entsprechend aktiv einzubinden. Dies betrifft vor allem externe Akteure im Rahmen der iMSys-Infrastruktur, um die technische Anbindung von dezentralen Anlagen umzusetzen. Zudem wird durch die Entwicklung und Anwendung von partizipativen Ansätzen die Möglichkeit geschaffen, Kunden bzw. deren flexible Anlagen für den Feldversuch zu erschließen.

Externe Akteure der iMSys-Infrastruktur:

Die planmäßige Einbindung der für den Feldversuch notwendigen Akteure auf Prozessebene umfasst den Messstellenbetreiber (MSB) bzw. Verteilnetzbetreiber, den Gateway-Administrator sowie den aktiven Externen Marktteilnehmer. Die allgemeinen Aufgaben dieser Akteure im Bereich des Smart-Metering sind in Abschnitt 2.2.2 erläutert. Der MSB bzw. VNB ist für die Durchführung der Montagetätigkeiten bei den Probanden sowie für die Bereitstellung der Kommunikationsanbindung der iMSys verantwortlich (siehe Abbildung 6-10). Die Kommunikationsanbindung wird sowohl für die regulären iMSys-Prozesse als auch für die später erläuterte Übertragung der Datenvolumenmessung verwendet. Wie in Abbildung 6-2 und Abbildung 6-8 dargestellt, hat die Flex-Plattform lediglich eine Verbindung zum aEMT und nutzt dessen Funktionen und Prozesse als Dienstleistung. Der aEMT setzt dabei in der Systemarchitektur diverse Aufgaben um: Es werden sämtliche aus der Flex-Plattform gebildeten Befehle (bspw. Start oder Stopp eines TAFs) entgegengenommen, verarbeitet und die entsprechenden Folgeprozesse beim GWA initiiert. Zudem erfolgt die Entschlüsselung und Bereitstellung von Messwerten aus dem iMSys sowie die Erhebung von Daten bzgl. der Prozesslaufzeit für die Latenzzeitanalyse.

Prozesse der iMSys-Infrastruktur:

Gemäß der Anforderungsanalyse aus Abschnitt 6.1.2.2 werden verschiedene Funktionen der iMSys-Infrastruktur für die Messdatenerhebung und Übermittlung von Schaltbefehlen benötigt, wobei sich der Ablauf für die einzelnen Funktionen und somit auch die Einbindung von Akteuren und Komponenten unterscheidet (vgl. Abbildung 6-8).

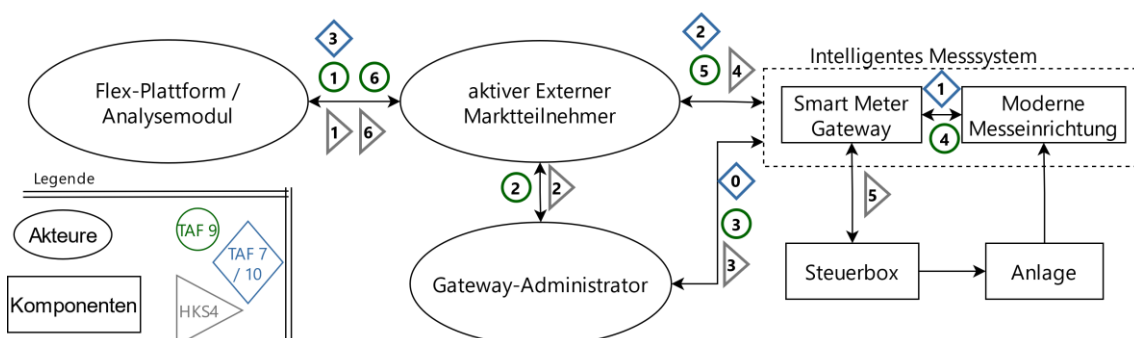


Abbildung 6-8: Prozessuale Abläufe (Zahlenfolge) der benötigten iMSys-Funktionen

Zur Visualisierung des Lastgangs der Flex-Option sowie der Nachvollziehbarkeit einer Flexibilitätserbringung wird der TAF 7 zur Zählerstandgangmessung angewendet (blaue Prozessabfolge in Abbildung 6-8). Nach initialer Aktivierung und Parametrisierung durch den GWA (blau 0) erfolgt die Messung in ¼ h-Auflösung (blau 1). Die Daten werden vom SMGW (Auslösung: Uhrzeit

als internes Ereignis) täglich zum aEMT übertragen (blau 2) und dort entschlüsselt. Die Flex-Plattform ruft diese Daten abschließend für die weitere Verarbeitung ab (blau 3). Einen vergleichbaren prozessualen Ablauf beinhaltet der TAF 10 (Bereitstellung von Netzzustandsdaten). Dieser wird angewendet, um bei einer Verletzung von definierten Schwellwerten, bspw. der Netzspannung, Messwerte zu übertragen und so über den Netzzustand zu informieren. Im Vergleich zu TAF 7 ist der Auslösezeitpunkt des Messwertversandes keine fixe Uhrzeit, sondern erfolgt dann, wenn eine Schwellwertverletzung durch die Messung im Zähler detektiert wird (blau 1). Vor und nach der Durchführung von Schaltungen werden minütliche Leistungswerte der Flex-Option mit Hilfe des TAF 9 zur Bereitstellung der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage erhoben, um kurzfristig den technischen Nachweis einer Schaltung zu generieren. Im Gegensatz zu TAF 7 und 10 erfolgt der Messwertversand nicht auf Basis eines internen Ereignisses im SMGW, wie bspw. Uhrzeit oder Schwellwert, sondern wird aktiv einige Minuten vor dem eigentlichen Schaltzeitpunkt gestartet und nach der Schaltung wieder gestoppt. Der Start- und Stopp-Befehl des TAF 9 wird in der Flex-Plattform generiert (grün 1). Dieser Initiierungsbefehl wird vom aEMT an den GWA weitergegeben (grün 2), welcher das SMGW für die entsprechende Messwerterhebung durch den TAF 9 parametrisiert (grün 3). Die Messwerte aus dem Zähler (grün 4) werden an den aEMT übertragen (grün 5), welche dort analog zu TAF 7 der Flex-Plattform zur Verfügung gestellt werden (grün 6). Neben der Anwendung von Funktionen zur Messwerterhebung und -übertragung erfordert die Flex-Plattform auch die Übermittlung von Schaltbefehlen (HKS 4). Die Logik der Prozessabläufe ist in den ersten drei Schritten analog zu der Initiierung des TAF 9. Im Anschluss an die Parametrisierung durch den GWA (grau 3) wird ein Kanal zwischen aEMT und SMGW bzw. Steuerbox aufgebaut (grau 4), wodurch der Schaltbefehl mit dem Protokoll IEC61850 an die Steuerbox übermittelt werden kann (grau 5). Abschließend erfolgt eine Statusmeldung an die Flex-Plattform (grau 6). Die hier aufgeführten iMSys-Funktionen sind für die Demonstration der Flex-Plattform im Feldversuch notwendig und bilden die Kernaspekte der iMSys-Infrastruktur-Analyse. Daher sind die Funktionen in der Planungsphase des Feldversuchs bei den Akteuren zu etablieren und vorzubereiten.

Partizipative Aspekte in der Planung des Feldversuchs:

Neben den prozessualen Akteuren der iMSys-Infrastruktur sind Probanden weitere relevante Akteure für den Feldversuch. Gemäß der Anforderungsanalyse aus Abschnitt 6.1.2.2 ist für die Durchführung des Feldversuchs die Einbindung von Bestandsanlagen aus der Projektregion vorgesehen. Um die für den Feldversuch notwendige Anzahl von mindestens 20 Beteiligten zu erreichen, ist die Anwendung partizipativer Maßnahmen und Prozesse vorgesehen. Die Diskrepanz des Begriffes „Partizipation“ zwischen der Anwendung im Feldversuch und dem ursprünglichen Sinn ist in [149] diskutiert. Gemäß [150] können teilnehmende Personen durch ihre aktive Teilhabe Richtungsentscheidungen beeinflussen und somit gestaltend auf nachfolgende politische oder gesellschaftliche Prozesse einwirken. Die Stufen der Partizipation sowie deren potenzieller Einfluss kann anhand der Arnstein'schen Partizipationsleiter [151] dargestellt werden. Dabei ist ein Spektrum von „Nichtteilnahme“ mit „sehr geringem Einflusspotenzial“ (Stufe 1) bis zur „Bürgerkontrolle“ mit „sehr hohem Einflusspotenzial“ (Stufe 6) möglich. Die Anwendung von partizipativen Maßnahmen beschränkt sich im Feldversuch auf die Stufen zwei bis vier („Information“, „Beratung“ und „Partnerschaft“), da bspw. extern bedingte technische Vorgaben (bspw. iMSys-Infrastruktur) oder die vorhandene Regulatorik einem höheren Maß an Partizipation entgegensteht. Im Feldversuch ergibt sich somit ein mittleres Einflusspotenzial für die Probanden. [152], [149]

Neben dem potenziellen Einfluss beinhaltet der Partizipationsansatz Maßnahmen zur Probandengewinnung. Diese sehen vor, insbesondere durch emotionale Anreize, Akzeptanz für den Feldversuch zu schaffen. Dieser orientiert sich gemäß [152] an der in [153] eingeführten Diffusionstheorie, welche verschiedene Anreize in Abhängigkeit des Durchdringungsverlaufs von Innovationen bzw. neuen Technologien beschreibt: Die zu Beginn einer Innovation (übertragbar im Sinne des hier durchgeführten Feldversuchs) stehenden Anreize sollten gemäß [154] und [155] u. a. ökologische Interessen oder Technikaffinität ansprechen. In den durchgeführten Informationsmaßnahmen liegt der Fokus auf der Adressierung dieser Aspekte (vgl. Abbildung 6-10). Bei einer später folgenden stärkeren Durchdringung einer Innovation sind rationale sowie soziale Anreize zu berücksichtigen, welche in dieser Arbeit nicht mehr betrachtet werden. [152]

6.2 Ausgestaltung und Durchführung des Feldversuchs

Nach der Planung folgt die Ausgestaltung und Durchführung des Feldversuchs. Dabei liegt der Fokus auf dem zeitlichen Ablauf sowie der Umsetzung von partizipativen Maßnahmen (Abschnitt 6.2.1). Zudem erfolgt die Vorbereitung und Einbindung von Datenquellen (Abschnitt 6.2.2) sowie die Durchführung eines vorgelagerten Pilottests (Abschnitt 6.2.3).

6.2.1 Standort, Dauer und Probanden

Die Durchführung des Feldversuchs findet in der Projektregion rund um den Markt Altdorf in der Nähe von Landshut statt (siehe Abschnitt 4.1). Einer der Gründe für die Wahl dieser Region ist die dort vorhandene Powerline-Infrastruktur (PLC), die zur Anbindung von Smart-Meter-Gateways sowie zur Datenübertragung über das Stromnetz herangezogen wird [156]. An Standorten von Probanden bzw. deren Flex-Optionen, an welchen der Mobilfunkempfang unzureichend ist, werden die SMGW anstatt der standardmäßigen LTE-Anbindung über PLC erschlossen. Im Feldtest sind somit zwei Kommunikationstechnologien im Einsatz, wodurch diese bei der Auswertung gegenübergestellt werden können. Der zeitliche Ablauf des Feldversuchs orientiert sich an den methodischen Stufen aus Abbildung 6-3 und ist in der folgenden Abbildung 6-9 dargestellt. Die komplette Dauer des Feldversuchs umfasst von der Auswertung des Pilottests bis zur abschließenden Durchführung des Feldtests zur Bewertung der iMSys-Infrastruktur drei Jahre.

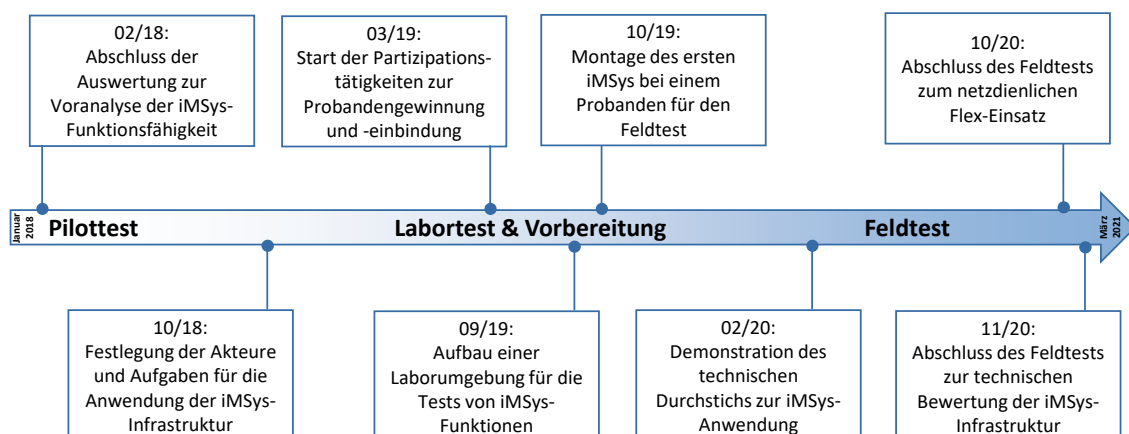


Abbildung 6-9: Relevante Meilensteine der Feldversuchsdurchführung

Für den Feldtest wird eine Teilnehmeranzahl von ca. 20 Probanden angestrebt. Um dies zu erreichen, begannen im März 2019 die Partizipationstätigkeiten in der Projektregion. Gemäß dem methodischen Rahmen aus Abschnitt 6.1.3 erfolgte im Zuge der Probandengewinnung ein ausführlicher Informationsprozess, welcher in Abbildung 6-10 als „Partizipations-Ansatz“ dargestellt ist. Dabei wurde durch verschiedene Maßnahmen der geplante Feldtest in der Projektregion bekannt gemacht. Von 35 Teilnehmenden an den Informationsveranstaltungen erklärten sich 26 durch die Übermittlung von Metadaten zu den individuellen Flex-Optionen bereit, am Feldtest teilzunehmen. Eine erste Überprüfung dieser bereitgestellten Informationen ergab, dass 18 dieser Flex-Optionen technisch mit der iMSys-Infrastruktur kompatibel sind (siehe Abschnitt 6.1.2.2). Um die angestrebte Probandenanzahl zu erreichen, wurde parallel zum Partizipations-Ansatz ein „Funktionaler-Ansatz“ im Rahmen der Probandengewinnung entwickelt [152], [7]. Hier wurden im Vorfeld durch den Verteilnetzbetreiber technisch geeignete Anlagen ausgewählt (siehe Vorgaben in Tabelle 6-1) und die Besitzer per Rundschreiben kontaktiert. Die Erfolgsquote ist mit knapp 9 % deutlich geringer als beim Partizipations-Ansatz, jedoch ist der Unsicherheitsfaktor bzgl. der technischen Kompatibilität reduziert. Beide Ansätze kombiniert übertreffen mit 39 potenziellen Probanden die notwendige Anzahl an Teilnehmenden im Feldtest.

Im Anschluss an die Probandengewinnung erfolgt bei den potenziellen Probanden die Prüfung der Montagebedingungen für den iMSys-Einbau. Dies umfasst die Prüfung vor Ort bzgl. LTE-Empfang, den Einbau des iMSys sowie die Anbindung an die Flex-Option durch den Monteur, die systemseitige Abbildung der iMSys-Komponenten beim GWA und aEMT sowie die Einbindung der Flex-Optionen in die Flex-Plattform. Insbesondere die Montagebedingungen vor Ort reduzieren die Anzahl der am Feldtest teilnehmenden Anlagen auf 20 Stück. Nach der erfolgreichen Einbindung der Anlagen in die Flex-Plattform folgt die Durchführung des Feldtests sowie abschließend der Rückbau der iMSys.

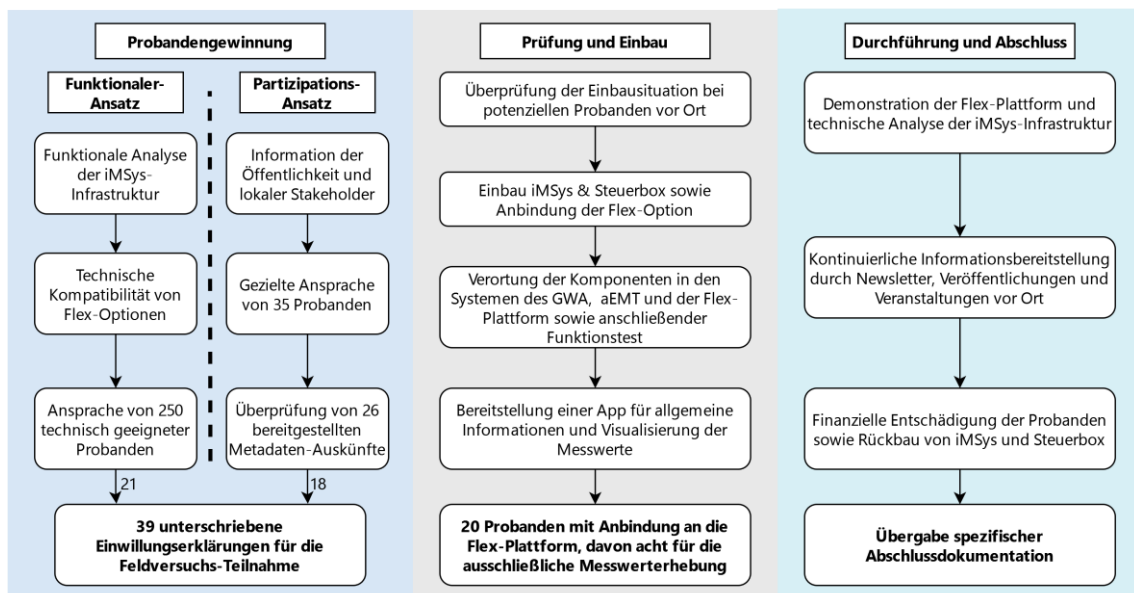


Abbildung 6-10: Ablauf von der Probandengewinnung bis zum Abschluss des Feldtests

6.2.2 Indikatoren und Datenquellen für die iMSys-Bewertung im Feldtest

Zur Beantwortung der Fragestellungen aus Abschnitt 6.1.1 sind verschiedene Datenquellen zu integrieren und zusammenzuführen. In Abbildung 6-11 sind die bereits in Abschnitt 6.1.3 beschriebenen Prozessverbindungen zwischen den Akteuren schematisch aufgeführt (blau gestrichelte Linien). Für die Durchführung des Feldtests zur technischen Bewertung der iMSys-Infrastruktur ersetzt das Analysemodul die Flex-Plattform in der Systemlandschaft.

Das Analysemodul ist sowohl für die Initiierung und Koordinierung von Schaltbefehlen und TAF-Etablierung als auch für die Datenaufbereitung und –auswertung verantwortlich: Hierfür erfolgt zum einen die Analyse der regulären Messdaten (blaue Linien) der verschiedenen TAF aus den iMSys (bspw. Einspeiseleistung und Zeitstempel), welche beim aEMT abzurufen sind. Für die technische Analyse der iMSys-Infrastruktur reichen die regulären Messdaten aus dem iMSys nicht aus, weshalb zusätzliche Daten erhoben werden (grün Linien). Dies umfasst zum einen Log-Einträge beim aEMT, welche den Umsetzungsverlauf der verschiedenen iMSys-Funktionen protokollieren. Zum anderen ist auf den SMGW eine Software zur Messung des anfallenden Datenvolumens installiert. Für den Versand dieser Messwerte wird die reguläre Kommunikationsanbindung des SMGW verwendet. Damit dies die eigentliche Messung nicht verfälscht, ist die Software auf dem Integrationsmodul des SMGW eingebunden, wodurch iMSys-Funktionen, wie die Durchführung von Schaltungen, analysiert werden können. Weitere Aspekte wie bspw. das Netzwerkmanagement sind nicht Teil der Messung und werden in der Auswertung auf Basis von Literaturangaben berücksichtigt.

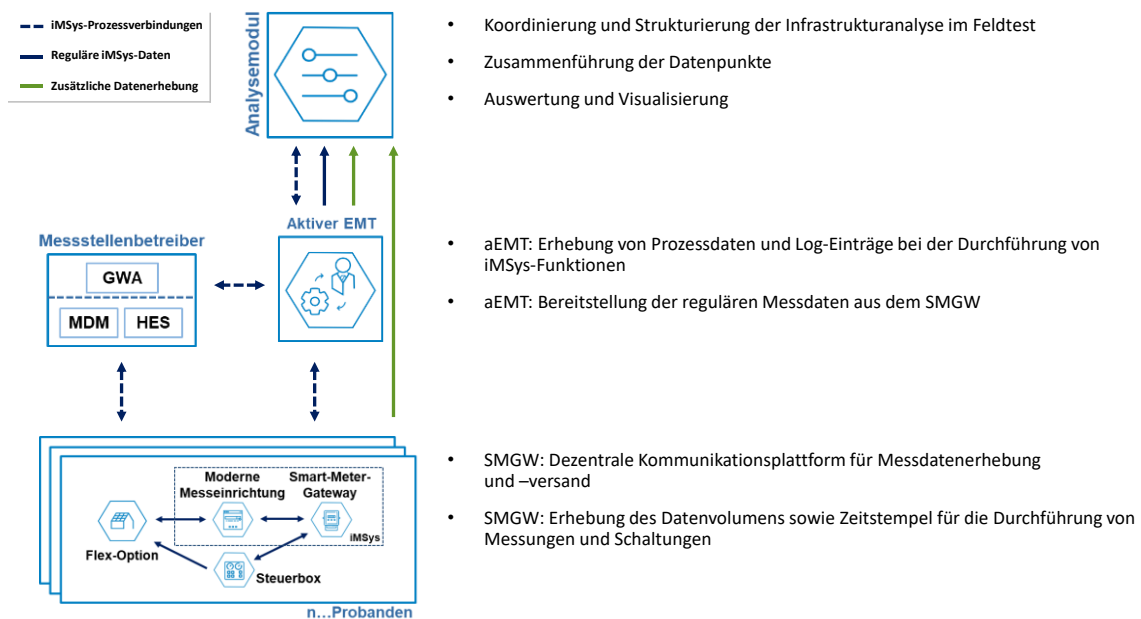


Abbildung 6-11: Beteiligte Akteure sowie Prozesse für die Infrastruktur-Bewertung; nach [15]

In Abbildung 6-12 sind die einzelnen Aspekte der Datenaufbereitung und –verschneidung aufgeführt. Die Prozessdaten aus dem Analysemodul umfassen sämtliche Befehle, welche an den aEMT übergeben werden (bspw. Startzeitpunkt von Schaltbefehlen). Der aEMT liefert zu den Befehlen aus dem Analysemodul die Log-Einträge, welche den Umsetzungsstatus der iMSys-Funktionen sowie deren zeitliche Dauer schrittweise protokollieren. Zudem stellt der aEMT die regulären Messwerte aus den iMSys zum Abruf bereit. Die Analyse des Datenvolumens basiert

auf der Auswertung der Datenprotokolle, welche auf dem SMGW erhoben und an das Analysemodul übermittelt werden. Da die Protokolle alle zwei Minuten versendet werden, erfolgt im Vorfeld ein Clustering, um die Anzahl an Einzeldateien zu reduzieren und eine Verschneidung mit den Prozessdaten zu ermöglichen.

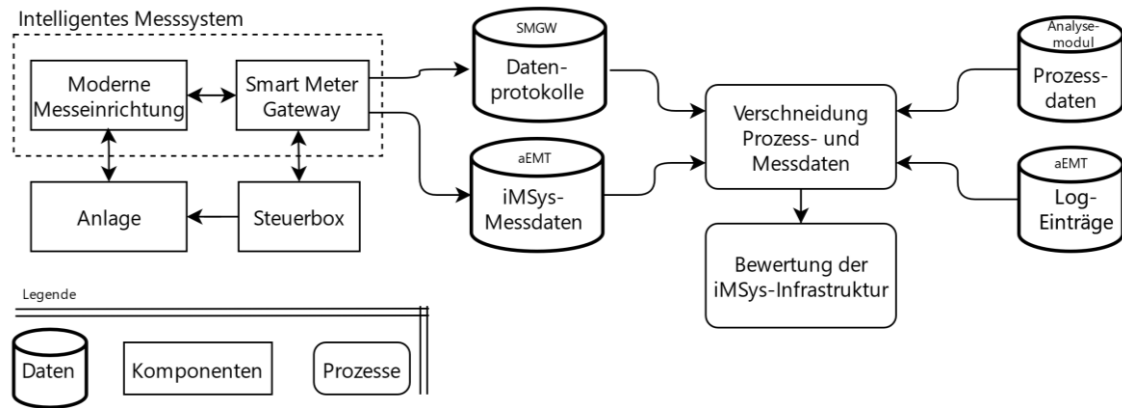


Abbildung 6-12: Schematische Übersicht über den Datenverlauf zur Bewertung der iMSys-Infrastruktur

6.2.3 Pilottest zur Umsetzung von Schaltungen mit dem iMSys

Wie in Abschnitt 6.1.2.1 ausgeführt, erfolgt im Pilottest eine Voranalyse zur grundsätzlichen Funktionsfähigkeit der Steuerbox-Lösung für die Umsetzung von Schalthandlungen. Die Strukturierung aus Abbildung 6-4 zeigt, wie erste Erkenntnisse aus dem Einsatz der iMSys-Infrastruktur gewonnen werden können. Die Ergebnisse hieraus sind an dieser Stelle aufgeführt, da diese in die Ausgestaltung und Durchführung des Feldtests einfließen. Die Durchführung des Pilottests umfasst über 2.000 Schaltung bei Anlagen von zwölf Probanden, wobei die Analyse der Daten jedoch nicht die Erhebung Teil der vorliegenden Arbeit ist.

Bei der Übermittlung von Schaltbefehlen ergeben sich in den Prozessabläufen nach Abbildung 6-8 zwei Möglichkeiten: Der Datenkanal zwischen SMGW und aEMT ist bereits geöffnet (auf), wodurch lediglich der Prozessschritt „5“ notwendig ist. Im Fall, dass der Datenkanal noch abgebaut ist (ab), sind sämtlich abgebildeten Prozesse notwendig. Zusätzlich ergibt sich jeweils durch die mögliche Durchführung von Messungen vor und nach der Schaltung (Messen-Schalten-Messen MSM) bzw. die alleinige Schaltung (S) eine weitere Variation (siehe Abbildung 6-13). Ein Kriterium zur Beurteilung der Umsetzung von Schaltungen mit der iMSys-Infrastruktur ist die Latenzzeit. Diese umfasst die zeitliche Dauer zwischen Absetzen des Schaltbefehls und dessen Umsetzung in der Steuerbox. Die kürzeste Latenzzeit im Pilottest von ca. 3 s zeigt sich dabei in der Kategorie „Schalten bei bereits geöffnetem Kanal“ (S auf). Hierbei sind die wenigsten Prozessschritte gemäß Tabelle 10-3 im Anhang notwendig, da keine Messungen durchgeführt werden und die Kommunikationsverbindung zur Steuerbox bereits etabliert ist. Im Gegensatz hierzu stellt die Kategorie „Messen-Schalten-Messen bei noch abgebautem Kanal“ (MSM ab) mit ca. 90 s die längste Latenzzeit dar. Auffällig hierbei ist, dass der Messwert vor der Schaltung (Read Meter 1) deutlich schneller zur Verfügung steht, als der Wert nach der Schaltung (Read Meter 2). Grund hierfür ist, dass das System im Minutentakt Messwerte erfasst. Somit ergibt sich eine systembedingte Wartezeit für den zweiten Messwert. [14], [157]

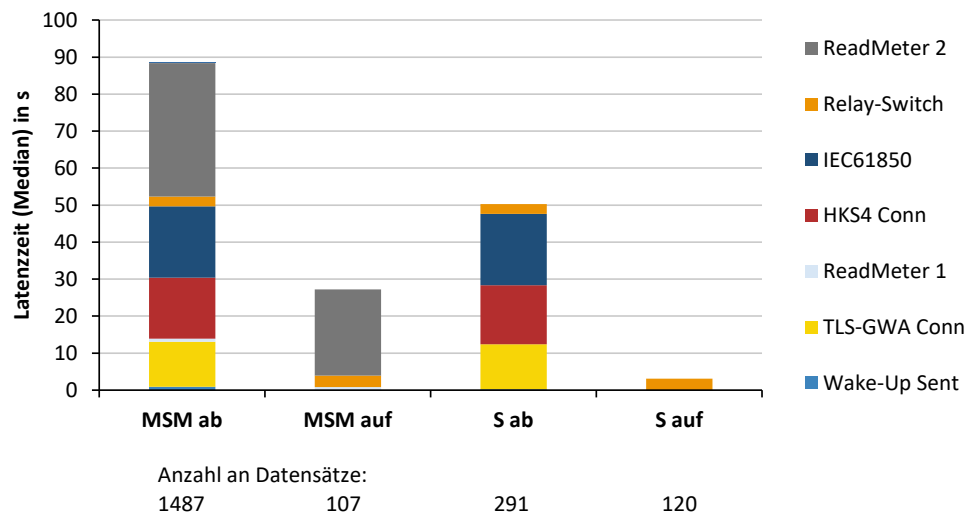


Abbildung 6-13: Latenzzeit einzelner Prozessschritte je Kategorie im Pilottest; nach [14]

Eine erste Einordnung der Schaltzeiten kann anhand der einzuhaltenden Kaskadenzeit gemäß [158] erfolgen. Dabei stehen dem ausführenden Netzbetreiber für die Vorbereitung und Umsetzung von Maßnahmen (u. a. Einspeisemanagement) zwölf Minuten zur Verfügung. Allein für die Vorbereitung ist die Zeit auf bis zu sechs Minuten beschränkt. Um die Kaskadenzeit einzuhalten, verbleiben damit für die Umsetzung mindestens sechs Minuten. Die in Abbildung 6-13 aufgeführten Latenzzeiten entsprechen den zeitlichen Vorgaben der Kaskade, wodurch das System (exklusive Anlage) grundsätzlich die zeitlichen Anforderungen für die Umsetzung von netzkritischen Maßnahmen erfüllt. [14]

Die Streuung der Latenzzeit⁹ der einzelnen Prozessschritte ist in Abbildung 6-14 dargestellt. Es lässt sich allgemein feststellen, dass die Streuung gering ist und die Reproduzierbarkeit einzelner Prozessschritte einer qualitativen Einschätzung entspricht. Die Standardabweichung der Gesamtdauer als Summe aller Prozessschritte ergibt sich je Mess- bzw. Schaltkategorie zwischen 0,6 und 6,0 s. Die nicht dargestellten Extremwerte treten im Prozessschritt „Read Meter 2“ mit ca. 100 s auf. Grund hierfür ist die bereits erläuterte minütliche Messwerterhebung. Im Fall, dass die Bereitstellung fehlschlägt, ist auf den nächsten Wert zu warten, wodurch eine zusätzliche Latenz von 60 s auftritt. Neben der Analyse der Streuung der Latenzzeit erfolgt eine Korrelationsuntersuchung bzgl. des Schaltzeitpunkts (Uhrzeit bzw. Werktag/Wochenende) und des Anlagenstandorts (Stadt und Land). Im Rahmen des Pilottests konnten keine Abhängigkeiten identifiziert werden (vgl. Abbildung 10-13 im Anhang). [14]

⁹ Boxplotdefinition: Box (50 % der Werte); Whisker (90 % der Werte)

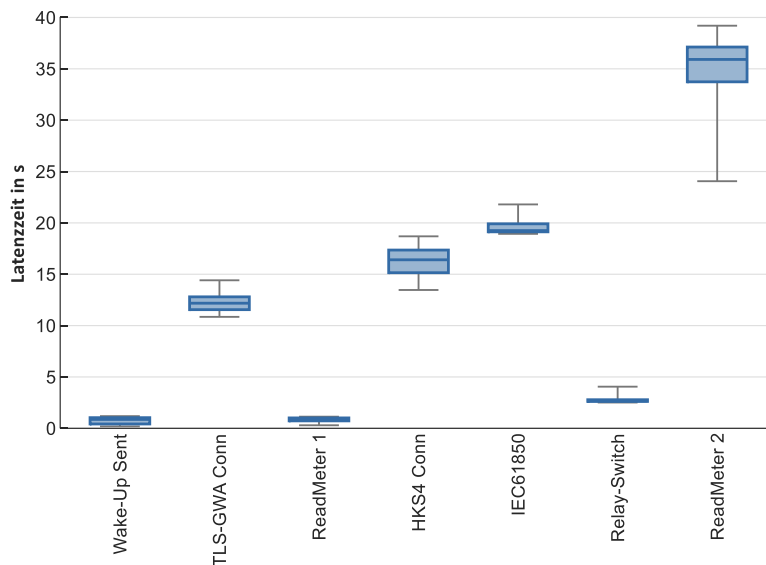


Abbildung 6-14: Latenzzeit einzelner Prozessschritte im Pilottest; nach [14]

Neben der auftretenden Latenzzeit ist die Zuverlässigkeit bzgl. der erfolgreichen Umsetzung von Schaltbefehlen ein Kriterium für die Bewertung der Infrastruktur. In Tabelle 6-2 ist je Kategorie die Quote mit der erfolgreichen Umsetzung aufgeführt. Über alle 2.100 vorgesehenen Schaltvorgänge hinweg kann eine Erfolgs-Quote von mehr als 95 % ermittelt werden. Dabei ist zu beachten, dass in dem Analysezeitraum ein Gerät durch einen Blitzschlag geschädigt wurde und für 75 der gescheiterten Schaltung verantwortlich ist (vgl. Abbildung 10-14 im Anhang). Ohne diesen externen Einfluss ergibt sich eine Erfolgsquote von annähernd 99 %.

Tabelle 6-2: Umsetzungsperformance je Mess- bzw. Schaltkategorie; nach [14]

Kategorie	Anzahl Schaltvorgänge	Anzahl Fehlschläge	Erfolgsquote
MSM ab	1.560	73	95,3 %
MSM auf	120	13	89,2 %
S ab	300	9	97,0 %
S auf	120	0	100 %
Gesamt	2.100	95	95,5 %

Die Erkenntnisse aus dem Pilottest werden wie folgt in der Ausgestaltung und Durchführung des Feldtests berücksichtigt: Die hohe Erfolgsquote zeigt, dass das Gesamtsystem eine hohe Zuverlässigkeit aufweist und somit eine detaillierte Analyse im Rahmen des Feldtests rechtfertigt. Da die Latenz trotz abgebautem Kanal den Anforderungen aus der Kaskade entspricht, wird diese Variante im Feldtest weiter untersucht. Die Aufrechterhaltung eines Datenkanals verbleibt als Möglichkeit im Einzelfall. Im Feldtest wird auf eine Korrelationsanalyse verzichtet, da die Anzahl an Probanden und der Umsetzungsstandort im Pilot- wie auch Feldtest vergleichbar sind. Für eine fundierte Korrelationsanalyse wäre eine höhere Anzahl an Probanden sowie die Ausdehnung über ein größeres Untersuchungsgebiet notwendig.

6.3 Auswertung des Feldversuchs

Die Auswertung des Feldversuchs fokussiert sich primär auf die Ergebnisse des Feldtests, wobei an geeigneter Stelle die Erkenntnisse aus dem Pilot- und Labortest als Vergleichsgrößen herangezogen werden. In Abschnitt 6.2.2 ist die Datenerfassung für die Auswertung in Abschnitt 6.3.2 beschrieben. Diese umfasst iMSys-Funktionen, welche primär für die Umsetzung einer Flexibilitäts-Plattform benötigt werden (vgl. Abschnitt 6.1.2.2). Gemäß Tabelle 6-3 können diese in den Kategorien „Allgemeine Performance“, „Latenzzeit“ und „Datenvolumen“ analysiert werden. Dabei liefert die Analyse Kennwerte, die eine Bewertung von weiteren Anwendungsfällen [1] hinsichtlich der Umsetzung durch die iMSys-Infrastruktur ermöglicht. Zudem erfolgt eine Unterteilung zwischen iMSys-Installationen bei Probanden und einem Laboraufbau. Dabei unterscheidet sich vor allem die Softwarearchitektur beim GWA und dem aEMT: Die Kunden-iMSys sind in die sogenannte „Pilotumgebung“ (P) eingebunden, wohingegen das Labor-iMSys in die „Entwicklungsumgebung“ (Q) integriert ist. Funktional unterscheiden sich beide Systeme nur geringfügig, wobei die P-Umgebung die Vorstufe zu den regulären Prozessen in der Praxis darstellt. Zusätzlich findet eine Unterscheidung bzgl. der kommunikativen Anbindung der SMGW statt: Datenaustausch über Mobilfunk (LTE) oder Powerline-Communication (PLC). Dies dient der Analyse möglicher Unterschiede in der Performance. Bei der PLC-Kommunikation ist das SMGW über Ethernet mit einem PLC-Modul vor Ort bei den Probanden verbunden. Die Daten werden anschließend über das Stromnetz bis zur Ortsnetzstation übermittelt. Ab dort wird Mobilfunk für die Datenübermittlung an das Backend verwendet. Abschließend erfolgt in diesem Kapitel der Proof-of-Concept für den netzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität unter Anwendung der iMSys-Infrastruktur.

Tabelle 6-3: Bestandteile der Infrastrukturanalyse je iMSys-Funktion und Kategorie

	TAF 7	TAF 9	TAF 10	CLS (HKS 4)
Allgemeine Performance	<ul style="list-style-type: none"> - Zuverlässigkeit der Prozessetablierung - Vollständigkeit der Messwerterhebung 	<ul style="list-style-type: none"> - Zuverlässigkeit der Prozessetablierung - Vollständigkeit der Messwerterhebung 	Keine Analysen ¹⁰	<ul style="list-style-type: none"> - Zuverlässigkeit der Prozessetablierung - Zeitliche Verteilung der CLS-Fehler
Latenzzeit	Keine Analysen ¹¹	<ul style="list-style-type: none"> - Dauer der Prozessetablierung - Übertragungszeit zyklischer Messwerte 	<ul style="list-style-type: none"> - Übertragungszeit bei Schwellwertverletzungen 	<ul style="list-style-type: none"> - Dauer der iMSys Prozesse - Dauer der End-to-End Prozesse
Datenvolumen	<ul style="list-style-type: none"> - Tägliche Übermittlung des Zählerstandsgang - Stand-By-Datenvolumen (SMGW-Hintergrundprozesse) 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf für Prozessetablierung - Bedarf für zyklische Messwertübertragung 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf für hochfrequente Messwertübertragung - Sensitivität durch Sofort- und Paketversand 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf für Prozessetablierung - Bedarf je Akteur

¹⁰ Kann nur auf einem SMGW im Labor getestet werden, wodurch keine valide Auswertung hinsichtlich der allgemeinen Performance möglich ist.

¹¹ Keine Analyse, da die tägliche Messwertübermittlung kein zeitkritischer Prozess ist.

6.3.1 Datenerfassung und Aufbereitung

Allgemeine Performance:

Die Bewertung der allgemeinen Performance der verschiedenen iMSys-Funktionen zielt im Wesentlichen auf die Zuverlässigkeit der Prozessetablierung und der zyklischen Messwerterhebung ab. Hierfür werden sowohl Datenpunkte aus dem Meter-Data-Management (MDM) sowie Log-Einträge des aEMT und Prozessdaten aus dem Analysemodul verschnitten. In Summe werden 3.465 Etablierungen der verschiedenen TAF analysiert (TAF 7: 1.115, TAF 9: 2.350), welche 227.000 Messwerte für die Untersuchung möglicher Messlücken bereitstellen (TAF 7: 109.000, TAF 9: 118.000). Im Rahmen der Schaltzuverlässigkeit erfolgt die Auswertung von über 7.000 Schaltbefehle.

Latenzzeit:

Die Latenzzeit der Messwertübertragung erfolgt durch den Abgleich der Zeitstempel „Messwerterfassung im SMGW“ und „Messwerterhalt beim aEMT“. Dies ist bei sämtlichen Messwerten über alle TAF hinweg möglich. Die eigentliche Prozessetablierung kann nur bei iMSys-Funktionen untersucht werden, welche auf Basis eines externen Befehls gestartet werden (TAF 9 und CLS). Während für den TAF 9 nur ein Prozessschritt (Gesamtzeit) im Logging verfügbar ist, kann dies bei der Analyse der CLS-Anwendung detaillierter erfolgen (vgl. Tabelle 6-4). Die Log-Einträge beim aEMT umfassen sowohl den Zeitpunkt der Fertigstellung als auch die Dauer des jeweiligen Prozessschrittes. Hierdurch können weitere Latenzzeiten, wie z. B. Startvorbereitung beim aEMT, berechnet werden. Die Log-Dateien werden mittels File Transfer Protocol (FTP) täglich zwischen aEMT und Analysemodul ausgetauscht.

Tabelle 6-4: Übersicht über die Prozessschritte für die Latenzzeitanalyse bei CLS-Anwendungen

Prozessschritt	Beschreibung	Quelle	Gesamtzeit iMSys-Prozess	Gesamtzeit End-to-End
t ₀ : Übermittlung an aEMT	CLS-Befehl zum Startzeitpunkt t ₁ wird von dem Analysemodul an den aEMT gesendet	Analysemodul	-	X
t ₁ : Interne Verarbeitung aEMT	Interne Verarbeitung des CLS-Befehls (berechnet aus t ₃ , Dauer Etablierung TLS-Kanal und t ₁)	Berechnung	-	X
t ₂ : Etablierung TLS-Kanal	Start der Etablierung des TLS-Kanals zwischen SMGW und aEMT	aEMT Logging	X	X
t ₃ : Etablierung IEC61850	Start der Etablierung des Protokolls zur Übermittlung der Schaltinformationen	aEMT Logging	X	X
t ₄ : Ausführung CLS-Anwendung	Start der CLS-Anwendung (Statusabfrage Steuerbox oder Schaltbefehl)	aEMT Logging	X	X
t ₅ : Weitere Verarbeitungszeit	Berechnung aus t ₅ und t ₂ sowie der Dauer der einzelnen Prozessschritte	Berechnung	X	X
t ₆ : Übermittlung an aEMT	End-to-End Zeit von Übermittlung an aEMT bis zur CLS-Ausführung inkl. Verarbeitungszeiten	aEMT Logging	-	X

Datenvolumen:

Wie bereits ausgeführt, wird für die Erhebung des notwendigen Datenvolumens je iMSys-Funktion ein Tool zum Mitschnitt der WAN-Kommunikation auf dem SMGW installiert (siehe Abschnitt 6.2.2). Dieses ist so integriert, dass der Versand der eigenen Kommunikationsdateien die Datenvolumenmessung nicht beeinflusst. Zudem werden lediglich Prozessschritte ausgewertet, welche zwischen dem SMGW und externen Akteuren (GWA oder aEMT) stattfinden und die WAN-Kommunikation beanspruchen. In Abbildung 6-15 ist ein Auszug des Mitschnitts für den Prozessstart eines TAF 7 dargestellt. Bis zum Kommunikationsschritt 16 handelt es sich um für die Auswertung nicht relevante Prozessschritte. Ab dem Schritt 17 kommuniziert das SMGW mit dem aEMT. Alle folgenden Kommunikationsschritte werden zunächst aggregiert und im weiteren Verlauf mit Prozessdaten aus dem Analysemodul verschnitten (siehe Abbildung 6-12), wodurch eine Zuordnung zwischen Datenvolumenmessung und iMSys-Funktion möglich ist.

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length
13	2020-12-08 04:59:53,652582	fe80:	2a02:	ICMPv6	86
14	2020-12-08 04:59:53,653432	2a02:	fe80:	ICMPv6	78
15	2020-12-08 04:59:59,182904	fe80:	ff02:	ICMPv6	118
16	2020-12-08 05:00:32,203758	fe80:	ff02:	ICMPv6	118
17	2020-12-08 05:00:36,906814	2a02:	2a05:	TCP	1444
18	2020-12-08 05:00:36,907834	2a02:	2a05:	TLSv1.2	1055
19	2020-12-08 05:00:37,153327	2a05:	2a05:	TCP	98
20	2020-12-08 05:00:37,351473	2a02:	2a05:	TCP	1444
21	2020-12-08 05:00:37,450716	2a05:	2a02:	TCP	86
22	2020-12-08 05:00:37,581459	2a05:	2a02:	TLSv1.2	190
23	2020-12-08 05:00:37,583123	2a02:	2a05:	TCP	86
24	2020-12-08 05:00:38,506272	2a02:	2a05:	TCP	94
25	2020-12-08 05:00:38,646893	2a05:	2a02:	TCP	94
26	2020-12-08 05:00:38,647956	2a02:	2a05:	TCP	86
27	2020-12-08 05:00:38,841288	2a02:	2a05:	TLSv1.2	189
28	2020-12-08 05:00:38,937394	2a05:	2a02:	TCP	86

Abbildung 6-15: Beispieldatei aus der Datenvolumenmessung für den TAF7-Prozess

6.3.2 Ergebnisdarstellung

Die Abschnitte in diesem Kapitel orientieren sich an den Kategorien in Tabelle 6-3. Häufig wird dabei ein Box-Plot als Darstellungsart verwendet, wodurch die Verteilung bzw. Streuung großer Datenmengen schnell erfasst werden kann (siehe Abbildung 10-15 im Anhang).

6.3.2.1 Allgemeine Performance

Die Zuverlässigkeit der Etablierung eines TAF 7 kann durch die Anzahl an übermittelten Werten je Tag bestimmt werden. Regulär beinhaltet dieser tägliche Zählerstandsgang 96 Werte je Register. In dem Testzeitraum werden 1.115 Prozesse untersucht, wobei über 95 % davon eine vollständige Messwertliste liefern und lediglich 1,3 % der TAF 7 weniger als 93 Werte beinhalten (vgl. Abbildung 10-16 im Anhang). Im Gegensatz zu TAF 7 erfolgt die Etablierung des TAF 9 auf Basis eines externen Befehls aus dem Analysemodul. In einem ersten Schritt kann für den Status der TAF 9-Etablierung das Prozesslogging des aEMT ausgewertet werden (linke Darstellung in Abbildung 6-16). Dieses stellt die Zeit bis zur erfolgreichen Rückmeldung der TAF-Etablierung dar oder vermerkt nach 15 Minuten ein Timeout. Es ist zu erkennen, dass ein Großteil der TAF 9 Prozesse keine erfolgreiche Rückmeldung enthalten und eine Timeoutnachricht erstellt wird. Die erfolgreich gemeldeten TAF-Etablierungen (ca. 200 Prozesse) entfallen auf das Laborgerät in der Q-Umgebung, wodurch die Vermutung besteht, dass die Prozessmeldungen in der P-Umgebung unzureichend sind. Die Verschneidung von TAF 9 Prozessen mit dem Erhalt von Messwerten bestätigt dies (Darstellung rechts in Abbildung 6-16). Hierbei ist die Zuverlässigkeit

(ca. 55 %) des Start¹² bzw. Stopp¹³ der zyklischen Leistungsmessung mit TAF 9 deutlich geringer als im zuvor untersuchten TAF 7. Ein Grund könnte eine zu enge Taktung der Start- bzw. Stopp-Befehle sein.

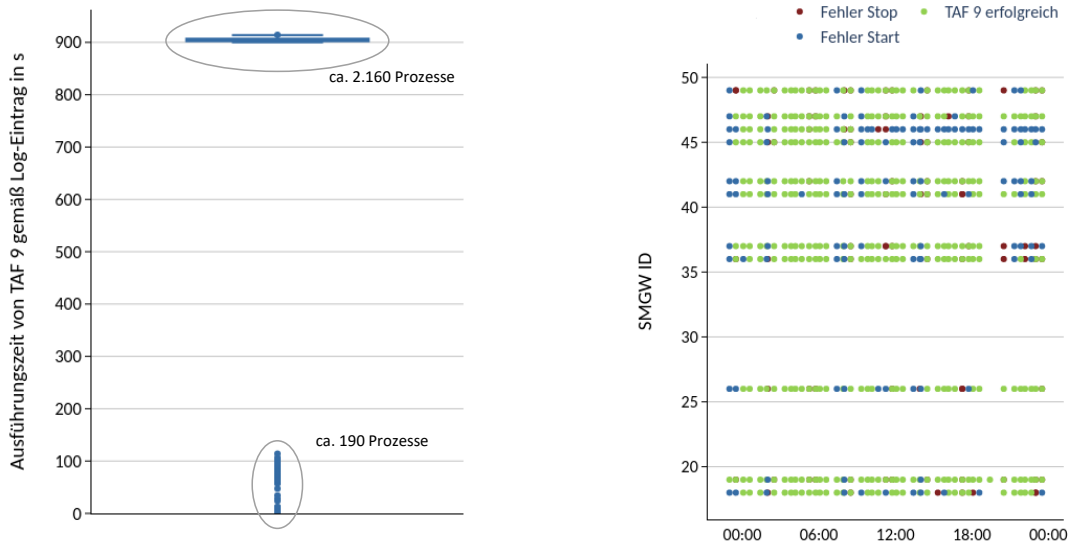


Abbildung 6-16: Start bzw. Stopp TAF 9: Prozesslogging des aEMT (links), Verschneidung mit Messwerten für einen Beispieltag (rechts); nach [15]

Neben der Prozessetablierung ist die Zuverlässigkeit in der Messwerterhebung ein weiteres Kriterium der allgemeinen Performance. Für die ¼ h Intervalle im TAF 7 liegen ca. 109.000 Messwerte vor, wobei sich davon über 99,9 % im erwarteten Bereich befinden. Die Messwerterfassung des zyklischen TAF 9 erfolgt im Minutentakt. Von den ca. 118.000 Messwerten liegen 99,9 % der Werte in einem Bereich zwischen 0,9 und 1,1 Minuten.

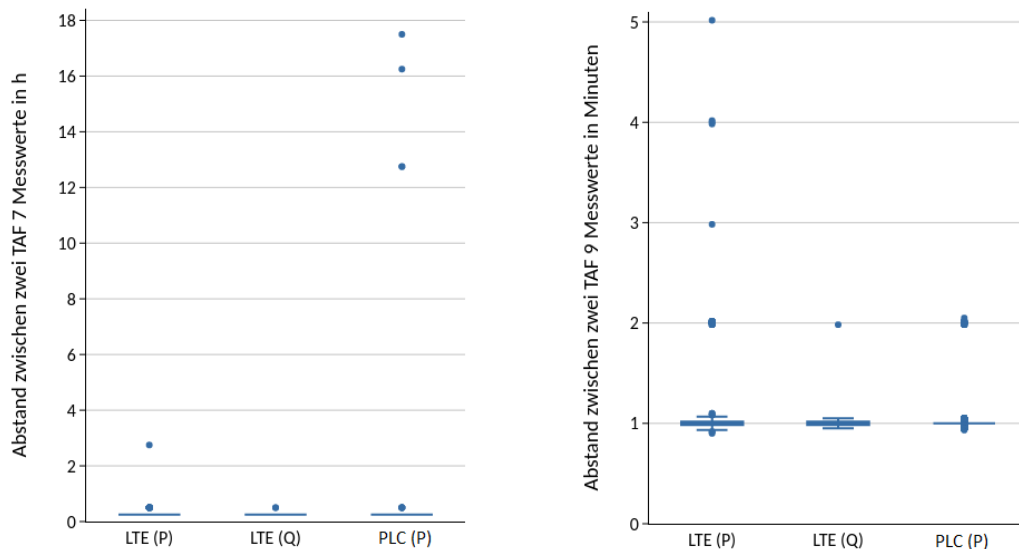


Abbildung 6-17: Zeitlicher Abstand zwischen zwei Messwerten für TAF 7 (links) und TAF 9 (rechte Darstellung begrenzt auf fünf Minuten); nach [15]

¹² Erfolgreicher Start TAF 9: Es liegt nach spätestens sieben Minuten der erste Messwert vor

¹³ Erfolgreicher Stopp TAF 9: Letzte Messwert liegt spätestens nach fünf Minuten vor

Analyse CLS:

Für die Bewertung der Zuverlässigkeit der CLS-Ausführungen werden im Analysemodul mehr als 7.300 CLS-Befehle initiiert (vgl. Abbildung 6-18). Aufgrund interner Speicherplatz-Limitierungen konnten davon jedoch 1.000 nicht versendet werden. Da der Fokus auf der Bewertung der iMSys-Infrastruktur sowie deren regulären Prozessen liegt, erfolgt im Weiteren die Auswertung der vom aEMT entgegengenommenen 6.295 CLS-Befehle. Eine CLS-Ausführung wird als erfolgreich dokumentiert, wenn die entsprechende Statusmeldung eintritt. Innerhalb von fünf Minuten können ca. 5.300 Befehle in die Kategorie „CLS-Ausführung erfolgreich“ eingeordnet werden. Nach einer später folgenden erneuten Statusprüfung, können weitere 900 CLS-Befehle als erfolgreich eingestuft werden. Es verbleiben somit ca. 80 gescheiterte Schaltungen. Eine Analyse der zeitlichen Verteilung der gescheiterten CLS-Befehle (vgl. Abbildung 10-17 im Anhang) ergibt eine Häufung in den ersten Stunden nach Mitternacht. Da zu dieser Zeit im SMGW interne Prozesse ablaufen, wie bspw. der Abruf des Betriebslogging, könnten diese Parallelprozesse eine mögliche Ursache sein. Unter Berücksichtigung der erneuten Statusabfrage und der CLS-Starts im aEMT, liegt die Zuverlässigkeit der CLS-Anwendung bei ca. 98,7 %.

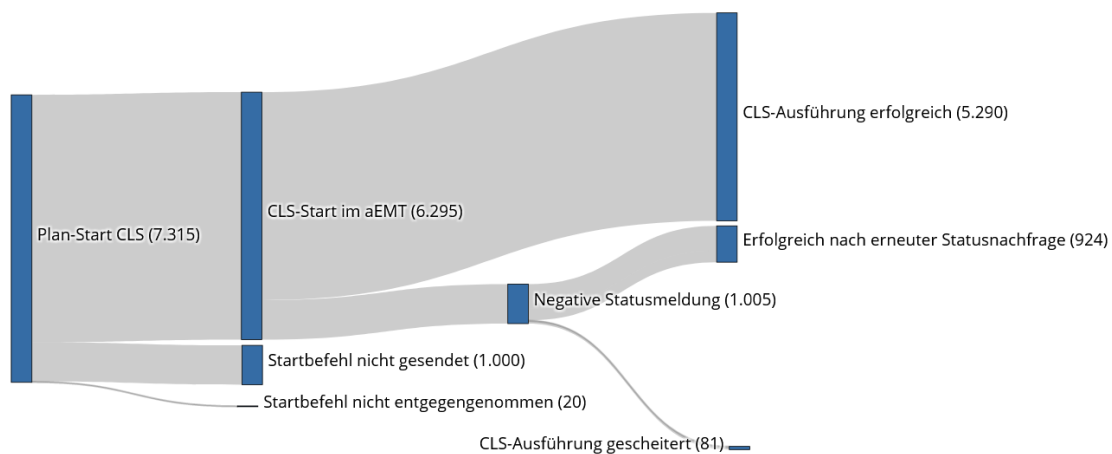


Abbildung 6-18: Einzelne Schritte der CLS-Durchführung (Anzahl in Klammer); nach [15]

6.3.2.2 Latenzzeit

In Bezug auf die Latenzzeit werden die iMSys-Funktionen untersucht, welche extern initiiert werden (TAF 9 und CLS). Zudem erfolgt die Analyse der Übertragungszeit von Messwerten bei der Detektion von Schwellwertverletzungen (TAF 10) aus dem Labortest. Wie bereits im voranstehenden Abschnitt 6.3.2.1 aufgeführt, ist das Zeitlogging des TAF 9 beim aEMT lediglich für das Laborgerät in der Q-Umgebung plausibel. Es zeigt sich, dass die eigentliche Prozesszeit für den Start des TAF 9 im Median bei 71 s liegt (siehe Abbildung 10-18 im Anhang). Die Differenz zwischen Start-Befehl aus dem Analysemodul und der Etablierung des TAF beträgt ca. 130 s. Somit verbleibt eine nicht näher analysierbare interne Verarbeitungszeit von ca. einer Minute beim aEMT. In Summe beträgt die Latenz vom initialen Start-Befehl bis zum Erhalt des ersten Messwertes (inkl. Messintervall und Übertragungszeit) im Median ca. 3,5 Minuten. Dieser Wert findet sich auch bei dem Abgleich der TAF 9 Befehle aus dem Analysemodul mit den Messwerten aus dem Zähler wieder (siehe Abbildung 6-19). Analog zu Abbildung 6-16 können trotz fehlendem Prozesslog alle erfolgreichen Start und Stopp des zyklischen TAF 9 untersucht werden. Die relativ breite Streuung der Prozessetablierung lässt sich u.a. darauf zurückführen, dass der minütliche

Messwert im SMGW in einem bestimmten Zeitintervall erhoben wird (hier in der 20-26 Sekunde). Erfolgt die Etablierung des TAF 9 bspw. kurz nach der Messwertbereitstellung, so ergibt sich eine zusätzliche Wartezeit von 60 s.

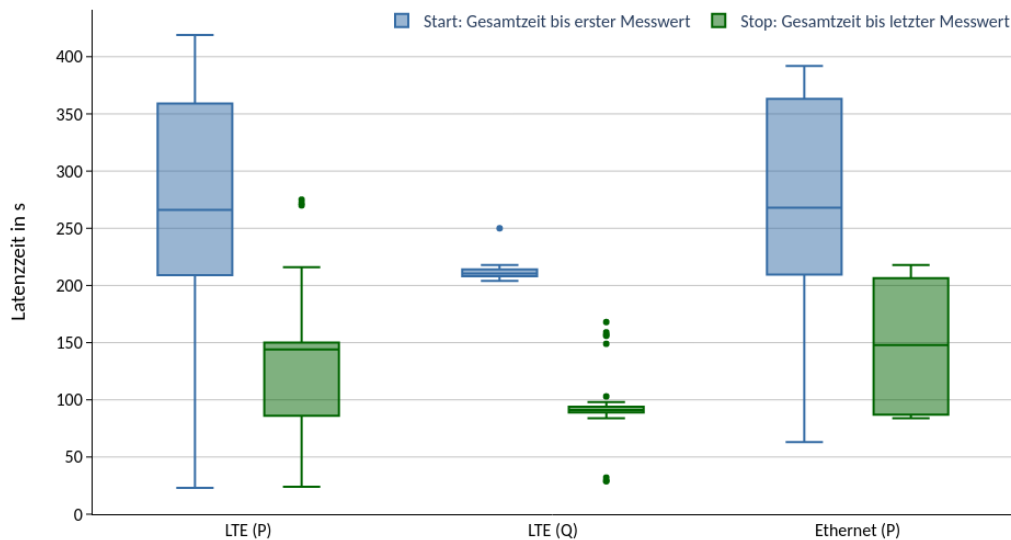


Abbildung 6-19: TAF 9: Latenz erfolgreicher Start und Stopp-Befehle bis zur Messwertbestätigung; nach [15]

Nachdem ein TAF etabliert ist, entstehen bei der anschließenden Messwertübermittlung aus dem SMGW zum aEMT weitere Verzögerungszeiten. In Abbildung 6-20 ist dies links für den zyklischen Messwertversand des TAF 9 dargestellt. Die Mediane liegen je nach Kategorie zwischen fünf und zehn Sekunden. Die jeweiligen Extremwerte sind aus visuellen Gründen nicht dargestellt, da diese bei ca. 60 min liegen. Dennoch sind ca. 99,4 % der Messwerte innerhalb von 30 s beim aEMT verfügbar. Eine hohe zeitliche Anforderung besteht bei TAF 10, da hier bspw. Schwellwertverletzungen (bspw. Netzspannung) detektiert und an die Leitwarte übermittelt werden. Eine Verletzung dieser Grenzwerte konnte nur manuell mit einem an dem Laborgerät angeschlossenen Verbraucher durchgeführt werden, wodurch die Datenmenge im Vergleich zu TAF 9 deutlich geringer ist. Im Fall einer Schwellwertverletzung sind die Messwerte innerhalb von 15 s (Median) beim aEMT eingetroffen. Der TAF 10 ist dabei so vom GWA implementiert, dass im SMGW eine Abtastrate von 30 s umgesetzt wird. Je nachdem, wie hoch die zeitliche Differenz zwischen der Abtastrate und der physikalischen Grenzwertüberschreitung ist, ergeben sich weitere prozessbedingte Verzögerungen. Die derzeitige Ausgestaltung des TAF 10 erfordert neben der beschriebenen Schwellwertüberwachung noch eine parallele Messwerterhebung. Diese versendet kontinuierlich Messwerte (hier im fünf Minutentakt), auch wenn keine Schwellwertverletzung vorliegt. Im Sinne der Datensparsamkeit und der praktikablen Handhabung sollte diese Vorgabe angepasst werden, da für eine Netzzustandsüberwachung lediglich die Zeitpunkte und Messwerte relevant sind, welche von Grenzwertüberschreitung betroffen sind. Sollte auf die parallele Messwerterhebung verzichtet werden, so könnte dies Auswirkungen auf die gezeigten Ergebnisse haben, da durch den kontinuierlichen Messwertversand die Kommunikationsverbindung zwischen SMGW und aEMT bereits etabliert ist.

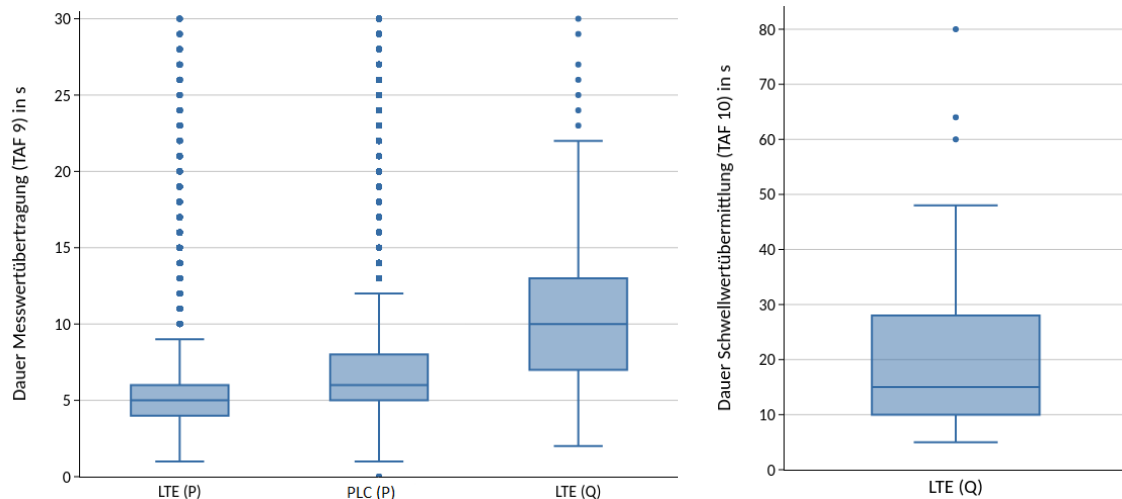


Abbildung 6-20: Übertragungszeit für TAF 9 Werte (links) sowie von TAF 10 Schwellwertverletzungen (rechts); nach [15]

Analyse CLS:

Als abschließende Latenz-Auswertung werden in Abbildung 6-21 die erfolgreich durchgeführten CLS-Anwendungen gemäß der in Tabelle 6-4 aufgelisteten Prozessschritte analysiert. Die Darstellung ist aus visuellen Gründen auf 300 s begrenzt, wobei einige wenige Ausreißer bis zu ca. 900 s (End-to-End) auftreten. Die Übermittlungszeit aus dem Analysemodul zum aEMT kann mit einem Median von ca. 0,25 s vernachlässigt werden. Folgend ergibt sich eine interne Verarbeitungszeit¹⁴ beim aEMT von ca. 60 s, bevor der erste iMSys-Prozess gestartet wird. Dieser setzt sich aus drei Teilprozessen zusammen, wobei die Etablierung der TLS-Verbindung zwischen SMGW bzw. Steuerbox und aEMT den zeitintensivsten Prozess darstellt (vgl. Abbildung 10-19 im Anhang). Auch bei den CLS-Anwendungen ergibt sich eine interne Verarbeitungszeit, welche keinem Akteur direkt zugeordnet werden kann. Diese beträgt im Median 0,4 s und ist somit vernachlässigbar. Die Gesamtzeit vom initialen CLS-Befehl aus dem Analysemodul bis zur Durchführung der CLS-Anwendung beträgt für die Geräte in der P-Umgebung ca. 140 s (Median). Die Ethernet-SMGW mit PLC-Anbindung benötigen dafür wenige Sekunden länger. Als ein Grund könnte die zusätzliche Kommunikationskomponente genannt werden. Weiterhin auffällig ist die geringere Zeit für die iMSys-Prozesse in der Q-Umgebung des Laborgerätes. Eine fundierte Aussage über mögliche Ursachen ist schwer zu treffen. Es zeigt jedoch das Optimierungspotenzial der P-Umgebung, welche die Prozesse im regulären Betrieb näher abbildet.

¹⁴ Wird aus dem geplanten Startzeitpunkt der CLS-Anwendung, der Dauer der TLS-Etablierung und der Fertigstellung der TLS-Etablierung berechnet.

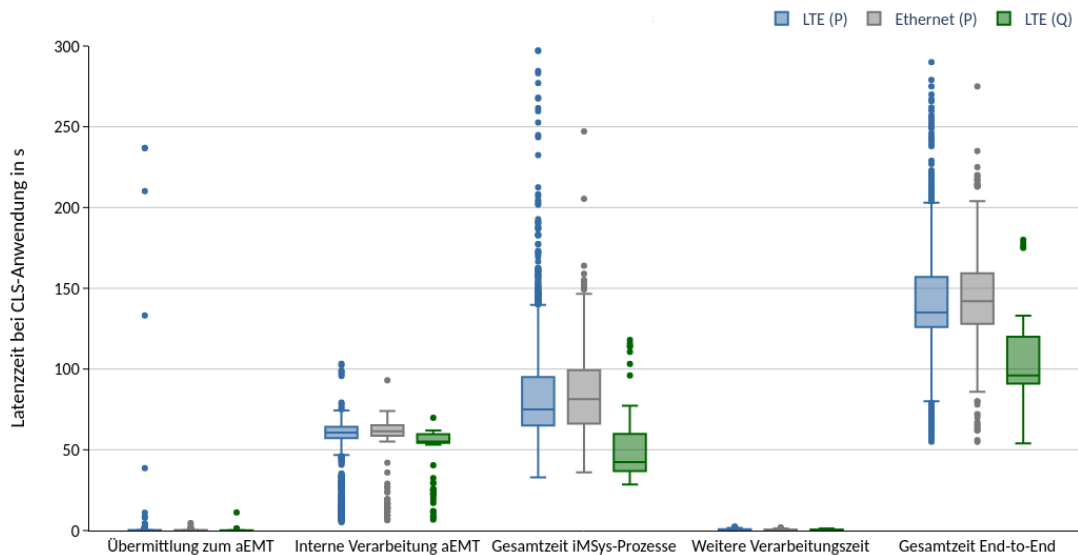


Abbildung 6-21: Prozess- und akteursbedingte Latenz bei CLS-Anwendungen; nach [15]

6.3.2.3 Datenvolumen

Die abschließende Kategorie der technischen Bewertung der iMSys-Infrastruktur umfasst das Datenvolumen für die hinsichtlich Performance und Latenzzeit untersuchten iMSys-Funktionen. Zu Beginn des Feldversuchs erfolgt die Betrachtung des Datenvolumens, welches auftritt ohne das iMSys-Funktionen gemäß Tabelle 6-3 durchgeführt werden. Hierfür findet für den Betrachtungszeitraum von mehr als 50 Tagen die Auswertung der Kommunikation zwischen SMGW und GWA statt (Administration und Zeitsynchronisation). Dabei fallen im Durchschnitt je SMGW ca. 0,15 MB im Stand-By an (vgl. Abbildung 10-20 im Anhang). Neben der Kommunikation im Stand-By ist die Übermittlung des täglichen Zählerstandsganges (96 Werte) mit TAF 7 eine weitere iMSys-Funktion aus dem regulären Betrieb. Eine Analyse der ca. 700 TAF 7 Prozesse zeigt, dass für die Übertragung der Messwertliste aus dem SMGW zum aEMT ca. 0,1 MB (Median) anfällt (vgl. Abbildung 10-21 im Anhang). Im Gegensatz zu TAF 7 ist bei dem Start der zyklischen Leistungsmessung mittels TAF 9 die Etablierung durch ein externes Signal notwendig. Daher ist zwischen der Prozessetablierung (Kommunikation zwischen SMGW und GWA) sowie der darauffolgenden Messwertübertragung (Kommunikation zwischen SMGW und aEMT) zu unterscheiden. Die Analyse von ca. 650 TAF 9-Prozesse ergibt im Median für die Etablierung ein Datenvolumen von ca. 16 kB. Die eigentliche Messwertübermittlung ergibt bei ca. 103.000 untersuchten Werten ein spezifisches Datenvolumen von 3,5 kB (vgl. Abbildung 10-22 im Anhang). Das bedeutet zum Beispiel, dass für die Übermittlung von zehn Leistungswerten in Minutenauflösung ca. 67 kB benötigt werden.

Die Anwendung des TAF 10 ermöglicht eine Erfassung und Übermittlung mehrerer Messgrößen sowie unterschiedliche Versandarten. Auf dem Laborgerät erfolgt die Ausgestaltung des TAF 10 mit der Erfassung von zehn verschiedenen Messgrößen (bspw. Phasenspannungen und -ströme) in 30 s Auflösung. Beim Versand der Daten an den aEMT kann zwischen Sofort- sowie Paket-Versand in definierten Zeitabständen unterschieden werden (hier eine und acht Stunden). Dabei ist die Anzahl der übertragenen Messwerte unabhängig von der Versandart und beträgt jeweils 28.800 Werte pro Tag. In folgender Abbildung 6-22 ist das spezifische Datenvolumen je übertragenem Messwert für die verschiedenen Versandarten dargestellt. Diese ist bei dem Sofortversand der Messwerte an den aEMT am höchsten, da je Übertragung neben den eigentlichen Messwerten Zusatz-Informationen im Header (bspw. Zieladresse des Datenpaketes)

enthalten sind. Bei Paketversand wird der Header seltener versendet, wodurch sich das spezifische Datenvolumen von 0,35 kB (Sofortversand) auf 0,018 kB (stündlicher Versand) reduziert. Für einen beispielhaften Tag wird damit das benötigte Datenvolumen für den TAF 10 von 10,1 auf 0,5 MB verringert.

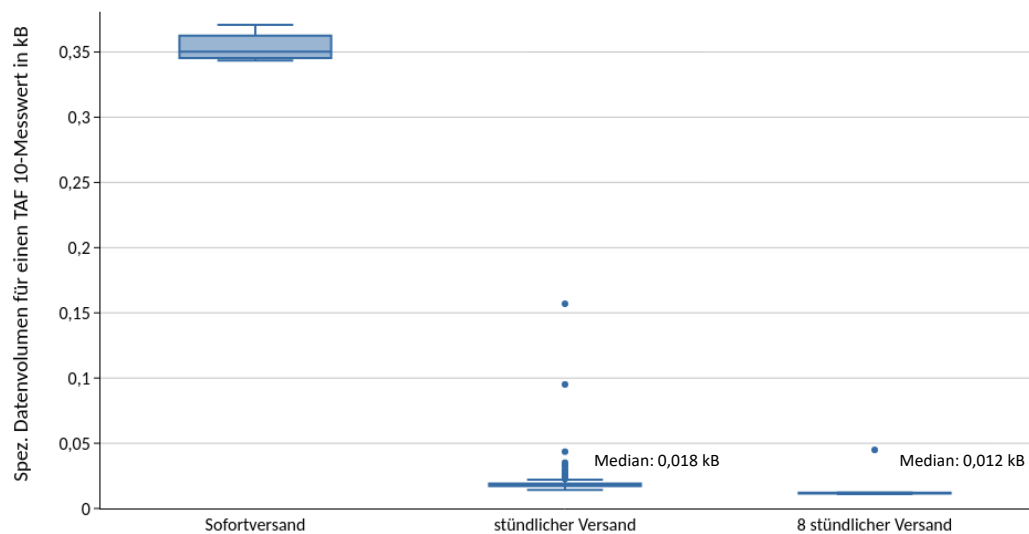


Abbildung 6-22: Datenvolumen je Messwert bei TAF 10 für verschiedene Versandarten; nach [15]

Analog zur Untersuchung der allgemeinen Performance und der Latenzzeit erfolgt die Datenvolumenanalyse hinsichtlich der CLS-Anwendungen. In Abbildung 6-23 ist dies je Akteurskommunikation aufgetragen. Bei den SMGW in der P-Umgebung ergibt sich ein Datenvolumen von ca. 25 kB, wobei ca. ein Drittel zwischen SMGW und dem GWA und zwei Drittel zwischen SMGW und aEMT anfällt. Wäre der TLS-Kanal bereits etabliert (vgl. Voranalyse in Abschnitt 6.2.3), kann das Datenvolumen für die Etablierung der Kommunikationsverbindung zwischen SMGW und GWA eingespart werden.

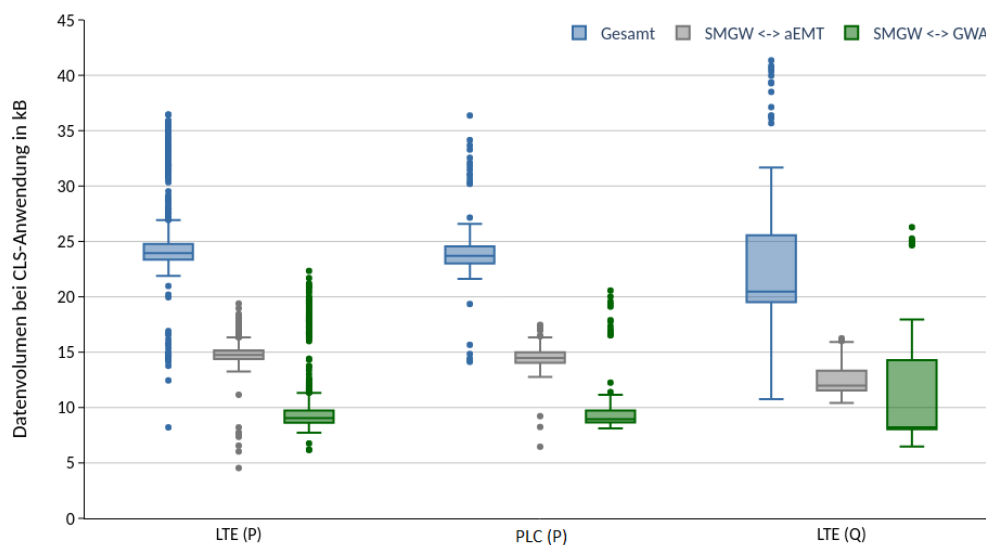


Abbildung 6-23: Datenvolumen bei CLS-Anwendung je Akteurskommunikation; nach [15]

Die Ergebnisse der Datenvolumenmessung sind in Abbildung 6-25 für verschiedene Anwendungsfälle dargestellt. Bei den SMGW-Hintergrundprozessen sind neben dem gemessenen Datenvolumen von 0,15 MB pro Tag zusätzlich die Werte für das Netzwerkmanagement¹⁵ von 0,28 MB gemäß [52] hinterlegt.

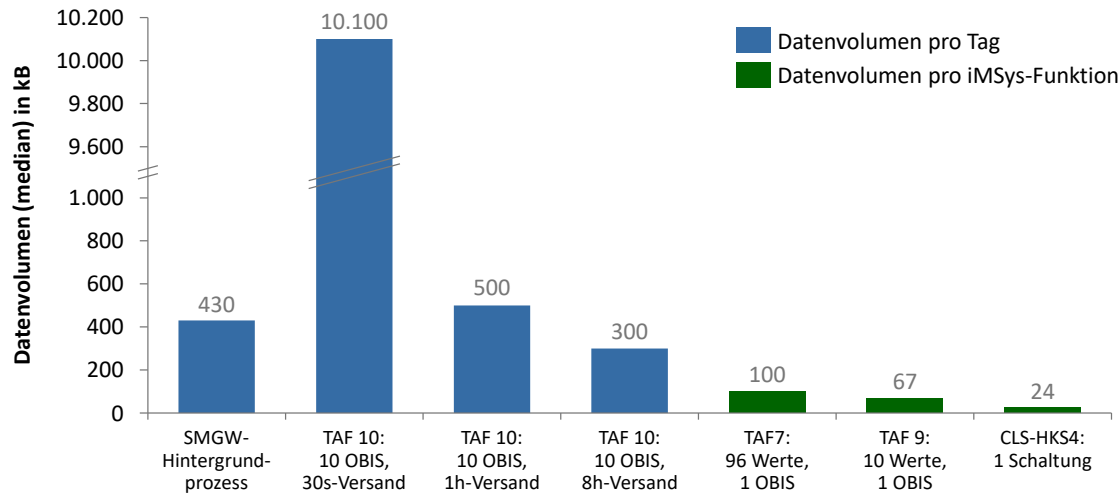


Abbildung 6-24: Datenvolumen für verschiedene iMSys-Funktionen; nach [16]

6.3.3 Proof-of-Concept: Netzdienlicher Einsatz dezentraler Flexibilität unter Anwendung der iMSys-Infrastruktur

Neben der technischen Bewertung der iMSys-Infrastruktur in Abschnitt 6.3.2 erfolgt für das in Abschnitt 4.1.1 beschriebene Netzgebiet ein Proof-of-Concept (PoC) des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes unter Einsatz der iMSys-Infrastruktur. Der erste Teil des PoC beinhaltet eine Betrachtung mit virtuellen Anlagen, um die Funktionsweise sowie die Auswirkungen der netztechnischen Effektivitätsbewertung aus Kapitel 5 für einen exemplarischen Tag zu demonstrieren. Der zweite Teil umfasst die Anwendung der iMSys-Funktionen für die im Feldversuch vorhandenen Flex-Optionen. In Abbildung 6-25 sind für beide PoC sowohl die virtuellen (virt.) Flex-Optionen (FO) mit den damit analysierten exemplarischen Engpässen sowie die realen PV-Anlagen aus dem Feldversuch verortet.

¹⁵ Netzwerkmanagement prüft u.a. in kontinuierlichen Abständen die Verfügbarkeit des SMGW

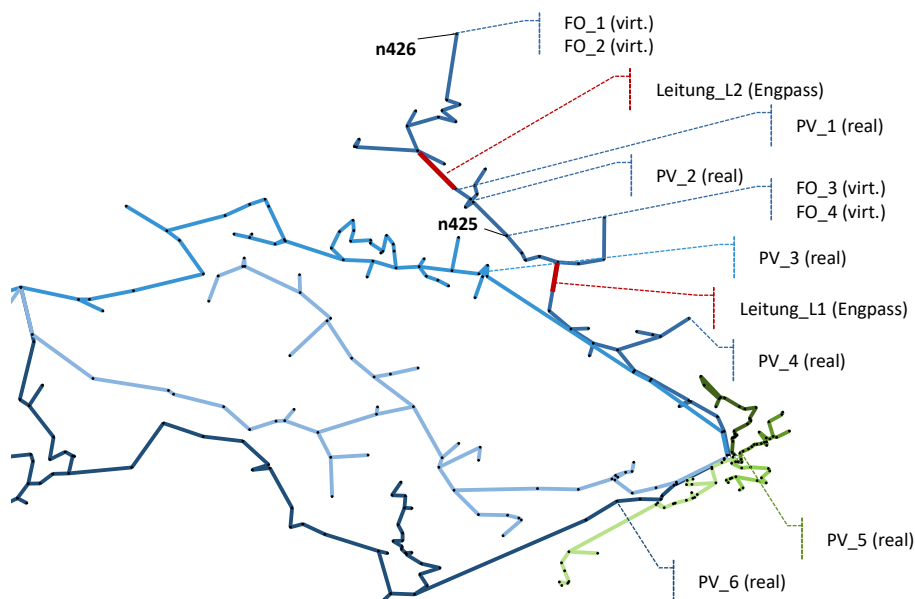


Abbildung 6-25: Ausschnitt aus dem Netzgebiet mit Verortung virtueller Flex-Optionen, Engpässe sowie realer Anlagen

6.3.3.1 Netztechnischer Effekt von dezentraler Flexibilität

Der dargestellte exemplarische Flexibilitätseinsatz nach [9, S. 207] beinhaltet eine reduzierte Problemstellung, um die Funktionsweise nachvollziehbar zu demonstrieren. Die einzelnen Schritte von der Übermittlung des Flex-Bedarfs bis zum Flex-Abruf orientieren sich an der beschriebenen Methodik aus Kapitel 5 sowie der Darstellung in Abbildung 6-2. Dabei erfolgt die Lösung eines exemplarischen Engpasses an zwei Mittelspannungsleitungen über drei Zeitschritte unter Einbeziehung von vier virtuellen Anlagen (vgl. Abbildung 6-25 und Tabelle 6-5). Diese unterscheiden sich bzgl. der Verortung und somit Wirkung im Netz, der angebotenen Leistungen sowie den Kosten für einen Flex-Abruf.

Tabelle 6-5: Flex-Optionen und Flex-Bedarf des PoC; nach [9]

Zeitschritt	Flex-Bedarf		Flex-Option		
	Betriebsmittel	Überlastung in A	Anlage	Angebot in kW	Kosten in €/kWh
11:15 – 11:30 Uhr	Leitung_L1 Leitung_L2	-15	FO_1	- 73	0
			FO_2	+/- 500	0,5
		-10	FO_3	+/- 500	0,2
			FO_4	+/- 500	0,5
11:30 – 11:45 Uhr	Leitung_L1 Leitung_L2	0	FO_1	- 73	0
		5	FO_2	+/- 500	0,5
			FO_3	+/- 500	0,2
			FO_4	+/- 500	0,5
11:45 – 12:00 Uhr	Leitung_L1 Leitung_L2	25	FO_1	- 55	0
		0	FO_2	+/- 500	0,5
			FO_3	+/- 500	0,2
			FO_4	+/- 500	0,5

Als Angebote sind vier virtuelle FO an zwei verschiedenen Netzknoten ($n425$ und $n426$) verortet (vgl. Abbildung 6-25), welche jeweils einen unterschiedlichen Einfluss auf die Verminderung der Engpässe haben. Der methodische Ansatz sowie eine Herleitung dieser Effektivitätsbestimmung ist in Kapitel 5 enthalten. In Abbildung 6-26 ist dieser Effekt für die Problemstellung im PoC unter Anwendung von Formel (6-1) visualisiert, welche die Summe der hervorgerufenen Stromänderung in den überlasteten Betriebsmitteln durch den Einsatz von Flexibilität beschreibt¹⁶.

$$I_{res_i} = P_{flex_i} * \sum_{i=1}^e a_{i,e} + \sum_{i=1}^e b_{i,e} \quad (6-1)$$

I_{res_i}	Resultierende Stromstärkenänderung an den Engpässen in A
P_{flex_i}	Leistung der Flex-Option in kW
i	Netzknoten mit Flexibilitätserbringung i
e	Betriebsmittel mit Engpass
a	Steigung der Linearisierung des netztechnischen Effektes in A/kW
b	y-Achsenabschnitt der Linearisierung des netztechnischen Effekts in A

Dabei wird ersichtlich, dass eine Flexibilitätsbereitstellung von z. B. 300 kW am Knoten $n425$ mit den Flex-Optionen FO_3 und FO_4 eine Stromänderung von ca. 8,5 A auf die beiden Engpässe hervorruft. Im Vergleich hierzu, tragen FO_1 und FO_2 an $n426$ bei gleicher Leistung mit ca. 17,5 A wesentlich stärker zur Engpassbehebung bei. Flex-Optionen an Knoten $n426$ sind im Netz hinter den beiden Engpässen verortet und können somit auf beide Engpässe einwirken. Die Anlagen an $n425$ sind zwischen den beiden Engpässen lokalisiert, wodurch auf den dahinterliegenden¹⁷ Engpass kein Einfluss genommen werden kann.

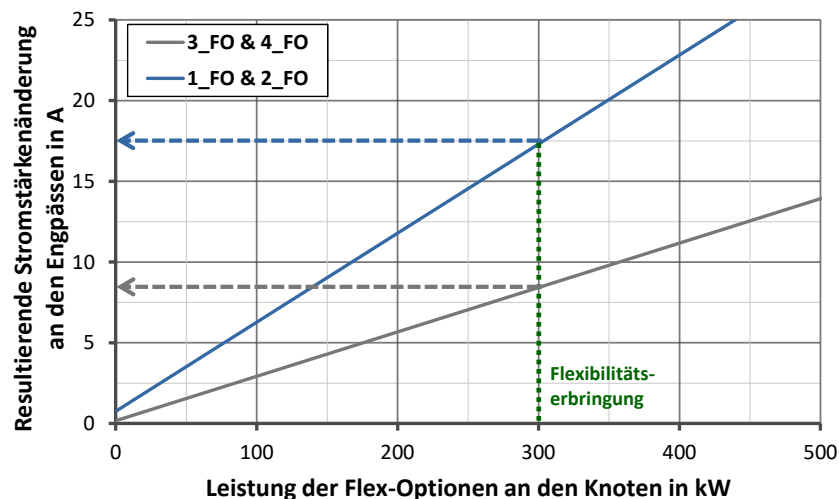


Abbildung 6-26: Effekt der Flex-Erbringung an Netzknoten auf zwei Engpässe im PoC

¹⁶ Der Offset aus der Linearisierung ist zur Vervollständigung aufgeführt und wird für die weitere Betrachtung gemäß Diskussion in Abschnitt 5.2.3 ignoriert.

¹⁷ Strangabwärts (Strahlennetz) ausgehend vom Umspannwerk

In Tabelle 6-6 ist das Ergebnis des Matching für die Analyse des netzdienlichen Einsatzes von dezentraler Flexibilität im PoC dargestellt. Dabei bestätigen sich die Mechanismen, dass sowohl die spezifischen Kosten (vgl. Tabelle 6-5) als auch die netztechnische Effektivität von Flex-Angeboten auf die Gesamtheit der Engpässe berücksichtigt werden: Die Anlage *FO_1* ist die kostengünstigste Anlage und wird gezogen, sobald ein Effekt zur Engpasslösung vorhanden ist. Als nächstes erfolgt die Kontrahierung der *FO_2*, da diese zwar im Vergleich zu *FO_3* höhere spezifische Kosten aufweist, jedoch auf die Behebung beider Engpässe wirkt und die einzige verbleibende Option für die Lösung des Engpasses in *Leitung_L1* ist. In Abschnitt 5.4 und [46] wird u. a. der Effekt diskutiert, dass es teilweise zu einer unvollständigen Deckung des Flex-Bedarfes aufgrund des Strafterms in der Optimierung kommt.

Tabelle 6-6: Übersicht über das Ergebnis des netzdienlichen Flex-Einsatzes im Rahmen des PoC; nach [9]

Zeitschritt	Flex-Bedarf		Flex-Optionen		Effekt auf Engpass in A	
	Betriebsmittel	Strom in A	Anlage	Kontrahiertes (Angebot) in kW	Leitung_L1	Leitung_L2
11:15 – 11:30 Uhr	Leitung_L1 Leitung_L2	-15 -10	FO_1	-73,2 (- 73,2)	-2,0	-2,0
			FO_2	-289,4 (+/- 500)	-7,9	-8,0
			FO_3	-181,6 (+/- 500)	-5,0	0
			FO_4	0 (+/- 500)	0	0
11:30 – 11:45 Uhr	Leitung_L1 Leitung_L2	0 5	FO_1	0 (- 73,7)	0	0
			FO_2	167,6 (+/- 500)	4,6	4,6
			FO_3	0 (+/- 500)	0	0
			FO_4	0 (+/- 500)	0	0
11:45 – 12:00 Uhr	Leitung_L1 Leitung_L2	25 0	FO_1	0 (- 55,3)	0	0
			FO_2	50 (+/- 500)	1,4	1,4
			FO_3	500 (+/- 500)	13,9	-0,1
			FO_4	325,4 (+/- 500)	9,0	-0,1

6.3.3.2 Einsatz von iMSys-Funktionen im Rahmen der Flexibilitätserbringung

Nach der technischen Analyse der iMSys-Infrastruktur in Abschnitt 6.3.2 erfolgt in diesem Abschnitt der PoC des iMSys-Einsatzes im Rahmen einer Flexibilitätserbringung. Für die Auswertung in Abbildung 6-26 werden Messdaten und Schaltungen für vier reale Anlagen am 4.11.2020 dargestellt. Der TAF 7 liefert den Zählerstandsgang in ¼ h Auflösung, wobei durch die Darstellung der Energieänderung zum vorherigen Zeitschritt auf die Leistung geschlossen werden kann. Diese Werte sind erst am Folgetag verfügbar, wodurch die Anwendung des TAF 9 zur Übermittlung der Anlagenleistung in Minutenauflösung eine kurzfristige Rückmeldung bzgl. dem Anlagenverhalten bietet. Die Leistungswerte werden vor und nach Schaltbefehlen erhoben, um eine unmittelbare Überprüfung der Flexibilitätserbringung zu ermöglichen.

Im Laufe des Tages werden je Anlage mehrere Schaltungen zur Reduzierung der Einspeiseleistung auf 0 % (CLS-Stufe) durchgeführt. Auffällig ist, dass bei einigen Schaltvorgängen die Messung über den TAF 9 plausible Leistungswerte ergeben, diese sich jedoch nicht in den Messwerten des TAF 7 widerspiegeln. Erkennbar ist dies bspw. in der Grafik oben links in Abbildung 6-26 bei der Schaltung um 12:00 Uhr. Im Anhang in Abbildung 10-23 ist für mehrere

Tage der TAF 9 dauerhaft aktiviert und den Werten aus TAF 7 gegenübergestellt. Es zeigt sich eine sehr hohe Deckung zwischen den beiden TAF-Visualisierungen. Dennoch scheint es so, als ob die nicht angezeigte Energiemenge in der TAF 7 Darstellung im Zeitschritt nach der Schaltung nachgeholt wird. Die Ursache hierfür konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht ermittelt werden und wurde den zuständigen Akteuren zur Prüfung und Analyse übergeben. Zusätzlich ist anzumerken, dass gewisse Verzögerungen zwischen dem Schaltzeitpunkt sowie einer Bestätigung durch die Änderung von Messwerten existieren. Zum einen ergeben sich Latenzzeiten innerhalb des iMSys (siehe Abschnitt 6.3.2.2). Zum anderen benötigt auch die Anlage vor Ort (hier Wechselrichter) Zeit, bis das erhaltene Schaltsignal zu einer realen Veränderung der Einspeiseleistung führt.

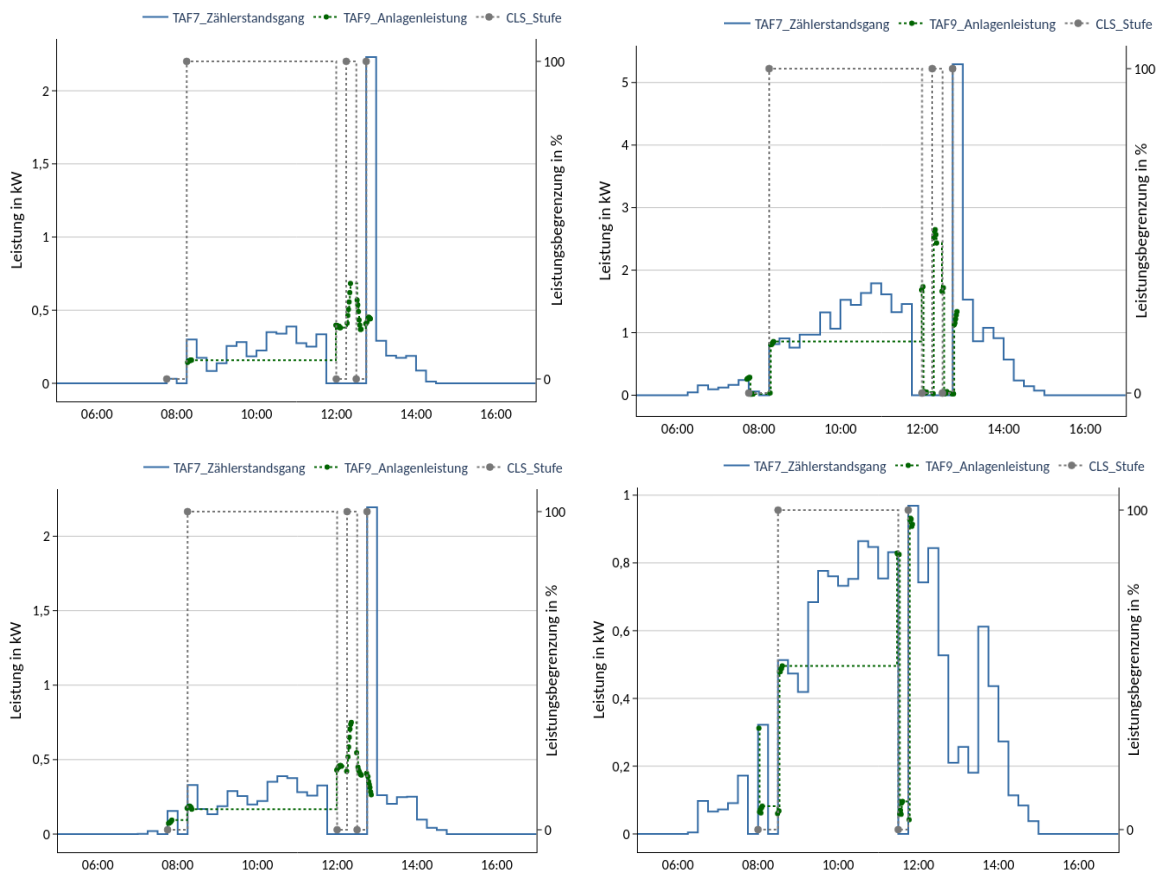


Abbildung 6-27: Darstellung der iMSys-Funktionen für vier reale PV-Anlagen aus dem Feldtest am 4.11.2020

6.4 Einordnung und Diskussion der Ergebnisse aus dem Feldversuch

Die Ergebnisse aus dem Feldversuch werden abschließend anhand des methodischen Ansatzes sowie auftretender Limitierungen diskutiert. Weiterhin erfolgt eine Einordnung der iMSys-Bewertung sowie eine Kurzübersicht der Kennzahlen.

Methodik und Limitationen:

Die Anwendung und Durchführung von drei aufeinander aufbauenden Umsetzungsphasen entlang einer Reallabor-Struktur hat sich als methodischer Ansatz im Feldversuch für die Beantwortung der Forschungsfragen bewährt. Die Erhöhung der Komplexität der Untersuchung sowie des Umfangs, beginnend vom Pilottest über die Analysen in der Laborumgebung bis zum eigentlichen Feldtest, ermöglicht eine systematische Vorgehensweise. Die übergeordnete Zielstellung der Demonstration des netzdienlichen Flex-Einsatzes durch die Kopplung einer Flex-Plattform an die iMSys-Infrastruktur konnte erfolgreich im Rahmen eines Proof-of-Concept demonstriert werden. Bei einer Etablierung der Flex-Plattform in die Betriebsprozesse empfiehlt sich die Überprüfung, ob diese die Rolle eines aEMT abbilden kann. Hierdurch ließe sich ein Akteur in der Systemlandschaft und somit eine potenzielle Fehlerquelle eliminieren. Die lokale Eingrenzung des Feldtests auf die Region rund um den Markt Altdorf ermöglichte die Anbindung von Anlagen aus einem VNB- bzw. MSB-Gebiet. Bei einer Skalierung der Flex-Plattform müsste die Schnittstelle zu mehreren Akteuren (VNB, MSB, Aggregatoren etc.) etabliert werden. Auch wenn die angestrebte Interoperabilität der iMSys-Infrastruktur sowie das generische Datenmodell der Flex-Plattform dies ermöglichen sollte, wurde dies im Feldversuch nicht untersucht. Eine grundsätzliche Betrachtung der iMSys-Infrastruktur zeigt, dass die für die Umsetzung einer Flex-Plattform benötigte Datenbereitstellung aus den dezentralen Anlagen mit den Tarifierungsanwendungen 7, 9 und 10 ausreichend abgedeckt ist. Im Gegensatz zur Messwerterhebung konnten bei der Ansteuerung von Anlagen Limitierungen aufgezeigt werden. Durch die fehlende Standardisierung in diesem Bereich erfolgte die Fokussierung auf Anlagen, welche bereits heute über Funkrundsteuerung angesprochen werden. Durch eine Umrüstung auf ein iMSys und eine Steuerbox ergeben sich Vorteile, wie bspw. die Rückmeldung bzgl. dem Schaltstatus. Dennoch würde eine digitale Schnittstelle an der Steuerbox die Erschließung weiterer Potenziale ermöglichen, wie bspw. die Übertragung von Blindleistungsollwerten oder die Übergabe von Leistungsgrenzwerten an Energiemanagementsysteme auf Haus- oder Quartiersebene. Hierdurch können Entscheidungen bzgl. des Anlagen-Einsatzes dezentral getroffen und die Wirkung auf den Netzverknüpfungspunkt gemäß der Vorgabe aus der zentralen Flex-Plattform eingehalten werden. Eine Weiterentwicklung und Demonstration von Steuerungslösungen wird in mehreren laufenden Aktivitäten auf Verbandsebene [159] sowie in Forschungsprojekten forciert [160], [161].

Übersicht und Diskussion der iMSys-Kennzahlen:

Die Eignung der iMSys-Infrastruktur für die Umsetzung einer Flex-Plattform auf einem lokal eingegrenzten Gebiet konnte erfolgreich demonstriert werden. Für die Bewertung weiterer Use Cases aus der Energiewirtschaft können deren Anforderungen mit den Kennzahlen aus der iMSys-Infrastrukturbewertung abgeglichen werden. Vorab ist anzumerken, dass im Feldversuch lediglich eine Kombination aus den verschiedenen iMSys-Akteuren und -Komponenten untersucht wurde. Eine Wiederholung der Analyse mit einer Variation dieser würde weitere Rückschlüsse auf die Funktionsfähigkeit der Infrastruktur bieten.

Zusammenfassend werden in Anlehnung an die Auswertungsübersicht aus Tabelle 6-3 für die Infrastrukturanalyse die Kennzahlen des praxisnahen Systems (P) in Tabelle 6-7 dargestellt.

Tabelle 6-7: Übersicht über die Ergebnisse (Median) der iMSys-Infrastrukturanalyse

	TAF 7	TAF 9	TAF 10 / 14	CLS (HKS 4)
Allgemeine Performance	<ul style="list-style-type: none"> - 96 % der Prozesse liefern täglich vollständige Messwertlisten - Anteil fehlender Messwerte <0,1 % 	<ul style="list-style-type: none"> - Prozessetablierung nicht analysierbar (Loggingfehler) - Anteil fehlender Messwerte <0,1 % 	<i>Keine Analysen durchgeführt</i>	<ul style="list-style-type: none"> - 99 % der Schaltungen werden erfolgreich umgesetzt - CLS-Fehler häufen sich bei den ersten Stunden nach Mitternacht
Latenzzeit	<i>Keine Analysen durchgeführt</i>	<ul style="list-style-type: none"> - 150 s bis zum Erhalten des ersten Messwerts - 5 s Übermittlungszeit für Messwert bei bereits etabliertem TAF 	<ul style="list-style-type: none"> - 15 s bis Schwellwertverletzung durch Messwertübertragung gemeldet wird 	<ul style="list-style-type: none"> - 75 s bis zum Abschluss der iMSys-Prozesse - 135 s als Gesamtdauer inkl. aller Prozessschritte und internen Verarbeitungszeiten
Datenvolumen	<ul style="list-style-type: none"> - 0,1 MB pro Tag für ein Messregister mit 96 Werten - 0,15 MB pro Tag für Hintergrundprozesse ohne Updates und Netzwerkmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> - 16 kB für die TAF-Etablierung - 3,5 kB pro minutlichem Messwert 	10 Messwerte in 30 s Auflösung: <ul style="list-style-type: none"> - 10 MB pro Tag bei Sofortversand - 0,5 MB pro Tag bei stündlichem Versand - 0,3 MB pro Tag bei Versand alle acht Stunden 	<ul style="list-style-type: none"> - 25 kB für den Gesamtprozess - 15 kB davon zwischen SMGW und aEMT - 10 kB davon zwischen SMGW und GWA

Die allgemeine Zuverlässigkeit in der Messwerterhebung beziffert sich auf einen Anteil fehlender Werte $< \approx 0,1\%$. Die Erfolgsquote mit $\approx 99\%$ bei der Durchführung von Schaltungen im Feldtest bestätigt die Ergebnisse aus dem Pilottest, obwohl in diesem deutlich weniger Prozesse beteiligt waren. Neben der Zuverlässigkeit in der Umsetzung ist insbesondere bei netzkritischen Schaltungen die auftretende Latenz ein wichtiges Bewertungskriterium. Dabei stehen dem Netzbetreiber gemäß der in [158] genannten Kaskadenzeit für die Vorbereitung (max. sechs Minuten) und Umsetzung von Maßnahmen (u. a. Einspeisemanagement) zwölf Minuten zur Verfügung. In [162, S. 5] sind für die Umsetzung des Schaltbefehls eine Dauer von 30 Sekunden bzw. in [163, S. 12] von 60 Sekunden durch den Anlagenbetreiber genannt. Die im Feldversuch ermittelte Latenz entspricht diesen Vorgaben, wobei die Dauer in der Feldtestphase mit $\approx 2,5$ Minuten länger ist als in der Pilottestphase mit ≈ 50 Sekunden. Dies begründet sich darin, dass in der Feldtestphase die vollständige Infrastruktur und somit auch die internen Verarbeitungszeiten bei den Akteuren analysiert werden. Die den iMSys zuzuordnende Latenz ist im Pilot- und Feldtest bei Schaltungen vergleichbar. Für Anwendungsfälle, welche vor dem Schaltzeitpunkt noch Messwerte wie die aktuelle Einspeiseleistung der Anlage benötigten, ist die Latenz bei deren Erhebung ebenfalls zu berücksichtigen. Hier hat sich im Feldtest ein Wert von $\approx 3,5$ -4,5 Minuten ergeben, wobei die Werte im iMSys beinahe zur selben Sekunde je Minute, unabhängig vom Start der Messwerterhebung, vorhanden sind. So kann sich im ungünstigsten Fall eine zusätzliche Wartezeit von einer Minute ergeben. Bei im Vorfeld bekannten und somit planbaren Schaltungen ist die Latenz mit in den Startzeitpunkt der Prozesse einzukalkulieren.

Neben der allgemeinen Zuverlässigkeit und Latenz bei der iMSys-Anwendung ist das benötigte Datenvolumen auch aus ökonomischer Sicht ein relevanter Aspekt. Im regulären Betrieb (ohne Firmwareupdates) fallen pro Tag und SMGW $\approx 0,53$ MB an. Dieser Wert setzt sich aus dem im Feldtest gemessenen Stand-By-Datenvolumen von ca. 0,15 MB sowie 0,28 MB für das Netzwerkmanagement gemäß [52] zusammen. Hinzu kommt abschließend die tägliche Übermittlung des Zählerstandsganges (96 Werte in $\frac{1}{4}$ h Auflösung) für welche im Feldtest ein Datenvolumen von $\approx 0,1$ MB ermittelt wird.

Zusätzlich zu dem regulären iMSys-Betrieb kann die Übermittlung vieler Messgrößen (bspw. 10 Werte) in hoher Auflösung (bspw. 30 s) mit dem TAF 10 Bestandteil von Use Cases in der Energiewirtschaft sein. Dabei hat insbesondere die Versandart der Messdaten einen hohen Einfluss auf das Datenvolumen. So sind bei Sofortversand ≈ 10 MB pro Tag zu berücksichtigen, wobei sich der Wert auf $\approx 0,5$ bzw. $\approx 0,3$ MB bei Versand je Stunde bzw. alle acht Stunden reduzieren lässt. Im Vergleich zu TAF 10 ist das notwendige Datenvolumen für die Durchführung von Schaltungen wesentlich geringer. Im Feldtest kann ein Wert von ≈ 25 kB pro Schaltung ausgewiesen werden, wobei in [52] 15,3 kB genannt sind. Der geringere Wert in der Literatur könnte mit der Eingrenzung der darin stattfindenden Analyse auf den Aufbau der TLS-Verbindung zwischen SMGW und aEMT begründet werden. Im Feldtest werden die Schaltungen von außen initiiert (HKS 4). Sollte das SMGW die Schaltung selbst initiiert, könnte auf die Kommunikation zwischen SMGW und GWA verzichtet werden, wodurch sich das notwendige Datenvolumen gemäß [52] auf 4,7 kB je Schaltung reduzieren ließe. Neben den vorgestellten absoluten Datenvolumenwerte für die Umsetzung verschiedener iMSys-Funktionen ist für den Abgleich mit der Übertragungsfähigkeit von Kommunikationsinfrastruktur der zeitliche Verlauf entscheidend. In Abbildung 6-28 ist die Übertragungsrate einer Schalthandlung sowie einer zyklischen Leistungsmessung dargestellt. Die SMGW-Hintergrundprozesse werden als Band berücksichtigt. Die Abbildung zeigt, dass maximal eine Datenübertragung von 1,2 kb/s für den dargestellten Fall benötigt wird. Um die Anzahl an gleichzeitig ansprechbaren iMSys zu erhalten, kann der Maximalwert mit der Datenübertragungsrate der jeweiligen Kommunikationsinfrastruktur abgeglichen werden. Dabei ist zu beachten, dass Datenpakete zeitlich verschoben werden können und deshalb ein Abgleich der maximal gemessenen Datenrate und der Übertragungsfähigkeit der Kommunikationsinfrastruktur eine worst-case Betrachtung darstellt.

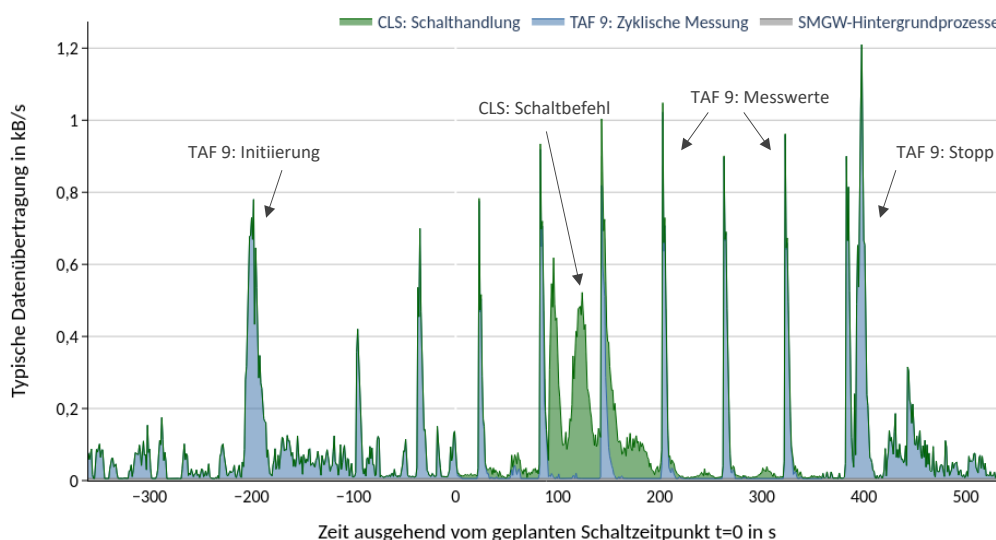


Abbildung 6-28: Zeitlicher Verlauf der Datenübertragung bei Messen-Schalten-Messen; nach [16]

7 Fazit und Ausblick

Ausgehend von einer Analyse des Smart Metering in Deutschland, können Dienstleistungen identifiziert werden, welche mit dieser neu geschaffenen digitalen Infrastruktur umsetzbar sind. Hierunter fällt u. a. die Flexibilitätsbereitstellung aus dezentralen Anlagen in Form von Wirk- und Blindleistung. Für deren Quantifizierung erfolgt eine Modellierung des Lastverhaltens verschiedener Flex-Typen auf Jahresbasis. Ergänzend zu dieser Potenzialanalyse wird die künftige Netzbelastung anhand von Lastflusssimulationen untersucht. Dabei wird ein reales Mittelspannungsgebiet unter Einbindung von Messwerten analysiert, um künftige Engpässe und den Bedarf an Flexibilität aus Netzsicht unter Verwendung von Szenarien auszuweisen. Für die Bestimmung der Wirkung von Anlagen auf lokale Netzengpässe erfolgt die Entwicklung einer Effektivitätsbewertung. Diese ist im Rahmen einer Flex-Plattform ein wichtiges Kriterium für die Anlagenauswahl zur Engpassbehebung, ohne dass die kontinuierliche Durchführung von Lastflusssimulationen notwendig ist. Die Auswertung von Jahressimulationen ermöglicht die Quantifizierung der verminderten EE-Abregelung durch den Einsatz dezentraler Flexibilität, wodurch die EE-Integration unterstützt und der Netzbetrieb effizienter gestaltet werden kann. Die Umsetzung der Flex-Plattform sowie die Anbindung von Anlagen über das Smart Metering wird im Rahmen eines dreiphasigen Feldversuchs unter Integration der notwendigen externen Akteure gezeigt. Ergänzend zu der Demonstration des netzdienlichen Flexibilitätsesatzes, kann durch die Erhebung von Performancedaten in Bezug auf das Smart Metering die Basis für die Bewertung weiterer Anwendungsfälle gelegt werden. Aus der vorliegenden Arbeit lassen sich folgende Kernaussagen ableiten:

Die Umsetzung energiewirtschaftlicher Dienstleistungen ist mit der iMSys-Infrastruktur möglich, vorausgesetzt der derzeit eingeschränkte iMSys-Funktionsumfang wird durch die geplanten Weiterentwicklungen der künftigen Gerätegenerationen behoben.

Die flächendeckende iMSys-Infrastruktur bietet durch Mess- und Steuerungsmöglichkeiten die Basis für die Umsetzung diverser Dienstleistungen in der Energiewirtschaft und steht den berechtigten Akteuren als gemeinsame und sichere Kommunikationsinfrastruktur zur Verfügung. Derzeit ist sowohl der Umfang der installierten iMSys, der vom Rollout betroffenen Erzeuger- und Verbrauchergruppen sowie die iMSys-Funktionen eingeschränkt, wodurch wenige Dienstleistungen (bspw. Abrechnung) umgesetzt werden können. Die folgenden Gerätegenerationen bieten erweiterte Möglichkeiten zur Messwerterhebung, welche u. a. die Umsetzung von netzdienlichen Anwendungsfällen unterstützt. Die Übermittlung von Steuerbefehlen ist mit der aktuell verfügbaren iMSys-Generation technisch möglich, die Anpassung des zugehörigen Rechtsrahmens ist jedoch nicht abgeschlossen. Somit sind Dienstleistungen, welche die Übermittlung von Schaltbefehlen (bspw. Einspeisemanagement) beinhalten, derzeit nicht umsetzbar. Für die Anwendung einer Flex-Plattform sind die technischen Anforderungen an die iMSys-Infrastruktur mit der zukünftigen „Gerätegeneration Netz“ erfüllt.

Dezentrale Anlagen besitzen das technische Potenzial, Wirk- und Blindleistung als Flexibilität bereitzustellen, wobei dieses in der Jahresbetrachtung stark variiert. Die Kombination der einzelnen Anlagen mit dem Rolloutplan, ergibt ein realisierbares Flex-Potenzial auf Basis der neu geschaffenen digitalen iMSys-Infrastruktur.

Die Quantifizierung des Flex-Potenzials setzt eine Abgrenzung der unterschiedlichen Potenzialbegriffe voraus. Dabei reduziert sich der Umfang ausgehend vom theoretischen und technischen bis hin zum realisierbaren Potenzial. Das technische Potenzial berücksichtigt verschiedene Restriktionen auf Anlagenebene, wohingegen das realisierbare Potenzial durch die Einbindung des iMSys-Rollout bestimmt wird. Für die detaillierte Potenzialanalyse sind die Verfügbarkeit und Verschiebedauer zwei wichtige Eigenschaften, welche in einer Jahresbetrachtung untersucht werden. Im Allgemeinen kann festgehalten werden, dass das ausgewiesene Potenzial mit höherer Verschiebedauer sinkt. Für das Jahr 2030 ergibt sich eine abschaltbare Wirkleistung von 3,4 GW für die untersuchten Flex-Typen, wobei diese für mindestens 2 h abgerufen werden kann und 10 % der Zeit zur Verfügung steht. Analog hierzu beziffert sich das zuschaltbare Potenzial auf 17,6 GW, wobei sich hier insbesondere der Einfluss von Nachtspeicherheizungen zeigt. Das mit iMSys realisierbare Flex-Potenzial reduziert sich im Vergleich zum technischen auf $\approx 30\%$ (abschaltbare Leistung) bzw. $\approx 10\%$ (zuschaltbare Leistung). Eine Ausweitung des verpflichtenden iMSys-Rollout hätte eine höhere Realisierungsquote zur Folge. Für die Blindleistung kann bei selbigen Parametern ein technisches Potenzial von 11,8 Gvar quantifiziert werden, welches sich aufgrund des hohen PV-Einflusses zu $\approx 50\%$ mit iMSys realisieren lässt.

Reale Netzgebiete und deren heutige Auslastung ermöglichen in Kombination mit Szenarien eine detaillierte Analyse der künftigen Netzbelastung. Die ländlichen Ausläufer des süddeutschen Mittelspannungsnetzes sind dabei vorwiegend durch erzeugungsbedingte Engpässe geprägt, wohingegen im urbanen Raum lastbedingte Engpässe vermehrt bei marktpreisorientierter Betriebsweise von Verbrauchern auftreten.

Die Untersuchung der Netzbelastung erfolgt an einem realen Mittelspannungsnetz in Süddeutschland. Eine Kalibrierung der Simulationsumgebung sowie die Quantifizierung unbekannter Parameter kann durch die Integration von Messdaten aus dem Netzgebiet sowie der Anwendung eines iterativen Parameterfittings vorgenommen werden. Durch die Einbeziehung von Szenarien kann die künftige Durchdringung von dezentralen Anlagen berücksichtigt und so der auftretende Bedarf an netzdienlicher Flexibilität quantifiziert werden. Sowohl bei der Unterscheidung zwischen erzeugungs- und lastbedingten Engpässen, als auch bei Strom- sowie Spannungsproblemen zeigt sich, dass ländliche und städtische Netzstrukturen vor unterschiedlichen Herausforderungen stehen. Insgesamt dominieren im ländlichen Bereich erzeugungsbedingte Engpässe (84 %), wobei auch vereinzelt Spannungsprobleme (12 %) auftreten. Szenarien mit marktpreisorientierter Betriebsweise von Verbrauchern resultieren zudem in Lastproblemen, welche sich vermehrt in urbanen Räumen zeigen. Die Betrachtung über alle Szenarien und Netzgebiete zeigt, dass erzeugungsbedingte (82 %) im Vergleich zu lastbedingten Engpässen deutlich dominieren und dabei Betriebsmittelüberlastung mit 85 % die Hauptursache darstellen. Trotz ambitionierter Szenarien und restriktiver Netzgrenzen tritt in keiner der Betrachtungen Netzengpässe in mehr als 5 % der Stunden im Jahr auf. Hierdurch lässt sich der Einsatz von Flexibilität im Vergleich zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen motivieren.

Für den Betrieb einer Flex-Plattform ist die Wirkung von Flexibilitäten auf Netzengpässe ein entscheidendes Kriterium für eine effiziente Engpassbehebung. Die Anwendung einer initialen Effektivitätsbewertung ermöglicht eine Komplexitätsreduzierung im laufenden Betrieb und liefert die Basis für die Verminderung von EE-Abregelungen in der Jahresbeurteilung.

Die Anwendung einer Flex-Plattform bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, dezentrale Anlagen für das Engpassmanagement kostenoptimal einzusetzen. Zur Behebung lokaler Engpässe ist der örtliche Bezug von Problem (Netzengpass) zur Lösung (Flexibilität aus dezentralen Anlagen) ein wichtiges Kriterium. Die entwickelte Methode der initialen Effektivitätsbewertung quantifiziert den Einfluss von Knoten-Betriebsmittelpaaren in linearisierter Form. Die resultierende Abweichung liegt im Vergleich zur Lastflusssimulationen in den meisten Fällen bei weniger als 5 %. Der Einsatz der Flex-Plattform in Form von Jahressimulationen ergibt in den Szenarien eine Engpassreduktion zwischen 68 und 97 %. Dabei können erzeugungsbedingte Engpässe nahezu vollständig vermieden werden (93 % bis 97 %), wenn alle Komponenten, welche die Überlastungen maßgeblich auslösen, einbezogen werden. Die Abregelung von EE-Anlagen kann dabei in den Szenarien durch den Einsatz von Speichern und Lastverschiebungen zwischen 58 und 80 % gesenkt werden. Elektrofahrzeuge sind in den Szenarien enthalten und werden somit in der Netzbelastung berücksichtigt. Aufgrund des derzeit fehlenden Erschließungsmechanismus sind diese jedoch nicht Teil des Flex-Angebotes auf der Plattform, wodurch eine geringere Reduzierung der lastbedingten Engpässe (62 und 99 %) vorliegt. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, Anlagen, welche künftig maßgeblich für die Netzbelastung verantwortlich sind, in das Engpassmanagement zu integrieren.

Der Feldversuch als mehrphasiges Demonstrationsvorhaben verdeutlicht die Perspektiven zur Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität aus dezentralen Anlagen unter Anwendung der iMSys-Infrastruktur. Deren Performanceanalyse zeigt Erkenntnisse hinsichtlich Latenzzeit, Datenvolumen sowie Zuverlässigkeit und bietet die Möglichkeit der Bewertung weiterer energiewirtschaftlicher Anwendungsfälle.

Die Konzipierung in Form eines dreiphasigen Feldversuchs ermöglicht die schrittweise Erhöhung der Komplexität sowie des Analyseumfangs. Die Integration der Akteure aus dem Smart Metering sowie die Ausgestaltung der Schnittstellen zwischen diesen und der Flex-Plattform ermöglicht die sichere und standardisierte Erschließung von dezentralen Anlagen. Der Proof-of-Concept zeigt, dass über die Flex-Plattform eine netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung aus dezentralen Anlagen mit iMSys möglich ist. Dies beinhaltet sowohl die Übermittlung und Umsetzung von Schaltbefehlen, als auch die Erhebung von Leistungs- und Energiemesswerten für den Nachweis der Flexibilitätserbringung. Zusätzlich wird im Feldversuch die Performance der iMSys-Infrastruktur analysiert. Diese zeigt eine Erfolgsquote bei Schaltbefehlen von ca. 99 %. Auftretende Lücken bei der Messdatenerhebung betreffen weniger als 0,1 % der Werte. In Bezug auf die Latenz sind insbesondere die Zeitintervalle bei der Umsetzung von ad-hoc Schaltungen im netzdienlichen Anwendungsfall relevant. Hierfür können ca. 135 s genannt werden, wobei dieser Wert durch Prozessoptimierungen reduzieren lässt. Das notwendige Datenvolumen lässt sich für iMSys-Funktionen im regulären Betrieb auf ca. 0,5 MB pro Tag quantifizieren. Bei der Erhebung von hochaufgelösten Messwerten steigt dies auf bis zu 10 MB deutlich an, weshalb dies in der wirtschaftlichen Bewertung von Anwendungsfällen mit zu berücksichtigen ist.

In weiterführenden Arbeiten bietet es sich an, die entwickelten Modelle und methodischen Ansätze durch zusätzliche Analysen, Aspekte und Szenarien zu vertiefen. Wie die Auswertung der Lastflusssimulationen zeigt, kann die Elektromobilität künftig einen wesentlichen Einfluss auf die Netzbelastung in den unteren Spannungsebenen nehmen. Daher ist eine Integration dieser Flexibilität in das Konzept der Flex-Plattform zu empfehlen, sobald die Ausgestaltung eines Erschließungsmechanismus absehbar ist. Neben der Lösung von strombedingten Engpässen, kann eine Flex-Plattform ebenso für spannungsbedingte Netzprobleme eingesetzt werden. Hierfür erscheint eine Integration von Blindleistung als Flexibilität sinnvoll, wobei der Einsatz der entwickelten Effektivitätsbewertung hierfür zu untersuchen ist. In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, ob die im Kontext der Flex-Plattform enthaltene Schrittweite von 15 Minuten auf eine höhere Auflösung anzupassen ist. Zur generellen Engpassbehebung ist der Einsatz von Flexibilität eine Lösungsoption, wobei dem Netzbetreiber weitere Maßnahmen zur Verfügung stehen. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, ob und in welchen Fällen ein konventioneller Netzausbau aus technoökonomischer Sicht die effizientere bzw. notwendige Lösung wäre. Für diese Bewertung sind Investitions- und Entscheidungsprozesse über mehrere Jahrzehnte einzubeziehen, um so einen Transformationspfad zu beschreiben. Die Bestimmung des Flex-Bedarfs sowie die Engpassbehebung mittels der Flex-Plattform ist in diesem Zusammenhang für weitere Netzgebiete und Spannungsebenen durchzuführen, um eine breitere Basis für die Generalisierung von Aussagen zu ermöglichen. Für die wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes einer Flex-Plattform wäre eine Ergänzung der Angebotsstruktur um individuelle Preise, bspw. durch ein Agentenmodell, eine logische Weiterentwicklung. Die iMSys-Infrastruktur ist als Bindeglied zwischen einem Koordinierungskonzept für Flexibilitäten und dezentralen Anlagen vorgesehen. Der Feldversuch bewertet für die dargestellte Systemkombination die Wirksamkeit der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung aus PV-Anlagen und die zugehörige Performance. Eine Ausweitung der Untersuchung auf weitere Anwendungsfälle (bspw. Speicher oder Verbraucher) sowie die Erhöhung der Anlagenanzahl in einem eingegrenzten Untersuchungsraum, würde weitere wichtige Erkenntnisse hinsichtlich dem Nutzen für die Energiewirtschaft liefern und Rückschlüssen auf die Fähigkeit der verschiedenen Kommunikationsinfrastrukturen ermöglichen. Die Erweiterung der Systemgrenzen auf die dezentralen Anlagen würde zudem die physikalische Wirkung auf das Netz in die Analyse mit einbeziehen.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass sowohl dezentrale Flexibilität als auch das Smart Metering einen relevanten Beitrag für die Adressierung kommender Herausforderungen im Verteilnetz liefern können. Durch die Kombination beider Aspekte kann der Schritt von einer modellgestützten Untersuchung hin zu einem Einsatz im Realbetrieb geschlossen und so wertvolle Erkenntnisse für die praktische Umsetzung gewonnen werden.

8 Literatur

- [1] Estermann, Thomas et al.: Method for Determining the Feasibility of Grid an Ancillary Services through Smart Meter. In: Smart Energy Volume 2. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.
- [2] Bogensperger, Alexander et al.: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [3] Ausfelder, Florian et al.: Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie - Methodik | Potenziale | Hemmnisse. München, Frankfurt/Main, Stuttgart: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2018.
- [4] Ostermann, Adrian: Systemrückwirkungen von Einspeisemanagementmaßnahmen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München; betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2018.
- [5] Estermann, Thomas et al.: Top-Down modelling of distributed flexibility for usage at higher voltage levels. In: IFAC 2020; Berlin: VDI/VDE-GMA, 2020.
- [6] Müller, Mathias et al.: Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen - Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2019.
- [7] Estermann, Thomas et al.: Field test to demonstrate a smart market platform via smart meter infrastructure. In: 9th Solar Integration Workshop. Dublin: Energynautics GmbH, 2019.
- [8] Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2017.
- [9] Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Zeiselmaier, Andreas et al.: C/sells – Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands Teilvorhaben: BASIS – Bayerische Systemintegration von Solarenergie. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.
- [10] Zeiselmaier, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Use Case Beschreibung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.
- [11] Springmann, Elisabeth et al.: FfE Discussion Paper: KOF und ALF – Wie passen Flexibilitätsplattformen mit der Koordinierungsfunktion des FNN zusammen?. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2020.
- [12] Estermann, Thomas et al.: Approach to determine the effect of local flexibility options within the framework of a smart market platform. In: 8th Solar Integration Workshop. Stockholm: Energynautics GmbH, 2018.
- [13] Köppl, Simon et al.: Smart Market Platform as a Coordination Mechanism of Distributed Flexibility for Congestion Management. In: CIRED 2020 Workshop; Berlin: Institution of Engineering and Technology (IET), 2020.
- [14] Estermann, Thomas et al.: Steuerbox im Feldversuch - Umsetzung von Schalthandlungen mit der zukünftigen Smart-Grid-Infrastruktur bestehend aus intelligentem Messsystem und Steuerbox. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2018.
- [15] Estermann, Thomas et al.: Technische Analyse der iMSys- Infrastruktur. In: Webinar: C/sells-Feldversuch; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.
- [16] Estermann, Thomas et al.: Smart Metering – Ist die technische Performance ausreichend für die Energiewirtschaft?. In: BWK ENERGIE 7-8 2021. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG, 2021.

- [17] Marktstammdatenregister - Öffentliche Marktakteursübersicht: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>; Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- [18] Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.
- [19] Klempf, Nikolai et al.: Netz und Markt verbünden - Das C/sells-Flex-Plattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen. Stuttgart, München, Kassel, Karlsruhe: Universität Stuttgart, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Universität Kassel, Forschungszentrum Informatik, 2020.
- [20] Köppl, Simon et al.: Altdorfer Flexmarkt - Erkenntnisse nach vier Jahren SINTEG - Dezentrale Flexibilität für das Netzengpassmanagement im Realbetrieb. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2021.
- [21] Springmann, Elisabeth: Intelligente Messsysteme als Enabler für Netz- und Systemdienstleistungen durch Flexibilitätsoptionen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München; betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2019.
- [22] Technische Richtlinie BSI TR-03109. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2015.
- [23] Klimaschutzgesetz 2021. In: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>. (Abruf am 2021-08-05); Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2021.
- [24] Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (2021): Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland. 50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode (2021–2025). Berlin: 2021.
- [25] Bründlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 - Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena) - Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2018.
- [26] Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin: Prognos AG, 2021.
- [27] Felix, Böing: Cross-sector assessment of CO₂ abatement measures and their impact on the transmission grid. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich: München, 2020.
- [28] Samweber, Florian: Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich: München, 2017.
- [29] Fleischle, Frank et al.: Barometer Digitalisierung der Energiewende - Digitalisierung 2020: Spürbare Fortschritte sowie neue Hindernisse bei Regulierung und Umsetzung. Berlin: EY, 2021.
- [30] Einhellig, Ludwig et al.: Smart Grid 2019 - Netzdienliche Leistungen über Smart Metering als neues und standardisiertes Instrument im Verteilnetz. München: Deloitte, 2019.
- [31] Schuetz, P. et al.: Automated modelling of residential buildings and heating systems based on smart grid monitoring data. Lucerne: University of Applied Science and Art, 2020.
- [32] Förderer, K.; Lösch, M.; Növer, R.; Ronczka, M.; Schmeck, H. Smart Meter Gateways: Options for a BSI-Compliant Integration of Energy Management Systems. Appl. Sci. 2019, 9, 1634. <https://doi.org/10.3390/app9081634>.
- [33] Ehrlich, Lars G. et al.: The potential of decentralized power-to-heat as a flexibility option for the German electricity system: A microeconomic perspective. In: Energy Policy Volume 87. Hamburg, Siegen: Hamburg Institute of International Economics (HWWI), FoKoS Institute, 2015.

- [34] Möst, Dominik et al.: The Future European Energy System - Renewable Energy, Flexibility Options and Technological Progress. Dresden: Faculty of Business and Economics, Chair of Energy Economics, Technische Universität Dresden, 2021.
- [35] Birkner, Peter et al.: Flexibilität – Das zentrale Element des Energiesystems der Zukunft. In: ETG Kongress 2021; Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2021.
- [36] Spiliotis, Konstantinos et al.: Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids. Leuven: KU Leuven, 2016.
- [37] Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland - Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0). Berlin: frontier economics, 2017.
- [38] Özalay, Baris et al.: Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2019.
- [39] Kippelt, Stefan: Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität Dortmund, geprüft von Rehtanz, Christian und Weber, Christoph: Dortmund, 2017.
- [40] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2021.
- [41] Bauknecht, Dierk et al.: Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Freiburg, Darmstadt: Öko-Institut e.V., Energynautics GmbH, 2016.
- [42] Krzikalla, Norbert et al.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien - Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Aachen: BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2011.
- [43] Braun, Martin et al.: Verteilnetzstudie Hessen 2024 - 2034. Frankfurt am Main, Kassel: BearingPoint GmbH, 2018.
- [44] Köppl, Simon et al.: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017.
- [45] Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-060). Ausgefertigt am 2021-03-12, Version vom 2021-03; Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2021.
- [46] Heilmann, Erik et al.: Matching Supply and Demand of Electricity Network-Supportive Flexibility: A Case Study with Three Comprehensible Matching Algorithms - Joint Discussion Paper Series in Economics. Marburg: Philipps-Universität Marburg, 2021.
- [47] Gratenau, Jan et al.: ENKO – Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz. Quickborn: Schleswig-Holstein Netz AG, 2017.
- [48] Bontius, Herman et al.: An introduction to EU market-based congestion management models - USEF: Workstream. Arnhem, Netherlands: USEF, 2018.
- [49] Wagler, Marco: Technisches Potenzial eines Flexibilitätsmarktes auf Niederspannungsebene. Dissertation. Herausgegeben durch TU München, geprüft von Witzmann, Rolf: München, 2017.
- [50] SINTEG – Schaufenster intelligente Energie - Ein Programm zur Förderung von Schaufensterregionen für die Energieversorgung der Zukunft. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- [51] Freiräume für Innovationen - Das Handbuch für Reallabore. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.

- [52] Karl, Fabian et al.: Analyse des Kommunikationsbedarfs im automatisierten Verteilernetz - für das AP 4.3 Verteilnetzautomatisierung. München: Power Plus Communications AG, 2018.
- [53] Nolde, Andreas: Digitalisierung der Energiewende: Flexibilisierung der Stromversorgung - Weiterentwicklung der Netzregulierung. In: Tagung „Technische Entwicklungsoptionen und institutionelle Herausforderungen bei den Strom-Verteilnetzen infolge neuer Lasten im Rahmen der Sektorkopplung (Elektromobilität, Wärmepumpen)“; Berlin: BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2018.
- [54] Estermann, Thomas et al.: Mehrwert des Smart Meter-Rollouts für die Implementierung von Netzoptimierenden Maßnahmen. In: VDE Kongress Internet of Things, Mannheim, 2016.
- [55] Edelmann, Helmut et al.: Barometer Digitalisierung der Energiewende - Ein neues Denken und Handeln für die Digitalisierung der Energiewende. Dortmund, Düsseldorf: Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2018.
- [56] Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates - über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Brüssel: Europäische Union, 2009.
- [57] Hill, Percy: The Science of Engineering Design. New York: Holt, Rinehart and Winston, 1970.
- [58] Tounquet, Frédéric et al.: Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 - Final report - Study. Brüssel: European Commission, 2020.
- [59] 2012/148/EU: Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme. Ausgefertigt am 2012-03-09; Brüssel: Europäische Union, 2012.
- [60] ACER Market Monitoring Report 2019 Energy Retail and Consumer Protection Volume. Ljubljana / Brussels: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2020.
- [61] Monitoring Bericht 2020. Bonn: Bundesnetzagentur, 2021.
- [62] Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler - Endbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Stuttgart: Ernst & Young GmbH, 2013.
- [63] Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende - Entwurf Version 0.9. Berlin, Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2021.
- [64] Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2020.
- [65] Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG V1.2. Ausgefertigt am 2019-01-31, Version vom 2020-10-30; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2020.
- [66] Sörries, Bernd et al.: Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Topthema 3: TK-Netzinfrastruktur und TK-Regulierung. Bad Honnef: WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, 2018.
- [67] Barometer Digitalisierung der Energiewende - Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Düsseldorf: Ernst & Young GmbH, 2020.
- [68] TR-03109-6 - Smart Meter Gateway Administration. Bonn: BSI, 2014.
- [69] Technische Richtlinie BSI TR-03109-1. Ausgefertigt am 2019-01-16; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2019.
- [70] Errata für die BSI TR-03109-1 V1.0.1 TAF 14 Hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienste. Ausgefertigt am 2019-12-12; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2019.

- [71] Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende. Berlin, Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020.
- [72] Knorr, Christine: QFD - Quality Function Deployment - Mit System zu marktattractiven Produkten. München: knorr - Technisches Marketing & Projektmanagement, 2016.
- [73] FNN-Hinweis Lastenheft Basiszähler - Funktionale Merkmale. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.
- [74] Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2019.
- [75] Sauser, Brian et al.: From TRL to SRL: The Concept of Systems Readiness Levels. In: Conference on Systems Engineering Research; Los Angeles: University of Southern California, Stevens Institute of Technology, 2006.
- [76] Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"). Ausgefertigt am 2018-10-26, Version vom 2019-05-23; Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart: 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW, 2019.
- [77] Müller, Mathias et al.: Dezentrale Flexibilität für lokale Netzdienstleistungen - Eine Einordnung des Flexibilitätsbegriffs als Grundlage für die Konzipierung einer Flexibilitätsplattform in C/sells. In: BWK - Das Energie-Fachmagazin 6/2018. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2018.
- [78] Haller, Barbie Kornelia: Flexibilität im Stromversorgungssystem. In: Tagung ARGE VNB OST; Leipzig: Bundesnetzagentur, 2017.
- [79] Flexibility and Aggregation - Requirements for their interaction in the market. Brussels - Belgium: The Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, 2014.
- [80] Junker, Rune Grønberg et al.: Characterizing the energy flexibility of buildings and districts. In: Applied Energy Volume 225, pages 175-182. Lyngby, Denmark: Technical University of Denmark, 2018.
- [81] Torbaghan, Shahab Shariat et al.: A market-based framework for demand side flexibility scheduling and dispatching. In: Sustainable Energy, Grids and Networks Volume14, 2018, Pages 47-61. The Netherlands: Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (VITO, Poort Genk, Belgium, 2018.
- [82] Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung - Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung in: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>. Berlin: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), 2014.
- [83] von Roon, Serafin et al.: Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2010.
- [84] Speichermonitoring - Website des Registrierungsportals für das Förderprogramm für dezentrale und stationäre Batteriespeichersysteme in: <http://www.speichermonitoring.de/> abgerufen am 14.10.2015. Aachen: RWTH Aachen, 2015.
- [85] Kairies, Kai Philipp et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2016.
- [86] Figgenger, Jan et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2017.
- [87] Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.
- [88] Standardlastprofile Strom. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014.
- [89] Albers, Karl-Josef: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik: Einschließlich Trinkwasser- und Kältetechnik sowie Energiekonzepte. Augsburg: ITM InnoTech Medien GmbH, 2018.

- [90] SMA: Q at Night - Blindleistung außerhalb des Einspeisebetriebs. Niestetal: SMA Solar Technology AG, 2002.
- [91] Fattler, Steffen et al.: Potenzialanalyse zur Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen im Engpassmanagement. In: 11. Internationalen Energiewirtschaftstagung, Wien, 2019.
- [92] SciGRID: Power Relations in OpenStreetMap in http://scigrid.de/posts/2015-Jul-02_power-relations-in-openstreetmap.html (besucht am 18.04.2017). (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6poPhZ7fA>). Oldenburg: SciGRID, 2015.
- [93] Wiegmans, Bart: Improving the Topology of an Electric Network Model Based On Open Data. Groningen, NL: University of Groningen, 2016.
- [94] Weigand, Andreas et al.: Intelligente Wärme München - Abschlussbericht zum Projekt. München: Stadtwerke München GmbH, 2021.
- [95] SG Ready-Label in: <http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/qualitaetssicherung/sg-ready-label.html> (Abrufdatum: 13.06.2013). Berlin: Bundesverband Wärmepumpe e. V., 2013.
- [96] Monitoringbericht 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017.
- [97] Sauer, Dirk Uwe et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Speichermonitoring 2018. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 2018.
- [98] Schmid, Tobias; et al.: Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien - Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom, 2030.
- [99] Müller, Mathias et al.: Tapping flexibility potential of decentralized controllable loads for smart markets through aggregation. In: Solar Integration Workshop 2019. Dublin, 2019.
- [100] Schulze, Yannic et al.: Was ist Netzdienlichkeit?. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE e.V.), 2021.
- [101] Datenbereitstellung im Forschungsprojekt C/sells - Netz, Verbrauch, Erzeugung; Regensburg: Bayernwerk, 2018.
- [102] Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Zeiselmair, Andreas: Laufendes Projekt: C/sells – Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands in: www.ffe.de/csells. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017.
- [103] Marktstammdatenregister - Webhilfe. In: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStRHilfe/index.html#>. (Abruf am 2019-08-21); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- [104] Bogensperger, Alexander et al.: Smart Meter, Prosumer, Flexumer - Wie die Digitalisierung die Rolle von Verbrauchern verändert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.
- [105] Monitoringbericht 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019.
- [106] Regionaldatenbank Deutschland: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/>; Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2017.
- [107] Müller, Mathias et al.: Methodology for Simulation of large Distribution Grids with dynamic Generation of Load Profiles. Dublin: 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium, 2019.
- [108] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: eXtremOS - Country profiles of 17 European countries were developed. In: www.ffe.de/en/xos/countryprofiles. (Abruf am 2020-06-03); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2020.
- [109] Jetzinger, Franz; et al.: Eigenverbrauch von PV-Energie - Rahmenbedingungen, Möglichkeiten und Grenzen. Linz: Alpine-Energie Österreich GmbH, 2014.
- [110] Meinecke, Steffen et al.: SimBench - Elektrische Benchmarknetzmodelle - SimBench-Dokumentation, Dokumentationsversion DE-1.0.1. Kassel: Universität Kassel, 2020.

- [111] Brückl, Oliver et al.: „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“ - Endbericht zum Dienstleistungsauftrag im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Waldmünchen: INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, 2016.
- [112] Brückl, Oliver et al.: Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands. Frankfurt am Main: ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e. V., 2013.
- [113] Mader, Nico: Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs in einem realen Verteilnetz und Ableitung typischer Netzbelastungssituationen. Masterarbeit. Herausgegeben durch Hochschule Kempten - Fakultät Maschinenbau, betreut durch Finkenrath, Matthias: Kempten, 2020.
- [114] Estermann, Thomas et al.: Development of a fitting for simulation parameters to apply and derive a cluster analysis regarding grid bottlenecks. In: Solar Integration Workshop 2020; Ljubljana: Energynautics, 2020.
- [115] Smart Grids Ampelkonzept - Ausgestaltung der gelben Phase. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015.
- [116] Estermann, Thomas et al.: Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform - Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2019.
- [117] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und Expertise: Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus: Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), 2019.
- [118] Jundel, Sven et al.: Das proaktive Verteilnetz: Abschlussbericht: Proaktives Netz - mehr Flexibilität für Verteilnetze. Essen: innogy SE, 2018.
- [119] Bericht Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2018. Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- [120] Gawron-Deutsch, Tobias et al.: Marktbasierter Ansatz für die Koordination von Markt und Netz - Market Based Approach for Coordination of Market and Grid. Wien: Siemens AG Österreich, 2015.
- [121] Rupp, Linda et al.: Enhanced Feed-in Management in Low and Medium Voltage Distribution Grids for PV Integration and Ancillary Service Provision - Experience from a field test. Stuttgart: Netze BW GmbH, 2018.
- [122] SmartMarket-Design in deutschen Verteilnetzen - Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Ecofys, 2017.
- [123] Geschermann, Kilian et al.: Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Netzengpassmanagement mit marktbasierter bereitgestellter Flexibilität. Aachen: RWTH Aachen University, 2017.
- [124] Witzmann, Rolf et al.: Verteilnetzstudie Bayern 2013 - Ausbaubedarf bis 2021 - Basisszenario. München: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2013.
- [125] dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2012.
- [126] Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2008.
- [127] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - VDE-Vorschrift stellt Weichen für die verbesserte Netzintegration dezentraler Erzeugung (VDE-AR-N 4105). Berlin: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015.
- [128] Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich: München, 2016.

- [129] Samweber, Florian et al.: Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien - Teilbericht Einsatzreihenfolgen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017.
- [130] Wohlschlager, Daniela et al.: Bottom-up-Szenarien am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts. In: ew - Magazin für Energiewirtschaft 3/2019. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.
- [131] Müller, Mathias et al.: Impact of Different Charging Strategies for Electric Vehicles on their Grid Integration - Einfluss der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen auf deren Netzintegration in: 2. Internationale ATZ Konferenz Netzintegration der Elektromobilität. Wiesbaden: ATZ Live, 2017.
- [132] Mueller, Mathias et al.: Simulative Abbildung von Netzbelastungssituationen in einem realen Mittelspannungsnetz und resultierender Flex-Bedarf. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2020.
- [133] Gabler Wirtschaftslexikon - Stichwort: CAPEX. Wiesbaden: Springer Gabler, 2016.
- [134] Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt - Ein Beitrag der Verteilnetzbetreiber im BDEW zum Netzkonzept 2030. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2016.
- [135] Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-059). Ausgefertigt am 2020-11-06; Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020.
- [136] Bogensperger, Alexander et al.: Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems - Eine fFe-Kurzstudie im Rahmen der Projekte MONA 2030 und C/sells. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017.
- [137] Bogensperger, Alexander et al.: Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems in: ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft (08/2017). Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH, 2017.
- [138] Hirth, Lion et al.: Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- [139] Zeiselmaier, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [140] Bogensperger, Alexander et al.: Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System?. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2019. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.
- [141] Zeiselmaier, Andreas et al.: Constrained Optimization as the Allocation Method in Local Flexibility Markets. Basel, Switzerland: energies Special Issue "Innovation, Policy, and Regulation in Electricity Markets", 2021. DOI 10.3390/en14133932.
- [142] Springmann, Elisabeth et al.: Altdorfer Flexmarkt und comax: Zusammenspiel von Verteil- & Übertragungsnetz für ein effizientes Netzengpassmanagement. In: <https://www.ffe.de/1061>. (Abruf am 2021-05-31); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.
- [143] KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene - FNN-Hinweis. Berlin: FNN Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, 2018.
- [144] FNN-Konzept zum koordinierten Steuerzugriff in der Niederspannung über das intelligente Messsystem. Ausgefertigt am 2018-05-17; Berlin: VDE FNN, 2018.
- [145] Wagler, Marco et al.: Sensitivity analysis - a key element for the operation of a flexible distribution grid. In: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D) 2016. München: Technische Universität München, 2016.
- [146] Weiß, Andreas: Entwicklung einer Methode zur Effektivitätsbewertung dezentraler Flexibilitätsoptionen im Rahmen einer Flexibilitätsplattform. Masterarbeit. Herausgegeben durch

- die Hochschule für angewandte Wissenschaften München - betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2018.
- [147] Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung) (Az. PGMF-8116-EnWG § 13j). Ausgefertigt am 2020-11-30; Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020.
- [148] Lang, Sabine: Empirische Forschungsmethoden - Skript zur Lehrveranstaltung. Bad Dürkheim: Universität Trier, 2009.
- [149] Wohlschlager, Daniela et al.: Partizipative Aspekte im intelligenten Energiesystem – Zwischen Theorie und Praxis - Fallstudienanalyse aus dem SINTEG-Projekt C/sells. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2021.
- [150] C/sells: Die Energiewende startet im Kopf - Die Abschlussdokumentation des C/sells-Arbeitspakets 2.7: Partizipationsarbeit in komplexen Strukturen mit Partikularinteressen. Baden-Württemberg, Bayern, Hessen: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. (SmartGridsBW), 2020.
- [151] Arnstein, Sherry R.: A Ladder Of Citizen Participation in: Journal of the American Institute of Planners, Vol. 35, Iss. 4. Cambridge, UK: American Planning Association (APA), 1969.
- [152] Wohlschlager, Daniela et al.: Bürgerbeteiligung in intelligenten Energiesystemen - Konzept zur gesellschaftlichen Partizipation in lokalen Energieprojekten am Beispiel des Altdorfer Flexmarktes. In: Tagungsunterlagen Zukünftige Stromnetze; Berlin: Conexio GmbH, 2020.
- [153] Rogers, Everett M.: Diffusion of Innovations - Third Edition in: <https://teddykw2.files.wordpress.com/2012/07/everett-m-rogers-diffusion-of-innovations.pdf> (08.11.2015). New York: The Free Press, 1983.
- [154] Gangale, Flavio et al.: Consumer engagement: an insight from smart grid projects in Europe. In: Energy Policy 60/2013. Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2013.
- [155] Verbong, Geert et al.: Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. In: Energy Policy 52/2013. Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2013.
- [156] Nutzung des Verteilnetzes zur Datenübertragung. Erläuterungen und Hilfestellungen zur Anwendung und Umsetzung des §13 MsbG. Ausgefertigt am 2020-11; Berlin: VDE FNN, 2020.
- [157] Würtenberg, Ingo: Steuerbox - Steuerungslösung mit Feldtest. München: E.ON Metering und E.ON Deutschland, 2017.
- [158] VDE: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen - VDE-AR-N 4140. Berlin: VDE VERLAG GMBH, 2017.
- [159] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Steuerung mit dem intelligenten Messsystem: Schrittweise Weiterentwicklung. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2017.
- [160] Weigand, Andreas et al.: Digitaler Netzanschluss - Schnittstelle zwischen Gebäude und Stromnetz neu gedacht. In: BWK Energie 05-06/2021. München: Stadtwerke München, 2021.
- [161] Springmann, Elisabeth et al.: Bidirektionale Elektrofahrzeuge im Energiesystem – so geht intelligentes Lademanagement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Oktober 2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.
- [162] Technische Hinweise zur Umsetzung des Einspeisemanagement nach § 9 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes im Verteilnetz Strom der Stadtwerke Ratingen GmbH. Ratingen: Stadtwerke Ratingen GmbH, 2016.
- [163] Technische Mindestanforderungen der SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG für das Einspeisemanagement von EEG- und KWK-Anlagen entsprechend § 9 EEG. München: Stadtwerke München SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, 2017.
- [164] Bedarfsermittlung 2019-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

- [165] Kairies, Kai-Philipp et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016. Aachen: RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), 2016.
- [166] Kämper, Hartmut: Stromabsatz an Speicherheizungskunden sinkt auch im Jahr 2008 in: HEA Impulse Ausgabe 1/2009. Berlin: HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., 2009.
- [167] Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014 - Sonderauswertung - Bewohnte Wohnungen nach Art der Nutzung, Gebäudegröße, Baujahr und Energieart der Beheizung nach Bundesländern. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2017.
- [168] Bundesverband Wärmepumpen e. V.: Wärmepumpen in Deutschland. In: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>. (Abruf am 2018-03-24); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6yA6XVo9G>); Berlin: Bundesverband Wärmepumpen e. V., 2017.
- [169] Schmid, Tobias et al.: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012.
- [170] Radecke, Julia et al.: Markets for Local Flexibility in Distribution Networks - A Review of European Proposals for Market-based Congestion Management in Smart Grids. Berlin: Hertie School of Governance, 2019.
- [171] Rudolph, M.; Wagner, U.: Begriffe der Versorgungswirtschaft Teil D Energie Heft 1: Energie-wirtschaftliche Grundbegriffe, 1997, VWEW-Verlag, Frankfurt a. M.
- [172] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Ausgefertigt am 2016-08-29, Version vom 2016-09-01; Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016.
- [173] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.
- [174] Schmid, Tobias et al.: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 Version 2019. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [175] Regett, Anika et al.: Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht 1: Szenario-Analyse. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- [176] Klobasa, Marian et al.: Welche Einspareffekte lassen sich durch Smart Metering erzielen - Ergebnisse eines Feldversuches. In: Symposium Energieinnovation 12. Graz: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, 2012.
- [177] Rink, Steven et al.: Netzautomatisierung in der Niederspannung als Bottom-Up-Ansatz zur Stabilisierung des zukünftigen Energieversorgungssystems. In: Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 11. Saarlouis: Stadtwerke Saarlouis GmbH, 2019.
- [178] Brost, Mascha et al.: Reallabor Schorndorf - Entwicklung und Erprobung eines bedarfsge-rechten Bussystems. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2019.
- [179] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Entwurf). Berlin: VDE-Verlag GmbH, 2010.

9 Veröffentlichungen des Autors

Estermann, Thomas; Springmann, Elisabeth; Köppl, Simon: Method for Determining the Feasibility of Grid Ancillary Services through Smart Meter. In: Smart Energy Volume 2, 2021.

Estermann, Thomas et al.: Smart Metering – Ist die technische Performance ausreichend für die Energiewirtschaft?. In: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG 7-8 2021. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG, 2021.

Köppl, Simon; Zeiselmaier, Andreas; Estermann, Thomas et al.: C/sells – Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands Teilvorhaben: BASIS – Bayerische Systemintegration von Solarenergie; Abschlussbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.

Heilmann, Erik; Zeiselmaier, Andreas; Estermann, Thomas.: Matching Supply and Demand of Electricity Network-Supportive Flexibility: A Case Study with Three Comprehensible Matching Algorithms. Joint Discussion Paper Series in Economics, 2021.

Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Springmann, Elisabeth; Hofer, Roland: Smart Market Platform as a Coordination Mechanism of Distributed Flexibility for Congestion Management. In: CIRED 2020 Workshop; Berlin: Institution of Engineering and Technology (IET), 2020.

Wohlschlager, Daniela; Estermann, Thomas; Lohmüller, Miriam; Köppl, Simon: Bürgerbeteiligung in intelligenten Energiesystemen - Konzept zur gesellschaftlichen Partizipation in lokalen Energieprojekten am Beispiel des Altdorfer Flexmarktes. In: Tagungsunterlagen Zukünftige Stromnetze; Berlin: Conexio GmbH, 2020.

Müller, Mathias; Schulze, Yannic; Reinhard, Janis; Estermann, Thomas: Simulative Abbildung von Netzbelastungssituationen in einem realen Mittelspannungsnetz und resultierender Flex-Bedarf. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2020.

Springmann, Elisabeth; Estermann, Thomas; Köppl, Simon: FfE Discussion Paper: KOF und ALF – Wie passen Flexibilitätsplattformen mit der Koordinierungsfunktion des FNN zusammen?. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2020.

Estermann, Thomas; Köppl, Simon; Ostermann, Adrian: Top-Down modelling of distributed flexibility for usage at higher voltage levels. In: IFAC 2020; Berlin: VDI/VDE-GMA, 2020.

Zeiselmaier, Andreas; Estermann, Thomas; Köppl, Simon; Faller, Sebastian: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Use Case Beschreibung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.

Zeiselmaier, Andreas; Estermann, Thomas; Weigand, Andreas; Greif, Simon; Samweber, Florian: Digitalisierung, Flexibilitätsmarkt und Nachtspeicherheizungen - wie passt das zusammen?. In: BWK 11/2020. Düsseldorf: VDI Fachmedien, 2020.

Estermann, Thomas; Köppl, Simon; Mader, Nico: Development of a fitting for simulation parameters to apply and derive a cluster analysis regarding grid bottlenecks. In: 10th Solar Integration Workshop. Ljubljana: Energynautics GmbH, 2020.

Ostermann, Adrian; Köppl, Simon; Estermann, Thomas: Analysen zum Einspeisemanagement - Regionalisierter Flexibilitätsbedarf und Auswirkung auf den Strommarkt. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2019.

Müller, Mathias; Reinhard, Janis; Ostermann, Adrian; Estermann, Thomas; Köppl, Simon: Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen - Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2019.

Zeiselmaier, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Lehmann, Nico; Kraft, Emil; Klempf, Nikolai: Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF) - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT). Wien: Technische Universität Wien, 2019.

Köppl, Simon; Lang, Christina; Bogensperger, Alexander; Estermann, Thomas; Zeiselmaier, Andreas: Altdorfer Flexmarkt – Decentral flexibility for distribution networks. In: Internationaler ETG-Kongress 2019. Esslingen: VDE ETG, 2019.

Estermann, Thomas; Köppl, Simon; Müller, Mathias; Zeiselmaier, Andreas: Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform - Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2019.

Estermann, Thomas; Bruckmeier, Andreas; Köppl, Simon; Wohlschlager, Daniela: Field test to demonstrate a smart market platform via smart meter infrastructure. In: 9th Solar Integration Workshop. Dublin: Energynautics GmbH, 2019.

Estermann, Thomas; Simon, Köppl; Andreas, Zeiselmaier; Marilen, Ronczka; Katharina, Maldacker: Energiezukunft mit C/sells in Altdorf - Wie eine 10.000-Einwohner Gemeinde bei der Gestaltung eines digitalen Infrastruktur-Informationssystems mit anpackt. In: Ingenieur Spiegel 4/19. Bingen: Verlagsgesellschaft und Anzeigeagentur mbH, 2019.

Müller, Mathias; Janis, Reinhard; Estermann, Thomas: Methodology for Simulation of large Distribution Grids with dynamic Generation of Load Profiles. Dublin: 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium, 2019.

Köppl, Simon; Estermann, Thomas: Altdorfer Flexmarkt: Netzengpassmanagement vom Konzept bis zum Relais im Keller. In: FNN-Kongress Netze 2019; Nürnberg: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.

Estermann, Thomas; Würtenberg, Ingo; Müller, Mathias; Weiß, Andreas: Steuerbox im Feldversuch - Umsetzung von Schalthandlungen mit der zukünftigen Smart-Grid-Infrastruktur bestehend aus intelligentem Messsystem und Steuerbox. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2018.

Müller, Mathias; Estermann, Thomas; Köppl, Simon: Dezentrale Flexibilität für lokale Netzdienstleistungen - Eine Einordnung des Flexibilitätsbegriffs als Grundlage für die Konzipierung einer Flexibilitätsplattform in C/sells. In: BWK - Das Energie-Fachmagazin 6/2018. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2018.

Estermann, Thomas; Müller, Mathias; Köppl, Simon; Weiß, Andreas: Approach to determine the effect of local flexibility options within the framework of a smart market platform. In: 8th Solar Integration Workshop. Stockholm: Energynautics GmbH, 2018.

Zeiselmaier, Andreas; Bogensperger, Alexander; Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Wohlschlagger, Daniela: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.

Bogensperger, Alexander; Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Köppl, Simon; Müller, Mathias; Zeiselmaier, Andreas, Wohlschlagger, Daniela: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.

Fattler, Steffen; Pichlmaier, Simon; Estermann, Thomas; Ostermann, Adrian: Einspeisemanagement - Auf der Suche nach den Ursachen. In: ET - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2017. Essen: etv Energieverlag, 2017.

Zeiselmaier, Andreas; Estermann, Thomas; Köppl, Simon; Hinterstocker, Michael; Samweber, Florian: Intelligente Flexibilitätsanreize Ostbayern - Ein Smart Grid Feldversuch im Rahmen des Verbundprojekts C/sells. In: 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2017.

Bogensperger, Alexander; Köppl, Simon; Estermann, Thomas: Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems. In: ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft (08/2017). Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH, 2017.

Estermann, Thomas; Pichlmaier, Simon; Guminski, Andrej; Pellingner, Christoph: Kurzstudie Power-to-X - Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. München: FfE, 2017.

Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander; Böing, Felix; Bruckmeier, Andreas; Estermann, Thomas; Müller, Mathias; Zeiselmaier, Andreas: Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen - Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017.

Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Plege, Wolfgang: Analyse der Emissionsbilanz in solar-geprägten Netzgebieten. In: BWK Ausgabe 7/8 2017, S. 33-36. Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2017.

Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Fattler, Steffen: Mehrwert des Smart Meter-Rollouts für die Implementierung von Netzoptimierenden Maßnahmen. Mannheim: VDE Kongress Internet of Things, 2016.

10 Anhang

10.1 Energiewirtschaftliche Dienstleistungen mit iMSys

Tabelle 10-1: Umsetzbarkeit von Dienstleistungen in Abhängigkeit der iMSys-Generation; nach [1] und [21]

Dienstleistung	SRL	iMSys-Generation			
		Start	Netz	Ziel	Zukunft
Stromeinsparpotenzial durch Lastgangsanalyse	2	✓	✓	✓	✓
Datenbasis zur Beschaffung für energieintensive Verbraucher	2	✓	✓	✓	✓
Strompreisoptimierter Betrieb	2	✓	✓	✓	✓
Abrechnung	3	✓	✓	✓	✓
Verbesserung von Prognosen für Bilanzkreisverantwortliche und Energieversorgungsunternehmen	2	✓	✓	✓	✓
Flex-Plattform	2	✗	✓	✓	✓
Netzanalyse und -monitoring	2	✗	✓	✓	✓
Intraday-Vermarktung	2	✗	✓	✓	✓
Day-Ahead-Vermarktung	2	✗	✓	✓	✓
Anlagensteuerung § 14a EnWG	2	✗	(✓) ¹	✓	✓
Ausgleichsenergie (Datenbasis) Bilanzkreis	2	✗	(✓) ¹	✓	✓
Einspeisemanagement	2	✗	(✓) ¹	✓	✓
Blindleistungsmanagement	1	✗	(✓) ²	✓	✓
Anlagenmonitoring	1	✗	(✓) ²	✓	✓
Eigenverbrauchsoptimierung	2	✗	(✓) ²	✓	✓
Spitzenlastmanagement	2	✗	(✓) ²	✓	✓
Sekundärregelleistung	1	✗	✗	✓	✓
Minutenreserveleistung	1	✗	✗	✓	✓
Primärregelleistung	1	✗	✗	✗	✓
Redispatch (spannungsbedingt)	1	✗	✗	✗	✓
Redispatch (strombedingt)	1	✗	✗	✗	✓

¹ Falls kein Schaltprotokoll nach TAF 11 notwendig ist

² Falls minutliche Messwerte gemäß TAF 14 vorliegen

10.2 Weitere Informationen zur Flex-Potenzialbestimmung

Tabelle 10-2: Parameterübersicht und Annahmen für die Modellierung; nach [9, S. 44], [5] und [6]

Kategorie	Parameter	2016	2030	Modellierungshinweis und Literatur
Allgemeine Annahmen	Auslegung Scheinleistung zu Wirkleistung	1	1	- Energiebedarf innerhalb 24h muss gedeckt sein
	Q-Base-Pot. (wirkleistungsunabhängiges Blindleistungspotenzial in Bezug auf die Scheinleistung)	0	0,2	- Einhaltung von Leistungsgrenzwerte
	cos φ Bereich	0,95 _{ind} - 0,95 _{kap}	0,9 _{ind} - 0,9 _{kap}	
PV-Dachanlagen	Installierte Leistung in GW	30,3	51,8	- Orientierung nach NEP 2030 B - Quellen: [164], [98]
Hausspeichersysteme	Installierte Leistung in GW	0,3	3,1	- Speicherbare Energiemenge ist zweimal so groß wie die installierte Leistung - Wirkungsgrad = 0,94 (Laden und Entladen) - Quellen: [84], [165], [86],
Elektrische Speicherheizungen	Installierte Leistung in GW	25,1	16,4	- 50% vorwärts- und 50% rückwärtsgesteuert - Freigabe in der Referenz zwischen 22 Uhr und 6 Uhr - Wirkungsgrad = 1 - Rückbau von 3 % pro Jahr - Quellen: [166], [167]
Wärmepumpen	Installierte Leistung in GW	2,0	4,1	- Jahresarbeitszahl 3,15 (2016) und 3,5 (2030)
	Anteil Inverter-Wärmepumpen (IWP) in %	10	50	- Quellen: [167], [168], [169]

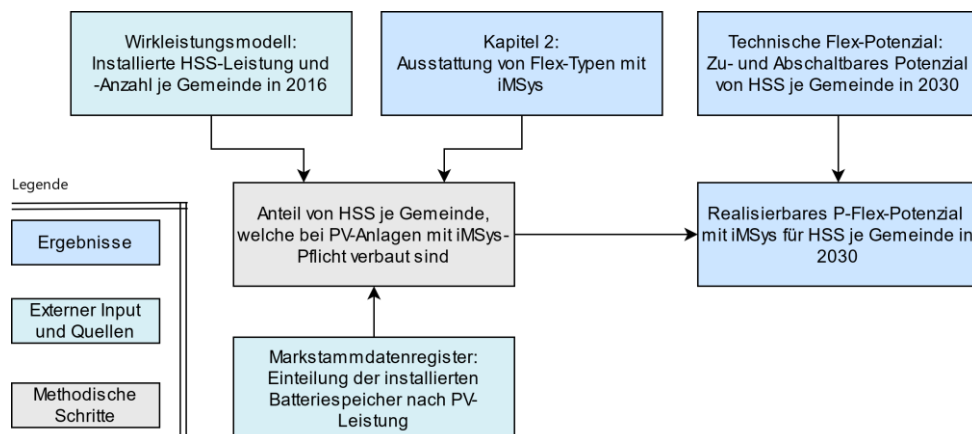


Abbildung 10-1: Ablauf der Bestimmung des realisierbaren Wirkleistungspotenzials für Hauspeichersysteme; Daten aus [6] und [17]

10.3 Ergänzende Daten zum Netzgebiet und zur Lastflussimulation

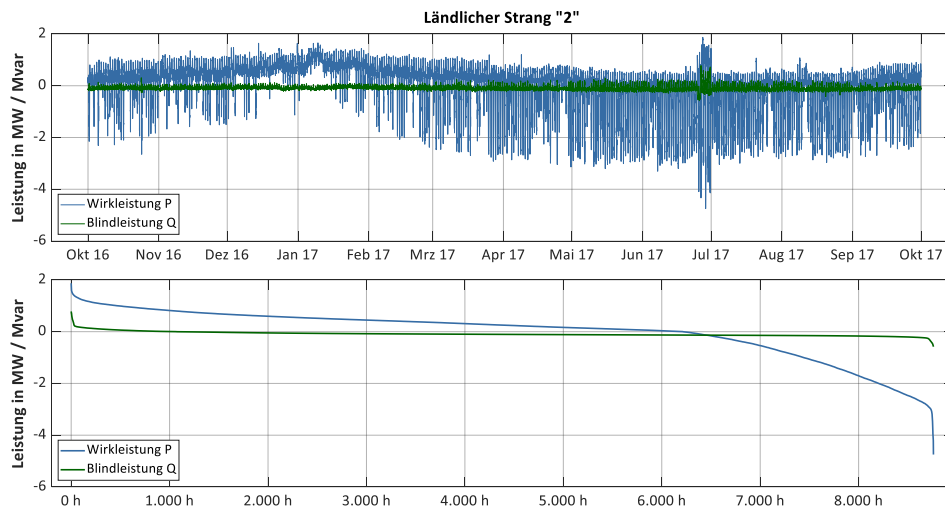


Abbildung 10-2: Ländlicher Strang 2: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

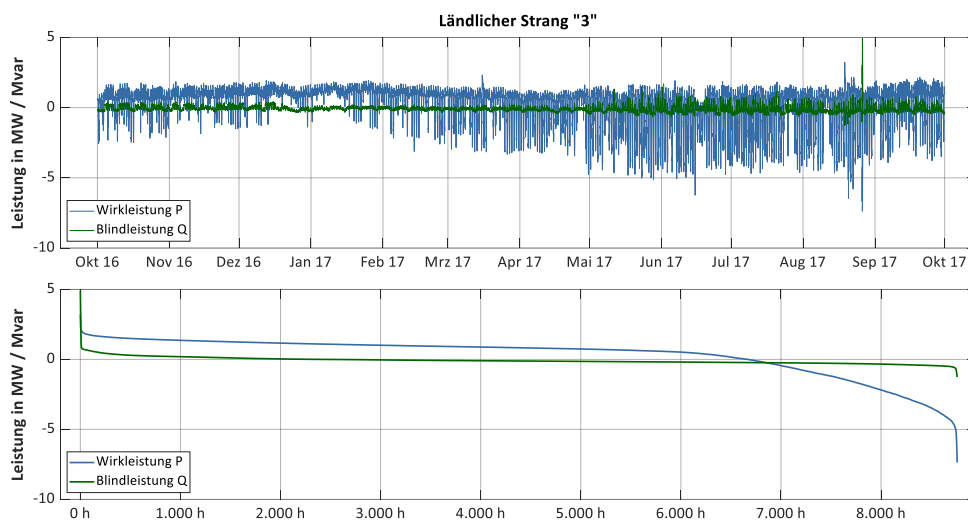


Abbildung 10-3: Ländlicher Strang 3: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

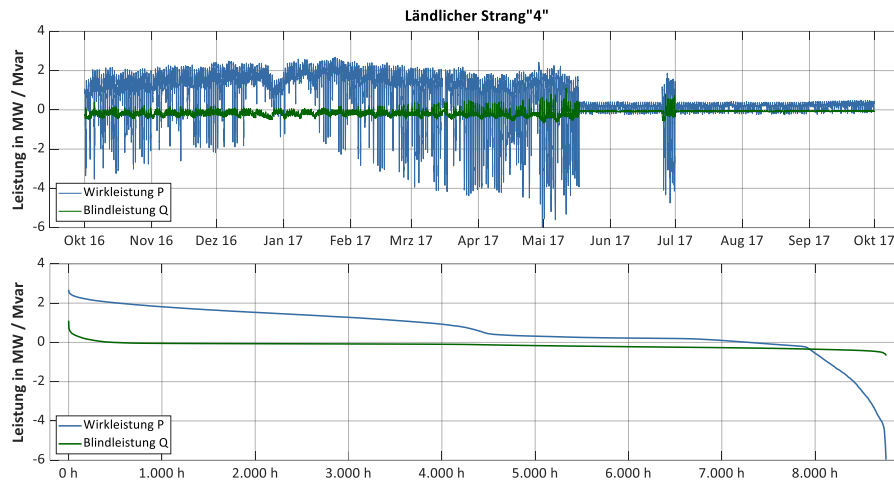


Abbildung 10-4: Ländlicher Strang 4: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

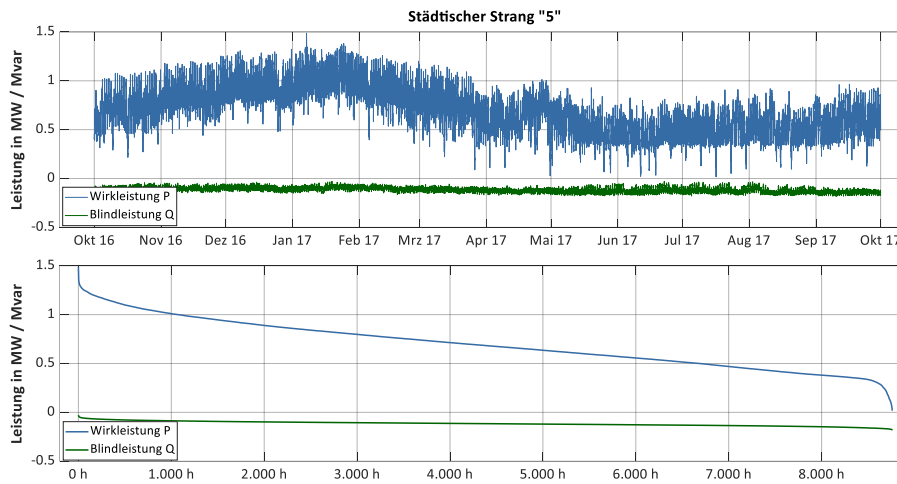


Abbildung 10-5: Städtischer Strang 5: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

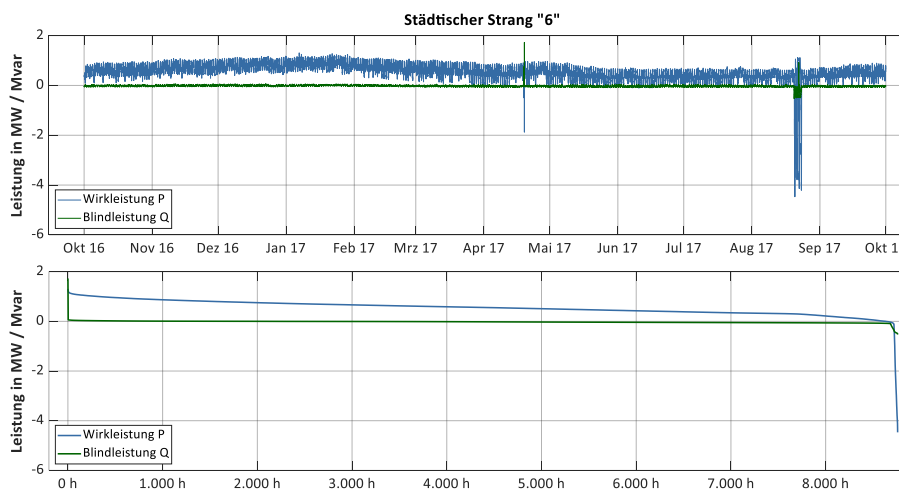


Abbildung 10-6: Städtischer Strang 6: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

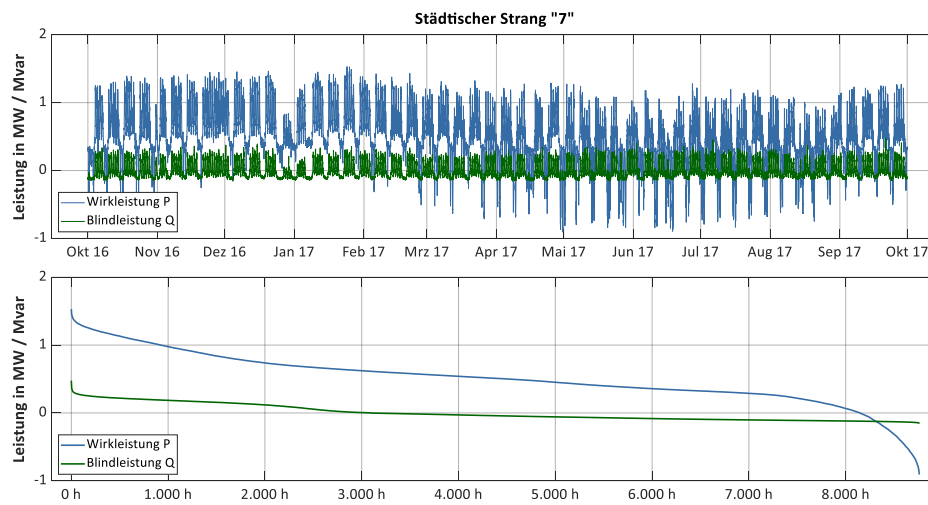


Abbildung 10-7: Städtischer Strang 7: Lastgang der Wirk- und Blindleistungsmessung (oben) sowie der sortierten Jahresdauerlinie (unten)

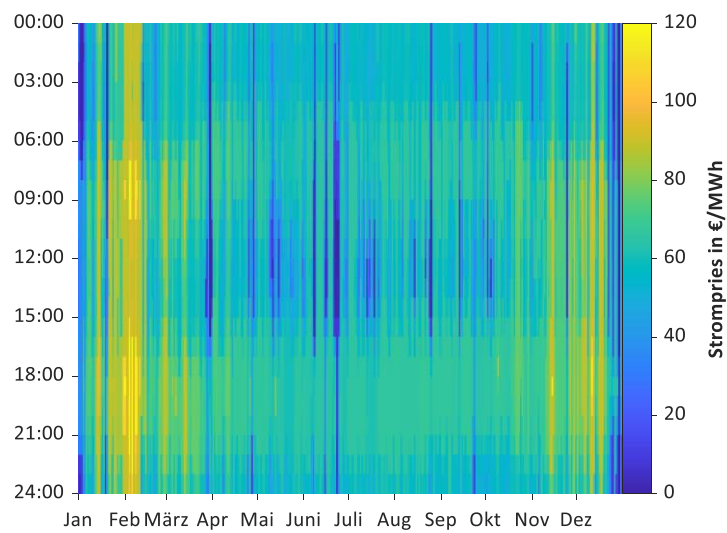


Abbildung 10-8: Strompreisverteilung im Jahr 2030 auf Basis des „fuEL“ Szenarios; Daten aus [18]

10.4 Lokale Verortung des auftretenden Flex-Bedarfs

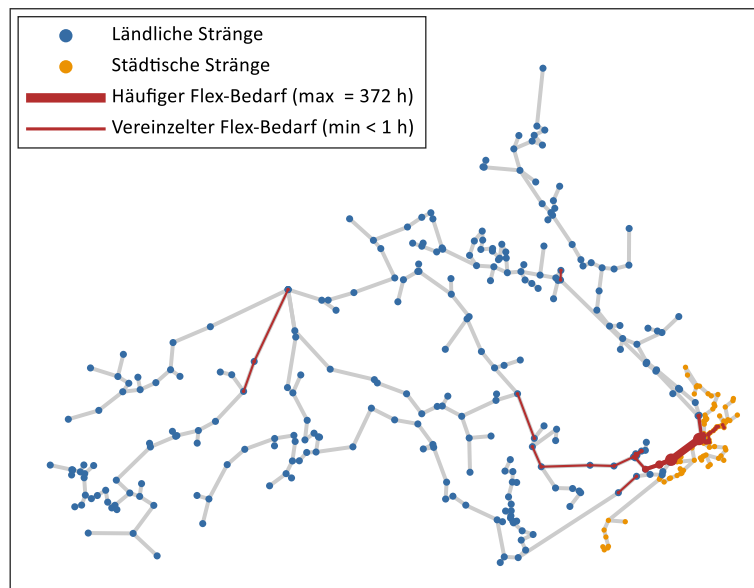


Abbildung 10-9: Lokalisierung der strombedingten Flex-Bedarfe gemittelt über die Szenarien

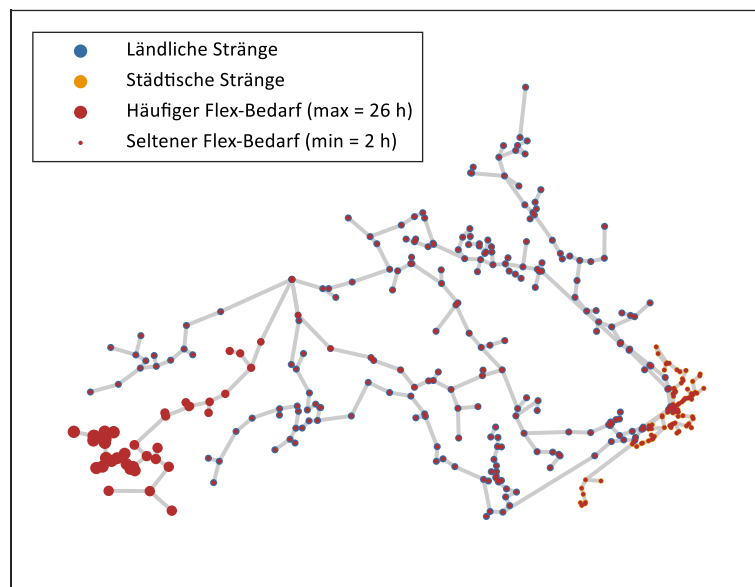


Abbildung 10-10: Lokalisierung der spannungsbedingten Flex-Bedarfe gemittelt über die Szenarien

10.5 Ergänzungen zur netztechnischen Effektivitätsbewertung

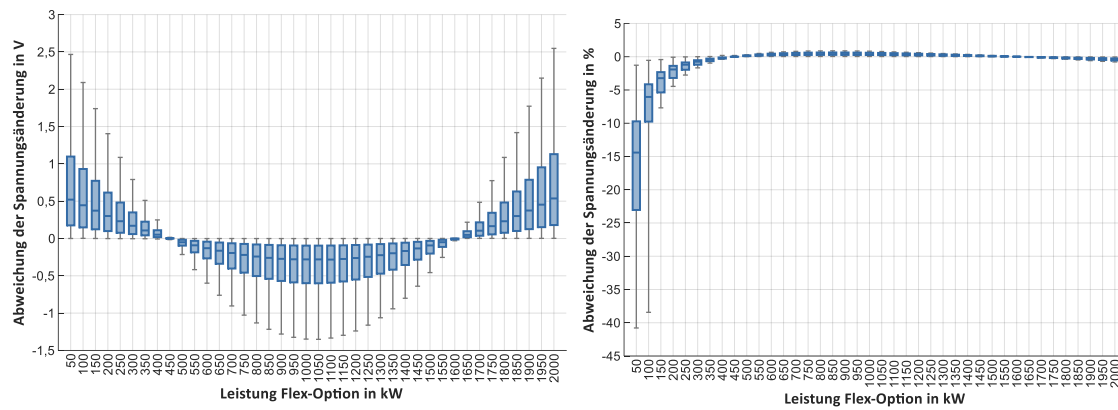


Abbildung 10-11: Absolute (linke Darstellung) sowie relative (rechte Darstellung) Abweichung der Spannungsänderung aus der Linearisierung

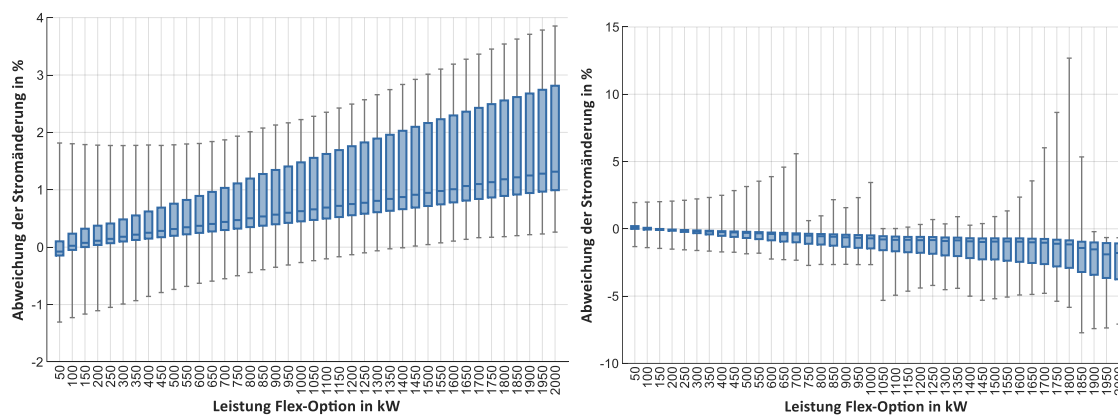


Abbildung 10-12: Relative Abweichung von Erzeugern (linke Darstellung) bzw. Verbrauchern (rechte Darstellung) aus der Linearisierung im Kontext der Flex-Plattform

10.6 Matching in der Flex-Plattform

Zielfunktion im Matching gemäß Formel (10-1). [9, S. 136], [141]

$$\min_{P_{ij}^+, P_{ij}^-} \sum_{j=1}^{96} \sum_{i=1}^n (C_{ij}^+ \cdot P_{ij}^+ + C_{ij}^- \cdot P_{ij}^-) + \sum_{l=1}^o G_{lj} (d_{jl}^+ + d_{jl}^-) \quad (10-1)$$

- $C_{ij}^+ \geq 0$ Kosten der Leistungserhöhung der Flex-Option i zum Zeitabschnitt j
 $C_{ij}^- \geq 0$ Kosten der Leistungsreduktion der Flex-Option i zum Zeitabschnitt j
 $P_{ij}^+ \geq 0$ Eingesetzte Leistungserhöhung
 $P_{ij}^- \geq 0$ Eingesetzte Leistungsreduktion
 $G_{lj} \geq 0$ Strafterm bei Nicht-Erfüllung der Nachfrage
 $d_j^+ \in \mathbb{R}$ Hilfsvariable für den Betrag der Überdeckung
 $d_j^- \in \mathbb{R}$ Hilfsvariable für den Betrag der Unterdeckung

10.7 Weitere Informationen zum Pilottest

Tabelle 10-3: Beschreibung der Prozessschritte im Rahmen des Pilottests; nach [14] und [22]

Prozessschritt	Beschreibung	MSM Ab	MSM Auf	S Ab	S Auf
Wake-Up Sent	Testscenario gestartet und Wake-Up Paket gesendet	Ja	Nein	Ja	Nein
TLS-GWA Conn	Transport Layer Security (TLS)-Verbindung zwischen Gateway-Admin und Smart-Meter-Gateway etabliert	Ja	Nein	Ja	Nein
ReadMeter1	Messung vor Schaltung durchgeführt und übertragen	Ja	Ja	Nein	Nein
HKS 4Conn	HKS 4: Vom EMT initiiert transparenten Kanal ist zur Steuerbox aufgebaut	Ja	Nein	Ja	Nein
IEC61850	Protokoll IEC61850 im TLS-Kanal etabliert	Ja	Nein	Ja	Nein
Relay-Switch	Relais-Schaltung ist umgesetzt	Ja	Ja	Ja	Ja
ReadMeter2	Messung nach Schaltung durchgeführt und übertragen	Ja	Ja	Nein	Nein
HKS 4DisConn ¹⁸	HKS 4: Transparenten Kanal zwischen EMT und Steuerbox abgebaut	Ja	Nein	Ja	Nein
Gesamt ¹⁸	Gesamte Prozesskette (Beginn Wake-Up Sent bis Ende HKS 4DisConn)	n.N	n.N	n.N	n.N
Interne Rechen –und Übertragungszeiten ¹⁹	Differenz der Messung „Gesamt“ und Summe der Einzelmessungen (Zeitdifferenzen aufgrund Performanceverlusten beim Aufrufen der Prozesse)	n.N	n.N	n.N	n.N

¹⁸ Keine Messgröße und wird somit aus Einzelprozessen berechnet

¹⁹ Kann aufgrund < 2 s vernachlässigt werden

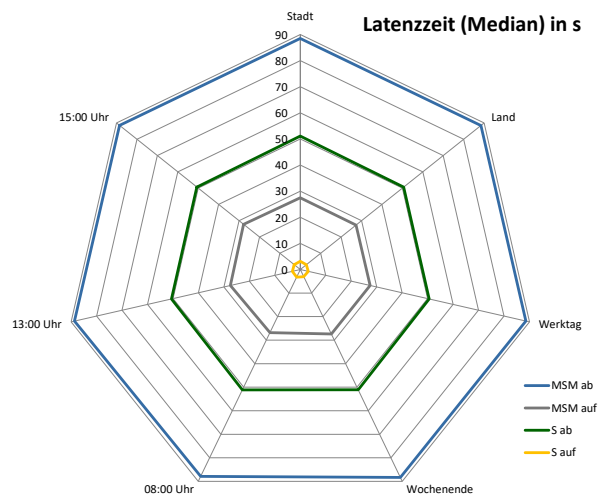


Abbildung 10-13: Vergleich der Latenzzeit je Kategorie mit externen Faktoren²⁰; nach [14]

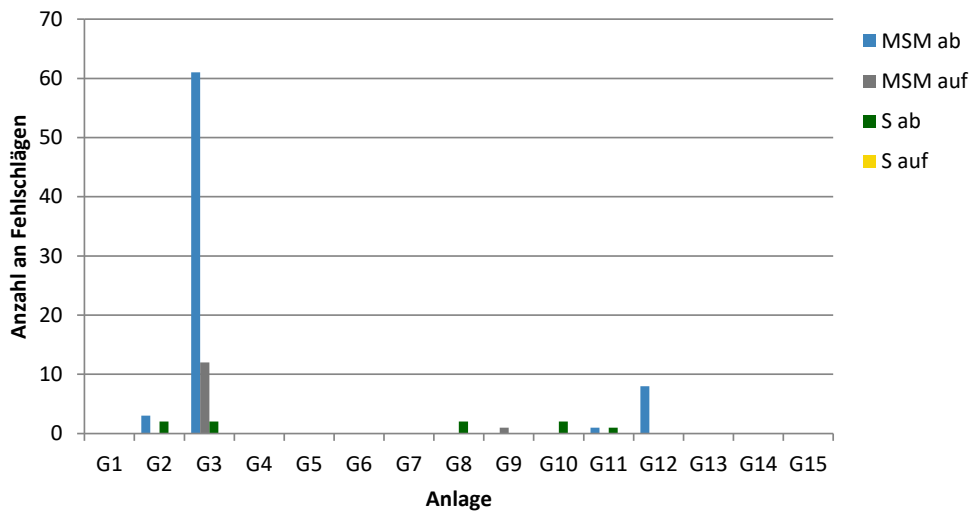


Abbildung 10-14: Übersicht über die Anzahl der fehlgeschlagenen Schaltbefehle je Anlage und Kategorie

²⁰ Unterscheidung Stadt / Land auf Basis des Abstandes einer Anlage zum nächsten LTE-Sendemast [157]

10.8 Ergänzende Analysen zur Bewertung der iMSys-Infrastruktur im Feldtest

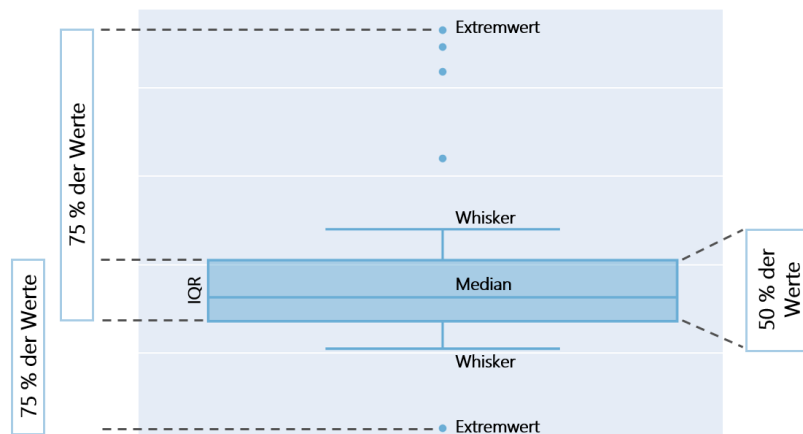


Abbildung 10-15: Interpretation der Box-Plot-Darstellung; nach [15]

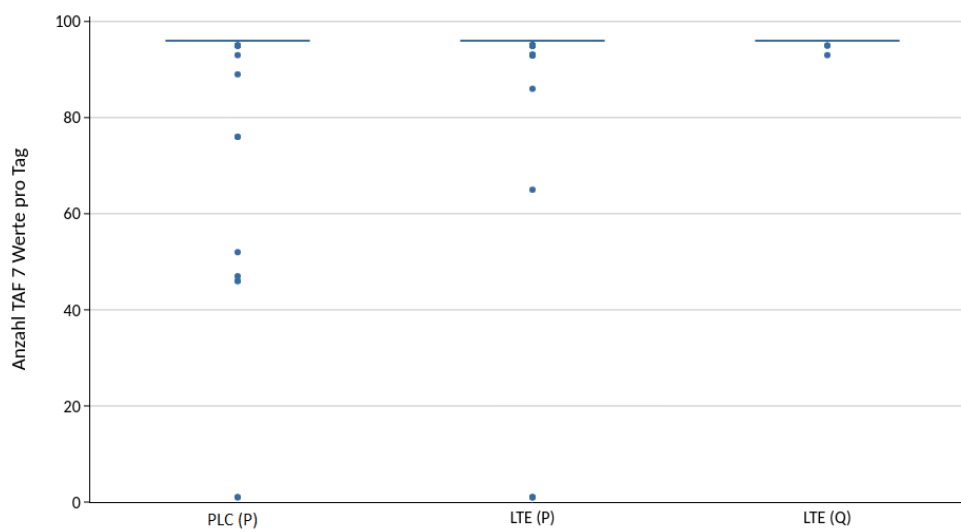


Abbildung 10-16: TAF 7: Anzahl täglicher Messwerte; nach [15]

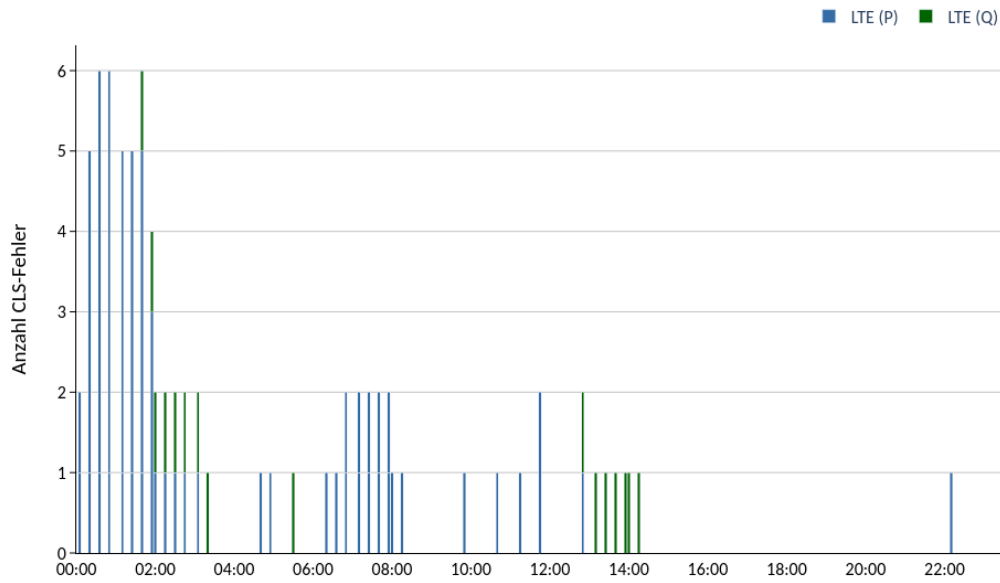


Abbildung 10-17: Anzahl CLS-Fehler je Schaltzeitpunkt; nach [15]

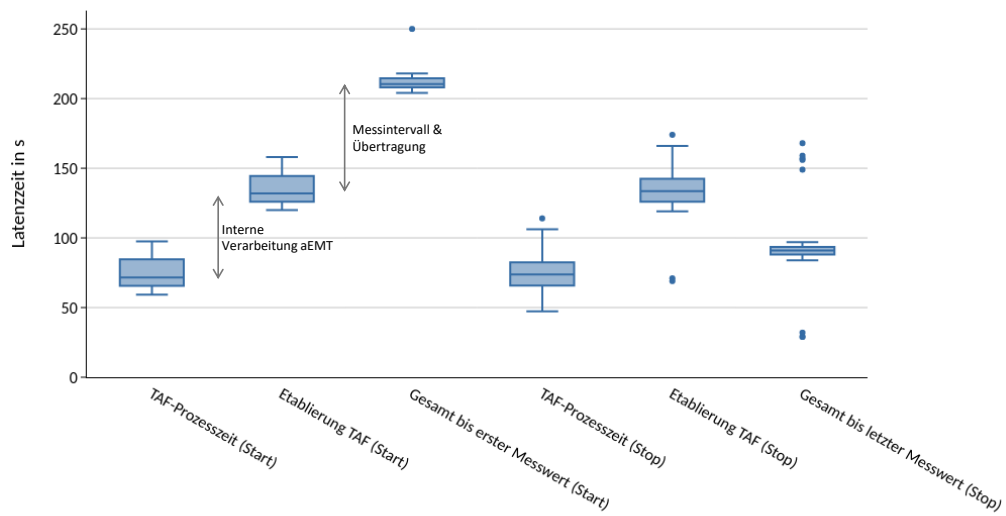


Abbildung 10-18: TAF 9: Latenzzeit einzelner Prozessschritte für das Laborgerät in der Q-Umgebung (60 Start- und Stopp-Befehle); nach [15]

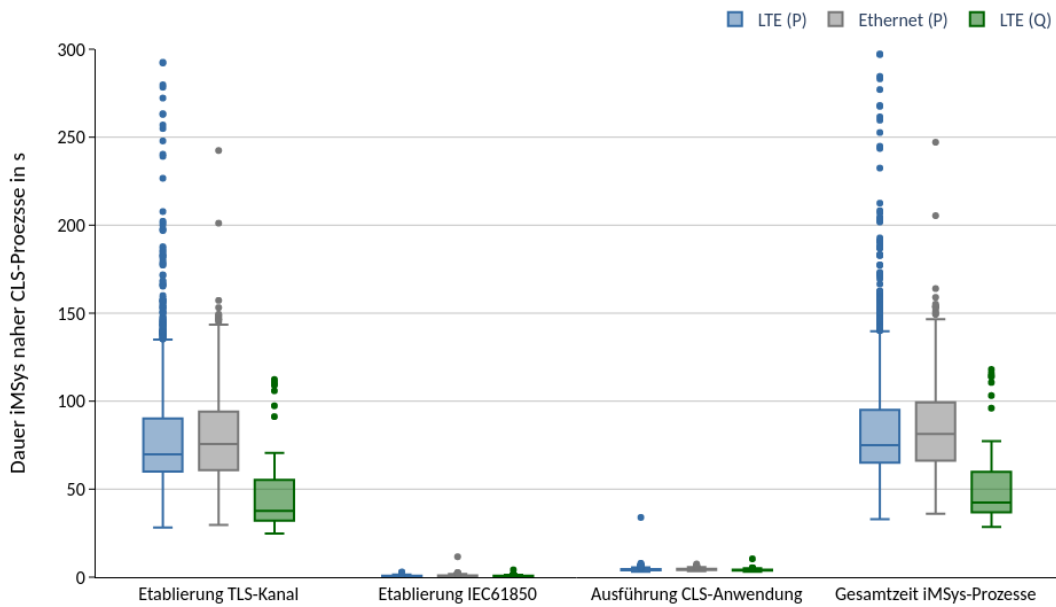


Abbildung 10-19: Latenzzeit der iMSys naher Prozesse bei CLS-Anwendungen; nach [15]

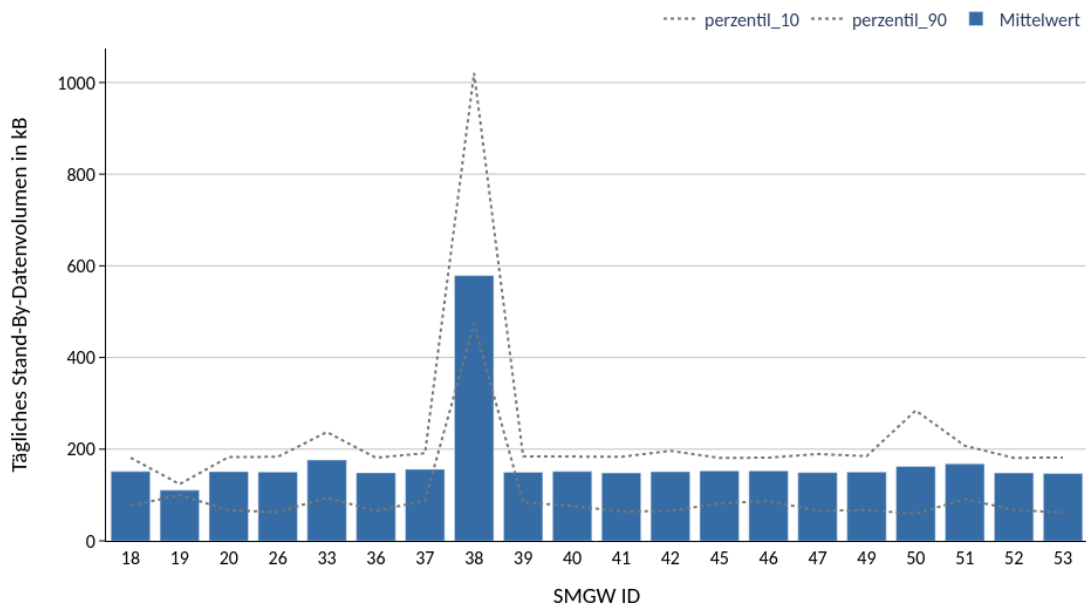


Abbildung 10-20: Tägliches Stand-By-Datenvolumen je SMGW²¹

²¹ SMGW ID 38 hat den Messbetrieb im Laufe des Feldtests eingestellt und wird somit nicht weiter betrachtet

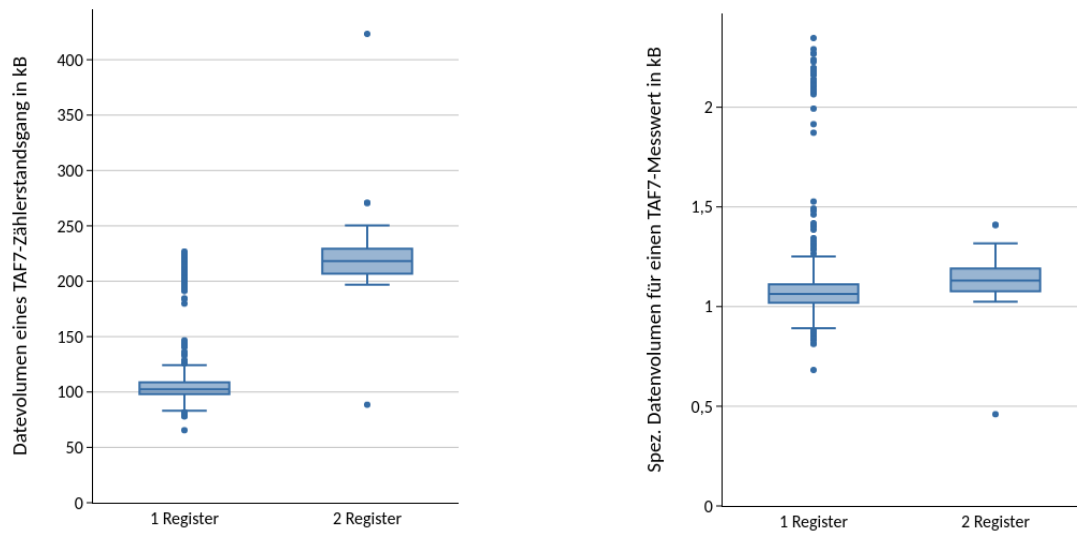


Abbildung 10-21: Datenvolumen für TAF 7-Prozesse (links) und Messwerte (rechts)

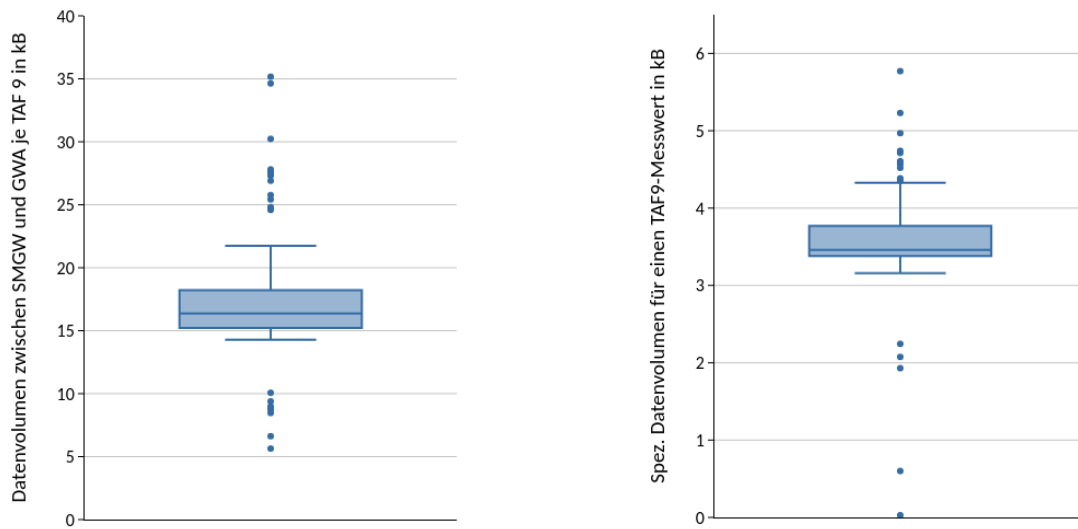


Abbildung 10-22: Datenvolumen für die TAF 9-Etablierung (links) sowie Messwerte (rechts)

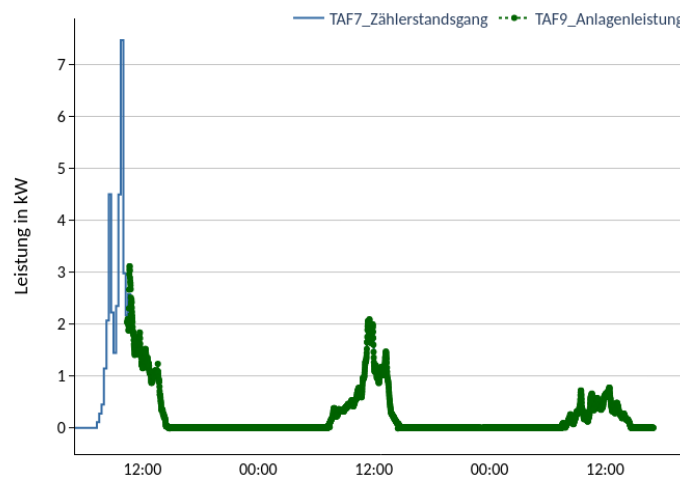


Abbildung 10-23: Abgleich der Messwerte über drei Tage aus TAF 7 und TAF 9 für eine reale Anlage aus dem Feldversuch

