FfE

C/sells:
Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands

Abschlussbericht der FfE

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

C/sells

SINTEG
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

2020

C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands

Abschlussbericht der FfE

Herausgeber:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffe.de

Abschlussbericht zum Projekt:

C/sells – Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands
Teilvorhaben: BASIS – Bayerische Systemintegration von Solarenergie

Veröffentlicht am:

30.06.2021

FfE-Auftragsnummer:

BMWI-39

Projektleitung:

Simon Köppl, Andreas Zeiselmair, Thomas Estermann

Bearbeiter*innen:

Alexander Bogensperger, Andreas Bruckmeier, Michael Ebner, Sebastian Faller, Mathias Müller, Adrian Ostermann, Janis Reinhard, Tobias Schmid, Yannic Schulze, Elisabeth Springmann, Daniela Wohlschlager

Redaktion/Koordination des Berichts:

Andreas Zeiselmair, Daniela Wohlschlager, Annette Doll

Wissenschaftlicher Leiter:
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:
Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:
Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Projektpartner:

Bayernwerk AG
EAM Netz GmbH
Intel Deutschland GmbH
Oli System GmbH
swa Netze GmbH

DOI: 10.34805/ffe-188-20

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03SIN121

RC20190320

Inhalt

0 Kurzzusammenfassung 13

1 Motivation und Zielsetzung 16

2 Rahmenbedingungen 19

2.1 Rechtliches und regulatorisches Umfeld 19

2.1.1 „Clean Energy Package“ der EU-Kommission 20

2.1.2 Smart Meter Rollout 21

2.1.3 Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung 27

2.1.4 Anreizregulierung (ARegV) 29

2.1.4.1 Hintergrund 29

2.1.4.2 Herausforderungen durch die derzeitige Anreizregulierung 30

2.1.5 Exkurs: Evaluierung alternativer Anreizregulierungsansätze 31

2.1.6 Exkurs: Strompreisbestandteile, variable Tarife und Potenziale zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik 32

2.1.7 Einordnung der SINTEG-Verordnung 33

2.1.7.1 Hintergrund & Motivation 33

2.1.7.2 Erfahrungen zum Einsatz der SINTEG-V aus C/sells 34

2.2 Werkzeuge für Reallabore: Use Case Methodik mit SGAM 35

2.3 Fazit zu analysierten Rahmenbedingungen 39

3 Flexibilität und vorhandenes Potenzial 41

3.1 Vom „Abnehmer“ zum „Flexumer“ 41

3.2 Definition Flexibilität, Flex-Optionen & Flex-Typen 42

3.3 Ermittlung des regionalen Verschiebungspotenzials von Flex-Optionen 44

3.3.1 Auswahl der betrachteten Flex-Typen 45

3.3.2 Methodik zur Bestimmung des Flex-Potenzials 45

3.3.3 Nomenklatur, Vorzeichenkonvention und Definition der Zeiträume 47

3.3.4 Regionalisierung der Anlagen 47

3.3.4.1 Power-to-Heat-Anlagen 47

3.3.4.2 Hausspeichersysteme 50

3.3.5 Berechnung der Referenzlastgänge 51

3.3.5.1 Modellierung des Raumwärmebedarfsgangs 52

3.3.5.2 Modellierung des Referenzlastgangs der elektrischen Speicherheizungen 54

3.3.5.3 Modellierung des Referenzlastgangs der Wärmepumpen 55

3.3.5.4 Modellierung des Referenzlastgangs der Hausspeichersysteme 56

3.3.6 Ermittlung des Flex-Potenzials der Flex-Typen 59
3.3.6.1 Begrenzende Faktoren des Flex-Potenzials 59
3.3.6.2 Ermittlung des Flex-Potenzials von Speicherheizungen 62
3.3.6.3 Ermittlung des Flex-Potenzials von Wärmepumpen 64
3.3.6.4 Ermittlung des Flex-Potenzials von Hausspeichersystemen 65
3.3.7 Ermittlung des gesamten Flex-Potenzials in Deutschland 66
3.3.8 Grafische Darstellung als Flex-Atlas 68
3.3.8.1 Flex-Atlas elektrische Speicherheizungen 68
3.3.8.2 Flex-Atlas Wärmepumpen 70
3.3.8.3 Flex-Atlas für Hausspeichersysteme 72
3.3.8.4 Flex-Atlas für alle Flex-Typen 74
3.3.9 Kritische Beurteilung der Qualität der Flexibilitäts-Potenzial-Ermittlung 77
3.3.10 Exkurs: Stadt-Land-Ausgleich in Bayern 79
3.4 Exkurs: Blindleistung & Flexibilität 82
4 Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität 85
4.1 Der heutige „Werkzeugkasten der Netzbetreiber“: Netz- & Systemdienstleistungen 85
4.1.1 Grundlagen der Prozesse im Netzengpassmanagement 86
4.1.1.1 Netzbezogene Maßnahmen 87
4.1.1.2 Marktbezogene Maßnahmen 87
4.1.1.3 Notfallmaßnahmen 88
4.1.2 Überblick Betriebsplanungsprozesse 88
4.1.2.1 Engpassmanagement im Übertragungsnetz 88
4.1.2.2 Engpassmanagement im Verteilnetz 91
4.1.3 Weiterentwicklungsbedarf im Netzengpassmanagement 91
4.1.3.1 Veränderte regulatorische Rahmenbedingungen 92
4.1.3.2 Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern 93
4.1.3.3 Integration kleiner Flex-Optionen 94
4.2 Literaturübersicht „FlexPlattformen“ bzw. “Flexmärkte“ 94
4.2.1 Begriffseinordnung 94
4.2.2 Metastudie bestehende Lösungen 96
4.3 Die C/sells-FlexPlattform: Marktbasierte Weiterentwicklung für das Netzengpassmanagement 97
4.3.1 Flexibilität in den unteren Netzebenen: Plattform oder eigenes System? 98
4.3.2 Das C/sells FlexPlattform-Konzept 99
4.3.2.1 Das Prozesskonzept der C/sells-FlexPlattform 101
4.3.2.2 Anwendung der BDEW-Ampel auf FlexPlattformen 102

4.3.2.3 Zeitliche Einordnung der Plattform-Prozesse ... 103
4.3.3 Anreize zur Teilnahme an einer FlexPlattform ... 105
4.3.3.1 Extrinsische Anreize für Prosumenten und Besitzer von Kleinanlagen ... 106
4.3.3.2 Intrinsische Anreize zur Teilnahme ... 107
4.4 Systemische Einordnung der C/sells-FlexPlattform ... 108
4.4.1 Konzepte zur Koordination der Netzbetreiber ... 109
4.4.1.1 Active System Management ... 109
4.4.1.2 Flex-Router Konzept ... 110
4.4.1.3 C/sells Konzept zur „flexiblen Abstimmung von Netz und Markt" ... 111
4.4.2 Integration einer FlexPlattform in die Prozesse der Netzbetreiber ... 112
4.4.3 Das FNN-Konzept zur Koordination von Netz und Markt ... 113
4.4.4 Marktmacht ... 116
4.4.5 Strategisches Bietverhalten ... 119
4.5 Von der C/sells-FlexPlattform zum Altdorfer Flexmarkt ... 120
4.5.1 Akteurs-spezifische Anforderungen an die Ausgestaltung einer FlexPlattform ... 121
4.5.1.1 Angebotsseite ... 123
4.5.1.2 Nachfrageseite ... 124
4.5.1.3 Plattformbetreiber ... 124
4.5.2 Prozesse des Altdorfer Flexmarktes ... 124
4.5.3 Funktionen des Altdorfer Flexmarktes ... 127
4.5.4 Exkurs: Potenziale verteilter Datenbankstrukturen für FlexPlattformen ... 140
5 Demonstration des Altdorfer Flexmarktes ... 143
5.1 Fokus und Ziele der Demonstrationen in C/sells ... 143
5.2 Die Projektregion „Altdorf und Umgebung" ... 144
5.2.1 Status-Quo: Stromnetz und Komponenten ... 145
5.2.2 Szenarien zur Abbildung zukünftiger Netzbelastungen ... 148
5.3 Verteilnetzmodellierung ... 155
5.3.1 Netzinitialisierung ... 155
5.3.2 Detaillierte Niederspannungsnetze: Lastgangerstellung und -zuweisung ... 158
5.3.3 Aggregierte Niederspannungsnetze: Lastgangerstellung und -zuweisung ... 161
5.3.4 Flexibilitäts-Bedarf im Engpassfall ... 162
5.3.5 Flexibilitäts-Potenzial im Engpassfall ... 163
5.3.6 Lösungspotenzial: Verschnitt von Flex-Bedarf und Flex-Potenzial ... 164
5.3.7 Bestimmung fehlender Simulationsparameter auf Basis von Messwerten ... 165
5.4 Verteilnetzsimulation: Bestimmung des szenarioabhängigen Flex-Bedarfs ... 168
5.4.1 Netzbelastung ... 168

5.4.2 Ergebnis der Flex-Bedarfs-Bestimmung ... 174
5.4.3 Lösungspotenzial von Flex-Optionen ... 181
5.4.4 Exkurs: Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen in der Niederspannung ... 184
5.5 Partizipation in Altdorf ... 187
5.5.1 Hintergrund – Partizipation im (digitalen) Energiesystem ... 187
5.5.2 Formen und Stufen der Partizipation ... 188
5.5.3 Partizipationskonzept ALF ... 190
5.5.3.1 Methodischer Aufbau ... 190
5.5.3.2 Anreizmechanismen – theoretischer Hintergrund ... 191
5.5.3.3 Erhebung und Integration von Anreizmechanismen ... 192
5.5.4 Erkenntnisse aus dem Partizipationstätigkeiten für Folgeprojekte ... 194
5.6 Umsetzung im Feld ... 195
5.6.1 Systemlandschaft und Schnittstellen im Demonstrationsprojekt ... 196
5.6.2 Herausforderungen bei der Implementierung ... 201
5.6.3 Probanden im Altdorfer Flexmarkt ... 203
5.6.4 Proof of Concept des Altdorfer Flexmarkts ... 207
6 Bewertung des Altdorfer Flexmarkt ... 219
6.1 Bewertung der iMSys-Infrastruktur ... 219
6.1.1 Steuerbox-Feldversuch ... 219
6.1.1.1 Aufbau und Zielsetzung des Feldversuchs ... 219
6.1.1.2 Beschreibung und Durchführung ... 220
6.1.1.3 Statistische Auswertung ... 221
6.1.2 Technische Bewertung der iMSys-Infrastruktur im C/sells-Feldversuch ... 224
6.1.2.1 Allgemeine Performance ... 225
6.1.2.2 Latenzzeitanalyse ... 226
6.1.2.3 Datenvolumen ... 227
6.1.3 Exkurs: Nachhaltigkeitsaspekte digitaler Energieinfrastruktur ... 228
6.2 Rechtliche Einordnung von FlexPlattformen ... 234
6.3 Strategisches Gebotsverhalten auf verteilnetzorientierten Plattformen – Bewertung für den Altdorfer Flexmarkt ... 237
6.3.1 Kriterien für die Kritikalitätsbewertung ... 237
6.3.1.1 Marktmechanismus ... 238
6.3.1.2 Vergütungsprinzip ... 239
6.3.1.3 Marktteilnehmer ... 240
6.3.1.4 Antizipierbarkeit von Netzengpässen ... 241
6.3.1.5 Monitoring und Pönalsierung ... 242

6.3.2 Fazit der Kritikalitätsbewertung für ALF ... 242
6.4 Ökonomische Betrachtung des FlexPlattformbetriebs ... 244
6.4.1 Skalierbarkeit und Replizierbarkeit des Plattform-Konzepts ... 244
6.4.1.1 Begriffsdefinitionen ... 244
6.4.1.2 Expansionsfähigkeit des ALF ... 244
6.4.1.3 Identifikation potenzieller Einsatzgebiete ... 245
6.4.1.4 Dezentralisierungsmöglichkeiten des Plattformbetriebs ... 246
6.4.2 Geschäftsmodelle verschiedener Stakeholder ... 247
6.4.2.1 Kosten- und Erlösstruktur ... 247
6.4.2.2 Markt und Wettbewerb ... 249
6.4.2.3 Analyse ausgewählter Geschäftsmodelle ... 250
6.5 Die FlexPlattform aus Sicht der Systemanalyse ... 254
6.5.1 Umsetzung im Modell ... 254
6.5.2 Bewertung der Energiesystemrückwirkungen ... 258
6.5.3 Zusammenfassung zur Energiesystemanalyse ... 259
6.6 Beitrag des Altdorfer Flexmarkts zu übergeordneten Zielsetzungen ... 260
6.6.1 SINTEG-Ziele ... 261
6.6.2 Klimaziele der Bundesregierung ... 261
7 Kernaussagen und Handlungsempfehlungen ... 265
7.1 Regulatorik und Umfeld ... 267
7.2 Flexibilitätspotenzial kleiner Anlagen ... 268
7.3 Bedarf an netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz ... 269
7.4 Markt-& Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität ... 271
7.5 Partizipative Aspekte in der Erprobung und Demonstration von Innovationen im Energiesystem ... 273
7.6 Intelligente Messsysteme als zentrales Element der Demonstration ... 275
7.7 Ein bewertender Blick auf Flexibilitäts-Plattformen aus der Systemanalyse ... 277
7.8 Reallabore zur Ausgestaltung von Musterlösungen für ein zukunftsfähiges Energiesystem ... 277
8 Literatur ... 281
9 Anhang ... 306
9.1 Glossar ... 306
9.2 Zuordnungstabelle der Kapitel zu TVB Arbeitsschritten ... 308
9.3 Veröffentlichungsliste ... 312
9.4 Ermittlung der Anlagenstammdaten ... 317
9.4.1 Datenbasis ... 317
9.4.2 Aufbereitung der Daten ... 317

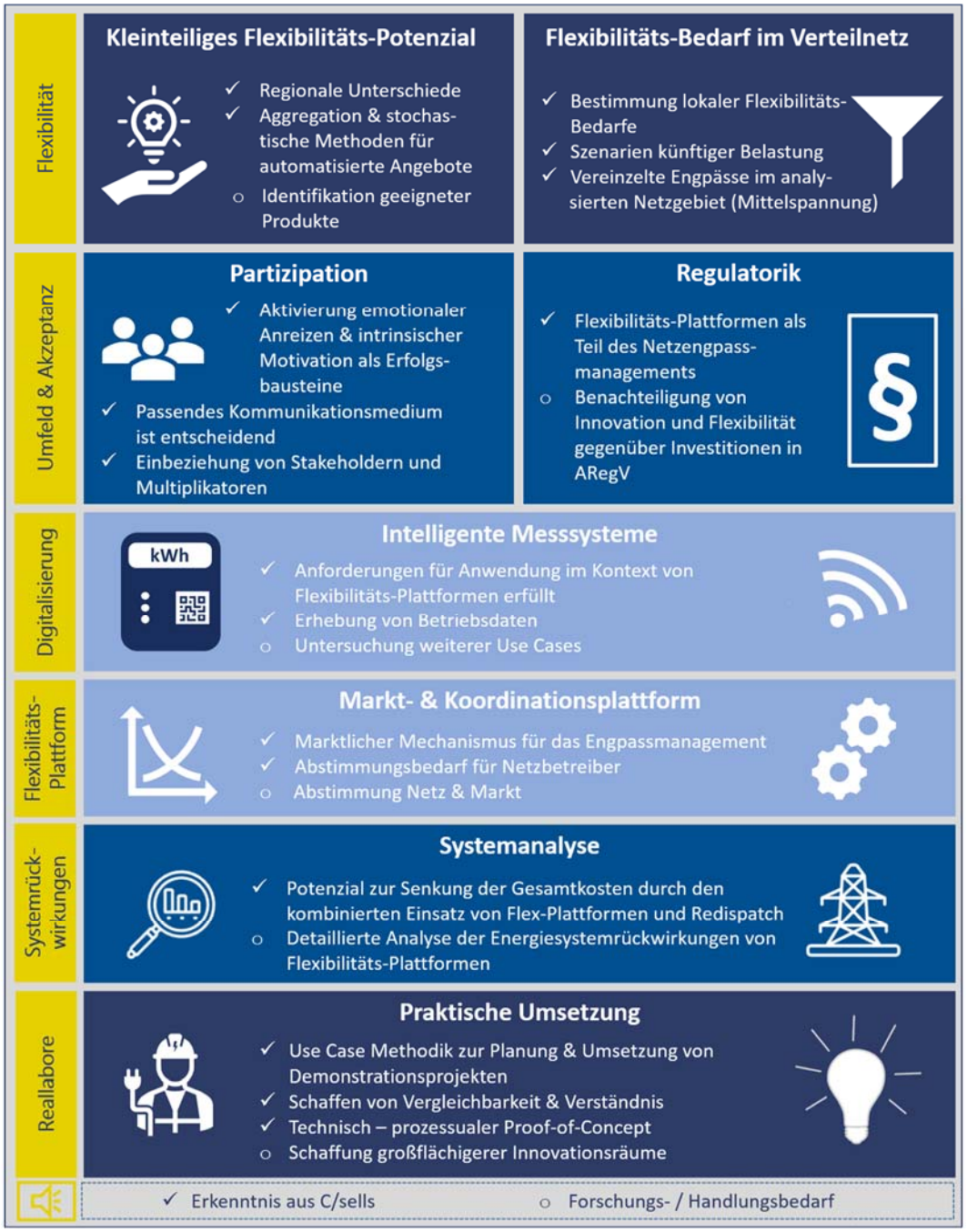
9.4.3 Verortung von Hausspeichersystem ... 318
9.4.4 Orientierungsanalyse von PV-Anlagen ... 319
9.4.5 Auswertungen ... 320
9.4.6 Fazit ... 320
9.5 Erweiterte Informationen zu den Projektinhalten ... 321
9.5.1 Active System Management ... 321
9.5.2 Tarife für Netzentgelte, EEG-Umlage sowie flexible Lasten - Metastudie zu Netzentgelten ... 325
9.5.2.1 Methodik ... 326
9.5.2.2 Strompreiskomponenten ... 326
9.5.2.3 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik ... 329
9.5.2.4 Fazit ... 331
9.5.3 Flex-Potenzial Bewertung ... 334
9.5.3.1 Formeln ... 334
9.5.3.2 Abbildungen zum Flex-Potenzial in Altdorf ... 336
9.5.4 Übersicht der analysierten Prozessschritte im Steuerboxfeldversuch ... 341
9.5.5 Stadt-Land-Ausgleich in Bayern ... 342
9.5.5.1 Begriffsklärung ... 342
9.5.5.2 Szenariorahmen ... 344
9.5.5.3 Methodisches Vorgehen ... 346
9.5.5.4 Erzeugung und Verbrauch in Bayern ... 348
9.5.5.5 Stadt-Land-Ausgleich in Bayern im Jahr 2030 ... 351
9.5.5.6 Ausblick: Stadt-Land-Ausgleich in Bayern im Jahr 2050 ... 358
9.5.5.7 Fazit und Ausblick ... 360
9.5.6 Exemplarische Analysen von Marktmachttendenzen ... 362
9.5.6.1 Untersuchung struktureller und ausgeübter Marktmacht am Altdorfer Flexmarkt ... 362
9.5.6.2 Analysen zu Marktmacht Potenzialen bei ALF ... 362
9.5.6.3 Ansätze zur Reduktion struktureller Marktmacht ... 367
9.5.6.4 Umgang mit ausgeübter Marktmacht ... 368
9.5.6.5 Ausblick: Anwendung der Ansätze im Rahmen eines Market Monitoring ... 369
9.5.7 Hintergrundinformationen zum Szenarioprozess ... 370
9.5.8 AcCELLerator-Tour: Präsentation des Altdorfer Flexmarkts ... 373
9.5.9 Ersatzwertbildung für reale Eingangsdaten ... 373
9.5.10 Anreizregulierung ... 374
9.5.10.1 Grundlagen der Anreizregulierung ... 374
9.5.10.2 Herausforderungen durch Digitalisierung und Energiewende ... 379

9.5.10.3 Yardstick-Regulierung als alternativer (langfristiger) Ansatz..... 386
9.5.10.4 Fazit Anreizregulierung.....387

0 Kurzzusammenfassung

Die Transformation des Energiesystems geht mit einem grundlegenden Wandel einher, weg von zentralisierten, fossilen Versorgungsstrukturen hin zu einem dezentralen, erneuerbaren System. Für eine erfolgreiche Umsetzung bedarf es neben technischen Lösungen einer Reorganisation der Energiewirtschaft. Entsprechend handeln dezentrale Akteure sowohl als autonome Gestalter, übernehmen aber auch Verantwortung für das Energiesystem. Gepaart mit neuen Anreizmechanismen und Partizipationskonzepten ermöglicht die Digitalisierung und der Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) innovative Lösungsansätze für diesen Paradigmenwechsel.

Auf einen Blick



Flexibilitäts-Plattformen als Baustein des zukunftsfähigen Netzengpassmanagements

Die im Rahmen von C/sells entwickelten Flexibilitäts-Plattformen integrieren marktliche Mechanismen in das Netzengpassmanagement. Dieser Wettbewerb schafft Kosteneffizienz: ein Preiswettbewerb bei der Kontrahierung von kleinteiliger Flexibilität kann zu insgesamt geringeren Ausgaben für die Lösung von Netzengpässen führen. Die zunehmende Verzahnung zwischen Netz und Markt erfordert zudem eine enge Abstimmung der Netzbetreiber untereinander. Flexibilitäts-Plattformen optimieren hierfür die bestehenden Prozesse und erweitern sie durch die Einbindung kleinteiliger Flexibilität über den Redispatch 2.0 hinaus. So bietet eine solche Markt- und Koordinationsplattform auch „kleinen" Akteuren und Anlagen die Chance, eine aktive Rolle im Energiesystem einzunehmen.

Kleinteiliges und dezentrales Flexibilitätspotenzial ist bereits heute vorhanden, allerdings regional unterschiedlich verteilt. Die Integration und Nutzbarmachung der Flexibilität ist dabei wesentlich von der spezifischen Produktausgestaltung abhängig, welche zudem neue Möglichkeiten der Partizipation bietet. Gerade bei Kleinanlagen ohne aktive Vermarktung ist die Prognosegüte und Berücksichtigung vorhandener Randbedingungen essenziell. Mittels Aggregation und stochastischer Methoden können diese ebenso über automatisch generierte Angebote an der Flexibilitäts-Plattform teilnehmen.

Aufgrund der Heterogenität in den Verteilnetzen ist für die Bestimmung des lokalen Flexibilitäts-Bedarfes aus Netzsicht eine Case-Study notwendig. Reale Netzstrukturen und deren Ist-Belastung (u. a. basierend auf Messwerten) ermöglichen in Kombination mit bottom-up Szenarien eine detaillierte Analyse der künftigen Netzbelastung. Sie bilden die Grundlage für die Untersuchung und Anwendung eines weiterentwickelten Netzengpassmanagements. Trotz ambitionierter Szenarien bezüglich der dezentralen EE-Erzeugung (überwiegend durch Photovoltaik) und der Elektrifizierung im Mobilitäts- und Wärmebereich treten Engpässe im analysierten Mittelspannungsgebiet nur vereinzelt auf.

Bewertet man Flexibilitäts-Plattformen aus der Perspektive der Energiesystemanalyse, so lässt sich ein grundsätzliches Potenzial zur Senkung der Gesamtkosten des Energiesystems feststellen. Dies gilt, sofern die Flexibilitäts-Plattformen nicht isoliert betrachtet werden, sondern eine gesamtheitliche Optimierung des Einsatzes zusammen mit nachgelagertem Redispatch/Einspeisemanagement vorgenommen wird.

Auch rechtlich und regulatorisch ist eine Integration von Flexibilitäts-Plattformen in das Netzengpassmanagement möglich: die derzeit diskutierten Weiterentwicklungen von § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung stehen nicht im Widerspruch zum Einsatz einer Flexibilitäts-Plattform zur Erschließung kleinteiliger Flexibilität. Damit ist die Umsetzung von Flexibilitäts-Plattformen regulatorisch möglich, auch wenn die Anreizregulierung in der aktuellen Ausgestaltung den Einsatz von Flexibilität gegenüber investitionsintensiven Maßnahmen benachteiligt.

Demonstration mittels der iMSys-Infrastruktur in einem Reallabor

Sowohl für die Planung als auch für die Umsetzung und Dokumentation eines Demonstrationsprojekts ist eine übergeordnete Projektmethodik essenziell. Die Use Case Methodik hilft gerade im Kontext von Reallaboren nicht nur beim strukturierten Entwickeln der Use Cases, sondern schafft Vergleichbarkeit und schnelles Verständnis.

Partizipative Ansätze unterstützen bei der Erprobung von innovativen Technologien. Neben der Bewusstseinsbildung bzgl. des originären Projektmehrwertes in der Bevölkerung gelten die Aktivierung von emotionalen Anreizen sowie der intrinsischen Motivation als wichtige Erfolgsbausteine. Bei der Ansprache von potenziellen Probanden ist die zielgruppenspezifische Wahl des Kommunikationsmediums sowie vorbereitend die Einbeziehung von relevanten Stakeholdern und Multiplikatoren entscheidend.

Für die technische Umsetzung der Flexibilitäts-Plattform stellt die iMSys-Infrastruktur das Bindeglied zwischen der Plattform und den Anlagen dar. Die sichere Übertragung von Messwerten und Schaltbefehlen konnte unter der Einbindung aller hierfür vorgesehenen Akteure und deren Prozesse demonstriert werden. Die technischen Anforderungen aus Sicht der Flexibilitäts-Plattform sind durch den Einsatz der iMSys-Infrastruktur erfüllt. Aus den Analysen des Feldversuchs resultieren zudem Kennzahlen zu Zuverlässigkeit, auftretenden Latenzzeiten sowie anfallenden Datenvolumina. Da viele weitere Use Cases die Anwendung der iMSys-Infrastruktur vorsehen, bieten diese Kennzahlen die Grundlage für eine individuelle Anforderungsanalyse.

In den SINTEG-Projekten stand der Transfer von zukunftsfähigen Konzepten in die Praxis im Vordergrund. Die oben beschriebenen Forschungsarbeiten mit Fokus auf einen technisch-prozessualen Proof-of-Concept haben gezeigt, dass über solche Reallabore sowohl Mehrwerte für alle beteiligten Akteure gehoben werden als auch die übergeordnete Zielerreichung in Form von Blaupausen einer intelligenten Energieversorgung (vgl. SINTEG-Ziele) sichergestellt wird. Um Reallabore noch deutlicher als notwendigen Zwischenschritt zwischen Forschung und Praxis zu etablieren, müssen zukünftig weitere und großflächigere Innovationsräume geschaffen werden.

1 Motivation und Zielsetzung

Die Transformation des Energiesystems, weg von zentralen Versorgungsstrukturen – oftmals basierend auf großen, fossil betriebenen Kraftwerken – hin zu einer erneuerbar geprägten dezentralen Energiezukunft, ist zum einen eine technische Herausforderung, die im Stromsektor die Integration von Millionen erneuerbaren Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern durch die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme erfordert. Insbesondere den Stromnetzen steht dabei auf allen Spannungsebenen eine umfassende Neustrukturierung bevor, um der neuen Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft gerecht zu werden (vgl. /FFE-74 17/).

Durch die zunehmende Dezentralisierung bedarf es zudem einer Reorganisation der Energiewirtschaft. Eine Steuerung der zahlreichen dezentralen Erzeuger und Verbraucher durch zentrale Akteure ist durch die aus der großen Anzahl resultierende Komplexität limitiert und systemisch oft nicht sinnvoll. Entsprechend muss den dezentralen Akteuren mehr Autonomie und Verantwortung für das Energiesystem zugestanden werden. Dies erfordert neue Anreizmechanismen und Partizipationskonzepte. Die zugleich fortschreitende Digitalisierung des Energiesystems ermöglicht neben den technischen Weiterentwicklungen innovative Lösungsansätze, um diesen Paradigmenwechsel zu forcieren: so erschließt der Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) auch kleine flexible Anlagen mit einer Mess- und Steuerinfrastruktur, die zuvor großen Kraftwerk vorbehalten war. Zusätzlich werden bei den Akteuren der Energiewirtschaft die Prozesse durch zusätzliche Messdaten und Automatisierung effizienter.

Die aus der Transformation des Energiesystems resultierenden Herausforderungen sind somit einerseits technischer Natur mit angeschlossenen ökonomischen Fragestellungen: die Verbrauchs- und Erzeugungslandschaft der Energiewende muss mithilfe digitalisierter Infrastruktur intelligent koordiniert werden. Andererseits betreffen die Herausforderungen auch eine sozial-ökologische Ebene: es bedarf der Schaffung neuer Anreizstrukturen und Partizipationsmöglichkeiten für unterschiedlichste Akteure. Aufgrund der Vielschichtigkeit der resultierenden Anforderungen bedarf es der Entwicklung und Konzipierung neuer Lösungsansätze sowie einer großflächigen Demonstration in Schaufensterprojekten (vgl. /BMWI-34 15/) bzw. sog. Reallaboren. Gemäß der Definition des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) dienen Reallabore als zeitlich und räumlich begrenzte „Testräume für Innovation und Regulierung", wodurch neben der Innovationserprobung auch der regulatorische Lernprozess im Fokus steht (vgl. /BMWI-29 19/)

Das SINTEG-Projekt C/sells[1] setzt genau hier mit der Entwicklung einer dezentralen, zellulären Struktur für die zukünftige Energieversorgung an. Das Ziel von C/sells ist ein **zelluläres**, **partizipatives** und **vielfältiges** Energiesystem (siehe C/sells Leitidee[2]).

Um alle Potenziale, sowohl der Infrastruktur als auch der Akteure, bestmöglich zu nutzen, wird in C/sells ein **zelluläres** Denken und Handeln verfolgt: *„Zellen in C/sells sind sowohl bekannte Organisationseinheiten wie Regelzonen oder Verteilnetze als auch neue Zelltypen wie*

[1] C/sells ist dezentrales Großprojekt des BMWi-Forschungsprogramms SINTEG mit 42 Partnern aus Forschung, dem kommunalen Umfeld sowie der Industrie und Wirtschaft. Weiterhin sind 15 Partner assoziiert. Mehr Infos unter www.csells.net

[2] www.csells.net/de/ueber-c-sells/leitidee.html

beispielsweise Quartiere oder Zusammenschlüsse von Akteuren, die im Zellverbund agieren. Sie sind digital vernetzt und integrieren ihre dezentralen Anlagen und Prozesse in das bestehende Energiesystem" /REU-01 19/. Für eine erfolgreiche Energiewende wird die gesellschaftliche **Partizipation** in C/sells als eine zentrale Voraussetzung gesehen. Erzeuger, Bürger*innen, Unternehmen, staatliche Institutionen und sämtliche weitere Stakeholder können sich deshalb einbringen und kooperativ Entscheidungen treffen. Innerhalb einer Zelle wird über deren Funktion und die Interaktion mit anderen Zellen entschieden, sodass die Verantwortung für die Organisation des Energiesystems breit verteilt wird. Auf diese Weise soll sich *„die gegenwärtig hierarchische Organisation zu einem Netzwerk entwickeln"* /REU-01 19/. Weiterer Bestandteil ist die Entwicklung von Prozessen und Technologien die zulassen, dass Netzbetreiber stärker kooperieren (u.a. über die sogenannte Abstimmungskaskade) und Konsumenten bzw. Prosumenten sich aktiv beteiligen können (z.B. über regionale Flexibilitätsmärkte oder Energiemanagement im Quartier). Durch die große Anzahl unterschiedlicher Akteure am Markt sowie die Vielzahl technischer Komponenten, Lösungen und Schnittstellen ist das Energiesystem der Zukunft **vielfältig**. In C/sells zeigt sich dies zum Beispiel durch die Vielfalt der Demonstrationszellen, die als Quartiere, Liegenschaften oder auch Microgrids organisiert sind. Durch diese Vielfalt wird das System komplexer, jedoch auch in vieler Hinsicht innovativer, weshalb Vielfalt zugleich Ergebnis und Ziel der Entwicklungen von C/sells ist. Die Aufgabe ist, Vielfalt zu organisieren, zu fördern und zu nutzen.

Der hier vorliegende Abschlussbericht beschreibt die wichtigsten Ergebnisse der FfE-Tätigkeiten im Rahmen von C/sells. Diese konzentrieren sich unter anderem auf die **Potenzialbestimmung und Methodenentwicklung zur Erschließung und Koordination von dezentraler Flexibilität**. Zusätzlich wird die dafür notwendige **Smart Grid Infrastruktur erprobt und evaluiert**. Im Rahmen des Projekts erfolgt die Entwicklung methodischer Ansätze, mithilfe derer unter anderem folgende Leitfragen beantwortet werden können:

- Wie kann eine digitalisierte Infrastruktur, insbesondere iMSys, als Chance für die erfolgreiche Umsetzung eines solar geprägten Energiesystems genutzt werden?
- Wie kann dezentrale Flexibilität zur Integration von erneuerbaren Energien (EE) erschlossen werden und welchen Nutzen hat diese gerade für Verteilnetzbetreiber?
- Welche Methoden und Konzepte bewähren sich im Praxistest eines Reallabors und bieten eine Blaupause für die flächendeckende Umsetzung?

Neben der in diesem Kapitel dargelegten Motivation und Zielsetzung beinhaltet der vorliegende Bericht die Rahmenbedingungen, die Vorgehensweisen und Erkenntnisse zu den angeführten Fragestellungen sowie daraus abgeleitete Handlungsempfehlungen. Der Bericht ist dabei wie folgt strukturiert:

Kapitel 2 behandelt die **„Rahmenbedingungen"** des Themenkomplexes „dezentrale Flexibilität". Es umfasst neben dem rechtlich-regulatorischen Umfeld eine Beschreibung der Use Case Methodik, die ein etabliertes Werkzeug zur Methodenentwicklung im Smart Grid Kontext darstellt.

In **Kapitel 3 „Flexibilität und vorhandenes Potenzial"** werden Begrifflichkeiten zum Thema Flexibilität definiert sowie das jeweilige regionale Potenzial betrachteter Flexibilitätsoptionen erhoben. Zudem werden Betreiber- und Anreizmodelle als Integrationsmechanismen zur Erschließung von Flexibilität behandelt.

Kapitel 4 „Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität" beschreibt zunächst derzeitige Netz- und Systemdienstleistungen dar, bevor der Weiterentwicklungsbedarf im

Netzengpassmanagement aufgezeigt wird. Es folgt die Beschreibung der im Projekt konzipierten Flexibilitätsplattform (FlexPlattform) inklusive dem zugrundeliegenden Marktdesign, Aufbau und Prozessen sowie der systemischen Einordnung.

Kapitel 5„Demonstration des Altdorfer Flexmarktes" beschreibt die Demonstration einer FlexPlattform im Zuge des Feldversuchs Altdorfer Flexmarkt (ALF). Neben Fokus und Zielen beinhaltet dies die Beschreibung der Projektregion sowie die Verteilnetzmodellierung und –simulation zur Bestimmung des szenarienabhängigen Flexibilitätsbedarfs. Abschließend werden das angewandte Partizipationskonzept und die technische Umsetzung im Feld inklusive einhergehender Herausforderungen dargelegt.

Kapitel 6 „Bewertung des Altdorfer Flexmarkt" inkludiert eine Bewertung der Smart-Grid-Infrastruktur inklusive der Funktionalitäten der iMSys-Architektur, die rechtliche Einordnung sowie Analysen aus Akteurs- und Systemsicht. Die Akteurssicht beinhaltet dabei eine Betrachtung der Replizierbarkeit des Konzeptes sowie Geschäftsmodelle verschiedener Stakeholder. Die Systemanalyse ordnet die FlexPlattform ins Gesamtenergiesystem ein.

Der Bericht schließt im **Kapitel 7** mit **„Kernaussagen und Handlungsempfehlungen"** zu den wesentlichen Themenfeldern des Projektes.

2 Rahmenbedingungen

Die Projektarbeit in C/sells ist an diverse Rahmenbedingungen geknüpft, um als Grundlage im weiteren Projektverlauf Berücksichtigung zu finden. Zum einen beinhaltet die Analyse den derzeitigen und zukünftigen rechtlichen und regulatorischen Rahmen, welcher die Entwicklung hin zu einem digitalen Energiesystem mit verstärktem Einsatz dezentraler Flexibilität beeinflusst. Dazu zählen allen voran europäische Verordnungen und Richtlinien, wie sie im europäischen „Clean Energy Package" (CEP), dem EU-Winterpaket, definiert werden. Die Analyse relevanter nationaler Gesetzgebung umfasst den, mit dem Gesetz der Digitalisierung der Energiewende (GDEW) einhergehenden, beschlossenen Smart Meter Rollout sowie bestehende Vorgaben für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und die Anreizregulierung für Netzbetreiber. Zu Letzterem beinhaltet das Kapitel zwei Exkurse: zum einen Alternativen zum derzeitigen Regulierungsregime und zum anderen Analysen zu Strompreiszusammensetzung und Netzentgeltsystematik. Außerdem wird die speziell für das SINTEG-Förderprogramm verabschiedete SINTEG-Verordnung dargelegt und Erfahrungen bei der Umsetzung im Rahmen eines C/sells-Demoprojektes aufgezeigt. Über die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen hinaus wird in diesem Kapitel die methodische Herangehensweise für Projekte im Bereich von Smart Grids als Grundlage für die weitere Projektarbeit erläutert.

2.1 Rechtliches und regulatorisches Umfeld

Wie bereits in der Einführung zu diesem Kapitel erwähnt, stellen regulatorische und energierechtliche Gegebenheiten wesentliche Rahmenbedingungen für das Projekt dar. Sie sind sowohl für die konzeptionelle Projektarbeit als auch die praktische Erprobung grundlegend, da zum einen die europäischen und nationalen rechtlichen Vorgaben zu berücksichtigen sind. Zum anderen können vor diesem Hintergrund aus den Ergebnissen der Projektarbeit Handlungsempfehlungen für eine regulatorische Weiterentwicklung abgeleitet werden.

Für die Projekttätigkeit wesentliche regulatorische Rahmenbedingungen werden zunächst durch das, während der Projektlaufzeit konzipierte und im Sommer 2019 verabschiedete, „Clean Energy Package" (Winterpaket) der EU definiert. Die Analyse in Abschnitt 2.1.1 zeigt für das Projektvorhaben relevante Inhalte des europäischen Beschlusses auf und beleuchtet die darin enthaltenen Gesetzestexte zum novellierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie. Durch die Anwendung digitaler Energieinfrastruktur in der praktischen Umsetzung ist zudem der gesetzliche Beschluss des deutschlandweiten Smart Meter Rollouts entscheidend. Dieser wird in Abschnitt 2.1.2 zusammenfassend dargestellt, inklusive rechtlicher und technischer Grundlagen, Aspekte zu Rollout-Strategien sowie dem Mehrwert und Chancen des Rollouts. Die anschließenden Abschnitte beinhalten rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen zu bereits erschlossenen flexiblen Anlagen, welche bislang laut Gesetz als steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (Abschnitt 2.1.3) definiert werden. Ausschlaggebend für die Umsetzung der Projektinhalte sind zudem die regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzbetreiber, wozu in Abschnitt 2.1.4 die derzeitige Anreizregulierung, damit verbundene Herausforderungen und Lösungsansätze für den Einsatz von Flexibilität aufgezeigt werden. Abschließend werden die aus der Erprobung in der regulatorischen Innovationszone, wie sie für die Schaufenstervorhaben

durch die SINTEG-Verordnung durch den Gesetzgeber konzipiert wurden (vgl. Abschnitt 2.1.7.2), gewonnene Erkenntnisse vorgestellt.

2.1.1 „Clean Energy Package" der EU-Kommission

Das Gesetzespaket des CEP, zu Deutsch "Saubere Energie für alle Europäer" genannt, wurde von der Europäischen Kommission im November 2016 veröffentlicht und im Sommer 2019 final verabschiedet. Mit dem übergeordneten Ziel den europäischen Strommarkt voranzutreiben, soll eine Verbesserung der Energieeffizienz, der Ausbau erneuerbarer Energien, eine verbesserte Gestaltung der EU als „Energie Union", der Ausbau von Rechten und Möglichkeiten für Verbraucher sowie die Förderung intelligenter Energiemärkte erreicht werden. /EU-04 19/ Dabei sind für das Jahr 2030 die in Abbildung 2-1 dargestellten europaweiten Ziele festgelegt.

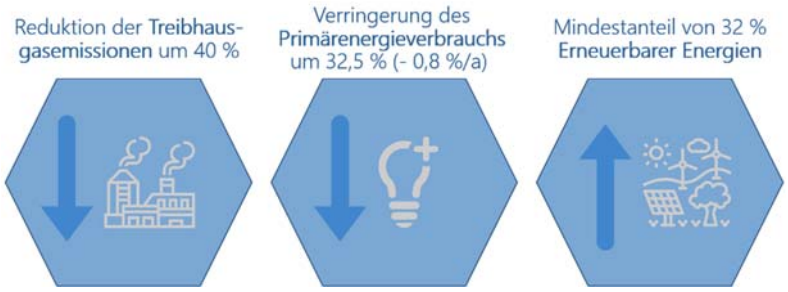


Abbildung 2-1: Europaweite Ziele für das Jahr 2030 nach /EU-04 19/

Während die Verordnungen (VO) des CEP bereits verbindlich sind, müssen die verabschiedeten Richtlinien (RL) von den EU-Mitgliedsstaaten bis zu vorgegebenen Zeitpunkten in nationales Recht umgesetzt werden. Änderungen des Strommarktdesigns, der Marktprozesse und -akteure sind in folgenden Rechtsakten als Teil des Winterpakets verankert:

- Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (Strommarkt-VO), in Kraft seit 01.01.2020
- Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (Strommarkt-RL), Umsetzung bis 31.12.2020
- Erneuerbare-Energien-RL (EE-RL), Umsetzung bis 30.06.2021

Durch diese Rechtsakte ergeben sich folgende, für das Projektvorhaben wesentliche Neuerungen:

- Systemdienstleistungen und Flexibilität sollen künftig marktbasiert beschafft werden, wobei das EE-Vorrangrecht aufgelöst wird. Zudem ist eine Änderung des Redispatch-Prozesses vorgesehen, welche ab Oktober 2021 umgesetzt werden soll (vgl. Abschnitt 4.1.3.1).
- Um sicherzustellen, dass EE- und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen in möglichst geringem Maße abgeregelt werden, müssen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber (VNB und ÜNB) gemäß der Strommarkt-VO Art. 13 Abs. 4 jährlich einen Bericht dazu vorlegen und entsprechende Maßnahmen erarbeiten.
- Hinsichtlich der Marktprozesse spielt die Koordination zwischen VNB und ÜNB eine zentrale Rolle. Unter anderem sollen ein interoperables Datenformat und ein nationales Datenmanagementmodell eingeführt werden. Weiterhin ist die Gründung eines Gremiums der VNB (DSO Entity) auf EU-Ebene vorgesehen, womit die Abstimmung mit den ÜNB verbessert und vereinfacht werden soll. Die engere

Koordination von ÜNB und VNB soll dazu beitragen, das Netzengpassmanagement als Alternative zur Netzerweiterung einzusetzen. /EBR-05 19/

- Die Zusammenarbeit von VNB und ÜNB bei der Planung und dem Betrieb ihrer Netze ist in der Strommarkt-VO Art. 57 Abs. 1 und 2 festgelegt. Damit soll ein koordinierter Zugriff auf Ressourcen, wie dezentrale Erzeugung, Energiespeicherung oder Laststeuerung, ermöglicht werden. Der Datenaustausch über alle notwendigen Informationen zum sicheren und effizienten Betrieb wird vorgeschrieben und soll dazu beitragen, für VNB und ÜNB einen *„kostenwirksame[n], sichere[n] und zuverlässige[n] Ausbau und Betrieb der Netze"* zu erhalten. /EU-03 19/
- Hinsichtlich der Rolle von Marktakteuren haben Endkunden gemäß der Strommarkt-RL Art. 15 das Recht, als aktive Kunden selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen (ggf. auch über Aggregatoren). Dabei soll ein Schutz vor unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Hemmnissen geboten sein.

In Artikel 19 und 20 sowie Anhang II der Strommarkt-RL werden zudem Vorgaben zur Einführung von iMSys sowie zu deren Funktionsumfang geregelt. Damit sollen unter anderem Transparenz für Verbraucher zur Optimierung des Stromverbrauchs und Möglichkeiten für aktive Kunden geschaffen werden. Die Bedingungen zur Einführung von iMSys sowie die Anforderungen an Funktionalität und Sicherheit der Geräte sind im nachfolgenden Kapitel 2.1.2 genauer beschrieben.

Das CEP bildet mit den Richtlinien und Verordnungen eine Basis für die Energiepolitik in den EU-Mitgliedsstaaten. Damit sollen Synergien geschaffen werden, wobei jedes Land seine Unabhängigkeit bezüglich des Pfades zur Erreichung der Ziele selbst wählen soll.

Lessons Learned:

- Übergeordnete Ziele des EU-Winterpakets („Clean Energy Package") sind die europaweite Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Ausbau erneuerbaren Energien sowie die Energieeffizienzsteigerung.
- Vorgaben zum zukünftigen Strommarktdesign, Marktprozessen und –akteuren werden in der Strommarkt-VO und dazugehörigen RL sowie in der EE-RL festgehalten.
- Koordination und Zusammenarbeit der Netzbetreiber kommt dabei eine wichtige Rolle zu.
- Endkunden sollen als aktive Kunden in den Elektrizitätsmarkt integriert werden.
- Das Vorrangrecht für EE soll aufgehoben werden.
- Eine Umsetzung der RL ist durch die jeweiligen Mitgliedsstaaten bis 31.12.2020 (Strommarkt-RL) sowie bis 30.06.2021 (EE-RL) erforderlich.

2.1.2 Smart Meter Rollout

Wie bereits der Name des Förderprogramms SINTEG „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" impliziert, stellt die Digitalisierung des Energiesystems eine der grundlegenden Voraussetzungen der erprobten Projektinhalte der Schaufenster dar. Insbesondere für C/sells gelten der Einsatz von Smart Metern und der dazugehörigen Gateway-Infrastruktur als Kernelemente der definierten Schaufenster-Schwerpunkte. /BMWI-119 17/ Als europäisches Vorhaben ist der Smart Meter Rollout auch zentraler Bestandteil der Digitalisierung des deutschen Energiesystems und somit relevanter Bestandteil der Analyse regulatorischer Rahmenbedingungen. In dem im Zuge des Projekts erstellten Leitfaden *„Smart Meter: Umfeld, Technik, Mehrwert"* /FFE-46 18/ (vgl. Abbildung 2-

2) werden rechtliche und technische Grundlagen, Aspekte zu Rollout Strategien sowie Mehrwert und Chancen, die sich durch die neue Infrastruktur ergeben, beleuchtet. Im Folgenden werden diese zusammengefasst dargestellt.

Abbildung 2-2: Titelseite des Smart Meter Leitfadens der FfE /FFE-46 18/

Auf europäischer Ebene wurde im Jahr 2009 im Rahmen des EU-Binnenmarktpakets Energie 2009/72/EG die Einführung von iMSys in den Mitgliedsstaaten der EU beschlossen. Das Paket legt fest, dass alle Mitgliedsstaaten bis September 2012 eine Wirtschaftlichkeitsbewertung in Form einer Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) für die Einführung von iMSys erstellen müssen. Darin sollen der Umfang und der zeitliche Rahmen des Rollouts festgelegt werden. Bei einem positiven Ergebnis sollten bis im Jahr 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit einem iMSys ausgestattet werden. /EURL-01 09/ Für Deutschland ergab sich als Ergebnis der Studie eine gesamtwirtschaftliche Unvorteilhaftigkeit, die zu hohen individuellen Belastungen geführt hätte. /EY-01 13/ Auf Basis dieser Ergebnisse und dem EU-Binnenmarktpaket Energie wurde im September 2015 der Entwurf des GDEW veröffentlicht und ein Jahr später verabschiedet. Das Messstellenbetriebsgesetzt regelt dabei die Ausstattung mit iMSys. Zudem legt es die technischen Mindestanforderungen an die Geräte sowie Anforderungen zu Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität fest. /BMWI-47 16/

Die KNA der einzelnen EU-Länder kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Grund dafür sind große regionale Unterschiede bezüglich der Startbedingungen, aber auch die unterschiedlichen Ansprüche an die gewünschten Funktionalitäten und das methodische Vorgehen. Eines der Ziele, die mit dem Rollout von Smart Metern in der EU verfolgt werden, ist die Erhöhung der Beteiligung am Strommarkt. Dabei soll der individuelle Stromverbrauch auf Basis von Marktsignalen verändert werden. Die technische Umsetzung dieser Anforderung erfolgt in den einzelnen Ländern unterschiedlich. In Abbildung 2-3 sind die vorgesehenen Funktionen von iMSys für alle EU-Länder dargestellt. Deutschland (DE) ist mit Finnland (FI) und Schweden (SE) in einer Sonderrolle und plant die Fernsteuerbarkeit von Anlagen über Smart Meter. /EER-01 18/

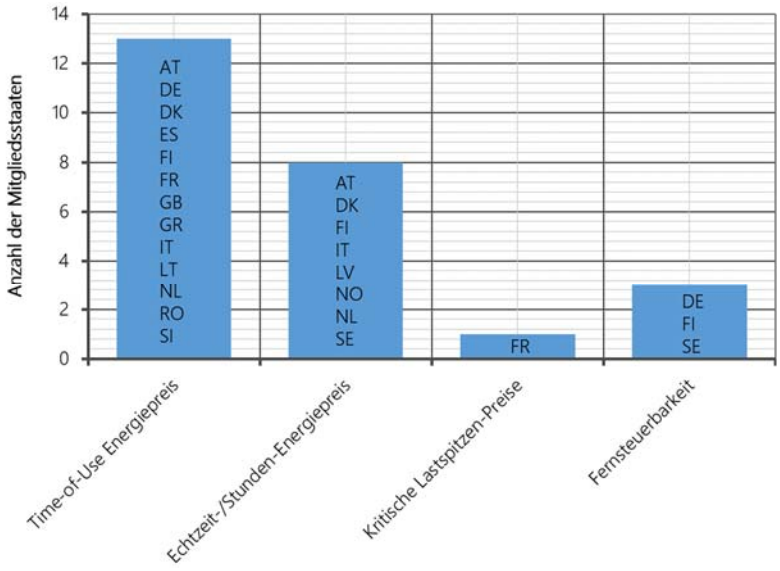


Abbildung 2-3: Funktionen von iMSys in den EU-Ländern nach /EER-01 18/

In Deutschland muss gemäß § 29 bis 32 des GDEW mit dem Rollout von iMSys begonnen werden, sobald drei unabhängige Unternehmen ein iMSys am Markt anbieten und das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die Eignung gemäß den gesetzlichen Vorgaben bestätigt. /BMWI-47 16/ Dies erfolgte am 31. Januar 2020 mit der positiven Markterklärung des BSI /BSI-01 20/. Eine weitere Bedingung für den Beginn des iMSys-Rollout ist die wirtschaftliche Vertretbarkeit, die nach den jährlichen Brutto-Entgelten aus Abbildung 2-4, sogenannten Preisobergrenzen, bewertet wird. Der Rollout von iMSys ist dann für die folgenden Erzeuger- und Verbrauchergruppen verpflichtend:

- Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh
- Letztverbraucher, die § 14a EnWG nutzen
- Anlagenbetreiber von EE- oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung über 7 kW

Bis zum Jahr 2032 muss bei diesen Pflichteinbaufällen eine Rolloutquote von mindestens 95 % erreicht werden, wobei 10 % bereits innerhalb der ersten drei Jahre (ab Beginn der Markterklärung) umgerüstet werden müssen /BMWI-47 16/.

iMSys setzen sich aus zwei wesentlichen Komponenten zusammen: einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart Meter Gateway (SMGW). Die mME ist ein digitaler Stromzähler, der den bisher eingesetzten Ferraris Zähler ersetzt. Im Vergleich zu diesem kann die mME neben dem Stromverbrauch auch die Nutzungszeit erheben und speichern. Zudem können verschiedene Messwerte über ein Display angezeigt und über eine Schnittstelle zur weiteren Verarbeitung ausgegeben werden. Die Mindestanforderung in Bezug auf die weitere Datenerfassung ist die Zählerstandsgangmessung (Reihe von viertelstündig ermittelten Zählerständen), der Abruf der Ist-Einspeisung von Erzeugungsanlagen und die Messung des Netzzustandes (Strom- und Spannungswerte sowie zugehöriger Phasenwinkel). Das SMGW bildet die Kommunikationseinheit und ermöglicht damit den Versand von Messwerten einer oder mehrerer mME. Zentrale Funktionalitäten des SMGW sind die Erhebung, Zeitstempelung, Verarbeitung, Übermittlung, Speicherung und Löschung von Messwerten sowie zugehöriger Daten. Dabei sind Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität stets gewährleistet. /BMWI-47 16/

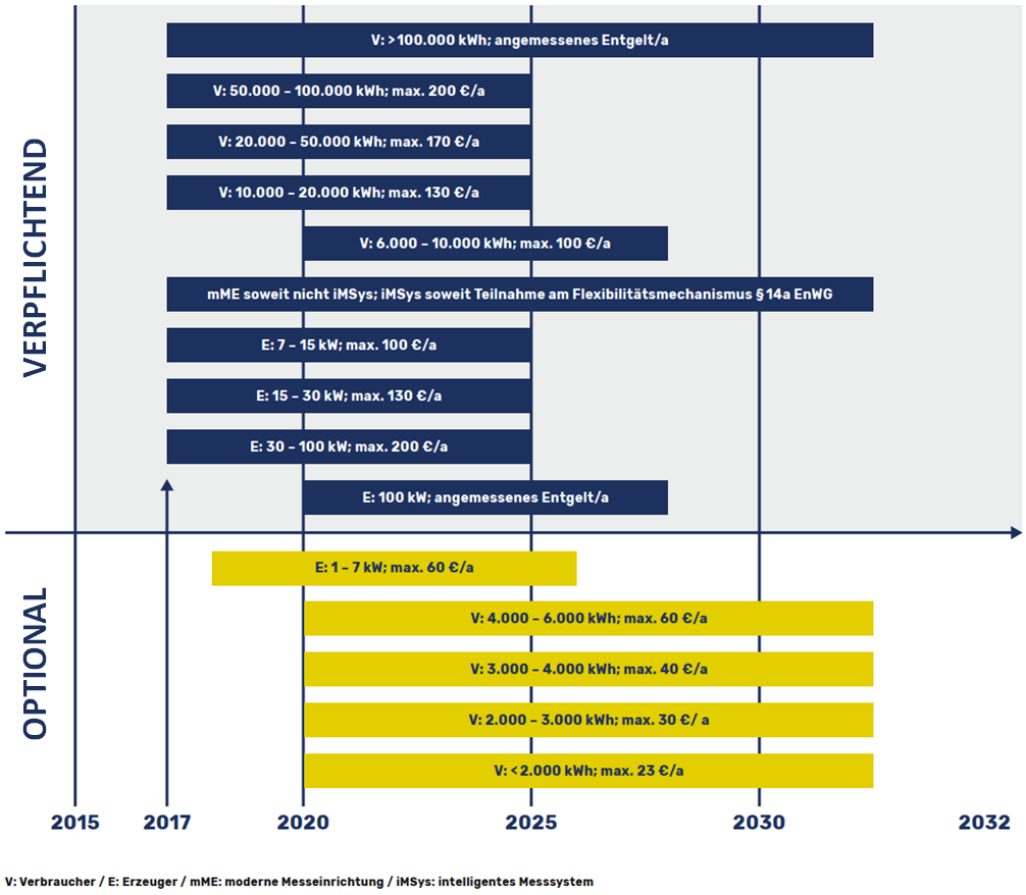


Abbildung 2-4: Zeitplan und Einordnung des Rollouts von iMSys und mME (eigene Darstellung nach /BMWI-47 16/)

Das SMGW stellt mindestens drei Schnittstellen zur Verfügung /BSI-05 19/:

- Local Metrological Network (LMN): Kommunikation der aufgenommenen Messwerte und Netzzustandsdaten der angebundenen mME
- Wide Area Network (WAN): Anbindung externer Marktteilnehmer über einen SMGW-Administrator
- Home Area Network (HAN): Visualisierung von Daten für den Letztverbraucher und Service Techniker sowie Verbindung zu steuerbaren Komponenten (Controllable Local System – CLS)

Der SMGW-Administrator ist für den sicheren Betrieb des iMSys verantwortlich. Dazu gehören die Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, der Betrieb und die Wartung des SMGW. Verantwortlich dafür ist der Messstellenbetreiber oder ein von ihm beauftragter Dritter. /BMWI-47 16/ Abbildung 2-5 zeigt eine schematische Darstellung von Komponenten, Rollen und Schnittstellen der iMSys-Infrastruktur.

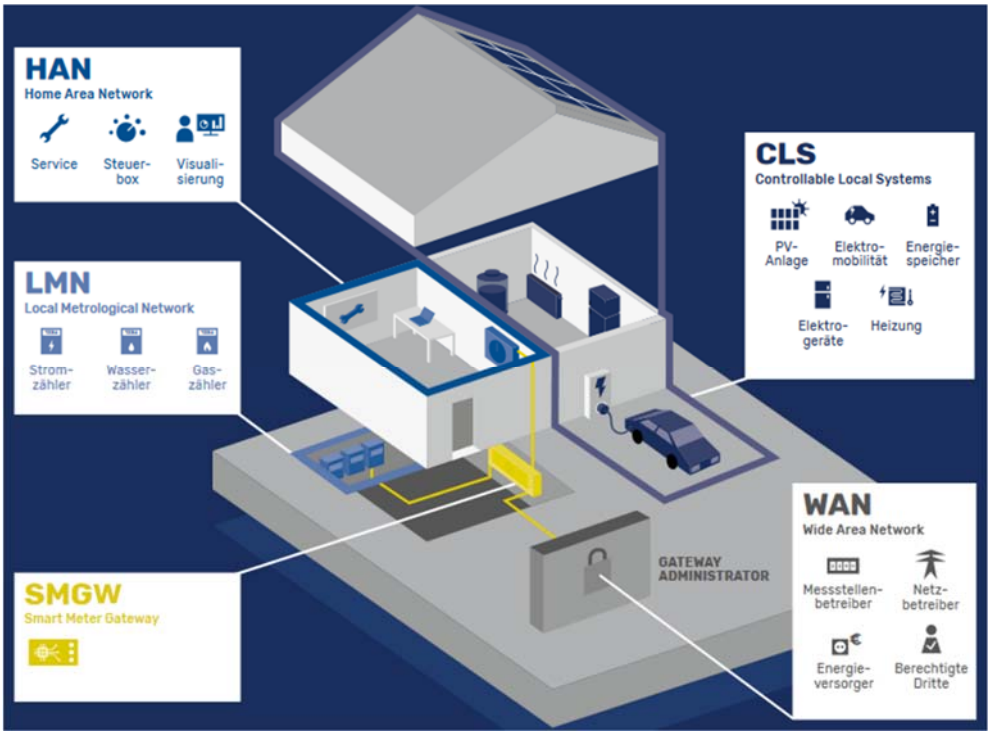


Abbildung 2-5: Komponenten und Rollen der iMSys-Infrastruktur

Die technischen Vorgaben für iMSys und deren sicheren Betrieb sind in den sechs Teilen der technischen Richtlinien TR 03109 des BSI formuliert. Als Anforderung an das SMGW sind im ersten Teil der Richtlinie (TR 03109-1 /BSI-05 19/) sogenannte Anwendungsfälle beschrieben. Dazu zählen Tarifanwendungsfälle (TAF) für die Tarifierung, Bilanzierung und Netzzustandsdatenerhebung sowie Anwendungsfälle für Kommunikationsszenarien über die LMN-, WAN- und HAN-Schnittstelle. /BSI-05 19/ Die TAF sind in Tabelle 2-1 aufgeführt und beschrieben. Die Geräte der ersten Generation werden lediglich die Anwendungsfälle TAF 1, 2, 6 und 7 anbieten /BSI-01 20/. Durch Updates der SMGW sollen nachträglich die weiteren Anwendungsfälle verfügbar sein.

Die Anbindung steuerbarer Komponenten kann direkt erfolgen oder über eine Steuerbox. Die Steuerbox ist notwendig, wenn Anlagen nicht direkt mit dem SMGW kommunizieren können und gewährleistet insbesondere die Möglichkeit der Anbindung von Bestandsanlagen. /FFE-01 18/ Im Rahmen von C/sells wurde ein Steuerbox-Feldversuch durchgeführt, um Aussagen über die Zuverlässigkeit, Latenzzeit und weitere Werte zu erhalten. Näheres zum Steuerbox-Feldversuch ist in Kapitel 6.1.1 zu lesen.

Die iMSys Infrastruktur ermöglicht potenziell neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle. Zum einen können Messwerte erfasst und übertragen werden, wobei insbesondere die hohe zeitliche Auflösung und der direkte, automatisierte Abruf der Messwerte einen Mehrwert bieten. Außerdem können über die Steuerbox bzw. die CLS-Schnittstelle Steuerbefehle übermittelt und Anlagen gesteuert werden. Ein weiterer Mehrwert liegt in den hohen Sicherheitsstandards für die Datenübertragung, wodurch die Infrastruktur für sicherheitsrelevante Dienstleistungen verwendet werden kann. Zudem ist bereits die Entwicklung weiterer Anwendungsfälle vorgesehen, wie z. B. ein TAF 14, der eine höhere zeitliche Auflösung der Messwerte vorsieht /PPC-02 19/.

Tabelle 2-1: Übersicht der Anwendungsfälle für Tarifierung, Bilanzierung und Netzzustandsdaten /BSI-05 19/

	Name	Beschreibung
TAF 1	Datensparsame Tarife	Auslesen von Zählerstand auch als Summe von Verbrauch und Einspeisung mehrerer Zähler (minimale Auflösung: ein Zählerstand pro Monat).
TAF 2	Zeitvariable Tarife	Zeitabhängiger Stromtarif für mehrere Tarifstufen, ähnlich heutigem Hoch-/Nieder-Tarif-System (HT/NT).
TAF 3	Lastvariable Tarife	Leistungsabhängiger Stromtarif für mehrere Laststufen: Die für die jeweilige Stufe zugrunde liegende Leistung kann durch den Istwert oder durch einen Mittelwert bestimmt werden.
TAF 4	Verbrauchsvariable Tarife	Einteilung der verbrauchten Energie in Verbrauchsstufen, wobei jede Stufe ein Mengenkontingent aufweist: Ist das Kontingent einer Stufe überschritten, wird zur nächsthöheren gewechselt.
TAF 5	Ereignisvariable Tarife	Ereignisabhängiger Stromtarif in definierten Tarifstufen: Die Ereignisse können SMGW-intern oder durch einen externen berechtigten Akteur hervorgerufen werden.
TAF 6	Abruf von Messwerten im Bedarfsfall	Für nicht planbare Situationen wie Umzug, Lieferantenwechsel etc. werden für die letzten 6 Wochen tägliche Messwerte vorgehalten.
TAF 7	Zählerstandsgangmessung	Erfassung (im Takt der Registerperiode) und Versendung von Zählerstandsgängen (Verbrauch und Erzeugung).
TAF 8	Erfassung der Extremwerte für Leistung	Min.- bzw. Max.-Leistung im Abrechnungszeitraum wird durch den jeweiligen Leistungsmittelwert je Registereintrag gebildet (Verbrauch und Erzeugung).
TAF 9	Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage	Leistungsabfrage im Rahmen einer Energiemanagementmaßnahme (darf nicht zu Abrechnungszwecken verwendet werden).
TAF 10	Abruf von Netzzustandsdaten	Periodisch oder bei Ereignis (Über- oder Unterschreitung eines Schwellwertes).
TAF 11	Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen & Erzeugungsanlagen	Bei Steuersignal oder weiteren externen Ereignissen werden der Zeitpunkt sowie der aktuelle Zählerstand festgehalten.
TAF 12	Prepaid-Tarif	Es wird eine bestimme Energiemenge bereitgestellt und bei Überschreiten bzw. einem definierten Schwellwert ein Signal an EMT und Kunde generiert.
TAF 13	Letztverbraucher-Visualisierung	Alternative Bereitstellung der Messwerte an der WAN- anstatt der HAN-Schnittstelle für die Visualisierung.

Lessons Learned:

- Der iMSys-Rollout ist auf europäischer Ebene im EU-Binnenmarktpaket Energie 2009/72/EG vorgesehen.
- In Deutschland bildet das GDEW mit dem Messstellenbetriebsgesetz die rechtliche Grundlage.
- Deutschland strebt im europäischen Vergleich die Umsetzung besonders vieler iMSys-Funktionalitäten an.
- Der Einbau von iMSys ist für bestimmte Erzeuger- und Verbrauchergruppen verpflichtend.
- Neben der Aufzeichnung und Speicherung des Verbrauchs bzw. der Erzeugung sowie der Nutzungszeit können über iMSys Messwerte angezeigt und versendet werden.
- iMSys bieten die Möglichkeit der Anbindung und Steuerung steuerbarer Komponenten.
- Gesetzlich vorgesehene Anwendungsfälle werden sukzessive implementiert und erweitert.

2.1.3 Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung

Die Erschließung steuerbarer Anlagen stellt eine Grundvoraussetzung zur Nutzung von Flexibilität dar. Bereits heute ermöglicht der regulatorische Rahmen mit § 14a EnWG die Nutzung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen unter bestimmten Einschränkungen. Der folgende Abschnitt analysiert diese Möglichkeiten und ist größtenteils der Veröffentlichung /FFE-62 19/ entnommen, die im Rahmen des Projekts entstanden ist.

Gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) besteht mit § 14a „Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung“ eine Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber im Gegenzug zur netzdienlichen Steuerung von Verbrauchsanlagen (mit separatem Zählpunkt) eine pauschale Reduktion von Netzentgelten anzubieten. Diese Netzentgeltreduktion kommt insbesondere strombasierten Wärmeerzeugern (Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen) zu Gute, da hierdurch Amortisationszeiten verkürzt und die Anwendungen wirtschaftlicher werden. Abgesehen von Notfallmaßnahmen stellen steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG somit aktuell die einzige Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber dar, um auf Flexibilität zuzugreifen. Dabei wird Letztverbrauchern in der Niederspannung (mit separatem Zählpunkt) ein reduziertes Netzentgelt berechnet, sobald diese im Gegenzug dem Netzbetreiber Anlagen zur netzdienlichen Steuerung zur Verfügung stellen. Neben § 14a EnWG nutzen Verteilnetzbetreiber auch § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung. Dies ist aber vor allem ein Mittel für größere Flexibilitätsoptionen. Dabei ist entscheidend, dass die Jahreshöchstlast erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene abweicht und technische oder vertragliche Grundlagen existieren, welche dies gewährleisten.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur machen ca. 80 % der befragten Netzbetreiber von § 14a EnWG Gebrauch. Insgesamt erhalten so ca. 1.420.000 steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt. Die Regelung wird primär von Nachtspeicherheizungen (69 %) und Wärmepumpen (WP) (22 %) genutzt. Die durchschnittliche Netzentgeltreduktion für steuerbare Anlagen beträgt durchschnittlich 57 % des lokalen Netznutzungsentgeltes (NNE) und damit 3,53 ct/kWh. Da keinerlei Vorgaben für die NNE-Reduktion vorliegen, ist die Standardabweichung der reduzierten NNE recht hoch. So beträgt die höchste Reduktion 83 %, die niedrigste 11 %. /BNETZA-20 18/ Unter der

Annahme typischer Jahresverbräuche[3] dieser Anlagen entstehen so näherungsweise jährlich entgangene Netzentgelterlöse von ca. 550 Mio. €, welche auf die Netzentgelte der übrigen Kunden umgelegt werden.

Heute werden die Anlagen vornehmlich mittels Rundsteuertechnik und Zeitschaltung gesteuert, sodass ein anlagenspezifischer Einsatz nur sehr eingeschränkt möglich ist /BNETZA-26 19/. Durch den Smart Meter Rollout (vgl. Kapitel 2.1.2) wird es jedoch möglich, Anlagen mittels Smart-Meter-Gateway bidirektional anzusteuern und so gezielt Flexibilität zu nutzen /FFE-46 18/. Wie Abbildung 2-6 zeigt, sind die meisten § 14a EnWG Anlagen im Süden Deutschlands angesiedelt. In Bayern und Baden-Württemberg sind ca. 50 % davon installiert, da diese ursprünglich zur Schaffung einer konstanten Nachfrage für die Dauerproduktion von Kernkraftwerken genutzt wurden. /BNETZA-20 18/ Mit dem Kernenergieausstieg, der sich ändernden Netzbelastungssituation, u. a. durch den Zubau von Photovoltaik, elektrischen Wärmeerzeugern und zunehmend Elektrofahrzeugen sowie den Möglichkeiten der anlagenscharfen Ansteuerung, entstehen neue Randbedingungen, die eine Überarbeitung des § 14a EnWG notwendig machen. § 14a EnWG ermächtigt die Bundesregierung in diesem Zusammenhang, die Modalitäten reduzierter Netzentgelte zu konkretisieren und Steuerungshandlungen vertraglich auszugestalten. Die Konkretisierung ist derzeit Teil des politischen Diskurses.

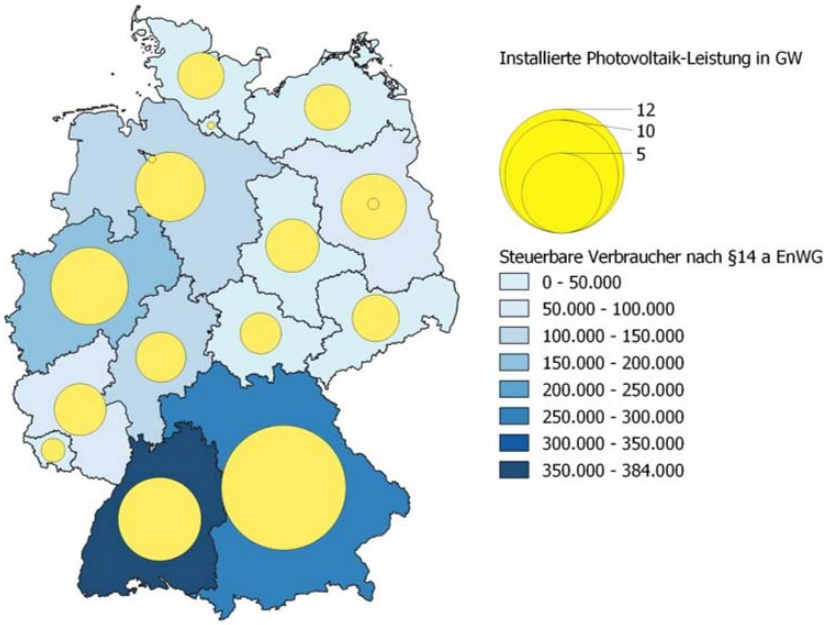


Abbildung 2-6: Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG und installierte Photovoltaik-Leistung je Bundesland /BNETZA-20 18/

[3] Annahmen: Jahresarbeitszahlen und Anteile von Luft- (2,8/52 %) und Erdwärmepumpen (3,5/48 %) nach /ISE-03 10/ und /ISE-07 14/ sowie der mittleren Wärmeerzeugung je Technologie nach /FFE-26 18/

Lessons Learned:

- Mit § 14a EnWG besteht bereits heute die Möglichkeit der netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchsanlagen in der Niederspannung durch den VNB.
- Teilnehmende Letztverbraucher (mit separatem Zählpunkt) in der Niederspannung erhalten eine durchschnittliche Netzentgeltreduktion von 57 % des lokalen Netznutzungsentgeltes (entspricht 3,53 ct/kWh).
- Aktuell ist eine anlagenspezifische Steuerung nur sehr eingeschränkt möglich, was sich allerdings durch den Smart Meter Rollout hin zu einer bidirektionalen Ansteuerung ändern wird.
- Die Überarbeitung und Konkretisierung des § 14a EnWG ist durch eine Verordnungsermächtigung aktuell bereits gefordert und Teil des politischen Diskurses.

2.1.4 Anreizregulierung (ARegV)

Netzbetreiber werden aufgrund ihres natürlichen Monopols vom Staat reguliert. Somit hängt die Wirtschaftlichkeit bestehender als auch neuer Konzepte entscheidend von den Rahmenbedingungen der entsprechenden Regulierung ab. Für Netzbetreiber werden diese Bedingungen, wie bspw. die erlaubte Erlösobergrenze und deren Bestimmung, in der Anreizregulierung (ARegV) definiert. Entsprechend beinhaltet dieser Abschnitt eine zusammenfassende Beschreibung zum Hintergrund der derzeitigen ARegV und einhergehenden Herausforderungen durch die Digitalisierung und Energiewende.

Zum besseren Verständnis der aktuellen Herausforderungen im Kontext der Energienetze ist ein vertieftes Verständnis der Anreizregulierung erforderlich. Kapitel 9.4 des Anhangs beinhaltet eine detaillierte Übersicht zu Begriffen und Funktionsweisen des aktuellen deutschen Regulierungsregimes sowie eine weitergefasste Sammlung aktueller regulatorischer Hürden für die in C/sells relevanten und abgeleitete Forderungen.

2.1.4.1 Hintergrund

Da Netzbetreiber aufgrund ihrer natürlichen Monopolstellung keinen Anreiz haben, Kosten zu optimieren und diese Einsparungen an ihre Kunden weiterzugeben, wurde in Deutschland im Jahr 2009 ein System der Anreizregulierung eingeführt. Dieses wird bis mindestens zum Ende der aktuellen Regulierungsperiode im Jahr 2023 Bestand haben.

Dazu sind die Ziele der deutschen Netzregulierung in § 11 Abs. 1 EnWG geregelt. Sie verpflichten die Betreiber von Energieversorgungsnetzen, ein *„sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“* /ENWG-01 15/

Grundsätzlich beinhaltet dies eine teilweise Entkopplung von Erlös- und Kostenentwicklung sowie eine verbindliche Festlegung der Erlösobergrenze (Revenue-Cap) für die Dauer der Regulierungsperiode (Details sind in der ARegV verankert). Außerdem ist es das Ziel, eine künstliche Form des Wettbewerbs zu schaffen und den Netzbetreibern Anreize für Kostensenkung zu bieten. Da Netzbetreiber ihre Kosten über die Netznutzungsentgelte (NNE) auf die Netzkunden umlegen, sollen diese Kosten langfristig reduziert werden. /BOET-01 14/

Ein wesentliches Ziel der Anreizregulierung ist es daher, Ineffizienzen zu Gunsten der Verbraucher bestmöglich abzubauen. Dabei war in den Jahren, in denen die ARegV entwickelt wurde (ca. 2005 bis 2009) die Versorgungsaufgabe weitestgehend „eingeschwungen“. Das

Energiesystem war zu diesem Zeitpunkt aus physikalischer Sicht keinen größeren Veränderungen ausgesetzt, wodurch sich ein Status Quo entwickelt hatte. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung, Energiewende und Digitalisierung und den noch anstehenden Veränderungen insb. hinsichtlich der Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors ist diese Annahme jedoch nicht mehr zeitgemäß. Die damit verbundenen Herausforderungen des derzeitigen Regulierungsregimes werden nachfolgend dargelegt.

2.1.4.2 Herausforderungen durch die derzeitige Anreizregulierung

Die Analysen zeigen, dass sich die Rolle von Netzbetreibern aufgrund des zunehmenden Koordinationsaufwandes von einer Passiven zu einer Aktiven verändert. Die große Herausforderung für Regulierungsorgane ist es, der Heterogenität der Branche ausreichend Rechnung zu tragen. Während manche Netzbetreiber großen Einspeiseleistungen durch Erzeugungsanlagen Herr werden müssen (insb. Flächennetzbetreiber im Norden und Süden durch Wind und PV) stehen Netzbetreiber in Städten in Zukunft vor steigenden lastbedingten Engpässen u. a. durch die Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors. Netzbetreiber in strukturschwächeren Gebieten stehen wiederum vor Herausforderungen des demographischen Wandels oder der De-Industrialisierung. Diese Beispiele zeigen, dass die Anreizregulierung von 2009 einer Vielzahl an heterogenen und sich im Wandel befindenden Anforderungen und Herausforderungen genügen muss.

Ein moderner Regulierungsrahmen muss hierfür die Ziele der Sicherheit, Umweltfreundlichkeit und Bezahlbarkeit gewährleisten und auf der anderen Seite Netzbetreibern den notwendigen Gestaltungsfreiraum bieten, die individuell beste und effizienteste Lösung zu wählen. Zudem muss der Erhalt und Ausbau der Kerninfrastruktur sichergestellt werden. Dies ist heute nur eingeschränkt gewährleistet, da im Falle von Investitionsentscheidungen aufgrund der regulierten Verzinsung auf eingesetztes Kapital keine Anreize für den Einsatz betrieblicher Maßnahmen bestehen. Dies liegt insbesondere an der Verzinsung von CAPEX (Investitionsausgaben, engl. „capital expenditure"), dem Benchmarking sowie der periodenübergreifenden Kopplung von Kosten und Erlösen (Details siehe Anhang Kapitel 9.4). Die Nutzung von Flexibilität ist daher heute nur sehr eingeschränkt möglich und wirtschaftlich für die Netzbetreiber kaum sinnvoll. Auch innovative Technologien sind aufgrund des nicht differenzierten Eigenkapital-Zinses nur bedingt einsetzbar, da hier oft Eigenheiten bei der Abschreibung bzw. dem Risiko nicht im Regulierungsrahmen berücksichtigt sind.

Grundsätzlich ist daher Handlungsbedarf geboten. Die Möglichkeiten hierfür sind vielfältig. Dabei kann vereinfacht in zwei Handlungsfelder unterschieden werden:

1. Novellierung der Anreizregulierung vor dem Hintergrund der heterogenen Herausforderungen und Anforderungen mit höherem Detailgrad und steigender Komplexität des Regulierungsrahmens. Dabei müssen die identifizierten Handlungsfelder (vgl. Anhang Abschnitt 9.4) realisiert und die Anreizregulierung regelmäßig auf sich verändernde Rahmenfaktoren angepasst werden.

2. Entwicklung eines neuen Systems der Regulierung, welches den Netzbetreibern mehr Freiheiten des individuellen Wirtschaftens lässt und so gewährleistet, dass die aus technisch- und volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollsten Maßnahmen bei der Entwicklung der Netze gewählt werden und dabei die Ziele der Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und Sicherheit eingehalten werden. Der Regulator sollte hier

übergeordnete, messbare Ziele vorgeben und Parität der Lösungsoptionen gewährleisten.

Ein Beispiel für einen zur bestehenden ARegV alternativen Regulierungsansatz ist die Yardstick-Regulierung (YR), wie im folgenden Exkurs 2.1.5 dargelegt.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzbetreiber wirken sich in weiterer Folge auch auf die Höhe der Netzentgelte für Letztverbraucher im jeweiligen Netzgebiet aus. Sie sind neben diversen weiteren Parametern Bestandteil der Strompreise und werden mittels einer festgelegten Netzentgeltsystematik bestimmt. Angelehnt an das energiepolitische Zieldreieck soll die derzeitige Systematik entsprechend zukünftiger Bedingungen im Energiesystem reformiert werden. /CDU-01 18/ Exkurs 2.1.6 legt die Ergebnisse einer Beleuchtung derzeitiger Strompreisbestandteile, variable Tarife und Potenziale zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik als Teil des Projektes dar.

2.1.5 Exkurs: Evaluierung alternativer Anreizregulierungsansätze

Weiterführende Analysen

Motivation und Problemstellung des Arbeitspakets:

Die derzeitige Anreizregulierung ist nicht darauf ausgelegt, betriebskostenlastige Maßnahmen wie FlexPlattformen in großem Umfang zu begünstigen. Wie in Abschnitt 2.1.4 dargelegt liegt dies insbesondere an der derzeitigen Struktur der ARegV, wie der hohen Verzinsung von CAPEX, dem derzeitigen Benchmarking-Modell sowie der periodenübergreifenden Kopplung von Kosten und Erlösen. Aus diesem Grund wurde im Rahmen von C/sells die sogenannte „Yardstick-Regulierung" (YR) mit der ARegV verglichen. Die YR ist eine Sonderform der Anreizregulierung. und ist bspw. in verschiedenen Ausführungen und unterschiedlichen Grundvoraussetzungen in den Niederlanden, Italien oder auch Norwegen im Einsatz. Informationen zu Grundlagen der YR befinden sich im Anhang Abschnitt 9.5.10.3

Als Parameter zur vergleichenden Analyse wurden bei Netzbetreibern zu erwartende Maßnahmen (z.B. Flexibilität, intelligente Netzbetriebsmittel, Netzausbau) in Expertengesprächen identifiziert. Der methodische Vergleich erfolgte auf Basis von Optimierungsgleichungen für beide Regulierungsverfahren. Darüber hinaus wurde anhand verfügbarer Daten überprüft, ob eine YR in Deutschland möglich ist.

Die wichtigsten Kernergebnisse:

- Die YR kommt einem Wettbewerb deutlich näher als andere Regulierungssysteme.
- In einer YR werden Kosten und Erlöse auch periodenübergreifend entkoppelt, indem statt der individuellen Kosten des einzelnen Netzbetreibers die Kosten strukturell vergleichbarer Netzbetreiber herangezogen werden.
- Dies führt zu mehr Freiheiten bei wirtschaftlichen Entscheidungen im Netzbetrieb und begünstigt keine Investitions- bzw. Betriebskosten (CAPEX/OPEX) mehr.
- Der Vergleich von ARegV und YR zeigt, dass die YR aus Sicht von Innovation und FlexPlattformen mehr Anreize bietet und sinnvoller für Maßnahmen mit größerem Betriebskostenanteil ist. Dies beinhaltet auch die generelle Digitalisierung von Netzbetreibern. Diese Auswertung wurde auf Basis der Expertenbefragung durchgeführt.
- Die YR kann im Gegensatz zur ARegV in Ausnahmefällen jedoch auch zu Insolvenzen führen (Wettbewerbsgedanke).
- Die Grundvoraussetzung für eine YR ist entsprechend die strukturelle Vergleichbarkeit von Netzbetreibern.
- Effizienzwerte müssen relativ ausgeglichen sein, um Insolvenzen oder Nachteile zu vermeiden. Eine Analyse der Effizienzwerte aus den Transparenz-Daten der BNetzA zeigt, dass dies in Deutschland der Fall ist (siehe Abbildung 2-7).

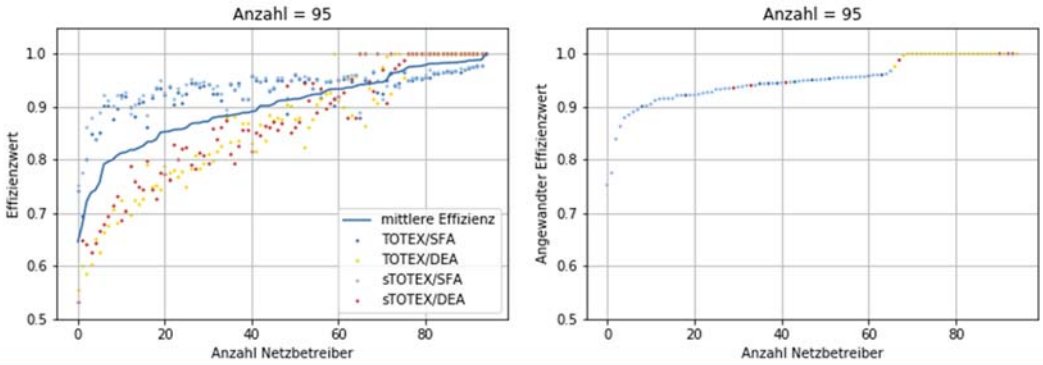


Abbildung 2-7: Effizienzwerte (links) und angewandte Effizienzwerte (rechts) deutscher Netzbetreiber

- Nur wenige Netzbetreiber weisen im „best-of-four"-Verfahren Effizienzwerte unter 90 % auf (Abbildung 2-7 rechts). Verschiedene Verfahren führen jedoch insbesondere bei Netzbetreibern mit geringerer Effizienz zu starken Spreads zwischen den Verfahren (Abbildung 2-7 links).
- Die Analyse struktureller Vergleichbarkeit gestaltet sich schwierig, da weder Kosten- noch Strukturparameter zu Netzbetreibern veröffentlicht werden. Während Letztere durch verfügbare Daten approximiert werden können, sind Kostendaten nicht vorhanden. Eine Normierung ist entsprechend nicht möglich. Unter diesen Voraussetzungen sind wenige, sehr große Netzbetreiber nur eingeschränkt vergleichbar.

Eine ausführliche Beschreibung der behandelten Thematik zur ARegV und YR findet sich im Anhang Kapitel 9.4

2.1.6 Exkurs: Strompreisbestandteile, variable Tarife und Potenziale zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Weiterführende Analysen

Motivation und Problemstellung des Arbeitspakets:

Im Koalitionsvertrag zur 19. Legislaturperiode der deutschen Bundesregierung ist geregelt, dass die Energiewende zum Treiber für Energieeffizienz, Modernisierung, Innovation und Digitalisierung im Strom-, Wärme-, Landwirtschafts- und Verkehrssektor werden soll. Hierbei ist die Versorgungssicherheit eine feststehende Rahmenbedingung. Als zentrale Orientierung bleibt das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, verlässlicher Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit bestehen. Ziel der Bundesregierung ist es, mit einer Reform der Netzentgelte die Kosten verursachergerecht und unter angemessener Berücksichtigung der Netzdienlichkeit zu verteilen. Ferner soll bei Stromverbrauchern unter Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit mehr Flexibilität ermöglicht werden. /CDU-01 18/ Im Zuge des Projektes erfolgt eine Analyse derzeitiger Strompreise und deren Bestandteile. Nach einer Darlegung bestehender Regelungen werden Verbesserungsvorschlage eingeordnet und systematisch analysiert.

Die wichtigsten Kernergebnisse:

- Der Strompreis besteht aus unterschiedlichen Komponenten.
- Der Strompreis unterscheidet sich für die unterschiedlichen Letztverbraucher.
- Die Netzentgelte sind Objekt ständiger Weiterentwicklungen.
- Für Großverbraucher existieren eigene Regelungen in den Netzentgelten.
- Die Verbesserungsvorschläge wurden systematisch bewertet und können demnach nach sieben definierten Faktoren untersucht werden: verursachergerechtere Kostentragung,

Umstellungsaufwand, Fehlsteuerungen, Flexibilisierung von Letztverbrauchern, netzdienliches Verhalten wird angereizt, und individuellere Netzentgelten.

In folgenden **Veröffentlichungen** befinden sich detaillierte Aussagen zu der Thematik:

- Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen – Impuls: /AGORA-06 19/
- Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität: /BNETZA-40 15/
- Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende: /ISI-04 18/
- Positionspapier zu Regulatorischen Änderungen - Das Kopernikus-Projekt SynErgie: /SKP-01 19/
- Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte - Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik - Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten: /DENA-09 18/

Eine ausführliche Beschreibung der Inhalte findet sich im Anhang Kapitel 9.5.1.

2.1.7 Einordnung der SINTEG-Verordnung

Als ein definiertes Ziel des SINTEG-Programms sollen Erfahrungen für die zukünftige Weiterentwicklung des Rechtsrahmens gesammelt werden. Hierfür hat die Bundesregierung die „Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-Verordnung bzw. SINTEG-V)“ /BRD-03 19/ eingeführt. Ziel ist es, den Schaufenstern „Experimentieroptionen“ zu ermöglichen, indem die derzeit bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen für die Projekttätigkeiten angepasst werden. Diese gelten für den Zeitraum des Förderprogramms von Juni 2017 bis Juni 2022. Nach Ende der Gültigkeit der SINTEG-V erfolgt auf Grundlage der Handlungsempfehlungen aus den SINTEG-Schaufenstern eine Weiterentwicklung des derzeit bestehenden regulatorischen Rahmens.

2.1.7.1 Hintergrund & Motivation

Hintergrund für die Notwendigkeit der Verordnung ist, dass der derzeit gültige Rechtsrahmen auf das heutige System mit einem Anteil von ca. 30 % EE-Stromerzeugung angepasst ist, während in den SINTEG-Schaufenstern Systeme mit bis zu 100 % EE-Stromerzeugung erprobt werden. Der Anwendungsbereich der SINTEG-V zielt darauf ab, den Schaufenstern die Erprobung neuer Technologien, Prozesse oder auch Geschäftsmodelle unter gegenüber heute veränderten Gegebenheiten, in einem digitalen und dezentralen Energiesystem ohne wirtschaftliche Nachteile zu ermöglichen. Damit wird verhindert, dass für Letztverbraucher oder Betreiber von Anlagen zur Erzeugung, Speicherung bzw. Umwandlung elektrischer Energie im Rahmen der Projekttätigkeit Nachteile entstehen. Beispielsweise könnten sich die Netzentgelte erhöhen, Netzentgeltaufschläge entstehen oder Umlagen der Netzbetreiber anfallen. Neben wirtschaftlichen Nachteilen sollen aus einer Teilnahme an den Projekttätigkeiten auch keine Vorteile erwachsen, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Die SINTEG-V soll somit sicherstellen, dass Erkenntnisse für das zukünftige Energiesystem erlangt werden können und im Anschluss entsprechende Abrechnungsprozesse zur Rückerstattung entstandener Kosten sowie zum Ausgleich von Mehrkosten gewährleistet sind. Schlussendlich sollen durch die geschaffenen

Rahmenbedingungen Innovationen schneller von der konzeptionellen Phase in die praktische Erprobung übergehen und schließlich in den Markt gelangen. /BRD-03 19/

2.1.7.2 Erfahrungen zum Einsatz der SINTEG-V aus C/sells

Die Einhaltung der SINTEG-V gilt im Rahmen der Feldversuche als Voraussetzung. Mit Zuwendungsempfängern, assoziierten Partnern oder Unterauftragnehmern ist demnach der Abschluss eines Vertrags notwendig. In C/sells erfolgt der Einsatz der SINTEG-V im Feldversuch der OTH Regensburg bei den Kreiswerken Cham, in dem der flexible Einsatz von Trinkwasserpumpen untersucht wird. Die Kreiswerke bezahlen ihren Energieversorger nach einem Leistungstarif, weshalb die maximale Leistungsspitze im Jahresverlauf möglichst minimiert werden soll. Ziel des Feldversuchs ist jedoch das Gegenteil, nämlich eine hohe Leistungsspitze in Zeiten von hoher Einspeisung. /FFE-106 19/ Durch den Einsatz der SINTEG-V können die dadurch entstehenden wirtschaftlichen Nachteile ausgeglichen werden, indem die aufgrund des Feldversuchs erhöhten Netzentgelte rückerstattet werden. Aus praktischer Erfahrung erweist sich die Erstattung wirtschaftlicher Nachteile für Verbraucher als kompliziert. Grund dafür ist, dass ursprünglich anfallende Netzentgelte (ohne veränderte Rahmenbedingungen durch die SINTEG-V) ex-ante nicht zu ermitteln sind. Dabei können weder Abweichungen der Jahreshöchstleistung, der Entnahmeleistung innerhalb eines Hochlastzeitfensters, noch der Entnahmeleistung bei der Bestimmung der Benutzungsstunden berücksichtigt werden.

Aus dem praktischen Anwendungsfall des Feldversuchs in Cham werden einige Einschränkungen der Verordnung ersichtlich. Die SINTEG-V gilt z. B. nur, wenn die Strompreise Null oder negativ sind oder wenn in dem betroffenen Netzgebiet Netzengpassmaßnahmen durch den Netzbetreiber durchgeführt werden. Letzteres ist im Netzgebiet der Demozelle derzeit nicht der Fall. Eine weitere Einschränkung ist, dass die SINTEG-V nur von Partnern, assoziierten Partnern oder Unterauftragnehmern genutzt werden darf. Private Verbraucher mit Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen fallen nicht darunter – das betrifft z. B. die C/sells-Feldversuche in Altdorf oder München. Außerdem geht mit der Umsetzung ein gewisser bürokratischer Aufwand einher. Beispielsweise erwies sich im Feldversuch in Cham v. a. für die Abfrage der Informationen, die für die Anwendung der SINTEG-V notwendig sind, als Herausforderung. Grund dafür ist, dass die entsprechenden Prozesse für die Umsetzung der Anforderungen bei den Marktakteuren unbekannt sind.

Zusammenfassend wird durch die verabschiedete SINTEG-V vom Gesetzgeber ein rechtlicher Rahmen zur Erprobung von Innovationen geschaffen. Aufgrund diverser definierter Anforderungen zum Einsatz der Verordnung wird die Verordnung jedoch in den meisten C/sells-Demonstrationsprojekte, u.a. im Feldversuch in Altdorf, nicht angewandt.

Lessons Learned:

- Die SINTEG-V stellt den rechtlichen Rahmen für die SINTEG-Projekte dar und ist auf die Projektlaufzeit begrenzt (Juni 2017 – Juni 2022).
- Durch die Verordnung wird sichergestellt, dass für Teilnehmer keine wirtschaftlichen Vor- oder Nachteile durch die Projekttätigkeit entstehen (z. B. in Form erhöhter Netzentgelte).
- Im Rahmen von C/sells wird die Verordnung im Feldversuch der OTH Regensburg eingesetzt, um Mehrkosten infolge erhöhter Leistungsspitzen durch die Zuschaltung von Trinkwasserpumpen zu Zeiten hoher Einspeisung zu erstatten.

- Beschränkungen der Umsetzung ergeben sich durch definierte Anforderungen der Verordnung, wie Voraussetzungen im Netzgebiet (z. B. EinsMan-Maßnahmen, negative Strompreise) sowie zugelassene Nutzer der Verordnung (Projektpartner, assoziierte Partner sowie Unterauftragnehmer).
- Für C/sells-Projekte wie dem Altdorfer Flexmarkt ist eine Anwendung der SINTEG-V nicht zielführend, da private Verbraucher nicht entschädigt werden können.

Die beschriebenen regulatorischen Rahmenbedingungen müssen im Zuge der Transformation des Energiesystems angepasst werden. Es zeigt sich, dass die in diesem Kapitel beschriebenen aktuellen Möglichkeiten zum Einsatz von Flexibilität gemäß den derzeitigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beschränkt sind. Dies ist der Grund, weshalb neue Ansätze zur Erschließung dezentraler Flexibilität intensiv diskutiert werden (vgl. Kapitel 4 bzw. /BMWI-09 18/ und /BET-01 19/).

Neben den analysierten regulatorischen Aspekten und der Erschließungskonzepte für dezentrale Flexibilität sind methodische Herangehensweisen für die Projektentwicklung, speziell im Bereich der Digitalisierung im Energiesystem, relevant für das Projektvorhaben. Diese werden im folgenden Kapitel 2.2 beleuchtet. Aufgezeigte Herangehensweisen und zu beachtende theoretische Hintergründe fließen in die weitere Projektarbeit als methodisches Werkzeug ein.

2.2 Werkzeuge für Reallabore: Use Case Methodik mit SGAM

Der folgende Abschnitt ist größtenteils den Veröffentlichungen /FFE-08 20/, /FFE-63 19/ und /FFE-33 18/ entnommen, welche im Rahmen des Projekts entstanden ist.

Im Zuge des Mandats M/490 der Europäischen Kommission und der Europäischen Freihandelsassoziation wurde ein Rahmenwerk für die kontinuierliche Weiterentwicklung der relevanten Normen und Standards im Smart-Grid Umfeld entwickelt. /HOPPE-01 15/ Die in dem Rahmenwerk vorgeschlagene Herangehensweise ist Objekt ständiger Weiterentwicklung und hilft, Digitalisierungsprojekte zu strukturieren. Die Interoperabilität der entwickelten Systeme wird somit erleichtert, indem die Entwicklungen koordiniert werden.

Ziel der entwickelten Lösungen ist, dass der Anwendungsbereich der Lösungen erweitert werden kann. Dies ist notwendig, um Lösungen in der Energiewirtschaft skalieren zu können. Hierzu ist es elementar, Wissen aufzubauen und die Lösungen verständlich abzubilden. Eine strukturierte Herangehensweise und visuelle Darstellung ist dabei wichtig. Diese Strukturierung kann von der Use Case Methodik in Kombination mit einem Architekturmodell übernommen werden. Die methodische Vorgehensweise, um die Use Case Methodik im Projekt C/sells zu etablieren, wird nachfolgend dargestellt.

Zunächst sind folgende Definitionen relevant:

- **Methode:** Eine Methode ist als eine planmäßige, personen- und sachgerechte Verfahrensweise definiert, um ein Ziel sicher und ohne vermeidbaren Verschleiß von Kräften und Mitteln zu erreichen. /LAT-01 62/
- **Modelle:** Modelle unterstützen als Teil einer Methode bei der Visualisierung sowie dem Aufzeigen von Zusammenhängen, Lücken und Widersprüchen. /IFW-01 03/, /GRÄ-01 07/ In /JAC-01 13/ werden hierzu die Modell-Grundsätze Richtigkeit,

Relevanz, Wirtschaftlichkeit, Klarheit, Vergleichbarkeit und systematischer Aufbau vorgestellt.

- **Use Case:** Unter einem Use Case (Anwendungsfall) wird eine Spezifikation einer Menge von Aktionen, welche von einem System durchgeführt werden und ein beobachtbares Ergebnis erbringen, verstanden. /DKE-01 17/ Die Verfahrensweise im Use Case wird als Use Case Methodik bezeichnet.

Ein Typ von Modellen ist das Architekturmodell. Im Smart-Grid Umfeld ist hierzu das Smart Grid Architecture Model (SGAM) weit verbreitet (siehe Abbildung 2-8). Es ist unter anderem in /CENE 01 12/ beschrieben und wurde von der Smart Grid Coordination Group im Mandat M/490 der Europäischen Kommission entwickelt. /EC-03 11/ SGAM ist ein Referenzmodell zur Visualisierung und Analyse von Smart Grid Anwendungsfällen in einer technologienneutralen Weise. Darüber hinaus wird der Vergleich verschiedener Ansätze für Smart-Grid Lösungen unterstützt. So können Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen verschiedenen Paradigmen, Roadmaps und Standpunkten identifiziert werden. /CENE-02 14/ Wie in Abbildung 2-8 dargestellt, besteht SGAM aus drei Achsen mit folgenden Elementen:

- **Layer**, welche Sichten auf den Use Case beschreiben,
- **Domains**, welche die physische Unterteilung der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette beschreiben,
- **Zonen**, in welchen die Steuerung des elektrischen Prozesses unterteilt ist.

Als Referenzmodell ist SGAM so konzipiert, dass es für den spezifischen Anwendungsfall weiterentwickelt werden kann. Weitere Beispiele für ähnliche Darstellungsformen für andere Betrachtungsräume sind die Architekturmodelle Home and Building Architecture Model (HBAM) und das Electric Mobility Architecture Model (EMAM). Wie in diesen Architekturmodellen können in einer Anwendung von SGAM auch Domains und Zonen angepasst werden. Ferner ist es möglich, einzelne Domains, wie in /CENE 04 12/ dargestellt, spezifischer zu unterteilen.

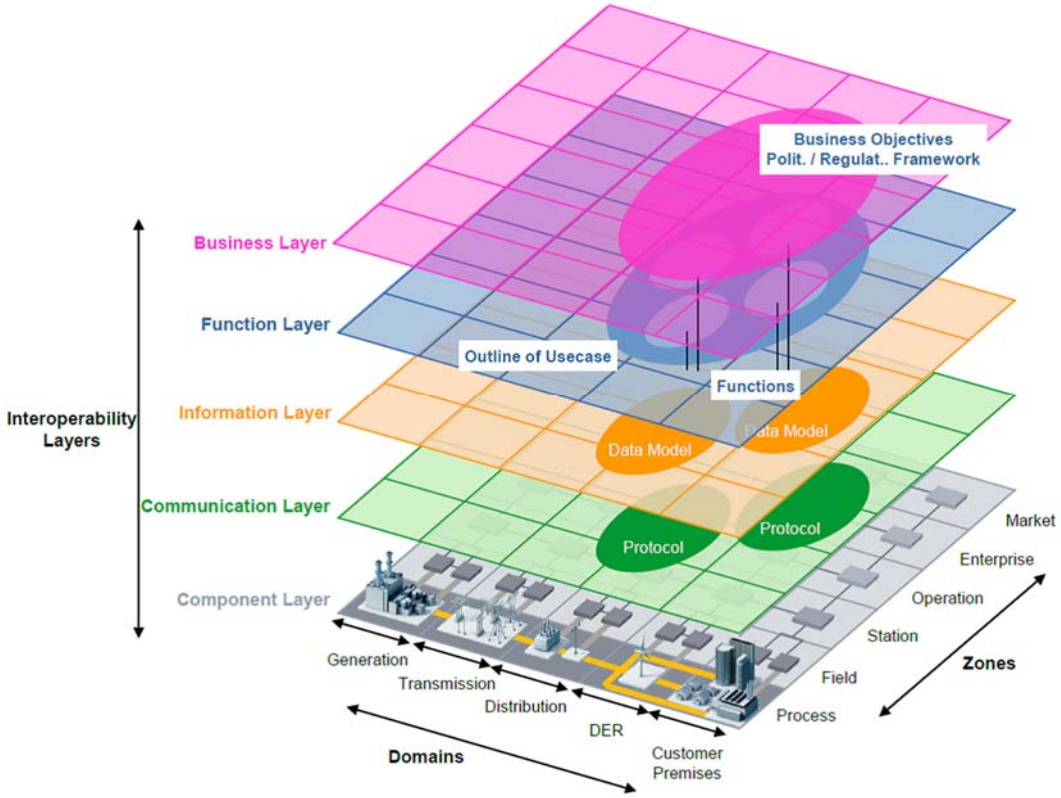


Abbildung 2-8: Smart Grid Architecture Model (SGAM) /CENE 01 12/

In C/sells dient die Use Case Methodik dem Zweck, die im Projekt entwickelten Use Cases einheitlich zu beschreiben und ein gemeinsames Verständnis zu entwickeln. So kann eine gemeinsame Diskussionsgrundlage geschaffen werden, welche den Austausch zwischen den Projektbeteiligten verbessert und schlussendlich eine bessere und einheitliche Dokumentation der Ergebnisse ermöglicht. Hierzu ist es wichtig, dass die Use Case Methodik für die Projektbeteiligten schnell und einfach zu verstehen ist. Die u. a. von der FfE entwickelten Anwendungshilfen sind ein Angebot an Bearbeiter einzelner Use Cases, die Einstiegshürde zu reduzieren und die Use Case Methodik in C/sells anzuwenden. /FFE-07 20/, /FFE-51 20/ Für das Projektkonsortium wird hierzu die komplexe und umfangreiche Use Case Methodik und SGAM auf das Wesentliche komprimiert.

Der in der Use Case Methodik vorgeschlagene Weg ist hierbei kein Selbstzweck, sondern ermöglicht es, systematisch den Use Case zwischen Beteiligten mit unterschiedlichsten Hintergründen weiterzuentwickeln. Hierzu wird auf eine Vielzahl von Modellen zurückgegriffen, welche es ermöglichen, sukzessive den Erkenntnisgewinn zu steigern und systematisch auf Problembereiche hinzuweisen. Dieses modellpluralistische Vorgehen ist nötig, weil in einem Modell jeweils Teilbereiche hervorgehoben und andere weggelassen werden. Analog zu einer Landkarte, in welcher politische, geologische, verkehrstechnische oder demographische Informationen dargestellt werden. Die Kombination der verschiedenen Karten ermöglicht es so, den Gesamteindruck der dargestellten Region zu verbessern. In einer Landkarte, in welcher alle Teilbereiche beinhaltet sind, übersteigt die Anzahl an Informationen das optisch erfassbare Bild und der Gesamteindruck verbessert sich nicht. Analog hierzu bieten Modelle verschiedene Sichten auf die betrachtete Thematik. Die Kombination der Sichten ermöglicht es, ein objektives Bild des Use Cases zu erlangen. /FAL-01 18/, /GRÄ-01 07/

Die Use Case Methodik in C/sells basiert auf drei Hauptschritten (siehe Abbildung 2-9). Im ersten Schritt stehen betriebswirtschaftliche Anwendungsfälle mit unternehmensinternen

Prozessen im Vordergrund. Kernbestandteil sind Aufgaben und Verantwortlichkeiten zur Ausübung betriebswirtschaftlicher Prozesse. Im zweiten Schritt werden die Tätigkeiten in ein Umfeld und auf ein für die Funktionen notwendiges System eingeordnet. Dies ist wichtig, um später in der Entwicklung die Schnittstellen zu anderen Akteuren und Systemen zu definieren und Interoperabilität zu gewährleisten. Zusätzlich werden die einzelnen Prozesse und Systeme detaillierter beschrieben. Der dritte Schritt dient der detaillierteren Beschreibung spezieller Abläufe für den eigenen Use Case. Definitionen der in Abbildung 2-9 angeführten Modelle sind in /FAL-01 18/ dargelegt.

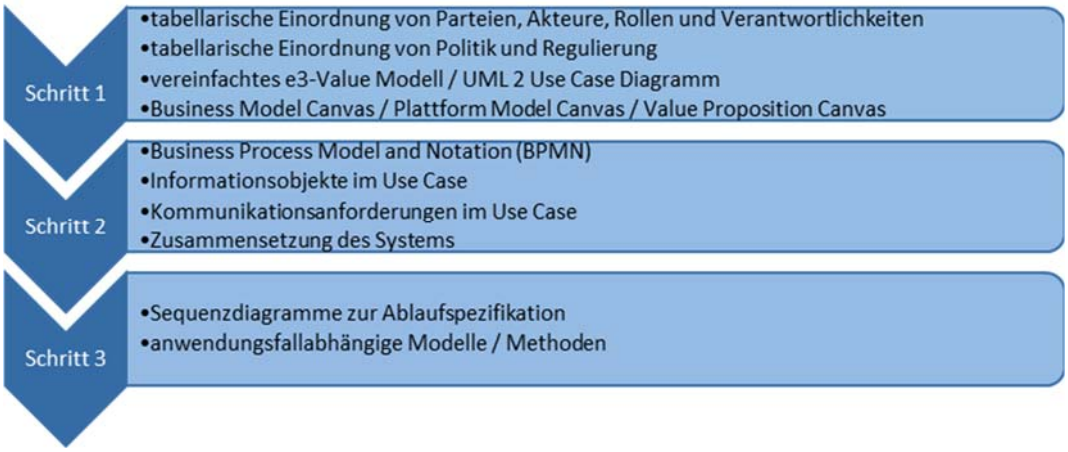


Abbildung 2-9: Use Case Methodik in C/sells

Die Haupterkenntnisse zur Use Case Methodik und dem Architekturmodell SGAM sowie deren Anwendung im Kontext von C/sells sind nachfolgend zusammengefasst.

Lessons Learned:

- Um die Ergebnisse der Use Case Betrachtung übersichtlich abzubilden und in die Energiewirtschaft einzuordnen, dienen Architekturmodelle.
- Die Use Case Methodik und das Architekturmodell SGAM bilden in C/sells eine Symbiose. Die Use Case Methodik wird genutzt, um den Use Case weiterzuentwickeln und verständlich einzuordnen. Die abschließende Visualisierung wird mit dem Architekturmodell SGAM durchgeführt.
- Mit der Use Case Methodik ist es möglich, eine einheitliche und verständliche Diskussionsgrundlage in der Use Case Entwicklung im Projektteam und dem Konsortium zur Verfügung zu stellen. Die Strukturierung der Methodik ermöglicht es, effizienter und effektiver Konzepte für Use Cases zu entwerfen und auszuarbeiten.
- Die Zuordnung greifbarer Modelle mit abgegrenzten Zielen und Inhalten vereinfacht die sukzessive Weiterentwicklung auch im Rahmen von Workshops. Zudem wird durch das strukturierte Vorgehen und die einheitlichen Methoden ein schnelles Verständnis für Unterschiede und Gemeinsamkeiten verschiedener Use Cases geschaffen.
- Der modellpluralistische Ansatz der Use Case Methodik ermöglicht es, verschiedene Sichtweisen auf den Use Case einzunehmen, wodurch dessen Abbildung optimiert und es dem Betrachter ermöglicht wird, spezifische Informationen zu erhalten.
- Dies bietet die Grundlage für interoperable, zueinander passende Bausteine für eine intelligente Energieversorgung. So können die Entwicklungen in den C/sells Demozellen zu Musterlösungen der Energiezukunft werden.

2.3 Fazit zu analysierten Rahmenbedingungen

Durch die Untersuchung der Rahmenbedingungen in Kapitel 2 konnten für die weitere Projektarbeit relevante Rahmenbedingungen aufgezeigt und im Kontext der Projektinhalte vertiefend beleuchtet werden.

- Die Analysen zum **rechtlich-regulatorischen Rahmen in Kapitel 2.1** ergaben folgende Kernergebnisse:
    - **Auf europäisches Gesetzesebene** zeigten sich definierte Verordnungen und Richtlinien des EU-Winterpakets („Clean Energy Package") als relevant. Dazu zählen Rahmenbedingungen zum zukünftigen Strommarktdesign, Marktprozessen und–akteuren sowie der Koordination und Zusammenarbeit der Netzbetreiber. Eine Umsetzung der definierten Richtlinien ist bis 31.12.2020 (Strommarkt-RL) sowie bis 30.06.2021 (EE-RL) auf nationaler Ebene erforderlich. Zudem ist der iMSys-Rollout auf europäischer Ebene im EU-Binnenmarktpaket Energie 2009/72/EG vorgesehen.
    - **Relevante rechtliche Grundlagen in Deutschland** bilden das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende zusammen mit dem Messstellenbetriebsgesetz. Bezogen auf den iMSys-Rollout sind vergleichsweise viele Funktionen vorgesehen. Der Einbau ist für definierte Erzeuger- und Verbrauchergruppen verpflichtend und wird sukzessive vorgenommen.
    - Für Netzbetreiber besteht derzeit die Möglichkeit, **Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG** in der Niederspannung netzdienlich einzusetzen. Dabei wird Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt berechnet, sobald diese im Gegenzug dem Netzbetreiber Anlagen zur netzdienlichen Steuerung zur Verfügung stellen.
    - Bei der **Regulierung der Netzbetreiber** besteht grundsätzlich Handlungsbedarf, um Anreize für innovative Technologien und Prozesse zu setzen. Innerhalb einer Vielzahl von Möglichkeiten wird in Kapitel 2 zum einen auf eine Novellierung der bestehenden Anreizregulierung sowie die Entwicklung eines neuen Regulierungssystems eingegangen. Für Letzteres wird in Exkurs 2.1.5 das Beispiel der Yardstick-Regulierung dargelegt.
    - Die **im Zuge des Förderprogramms verabschiedete SINTEG-V** stellt sicher, dass für Teilnehmer keine wirtschaftlichen Vor- oder Nachteile durch deren Projekttätigkeit entstehen. Im Rahmen von C/sells wird die Verordnung im Feldversuch der OTH Regensburg eingesetzt. Durch definierte Anforderungen der Verordnung findet die SINTEG-V in den weiteren C/sells-Projekten wie dem Altdorfer Flexmarkt keine Anwendung

- Die **Analyse der methodischen Herangehensweisen in Kapitel 2.2** für Projekte im Bereich intelligenter Energiesysteme fokussiert sich auf das Werkzeug der Use Case Methodik im Kombination mit dem Smart Grid Architecture Model (SGAM). In C/sells wird die Use Case Methodik in drei Hauptschritten angewandt:
    - Analyse von betriebswirtschaftlichen Anwendungsfällen mit unternehmensinternen Prozessen
    - Einordnung und Beschreibung der Tätigkeiten, Prozesse und Systeme
    - Beschreibung spezieller Abläufe für den eigenen Use Case

Aus den Analysen geht die Use Case Methodik als einheitliche und verständliche Diskussionsgrundlage in der Entwicklung von Anwendungsfällen hervor. Die Strukturierung der Methodik ermöglicht u. a. effizienter und effektiver Konzepte für Use Cases zu entwerfen, greifbare Modelle mit abgegrenzten Zielen und Inhalten zuzuordnen und ein schnelles Verständnis für Unterschiede und Gemeinsamkeiten verschiedener Use Cases zu schaffen. Die Anwendung der Methodik kann schlussendlich dazu beitragen, die Inhalte der C/sells Demozellen für die Entwicklung von Musterlösungen der Energiezukunft zu verarbeiten. Die Methodik wird im Zuge der weiteren Projektarbeit dem Konsortium zur Verfügung gestellt.

3 Flexibilität und vorhandenes Potenzial

Flexible Erzeuger und Verbraucher können eingesetzt werden, um die in Kapitel 1 beschriebenen Herausforderungen durch die zunehmende Elektrifizierung sowie den Ausbau dezentraler Energieerzeugungsanlagen zu bewältigen. Der netzdienliche Einsatz flexibler Anlagen bietet die Möglichkeit, Netzengpässe zu lösen. In diesem Kapitel werden zunächst relevante Begriffe im Kontext der Flexibilität definiert. Anschließend wird erläutert, wie im Projekt der Flexibilitätsbestand in Deutschland sowie dessen Potenzial und Verortung ermittelt werden. Dabei werden für bestimmte flexible Anlagen das Potenzial der Lastverschiebung sowie Anlagenstammdaten zur Bereitstellung eines erweiterten Anlagenregisters auf Gemeindeebene bestimmt. Außerdem werden verschiedene Integrationsmechanismen, wie Betreiber-, Anreiz und Marktmodelle zur Erschließung von Flexibilität beschrieben und analysiert.

3.1 Vom „Abnehmer" zum „Flexumer"

Wie in Kapitel 1 dargelegt zieht die Transformation von zentralen Versorgungsstrukturen hin zu einem erneuerbaren und dezentralen Energiesystem nicht nur eine umfassende Neustrukturierung des Energiesystems sondern auch eine Reorganisation der Energiewirtschaft nach sich. So wandelt sich die Rolle der Stromkunden zunehmend. Im letzten Jahrhundert wurden sie als reine Abnehmer von Energieversorgungsunternehmen überwiegend durch fossile Großkraftwerke beliefert. Durch die Liberalisierung des Energiesektors im Jahr 1996 wandelte sich der „Abnehmer" zum „Verbraucher", der seinen Anbieter wählen konnte. Abnehmer und Verbraucher waren aber nach wie vor reine **„Consumer"**. Mit zunehmender dezentraler Energieerzeugung stieg die Anzahl der sogenannten **„Prosumer"**. Das heißt, immer mehr Verbraucher, also private Haushalte, Gewerbetreibende oder Industriebetriebe, erzeugen zumindest einen Teil ihres verbrauchten Stroms selbst - sind also **Pro**ducer und Con**sumer**. Im Rahmen der Energiewende, die von Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung und Demokratisierung geprägt ist, kommt dem Kunden eine ganz neue Rolle zu. Durch die Integration in das digitale Energiesystem kann er aktiv am zukünftigen Energiesystem teilnehmen und seine Flexibilität hinsichtlich Energieerzeugung und -verbrauch hochautomatisiert vermarkten und für netz- und systemdienliche Zwecke anbieten. Aus dem Prosumer wird ein „**Flexumer**". Auf diese Weise wird die Sektorenkopplung im Sinne einer zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmebereichs vorangetrieben. Erst mit dem Flexumer wird die Stromwende zur Energiewende. /BAY-01 19/ Abbildung 3-1 zeigt eine Übersicht der Begriffe.

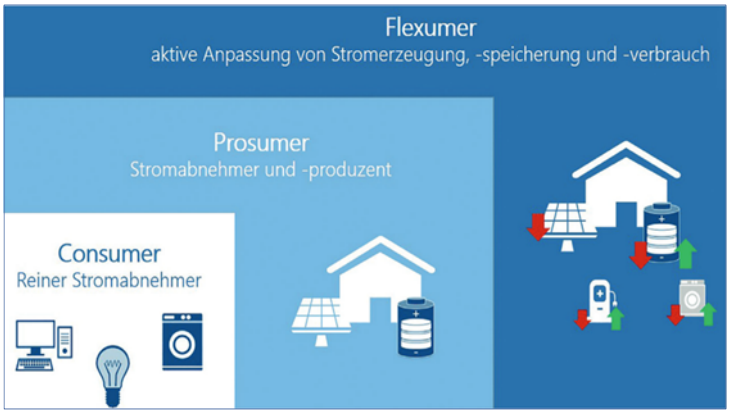


Abbildung 3-1: Übersicht zu Consumer, Prosumer und Flexumer /BAY-01 19/

Eine ausführliche Begriffseinordnung des „Flexumers als Gestalter der digitalen Energiezukunft" wurde im Rahmen eines gemeinsamen Beitrags mit Dr. Egon Leo Westphal (Mitglied des Vorstands der Bayernwerk AG) in der Zeitschrift „energiewirtschaftliche Tagesfragen" veröffentlicht. /BAY-01 19/

Für die weitere einheitliche Verwendung der Begrifflichkeiten werden im folgenden Abschnitt 3.2 relevante Begriffe rund um das Thema „Flexibilität" definiert.

3.2 Definition Flexibilität, Flex-Optionen & Flex-Typen

Der folgende Abschnitt lehnt stark an der der Veröffentlichung /MÜL-02 18/ an, die im Rahmen des Projekts entstanden ist.

Um sowohl im Kontext des Projekts als auch darüber hinaus ein einheitliches Verständnis für den aktuell in der Literatur sehr unterschiedlich verwendeten Begriff der „Flexibilität" zu fördern, wurde in C/sells die Fachgruppe *Effizienz/Flexibilität* gegründet. Diese befasst sich neben einer akademischen Herleitung und einer Begriffsdefinition auch mit Aspekten, welche im erweiterten Kontext der Thematik zu finden sind. Beispielsweise werden verschiedene Mechanismen zur Flexibilitätsintegration analysiert (vgl. /FFE-18 17/). Die in dem Beitrag vorgestellten Aspekte wurden an der FfE entwickelt und in die Fachgruppe eingebracht. Für die Konzipierung der FlexPlattform der FfE in Ostbayern hat sich schon frühzeitig der Bedarf ergeben, ein Grundverständnis für den Flexibilitätsbegriff zu erhalten und eine Arbeitsdefinition für die wichtigsten Aspekte im Themenfeld Flexibilität zu entwickeln.

Für die spätere Kategorisierung und Beschreibung mittels Kennzahlen ist im ersten Schritt eine übergeordnete Definition von Flexibilität im Kontext der Energiewirtschaft notwendig. Diese bezieht sich im Allgemeinen auf eine Anpassbarkeit der Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung und wird von der FfE im Rahmen der Tätigkeiten in C/sells in Anlehnung an /BNETZA-05 17/ wie folgt definiert:

Flexibilität beschreibt die technische Fähigkeit einer Anlage, die aktuelle und/oder prognostizierte Leistung [P, Q] zu verändern. Zur Beschreibung dieser Fähigkeit sind Kennwerte, wie beispielsweise die maximal mögliche Rampe (maximale Leistungsänderung je Zeiteinheit) [ΔP/t] oder die minimal/maximal mögliche Leistung notwendig. Weiterhin ist die maximal verschiebbare Energiemenge [E] sowie eine Zeitangabe [t_1], wie lange die Leistung verändert und - falls notwendig - bis wann die Differenzenergie ausgeglichen werden muss, zu berücksichtigen. Für einen gezielten Einsatz von Flexibilität sind der Ort (sowohl

geografisch als auch der Verknüpfungspunkt im Netzgebiet) und der damit einhergehende Wirkradius von Bedeutung.

Gemäß der allgemeinen Definition bezüglich der Anpassung der Leistung ist eine Unterteilung in aktive und passive Flexibilität möglich. **Aktive Flexibilität** beschreibt die technische Fähigkeit einer Anlage, die aktuelle sowie prognostizierte Leistung [P, Q] aufgrund eines (externen) Signals zu verändern (erhöhen/verringern). Ein Beispiel für eine aktive Flexibilitätserbringung ist die Verringerung der Einspeiseleistung einer PV-Anlage als Reaktion auf ein Rundsteuersignal. **Passive/autonome Flexibilität** beschreibt hingegen die technische Fähigkeit einer Anlage, basierend auf einer oder mehreren hinterlegten Kennlinie(n) ohne externes Signal, autonom die Leistung [P, Q] zu verändern. Als Beispiel für die Bereitstellung autonomer Flexibilität kann die $Q_{(U)}$-Regelung eines Wechselrichters genannt werden, bei der auf Basis der lokalen Netzspannung das Blindleistungsverhalten ohne Signalübertragung aus einer zentralen Instanz angepasst wird.

Für die weiteren Betrachtungen im Rahmen der FfE-Forschungsaktivitäten in C/sells liegt der Fokus auf der aktiven Flexibilität, da die Leistungsanpassung einer Anlage auf Basis eines externen Signals eine Prämisse für die Umsetzung einer FlexPlattform ist. Die Konzipierung einer solchen Plattform erfordert die weitere Einführung und Abgrenzung der folgenden Begrifflichkeiten (vgl. Abbildung 3-2):

Als **Flexibilitäts-Typen** (Flex-Typen) werden die Gruppierungen von Flexibilitäts-Optionen (Flex-Optionen), welche in der folgenden Abbildung in der obersten Ebene dargestellt sind, bezeichnet. Diese sind in ihrem Verhalten, ihrem Primärzweck und ihren Einschränkungen ähnlich und können somit mit der gleichen Auswahl von Kennwerten beschrieben werden.

Flex-Optionen können einzelne oder mehrere technische Einheiten gleichen oder unterschiedlichen Flex-Typs sein. Jede Flex-Option muss über eine Steuereinheit verfügen und an einem gemeinsamen Verknüpfungspunkt an das Netz angeschlossen sein. Die Flex-Optionen müssen zur aktiven Bereitstellung von Flexibilität geeignet sein und können auf einer FlexPlattform zur Erschließung angeboten werden.

Technische Einheiten sind Anlagen oder Teilanlagen, deren Leistung aktiv gesteuert werden kann. Diese Anlagen können sowohl Erzeugungsanlagen als auch Verbrauchseinrichtungen oder Speicher sein.

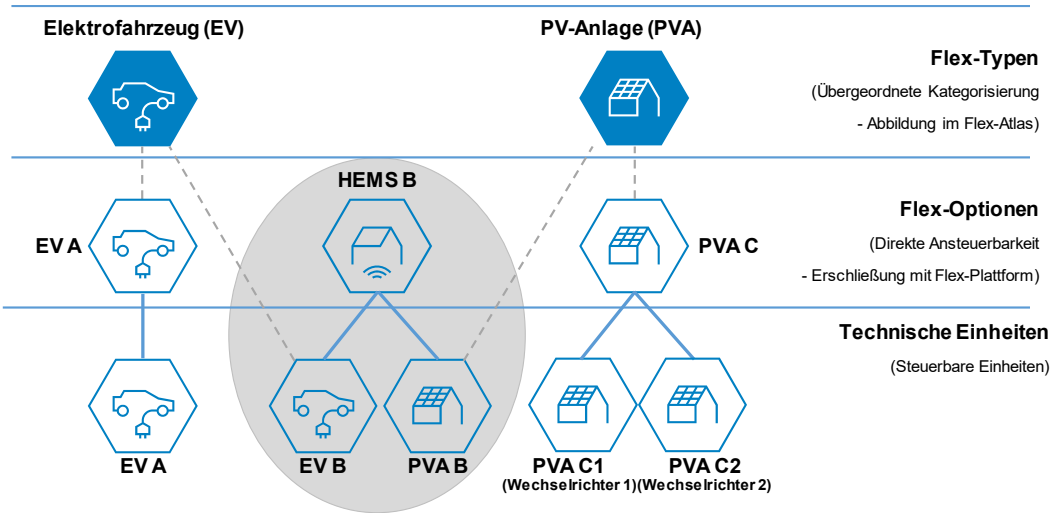


Abbildung 3-2: Flex-Typen, Flex-Optionen und technische Einheiten

Eine Flex-Option ist beispielsweise gemäß obiger Definition das einzelne Elektrofahrzeug A, welches eindeutig bestimmt ist und nur einmal vorkommt. Im Beispiel der Abbildung 3-2 wäre das Elektrofahrzeug A sowohl die Flex-Option als auch die entsprechende technische Einheit. Ebenso kann eine Flex-Option ein HEMS (Home Energy Management System - Heimautomatisierungssystem) sein, welches extern (bspw. von einer FlexPlattform) angesteuert werden kann und dann je nach Bedarf entsprechende verfügbare technische Einheiten steuert. In obiger Abbildung könnte das HEMS B wahlweise die PV-Erzeugung reduzieren oder alternativ die Ladeleistung des Elektrofahrzeugs erhöhen, um beispielsweise die Anforderung einer temporären Leistungsreduktion am Netzverknüpfungspunkt zu erfüllen. In der Konsequenz ergibt sich bei beiden Maßnahmen derselbe Effekt auf das Stromnetz, da lediglich die betragsmäßige Leistungsänderung am Netzverknüpfungspunkt relevant ist. Ebenso kann, wie in Abbildung 3-2 im rechten Ast dargestellt, die Flex-Option PV-Anlage C, welche aus zwei unterschiedlichen technischen Einheiten (in diesem Fall Wechselrichtern) besteht, bei einer Anforderung zur Leistungsreduktion entscheiden, wie die Leistungsreduktion auf die technischen Einheiten aufgeteilt wird.

Als wichtige Maßnahme vor der tatsächlichen Erschließung von Flex-Optionen wird im Zuge des Projektes deren Potenzial bewertet. Aus den Ergebnissen wird ein „Flex-Atlas" (s. Abschnitt 3.3.8) generiert, der für jede Gemeinde in Deutschland das Flex-Potenzial der betrachteten Flex-Optionen sowie das Gesamtpotenzial darstellt. Die Methodik und die Ergebnisse sind im nachfolgenden Kapitel 3.3 dargelegt. Die detaillierte Vorgehensweise zur Bestimmung der dazu notwendigen Anlagenstammdaten befindet sich im Anhang Abschnitt 9.5.6.

3.3 Ermittlung des regionalen Verschiebungspotenzials von Flex-Optionen

Das folgende Kapitel 3.3 ist zum Großteil der im Rahmen des Projekts entstandenen Veröffentlichung /FFE-01 19/ entnommen.

Für die Ermittlung der regionalen Verteilung des Flex-Potenzials werden in einem ersten Schritt geeignete Typen von steuerbaren Erzeugern, Verbrauchern sowie Speichern ausgewählt. Die anschließende Potenzialermittlung kann sowohl über einen Bottom-Up- als auch über einen Top-Down-Ansatz erfolgen. Die Unterscheidung der beiden Typen ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

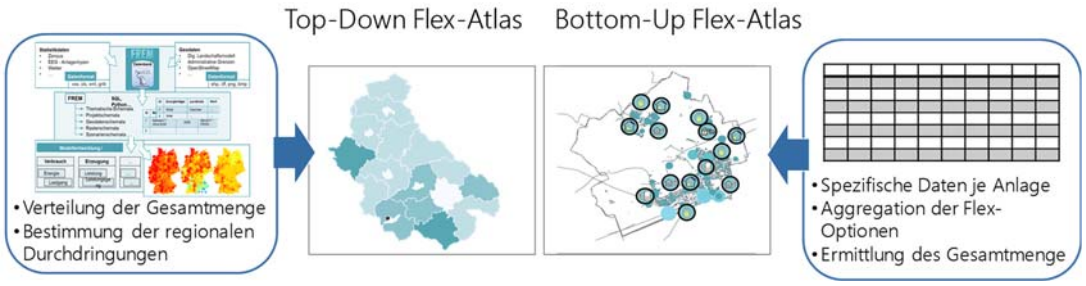


Abbildung 3-3: Schematische Darstellung von Top-Down- und Bottom-Up-Methode zur Erstellung eines Flex-Atlas

Die Erstellung eines Flex-Atlas mithilfe des Bottom-Up-Ansatzes erfordert eine umfassende Datengrundlage anlog zum Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur. Eine solche ist für die meisten Flex-Optionen nicht verfügbar. Im Rahmen des Projekts ist sowohl für Augsburg als auch für die Projektregion des Altdorfer Flexmarkts die Ermittlung dieser Daten

vorgesehen. Dies gestaltete sich zum einen als sehr zeitaufwändig, da es keine zentralen Register gibt, zum anderen sind die vorliegenden Daten unvollständig. Die Anwendung des Bottom-Up-Ansatzes wird im Anhang Kapitel 9.5.3.2 näher beschrieben.

Aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit für den Bottom-Up-Ansatz wird bei der Ermittlung des regionalen Flex-Potenzials der Top-Down-Ansatz verfolgt. Dabei wird die regionale Durchdringung sowie die Potenziale einzelner Flex-Typen auf Gemeindeebene errechnet und damit eine regional aufgelöste Potenzialabschätzung bezüglich der installierten Leistung und der möglichen Flexibilität durchgeführt. Basierend auf diesen Daten werden im nächsten Schritt mithilfe eines Modells die verschiebbaren, also „flexiblen", Energiemengen ermittelt und grafisch aufbereitet. Dieser Prozess wird jeweils für die unterschiedlichen Flex-Typen durchgeführt. Im Anschluss kann somit ein aggregiertes Potenzial je Gemeinde bestimmt werden. /MÜL-02 18/ Im nachfolgenden Abschnitt 3.3.1 werden die verschiedenen Flex-Typen vorgestellt.

3.3.1 Auswahl der betrachteten Flex-Typen

In der Projektarbeit liegt der Fokus auf kleinteiligen und dezentralen Flex-Typen, die in Deutschland in großer Zahl vorkommen und in Summe über ein nicht zu unterschätzendes Flex-Potenzial verfügen. Im Projekt werden dabei folgende Flex-Typen betrachtet:

- dezentrale Power-to-Heat-Systeme (PtH-Systeme) - dies können sowohl Wärmepumpen (WP) als auch elektrische Speicherheizungen (ESH) sein und
- Hausspeichersysteme (HSS)

Zukünftig sollen diese Flex-Typen über die iMSys-Infrastruktur steuerbar sein. Aufgrund des vergleichsweise geringen Potenzials wird sogenannte „Weiße Ware", wie beispielsweise Kühlschränke und andere Haushaltsgeräte, nicht im Projekt betrachtet. Ebenso finden Erzeugungsanlagen wie PV- oder Windenergieanalgen keine weitere Betrachtung als Flex-Typen, da deren Flexibilität nur im Abschalten von erneuerbarer Stromproduktion besteht, was keine Lastverschiebung darstellt. Außerdem wird auf eine detaillierte Betrachtung von Elektrofahrzeugen verzichtet, da diese aufgrund der aktuell verbreiteten Ladestrategie kein zuschaltbares Flex-Potenzial bieten. Darüber hinaus haben Elektrofahrzeuge auf Deutschland verteilt lediglich ein maximal abschaltbares Flex-Potenzial von 15 MW. /KBA-01 17/, /FFE-15 17/ Dies ergibt sich aus Berechnungen für das Jahr 2016, in dem die Anzahl zugelassener Elektrofahrzeuge in Deutschland bei 34.022 liegt, unter der Annahme einer maximalen Ladegleichzeitigkeit von 13,7 % und einer mittleren Ladeleistung von 3,3 kW. Aufgrund der steigenden Fahrzeugzahl und zunehmend intelligenterer Ladestrategien sollen Elektrofahrzeuge zukünftig berücksichtigt werden.

Im Zuge des Projektes wird das Flex-Potenzial der betrachteten Flex-Typen bestimmt. Die dafür entwickelte Methodik wird im folgenden Abschnitt 3.3.2 dargelegt.

3.3.2 Methodik zur Bestimmung des Flex-Potenzials

Die gewählte Methodik zur Bestimmung des Flex-Potenzials ist in Abbildung 3-4 dargestellt. Dieses Vorgehen wurde für die unterschiedlichen Flex-Typen in allen Gemeinden durchgeführt.

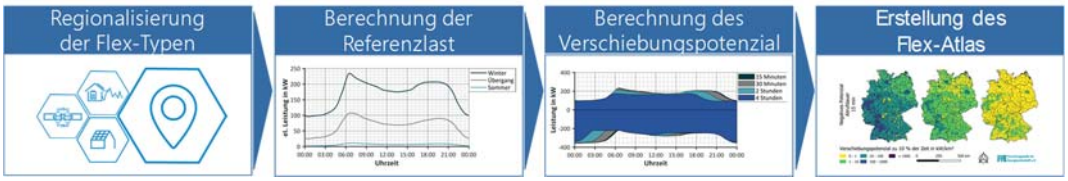


Abbildung 3-4: Übersicht über das Vorgehen zur Ableitung des Flex-Potenzials

Im ersten Schritt werden die Anlagen der jeweiligen Flex-Typen auf Gemeindeebene regionalisiert, wobei die in Deutschland vorhandenen Anlagen einzelnen Gemeinden zugeordnet werden. Neben der Anlagenanzahl werden zusätzlich weitere Parameter wie z. B. die Speichergrößen und Anschlussleistungen je Gemeinde ermittelt. Eine detaillierte Beschreibung der Regionalisierung je Komponente erfolgt in Abschnitt 3.3.4.

Im zweiten Schritt wird der jeweilige elektrische Referenzlastgang modelliert. Er ist die Grundlage für die Ableitung des Flex-Potenzials und ermöglicht im dritten Schritt die Berechnung der möglichen Änderung der Last gegenüber der Referenzlast in positiver und negativer Richtung, zu jedem Zeitpunkt und für eine gewisse Dauer.

Abbildung 3-5 zeigt - stark vereinfacht - die Ableitung des Flex-Potenzials für eine elektrische Speicherheizung, welche an einem Beispieltag von 4:00 Uhr bis 6:00 Uhr mit 4 kW beladen wird (links in der Abbildung). Die Anlage ist zuschaltbar (mittig in der Abbildung), wenn sie nicht in Betrieb ist, und abschaltbar (rechts in der Abbildung), wenn sie in Betrieb ist. Da die Anlage nur diese zwei Arbeitspunkte – d.h. keine Leistung oder Volllast - einnehmen kann, ist jeweils die volle Leistung schaltbar. Vernachlässigt werden bei diesem Beispiel weitere Einschränkungen wie Grenzen des Speicherfüllstands und der zu deckende Energiebedarf. In Abschnitt 3.3.6 wird das vollständige Vorgehen zur Ableitung des Flex-Potenzials detailliert beschrieben.

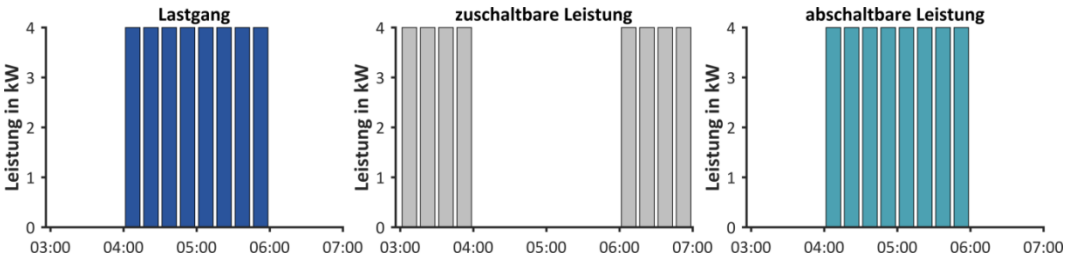


Abbildung 3-5: Vereinfachte Ableitung des Flex-Potenzials am Beispiel einer elektrischen Speicherheizung

Die Auflösung der Zeitreihen der Referenzlast und des Flex-Potenzials beträgt 15 Minuten. Das Potenzial wird für Zeiträume von 15 und 30 Minuten sowie zwei und vier Stunden ermittelt.

Das Flex-Potenzial wird unter folgenden Annahmen berechnet:

- Das Flex-Potenzial gilt für eine exakt prognostizierte Referenzlast. Prognosefehler werden nicht berücksichtigt, es wird mit einer „perfekten Vorausschau“ gearbeitet. Die Abschätzung einer mit gewisser Wahrscheinlichkeit „gesicherten Leistung“ findet nicht statt.
- Eine Abhängigkeit zwischen den Zeitschritten wird nicht betrachtet. Die zu einem Zeitpunkt abgerufene Flexibilität oder Fahrplanänderung würde den zukünftigen Fahrplan für eine gewisse Zeit verändern. Diese Eigenschaft wird vernachlässigt. Das

bedeutet, das abgeschätzte Flex-Potenzial gilt in dieser Form nur, wenn nicht zuvor bereits Flexibilität abgerufen wurde. Nach einem Flexibilitätsabruf müsste das zur Verfügung stehende Flex-Potenzial neu bestimmt werden.

Das simulierte Wetterjahr 2012 bestimmt die verwendeten Temperatur- und solaren Einstrahlungsdaten und wird in Anlehnung an das Wetterjahr für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans verwendet. /ÜNB-01 19/ Die simulierte Anlagendurchdringung oder Regionalisierung ist auf dem Stand von Ende 2016.

3.3.3 Nomenklatur, Vorzeichenkonvention und Definition der Zeiträume

Das Flex-Potenzial wird für eine Leistungsänderung gegenüber der Referenzlast in eine bestimmte Richtung folgendermaßen bezeichnet:

- positives Potenzial (+): Verschiebung des Arbeitspunktes hin zu höherer Einspeisung oder geringerer Last
- negatives Potenzial (–): Verschiebung des Arbeitspunktes hin zu geringerer Einspeisung oder höherer Last

Damit ist die Bezeichnung konform mit der Bezeichnung der Regelleistung /ÜNB-04 14/.

In den folgenden Abschnitten enthaltene Formeln sind zeitabhängig und demnach für zeitdiskrete Zeitreihen gültig. Ein beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation wird mit z abgekürzt. Zeitreihen sind mit einem dem Formelzeichen nachgestellten (z) gekennzeichnet.

Für Leistungswerte gibt der Wert zum Zeitpunkt z die mittlere, aggregierte Leistung in diesem Zeitschritt an. Bei Energieinhalten ist der Wert zum Zeitpunkt z ein Abtastwert am Ende des Zeitschritts. Dies bedeutet zum Beispiel: Wird im Zeitschritt z mit einer gewissen Leistung geladen, ist die geladene Energie im Energieinhalt zum Zeitschritt z berücksichtigt.

Für Auswertungen und Darstellungen gilt die folgende Definition der Zeiträume nach /VDEW-01 99/: Der Zeitraum "Winter" ist vom 1. November bis einschließlich 20. März, der Zeitraum "Sommer" vom 15. Mai bis einschließlich 14. September definiert. Die verbleibenden Tage im Frühling und Herbst werden unter dem Zeitraum „Übergang" zusammengefasst. Zusätzlich wird der Tag in zwei Hälften unterteilt: "Tag" ist von 8:00 Uhr bis ausschließlich 20:00 Uhr und "Nacht" von 20:00 Uhr bis ausschließlich 8:00 Uhr definiert.

3.3.4 Regionalisierung der Anlagen

In diesem Kapitel werden die Regionalisierungen der betrachteten Flex-Typen (WP, ESH, HSS) beschrieben. Ziel ist dabei, die Anzahl der Anlagen je Gemeinde und weitere regional verschiedene relevante Kenngrößen zu ermitteln.

3.3.4.1 Power-to-Heat-Anlagen

Die Regionalisierung der WP bzw. ESH beruht größtenteils auf den Daten des Mikrozensus aus /DESTATIS-03 17/ und Daten des Bundesverbands Wärmepumpen e. V. nach /BWP-02 17/ sowie Ergebnissen aus dem FfE-Gebäudemodell aus /FFE-04 12/.

Die Daten des Mikrozensus geben Aufschluss über die Beheizungsart der Wohnungen in Deutschland abhängig von der Gebäudeklasse im Jahr 2014. Die Gebäudeklasse wird über die Anzahl der Wohnungen in einem Gebäude definiert. Im nächsten Schritt werden die

Beheizungsarten mit den Daten aus dem FfE-Gebäudemodell verschnitten. Dazu werden die Gebäudeklassen des Mikrozensus in die Gebäudeklassen des Gebäudemodells umgerechnet. Auf Basis der Gebäudeklassen ist es nun möglich, die Wohnungen mit PtH-Anlagen gemeindescharf zu regionalisieren und ihnen eine Baualtersklasse zuzuordnen. Die folgenden beiden Annahmen liegen dieser Methodik zugrunde:

- Eine Wohnung in Gemeinde X hat mit der gleichen Wahrscheinlichkeit eine PtH-Anlage wie eine Wohnung in Gemeinde Y der gleichen Gebäudeklasse.
- Eine Wohnung der Baualtersklasse X hat mit der gleichen Wahrscheinlichkeit eine PtH-Anlage wie eine Wohnung der Baualtersklasse Y der gleichen Gebäudeklasse.

Die resultierenden Anteile werden nun mit den bundeslandscharfen Anzahlen an WP für 2016 aus /BWP-02 17/ skaliert und angepasst. Dabei wird angenommen, dass je Gebäude eine WP verbaut ist. Der Mikrozensus liefert weiter die absolute Zahl mit ESH beheizter Wohnungen in Deutschland im Jahr 2014. Der Wert für 2016 ergibt sich aus dem jährlichen Rückgang dieser Wohnungen von drei Prozent /HEA-01 09/. Die beschriebene Methodik ist in Abbildung 3-6 dargestellt.

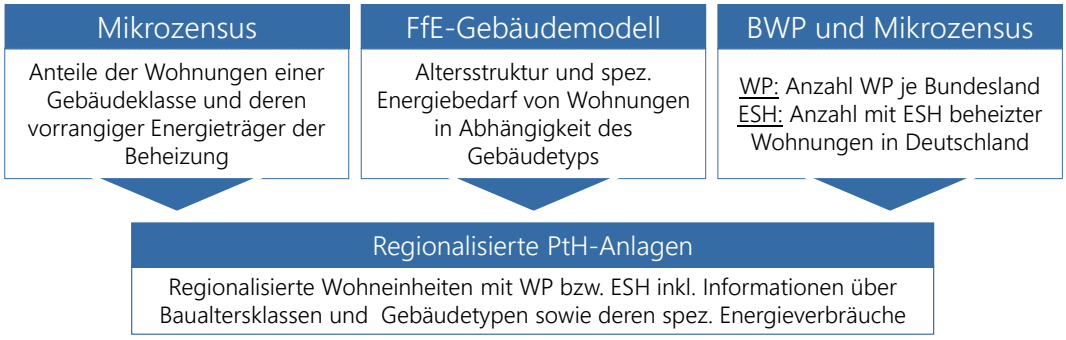


Abbildung 3-6: Methodik zur Regionalisierung der Power-to-Heat-Anlagen

Die resultierenden Anzahlen an WP und ESH je Bundesland und deren Gesamtleistung sind in Tabelle 3-1 zusammengefasst.

Tabelle 3-1: Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen je Bundesland in 2016

Bundesland	Anzahl WP	Installierte Leistung WP in MW	Anzahl ESH	Installierte Leistung ESH in MW
Schleswig-Holstein	32.491	62	59.029	432
Hamburg	9.853	17	32.637	518
Niedersachsen	59.243	117	174.798	1.719
Bremen	1.409	2	15.831	20
Nordrhein-Westfalen	194.180	337	425.986	5.709
Hessen	58.183	115	133.103	1.973
Rheinland-Pfalz	87.484	191	91.865	1.869
Baden-Württemberg	184.945	366	242.615	5.332
Bayern	218.116	489	261.961	4.472
Saarland	10.060	21	24.830	264
Berlin	15.930	27	62.042	323
Brandenburg	50.933	92	54.572	435
Mecklenburg-Vorpommern	18.666	29	37.707	279
Sachsen	58.442	91	102.923	739
Sachsen-Anhalt	24.474	42	57.489	578
Thüringen	25.381	45	51.719	425
Summe	**1.049.790**	**2.043**	**1.777.388**	**25.087**

Insgesamt ergeben sich 1.049.790 Wohnungen, die mit WP, bzw. 1.777.388 Wohnungen, die mit ESH beheizt werden. Die räumliche Verteilung der Anlagen ist in Abbildung 3-7 dargestellt.

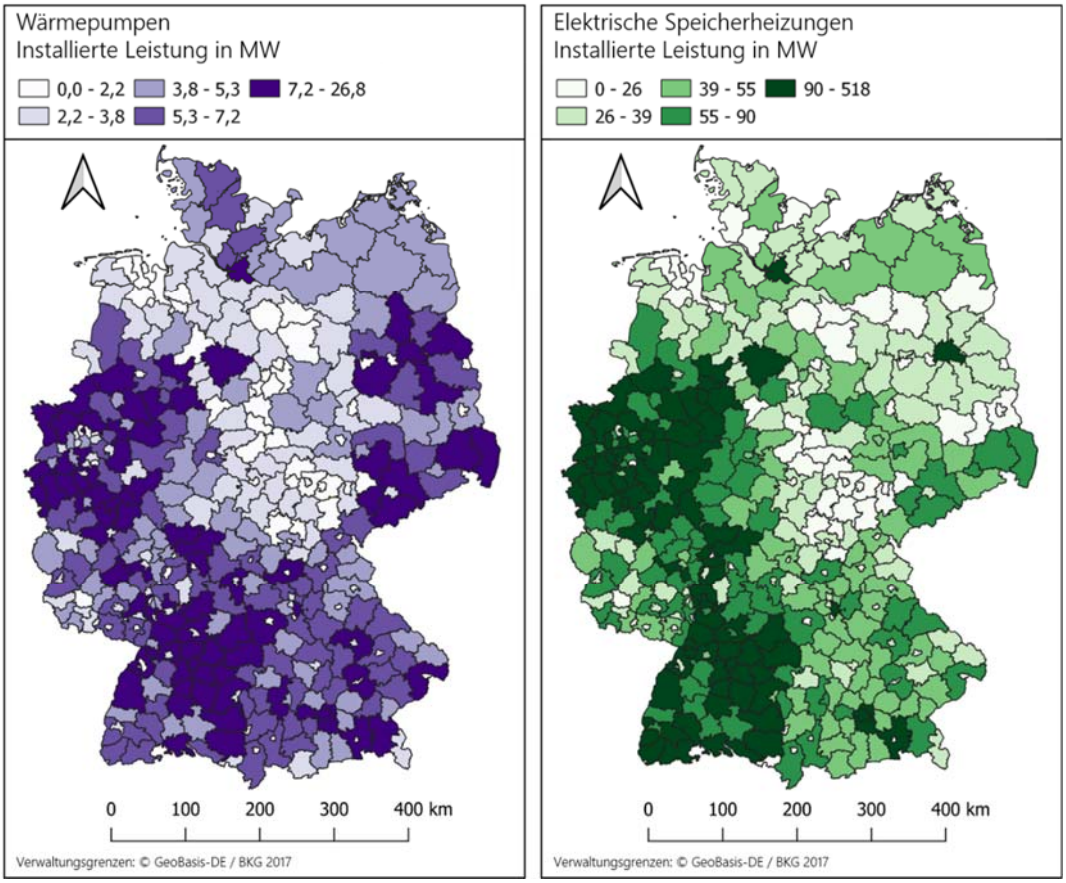


Abbildung 3-7: Räumliche Verteilung der installierten Leistung: Wärmepumpen (links) und elektrischen Speicherheizungen (rechts); Verwaltungsgrenzen: © GeoBasis-DE / BKG 2017

3.3.4.2 Hausspeichersysteme

Die wesentliche Grundlage zur Regionalisierung der HSS bilden die Daten zum Speicher-Monitoring aus /RWTH-02 15/, /RWTH-01 16/, /RWTH-02 17/. Die Berichte weisen u.a. bundeslandscharfe Daten zum Zubau von PV-Anlagen kleiner als 30 kW, von HSS und der kumulierten Batteriekapazität aus. Darüber hinaus geben die Berichte an, welcher Anteil der Speicher zu bereits bestehenden PV-Anlagen und welcher zu neuen Anlagen zugebaut werden.

Die Methodik der Regionalisierung ist in Abbildung 3-8 zusammengefasst.

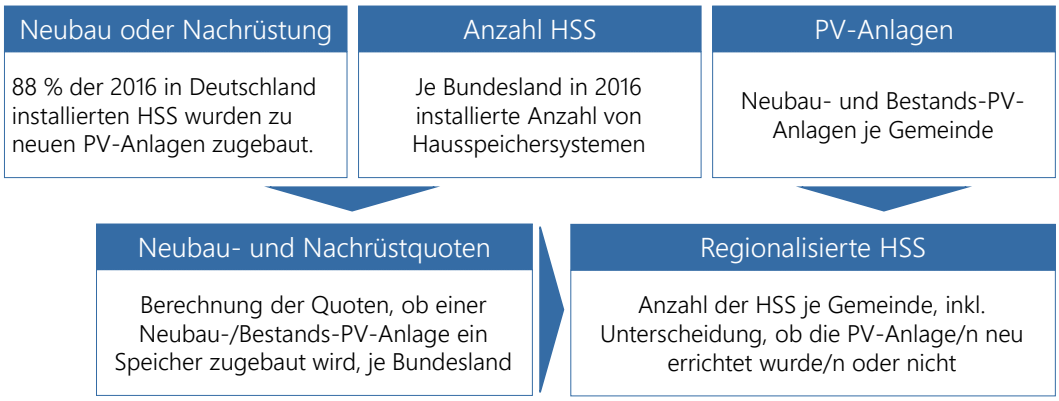


Abbildung 3-8: Methodik zur Regionalisierung von Hausspeichersystemen

Die Daten zum historischen Zubau von HSS werden im Speicher-Monitoring bundeslandscharf dargelegt. Weiter wird beschrieben, dass 88 % der Anlagen im Zuge einer Neuinstallation einer PV-Anlage gebaut wurden. Somit ergeben sich bundeslandscharfe Anteile von neugebauten bzw. bestehenden PV-Anlagen mit zugebauten HSS für die Jahre 2014, 2015 und 2016. Die Ergebnisse zeigen, dass der Anteil neugebauter PV-Anlagen, die mit HSS installiert werden um ein Vielfaches größer ist, als der Anteil der HSS-Nachrüstungen bei Bestandsanlagen. Dies lässt sich einerseits damit erklären, dass mit 88 % der Großteil der HSS zu neuinstallierten PV-Anlagen zugebaut wird. Andererseits werden die übrigen 12 % der HSS einer wesentlich größeren absoluten Anzahl an Bestands-PV-Anlagen zugeordnet. Kombiniert man nun die bundeslandscharfen Quoten für den Zubau von HSS mit dem gemeindescharfen Zubau von PV-Anlagen erhält man den gemeindescharfen Bestand an HSS im Jahr 2016.

Die Kapazität der HSS wird je Bundesland wie in /RWTH-02 17/ regionalisiert. Dementsprechend haben die Hausspeichersysteme in Bayern im Mittel einen Wert von 6,73 kWh. Als Bundesdurchschnitt ergibt sich ein mittlerer Wert von 6,78 kWh je Speicher. Es wird angenommen, dass die Leistung eines Speichers durchschnittlich 2,27-mal kleiner ist als die Kapazität. Die Modellierung ergibt die in Abbildung 3-9 dargestellte räumliche Verteilung der installierten Leistung der HSS. /ÜNB-02 18/

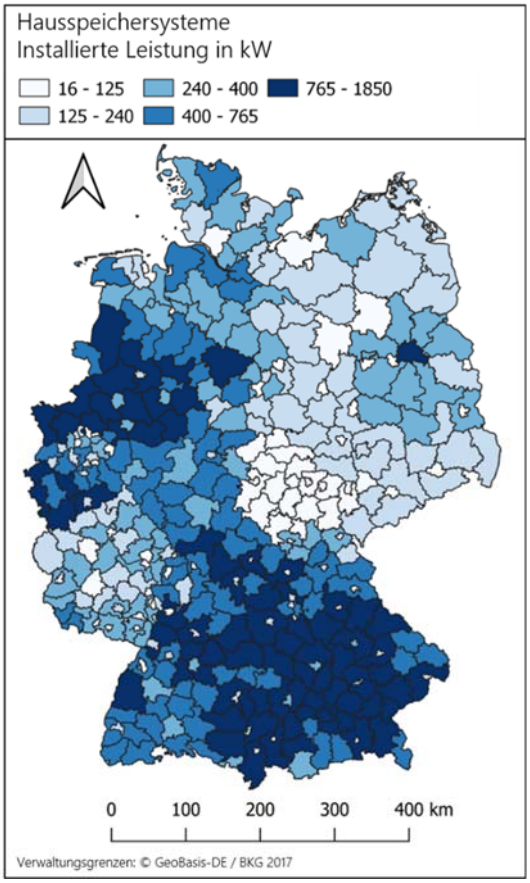


Abbildung 3-9: Regionale Verteilung der installierten Leistung von Hausspeichersystemen; Verwaltungsgrenzen: © GeoBasis-DE / BKG 2017

3.3.5 Berechnung der Referenzlastgänge

Nach der Regionalisierung der unterschiedlichen Flex-Typen und ihrer relevanten Kenngrößen, wie beispielsweise der Anlagenleistung auf Gemeindeebene, werden im

nächsten Schritt die elektrischen Referenzlastgänge je Flex-Typ und Gemeinde modelliert. Diese Referenzlastgänge bilden das Verhalten der Flex-Typen ohne Flex-Abruf ab.

3.3.5.1 Modellierung des Raumwärmebedarfsgangs

Zur Bestimmung der elektrischen Referenzlastgänge von PtH-Anlagen wird zunächst der thermische Bedarf der unterschiedlichen Gebäudetypen je Gemeinde ermittelt. Das hierzu verwendete Vorgehen ist in /FFE-45 17/ beschrieben und in Abbildung 3-10 dargestellt.

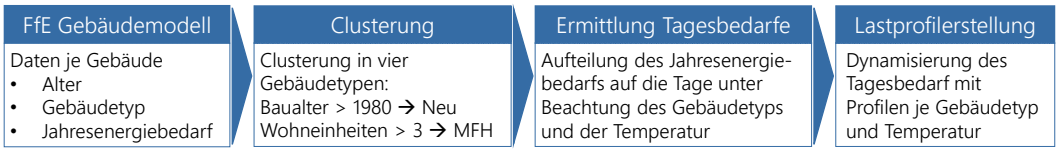


Abbildung 3-10: Schematisches Vorgehen zur Ermittlung der thermischen Lastprofile je Gemeinde

Für die Modellierung des Flex-Potenzials werden die Gebäude in die folgenden vier Klassen unterteilt:

- Altes Einfamilienhaus
- Neues Einfamilienhaus
- Altes Mehrfamilienhaus
- Neues Mehrfamilienhaus

Sämtliche Gebäude, die bis 1980 gebaut wurden, gelten hierbei als alt und alle nach 1980 gebauten als neu. Die Gebäudetypen Einfamilienhaus, Doppelhaus, Reihenhaus und Zweifamilienhaus, also alle Gebäude mit maximal zwei Wohneinheiten werden in der Kategorie Einfamilienhaus gebündelt. Alle Gebäude mit drei oder mehr als drei Wohneinheiten werden als Mehrfamilienhäuser betrachtet.
Die Basis der Modellierung bildet der spezifische Heizwärmebedarf je Gebäude, welcher aus dem Gebäudemodell der FfE /FFE-04 12/ übernommen wird. Er ist Ergebnis der Regionalisierung und geht als Eingangsparameter in die Modellierung ein. Dieser Heizwärmebedarf wird im nächsten Schritt mit der Quadratmeterzahl der entsprechenden Gebäude multipliziert, sodass sich der Jahresraumwärmebedarf der entsprechenden Gebäudeklasse und Gemeinde ergibt.

Basierend auf diesem Wert wird nach /BDEW-03 15/ und /FFE-56 15/ und mithilfe des Standardlastprofilverfahrens für Gaskunden der Jahresraumwärmebedarf auf die einzelnen Tage des Jahres verteilt, unter Berücksichtigung des Gebäudetyps und der gewichteten Temperatur der letzten drei Tage. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass neue Gebäude erst ab einer mittleren Tagestemperatur unterhalb von 14° C beheizt werden müssen, während dies bei alten Gebäuden bereits ab mittleren Tagestemperaturen unterhalb von 15° C der Fall ist. Auf diese Weise ergibt sich ein Raumwärmebedarf für jeden Tag des Jahres.

Im letzten Schritt werden die Tagesheizwärmebedarfe unter Verwendung entsprechender Verteilungsfunktionen nach /IFE-01 03/ über den Tag aufgeteilt. In Abbildung 3-11 ist die Aufteilung exemplarisch für ein neues Einfamilienhaus dargestellt.

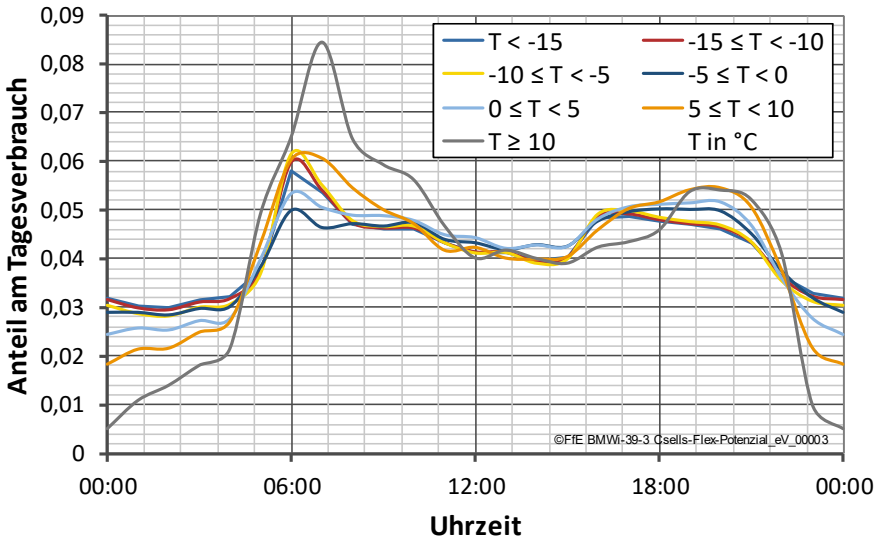


Abbildung 3-11: Dynamisierung des Tagesbedarfs auf die einzelnen Stunden für ein neues Einfamilienhaus für unterschiedliche Temperaturen

Somit ergibt sich ein Wärmebedarfsprofil in stündlicher Auflösung für vier unterschiedliche Gebäudeklassen, welches in die Modellierung der elektrischen Referenzlastgänge eingeht.

In Abbildung 3-12 ist exemplarisch der simulierte Raumwärmebedarf der Gemeinde Altdorf, in welcher der Feldversuch des Projekts stattfindet, für alle mit ESH oder WP beheizten Gebäude für die unterschiedlichen Jahreszeiten dargestellt. Die Raumwärmelast aller Tage je Jahreszeit wurde gemittelt.

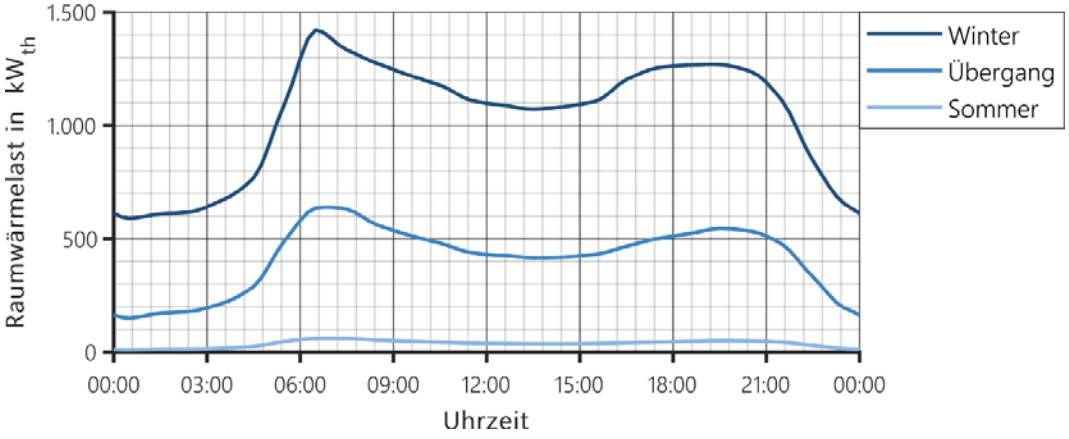


Abbildung 3-12: Modellierter thermischer Raumwärmelastgang aller Gebäude mit WP oder ESH der Gemeinde Altdorf über die Tage der Jahreszeiten gemittelt

Im Rahmen dieser Analyse wird lediglich der Raumwärmedarf betrachtet, obwohl WP häufig zusätzlich Trinkwarmwasser bereitstellen. Dies begründet sich darin, dass der Trinkwarmwasserbedarf sehr nutzerabhängig ist und es eine Vielzahl von unterschiedlichen Systemen gibt. Deshalb ist eine einheitliche Beschreibung der verfügbaren Flexibilität nicht möglich und es konnte hier keine Modellierung des Trinkwarmwasserbedarfs einbezogen werden. Laut /BMWI-03 18/ erfolgt 20,7 % der Warmwasserbereitstellung für die Raumwärme. Der verbleibende Anteil entfällt auf die Trinkwarmwasserbereitstellung.

3.3.5.2 Modellierung des Referenzlastgangs der elektrischen Speicherheizungen

Die Modellierung der elektrischen Referenzlastgänge und Speicherfüllstände der ESH einer Gemeinde wird je Gebäudetyp durchgeführt. Die Modellierung erfolgt unter der Prämisse, dass die ESH nachts über eine Tarifumschaltung gesteuert werden. Darüber hinaus wird angenommen, dass die eine Hälfte der ESH vorwärts-, die andere Hälfte rückwärtsgesteuert geladen wird. Im Fall der Vorwärtssteuerung beginnt die Ladung um 22:00 Uhr und endet sobald der für den nächsten Tag errechnete Energiebedarf eingespeichert wurde. Im Gegensatz hierzu wird bei einer Rückwärtssteuerung so geladen, dass um 6:00 Uhr die benötigte Energie eingespeichert wurde. Der Ladevorgang beginnt je nach Energiebedarf zwischen 22:00 Uhr und 5:45 Uhr. Es ergibt sich eine maximale Überlappung der beiden Ladesteuerungsarten von bis zu acht Stunden an den kältesten Tagen des Jahres.

Weitere Annahmen für die Modellierung sind:

- Die Freigabezeit bzw. maximale Ladedauer beträgt acht Stunden pro Tag. Das Freigabezeitfenster ist in allen Gemeinden identisch und geht von 22:00 bis 6:00 Uhr.
- Es wird stets mit Volllast geladen, bis auf einen Zeitschritt in dem die Ladeleistung reduziert wird bzw. nicht die volle Viertelstunde geladen wird, um exakt den Energiebedarf des nächsten Tages zu decken.
- Die Selbstentladung der Speicher wird vernachlässigt.
- Der Ladewirkungsgrad beträgt 100 %.

Zur Ermittlung des Lastgangs wird im ersten Schritt die elektrische Anschlussleistung bzw. maximale Ladeleistung der virtuellen ESH eines Gebäudetyps einer Gemeinde ermittelt. Die Berechnung erfolgt gemäß Formel (3-1):

$$P_{Lade\ max} = P_{Normheizlast} * \frac{24\ h}{t_F} \tag{3-1}$$

$P_{Lade\ max}$ maximale Ladeleistung bzw. installierte Anlagenleistung der virtuellen ESH eines Gebäudetyps einer Gemeinde in kW
$P_{Normheizlast}$ regionalisierte Normheizlast des Gebäudetyps in kW
t_F Freigabedauer in h

Der Referenzlastgang und der Speicherinhalt werden für den Fall der Rückwärtssteuerung wie folgt berechnet:

1. Täglich wird der 24-stündige Tagesenergiebedarf ab Ende der Freigabezeit um 6:00 Uhr berechnet.
2. Die Ladedauer zur Deckung des Energiebedarfs der nächsten 24 Stunden ergibt sich aus dem Verhältnis des Energiebedarfs der nächsten 24 Stunden und der maximalen Ladeleistung.
3. Der Ladevorgang wird so spät wie möglich begonnen, sodass er um 6:00 Uhr abgeschlossen ist und exakt die notwendige Ladedauer geladen wurde. Im ersten viertelstündigen Zeitschritt wird die Ladeleistung reduziert, um den Energiebedarf der folgenden 24 Stunden exakt zu treffen.
4. Das Ergebnis dieses Vorgehens für alle Tage des Simulationszeitraums ist der Referenzlastgang $P_{Referenz,Rück}(z)$.
5. Aus dem Referenzlastgang $P_{Referenz,Rück}(z)$, abzüglich des Wärmebedarfsgangs $q_{th.\ Bedarf}(z)$, ergibt sich die Änderung des Speicherfüllstands $\Delta E_{Sp}(z)$.

6. Dieser relative Speicherfüllstand $\Delta E_{Sp}(z)$ weist den korrekten Verlauf, jedoch mit einem gewissen konstanten Versatz auf, da der initiale Speicherfüllstand zu Beginn der Simulation unbekannt ist. Aus diesem Grund wird der absolute Speicherfüllstand $E_{Sp}(z)$ ermittelt, indem von der Änderung des Speicherfüllstandes $\Delta E_{Sp}(z)$ dessen Minimum $\min_z(\Delta E_{Sp}(z))$ abgezogen wird, also die Kurve mit deren Minimum auf die Zeit-Achse geschoben wird.

Die Referenzlast und der Speicherinhalt werden für den Fall der Vorwärtssteuerung analog berechnet. Unterschiede ergeben sich bei den folgenden Schritten:

1. Täglich wird der 24-stündige Tagesenergiebedarf ab Beginn der Freigabezeit um 22:00 Uhr berechnet.
2. Der Ladevorgang wird zu Beginn der Freigabezeit um 22:00 Uhr gestartet. Im letzten viertelstündigen Zeitschritt in dem geladen werden muss wird die Ladeleistung reduziert, um den Energiebedarf der nächsten 24 Stunden exakt zu treffen.
3. Das Ergebnis dieses Vorgehens für alle Tage des Simulationszeitraums ist der Referenzlastgang $P_{Referenz,Vor}(z)$.

Der gesamte Referenzlastgang $P_{Referenz}(z)$ ergibt sich durch Addition der rück- und vorwärtsgesteuerten Lastgänge $P_{Referenz,Rück}(z)$ und $P_{Referenz,Vor}(z)$.

Abbildung 3-13 zeigt die mittlere Summenlast der Speicherheizungen in Altdorf je Jahreszeit nach dem Verbraucher-Zählpfeil-System (VZS). Die installierte Leistung in Altdorf beträgt ca. 3.730 kW. Deutlich erkennbar ist die aufgrund des geringen Raumwärmebedarfs geringe mittlere Leistung im Sommer. Ebenfalls zu erkennen ist, dass die Ladedauer in der Übergangszeit im Mittel weniger als vier Stunden beträgt, da die Leistung um 2:00 Uhr, also in der Mitte der Freigabezeit, Null ist. An mittleren Wintertagen überlagert sich die Leistung der vor- und rückwärtsgesteuerten Anlagen und erreicht ein Minimum von 600 kW.

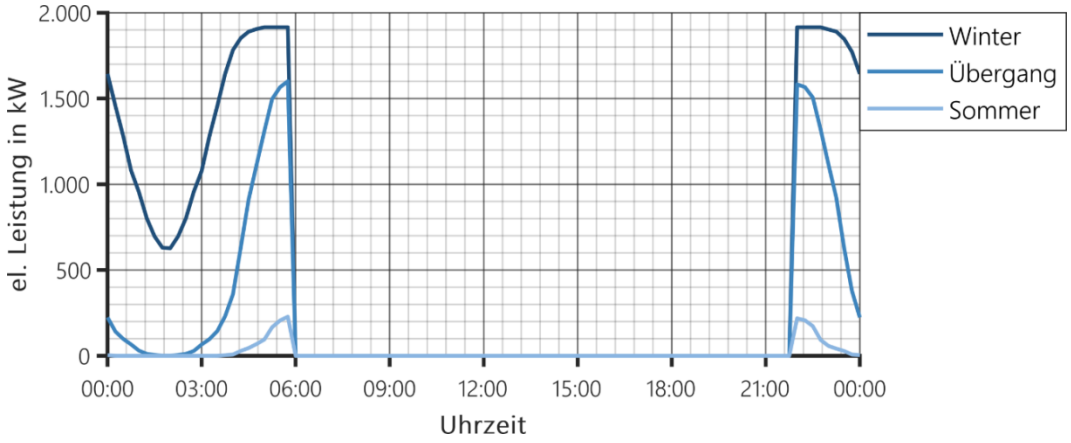


Abbildung 3-13: Simulierte Referenzlast aller Gebäude mit Speicherheizung der Gemeinde Altdorf über Tage der Jahreszeiten gemittelt

3.3.5.3 Modellierung des Referenzlastgangs der Wärmepumpen

Der elektrische Referenzlastgang der WP einer Gemeinde wird analog zu den elektrischen Speicherheizungen je Gebäudetyp modelliert.

Der elektrische Referenzlastgang ergibt sich gemäß Formel (3-2) aus dem in Unterabschnitt 3.3.5.1 beschriebenen Wärmebedarfsgang aller WP der Gemeinde geteilt

durch die Jahresarbeitszahl. Diese Vereinfachung geschieht unter der Annahme, dass der Verlauf der elektrischen Summenlast mehrerer WP eines Gebäudetyps einer Gemeinde stark mit dem Wärmebedarfsgang dieses Gebäudetyps korreliert. Je mehr Anlagen je Gebäudetyp vorkommen, desto stärker gleichen sich die Verläufe.

$$P_{Referenz}(z) = \frac{q_{th.\ Bedarf}(z)}{JAZ} \tag{3-2}$$

$P_{Referenz}(z)$ elektrische Referenzlast (VZS) in kW
z beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
$q_{th.\ Bedarf}(z)$ thermische Wärmebedarfsleistung (VZS; ≥ 0) in kW
JAZ Jahresarbeitszahl (Skalar)

Die Leistungszahl der WP, das Verhältnis von bereitgestellter Wärmeleistung zu elektrischer Leistung (COP - coefficient of performance), ist in der Simulation für alle Zeitschritte konstant und regional nicht verschieden. Abbildung 3-14 zeigt die über alle Gebäudetypen summierte Last der WP in Altdorf über die Tage der Jahreszeiten gemittelt. Die installierte Leistung beträgt ca. 456 kW.

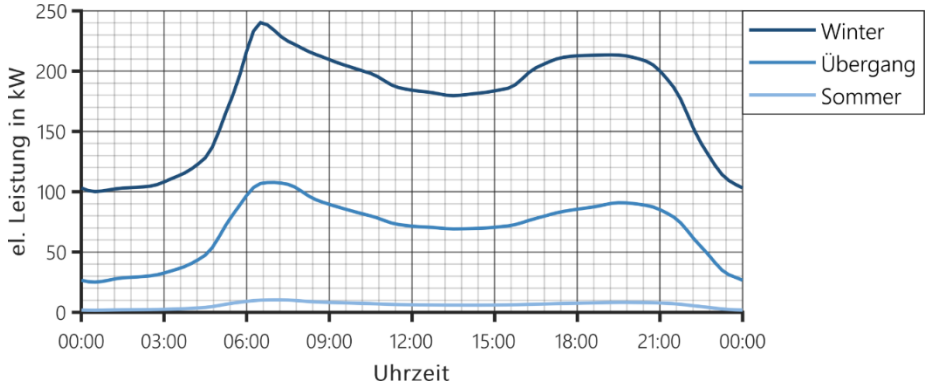


Abbildung 3-14: Simulierte Referenzlast aller Gebäude mit Wärmepumpe der Gemeinde Altdorf über die Tage der Jahreszeiten gemittelt

Die elektrische Anschlussleistung oder maximale Ladeleistung der virtuellen WP eines Gebäudetyps einer Gemeinde ergibt sich gemäß Formel (3-3):

$$P_{Lade\ max} = \frac{P_{Normheizlast}}{JAZ} \tag{3-3}$$

$P_{Lade\ max}$ maximale Ladeleistung bzw. installierte Anlagenleistung der virtuellen WP eines Gebäudetyps einer Gemeinde in kW
$P_{Normheizlast}$ regionalisierte Normheizlast des Gebäudetyps in kW
JAZ Jahresarbeitszahl (Skalar)

Diese Leistung ist für die Berechnung des Flex-Potenzials relevant, um die maximal zuschaltbare Leistung zu bestimmen (siehe Kapitel 3.3.6).

3.3.5.4 Modellierung des Referenzlastgangs der Hausspeichersysteme

Der elektrische Referenzlastgang der HSS wird ebenfalls je Gemeinde anhand einer Top-Down-Simulation bestimmt. Es wird angenommen, dass die HSS in einer Gemeinde sich jeweils in Wohngebäuden, mit der für die jeweilige Gemeinde durchschnittlichen Anzahl an Wohneinheiten pro Wohngebäude, befinden. Für die Simulation werden die HSS einer

Gemeinde zu einem virtuellen HSS zusammengefasst. Dieses virtuelle HSS wird abhängig von der Residuallast aus PV-Einspeisung und der entsprechenden Gebäude-Haushaltslast bei PV-Überschuss geladen und bei Last-Überschuss entladen. Zusätzlich wird hierbei die Begrenzung durch die Speicherkapazität und den aktuellen Speicherfüllstand (State of Charge – SoC) berücksichtigt. Der minimale SoC beträgt 0 kWh und der maximale SoC ist durch die Speicherkapazität $E_{HSS,Kap}$ welche für jede Gemeinde in der Regionalisierung in Unterabschnitt 3.3.4.2 ermittelt wurde, begrenzt. Die maximale Lade-/Entladeleistung entspricht dem halben Wert der Speicherkapazität. Das bedeutet, ein Speicher mit 10 kWh Kapazität hat eine Lade-/Entladeleistung von 5 kW.

Im Folgenden wird die Modellierung des Referenzlastgangs für eine Gemeinde beschrieben.

Für die Gebäude-Haushaltslast wird das BDEW H0-Lastprofil /BDEW-02 14/ verwendet, das auf den mittleren Wohngebäudeverbrauch der jeweiligen Gemeinde skaliert und mit der Anzahl an HSS multipliziert wird. Formel (3-4) beschreibt wie der Haushaltsjahresverbrauch der Wohngebäude mit einem HSS berechnet wird:

$$E_{HH} = a_{HSS} * \frac{E_{HH,Gemeinde}}{a_{Gebäude}} = a_{HSS} * E_{HH,Geb.-Mittel} \quad (3\text{-}4)$$

E_{HH}	Haushaltsjahresverbrauch der Wohngebäude mit Speicher einer Gemeinde in kWh
a_{HSS}	Anzahl HSS der Gemeinde aus Regionalisierung
$E_{HH,Gemeinde}$	Haushaltsjahresverbrauch aller Wohngebäude der Gemeinde exkl. Raumwärme in kWh aus /FFE-45 17/, /FFE-04 16/, /BMWi-02 15/
$a_{Gebäude}$	Anzahl Wohngebäude der Gemeinde aus /FFE-04 12/
$E_{HH,Geb.-Mittel}$	mittlerer Haushaltsjahresverbrauch der Wohngebäude der Gemeinde in kWh

Formel (3-5) beschreibt die Skalierung des normierten H0-Profils auf den Haushaltsjahresverbrauch der Wohngebäude mit HSS in einer Gemeinde:

$$P_{HH}(z) = E_{HH} * P_{H0,normiert}(z) \quad (3\text{-}5)$$

$P_{HH}(z)$	Zeitreihe der Haushaltslast des virtuellen Gebäudes (VZS) in kW
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
E_{HH}	Haushaltsjahresverbrauch der Wohngebäude mit Speicher der Gemeinde in kWh
$P_{H0,normiert}(z)$	Zeitreihe des auf eine Energieeinheit Jahresverbrauch normierten H0-Standardlastprofils in (VZS) in h^{-1}

Die PV-Einspeisung wird aus Einstrahlungsdaten nach /ECM-01 16/ und der Umgebungstemperatur nach /DWD-05 14/ synthetisiert. Es werden auf Anlagennennleistung normierte Erzeugungsgänge pro Landkreis erstellt, die für die Modellierung einer Gemeinde des Landkreises mit der medianen Nennleistung der in der Gemeinde installierten PV-Anlagen kleiner 15 kWp und der Anzahl HSS skaliert werden (vgl. Formel (3-6)). Die Auswahl von Anlagen mit einer Leistung kleiner 15 kWp entspricht dem Vorgehen in /FFE-45 17/.

$$P_{PV}(z) = a_{HSS} * P_{PV\ kWp\ Median} * P_{PV,normiert}(z) \quad (3\text{-}6)$$

$P_{PV}(z)$	PV-Einspeisungsgang der Gebäude mit HSS (VZS) in kW
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
a_{HSS}	Anzahl HSS der Gemeinde
$P_{PV\ kWp\ Median}$	mediane PV-Anschlussleistung der Anlagen kleiner 15 kWp in kWp

$P_{PV,normiert}(z)$ normierte PV-Einspeisung in kW/kWp; gewichteter Mittelwert von Anlagen unterschiedlicher Neigung und Ausrichtung (VZS)

Aus dem PV- und Haushaltslastgang wird die Residuallast am Hausanschluss ohne das HSS $P_{Residual}(z)$ wie folgt berechnet:

$$P_{Residual}(z) = P_{HH}(z) + P_{PV}(z) \quad (3\text{-}7)$$

$P_{Residual}(z)$ Residuallastgang aus PV-Erzeugung und HH-Last am Hausanschluss (VZS) in kW
z beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
$P_{HH}(z)$ Zeitreihe der Haushaltslast der Gebäude mit HSS (VZS) in kW
$P_{PV}(z)$ PV-Einspeisungsgang der Gebäude mit HSS (VZS) in kW

Die Betriebsweise der HSS im Referenzfall versucht einen möglichst hohen Eigenverbrauch zu erreichen und wird folgendermaßen unter Beachtung der Residuallast, der maximalen Lade- und Entladeleistung, der Wirkungsgrade, der Speicherkapazität, des Referenzlastgangs des Speichers $P_{HSS}(z)$ und dessen nutzbaren Energieinhalts $E_{HSS}(z)$ modelliert: Der Speicher wird bei einem Energieüberschuss, also negativer Residuallast $P_{Residual}(z)$, und falls der Speicher noch nicht voll ist, geladen. Die Ladeleistung wird dabei durch die maximale Ladeleistung und den SoC des HSS begrenzt. Bei Energiebedarf, also positiver Residuallast $P_{Residual}(z)$, und wenn er nicht leer ist, wird der Speicher, begrenzt durch die maximale Entladeleistung und den SoC, entladen.

Zur Ermittlung eines realistischen Werts für den initialen Speicherinhalt wird vor der eigentlichen Simulation eine zweitägige Vorsimulation durchgeführt, deren Speicherfüllstand zum Ende des letzten Zeitschritts den initialen Speicherfüllstand $E_{HSS}(z = 0)$ für die eigentliche Simulation darstellt.

Es werden folgende Annahmen und Vereinfachungen für die Modellierung getroffen:

- Die maximale Lade- und Entladeleistung sind identisch.
- Die Selbstentladung der Speicher wird vernachlässigt.
- Die Leistung kann stufenlos von 0 % bis 100 % in beide Richtungen eingestellt werden.
- Es wird ein konstanter Lade- und Entladewirkungsgrad von 94 % angenommen /RWTH-02 17/.

Abbildung 3-15 zeigt die mittlere Ladeleistung der HSS in Altdorf über die Tage der Jahreszeiten gemittelt. Die in Summe installierte Leistung aller HSS beträgt ca. 71 kW und die installierte, nutzbare Kapazität 141 kWh. Die HSS werden von einer installierten PV-Anlagenleistung von 167 kWp gespeist. Die über alle Sommertage gemittelte Ladeleistung nimmt bereits ab 9:00 Uhr ab, da der virtuell aggregierte Speicher, aufgrund des hohen, jedoch üblichen, Verhältnisses von installierter PV-Leistung zu Speicherkapazität, an vielen Sommertagen um 9:00 Uhr bereits komplett aufgeladen ist.

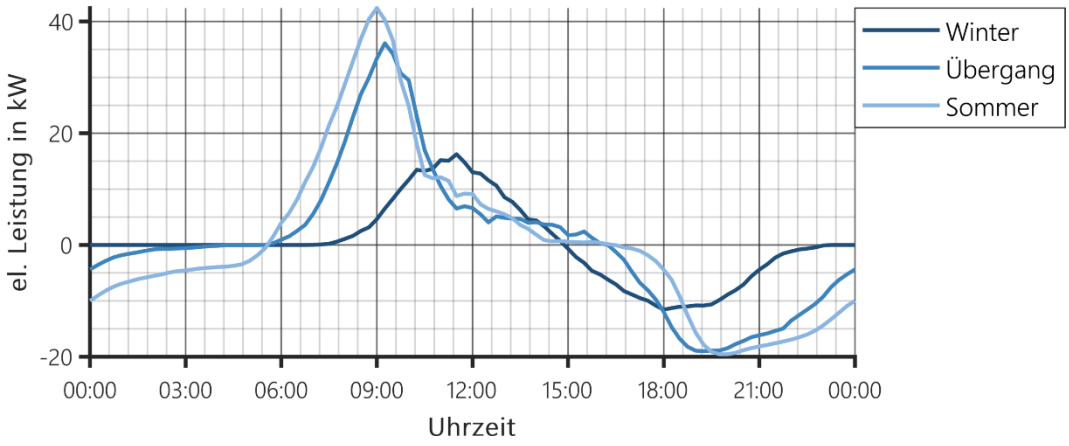


Abbildung 3-15: Simulierte Referenzlast aller Hausspeichersysteme der Gemeinde Altdorf über die Tage der Jahreszeiten gemittelt

3.3.6 Ermittlung des Flex-Potenzials der Flex-Typen

Auf Grundlage der Referenzlastgänge kann im nächsten Schritt das Flex-Potenzial der einzelnen Flex-Typen modelliert werden. Zunächst werden hierfür die allgemein gültigen Restriktionen erläutert und dann die Modellierung je Flex-Typ beschrieben.

3.3.6.1 Begrenzende Faktoren des Flex-Potenzials

Das Flex-Potenzial wird durch unterschiedliche Faktoren begrenzt, welche im Folgenden beschrieben werden:

- Leistungs-Restriktion: Begrenzung des Flex-Potenzials ausgehend vom Arbeitspunkt der Referenzlast in beide Richtungen durch die maximale Lade- und Entladeleistung
- SoC-Restriktion: Begrenzung des Flex-Potenzials in beide Richtungen durch den minimalen Energieinhalt und die maximale Speicherkapazität
- Energiebedarfs-Restriktion: Begrenzung des Flex-Potenzials aufgrund des zu deckenden Energiebedarfs innerhalb einer definierten Ausgleichszeit

Tabelle 3-2 zeigt die für die einzelnen Flex-Typen modellierten Restriktionen. Zusätzlich wird die Länge des Abrufs bei der Ermittlung des Potenzials berücksichtigt: je länger der Abruf ist, desto geringer wird das Potenzial, da die Restriktionen für sämtliche Zeitschritte innerhalb eines Abrufs eingehalten werden müssen.

Tabelle 3-2: Modellierte Restriktionen je Flex-Typ und Flexibilitätsart

	Leistungsrestriktion		SoC-Restriktion		Energiebedarfs-Restriktion
Beschreibung	Einspeisung ↓ / Last ↑	Einspeisung ↑ / Last ↓	Obere Grenze	Untere Grenze	Obere Grenze
Richtung	-	+	-	+	-
HSS	X	X		X	X
WP	X	X		X	X
ESH	X	X	X	X	

Da innerhalb der Gemeinden viele Anlagen zu einer gemeinsamen virtuellen Anlage aggregiert werden, wird angenommen, dass die Leistung der virtuellen Anlage einer Gemeinde stufenlos innerhalb der ermittelten Potenzial-Grenzen geändert werden kann, selbst wenn die einzelnen Anlagen nur die Arbeitspunkte Volllast oder keine Leistung einnehmen können.

Im Folgenden werden die drei Faktoren, die das Flex-Potenzial begrenzen, genauer beschrieben.

Leistungs-Restriktion

Das negative Flex-Potenzial wird durch die maximale Ladeleistung, die nicht überschritten werden darf, begrenzt. Das positive Flex-Potenzial wird durch die maximale elektrische Entladeleistung, die nicht unterschritten werden darf, bzw. Null bei unidirektionalen Komponenten, begrenzt. Diese Potenziale gelten für eine Abrufdauer, die der Zeitschrittdauer der Simulation von 15 Minuten entspricht. Um das Potenzial für längere Abrufdauern zu ermitteln, wird das über alle Zeitschritte rollierende Minimum des Potenzials pro Zeitschritt für das Abrufzeitfenster herangezogen. Diese Herangehensweise gilt sowohl für das negative als auch das positive Potenzial. Die entsprechenden Formeln befinden sich im Anhang in Kapitel 9.5.3.1.

Abbildung 3-16 zeigt das Vorgehen für die Ermittlung des positiven und negativen Potenzials einer unidirektionalen Last, wie WP oder ESH, zu einem Zeitschritt. Die Länge des Abrufzeitfensters beträgt acht Zeitschritte – zwei Stunden bei 15-minütiger Auflösung. Die Referenzlast ist als gestrichelte Linie im Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt. Das positive Potenzial, also die reduzierbare Bezugsleistung, ist für eine Abrufdauer von 15 Minuten identisch mit der Referenzlast und oberhalb der x-Achse dargestellt. Das negative Potenzial, also die mögliche Erhöhung der Bezugsleistung, ist für eine Abrufdauer von 15 Minuten vom Verlauf her identisch mit der Referenzlast, jedoch um die installierte Leistung nach unten verschoben und unterhalb der x-Achse dargestellt. Das Potenzial für eine Abrufdauer von zwei Stunden ergibt sich jeweils aus dem Minimum des Betrags der entsprechenden Kurve. Der Zeitschritt mit dem für das Potenzial entscheidenden Minimum ist durch eine etwas dunklere Fläche angedeutet.

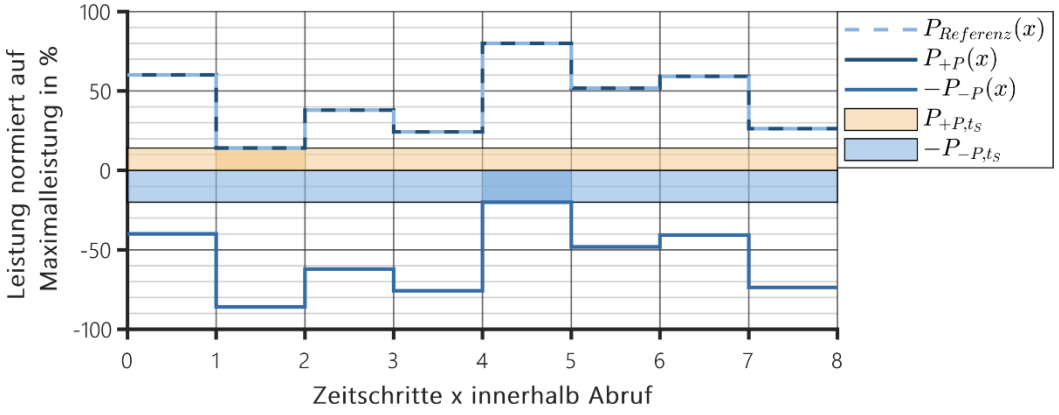


Abbildung 3-16: Beispielhafte Darstellung der Ableitung des im Rahmen der Leistungs-Restriktionen möglichen positiven und negativen Flex-Potenzials

SoC-Restriktion

Das negative Flex-Potenzial und damit die maximale Ladeleistung wird durch den maximalen Speicherfüllstand begrenzt, welcher nicht überschritten werden darf (vgl.

Anhang Kapitel 9.5.3.1). Das positive Flex-Potenzial, also die maximale Entladeleistung, wird begrenzt durch den minimalen Speicherfüllstand, welcher nicht unterschritten werden darf, welche für die Abrufdauer von einem Zeitschritt gilt. Um das Flex-Potenzial für eine längere Abrufdauer zu bestimmen wird für das negative und das positive Potenzial entsprechend Formel (9-6) aus Anhang Kapitel 9.5.3.1 vorgegangen. Innerhalb eines Abrufzeitfensters von x Zeitschritten wird das Potenzial für die Abrufdauer eines Zeitschritts um den Faktor $1/x$ verringert. Dies bildet ab, dass zum Zeitpunkt x innerhalb des Abrufzeitfensters bereits $(x\text{-}1)$ Zeitschritte lang das Potenzial abgerufen wurde. Deshalb hat sich der Speicherfüllstand am Ende von Zeitschritt x um das x-fache der Ladeleistung geändert. Das Potenzial hat sich entsprechend verringert. Abbildung 3-17 zeigt das Vorgehen exemplarisch. Die Länge des Abrufzeitfensters beträgt acht Zeitschritte – zwei Stunden bei 15-minütiger Auflösung. Das Potenzial für eine Abrufdauer von einem Zeitschritt $P_{\pm\,SoC}(x)$ wird hyperbolisch mit der dargestellten $1/x$-Kurve gewichtet. Daraus ergibt sich die mit $P_{\pm\,SoC}(x)/x$ bezeichnete Kurve. Das resultierende Potenzial für das Abrufzeitfenster $P_{\pm\,SoC,\,t_S}$ ergibt sich aus dem Minimum dieser Kurve. Der Zeitschritt, mit dem für das Potenzial entscheidenden Minimum, ist im siebten Zeitschritt und durch eine etwas dunklere Fläche angedeutet.

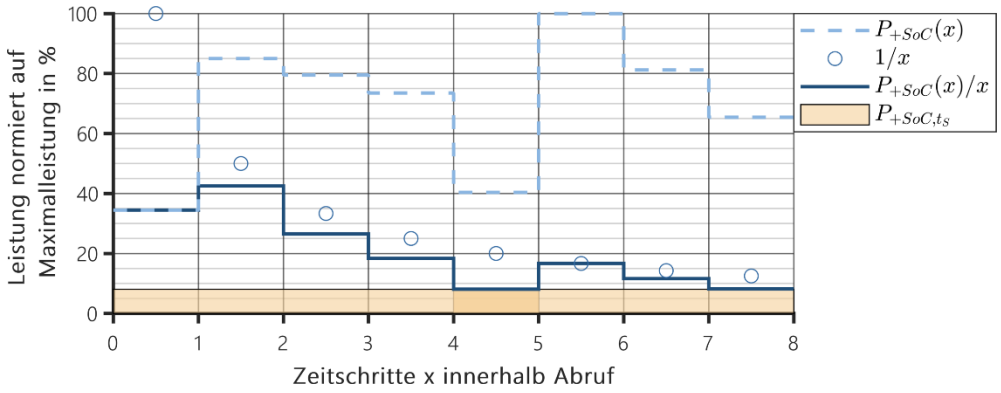


Abbildung 3-17: Beispielhafte Darstellung der Ableitung des im Rahmen der SoC-Restriktion möglichen positiven Flex-Potenzials

Energiebedarfsrestriktion

Um bei PtH-Anlagen keine unnötigen Energieverluste zu erzeugen, d.h. Energie einzuspeichern, die in der näheren Zukunft - der Ausgleichszeit t_A - nicht benötigt wird, wird das negative Flex-Potenzial durch eine Energiebedarfsrestriktion beschränkt. Die Ausgleichszeit ist für die Simulation mit 24 Stunden parametriert. Die maximale Abrufdauer ist mit vier Stunden deutlich kleiner als die Ausgleichszeit. Für PtH-Anlagen hat die Energiebedarfsrestriktion zur Folge, dass zu Zeiten ohne Wärmebedarf - wie an vielen Tagen im Sommer - keinerlei negatives Potenzial besteht. Die detaillierten Beschreibungen der Energiebedarfsrestriktionen befinden sich in den Kapiteln 3.3.6.2 und 3.3.6.3

Kombination der Restriktionen

Das negative bzw. positive Flex-Potenzial ergibt sich aus dem Minimum der einzelnen Restriktionen je Zeitschritt, abgebildet in Formel (3-8):

$$P_{\pm,\,t_S}(z) = min\left(P_{\pm\,P,\,t_S}(z), P_{\pm\,SoC,\,t_S}(z), P_{\pm\,E,\,t_S}(z)\right) \quad (3\text{-}8)$$

$P_{\pm,\,t_S}(z)$ negatives bzw. positives Flex-Potenzial für bestimmte Abrufdauer t_S (≥ 0) in kW

$P_{\pm\,P,\,t_S}(z)$ negatives bzw. positives Flex-Potenzial begrenzt durch Leistungsrestriktion (≥ 0) in kW

$P_{\pm\,SoC,\,t_S}(z)$ negatives bzw. positives Flex-Potenzial begrenzt durch SoC-Restriktion (≥ 0) in kW

$P_{\pm\,E,\,t_S}(z)$ negatives bzw. positives Flex-Potenzial begrenzt durch Energiebedarfsrestriktion (≥ 0) in kW

3.3.6.2 Ermittlung des Flex-Potenzials von Speicherheizungen

Das Flex-Potenzial der ESH einer Gemeinde wird pro Gebäudeklasse ermittelt und anschließend aufsummiert. Für ESH gelten entsprechend Tabelle 3-2 folgende Restriktionen:

- obere und untere Leistungsrestriktion
- untere SoC-Restriktion: Speicherfüllstand darf nicht unter Null sinken
- obere Energiebedarfsrestriktion: Energiebedarf innerhalb 24 Stunden darf nicht überschritten werden

Diese Restriktionen werden durch die entsprechenden Formeln zur Ermittlung des Flex-Potenzials von Speicherheizungen im Kapitel 9.5.3.1 im Anhang definiert. Für ESH mit elektrisch-thermischem Wirkungsgrad von 100 % gilt eine Energiebedarfsrestriktion entsprechend Formel (3-9), ähnlich wie für WP. Zusätzlich wird bei ESH die gespeicherte Energie berücksichtigt, mit welcher der Bedarf innerhalb der Ausgleichszeit gedeckt werden kann. Um die zusätzlich ladbare Energie zu ermitteln, wird die im Speicher zu Beginn des jeweiligen Zeitschritts verfügbare Energie und die in der Abrufzeit durch die Referenzlast geladene Energie vom Energiebedarf innerhalb der 24-stündigen Ausgleichszeit abgezogen.

Zur Veranschaulichung folgt ein Beispiel für die Ermittlung der Energiebedarfsrestriktion zum Zeitpunkt z: Der Speicherinhalt am Anfang des Zeitschritts beträgt 100 kWh. Der Wärmebedarf innerhalb der 24-stündigen Ausgleichszeit beträgt 200 kWh. Innerhalb der Abrufdauer werden mit der Referenzlast bereits 70 kWh geladen. Somit können während der Abrufdauer insgesamt noch 30 kWh zusätzlich geladen werden (200 kWh – 100 kWh – 70 kWh = 30 kWh). Diese Energie wird gleichmäßig auf die Anzahl Zeitschritte des Abrufs aufgeteilt.

$$
\begin{aligned}
P_{-\,E,\,t_S}(z) &= \frac{1}{t_S} * E_{el.\ Bedarf}(z) \\
&= \frac{1}{t_S} \\
&* \left(t_Z * \sum_{z}^{z+z_A-1} q_{th.\ Bedarf}(z) - E_{Sp}(z-1) - t_Z \right. \\
&* \left. \sum_{z}^{z+z_S-1} P_{Referenz}(z) \right)
\end{aligned}
\tag{3-9}
$$

$P_{-\,E,t_s}(z)$	negatives Flex-Potenzial für bestimmte Abrufdauer t_S (≥ 0) in kW
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
t_S	Abrufdauer in h: Dauer der Änderung der Referenzlast um fixen Leistungswert
t_A	Ausgleichszeit in h; 24 h für Speicherheizungen
$E_{el.\ Bedarf}(z)$	rollierender elektrischer Energiebedarf in der nachfolgenden Ausgleichszeit t_A abzüglich der verfügbaren Energie im Speicher und durch die Referenzlast in der Abrufzeit geladenen Energie in kWh
t_Z	Zeitschrittdauer zur Umrechnung von Energie zu Leistung in h
$q_{th.\ Bedarf}(z)$	thermische Wärmebedarfsleistung (VZS; ≥ 0) in kW
$E_{Sp}(z-1)$	Speicherinhalt am Anfang des Zeitschritts z in kWh
$P_{Referenz}(z)$	elektrische Referenzlast in kW

Im Folgenden werden die resultierenden Potenziale beispielhaft an der Gemeinde Altdorf dargestellt. Abbildung 3-18 zeigt das mittlere und maximale Flex-Potenzial der ESH in Altdorf für verschiedene Abrufdauern - unterschieden nach Jahreszeiten und für den Mittelwert nach Tag und Nacht. Das Potenzial wird geringer je länger der Abruf dauert. Die komplette Balkenhöhe entspricht dem viertelstündigen Potenzial-Abruf und ist in der untersten Ebene dargestellt. Die Potenziale höherer Abrufdauern sind mit aufsteigender Abrufdauer darüber abgebildet. Das negative Potenzial, also die Erhöhung der Last der Anlagen, ist im Mittel deutlich höher als das positive Potenzial. Der Grund dafür ist, dass die virtuelle Speicherheizung der Gemeinde Altdorf in der Simulation nur etwa 579 Volllaststunden hat, die Anlage also im Durchschnitt nur etwa 1,58 Stunden pro Tag in Volllast läuft, woraus sich zu vielen Zeitpunkten negatives Potenzial zum Erhöhen der Last und nur zu wenigen Zeitpunkten positives Potenzial zum Abregeln der Anlage ergibt. Deutlich erkennbar ist auch ein saisonales Gefälle des positiven und negativen Potenzials vom Winter zum Sommer: Im Sommer laufen die Anlagen kaum, wodurch sie auch nur selten abgeregelt werden können (positives Potenzial). Da kein Wärmebedarf besteht, können die Anlagen auch nicht zugeschalten werden (negatives Potenzial). Das negative Potenzial, also das Hochregeln der Anlagen, ist tagsüber höher, da die Anlagen tagsüber aufgrund der Sperrzeit im Referenzfall nicht laufen. Aus dem gleichen Grund ist das positive Potenzial, also das Abregeln der Anlagen, tagsüber gleich Null. Das maximale positive Potenzial im Winter für Abrufdauern kleiner vier Stunden entspricht der installierten Leistung von 3,73 MW. Das maximale negative Potenzial entspricht ebenfalls der installierten Leistung und wird für eine Abrufdauer von bis zu 30 Minuten in allen Jahreszeiten erreicht.

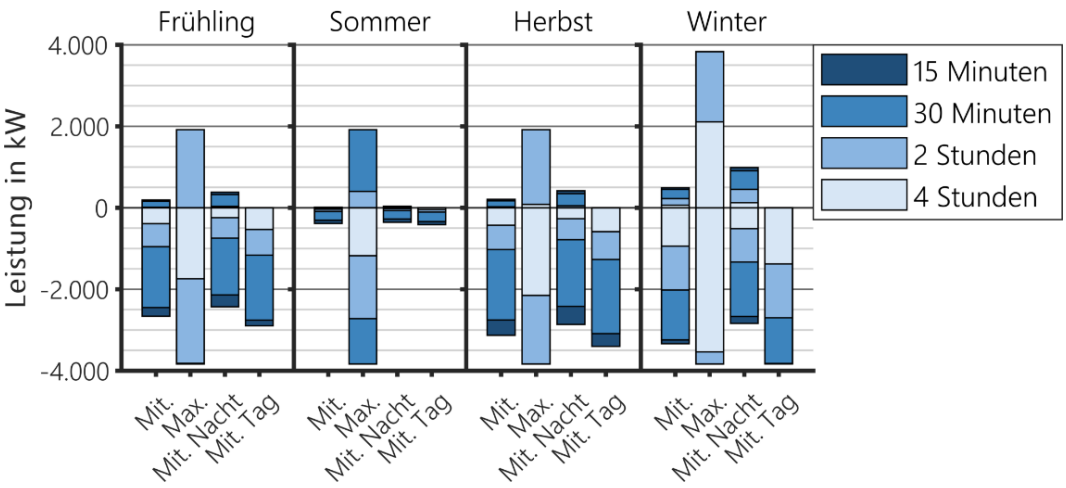


Abbildung 3-18: Mittleres und maximales Flex-Potenzial der ESH in Altdorf für verschiedene Abrufdauern - unterschieden nach Jahreszeiten und für den Mittelwert nach Tag und Nacht

Detaillierte Darstellungen Flex-Potenzial der ESH in Altdorf sind im Anhang Abschnitt 9.5.3.2 nach gemittelten Tagen je Jahreszeit und Abrufdauer zu finden.

3.3.6.3 Ermittlung des Flex-Potenzials von Wärmepumpen

Das Flex-Potenzial der WP einer Gemeinde wird je Gebäudeklasse ermittelt und anschließend aufsummiert.

Für WP gelten entsprechend Tabelle 3-2 folgende Restriktionen:

- obere und untere Leistungsrestriktion
- untere SoC-Restriktion: Bei Abruf des Potenzials, also bei der Verringerung der Bezugsleistung, darf höchstens der über die Simulationsdauer maximale elektrische Energiebedarf innerhalb von zwei Stunden abgeregelt werden
- obere Energiebedarfsrestriktion: Energiebedarf innerhalb 24 Stunden darf nicht überschritten werden

Diese Restriktionen werden durch die entsprechenden Formeln zur Ermittlung des Flex-Potenzials von Wärmepumpen im Kapitel 9.5.3.1 im Anhang definiert. Das positive Flex-Potenzial von WP wird mit einer abgeänderten SoC-Restriktion begrenzt. Die Restriktion ist angelehnt an § 14a EnWG /BMJV-01 09/, wonach WP, wenn dies aus Netzsicht notwendig ist, abgeschaltet werden dürfen. Meist liegt die Unterbrechungsdauer hierfür bei zwei Stunden, weswegen die Abschaltdauer in der Simulation ebenfalls zwei Stunden beträgt. Auf diese Weise wird abgebildet, dass eine WP nicht zu lange zu stark heruntergeregelt oder komplett abgeschaltet werden kann, da das zu heizende Gebäude sonst zu stark auskühlen würde. Das Potenzial wird aus dem maximalen Energiebedarf innerhalb aller zweistündigen Zeitfenster der Simulation berechnet. Es handelt sich um eine über alle Zeitschritte konstante Grenze und ist deshalb ein Skalar und kein Vektor wie bei den übrigen Restriktionen. Das negative Flex-Potenzial von WP wird durch den elektrischen Energiebedarf, der in einer definierten, auf die Abrufzeit t_S folgenden restlichen Ausgleichszeit $t_A - t_S$, nicht überschritten werden darf, begrenzt (vgl. Formel (9-8) im Anhang). So wird erreicht, dass in der Abrufzeit maximal die innerhalb der nächsten 24 Stunden benötigte elektrische Energie geladen wird.

Abbildung 3-19 zeigt das mittlere und maximale Flex-Potenzial der WP in Altdorf für verschiedene Abrufdauern - unterschieden nach Jahreszeiten und für den Mittelwert nach Tag und Nacht. Da die WP in der Simulation kontinuierlich und ohne Sperrzeiten laufen, ist das mittlere Potenzial von Tag und Nacht ähnlicher als bei den ESH. Aus dem gleichen Grund ist der Unterschied von positivem zu negativem Potenzial deutlich größer als bei ESH. Die saisonalen Unterschiede sind ebenfalls dem Energiebedarf geschuldet und ähnlich denen der ESH. Die Abrufdauer hat einen geringeren Einfluss auf die Höhe des Potenzials als bei ESH, was ebenfalls in der getakteten Fahrweise der ESH begründet ist.

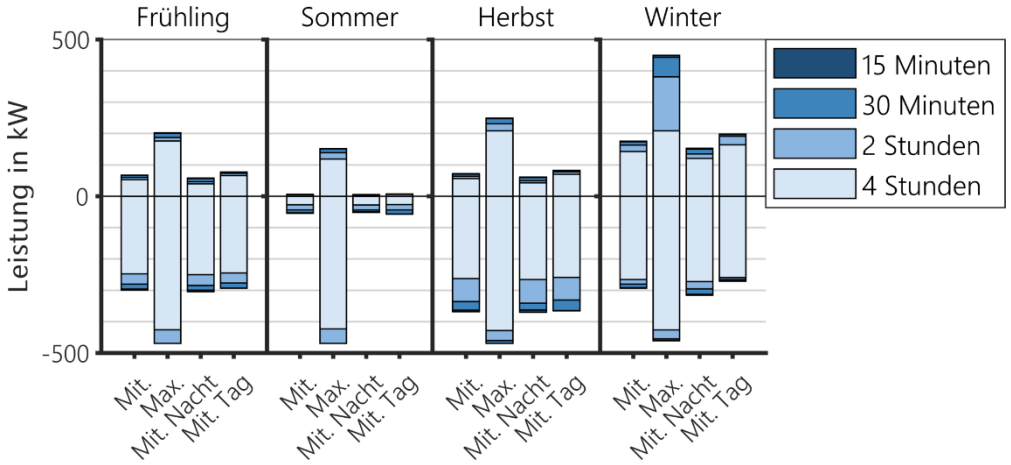


Abbildung 3-19: Mittleres und maximales Flex-Potenzial der Wärmepumpen in Altdorf für verschiedene Abrufdauern - unterschieden nach Jahreszeiten und für den Mittelwert nach Tag und Nacht

Detaillierte Darstellungen Flex-Potenzial der WP in Altdorf in Altdorf sind im Anhang Abschnitt 9.5.3.2 nach gemittelten Tagen je Jahreszeit und Abrufdauer zu finden.

3.3.6.4 Ermittlung des Flex-Potenzials von Hausspeichersystemen

Für das Flex-Potenzial der HSS gelten entsprechend Tabelle 3-2 folgende Restriktionen:

- obere und untere Leistungsrestriktion
- untere SoC-Restriktion: Speicherfüllstand darf nicht unter Null sinken
- obere SoC-Restriktion: Speicherfüllstand darf nicht über 100 % steigen

Diese Restriktionen werden durch die entsprechenden Formeln zur Ermittlung des Flex-Potenzials von Hausspeichersystemen im Kapitel 9.5.3.1 im Anhang definiert. Abbildung 3-20 zeigt das mittlere und maximale Flex-Potenzial der HSS in Altdorf für verschiedene Abrufdauern - unterschieden nach Jahreszeiten und für den Mittelwert nach Tag und Nacht. Beim positiven Potenzial gibt es ein saisonales Gefälle von Sommer zu Winter, da im Winter die Speicher aufgrund geringerer PV-Erzeugung im Durchschnitt deutlich leerer sind (siehe auch Abbildung 3-27). Beim negativen Potenzial besteht das Gefälle in die andere Richtung, von Winter zu Sommer. Das negative Potenzial ist im Sommer im Durchschnitt etwas geringer, da die Speicher tagsüber aufgrund des hohen PV-Überschusses mit hoher Leistung laden und so vergleichsweise früh am Vormittag voll sind, weshalb keine zusätzliche Steigerung der Ladeleistung möglich ist oder sie keine Energie mehr aufnehmen können.

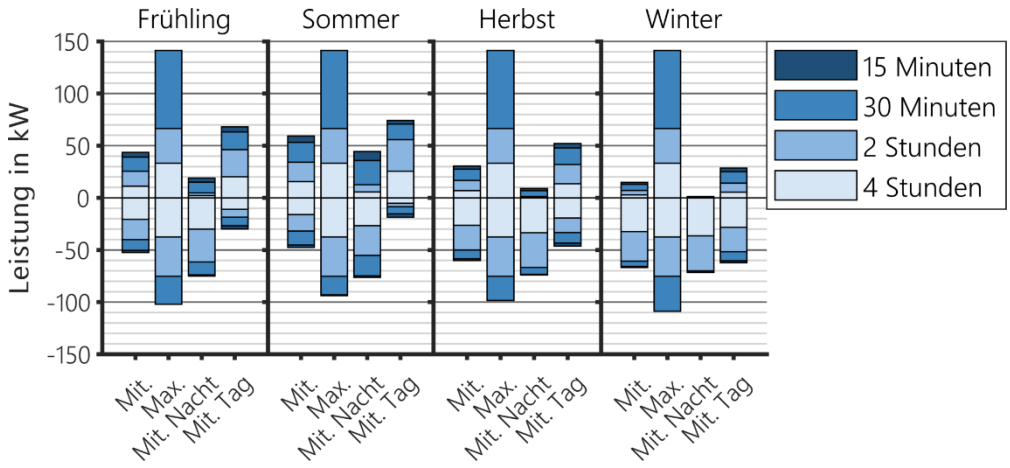


Abbildung 3-20: Mittleres und maximales Flex-Potenzial der Hausspeicher in Altdorf für verschiedene Abrufdauern - unterschieden nach Jahreszeiten und für den Mittelwert nach Tag und Nacht

Detaillierte Darstellungen Flex-Potenzial der HSS in Altdorf in Altdorf sind im Anhang Abschnitt 9.5.3.2 nach gemittelten Tagen je Jahreszeit und Abrufdauer zu finden.

3.3.7 Ermittlung des gesamten Flex-Potenzials in Deutschland

Das Ziel der Flex-Potenzial Bestimmung ist die Ermittlung des regionalen Potenzials der dezentralen Flex-Typen auf Gemeindeebene. Um einen Überblick über das gesamte Potenzial in Deutschland und die entsprechende zeitliche Verfügbarkeit zu erhalten, wird im Folgenden das über alle Gemeinden in Deutschland aufsummierte Potenzial beschrieben.

In Abbildung 3-21 sind Dauerlinien des Potenzials aller ESH in Deutschland für die verschiedenen Abrufdauern dargestellt. Positives Potenzial steht insgesamt nur in ca. 400 bis 1.800 Stunden, das entspricht 5 bis 20 % des Jahres – abhängig von der Abrufdauer – und nur in ca. 40 bis 780 Stunden mit mindestens der halben installierten Leistung von 12,87 GW zur Verfügung. Im Gegensatz dazu steht negatives Potenzial deutlich häufiger zur Verfügung. Für eine Abrufdauer von vier Stunden besteht in ca. 410 Stunden ein negatives Potenzial von mindestens der halben installierten Leistung (12,87 GW). Bei einer Abrufdauer von 15 Minuten steht für ca. 3.170 Stunden die komplette installierte Leistung von 25,75 GW zur Verfügung.

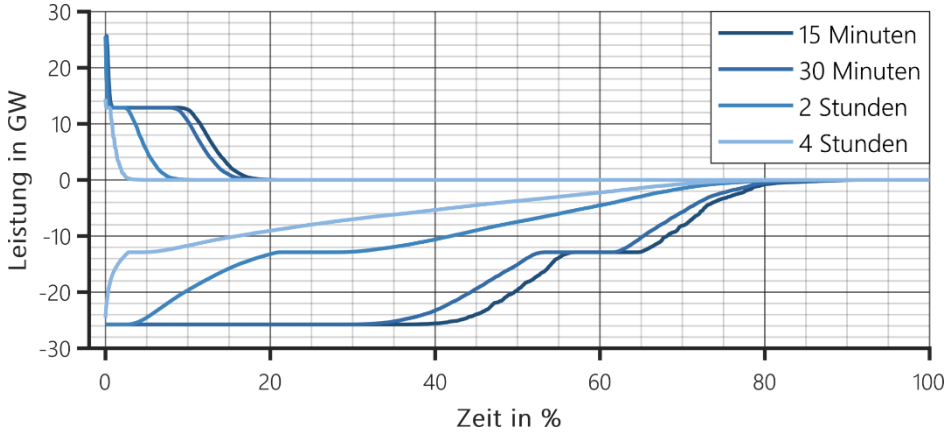


Abbildung 3-21: Dauerlinien des Potenzials aller elektrischen Speicherheizungen in Deutschland für verschiedene Abrufdauern

In Abbildung 3-22 sind Dauerlinien des Potenzials aller WP in Deutschland für verschiedene Abrufdauern dargestellt. Das Potenzial der WP (installierte Leistung 2,04 GW) ist verglichen mit dem der ESH (installierte Leistung 25,75 GW) absolut betrachtet deutlich geringer. Wie in Unterabschnitt 3.3.6.3 beschrieben, ist das Potenzial der WP jedoch deutlich kontinuierlicher. Die Abrufdauer hat wie bereits erwähnt ebenfalls einen geringeren Einfluss auf das Potenzial. Insgesamt ist das negative Potenzial über den Jahresverlauf größer als das positive und es steht zu 50 % des Jahres mindestens 1 GW zur Verfügung. Zu ca. 20 % des Jahres gibt es keinerlei Potenzial durch WP.

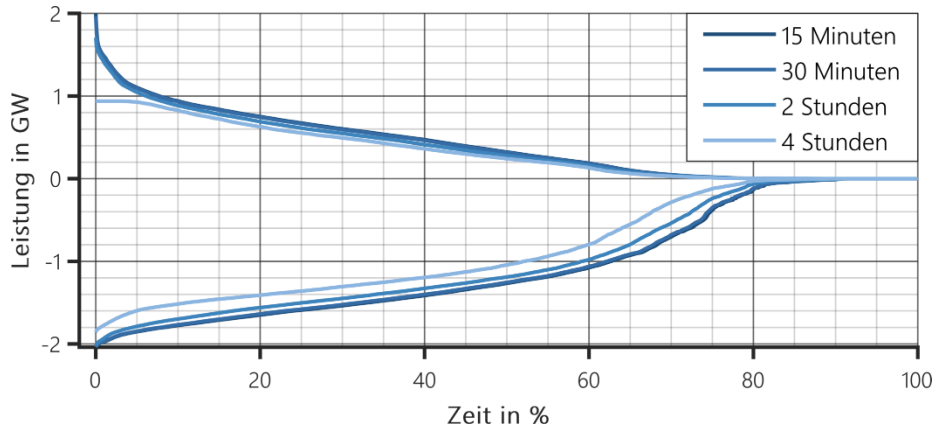


Abbildung 3-22: Dauerlinien des Potenzials aller Wärmepumpen in Deutschland für verschiedene Abrufdauern

In Abbildung 3-23 sind Dauerlinien des Potenzials aller HSS in Deutschland für verschiedene Abrufdauern dargestellt. Das Potenzial ist aufgrund der geringen Anzahl an HSS (installierte Kapazität ca. 174 MW) deutlich geringer als das der ESH und WP. Es ist jedoch relativ symmetrisch. Positives Potenzial steht in 6.200 bis 7.570 Stunden des Jahres – abhängig von der Abrufdauer – mit mindestens einem MW zur Verfügung. Negatives Potenzial steht in 8.370 bis 8.720 Stunden des Jahres mit mindestens einem MW zur Verfügung. Das Potenzial der Speicher zeigt eine starke Abhängigkeit von der Abrufdauer: Das Potenzial für einen vierstündigen Abruf ist in etwa halb so groß wie für einen zweistündigen Abruf.

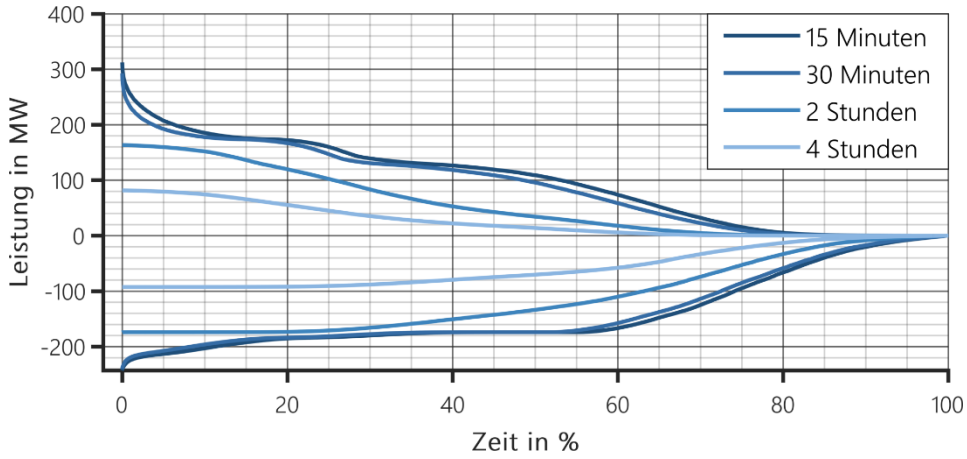


Abbildung 3-23: Dauerlinien des Potenzials aller Hausspeichersysteme in Deutschland für verschiedene Abrufdauern

In Abbildung 3-24 sind Dauerlinien des summierten Potenzials der drei betrachteten Flex-Typen für verschiedene Abrufdauern dargestellt. Das Potenzial wird deutlich dominiert von den ESH, wobei deren hohes, positives Potenzial nur in maximal 18 % der Zeit zur Verfügung

steht. Insgesamt übersteigt das negative Potenzial das positive deutlich. Das negative Potenzial ist außerdem über einen deutlich längeren Zeitraum (bis zu 80 % der Zeit) verfügbar.

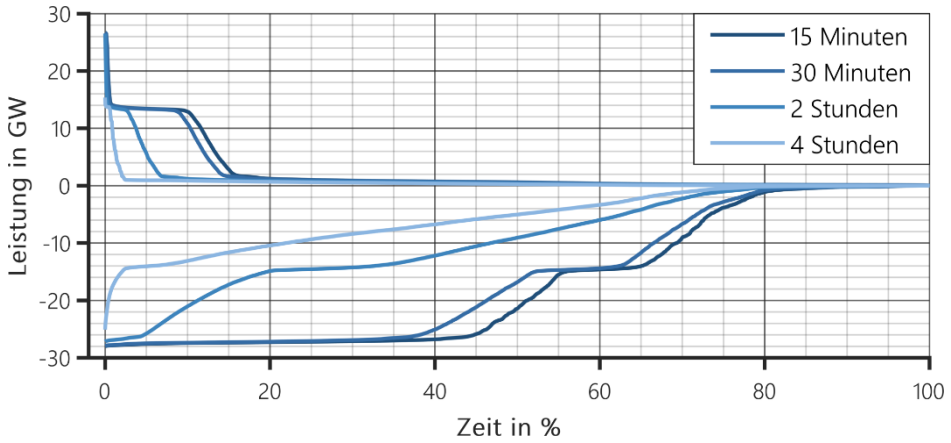


Abbildung 3-24: Dauerlinien des summierten Potenzials der drei betrachteten Flex-Typen für verschiedene Abrufdauern

3.3.8 Grafische Darstellung als Flex-Atlas

Im letzten Schritt werden die ermittelten Flex-Potenziale je Gemeinde für ausgewählte Zeiträume dargestellt und interpretiert. Bei den nachfolgenden Abbildungen sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nur die Bundesland- und Landkreisgrenzen eingezeichnet. Das Verschiebungspotenzial ist in kW je km² Gemeindefläche angegeben, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Gemeinden zu gewährleisten. Bei den Karten wird zwischen den drei Betrachtungszeiträumen Winter, Übergang und Sommer unterschieden. Des Weiteren findet eine Unterteilung des gesamten Jahres in Tag und Nacht statt. Die Unterteilungen finden analog zu Kapitel 3.3.3 statt. In den Darstellungen ist das 90 % Quantil des positiven und negativen Verschiebungspotenzials für die jeweiligen Zeiträume angegeben. Das 90 % Quantil entspricht dem maximalen Potenzial welches während 10 % des Betrachtungszeitraums mindestens zur Verfügung steht. Es wird das jeweilige Verschiebungspotenzial für eine Verschiebungsdauer von 15 min betrachtet. Zunächst werden die Flex-Potenziale der einzelnen Flex-Typen dargestellt und abschließend das Gesamtpotenzial für Deutschland.

3.3.8.1 Flex-Atlas elektrische Speicherheizungen

In Abbildung 3-25 ist die regionale Verteilung des maximalen Verschiebungspotenzials in kW/km² für den Flex-Typ ESH für eine Verschiebungsdauer von 15 min, welches zu mindestens 10 % der Zeit im jeweiligen Betrachtungszeitraum zur Verfügung steht (90 % Quantil), dargestellt. Die obere Hälfte zeigt das positive und die untere Hälfte das negative Verschiebungspotenzial. Von links nach rechts sind die Zeiträume Winter, Übergang und Sommer abgebildet.

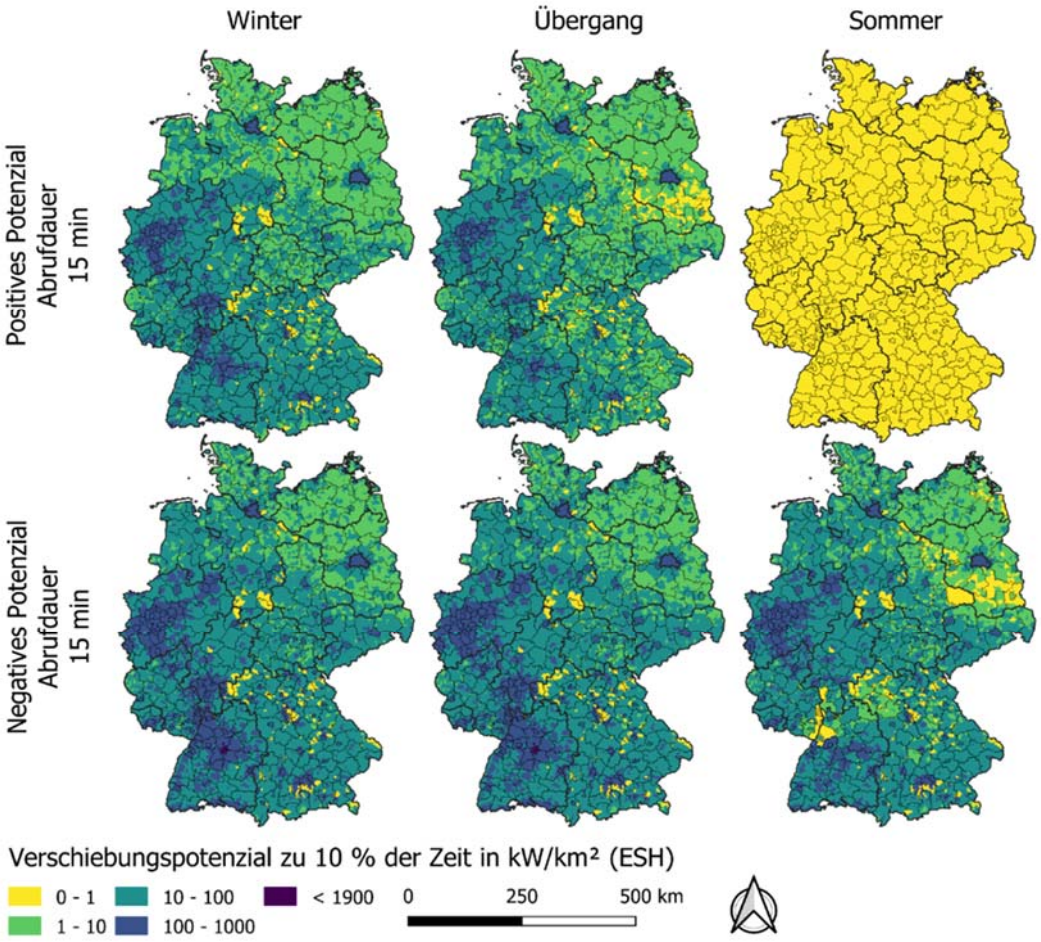


Abbildung 3-25: Maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² für elektrische Speicherheizungen bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Jahreszeiten

Im Sommer ist das maximale, positive Verschiebungspotenzial der ESH zu mindestens 10 % der Zeit für gesamt Deutschland 0 kW/km², da in Deutschland im Sommer aufgrund der hohen Temperaturen keine ESH benötigt werden. Die Verschiebungspotenziale weisen für alle Zeiträume, bis auf das positive Potenzial im Sommer, flächendeckend Werte von 10 bis 100 kW/km² auf. Lediglich im Nordosten gibt es vermehrt Gemeinden mit Potenzialen von 1 bis 10 kW/km². Anhand der Darstellung lässt sich erkennen, dass vor allem in Nordrhein-Westfalen, in der Region um Stuttgart sowie den Städten Berlin, Hamburg und München ein vergleichsweise großes Verschiebungspotenzial von 100 bis 1.000 kW/km² vorliegt. Das negative und positive Verschiebungspotenzial, welches zu 10 % der Zeit vorhanden ist, ist für den Betrachtungszeitraum Winter und Übergang annähernd gleich.

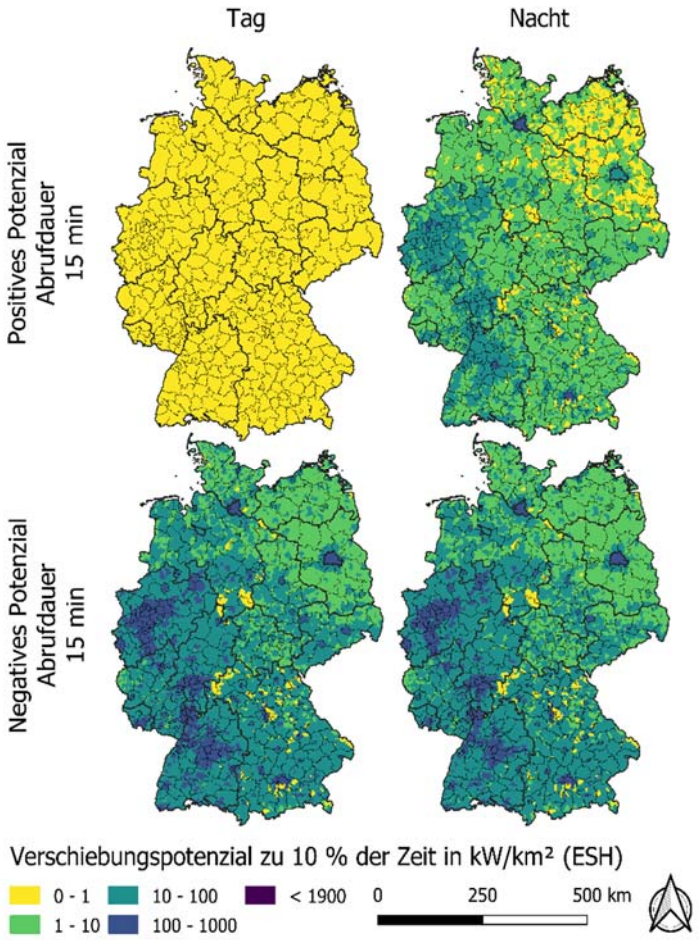


Abbildung 3-26: Maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² für elektrische Speicherheizungen bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Tagesszeiten

Abbildung 3-26 zeigt das maximale Verschiebungspotenzial der ESH zu 10 % der Zeit bei einer Verschiebungsdauer von 15 min über das gesamte Jahr unterteilt nach Tag (linke Hälfte) und Nacht (rechte Hälfte) sowie positives Potenzial (obere Hälfte) und negatives Potenzial (untere Hälfte). Das maximale, negative Verschiebungspotenzial ist sowohl am Tag als auch in der Nacht größer als das maximale, positive Verschiebungspotenzial in der Nacht. Mit der Ausnahme der Darstellung oben links, kommt wie in Abbildung 3-25 flächendeckend in Südwest- und Westdeutschland das größte Potenzial mit Werten zwischen 100 und 1.000 kW/km² vor, während im Nordosten das geringste Potenzial von 1 bis 10 kW/km² erkennbar ist.

3.3.8.2 Flex-Atlas Wärmepumpen

Im Folgenden wird das Verschiebungspotenzial des Flex-Typs WP genauer betrachtet. Abbildung 3-27 zeigt das maximale, positive (oben) und negative (unten) Verschiebungspotenzial in kW/km² für eine Verschiebungsdauer von 15 min zu mindestens 10 % der Zeit, für die Betrachtungszeiträume Winter, Übergang und Sommer.

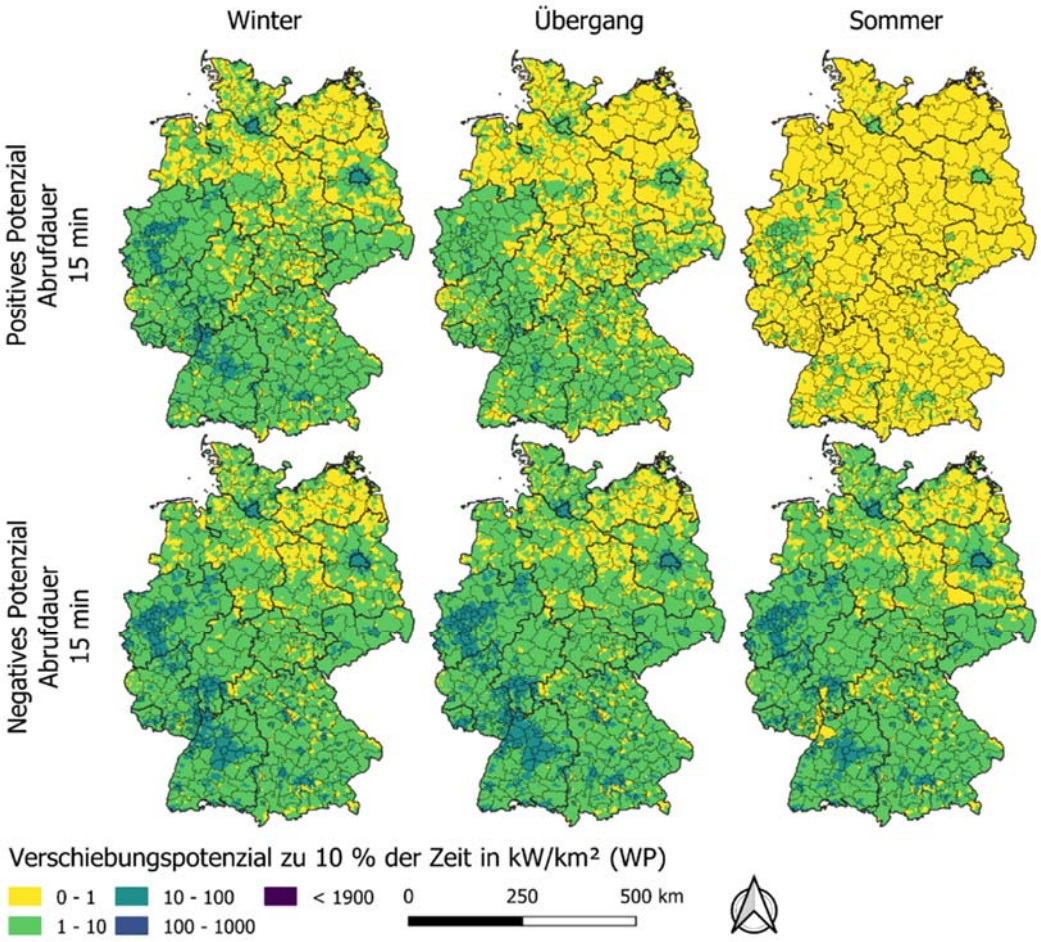


Abbildung 3-27: Maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² für Wärmepumpen bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Jahreszeiten

Das maximale, negative Verschiebungspotenzial der WP ist für die drei Betrachtungszeiträume Winter, Übergang sowie Sommer bis auf wenige Ausnahmen annähernd gleich verteilt und beträgt überwiegend zwischen 1 und 10 kW/km². Die größten Werte werden mit 10 bis 100 kW/km² in Südwest- und Westdeutschland erreicht, während in Nordostdeutschland einige Gemeinden ein Verschiebungspotenzial von 0 bis 1 kW/km² aufweisen. Das positive Potenzial ist im Sommer sehr gering. Einige wenige Gemeinden im Westen von Deutschland weisen Werte von 1 bis 10 kW/km² auf, der Großteil liegt jedoch bei 0 bis 1 kW/km². Der Grund hierfür ist, dass die Temperaturen in Deutschland in den Sommermonaten hoch genug sind, sodass überwiegend keine WP zum Heizen benötigt werden und diese somit auch nicht zur Lastreduktion gesteuert werden können.

Abbildung 3-28 zeigt das maximale Verschiebungspotenzial der WP zu mindestens 10 % der Zeit bei einer Verschiebungsdauer von 15 min aufgeteilt nach Tag (linke Hälfte) und Nacht (rechte Hälfte) sowie positives Potenzial (obere Hälfte) und negatives Potenzial (untere Hälfte).

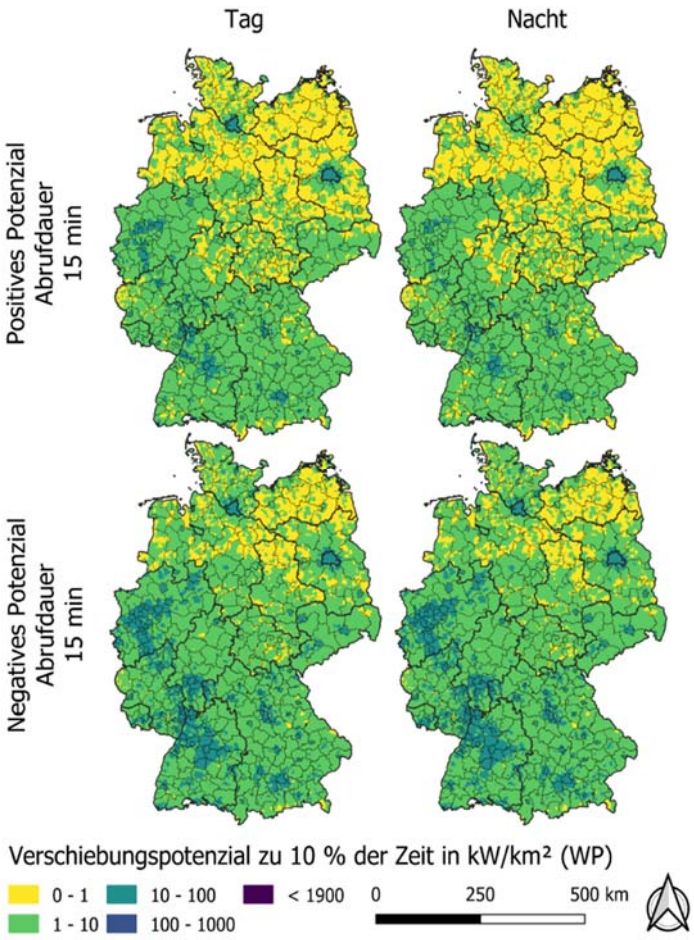


Abbildung 3-28: Maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² für Wärmepumpen bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Tagesszeiten

Sowohl das maximale, negative als auch das maximale, positive Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit unterscheiden sich hinsichtlich der Tageszeit nur vereinzelt. Das Verschiebungspotenzial der WP ist somit nur gering von der Tageszeit abhängig. Das maximale, negative Verschiebungspotenzial fällt insgesamt größer aus, als das positive. Tagsüber erreichen einige Gemeinden in Südwest- und Westdeutschland ein maximales, negatives Verschiebungspotenzial von 10 bis 100 kW/km² und in Zentraldeutschland überwiegend 1 bis 10 kW/km², während das maximale, positive Potenzial in Zentral- und Norddeutschland 0 bis 1 kW/km² aufweist.

3.3.8.3 Flex-Atlas für Hausspeichersysteme

Als nächstes wird das Verschiebungspotenzial der HSS betrachtet. In Abbildung 3-29 ist das maximale Verschiebungspotenzial in kW/km² für eine Verschiebungsdauer von 15 min, welches zu mindestens 10 % der Zeit im jeweiligen Betrachtungszeitraum zur Verfügung steht, abgebildet.

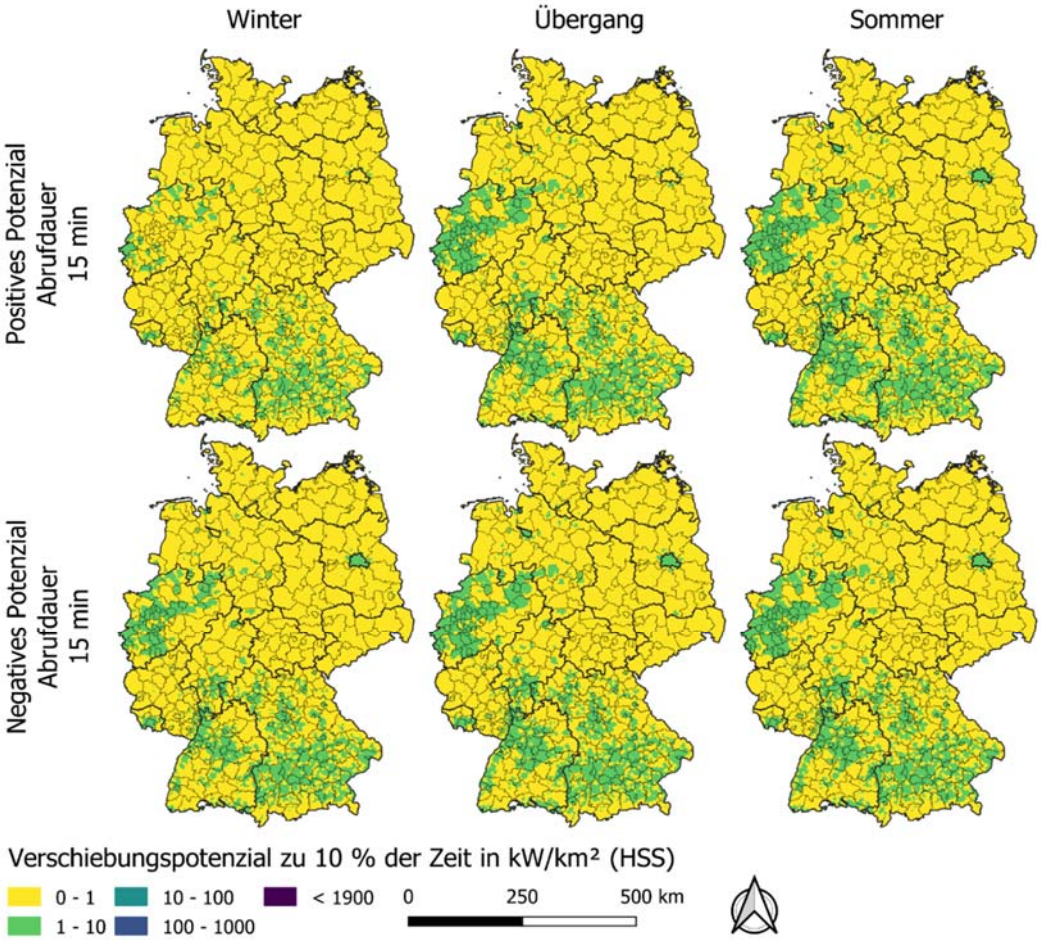


Abbildung 3-29: Maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² für Hausspeichersysteme bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Jahresszeiten

Das Verschiebungspotenzial der HSS konzentriert sich vor allem auf Süd- und Westdeutschland. Die Höchstwerte liegen bei 1 bis 10 kW/km². Das maximale, negative und positive Potenzial unterscheidet sich für die Zeiträume Übergang und Sommer kaum. Im Winter ergeben sich für das positive Potenzial die geringsten Werte, da infolge der verringerten Sonneneinstrahlung und der daraus resultierenden abnehmenden PV-Stromerzeugung, in diesem Zeitraum weniger Strom von den HSS bereitgestellt werden kann. Beim Vergleich mit der Abbildung 3-25 und Abbildung 3-27 wird deutlich, dass das Verschiebungspotenzial der HSS wesentlich geringer ausfällt, als das der ESH sowie der WP. Für den Sommerzeitraum überwiegt jedoch das positive Potenzial der HSS das der anderen beiden.

Abbildung 3-30 zeigt das maximale Verschiebungspotenzial der HSS zu mindestens 10 % der Zeit bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Tag (linke Hälfte) und Nacht (rechte Hälfte) sowie positives Potenzial (obere Hälfte) und negatives Potenzial (untere Hälfte).

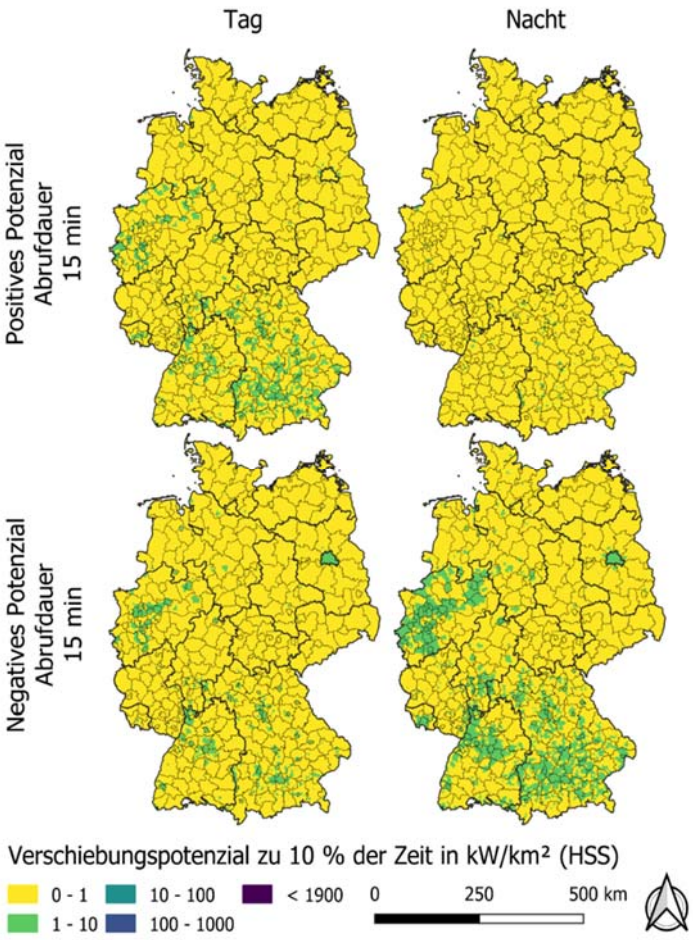


Abbildung 3-30: Maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² für Hausspeichersysteme bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Tagesszeiten

Das maximale, positive als auch negative Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit ist am Tag und in der Nacht größtenteils 0 bis 1 kW/km². Das maximale, negative Potenzial in der Nacht erreicht in Süd- und Westdeutschland Werte von 1 bis 10 kW/km².

3.3.8.4 Flex-Atlas für alle Flex-Typen

Bevor das summierte Potenzial der drei Flex-Typen ESH, WP und HSS betrachtet wird, sind in Abbildung 3-31 zum Vergleich die verschiedenen maximalen Potenziale, welche zu mindestens 10 % der Zeit vorhanden sind, für das gesamte Jahr gegenübergestellt.

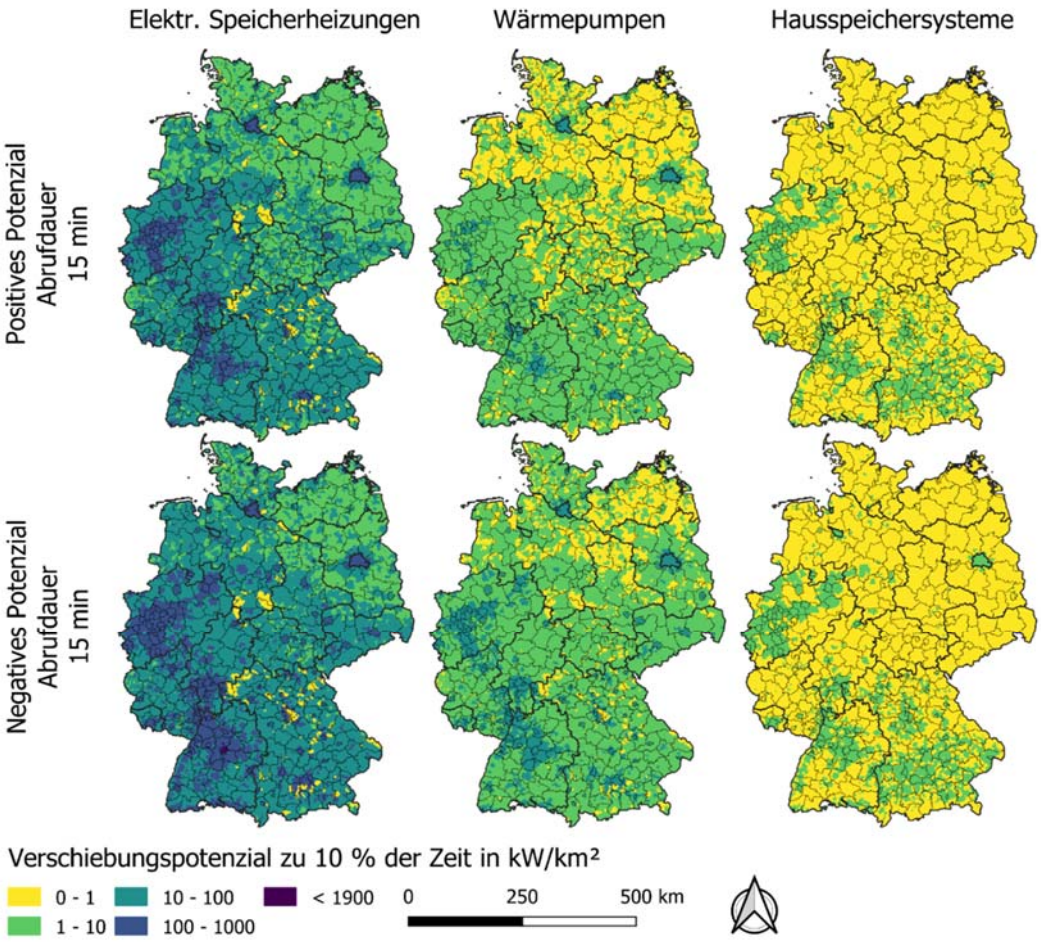


Abbildung 3-31: Maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit bei einer Verschiebungsdauer von 15 min in kW/km² für Speicherheizungen (links), Wärmepumpen (mittig) und Hausspeichersysteme (rechts)

In Abbildung 3-31 wird deutlich, dass ESH im Vergleich zu WP und HSS das größte Verschiebungspotenzial besitzen. Auf das ganze Jahr gesehen haben vor allem in West- und Südwestdeutschland ESH in einer Vielzahl von Gemeinden ein teilweise 100-mal so großes sowohl negatives als auch positives Verschiebungspotenzial im Vergleich zu HSS bzw. ein knapp 15-mal höheres als WP.

In Abbildung 3-32 sind die Potenziale der drei Flex-Typen ESH, WP und HSS zusammengefasst und als gesamtes, maximales Verschiebungspotenzial in kW/km² zu mindestens 10 % der Zeit bei einer Verschiebungsdauer von 15 min abgebildet.

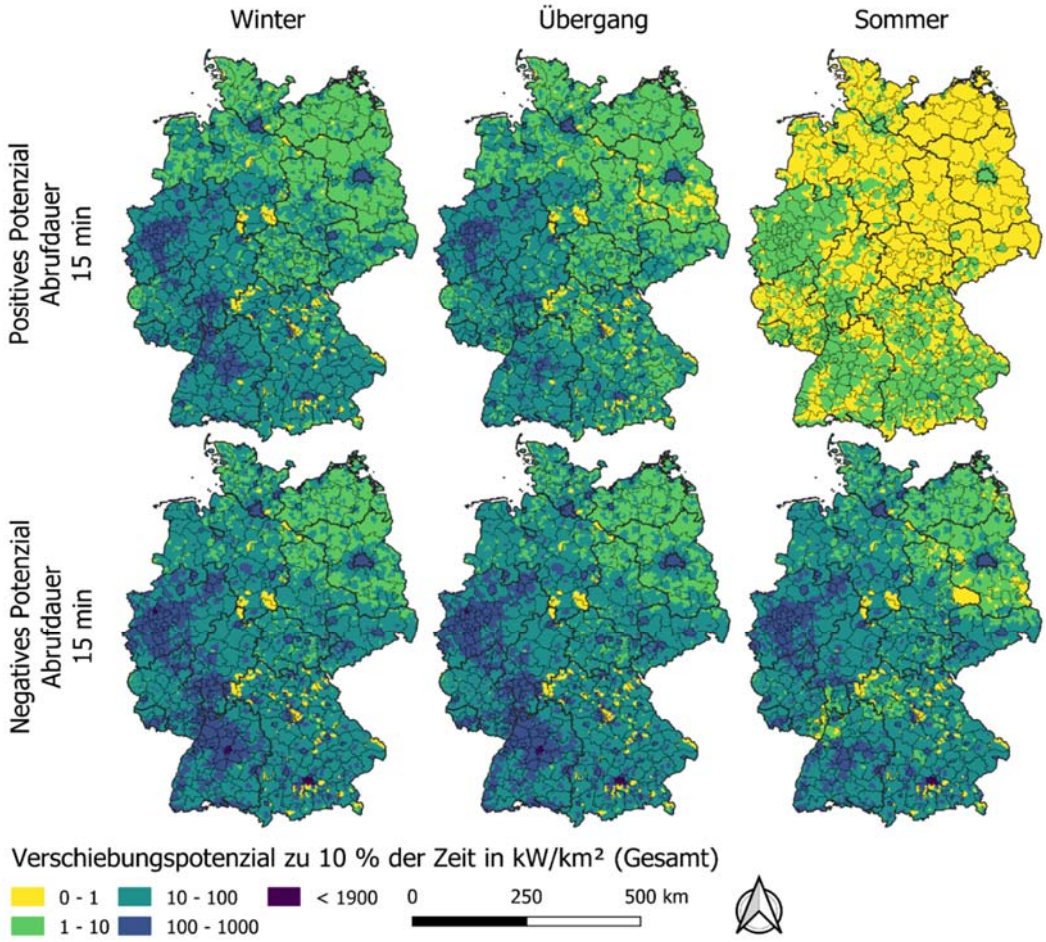


Abbildung 3-32: Gesamtes maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Jahreszeiten

Betrachtet man das gesamte, maximale Verschiebungspotenzial in Abbildung 3-32 und vergleicht es mit den zuvor dargestellten Potenzialen differenziert nach Jahreszeiten der einzelnen Flex-Typen ist erkennbar, dass der Großteil des maximalen, positiven Verschiebungspotenzials im Sommer durch HSS bereitgestellt wird. Bei den restlichen Darstellungen überwiegt der Einfluss der ESH. Darüber hinaus wird erneut deutlich, dass mit der Ausnahme von der Darstellung oben rechts, in Südwest- und Westdeutschland flächendeckend ein maximales Verschiebungspotenzial von 10 bis 100 kW/km² zur Verfügung steht und eine Vielzahl von Gemeinden ein Potenzial von 100 bis 1.000 kW/km² besitzen.

Abbildung 3-33 zeigt das gesamte, maximale Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Tageszeiten.

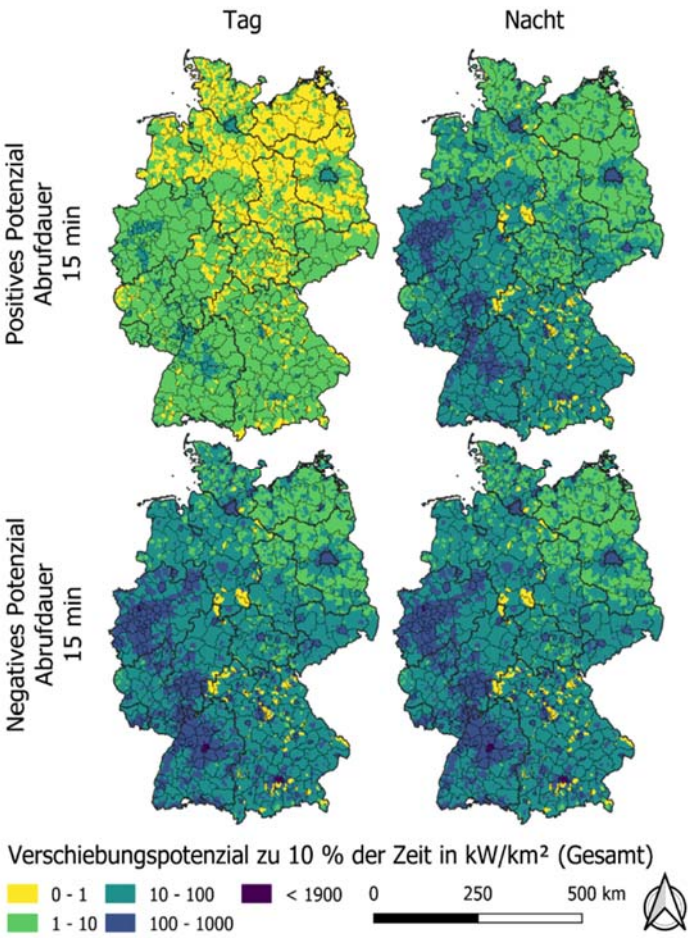


Abbildung 3-33: Gesamtes, maximales Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit in kW/km² bei einer Verschiebungsdauer von 15 min differenziert nach Tageszeiten

Beim Vergleich des gesamten, maximalen Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit differenziert nach Tageszeiten mit dem der anderen Flex-Typen wird deutlich, dass das maximale, negative Potenzial sowohl tagsüber als auch nachts hauptsächlich durch die ESH beeinflusst wird. Ebenso verhält es sich für das maximale, positive Potenzial in der Nacht. Das maximale, positive Verschiebungspotenzial zu mindestens 10 % der Zeit am Tag wird hingegen überwiegend durch den Flex-Typ WP geprägt.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass ESH das gesamte negative Verschiebungspotenzial dominieren. WP bestimmen überwiegend das positive Verschiebungspotenzial am Tag, während HSS für das positive Verschiebungspotenzial im Sommer verantwortlich sind.

3.3.9 Kritische Beurteilung der Qualität der Flexibilitäts-Potenzial-Ermittlung

In diesem Unterabschnitt erfolgt eine kritische Beleuchtung der im Projekt vorgenommenen Methodik zur Ermittlung des Flex-Potenzials.

Im Zuge der Analysen ist eine Betrachtung des maximalen, theoretischen Potenzials vorgesehen. Theoretisch deshalb, weil der Großteil der modellierten Flex-Optionen in der Realität zum Zeitpunkt der Analyse nicht fernsteuerbar ist. Das tatsächliche Potenzial kann demnach in der Praxis aus technischen Gründen nicht gehoben werden. Zudem fehlen für den Abruf die gesetzlichen Rahmenbedingungen, welche sich derzeit auf die in Abschnitt 2.1

dargelegten rechtlich-regulatorischen Möglichkeiten beschränken. Zusätzlich ergeben sich durch die Modellierung diverse Unschärfen, welche im Folgenden diskutiert werden.

Durch den gewählten Top-Down-Ansatz, also dem Clustern einzelner Anlagen in einer Gemeinde zu einer gemeinsamen virtuellen Anlage, wird das Flex-Potenzial potenziell überschätzt. Dies soll am Beispiel der HSS als Flex-Option erläutert werden, unter der Annahme zwei verfügbarer Speicher in einer Gemeinde.

Zum Zeitpunkt der Betrachtung erfolgt für einen der Speicher ein Ladevorgang mit voller Leistung während der andere bereits vollständig geladen ist. Es besteht für diesen Zeitpunkt keinerlei negatives Flex-Potenzial, d. h. die Last kann nicht erhöht werden. Bei Top-Down-Modellierung würde jedoch negatives Flex-Potenzial ausgewiesen werden, da der virtuelle Speicher noch nicht komplett voll ist (SoC-Restriktion) und noch nicht mit der gesamten, in der Gemeinde installierten Leistung geladen wird (Leistungsrestriktion). Somit wird das Potenzial überschätzt. Die gleiche Unschärfe ergibt sich bei zwei Speichern für den Fall, dass der eine mit voller Leistung entlädt und der andere bereits komplett leer ist. Es besteht in der Realität keinerlei positives Potenzial, die Top-Down-Modellierung weist jedoch Potenzial aus.

Ebenso kann durch die Aggregation zu einem Speicher das Potenzial unterschätzt werden. Dies ist immer in den Zeitpunkten der Fall, wo der virtuelle Speicher vollständig geladen bzw. entladen ist und somit das Potenzial in eine Richtung Null ist. In diesen Fällen wären nicht alle Einzelspeicher zeitgleich voll bzw. leer und hätten somit ein gewisses Potenzial.

Die Überschätzung des Potenzials gilt insbesondere für die HSS mit deren festen SoC-Grenzen. Bei PtH-Anlagen ist außerdem der Detailgrad größer, da pro Gemeinde vier Gebäudetypen simuliert werden, deren Flex-Potenzial einzeln berechnet und erst am Ende aufsummiert wird. Aufgrund der geringen Durchdringung von HSS im Vergleich zu PtH-Anlagen und dem damit einhergehenden geringen Flexibilitätspotenzial, führt eine höhere Detailtiefe bei Hausspeichersystemen nur zu unwesentlichen Veränderungen des Gesamtpotenzials. Aufgrund der Vernachlässigung des ganzjährigen Trinkwarmwasserbedarfs der Gebäude, die mit WP beheizt werden, wie in Unterabschnitt 3.3.5.1 erwähnt, wird deren Potenzial etwas zu gering eingeschätzt.

Trotz der genannten Unzulänglichkeiten liefert das umgesetzte Modell und der Flex-Atlas eine regional hoch aufgelöste Übersicht über die Größenordnung des theoretisch verfügbaren, flexiblen Leistungspotenzials, das zukünftig, im Rahmen der fortschreitenden Energiewende, in Teilen erschlossen werden könnte.

3.3.10 Exkurs: Stadt-Land-Ausgleich in Bayern

Zur Analyse des (bilanziellen) „Versorgungspotenzials" und des Ausgleichs zwischen städtischen und ländlichen Regionen wurde im Rahmen des Projekts eine Analyse zum „Stadt-Land-Ausgleich in Bayern" erstellt, die in Anhang 0 inklusive der angewandten Methodik beschrieben ist. Im Folgenden findet sich eine Zusammenfassung der Ergebnisse, welche ebenso auf der FfE-Webseite veröffentlicht wurde[4].

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien gehen zwei gegensätzliche Entwicklungen einher: Einerseits erfolgt durch den Ausbau dezentraler Erzeugung, wie z. B. Photovoltaik, eine noch nie dagewesene Dezentralisierung. Andererseits bedeutet der Ausbau der Offshore-Windenergie eine zunehmende Konzentration und Aggregation von Erzeugungsanlagen in Norddeutschland. Belastet Ersteres insbesondere die Verteilnetze, die historisch auf den Verbrauchsfall ausgelegt waren, steigen durch die Offshore-Windenergie die Distanzen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren, was wiederum zusätzliche Transportkapazitäten bei den Übertragungsnetzen (v. a. von Nord nach Süd) benötigt.

Um diesen Ausbau zu vermeiden, steht der verstärkte lokale Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern immer wieder in der Diskussion. Entsprechend ist ein Ziel vieler Gemeinden und Landkreise, die energetische Unabhängigkeit und eine möglichst hohe Eigendeckung durch Erzeugung aus der eigenen Region zu erreichen. /ISE-101 16/ Dies ist in Landkreisen mit großem Flächenanteil, Windpotenzialen und Flächen für Solarenergie und Biomasse ein erreichbares Ziel, kreisfreie Städte hingegen sind auf das Umland angewiesen. Eine Analyse der FfE zeigt mittels einer linearen Optimierung am Beispiel Bayern, inwiefern die Städte durch ihr Umland mitversorgt werden können. (siehe Abschnitt 9.5.5.3 im Anhang) Die verwendete Datengrundlage ist im Anhang Abschnitt 9.5.5.2 beschrieben.

Die Ergebnisse der Berechnung zeigen, dass insbesondere bei eher konservativeren Ausbauszenarien die Versorgung der Landkreise mit rein „bayerischem Strom" nicht möglich ist. Dies liegt auch an den aktuell geringen Ausbauquoten von erneuerbaren Energien sowie deren zeitlicher Verfügbarkeit. Abbildung 3-34 (links) zeigt, dass die EE-Erzeugung in den meisten Landkreisen auch 2030 noch so gering ist, dass der Strom dort zum Großteil selbst verbraucht werden kann, es jedoch nicht für einen größeren Anteil der Eigendeckung reicht (s. Abbildung 3-34 rechts).

[4] siehe www.ffe.de/976

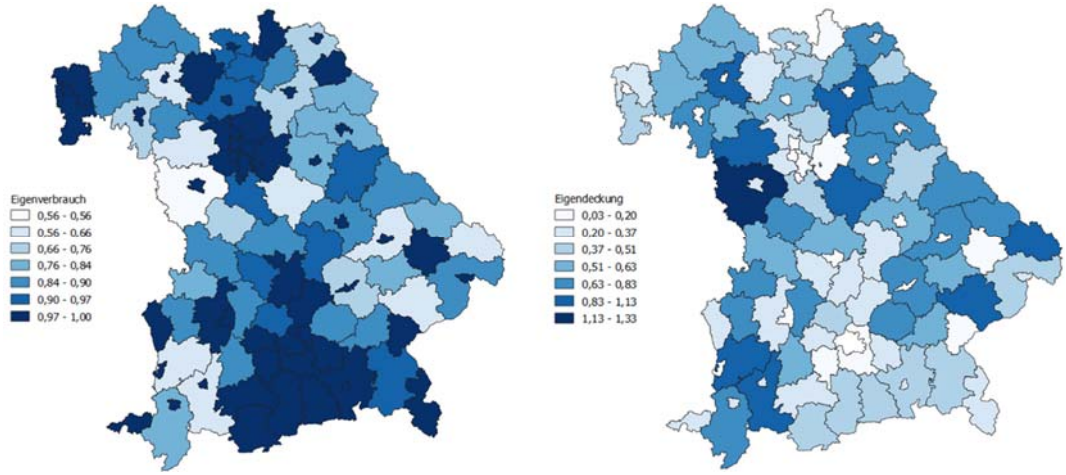


Abbildung 3-34: Eigenverbrauch und Eigenerzeugung bayerischer Landkreise im Jahr 2030

Nur wenige Landkreise sind überhaupt in der Lage, größere Strommengen zur Verfügung zu stellen, wie in Abbildung 3-35 dargestellt.

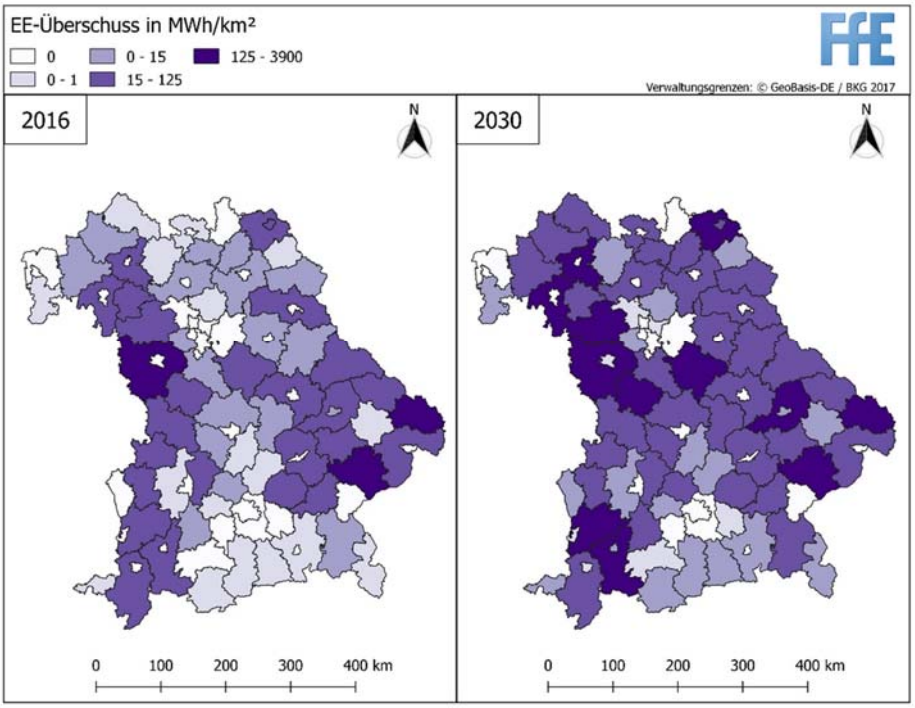


Abbildung 3-35: EE-Überschuss in Bayern in GWh/km² für 2016 und 2030 aggregiert über Nieder- bis Hochspannung

Insbesondere zeigt diese Darstellung, dass die kreisfreien Städte als Verbraucher auftreten und im Verhältnis zu den Landkreisen nur sehr geringe Strommengen selbst erzeugen.

Entsprechend sind im Jahr 2030 noch ca. 80 % des Residualstromes nicht mit bayerischen Quellen zu decken, sondern werden auch weiterhin durch „Importe" aus anderen Bundesländern und Nachbarstaaten gedeckt. Auch im Jahr 2050 ist Bayern bei eher geringeren Ausbauquoten (Status Quo) noch auf Strom aus diesen Quellen angewiesen – auch wenn die Residuallast als solches deutlich abnimmt (vgl. Abbildung 3-36).

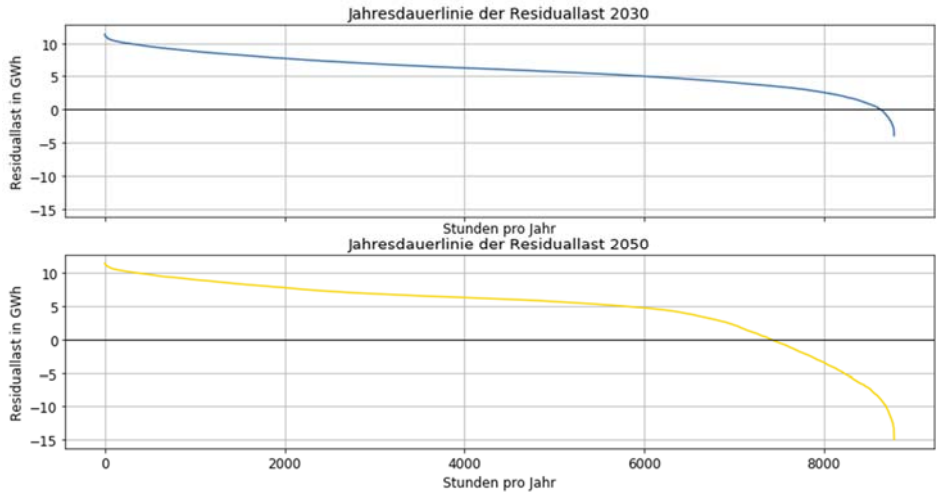


Abbildung 3-36: Jahresdauerlinie der Residuallast im Jahr 2030 und 2050 im Vergleich (Summe über alle Landkreise je Stunde)

Abschließend lässt sich konstatieren, dass Bayern den Ausbau erneuerbarer Energien - im Gegensatz zu den angesetzten (eher konservativen) Szenarien - deutlich vorantreiben müsste, um die Eigendeckung der Landkreise zu erhöhen. Eine Versorgung der Städte ist dann zwar bilanziell denkbar, wie /EBR-01 19/ zeigt. Um diese jedoch auch tatsächlich zu gewährleisten, sind große Mengen an Flexibilität erforderlich, die heute nur in sehr geringem Umfang vorliegen.

Eine ausführliche Beschreibung der Inhalte findet sich im separaten Berichtsteil in Anhang Abschnitt 9.5.4.

3.4 Exkurs: Blindleistung & Flexibilität

Ergänzend zu den Wirkleistungsanalysen im Rahmen des Flex-Atlas (siehe Abschnitt 3.3.8) wird das Potenzial zur Bereitstellung von Blindleistung (Q-Potenzial) aus dezentralen Anlagen im Rahmen von /RIET-01 20/ analysiert. Hieraus werden im Folgende wesentliche Aspekte aufgeführt.

In Abbildung 3-37 ist der methodische Ablauf der Blindleistungsanalyse sowie deren Kopplung zum Wirkleistungsmodell dargestellt. Im Rahmen des Wirkleistungsmodells werden die betrachteten Flex-Typen auf die verschiedenen Gemeinden in Deutschland regionalisiert. Anschließend wird für den jeweiligen Flex-Typen die Wirkleistungs-Referenzlast modelliert. Unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen (Temperaturen, Speicherstände, etc.) wird aus der Referenzlast das mögliche Verschiebungspotenzial der Wirkleistung berechnet. Die Verknüpfung diese Verschiebepotenzials mit der Regionalisierung der Flex-Typen ergibt den Wirkleistungs (P)-Flex-Atlas (siehe Abschnitt 3.3.8).

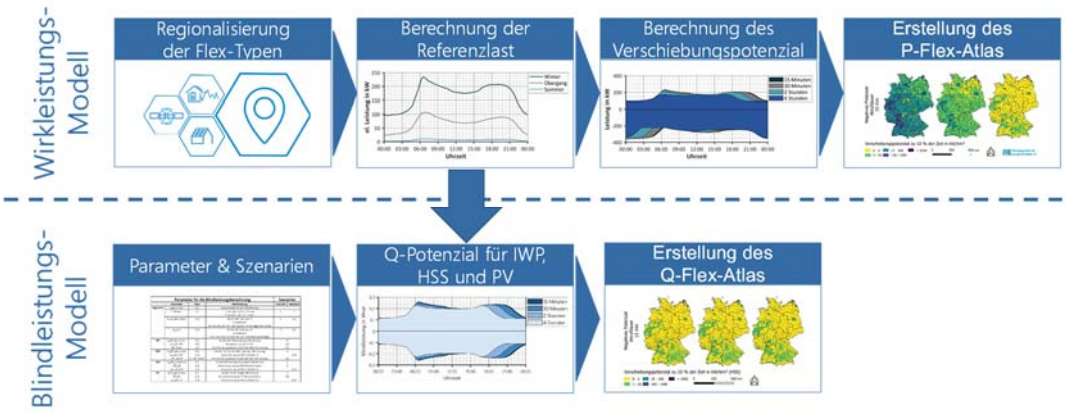


Abbildung 3-37: Methodisches Vorgehen zur Erweiterung der Wirkleistungsbetrachtung um die Analyse des Blindleistungsverhaltens

Für die Bestimmung des Blindleistungspotenzials bleibt die Regionalisierung der Flex-Typen Inverter-Wärmepumpe (IWP), Hausspeichersysteme (HSS) und PV-Anlagen (PV) unverändert. Die Berechnung des Q-Potenzials setzt bei dem Referenzlastgang der Wirkleistung an. Das liegt an der Prämisse, dass für die Bereitstellung von Blindleistung das Wirkleistungsverhalten nicht angepasst wird.

Im Rahmen der Bestimmung des Q-Potenzials werden zwei verschiedene Szenarien angewendet, welche sich in der Modellierung des Blindleistungsverhaltens unterscheiden. Dies wird im Folgenden exemplarisch für die IWP vorgestellt.

In Szenario 1 wird für jeden Flex-Typ ein fester $cos\varphi$ Bereich parametriert. Beispielsweise von 0,95 übererregt bis 0,95 untererregt. Berechnet wird das maximale Potenzial innerhalb des Bereichs. Aufgrund des konstanten $cos\varphi$ verringert sich bei der Senkung der Wirkleistung ebenfalls die Scheinleistung und dadurch entsprechend ebenfalls die Blindleistung. Bei Wirkleistung gleich null ist somit keine Blindleistung vorhanden und bei Volllast ergibt sich das größte Q-Potenzial, sofern der Wechselrichter entsprechend überdimensioniert ist.

In Szenario 2 bleibt die Scheinleistung der Flex-Typen konstant und entspricht in der Maximalbetrachtung zu jedem Zeitpunkt der installierten Scheinleistung wodurch der $cos\varphi$ variabel ist. Im Gegensatz zu Szenario 1 wird das Maximum der Blindleistung bei Wirkleistung

gleich null erreicht. Nähert sich allerdings die Wirkleistung der installierten Scheinleistung, so sinkt das Q-Potenzial.

In Abbildung 3-38 ist der typische Referenzlastgang für WP im Winter in Deutschland für das Jahr 2016 dargestellt. Dabei wird zwischen dem wärmsten Wintertag (Minimum), einem durchschnittlichen Wintertag (Mittel) sowie dem kältesten Wintertag (Maximum) unterschieden. Zu beachten ist hierbei, dass nur der Raumwärmebedarf der Gebäude berücksichtigt wird und nicht die Trinkwarmwasserbereitstellung.

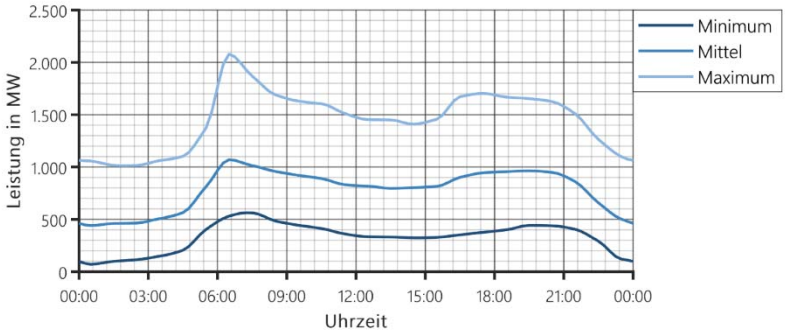


Abbildung 3-38: Referenzlastgang (P) für Wärmepumpen in Deutschland – Winter 2016

Aus dem Referenzlastgang lässt sich nun das Q-Potenzial der IWP berechnen. Der Verlauf des Q-Potenzials je Abrufdauer für einen durchschnittlichen Wintertag im Jahr 2016 ist in Abbildung 3-39 für die beiden Szenarien dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass sich der Verlauf des Q-Potenzials in Szenario 1 (links in Abbildung 3-39) dem Referenzlastgang der Wirkleistung ähnelt. Dies ist auf den konstanten Verschiebungsfaktor $cos\varphi$ zurückzuführen. Dadurch steigt und fällt die zur Verfügung stehende Blindleistung mit dem entsprechenden Verlauf der Wirkleistung. Da der Verschiebungsfaktor sowohl kapazitiv als auch induktiv 0,95 entspricht, verlaufen die Kurven des positiven und negativen Q-Potenzials symmetrisch. Der Marktanteil der IWP von 10 % im Jahr 2016 /RIET-01 20/ führt zu einem vergleichsweise geringen Q-Potenzial. Für die Abrufdauer von 15 Minuten stehen so im Maximum 35 Mvar zur Verfügung, für 4 Stunden beträgt das Maximum ca. 30 Mvar. Über den gesamten Tag liegt das Q-Potenzial bei ca. 15 Mvar, unabhängig von der Abrufdauer. Die installierte Leistung der IWP liegt bei 217 MW.

Die Ergebnisse des Szenarios 2 sind rechts in Abbildung 3-39 dargestellt. Auch hier wird das Q-Potenzial für die vier verschiedenen Abrufdauern an einem mittleren Wintertag betrachtet. In Szenario 2 wird die Scheinleistung konstant gehalten. Dadurch ergibt sich ein sehr hohes Q-Potenzial, wenn die IWP im Teillastbetrieb betrieben werden. In der Nacht und am Nachmittag wird so mit ca. 200 Mvar fast der Wert der Scheinleistung erreicht. Am frühen Morgen steigt die Wirkleistung an (siehe Abbildung 3-38) wodurch das verfügbare Q-Potenzial reduziert wird.

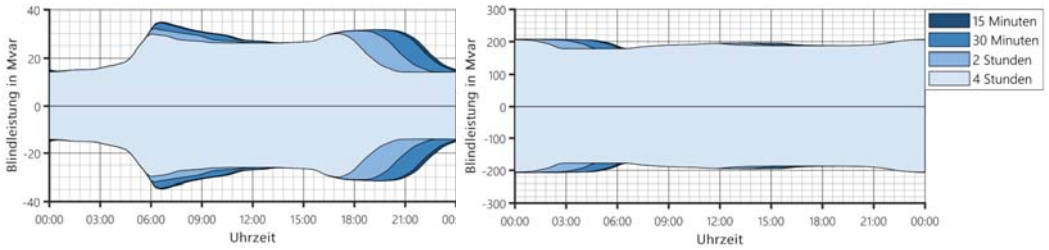


Abbildung 3-39: Q-Potenzial für Inverter-Wärmepumpen in Deutschland im Jahr 2016 für einen mittleren Wintertag (links Szenario 1 und recht Szenario 2)

In der folgenden Tabelle 3-3 sind die Ergebnisse des Q-Potenzials für Deutschland aufgeteilt auf die Flex-Typen, Szenarien und Betrachtungsjahre dargestellt. PV-Anlagen haben aufgrund der hohen installierten Leistung das größte Q-Potenzial, wobei der Anteil am Gesamtpotential der Flex-Typen IWP und HSS im Jahr 2030 höher wird.

Tabelle 3-3: Q-Potenzial für eine Verschiebedauer von mindestens 15 Minuten und einer Verfügbarkeit von mindestens 10%

Jahr	Inverter-Wärmepumpe in Mvar	Hausspeichersysteme in Mvar	PV-Anlagen in Mvar	Gesamt in Mvar
S1: 2016	32	18	4.574	4.624
S1: 2030	296	298	7.749	8.343
S2: 2016	217	190	27.320	27.727
S2: 2030	1.974	3.279	46.556	51.810

4 Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität

„Der Netzbetreiber fungiert als Gatekeeper von Flexibilität. System- und Netzdienstleistungen, wie sie bei FlexPlattformen adressiert werden, werden künftig von der Vielzahl an dezentralen Anlagen erbracht. Für einen effizienten Einsatz der Flexibilität muss der Netzbetreiber Zugriff auch auf kleinteilige Flexibilität bekommen." Dr. Egon Westphal (Vorstand Bayernwerk AG)

Wie aus diesem Zitat bereits hervorgeht, stellen sich den Netzbetreibern – getrieben von Energiewende, Elektrifizierung und den Chancen der Digitalisierung – neue Aufgaben im operativen Betrieb. Die Folge sind intensive Diskussionen über Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung bei Netzengpassmanagementprozessen und die Etablierung neuer Plattformen zur Erschließung von Flexibilitätspotenzialen. Begonnen mit dem Status-Quo der verfügbaren Netz- und Systemdienstleistungen (Kapitel 4.1) sowie einer Literaturübersicht von Begrifflichkeiten und bestehenden Konzepten zum Einsatz dezentraler Flexibilität (Kapitel 4.2) wird in Kapitel 4.3 die Entwicklungen des C/sells FlexPlattform-Konzeptes beschrieben. Darauf basierend folgt die systemische Einordnung dieses Konzepts (Kapitel 4.4) und die konkrete Umsetzung anhand des Altdorfer Flexmarkts (ALF) in Kapitel 4.5.

4.1 Der heutige „Werkzeugkasten der Netzbetreiber": Netz- & Systemdienstleistungen

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen können Netzbetreiber auf verschiedene etablierte Prozesse zurückgreifen um die Netzfrequenz und Spannung sowie die Belastung der Betriebsmittel in der zulässigen Bandbreite zu halten. Damit wird stets eine sichere und unterbrechungsfreie Stromversorgung gewährleistet. Zum Einsatz kommen dabei Netzbetriebsmittel aber auch Netznutzer, wie z. B. Erzeugungsanlagen oder flexible Lasten. Die Systemdienstleistungen gliedern sich in Betriebsführung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau. /DENA-105 17/ In Tabelle 4-1 ist aufgezeigt, für welche Dienste VNB und ÜNB verantwortlich sind. Im Rahmen des Projekts liegt der Fokus auf der Betriebsführung, zu welcher unter anderem der Prozess des Engpassmanagements gehört. Im Folgenden werden die bestehenden Prozesse des Netzengpassmanagements beschrieben und auf die Unterschiede im Übertragungs- und Verteilnetz eingegangen.

Tabelle 4-1: Systemdienstleistungen der Netzbetreiber /DENA-105 17/

	Betriebsführung	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau
VNB	x		x	x
ÜNB	x	x	x	x

4.1.1 Grundlagen der Prozesse im Netzengpassmanagement

Das Engpassmanagement ist Teil der Betriebsführung und liegt damit in der Verantwortung von VNB und ÜNB. Dazu stehen die in Tabelle 4-2 aufgeführten Maßnahmen, welche in netz- und marktbezogene Maßnahmen sowie Notfallmaßnahmen gegliedert sind, zur Verfügung.

Tabelle 4-2: Gesetzliche Vorgaben zu Engpassmanagement-Prozessen

<table>
<tr><th></th><th>ÜNB</th><th>VNB</th></tr>
<tr><td>Netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG)</td><td colspan="2">Netztopologiemaßnahmen</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 und § 14 a EnWG, AbLaV)</td><td>Redispatch, Countertrading</td><td rowspan="4">Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14 a EnWG)</td></tr>
<tr><td>Ab-/zuschaltbare Lasten (AbLaV)</td></tr>
<tr><td>Netz-/Kapazitätsreserve (national)</td></tr>
<tr><td>Netzreserve (international)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)</td><td colspan="2">Einspeisemanagement[5]</td></tr>
<tr><td colspan="2">Kaskadierte Anlagensteuerung</td></tr>
</table>

Gemäß § 13 (I) EnWG (Stand 17.12.2018) sind die Betreiber von Übertragungsnetzen für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone verantwortlich. Hier werden bereits die Möglichkeiten und Reihenfolge von anzuwendender Engpassmanagementmaßnahmen für den ÜNB geregelt. Gemäß § 14 EnWG gelten diese entsprechend für VNB. /ENWG-01 18/

Derzeit können für das planwertbasierte Engpassmanagement, also die marktbezogenen Maßnahmen, ausschließlich konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 10 MW herangezogen werden. Für das Einspeisemanagement können zudem EE-, KWK-, und Grubengas-Anlagen ab einer Leistung von 100 kW eingesetzt werden. Anlagen mit einer geringeren Leistung können nur involviert werden, wenn sie durch den Netzbetreiber fernsteuerbar sind. /EEG-01 17/ In Abbildung 4-1 ist dargestellt, welche Anlagen in die jeweiligen Prozesse involviert werden können. Künftig ändert sich diese Regelung und es können auch kleinere (EE-) Anlagen für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden (vgl. Kapitel 4.1.3.1).

[5] Einspeisemanagement wird mit der Änderung des NABEG, welche zum 01.10.2021 in Kraft tritt, abgeschafft und durch die Neufassung des EnWG §13ff durch einen erweiterten Redispatch ersetzt (vgl. Kapitel 4.1.3.1)

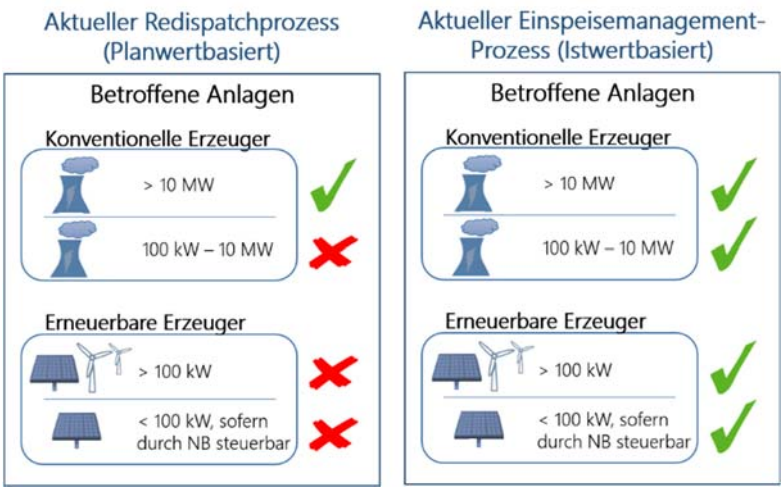


Abbildung 4-1: In die Engpassmanagement-Prozesse involvierte Anlagen nach /EEG-01 17/, Abbildung nach /RNG-01 20/

4.1.1.1 Netzbezogene Maßnahmen

Netzbezogene Maßnahme müssen nach § 13 (I) EnWG zuerst ergriffen werden um Engpässe zu lösen /ENWG-01 18/. Dabei erfolgt eine Veränderung der Netztopologie, wobei Schaltungen im Netzgebiet erfolgen durch die eine bessere Auslastung der Betriebsmittel erreicht wird. Dies führt zu einem veränderten Stromfluss und mögliche Engpässe können verhindert werden. /FFE-48 18/ /ECOFYS-01 18/ Wird der Engpass mit diesen Maßnahmen nicht gelöst, müssen marktbezogene Maßnahmen ergriffen werden /ENWG-01 18/. Auf diese wird im folgenden Kapitel eingegangen.

4.1.1.2 Marktbezogene Maßnahmen

Wie in Tabelle 4-2 dargestellt, gehören Redispatch, Countertrading, AbLa, Netz- bzw. Kapazitätsreserve für ÜNB und steuerbare Verbrauchseinrichtungen für VNB zu den marktbezogene Maßnahmen um Engpässen im Netz zu beheben. Können Netzbetreiber Engpässe in ihrem Netzgebiet nicht durch netzbezogene Maßnahmen lösen, greifen sie zu diesen marktbezogenen Maßnahmen, welche sie in der Regel vergüten müssen /ECOFYS-01 18/.

Beim Redispatch passen Erzeugungsanlagen ihren Fahrplan der Netzbelastung an. Dabei muss ein Kraftwerk die Erzeugung drosseln, während ein anderes Kraftwerk die Erzeugung erhöht. Somit wird erreicht, dass die Transportleitung nicht überlastet ist und dennoch ausreichend Erzeugung sichergestellt ist. Kraftwerke und Speicher mit einer Leistung von mehr als 10 MW müssen ihre Einsatzplanung bis 14:30 Uhr des Vortages mit den Kosten eines möglichen Redispatches an die ÜNB übermitteln. Wird ein Netzengpass erwartet, ordnet der ÜNB Redispatch Maßnahmen anhand einer Redispatch-Merit-Order, welche anhand der anfallenden Kosten ermittelt wird, an. Die günstigste Anlage wird vom Netzbetreiber zur entsprechenden Regelung angewiesen. /BDEW-09 18/ /ENWG-01 18/

Beim Countertrading erfolgt, im Gegensatz zum Redispatch, ein gezieltes Kaufen und Verkaufen von Strom um Engpässe zu vermeiden. Dies kann bis kurz vor dem Erbringungszeitpunkt erfolgen. /FFE-48 18/

Neben der Anpassung der Erzeugungsleistung kann auch die Lastseite zur Behebung von Netzengpässen herangezogen werden. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) sieht vor, dass ÜNB über Ausschreibungsverfahren Abschaltleistung beschaffen. Bieter von abschaltbaren Lasten werden zum einen für die Vorhaltung mit einem Leistungspreis vergütet und im Falle eines Abrufes zusätzlich mit einem Arbeitspreis. /BMWI-44 16/

Eine weitere markbezogene Maßnahme ist die Netzreserve. Darunter fallen Anlagen welche als „systemrelevant" eingestuft und daher nicht stillgelegt werden. ÜNB schließen mit deren Betreibern Verträge ab um im Fall von Engpässen, Spannungshaltungsproblemen oder eines Versorgungswiederaufbaus diese einsetzen zu können. /ENWG-01 18/

VNB können außerdem als marktbezogene Maßnahme nach §14a EnWG steuerbare Verbrauchseinrichtungen netzdienlich regeln (vgl. Kapitel 2.1.3). Dafür schließen die Netzbetreiber mit Letztverbrauchern sogenannte Netznutzungsverträge ab und erhalten damit die Möglichkeit steuerbare Verbraucheinrichtungen, wie z. B. Wärmepumpen zur Behebung von Engpässen einzusetzen. Der Verbraucher bezahlt im Gegenzug reduzierte Netzentgelte. /ENWG-01 18/

4.1.1.3 Notfallmaßnahmen

Kann ein Netzengpass weder mit netz- noch marktbezogenen Maßnahmen gelöst werden, kommt es zum Einsatz von Notfallmaßnahmen. Diese erfolgen Ist-Wert basiert und werden ergriffen, wenn es zu Grenzwertverletzungen kommt /ECOFYS-01 18/. Nach §14 II EnWG darf der Netzbetreiber dann in sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen eingreifen /ENWG-01 18/. Dabei darf die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen erst erfolgen, wenn die Einspeiseänderungen konventioneller Kraftwerke den Engpass nicht lösen. Dies erfolgt dann im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG. /BNETZA-05 18/ /EEG-01 17/

4.1.2 Überblick Betriebsplanungsprozesse

Wie einleitend in Tabelle 4-1 dargestellt, unterscheiden sich die Engpassmanagement Maßnahmen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene. Die Prozesse zur Ermittlung von Engpässen erfolgen ebenfalls unterschiedlich, sowohl zeitlich aus auch prozessual. Im folgenden Kapitel wird das Engpassmanagement im Übertragungsnetz beschrieben und anschließend wird auf die Prozesse bei den VNB eingegangen.

4.1.2.1 Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Die ÜNB müssen im Rahmen der Systembetriebsplanung sicherstellen, dass Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten im täglichen Betriebsgeschehen berücksichtigt werden. Um dieser Aufgabe nachzukommen, haben sie nach § 12 Abs. 4 EnWG einen Anspruch darauf, dass alle *„Informationen einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse" bereitgestellt werden, „die notwendig sind, damit die Übertragungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können."* /ENWG-02 16/ Die Festlegung „Datenaustauschprozesse im Rahmen des Energieinformationsnetzes (Strom)" (BK6-13-200) regelt, welche Daten zum Einsatz von Kraftwerken an die ÜNB übermittelt werden müssen und zielt darauf ab, dass die ÜNB mit Hilfe der übermittelten Informationen, die Entwicklung des Systemzustandes hinreichend früh prognostizieren können. Die sogenannten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten umfassen dabei:

- Netzeinspeiseleistung
- Redispatch-Vermögen
- Regelleistungsvorhaltungen
- Leistungsbesicherung
- obere / untere Leistungsgrenze
- geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeit

und sind bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages (D-1) an den zuständigen ÜNB zu übermitteln /BNETZA-33 13/. Darüber hinaus sind die Einsatzverantwortlichen verpflichtet im Falle einer Wertänderung von mindestens 10 MW (bei Anlagen größer oder gleich 100 MW Nettonennleistung) bzw. von mindestens 10 % der Nettonennleistung (bei Anlagen kleiner 100 MW Nettonennleistung) eine unverzügliche Datenaktualisierung durchzuführen. Zudem sind die Planungsdaten auch für den D-2-Fall zu übermitteln /HERTZ-07 17/.

Die zentralen Beurteilungskriterien der Betriebssicherheitsanalyse sind die zulässigen Spannungs- und Stromgrenzen der Betriebsmittel sowie das (n-1)-Kriterium. Die Überprüfung der Kriterien erfolgt im Rahmen von Lastfluss-, Ausfallsimulations- und Kurzschlusssimulationsrechnungen. Abbildung 4-2 zeigt den Ablauf und die Bestandteile der Betriebssicherheitsanalyse bei ÜNB.

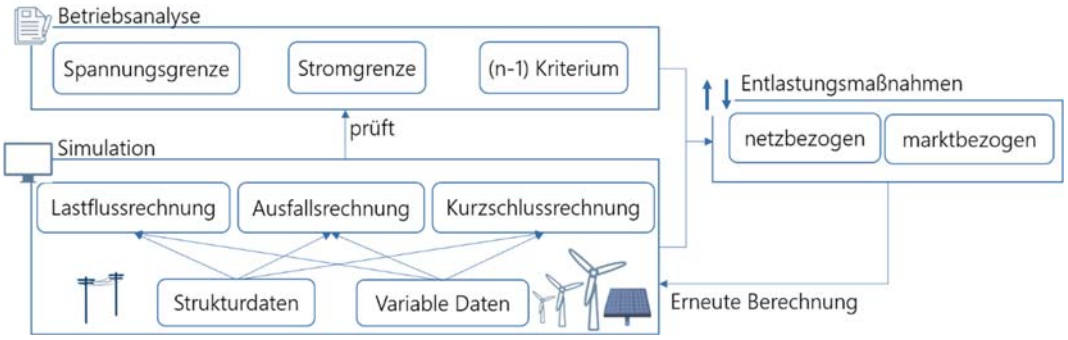


Abbildung 4-2: Ablauf und Bestandteile der Betriebssicherheitsanalyse beim ÜNB

Die Simulationen basieren dabei auf den jeweiligen Netzmodellen die mit Hilfe von strukturellen sowie variablen Daten erstellt werden. Die Lastflusssimulation bildet den Grundfall (n-0), während die Ausfallsimulation darauf aufbauend zur Überprüfung des (n-1)-Kriteriums dient. /BUW-02 09/. Anschließend werden bei Bedarf entsprechende Entlastungsmaßnahmen identifiziert, um die erkannten Systemsicherheitsgefährdungen zu beheben /CONS-01 16/. Entlastungsmaßnahmen umfassen netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 sowie Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG /ENWG-02 13/ (vgl. Tabelle 4-1). Bei der Auswahl einer geeigneten Entlastungsmaßnahme wird erneut ein Netzmodell erstellt und ein neuer Systemzustand simuliert. Dieser Vorgang ist somit iterativ und erfordert je nach Simulation große Rechenkapazitäten und -zeit. Im Detail führen die ÜNBs folgende zeitlich differenzierte Betriebssicherheitsanalysen bzw. Planwert-basierte Prozesse durch (vgl. Abbildung 4-3):

- Week Ahead Planning Process (WAPP)
- 2-Days Ahead Congestion Forecast (D2CF)
- Präventiver Redispatch Prozess (pRD1)
- Day-Ahead Congestion Forecast (DACF)
- Intraday Congestion Forecast (IDCF)

Im Rahmen des WAPP führen die deutschen ÜNB täglich bis zu sieben Tage im Voraus eine vorausschauende Netzzustandsbewertung durch und bestimmen bei Gefährdungen mögliche Entlastungsmaßnahmen. Der WAPP dient somit hauptsächlich der Planung des Einsatzes von Netzreservekraftwerken mit langen Vorlaufzeiten. /ÜNB-09 17/

Bei dem D2CF-Prozess erstellen die ÜNB eine Engpassvorschau zwei Tage im Voraus für ihre Übertragungsnetze und bilden somit die bestmögliche Abschätzung über den Zustand des Übertragungsnetzes für den Tag D, wobei für jede Stunde des Zieltages ein D2CF-Datensatz erstellt wird. Grundsätzlich ist das Vorgehen beim D2CF bei allen deutschen ÜNBs gleich: Die Basis bei der Erstellung der D2CF-Dateien bildet die Netzsituation an einem Referenztag, der wiederum auf Grundlage der EE-Erzeugungs- und Lastprognosen bestimmt wird. Anschließend werden aktuelle Informationen (z.B. Abschaltungsplanung) und Vorhersagen (z.B. Erzeugungsstruktur und Last) eingebaut und letztendlich beim deutschen Pre-Merging der D2CF-Datensatz für den deutschen Kontrollblock gebildet. Die Ergebnisse des D2CF-Prozess werden darüber hinaus verwendet, um die grenzüberschreitenden Kapazitäten am Day-Ahead Markt zu bestimmen und beschränken somit den deutschen Import und Export auf ein angemessenes Niveau. /AMP-01 14/

Beim pRD1 wird Redispatch eingesetzt, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen. Die Netzauslastungsberechnung wird hierbei anhand des Strommarktergebnisses und der Prognosedaten durchgeführt und findet somit nach dem Marktschluss am Day-Ahead Spotmarkt um 12:00 Uhr am Vortag statt. Basis bilden dabei die gemeldeten Kostenpositionen der Anlagenbetreiber /BDEW-09 18/ /BDE-02 18/. Der pRD1 ist nach Aussagen von Experten in der Regel bis 17:30 Uhr abgeschlossen, spätestens jedoch bis vor dem Beginn des DACF um 18:00 Uhr.

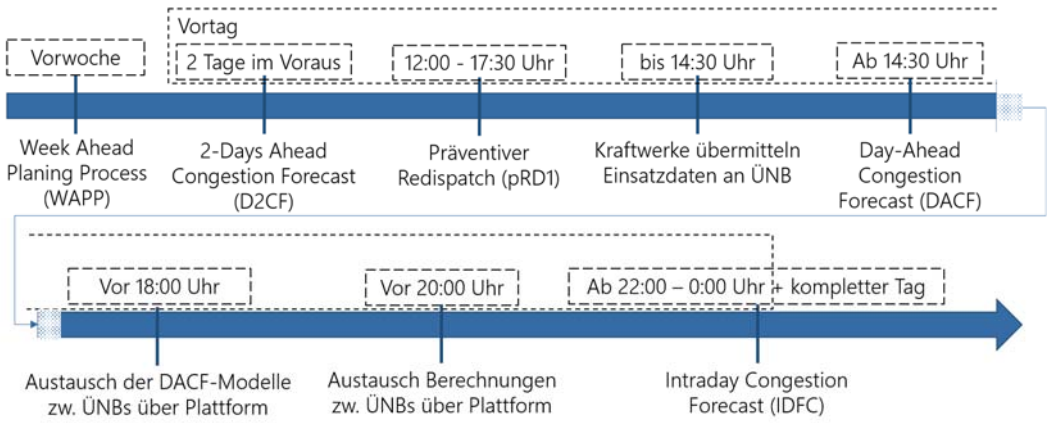


Abbildung 4-3: Betriebsplanungsprozesse bei ÜNB

Beim DACF erstellen die ÜNB täglich für jede Stunde des Folgetags ein Netzmodell, basierend auf den gemeldeten Fahrplänen, Lastflüssen, Topologie, etc. Die ÜNB tauschen anschließend vor 18:00 Uhr über eine Plattform ihre Netzmodelle untereinander aus, wodurch jeder teilnehmende ÜNB ein europäisches Netzmodell erstellt. Darauf aufbauend führt er erneut seine Simulationen durch, wodurch netzkritische Situationen sowie entsprechende Entlastungsmaßnahmen identifiziert werden. Die Ergebnisse werden anschließend vor 20:00 Uhr untereinander ausgetauscht und die entsprechenden Entlastungsmaßnahmen koordiniert. Daraufhin werden die Berechnungen mit den beschlossenen Entlastungsmaßnahmen erneut durchgeführt. Der Prozess wird solange wiederholt, bis entweder keine Anpassungen mehr notwendig sind oder eine Frist überschritten wurde, die nach Aussagen von Experten zwischen 22:00 und 23:00 Uhr liegt. Bis hierhin muss der Prozess

abgeschlossen sein, da in der Regel ab 22:00 bis 00:00 Uhr der IDCF beginnt. /RTE-01 04/ /ENTSOE-03 16/

Der IDCF basiert auf den Ergebnissen des DACF. Darüber hinaus tauschen die ÜNB beim IDCF ständig Informationen über die aktuelle und erwartete Netzsituation aus und führen kontinuierlich Netzsicherheitsberechnungen bis 24:00 Uhr des Tages D durch. /BDE-02 18/ Zusätzlich werden beim IDCF die bereits ergriffenen Redispatch-Maßnahmen überprüft und gegebenenfalls kurative Redispatch-Maßnahmen auf Grundlage der Redispatch-Merit-Order angewiesen. Da die verwendeten Daten zeitnah zum Ausführungszeitpunkt erstellt werden, weist der IDCF weniger Unsicherheiten auf als eine D-1 oder D-2 Prognose.

4.1.2.2 Engpassmanagement im Verteilnetz

VNB führen ähnlich den ÜNB vorausschauende Netzzustandsbewertungen durch um die Betriebsmittelauslastungen abschätzen zu können. Falls notwendig, werden entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet und so zu einer regionalen und lokalen Gewährleistung der Netzsicherheit beigetragen /BDEW-105 16/.

Analog zum Bedarf des ÜNB lässt sich für die VNB ein Daten- und Informationsbedarf für die folgenden Teilprozesse ableiten /BDEW-105 16/:

- Erfassung und Prognose von Erzeugung und Verbrauch
- Zustandsschätzung
- Erstellung von Spannungsebenen übergreifenden Netzmodellen
- vorausschauende Netzzustandsbewertungen
- Herleitung von Anpassungsmaßnahmen

Im Verlauf von Expertengesprächen hat sich gezeigt, dass dieses Planwert-basierte Vorgehen von den VNB nur auf der HS-Ebene durchgeführt wird. Hierfür führen die VNB sogenannte höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktions- (HEO) - Rechnungen durch. Diese beinhalten unter anderem Lastflussrechnungen und Simulationen, wodurch im Vorfeld mögliche Engpässe erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können. Jedoch finden hierbei keine detaillierten zeitlich differenzierten Abläufe wie bei den ÜNB statt. Für die Behebung von Netzengpässen werden auch hier netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG sowie Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG eingesetzt /ENWG-02 13/. Aktuell sehen die VNB vor allem den unbekannten Netzzustand in der MS-Ebene als großes technisches Hemmnis.

4.1.3 Weiterentwicklungsbedarf im Netzengpassmanagement

Die Komplexität der Betriebsplanungsprozesse hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Dies ist unter anderem bedingt durch einen Anstieg an Prognosefehlern, resultierend aus dem massiven Ausbau an EE-Erzeugungsleistung in Deutschland /DEU-01 13/ /FGH-01 17/. Zudem wird dies durch die Entwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes beeinflusst, wodurch sich eine Zunahme der grenzüberschreitenden Stromflüsse ergeben hat /EU-07 09/ /ET-07 14/. Hinzu kommen die genannten Herausforderungen durch das Voranschreiten der Energiewende. Hierdurch nimmt der Einfluss der Netzbetriebsmittel des Verteilnetzes auf die des Übertragungsnetzes zu.

4.1.3.1 Veränderte regulatorische Rahmenbedingungen

Im Mai 2019 wurde als Teil der Weiterentwicklung des europäischen Strommarktdesigns das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) verabschiedet. Dieses sieht vor, zusätzliche marktbezogene Maßnahmen für Redispatch zu schaffen, um das Problem steigender Gesamtkosten für Engpassmanagement (11,1 Mrd. € in 2018, vgl. /FFR-01 17/, /VEL-01 19/) zu entschärfen. Im heutigen kostenbasierten Redispatch werden Erzeugungsanlagen mittels reguliertem Kostenausgleich zu- und abgeschaltet. Für Verbraucher ist dies mit dem kostenbasierten Ansatz schwer möglich, da im Vergleich zu Erzeugungsanlagen die regulatorische Bestimmung der entsprechenden Erstattungskosten von den jeweiligen stark heterogenen Opportunitätskosten der Verbrauchsanlage abhängt. /PELK-01 20/ Die novellierte EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Strommarkt-VO) fordert marktbasierten Redispatch in Art. 13 wie folgt: *„Die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen werden unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus den Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung ausgewählt und finanziell vergütet."* /EU-03 19/ Dafür sollen transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren etabliert werden. Speziell für VNB wird zudem in Art. 32 der dazugehörigen EU-Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Strommarkt-RL) den Mitgliedsstaaten vorgeschrieben, einen *„erforderlichen Regelungsrahmen [zu schaffen], durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern."* /EU-18 09/

Das NABEG sieht dafür unter anderem vor, dass Netzbetreiber bis im Oktober 2021 einen weitgehend automatisierten, sicheren und reibungslosen Prozess entwickeln der die Behebung von Netzengpässen über alle Netzebenen hinweg und unter Einbezug aller wesentlichen Energieanlagen ermöglicht. /EBR-04 19/ Dabei werden die Regelungen zum Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen im EEG und KWKG aufgehoben und nach §§ 13, 13a, 14 im EnWG ein einheitlicher Redispatch Prozess eingeführt. Damit können künftig auch EE- und KWK-Anlagen für Redispatch Maßnahmen herangezogen werden. /BDEW-04 19/ Abbildung 4-4 zeigt welche Anlagen nach dem NABEG in die Redispatch Maßnahmen involviert werden können.

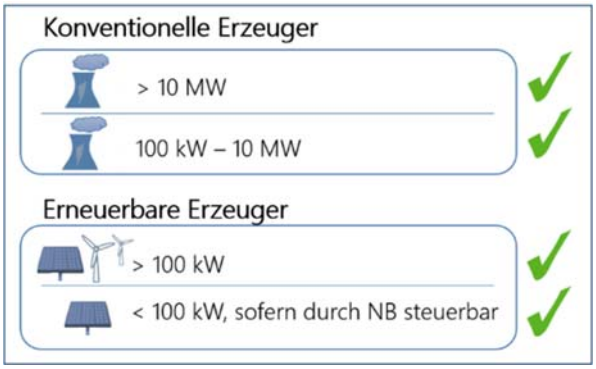


Abbildung 4-4: Nach dem NABEG in den Redispatch Prozess involvierte Anlagen

Betroffen sind Anlagen ab einer Leistung von 100 kW und Anlagen die jederzeit durch den Netzbetreiber steuerbar sind. /BMWI-19 19/ Durch die große Anzahl beteiligter Marktakteure sind für die Umsetzung des sogenannten „Redispatch 2.0" einheitliche und standardisierte Marktprozesse erforderlich. Die konkrete Ausgestaltung davon erfolgt bis Ende des Jahres

2020 bzw. Anfang 2021 durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. in dem ÜNB und VNB organisiert sind. /BDEW-04 19/

Bei der Umsetzung spielt insbesondere die Abstimmung zwischen den beteiligten Akteuren eine zentrale Rolle. Neben dem Betreiber desjenigen Netzes in das die vom Redispatch betroffene Anlage eingebunden ist, muss die Abstimmung auch mit allen zwischen- und vorgelagerten Netzbetreibern, die durch die Maßnahme betroffen sind, erfolgen. Im Falle dass die Maßnahme eines nachgelagerten Netzbetreibers mit den Maßnahmen eines vorgelagerten Netzbetreibers konkurrieren, sollen Maßnahmen des nachgelagerten Netzbetreibers Vorrang haben. /BMWI-19 19/ Die Vergütung wird in §13a EnWG geregelt. Diese muss „angemessen" sein und darf Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich *„weder besser noch schlechter stellen, als er ohne die Maßnahme stünde"*. /BMWI-19 19/

Für eine erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens bedarf es insbesondere der Definition benötigter Daten sowie der Etablierung von Datenaustauschprozesse zwischen Anlagen- und Netzbetreibern sowie zwischen den Netzbetreibern, welche im Folgenden erläutert werden. /BDEW-04 19/

4.1.3.2 Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern

Die Qualität der Betriebsplanungsprozesse ist substanziell abhängig von der Datengrundlage, weshalb ein Rückgriff auf Daten von VNB und Vermarktern durch die ÜNB zwingend erforderlich ist. Die Wechselwirkungen zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzen machen sich bidirektional bemerkbar, wodurch der Informations- und Datenaustausch ebenfalls bidirektional erfolgen muss /BDEW-105 16/.

Derzeit werden drei Datenaustauschkonzepte diskutiert: ein zentraler, dezentraler und ein sternförmiger Ansatz /CONS-01 16/ /BDEW-105 16/ /BUW-03 16/. In Abbildung 4-5 sind diese drei Konzepte dargestellt. Im zentralen Ansatz werden Einzeldaten von allen einzelnen Netzbetreibern und Netzkunden an einen externen Dienstleister übermittelt. Dieser gibt die Daten dann an Akteure weiter die diese Daten für deren Betriebsplanungsprozesse benötigen. Beim dezentralen Ansatz werden Daten zwischen der direkt über- bzw. unterlagerten Netzebene ausgetauscht wobei die Datenübermittlung kaskadiert erfolgt sodass Daten nur in der benötigten aggregierten Form zur Verfügung stehen. Beim sternförmigen Konzept werden die Daten an alle über- bzw. unterlagerten Akteure übermittelt die diese benötigen. Neben dem Datentransfer muss zukünftig auch der Fokus auf den Koordinierungsprozessen zwischen den beteiligten Akteuren liegen.

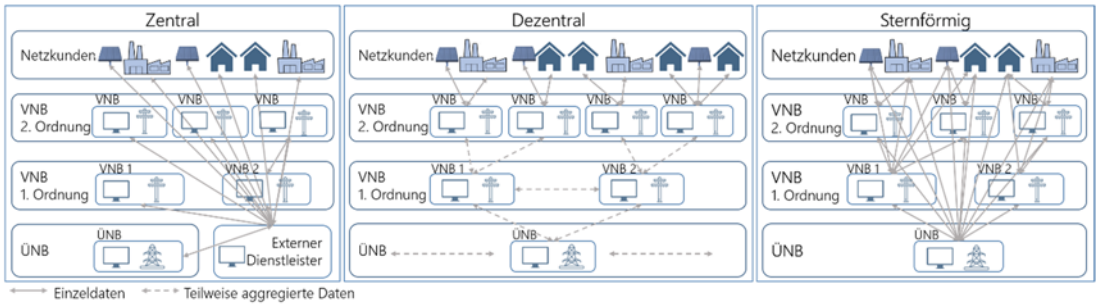


Abbildung 4-5: Drei mögliche Konzepte zum Datenaustausch nach /BUW-03 16/

Zur Verbesserung der bisherigen deterministischen Betriebsplanung im Übertragungsnetz kann die Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten eingesetzt werden. Hierfür stellt beispielsweise /FGH-01 17/ ein Verfahren zur Auswahl repräsentativer Netznutzungsfälle zur Bewertung zukünftiger Systemzustände in der Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze vor. /BEE-01 18/ schlägt vor, ergänzend zum präventiven Redispatch auch den sog. reaktiven Redispatch einzuführen. Beim reaktiven Redispatch wird die physikalisch vorhandene thermische Übertragungskapazität von Leitungen und Transformatoren ausgenutzt, um tatsächlich auftretenden Engpässen regelzonenintern und -übergreifend entgegen zu wirken.

Eine Optimierung der bestehenden Prozesse reduziert nicht nur die direkten Kosten für beispielsweise den Redispatch, sondern macht letztendlich mehr Übertragungskapazitäten im bestehenden Netz nutzbar. Hierdurch wird wiederum der Bedarf an Einspeisemanagement Maßnahmen sowie dessen Kosten gesenkt. Die freigewordenen Netzkapazitäten können für den Anschluss von neuen EE-Anlagen genutzt werden. /BEE-01 18/

4.1.3.3 Integration kleiner Flex-Optionen

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG stellen aktuell die einzige Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber dar – abgesehen von Notfallmaßnahmen – auf Flexibilität zuzugreifen (vgl. Kapitel 2.1.3). Da die Flexibilität dieser und auch anderer Anlagen mit geringer Leistung durchaus erhebliches Potenzial darstellt, ist es notwendig eine Methodik zur Integration von Kleinanlagen in das Netzengpassmanagement der Zukunft zu entwickeln.

Wie eine solche Ausgestaltung in zukünftigen Konzepten berücksichtigt werden kann wird u.a. in /FFE-02 19/, /FFE-90 19/ und /FFE-64 20/ diskutiert.

4.2 Literaturübersicht „FlexPlattformen" bzw. "Flexmärkte"

Den oben beschriebenen Herausforderungen wird in der aktuellen Branchendiskussion mit der Einführung von sogenannten FlexPlattformen oder Flexmärkten begegnet. Im folgenden Kapitel sollen zunächst relevante Begrifflichkeiten differenziert werden, bevor eine Metastudie bestehende Ansätze erläutert

4.2.1 Begriffseinordnung

In der Literatur variiert die Definition einiger Begrifflichkeiten und weicht in ihrer Bedeutung voneinander ab. Beispielsweise besteht zum Teil keine klare Trennung zwischen der Verwendung von „Flexibilitätsmärkten", „Flexibilitätsplattformen" und „Smart Markets". Um ein einheitliches Verständnis deren Bedeutung sicherzustellen, werden im Folgenden die Definitionen beschrieben.

(Flexibilitäts-) Plattform

Plattformen dienen der informationellen Vernetzung von Akteuren und sind damit eine Datendrehscheibe. Aufgabe der Plattform ist es, gewonnene Daten für den Markt einsetzbar zu machen sodass Systemsicherheit, Prozesse und Produkte definiert werden können. Dabei wird durch einen Plattformbetreiber eine Infrastruktur geschaffen die durch alle Marktteilnehmer, die einen Mehrwert davon haben, refinanziert wird. Die Rolle des Plattformbetreibers ist noch offen, wobei hinsichtlich deren Anzahl ein *„effizientes Maß"* angestrebt werden sollte. /AICH-02 14/ Weiterhin sollen Plattformen eine *„offene,*

transparente und diskriminierungsfreie Handlungsmöglichkeit" netzdienlicher Flexibilität schaffen. Durch das Merkmal einer Ortskomponente der Produkte, werden „regionale Produkte" gehandelt. /IIRM-01 18/ Damit ermöglichen Marktplattformen das Zusammenbringen von Flexibilitätsangebot und –nachfrage. /ÖKO-01 20/

In /ÖKO-01 20/ werden Plattformmodelle in dynamische und statische Marktplattformmodelle eingeteilt. Bei dynamischen Modellen findet für jeden Flexibilitätseinsatz ein eigener Marktprozess statt. Diese Produkte werden insbesondere zur Vermeidung akuter Netzengpässe in der gelben Ampelphase eingesetzt. Bei statische Marktplattformmodelle wird Flexibilität längerfristig an einen Netzbetreiber gebunden.

Regionale Flexibilitätsmärkte (Local Markets for Flexibility)

Regionale Flexibilitätsmärkte sind eine Stromhandelsplattform um Flexibilität in einem geographisch begrenzten Gebiet zu (ver-)kaufen. Sie bieten eine Möglichkeit zur Kommunikation zwischen VNB und Anbietern von Flexibilität wobei Verträge, in denen verfügbare Zeitfenster, Kosten und die Charakteristika der Flexibilität festgelegt sind, abgeschlossen werden. /UPC-01 18/ Für die Vermarktung der Flexibilität gibt es verschiedene Möglichkeiten. Es können Verträge durch die bereits bestehenden Großhandelsmärkte (Day-Ahead, Intraday, Ausgleichsenergie) abgeschlossen werden. Dabei würden gleiche Bedingungen wie für Erzeuger bestehen. Eine weitere Möglichkeit ist die Schaffung einer neuen und separaten Marktbörse für lokale Flexibilität. Dabei müsste z. B. der VNB die Infrastruktur schaffen und Flexibilitätsprodukte definieren. Die Vermarktung von Flexibilität kann außerdem über Verträge als Systemreserve erfolgen. Damit könnten Netzbetreiber die Flexibilität für ein aktives Management sowie für Dispatch Funktionen einsetzen. /KUL-02 16/

Smart Grid

Das Smart Grid ist neben dem Smart Market Bestandteil eines intelligenten Energieversorgungssystems /IIRM-01 18/. Mit dem Begriff „Smart Grid" bzw. „Intelligentes Netz" ist die Vernetzung und Steuerung von Verbrauchern, Speichern, Erzeugern und Netzbetriebsmitteln in Übertragungs- und Verteilnetzen gemeint. Dabei kommt eine Informations- und Kommunikationsinfrastruktur zum Einsatz. /VDE-08 10/ Die europäische Kommission geht mit der Definition noch weiter und versteht unter dem Begriff „Smart Grid" ein Netz, das das Verhalten und Handlungen aller angebundenen Nutzer kosteneffizient abstimmen kann. Damit bildet ein Smart Grid ein ökonomisch sinnvolles System, das einen Betrieb mit geringen Verlusten und hoher Qualität, Versorgungssicherheit und Sicherheit ermöglicht. /WIK-02 12/

Smart Markets

Der Smart Market ist zweiter Bestandteil des intelligenten Energieversorgungssystems /IIRM-01 18/ und beinhaltet eine Infrastruktur die eine hohe Messgranularität ermöglicht und beispielsweise Preissignale verarbeiten und Schaltvorgänge ermöglichen kann /DEL-01 19/. Damit können Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen unter Marktpartnern gehandelt werden, wobei die zur Verfügung stehende Netzkapazität berücksichtigt werden muss. Der Smart Market bezeichnet damit Handlungsfelder außerhalb des Netzes /BNETZA-32 11/, wobei ihm auch ein *„Koordinationsmechanismus zwischen einem Markt- und Netzbetrieb*" zugesprochen wird /AGORA-102 17/.

Festlegung in C/sells

Gemeinsam mit den Partnern in C/sells wurde definiert, dass die Konzepte wie der in diesem Dokument beschriebene Altdorfer Flexmarkt eine **FlexPlattform** und damit eine Weiterentwicklung des **marktbasierten Netzengpassmanagements** darstellt.

4.2.2 Metastudie bestehende Lösungen

Zu den im vorherigen Kapitel beschriebenen Begriffen finden aktuell verschiedene Forschungs- und Praxis-Projekte statt, die sowohl die konzeptionelle Ausgestaltung als auch technische Umsetzungen untersuchen und testen. In folgender Meta-Studie werden eine Auswahl von 19 Konzepten analysiert und verglichen. In Tabelle 4-3 ist eine Übersicht der untersuchten Flexibilitätsmarkt-Konzepte dargestellt.

Tabelle 4-3: Übersicht der in der Meta-Studie zu Flexibilitätsmärkten untersuchten Ansätze

	Projekt / Modell	Ansatz	Quellen
SINTEG Projekte	enera	Flexibilitätsmarktplattform (regionales Orderbuch)	/EPEX-01 18/ /EWE-01 15/ /VOSW-01 18/ /ET-07 19/
	WindNode	Flexibilitätsmarktplattform	/HERTZ-03 18/
	ENKO	Flexibilitätsmarktplattform	/SHN-02 17/ /SHN-01 18/
Konzepte (bisher ohne praktische Umsetzung)	VDE RegioFlex	Handelsplattform	/ÖKO-01 20/ /ETG-01 14/
	Kaskadenmodell	lokale Flexibilitätsplattform	/AGORA-04 17/
	D-Flex-Market 2.0	Marktplattform	/ÖKO-01 20/ /BNE-02 15/
	Regionaler Regelenergiemarkt plus	Erweiterung des Regelleistungsmarktes	/ÖKO-01 20/ /AGORA-04 17/
Deutsche Umsetzungsprojekte	Grid Control (Weiterführung in FlexQGrid)	quotenbasierte Umsetzung der Netzampel	/NBW-02 19/
	Proaktives Verteilnetz	dezentrale Kommunikations- und Dienstleistungsplattform	/INNO-01 18/
	DA/RE (Netzsicherheitsinitiative BW)	Plattform zum Datenaustausch zwischen NB und Einsatzverantwortlichen	/TNBW-02 19/ /TNBW-01 19/
	Flex4Energy	Flexibilitätsmarktplattform	/APH-01 16/ /OCH-01 16/ /STOR-01 17/
	Flex2Market	Regionaler Flexibilitätsmarkt	/BUW-02 16/ /HERM-01 18/ /KOTT-01 18/ /BUW-02 18/
Europäische Projekte	Energy Trading Platform Amsterdam (ETPA)	Flexibilitätshandelsplattform für kurzfristige Handel	/TEN-02 16/
	Flex-DLM (Spanien)	Aggregator-basierte Flexibilitätsmarkt "case study"	/UCM-01 18/
	EMPOWER (EU)	Lokaler Markt für den Handel von Flexibilität, Energie und Energiebezogene Dienstleistungen	/SIS-01 16 /UPC-01 18/
	iPower (Dänemark)	Aggregator-basierter Flexibilitätsmarkt	/CIRED-01 13/ /IEEE-03 13/ /IPO-01 13/
	TotalFlex (Dänemark)	Aggregator-basierter Flexibilitätsmarkt	/CISS-01 16/

	Projekt / Modell	Ansatz	Quellen
	NODES	zentrale Flexibilitätsmarktplattform	/USEF-01 18/ /NOD-01 19/ /ENGE-01 19/ /ÖKO-01 20/
	Eco Grid 2.0, Dänemark	Aggregator-basierter Marktplatz für Flexibilitäts-Dienstleistungen	/MEHM-01 16/ /ÖKO-01 20/

Die Analyse der bestehenden Konzepte zeigt, dass eine Vielzahl an Flexmärkten entwickelt wurde. Diese unterscheiden sich unter anderem in ihren Ansätzen und insbesondere hinsichtlich der detaillierten Ausgestaltung des Flexibilitätseinsatzes. Während die Abrufentscheidung bei einigen Ansätzen rein marktbasiert erfolgt, ermitteln bei anderen Konzepten Algorithmen den optimalen Einsatz beispielsweise so, dass möglichst wenig EE-Anlagen abgeregelt werden. Zudem werden bei den entwickelten Konzepten unterschiedliche Anlagen berücksichtigt: während einige Konzepte lediglich Flex-Optionen ab einer Leistung von 0,5 MW integrieren, zielen andere Projekte insbesondere auf die Integration von kleinen Anlagen ab. Weiteres zentrales Unterscheidungsmerkmal ist der Status der Umsetzung. Ein großer Anteil der Ansätze wurde lediglich konzeptionell entwickelt und bisher nicht demonstriert oder operativ umgesetzt.

Lessons Learned:

- Definitionen „neuer" Begrifflichkeiten wie z. B. „Smart Market" oder „Flexibilitätsplattform" gehen teilweise auseinander.
- Es besteht eine Vielzahl an Konzepten für den Einsatz von Flexibilität.
- Die Konzepte weisen erhebliche Unterschiede auf, sowohl hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilität als auch der beteiligten Akteure.
- Die meistens Konzepte wurden nicht in die Praxis umgesetzt.
- Es besteht insbesondere Bedarf an der Umsetzung und Integration der Konzepte in den Realbetrieb.

4.3 Die C/sells-FlexPlattform: Marktbasierte Weiterentwicklung für das Netzengpassmanagement

Der regionalisierte Handel mit Flexibilität bildet einen zentralen Baustein in C/sells. Als Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements wurde daher ein Konzept für eine sogenannte **FlexPlattform** entwickelt (vgl. Kapitel 4.3.2). Ziel dieses Konzepts ist es, eine effiziente, netzebenenübergreifende Koordination von Bedarf und Lösungsoptionen für netzdienliche Flexibilität (Prozessoptimierung) unter Einbindung aller verfügbaren Ressourcen (Prozesserweiterung) zu schaffen. Letzteres umfasst dabei insbesondere die für Bedarfe aktuell ungenutzten, jedoch kurzfristig verfügbaren nachfrageseitigen Flexibilitätspotentiale. Um diese für eine Anbindung an die FlexPlattform zu motivieren, müssen Anreize genutzt und geschaffen werden (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Die Prozessoptimierung und -erweiterung bauen dabei auf den bestehenden Prozessen im Netzbetrieb auf und setzen zugunsten eines geringen Implementierungsaufwands keine tiefgreifenden Änderungen im regulatorischen Rahmen voraus. Stattdessen steht die möglichst effiziente kurzfristige Behebung von Netzengpässen im Fokus, wobei der im Zuge der Einbindung zusätzlicher Ressourcen entwickelte Mechanismus nicht die bestehenden

Mechanismen nach § 13 EnWG für das Engpassmanagement ersetzt, sondern parallel existiert und diese somit komplettiert.

Im Folgenden wird zunächst erläutert, weshalb sich eine Plattform für den Einsatz dezentraler Flexibilität eignet. Anschließend wird das in C/sells entwickelte FlexPlattform-Konzept beschrieben. Weiterhin werden Anreize für Besitzer flexibler Anlagen zur Teilnahme am FlexPlattformen erläutert.

4.3.1 Flexibilität in den unteren Netzebenen: Plattform oder eigenes System?

Um das Flexibilitätspotenzial dezentraler Anlagen für das Netzengpassmanagement nutzbar zu machen und Angebot und Nachfrage zusammenzubringen, werden aktuell verschiedene Konzepte diskutiert (vgl. Kapitel 4.2.2).

Ein Lösungsweg hierzu sind FlexPlattformen. Gemein haben diese bestehenden Konzepte, dass es sich dabei um digitale Plattformen handelt, die eine Vermittlung von Flexibilität zwischen Anbietern (z. B. flexible Erzeuger oder Verbraucher) und Nachfragern (i. d. R. Netzbetreiber, aber auch Bilanzkreisverantwortliche etc.) ermöglichen. Viele Plattformen bieten zudem noch Mechanismen zur Preisfindung oder Berücksichtigung (netz-) technischer Randbedingungen an bzw. dienen dem Abruf der Anlagen. /FFE-37 19/

Während die unterschiedlichen Konzepte von FlexPlattformen u. a. in C/sells bereits ausführlich in Theorie und Praxis untersucht werden, ist das Thema der Integration kleinteiliger Flexibilität insbesondere in der Nieder- und Mittelspannung auch weiterhin ein kontrovers diskutiertes Thema und nicht in allen Konzepten bereits umfänglich integriert. Ein Vorteil von marktbasierten Ansätzen bei FlexPlattformen ist die Möglichkeit, eine Vergütung für verbrauchsseitige Flexibilität zu ermitteln, da die für Erzeugung genutzten Methoden (z. B. Opportunitätskosten) aufgrund mangelnder Information für Verbraucher nur mit sehr hohem Aufwand und guter Datengrundlage anwendbar sind. Jedoch ist für einen funktionierenden „Flexibilitätsmarkt" ausreichend Liquidität in Form von Flexibilitätsangeboten notwendig, so dass eine Preisbildung möglich ist. Insbesondere in den unteren Spannungsebenen ist dies jedoch eine Herausforderung. Zu diesem Ergebnis kommen sowohl kürzlich veröffentlichte Studien (vgl. /BMWI-09 18/ und /BET-01 19/) als auch die Bundesnetzagentur /BNETZA-124 17/.

Um sowohl diese Bedenken zu adressieren als auch aus der Motivation heraus möglichst viel vorhandene Flexibilität – u. a. aus den unteren Spannungsebenen – erschließbar zu machen, wurden im Projekt verschiedene Optionen zur Weiterentwicklung vorhandener Flexibilitätsmechanismen, wie z. B. nach § 14a EnWG (vgl. Abschnitt 2.1.3), untersucht.

Wie bereits im Gesetz verankert, besteht eine Verordnungsermächtigung zur Konkretisierung von § 14a EnWG. Diese umfasst insbesondere den Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten, die vertragliche Ausgestaltung und mögliche Steuerungshandlungen.

Diese Überarbeitung ist notwendig, da durch den Smart Meter Rollout die derzeit 1,4 Mio. steuerbaren Verbrauchseinrichtungen individuell angesteuert werden sollen. Dabei handelt es sich vor allem um Nachtspeicherheizungen (69 %) und Wärmepumpen (22 %), die heute maßgeblich über Rundsteuertechnik und Zeitschaltung genutzt werden. /BNETZA-26 19/ Die Möglichkeiten hinsichtlich der Schaltung dieser Anlagen sowie der gewährten Reduktion der Netzentgelte sind je nach Netzbetreiber zudem sehr unterschiedlich. /BNETZA-26 19/ Um das System für neue Arten von steuerbaren Verbrauchern (vgl. Speicher, Elektrofahrzeuge)

attraktiv zu gestalten und einheitliche Rahmenbedingungen zu schaffen, ist infolgedessen eine Anpassung notwendig.

/BET-01 19/ kommt zu dem Ergebnis, dass Flexibilität in den ca. 2 – 3 Mio. Niederspannungssträngen mit einer steigenden Anzahl an steuerbaren Verbrauchern am besten durch die Weiterentwicklung von § 14a EnWG flexibel genutzt werden sollten. Die Autoren konstatieren, dass in vielen Studien zum Thema nur vereinzelt konkrete Ausgestaltungsvorschläge zu finden sind und fordern die sog. „bedingte Bestellleistung" anstatt einer pauschalen Netzentgeltreduktion (Status Quo) als Weiterentwicklung für § 14a EnWG. Dabei wird in der Niederspannung eine pauschale Leistungsgrenze (z. B. 5 kW) empfohlen. Leistung, die diese Grenze übersteigt, ist sehr teuer, wenn sie unflexibel ist. Wenn sie flexibel und durch den VNB steuerbar ist, ist sie wiederum relativ günstig. Kosten für die Flexibilisierung werden nicht berücksichtigt.

Aus diesem vorgeschlagenen Modell wird jedoch ersichtlich, dass Flexibilität aus der Niederspannung (§ 14a EnWG) und Flexibilität aus höheren Spannungsebenen (z. B. über Redispatch oder FlexPlattformen) sowohl finanziell als auch bezüglich ihrer Nutzungsart und Zugriffsform getrennt betrachtet werden und dadurch zwei separate Systeme entstehen. So werden jedoch keine Synergien genutzt, vorhandene, verfügbare und vergütete Flexibilität wird nicht optimal genutzt und eine zusätzliche Abstimmung ist erforderlich.

Diese, wie auch weitere Aspekte waren Grundlage und Motivation für die Entwicklung der Erschließungsmechanismen für Flexibilität, welche schließlich im C/sells FlexPlattform-Konzept gemündet sind. Im Folgenden wie auch in /FFE-64 20/ wird dieses im Detail erläutert. Mit der Zielsetzung eines gemeinsamen Lösungsansatzes für die Anforderungen verschiedener Netzebenen und der unterschiedlichen beteiligten Akteure zielt das FlexPlattform-Konzept darauf ab, einen Beitrag zur effizienten Integration erneuerbarer Energien, neuer Verbraucher und dem Engpassmanagement der Zukunft zu leisten.

4.3.2 Das C/sells FlexPlattform-Konzept

Eine ausführliche Beschreibung des C/sells FlexPlattform-Konzeptes findet sich in der gemeinsamen Veröffentlichung mit den C/sells-Kollegen der Universität Stuttgart, Universität Kassel, FZI Forschungszentrum Informatik, EAM Netz und TenneT TSO unter dem Titel „Netz und Markt verbünden – Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen" /FFE-64 20/. Aus dieser ist auch folgende einleitende Passage zum Großteil entliehen:

Das C/sells FlexPlattform-Konzept kann als Rahmen für die drei prototypischen Umsetzungen interpretiert werden, welche im Rahmen des Verbundprojekts entwickelt und umgesetzt wurden. Es definiert die notwendigen Funktionen und Abläufe, die ein massentaugliches Plattformkonzept spezifizieren muss. Die drei Pilotumsetzungen (Altdorfer Flexmarkt, s. Kapitel 4.5, comax der TenneT TSO GmbH und ReFlex der Uni Kassel und EAM) realisieren die einzelnen Prozessschritte dabei teilweise unterschiedlich, was unterschiedlichen Forschungsschwerpunkten geschuldet ist. Ein Beispiel hierfür ist die unterschiedliche Produktausgestaltung, die entscheidend für die breite Erschließung und Integration von Flex-Optionen ist. In den C/sells FlexPlattform-Implementierungen wurden demnach verschiedene Ansätze entwickelt und umgesetzt. Durch einen weiten Spielraum für das Design von Flexibilitätsprodukten können sowohl die Anforderungen der Netzbetreiberseite als auch die der Anbieterseite abgebildet werden. Die Verfügbarkeit der iMSys-Architektur als gemeinsame, sichere und standardisierte Mess- und Steuer-Infrastruktur bietet die

Möglichkeit, Flexibilität aus dezentralen Anlagen kosteneffizient zu erschließen. Gerade zur Einbindung bislang ungenutzte Ressourcen, wie z. B. steuerbare Kleinanlagen, die aktuell unter § 14a EnWG fallen, ist die Weiterentwicklung bisheriger Prozesse notwendig.

Nichtsdestotrotz liegt den verschiedenen Implementierungen ein gemeinsames Konzept zu Grunde. Abbildung 4-6 skizziert hierzu basierend auf den Funktionen aller beteiligten Akteure die Aspekte deren Zusammenspiels.

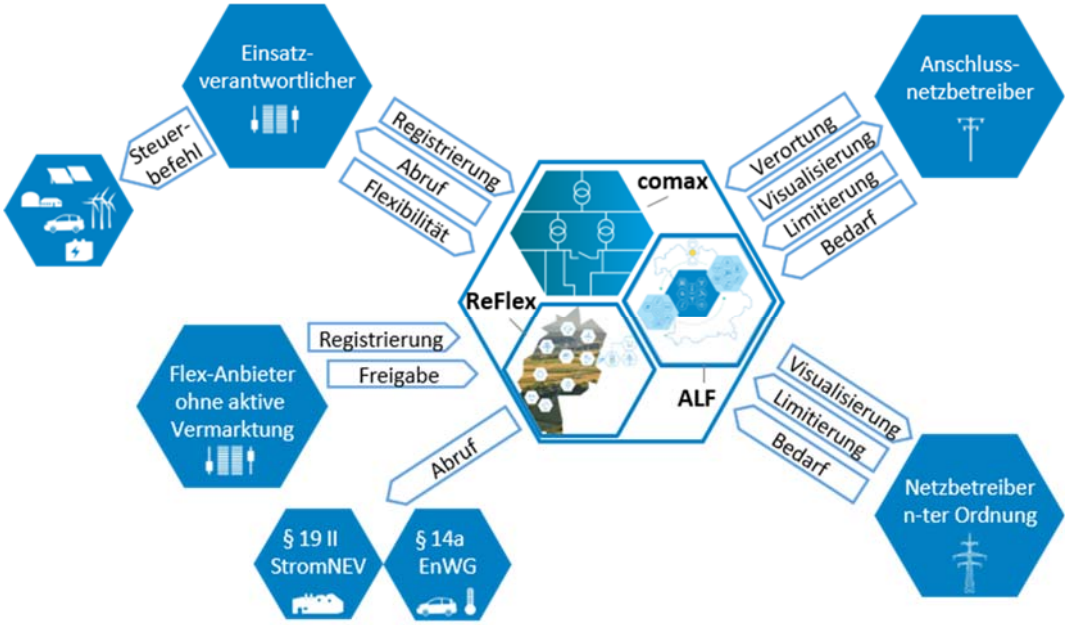


Abbildung 4-6: Das Zusammenspiel der Akteure im C/sells-FlexPlattform-Konzept /FFE-64 20/

Der Einsatzverantwortliche interagiert mit der Plattform primär bei der Registrierung der Technischen Einheit (TE) als Flex-Option. Er stellt Angebote für die Erbringung von Flexibilität auf der Plattform ein bzw. gibt seine TE zur Nutzung frei, wenn er die Anlage nicht selbst aktiv vermarktet. Bei erfolgtem Zuschlag liefert der Einsatzverantwortliche Flexibilität an die Nachfrageseite.

Nach der Registrierung einer Flex-Option wird diese vom Anschlussnetzbetreiber (ANB) netztopologisch verortet und mit ihrer netztechnischen Wirksamkeit auf der Plattform hinterlegt. Diese Funktionalität ist unabhängig von einem möglichen Flexibilitätsbedarf und wird initial bzw. nach topologischer Änderung durchgeführt. Zusätzlich fungiert der ANB als EIV ohne aktive Vermarktung für Anlagen (heute nach §14a EnWG /ENWG-01 18/ und § 19 II StromNEV /STROMNEV-01 19/) und setzt hier bei Bedarf das Steuersignal um.

Grundsätzlich agieren die Netzbetreiber (Anschlussnetzbetreiber und alle überlagerten Netzbetreiber) als Nachfrager auf der Plattform. Hierzu übermitteln sie ihren Flexibilitätsbedarf und mögliche Limitierungen. Die Abstimmung der Limitierungen ist eine wesentliche Voraussetzung, um einen über alle Netzebenen konsistenten Einsatz der Flexibilität zu gewährleisten. Dies wird durch die Visualisierungen des vorhandenen Flexibilitätspotenzials sowie des Bedarfs der anderen Netzbetreiber unterstützt. Auch bei der Netzsicherheitsrechnung zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs sowie der Ermittlung der abzurufenden Flexibilität ist eine enge Abstimmung der verschiedenen Netzbetreiber unerlässlich.

Als zentraler Vermittler stellt die FlexPlattform die wesentlichen Funktionen zur Datenhaltung und Abstimmung bereit. Das System teilt sich dabei in ein Backend, in welchem alle internen Plattform-Prozesse und -Funktionen stattfinden und ein Frontend, über welches den beteiligten Akteuren Oberflächen und Schnittstellen zur Interaktion und Visualisierung zur Verfügung stehen. Die Betreiberrolle dieser Funktion ist noch in Diskussion. /FFE-64 20/

Im Folgenden werden zunächst die Prozesse auf welchen die drei in C/sells entwickelten FlexPlattformen basieren, erläutert. Anschließend wird auf die Integration des BDEW Ampelkonzepts in der Implementierung der FlexPlattformen eingegangen bevor die Prozesse in bestehende zeitliche Abläufe der Betriebsplanungs- und Marktprozesse eingeordnet werden.

4.3.2.1 Das Prozesskonzept der C/sells-FlexPlattform

Im Prozesskonzept (vgl. Abbildung 4-7) sind verschiedene Prozesse dargestellt: die der FlexPlattform selbst (dunkelblau), deren Zusammenspiel untereinander und die als technische Schnittstellen (hellblau) bezeichnete Prozesse, die außerhalb der FlexPlattform ablaufen.

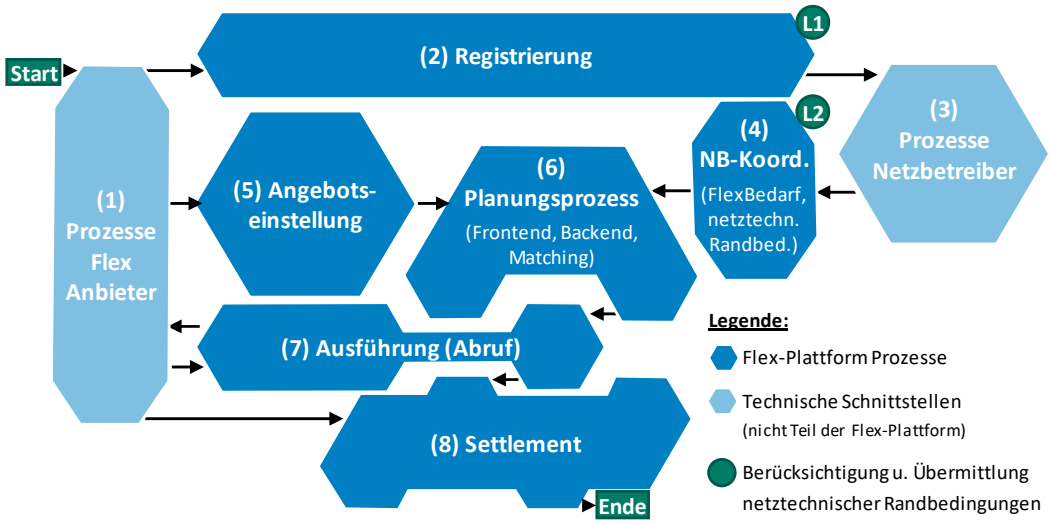


Abbildung 4-7: Prozesskonzept der C/sells-FlexPlattform-Konzeptes /FFE-64 20/

Das Konzept besteht aus sechs FlexPlattform-Prozessen und zwei technischen Schnittstellen. Nachdem ein potenzieller Flex-Anbieter (im Sinne des Einsatzverantwortlichen (EIV) § 13a EnWG, /BDEW-103 16/) sich für eine Teilnahme an der FlexPlattform entschieden hat (1), beginnt der Prozess der Registrierung (2). Die Registrierung von Flex-Anbietern und ihren zugehörigen Flex-Optionen auf der Plattform ist Grundvoraussetzung, um Flexibilität auf der Plattform zu vermarkten.

Als Flex-Anbieter können Betreiber von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen auftreten, die ihre Einspeise- oder Entnahmeleistung bei Bedarf gezielt anpassen können. Hierbei werden die Stammdaten des EIV und seiner flexiblen TE übertragen. Die TE wird hinsichtlich ihrer netztechnischen Wirksamkeit durch die Netzbetreiber verortet, auf deren Netzgebiet die zukünftige Flexibilitätserbringung durch die TE Auswirkungen hat (beginnend beim Anschlussnetzbetreiber und anschließend alle überlagerten Netzbetreiber). Nach Abschluss der Registrierung können entsprechend der Anlagenverfügbarkeiten Gebote durch den Flex-Anbieter auf der FlexPlattform eingestellt werden (5). Bedarfsseitig wird Input durch

die Netzbetreiber auf der FlexPlattform eingestellt, die mittels Netzzustandsprognosen und Sensitivitätsanalysen ihren Flexibilitätsbedarf sowie potenzielle Einschränkungen für den Abruf von technischen Einheiten in ihrem Netzgebiet ermitteln (3) und an die Plattform zur Koordination übertragen (4). Der Planungsprozess auf der Plattform beinhaltet neben einer Benutzerschnittstelle zur Dateneingabe und zur Visualisierung von verfügbaren Flexibilitätsangeboten (Frontend), der Datenverarbeitung (Backend) insbesondere das Zusammenführen (Matching) von Angebot und Nachfrage zur Behebung von Netzengpasssituationen und den energetischen Ausgleich (6). Nachdem der Abruf entsprechend der Auswahl der technischen Einheiten übertragen wurde und erfolgt ist (7), umfasst der abschließende Settlement-Prozess die dem Abruf nachgelagerten Funktionen (8). Dazu zählt der Nachweis zur Erbringung der angeforderten Flexibilität, die Abrechnung, der bilanzielle Ausgleich und die Erfüllung der Dokumentationspflichten, mit denen die Prozesse des FlexPlattform Konzepts abgeschlossen sind.

4.3.2.2 Anwendung der BDEW-Ampel auf FlexPlattformen

Die FlexPlattform ist eine Ausprägung der sogenannten gelben Ampelphase /AGORA-102 17/. Das zu Grunde liegende Phasenmodell wird in /BDEW-106 17/ eingeführt, wobei hier die gelbe Phase als „Interaktionsphase" deklariert wird. Neben diesen qualitativen Ampelphasen ordnet der Netzbetreiber die prognostizierten Netzzustände ebenso anhand quantifizierbarer Kriterien in ein Phasenmodell ein, woraus sich ein Flexibilitätsbedarf und somit die Interaktion mit der FlexPlattform ableiten lässt.

Die verschiedenen Ampelmodelle, adressieren unterschiedliche Anwendungsbereiche. In der Literatur wird häufig auf das Modell vom BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.), welches im Jahr 2015 unter dem Titel „Smart Grids Ampelkonzept" /BDEW-08 15/ veröffentlicht und zwei Jahre später mit dem Papier „Konkretisierung des Ampelkonzeptes im Verteilungsnetz" /BDEW-106 17/ näher beschrieben wurde verwiesen. Dieses beschreibt die Möglichkeit, wie Netzbetreiber bei Engpässen mit verschiedenen Marktakteuren interagieren können. Gemäß /BDEW-106 17/, /RWTH-03 17/ und /AGORA-102 17/ werden die drei Phasen wie folgt beschrieben:

- Rote Ampelphase – Netzphase: es liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität vor und der Netzbetreiber greift steuernd oder regelnd auf Anlagen zu. Für die Beseitigung der roten Phase kann der Netzbetreiber heute zum Beispiel auf Einspeisemanagementmaßnahmen zurückgreifen (§ 13 (2) EnWG, § 14 EEG).
- Gelbe Ampelphase – Interaktions- oder Übergangsphase: Die gelbe Phase umfasst eine Prognose eines Netzengpasses durch die Betriebsplanungsprozesse des Netzbetreibers (z. B. am Vortrag) und die damit verbundenen Aktionen des Netzbetreibers. Dieser kontrahiert Flexibilität und setzt diese netzdienlich zur Verhinderung oder Verminderung des Engpasses ein. Nach derzeitiger Rechtslage steht hierfür insbesondere den Verteilnetzbetreibern kein Mechanismus zur Verfügung. Diese Lücke soll durch die FlexPlattform geschlossen werden.
- Grüne Ampelphase – Marktphase: In dieser Phase liegen keine kritischen Netzzustände und keine prognostizierten Engpässe vor. Der Markt kann ohne netztechnische Einschränkungen agieren. Der Verteilnetzbetreiber nimmt nur eine beobachtende Rolle ein.

Als Zwischenfazit in Bezug auf die qualitativen Ampelphasen lässt sich festhalten, dass im heutigen System ein direkter Übergang zwischen der grünen „Marktphase" und der roten

„Netzphase" im Verteilnetz stattfindet, auch wenn ein Engpass absehbar ist. Hier setzt die gelbe „Interaktions- oder Übergangsphase" an. In dieser wird dem Verteilnetzbetreiber ein Werkzeug angeboten, mit dem durch marktbasierte Flexibilitätsbeschaffung Engpässe vermindert werden können.

4.3.2.3 Zeitliche Einordnung der Plattform-Prozesse

Nachdem die gelbe Smart-Grid-Ampelphase als prognostizierte gelbe oder rote Netzampel definiert (vgl. vorangegangenen Abschnitt 4.3.2.2) und die Methodik zur Bestimmung des daraus resultierenden Flexibilitätsbedarf erläutert wurde, werden im Folgenden die FlexPlattform Prozesse in den zeitlichen Ablauf weiterer Planungsprozesse (vgl. Abschnitt 4.1.2) eingeordnet (Abbildung 4-8). Die folgenden Inhalte wurden ebenso in der FfE-Veröffentlichung /FFE-47 19/ diskutiert.

Eine Befragung der (Verteil-) Netzbetreiber in C/sells zeigte, dass diese eine potenzielle Anwendung einer FlexPlattform am Vortrag in ihre Betriebsplanungsprozesse integrieren würden und daher einen Kontrahierungszeitpunkt „Day-Ahead" präferieren. Mögliche Unsicherheiten in den Prognosen könnten entsprechend durch einen Sicherheitsaufschlag berücksichtigt werden. In Anlehnung an die Betriebsplanungsprozesse bei den Übertragungsnetzbetreibern, dem Day-Ahead-Congestion-Forecast, ist die FlexPlattform daher so konzipiert, dass die Allokation eines passenden Flexibilitäts-Angebots zu einer -Nachfrage am Vortrag des Bedarfs und der eigentlichen Erbringung stattfindet (t_0). Der genaue Kontrahierungszeitpunkt am Vortrag hat dabei sowohl Einfluss auf die Ermittlung des Bedarfs als auch auf das zur Verfügung stehende Angebot. Sowohl für Angebot als auch Nachfrage auf der Plattform gilt grundsätzlich:

- Je frühzeitiger auf einer FlexPlattform eine Nachfrage mit einem Angebot allokiert wird und als Konsequenz davon eine Flexibilität kontrahiert wird, desto mehr Planungssicherheit hat der Verteilnetzbetreiber bei der Bewirtschaftung der begrenzten Netzkapazitäten. Der Nachteil einer frühzeitigen Kontrahierung liegt in potenziell unsicheren Prognosen bei Angebot oder Nachfrage. Dementsprechend müsste eine entsprechend höhere Sicherheit bei der Kontrahierung berücksichtigt oder das Risiko der roten Ampelphase bewusst in Kauf genommen werden.
- Bei einem Kontrahierungszeitpunkt relativ nah am Erbringungszeitpunkt ist die Liquidität am höchsten (vgl. /DENA-08 14/), d. h. durch eine späte Kontrahierung kann potenziell auf mehr Angebote zurückgegriffen werden, was sich in niedrigeren Preisen ausdrücken sollte. Als Nachteil ist die Unsicherheit in der Betriebsplanung der Netzbetreiber und somit ein höheres Risiko, auf Maßnahmen der roten Ampelphase zurückgreifen zu müssen, zu nennen.

Auf Seiten der Bedarfsermittlung spielen insbesondere die Verfügbarkeit von Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Netzgebiet, als auch die gemeldeten Kraftwerkseinsatzdaten eine entscheidende Rolle. So werden im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) die Fahrpläne der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) um 14:30 Uhr an den Bilanzkreiskoordinator (BKK) gemeldet. /BNETZA-33 13/

Für die Angebotsseite sind insbesondere die alternativen Vermarktungsoptionen für die verfügbare Flexibilität von Bedeutung. Letztlich hat die zeitliche Ausgestaltung somit Einfluss auf die Marktliquidität im Sinne der verfügbaren Flex-Angebote. So bestimmt sich der Angebotspreis einer Flex-Option auch über die Erlösmöglichkeiten an anderen Marktplätzen, die zum Zeitpunkt der Angebotsstellung bekannt bzw. angenommen sind. Bei der

Ausgestaltung des zeitlichen Ablaufs der Plattformprozesse wurden daher relevante Zeitpunkte unterschiedlicher Marktprozesse berücksichtigt. Von besonderem Interesse sind hierbei insbesondere der Day-Ahead (DA) Spotmarkthandel, der bis 12 Uhr des Vortags abschlossen ist, und der Intraday (ID) Handel, dessen Eröffnungsauktion täglich um 15 Uhr stattfindet; ab 16 Uhr findet der kontinuierliche ID-Handel statt. /EPEX-05 18/ Die Abstimmung mit bestehenden Prozessen auf Seiten der Regelleistungsbeschaffung spielen auf Verteilnetzebene hingegen nur eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 4-8 zeigt den zeitlichen Ablauf des Plattform-Prozesses und eine Einordnung in bestehende Mechanismen /FFE-47 19/.

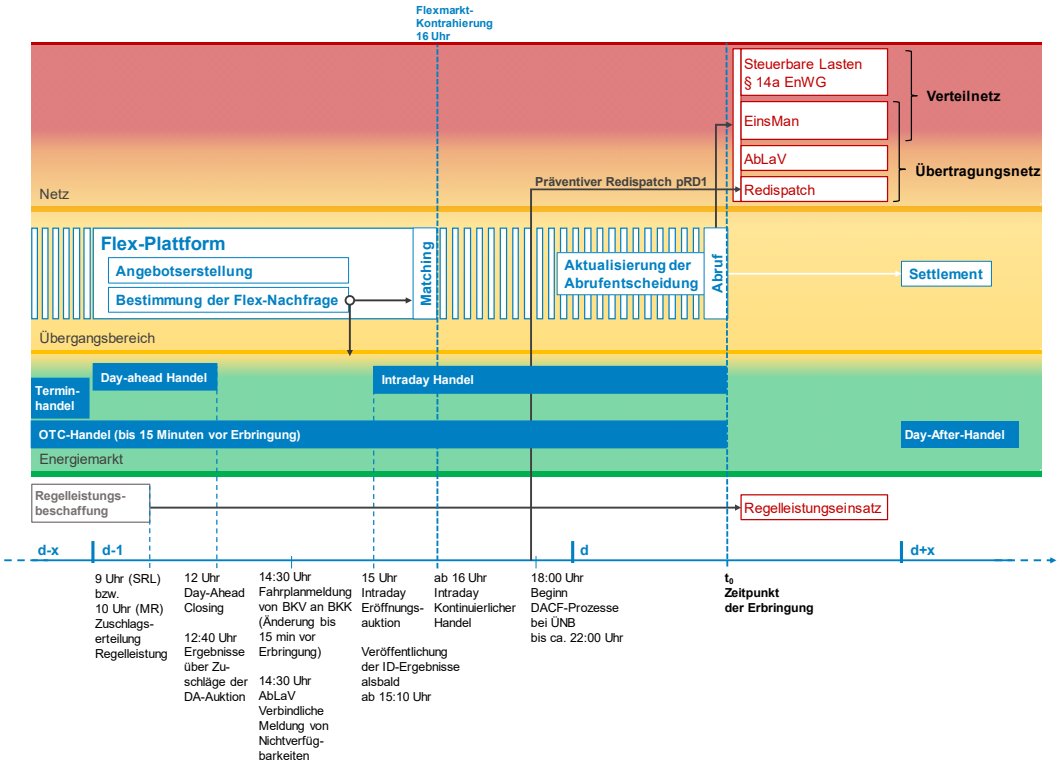


Abbildung 4-8: Zeitlicher Ablauf und Einordnung der Plattform-Prozesse in bestehende Mechanismen /EPEX-05 18/, /BNETZA-33 13/, /ENTSOE-03 16/, /AGORA-102 17/

Der Ablauf gliedert sich dabei wie folgt: Die Erstellung eines Angebots von Flexibilität kann durch den Anbieter jederzeit auf der Plattform hinterlegt werden. Nach Bestimmung einer Flex-Nachfrage weist der Netzbetreiber seinen Bedarf aus und übergibt diesen an die FlexPlattform. Um 16:00 Uhr am Tag vor der geplanten Erbringung erfolgt das Matching zwischen Flex-Angebot und Flex-Bedarf. Dabei werden die Flex-Optionen kontrahiert und alle Beteiligten über das erfolgreiche Matching in Kenntnis gesetzt. Der Day-Ahead Prozess ist hiermit abgeschlossen.

Am Tag der Erbringung kann eine Aktualisierung der Abrufentscheidung von Seiten des Netzbetreibers als Flex-Nachfrager erfolgen, um final über den Abruf zum Zeitpunkt der kontrahierten Erbringung zu entscheiden. Der Abruf erfolgt schließlich gemäß der am Vortag vereinbarten Bedingungen. Falls die erbrachte Flexibilität nicht zur Lösung des Engpasses ausreicht, stehen dem Netzbetreiber nach wie vor die Maßnahmen der roten Smart-Grid-Ampelphase zur Verfügung.

4.3.3 Anreize zur Teilnahme an einer FlexPlattform

Für die Etablierung von FlexPlattformen ist die Teilnahme möglichst vieler Anlagenbesitzer unabdingbar. Je größer das Angebot an Flexibilität auf der Plattform ist, desto effizienter und günstiger können Netzengpässe behoben werden. Während technologische Fortschritte die Grundlage schaffen, aktiv am Energiesystem teilzuhaben, müssen potenzielle Teilnehmer und deren Motivation zunächst besser verstanden werden. /TEUF-01 14/ In diesem Kontext finden definierte Anreizmechanismen bei der Entwicklung eines Partizipationskonzeptes Berücksichtigung, um so notwendige Rahmenbedingungen für eine Teilnahme zu schaffen.

Die folgenden Unterkapitel sind größtenteils der Veröffentlichung /FFE-90 19/ (Abschnitt 4.3.3.1) sowie /FFE-06 20/ (Abschnitt 4.3.3.2) entnommen, welche im Rahmen des Projekts entstanden ist.

Prinzipiell kann zwischen zwei übergeordneten Anreizkategorien unterschieden werden (vgl. Abbildung 4-9). Motivation, gewisse Handlungen auszuführen, wird demnach sowohl von Anreizen aus der Umwelt (extrinsisch), z. B. finanzielle Vergütung einer Teilnahme, als auch inneren Faktoren (intrinsisch), z. B. Erfüllung von Bedürfnissen und Interessen, beeinflusst. Letztere können wiederum in Tätigkeitsanreize und Zweckanreize unterschieden werden. Tätigkeitsanreize beeinflussen die intrinsische, Zweckanreize die extrinsische Motivation. Ist eine Person intrinsisch motiviert, so trägt die Ausführung der Handlung an sich zur emotionalen Erfüllung des Individuums bei. Im Falle von extrinsischer Motivation dienen hingegen die Ergebnisse der Handlung als Anreiz. /RYA-01 00/, /KUN-01 11/, /WIRT-01 19/

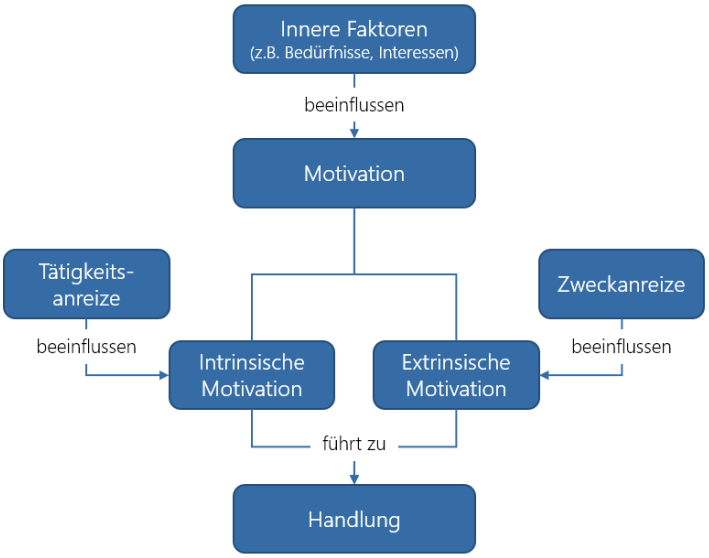


Abbildung 4-9: Motivation wird durch Faktoren in einer Person sowie Anreizen aus der Umwelt beeinflusst (eigene Darstellung nach /RYA 01 00/, /KUN 01 11/, /WIRT 01 19/)

Beide Formen der Motivation schließen sich nicht gegenseitig aus, vielmehr verfügt jedes Individuum über eine Kombination beider Motivationen in unterschiedlicher Ausprägung, abhängig von individuellen Präferenzen. Zweckanreize, z. B. in Form von Belohnungen, können Personen mit geringem Interesse motivieren oder bereits vorhandene intrinsische Motivation erhöhen. Die alleinige Nutzung von Zweckanreizen reicht jedoch häufig nicht aus, um eine Akzeptanzsteigerung und gewünschte Verhaltensänderungen zu induzieren. Tätigkeitsanreize wirken generell langfristiger und effizienter als Zweckanreize, auch weil Individuen mit intrinsischer Motivation engagierter und resistenter gegen Rückschläge sind.

In der Literatur wird empfohlen, Zweck- und Tätigkeitsanreize zu kombinieren, etwa durch erste finanzielle Subventionen als auch zugleich der verstärkten Bewusstseinsbildung. /RYA-01 00/, /HOLS-101 17/, /KUN-01 11/, /BAUM-101 14/, /TEUF-01 14/.

4.3.3.1 Extrinsische Anreize für Prosumenten und Besitzer von Kleinanlagen

Extrinsische Anreize beziehen sich wie genannt in erster Linie auf finanzielle Vergütung bei Teilnahme am System. Im Rahmen des C/sells FlexPlattform-Konzepts werden die Erlösmöglichkeiten für Flexibilitätsanbieter differenziert in Abhängigkeit der möglichen Angebotstypen betrachtet. Dabei ist das Vergütungsmodell direkt abhängig von der Produktausgestaltung (vgl. /PUM-01 20/). Eine ausführliche Beschreibung der Parameter für das „Design von Flexibilitätsprodukten als Transaktionsobjekte" auf einer FlexPlattform erfolgt in /FFE-64 20/.

Im Falle eines expliziten Angebots, im Sinne einer Angebots-Preis-Zeitreihe, wird der Anbieter mindestens entsprechend seines angebotenen Preises (abhängig vom Auktionsdesign, i.e. „pay-as-bid" oder „uniform pricing") vergütet.

Bei Kleinanlagen, die ihre Flexibilität nach aktueller Regulatorik nach § 14a EnWG bereitstellen und durch reduzierte Netzentgelte angereizt werden (vgl. Kapitel 2.1.3) ist die Vergütungspraxis allerdings komplexer. Daher ist es notwendig entsprechende Anreizsysteme zu entwickeln. Wie in Abschnitt 4.3.1 bereits beleuchtet bestehen gerade für diese steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung verschiedene Erschließungskonzepte.

Neben der in /BET-01 19/ vorgeschlagenen „bedingten Bestellleistung" stellt ein an den Kosten für Flexibilisierung angelehntes Prämiensystem zur Teilnahme an einer FlexPlattform eine potenzielle Alternative dar. Statt hoher Kosten im Falle einer Nicht-Teilnahme würde eine wiederkehrende, leistungsbezogene Prämie für die Teilnahme gezahlt. In beiden Fällen ist die Planbarkeit gleich, da nur mit teilnehmenden Anlagen (mittelfristig) für die Vertragsdauer geplant werden kann. Die Prämie orientiert sich statt an pauschalen Netzentgeltreduktionen (Status Quo) an den tatsächlichen Kosten und entschädigt Kleinanlagen für die Erbringung von Flexibilität. Des Weiteren kann die Prämie um einen zusätzlichen finanziellen Anreiz ergänzt werden, um die freiwillige Teilnahmequote zu erhöhen. Die Prämie kann individuell auf Basis der Leistung, der entstehenden Abrufkosten und der Kosten für die Flexibilisierung (vgl. Smart Meter Gateway, Steuerbox) berechnet werden. Dadurch können die Kosten gedeckt werden, die in der bedingten Bestellleistung nach /BET-01 19/ vernachlässigt werden. Ausgewählte Kostenkomponenten, welche mit der Prämie abgedeckt werden sollten, sind unter anderem:

- Intelligentes Messsystem
- CLS-fähige Steuerbox
- Lastverschiebung von NT in HT
- Entgangene Eigendeckung
- Erhöhter Verschleiß
- Zusätzliche Wartungskosten
- Verwaltungskosten
- Zusätzliche Speicherverluste

An der FfE wurden anhand erster Case-Studies ausgewählte Flex-Optionen in der Niederspannung mit einem kostenbasierten Ansatz (nach einem worst-case-Szenario) bewertet, welcher in folgendem Exkurs erläutert wird.

Weiterführende Analysen

Motivation und Problemstellung des Arbeitspakets:

Für eine möglichst große Teilnahme von Kleinanlagen an der FlexPlattform sind extrinsische Anreize in Form einer Prämienvergütung für Flex-Optionen mit Langzeitkontrahierung notwendig. Um eine plausible Größenordnung für die Prämienhöhe zu kalkulierten, wurde ein kostenbasierter Ansatz gewählt. Anhaltspunkt für die Bestimmung sind u. a. die aktuellen Regelungen nach § 14a EnWG für steuerbare Lasten in der Niederspannung und die aktuellen Vergütungs- bzw. Erlöspotenziale für kleine Erzeugungsanlagen.

Die wichtigsten Kernergebnisse:

- Der Handlungsbedarf einer Überarbeitung des § 14a EnWG wurde identifiziert.
- Eine Prämie wurde als geeigneter Vergütungsmechanismus identifiziert.
- Eine kostenbasierende Bestimmung der Prämienhöhe ist möglich.
- Um die Kosten einzuordnen, wurde ein Korridor mir der unteren Grenze der anfallenden Kosten und der oberen Grenze der aktuellen Vergütungen gewählt.
- In der Berechnung zeigt sich, dass die Kosten der Flexibilisierung bei folgenden Flex-Optionen die gewählte obere Grenze übersteigen kann:
  - kleine Gebäude mit Wärmepumpen mit Eigendeckung
  - Elektrofahrzeuge mit geringer und mittlerer Fahrleistung, jeweils mit und ohne Eigendeckung
  - Elektrofahrzeuge mit hoher Fahrleistung mit Eigendeckung.
- Während die POG für iMSys für Anlagen, welche über § 14a EnWG flexibilisiert werden, für alle Jahresverbräuche konstant bei 100 €/Jahr liegt, sind die möglichen Einsparungen hierdurch mengenbezogen.

In folgenden **Veröffentlichungen** befinden sich detaillierte Aussagen zu der Thematik:

- /BDEW-111 17/ Ausgestaltung des § 14a EnWG - Positionspapier. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2017.
- /BNETZA-20 18/ Monitoringbericht 2018. Bonn: Bundesnetzagentur, 2018.
- /BNETZA-01 19/ Moderne Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme. Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

Eine ausführliche Beschreibung der Inhalte findet sich im separaten Berichtsteil in Anhang 9.5.2.

4.3.3.2 Intrinsische Anreize zur Teilnahme

Neben extrinsischen Faktoren sind auch intrinsische Faktoren relevant, um eine skalierbares System zu schaffen. Anhand einer Literaturrecherche zu wissenschaftlichen Theorien aus Motivationspsychologie, Soziologie und Marketing (vgl. /CIAL-01 09/, /FP-01 83/, /RYA-01 00/), allgemeinen Anreizmechanismen für Energiekonsumenten und Prosumer (vgl. /TEUF-01 14/, /HOLS-101 17/, /NCES-01 12/, /MENGE-01 19/) sowie die Analyse von Best Practice Beispielen (vgl. /BAUM-101 14/, /MOMA-01 13/, /SC-01 14/) ermöglichte die Identifikation der in Tabelle 4-4 aufgelistete Faktoren. Diese stellten sich als relevant für Konzepte zur Einbindung und damit zur Partizipation auf FlexPlattformen.

Tabelle 4-4: Intrinsische Anreizmechanismen für eine Partizipation auf Flexibilitätsmärkten

Ethische Werte	Wertebasierte Motivation korreliert z. B. mit den Themen Klima- und Umweltschutz; diese können intrinsische Motivation fördern, wenn sie mit einer Teilnahme korrespondieren.
Gemeinschaftsidentität	Bei Teilnahme mehrerer Probanden führt das Gemeinschaftsgefühl oft zu einer erhöhten Bereitschaft zur Teilnahme.
Regionalität	Die Nutzung des produzierten Stroms in der gleichen Region oder die Stärkung der Wirtschaft/ des Images ist für regionale Märkte von besonderer Bedeutung.
Komfort	Die einfache Integration einer Teilnahme in den Alltag erhöht die Teilnahmebereitschaft.
Kontrollempfinden	Der Eindruck des selbstbestimmten Handelns ist von Bedeutung und sinkt oft mit einem zunehmenden Automatisierungsgrads (der Marktprozesse).
Sicherheit	Individuelles Sicherheitsempfinden sollte durch eine Teilnahme nicht verletzt werden.
Technikaffinität	Ein positiver Bezug zu Technik korreliert mit der Motivation zur Teilnahme: Prosumer und/oder Personen, die sich vermehrt mit einem Thema auseinandergesetzt haben, nehmen leichter neue Technologien in ähnlichen Bereich an.
Unabhängigkeit	Entscheidungsfreiheit und Autarkiegedanken spielen häufig eine Rolle für die Investition in EE-Anlagen.

Aufgrund der ausgeprägten Individualität der Anreizmechanismen ist eine weitere Anpassung der identifizierten Faktoren an das jeweilige Projekt und die entsprechende Zielgruppe erforderlich. Abgeleitet aus den definierten Faktoren wird dabei die Relevanz von Anreizen aus den Kategorien zusätzlicher Nutzen, Komfort, einfache Nutzung, Kosten, Sicherheit, Umwelt, soziale Einflüsse und Kontrolle erhoben.
Eine ausführlichere Beschreibung der Erkenntnisse und die Anwendung auf die Feldversuchstätigkeiten der FfE findet sich in /FFE-06 20/. Neben der Motivation von Flexibilitätsbesitzern zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt ist die Integration des FlexPlattform-Konzepts in das bestehende System, bestehend aus Prozessen und Anlagen, ein zentraler Baustein um das Konzept in die Praxis umzusetzen. Darauf wird im folgenden Kapitel 4.4 eingegangen.

4.4 Systemische Einordnung der C/sells-FlexPlattform

Um FlexPlattformen in den Realbetrieb zu integrieren, muss das Konzept zum einen in bestehende Prozesse der Netzbetreiber eingebunden werden. Das folgende Kapitel 4.4.1 erläutert hierzu zunächst Ansätze für die Koordination der Netzbetreiber. Anschließend werden mögliche Konzepte zur Integration der FlexPlattform in die Netzengpassmanagement-Prozesse der Netzbetreiber beschrieben (Kapitel 4.4.2). Es folgt die Untersuchung der FNN Koordinierungsfunktion sowie deren Vereinbarkeit mit FlexPlattformen (Kapitel 4.4.3). In Kapitel 4.4.4 und 4.4.5 werden schließlich die Problematik von Marktmacht und strategischem Bietverhalten beschrieben und Möglichkeiten für deren Vermeidung vorgestellt.

4.4.1 Konzepte zur Koordination der Netzbetreiber

In der Branche werden verschiedene Ansätze und Konzepte zur Koordination und Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern diskutiert. Die ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) hat beispielsweise einen Ansatz aus Strategien und Tools erarbeitet, ein „Active System Management" (ASM), mit welchem VNB und ÜNB kosteneffizient und sicher ihre Netze betreiben können /CEDEC-02 19/. Die deutschen VNB haben ein „Flex-Router-Konzept" erarbeitet welches ein Vorschlag für ein koordiniertes, planwertbasiertes Engpassmanagement zwischen den Netzbetreibern darstellt /BDEW-15 18/.

4.4.1.1 Active System Management

Das ASM bietet den Netzbetreibern unter anderem Lösungen zur Behebung von Netzengpässen, wobei auch flexible Erzeuger und Verbraucher ihre Produkte auf verschiedenen Märkten anbieten können. Um eine Doppelabfrage zu verhindern, ist zum einen ein einzelner gemeinsamer Zugang zu den verschiedenen Märkten denkbar oder aber eine Interoperabilitäts- und Koordinierungsfunktion. Außerdem ist der Informationsaustausch und die Koordination zwischen den Netzbetreibern essentiell, um negative Wechselwirkungen bei Engpassmanagement Maßnahmen zu vermeiden. Dabei sollten Informationen der Netze sowie angeschlossener Anlagen, Strukturdaten bis hin zu dynamischen Daten (Prognosen und Aktivierung von Geboten) ausgetauscht werden. Damit wird die Beschaffung von Produkten für das Engpassmanagement ermöglicht, ohne dabei andere Probleme im Netz zu verursachen.

Zur Etablierung eines gemeinsamen Prozesses soll ein „Flexibility Resources Register" eingeführt werden, in welchem alle Informationen zu Anschlusspunkten, die Flexibilität bereitstellen können, enthalten sind. Das Ziel ist dabei, Informationen zu sammeln und zu teilen, sodass alle relevanten Netzbetreiber diese Informationen einsehen können. Damit können VNB und ÜNB die verfügbare Flexibilität auf allen Netzebenen einsehen und für die Behebung von Engpässen einsetzen. Durch die allgemeine Sichtbarkeit der flexiblen Anlagen ergibt sich außerdem ein verbesserter Wettbewerb. Zudem können Netzbetreiber über das Register Informationen bereitstellen, beispielsweise einen erwarteten Netzengpass. Dies würde z. B. Besitzern von flexiblen Anlagen mehr Einblick in zu erwartende Einnahmen geben. Neben der Dokumentation der flexiblen Anlagen mit ihren Lokalitäten und deren möglicher Services (Engpassmanagement, Ausgleisenergie, …) kann damit auch der Einfluss auf einen Netzengpass ermittelt werden. Zudem soll das Register genutzt werden, um festzustellen ob und in welchem Maß die Flexibilität geschaltet wurde. Eine weitere Funktion des Registers ist der Informationsaustausch für eine erleichterte Aggregation von flexiblen Anlagen. Abbildung 4-10 zeigt die Funktionen des Flexibility Resources Registers im ASM.

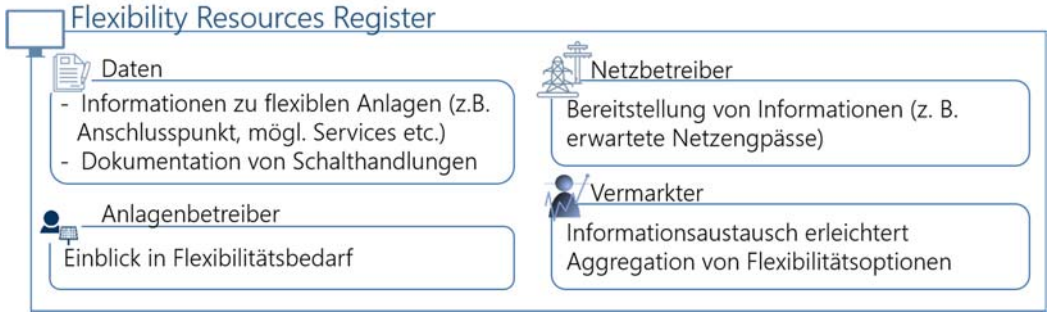


Abbildung 4-10: Mehrwert des Flexibility Resources Registers im ASM nach /CEDEC-02 19/

In Abbildung 4-11 ist der Ablauf des markbasierten Engpassmanagement Prozesses nach dem ASM-Ansatz dargestellt. Nach einer initialen Präqualifikation der Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten sowie der Netze folgt die Planungs- und Vorhersage-Phase. Wird ein Engpass vorhergesagt, beginnt die Marktphase. Dies kann Monate im Voraus, aber auch nahezu in Echtzeit sein. Die zeitliche Abfolge variiert zwischen ÜNB und VNB, wobei VNB es vermeiden Engpässe im Echtzeitbereit zu lösen. In der Marktphase werden zunächst betroffene Netzbetreiber informiert und anhand des Flex-Registers ein Engpass-Gebiet bestimmt. In diesem Gebiet werden Angebote von flexiblen Anlagen gesammelt, zum einen vertraglich vereinbarte Gebote und zum anderen freiwillige Gebote. Im anschließenden Evaluierungsprozess werden die Maßnahmen unter anderem mit anderen Netzbetreibern abgestimmt. Schließlich werden Angebote anhand einer Merit Order Liste nach ihren Preisen geordnet und die gewählten Anlagen informiert. Sind nicht genügend Angebote verfügbar, werden Notfallmaßnahmen eingeleitet. In der letzten Phase wird sichergestellt, dass die Dienstleistung durch die flexiblen Anlagen erbracht wurde. Zudem wird die Menge an gelieferter Flexibilität ermittelt und die Vergütung veranlasst. Wurde der Service nicht erbracht, können Strafzahlungen für den Anbieter erfolgen. /CEDEC-02 19/

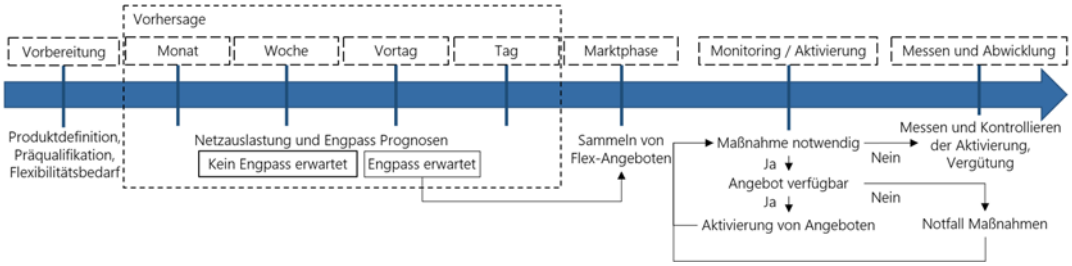


Abbildung 4-11: Phasen des Engpassmanagements in Kooperation von ÜNB und VNB

Für die Etablierung von Plattformen bestehen für VNB und ÜNB nach /CEDEC-02 19/ die folgende vier Möglichkeiten:

- Separate FlexPlattform für ÜNB, VNB und Plattform für Regelenergiemarkt. Dabei können die Netzbetreiber über die Plattform Informationen austauschen.
- FlexPlattform für VNB und weitere Plattform mit Flexibilität und Regelenergie für ÜNB
- Gemeinsame FlexPlattform für ÜNB und VNB, separate Plattform für Regelenergiemarkt
- Gemeinsame Plattform für Engpassmanagement der ÜNB und VNB sowie Regelenergie.

Im Anhang werden diese vier Ansätze im Abschnitt 9.5.1 dargestellt und die Vor- und Nachteile der Konzepte erläutert.

4.4.1.2 Flex-Router Konzept

Der „Flex-Router" ist ein Konzept um Engpässe im Verteilnetz durch den Einsatz von Flexibilität zu beheben. Dabei stellt der Flex-Router den zentralen Datenweg für Anlagenfahrpläne, Angebote flexibler Anlagen sowie deren Abrufe dar. Die Daten werden dort nicht gespeichert, sondern stellen den Abruf der Planungsdaten für die Netzbetreiber sicher. Auf Basis der Daten sendet der Netzbetreiber Abrufe flexibler Anlagen und die damit entstehenden Einschränkungen deren Angebote zurück an den Flex-Router. Dabei ist sowohl eine aggregierte als auch eine disaggregierte Weitergabe von Planungsdaten möglich. Der

Flex-Router übermittelt die geforderten und bereits Netzebenen übergreifend koordinierten Abrufe an den Einsatzverantwortlichen.

Die Koordinierung des Einsatzes von Flexibilität zwischen den Netzebenen übernimmt der Flex-Router nach einem Bottom-Up-Ansatz indem er beim Anschlussnetzbetreiber beginnend die Abrufe koordiniert. Damit wird sichergestellt, dass der Flexibilitätseinsatz keinen Engpass in einem anderen Netz hervorruft und außerdem bei gleichgerichtetem Bedarf nur so viel Flexibilität wie erforderlich abgerufen wird. Die Vergütung des Flexibilitätseinsatzes kann regulatorisch vorgegeben werden oder sich über einen preisbasierten Marktmechanismus bilden. Handels- und Auktionsverfahren sich kein Bestandteil des Flex-Router-Konzepts, denn dieser funktioniert unabhängig von der Vergütungssystematik. Der Flex-Router ist ein anreizbasiertes Engpassmanagement und wird für Planungen ein bis zwei Tage im Voraus des Erfüllungszeitraumes eingesetzt. Dies bedeutet, dass dennoch Notfallmaßnahmen notwendig sein können. Flexibilität kann von Aggregaten aus mehreren Anlagen oder von Einzelanlagen bereitgestellt werden. Voraussetzung ist, dass der Netzbetreiber den Flexibilitätseinsatz prüfen und hinsichtlich der Wirkung auf den Engpass bewerten kann. /BDEW-15 18/ Tabelle 4-5 zeigt die Vor- und Nachteile des Flex-Router-Konzepts auf.

Tabelle 4-5: Vor- und Nachteile des Flex-Router Konzepts des BDEW

Vorteile	Nachteile
• Flex-Router als neutrale Instanz • Koordiniertes Netzengpassmanagement zwischen den Netzbetreibern • „single-point-of-contact" → minimale Komplexität • Einheitliche Prozesse	• Komplexe Planung und Implementierung • Erfordert einheitliche Bestimmungen der Netzbetreiber

4.4.1.3 C/sells Konzept zur „flexiblen Abstimmung von Netz und Markt"

Im Rahmen des Arbeitspakets 4.5 in C/sells wurde ebenfalls ein Einsatzkonzept für die Rückführung der gelben in die grüne Ampelphase erarbeitet (näheres zu den Ampelphasen siehe Abschnitt 4.3.2.2). Folgende Schritte bilden dabei den Ablauf:

1. Netzzustandsprognosen / -monitoring
2. Maßnahmenplanung (jeder Netzbetreiber für sich)
3. Abstimmung über Maßnahmen (Netzgebiet-übergreifend)
4. Maßnahmenumsetzung

Flexibilitäts-Angebote werden dabei Tage im Voraus freiwillig lokalisiert und entsprechend default-Einstellung des Anschlussnetzbetreibers auf einer Plattform eingestellt. Bis zum Vortag können Netzbetreiber die Angebote prüfen und ihre Auswirkungen auf das Netz bzgl. weiterer Grenzwertverletzungen untersuchen. Über eine Plattform informieren die Netzbetreiber sich gegenseitig und kontrahieren im gegebenen Fall die verfügbaren Angebote. Am Tag selbst wird die Wirksamkeit bereits kontrahierter Angebote (Vorhaltung) sowie noch nicht kontrahierter Angebote auf tatsächlich kurz bevorstehende Engpässe untersucht. Über die Plattform werden die Angebote über den Einsatzverantwortlichen mit Informationen an die anderen Netzbetreiber bekanntgegeben. Kurz- und mittelfristig ist eine Abstimmung am Vortag innerhalb des Vermarktungsprozesses vorgesehen. Perspektivisch soll jedoch eine Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Markt eingeführt werden, sodass eine gemeinsame, automatisierte Rechnung erfolgt.

Lessons Learned:

- Derzeit gibt es netz- und marktbezogene Maßnahmen, um Engpässe zu beheben.
- Für den Einsatz in der roten Ampelphase (vgl. Kapitel 4.3.2.2) gibt es zudem Notfallmaßnahmen.
- Das Engpassmanagement basiert auf Berechnungen der Netzauslastung im Voraus bis am Vortag (VNB und ÜNB) und kann bis in nahezu Echtzeit erfolgen (ÜNB).
- Zunehmende Herausforderungen liegen im Anstieg an Prognosefehlern und zunehmender Dezentralisierung der Erzeugung durch den wachsenden Anteil an EE, Zunahme der grenzüberschreitenden Stromflüsse im europäischen Strombinnenmarkt, Abnahme der Erzeugungsleistung von Kraftwerken in oberen Spannungsebenen, Dynamisierung des Netznutzerverhaltens.
- Durch die zunehmenden Herausforderungen besteht die Notwendigkeit von Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB.
- Konzepte zum koordinierten Engpassmanagement unter dem Einsatz von Flexbilität wurden auf europäischer (Active System Management) und deutscher Ebene (Flex-Router) erarbeitet.

4.4.2 Integration einer FlexPlattform in die Prozesse der Netzbetreiber

In Kapitel 4.4.1 wurden bereits Möglichkeiten des koordinierten Netzengpassmanagements beschrieben. Das C/sells-FlexPlattform-Konzept bietet eine Lösung für Netzbetreiber den bestehenden Netzengpassmanagementprozess (siehe Abschnitt 4.1.1) zu ergänzen. Dabei würde zunächst keine Abstimmung zwischen den Netzbetreibern über die Plattform erfolgen, sondern lediglich die Allokation von Angebot und Nachfrage dezentraler Flexibilität im entsprechenden Netzgebiet erfolgen. Dabei ist zu erwarten, dass lediglich ein begrenztes Angebot an Flexibilität verfügbar sein wird. Das Konzept bietet allerdings eine gute Möglichkeit, Flexibilitätsangebote anzureizen und zu etablieren.
Prozessual ist ein Vorgehen nach dem Bottom-Up Ansatz denkbar. Netzbetreiber der unteren Spannungsebenen lösen entsprechend zuerst ihre eigenen prognostizierten Engpässe über ihre FlexPlattform und melden die vorgesehenen Schalthandlungen an den übergeordneten Netzbetreiber, welcher wiederum die damit bei ihm anfallenden Engpässe mit seiner Plattform behebt. Damit werden interferenzfreie Schalthandlungen sichergestellt. Abbildung 4-12 zeigt das Schema eines dezentralen Netzengpassmanagements über ein kaskadiertes System an FlexPlattformen.

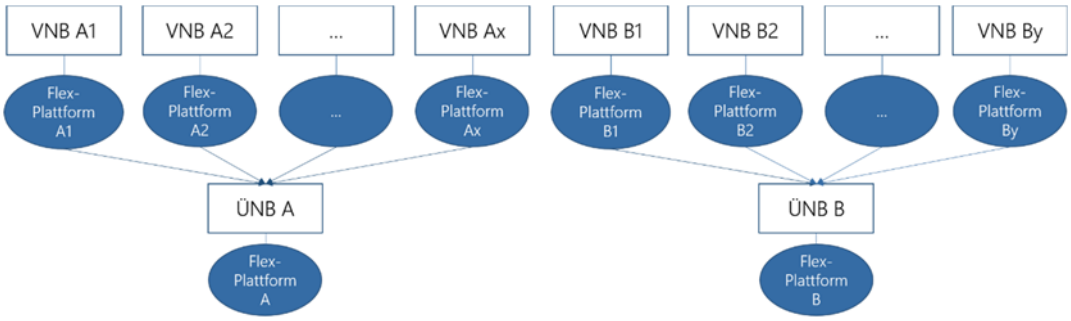


Abbildung 4-12 Dezentrales Netzengpassmanagement über einzelne Plattformen

Neben der Übermittlung der vorgesehenen Schalthandlungen können die weiterhin verfügbaren Flex-Optionen an den übergeordneten Netzbetreiber kommuniziert werden. Damit hat er die Möglichkeit diese für die Behebung von Engpässen in seinem Netz zu nutzen.

Um alternativ die Prozesse auf den einzelnen Netzebenen über eine gemeinsame Plattform zu koordinieren, muss ein Koordinationsmechanismus hinzugefügt werden. Dies stellt eine komplexe Aufgabe dar. Zum einen erfordert es einheitliche Produktanforderungen der Netzbetreiber und zum anderen bedarf es der Entwicklung einer Koordinationsfunktion. Der Prozess des zentralen Netzengpassmanagements erfolgt dann ausschließlich über die Plattform. Netzbetreiber aller Spannungsebenen übermitteln ihre Netzberechnungen für einen Tag X an die Plattform (vgl. Abbildung 4-13). Zudem sind auf der Plattform Flexibilitätsangebote mit ihrer Lokalität hinterlegt. Mittels einer Optimierung für das Gesamtnetz werden dann Schalthandlungen ermittelt, durch die alle Netzengpässe effizient behoben werden.

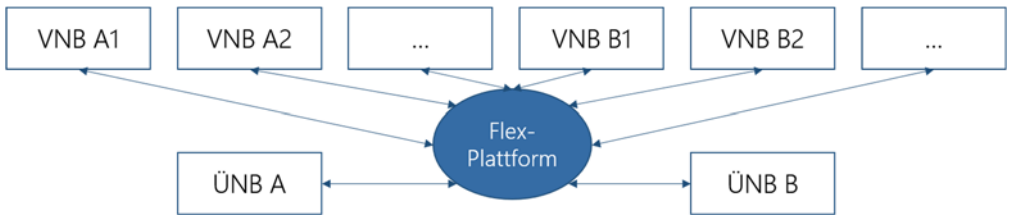


Abbildung 4-13 Zentrales Netzengpassmanagement über eine gemeinsame Plattform

Ein Ansatz für eine Koordinationsfunktion wurde durch den FNN entwickelt. Diese wird im folgenden Kapitel vorgestellt.

4.4.3 Das FNN-Konzept zur Koordination von Netz und Markt

Um die koordinierte Ansteuerung von Erzeugern und Verbrauchern sicherzustellen und kritische Netzzustände zu vermeiden, wurde vom FNN in /FFN-01 18/ ein Konzept der „Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene" entwickelt. Dieses beinhaltet einen Ansatz zur gemeinsamen und sicheren Nutzung von Steuerungsinfrastrukturen. Im Folgenden werden die Konzepte der FNN-Koordinierungsfunktion (KOF) vorgestellt. Eine ausführliche Beschreibung der KOF sowie deren kombinierter Einsatz mit FlexPlattformen ist in /FFE-48 20/ nachzulesen.

Funktionen und Prozesse der KOF

Die KOF bildet die Schnittstelle zwischen „Fernsteuerungsbenutzern" und „Anschlussobjekten". „Fernsteuerungsbenutzer" entsprechen den Flexibilitäts-Nachfragern und sind z. B. Netzbetreiber. Sie wollen Anlagen steuern oder auf Daten zugreifen. Dabei kommt dem Anschlussnetzbetreiber eine besondere Rolle zu, da er einen priorisierten Zugriff hat. Die „Anschlussobjekte" stehen auf der anderen Seite der KOF und sind die Flex-Optionen. Dabei verfügt jede Flex-Option über mindestens eine technische Einheit, wobei mehrere technische Einheiten an einer Flex-Option angebunden werden können. Die Kommunikation von Schalthandlungen erfolgt immer über die KOF, wobei die Übermittlung von Netzzustandsdaten nicht Bestandteil der KOF ist. Außerdem wird angenommen, dass lediglich die KOF Zugriff auf die Flex-Optionen hat.

Die Grundfunktionen der KOF sind insbesondere:

- Verwaltung von Netzrestriktionen
- Netzgruppenbildung
- Sammlung und Priorisierung von Fahrplänen aller Flexibilitäts-Nachfrager für die Flex-Option

- Administration der Steuerbox
- Verwaltung von Stammdaten und Bewegungsdaten
- Zuordnung zu (Markt-) Gruppen

In Abbildung 4-14 sind die Kernfunktionen der KOF mit deren Zuordnung zu ihren Zielgruppen dargestellt.

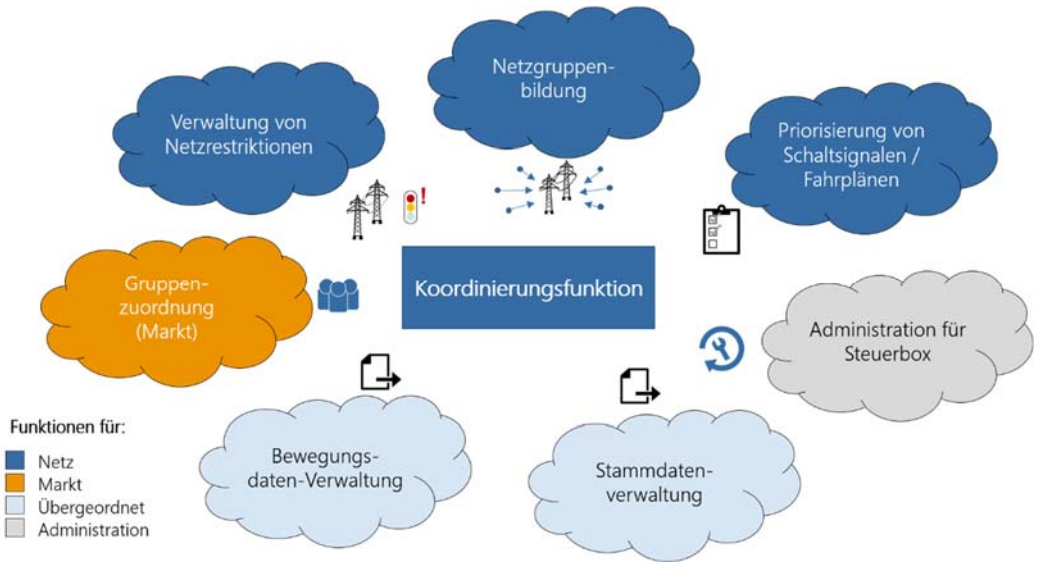


Abbildung 4-14: Kernfunktionen der KOF, eingeteilt nach Netz, Markt, Administration und übergeordneten Funktionen

Die KOF schließt drei Hauptprozesse ein, wozu Koordination, Service / Betrieb sowie die Administration gehören. In Tabelle 4-6 ist deren Übersicht mit den zugehörigen Prozessen aufgezeigt. Eine detaillierte Beschreibung dieser Prozesse findet sich in /FFE-48 20/.

Tabelle 4-6: Übersicht der Prozesse der KOF unterteilt in Koordination, Service / Betrieb und Administration nach /FFN-01 18/

Hauptprozesse	Zugehörige Prozesse
Koordination	Entgegennahme und Umsetzung der Fahrplananforderungen
	Regelwerksumsetzung
Service & Betrieb	Wartung / Instandhaltung der Flex-Option (Erstinbetriebnahme & Installation, Tausch, Außerbetriebnahme, Störungsbeseitigung, Firmware-Updates)
	Zertifikatsverwaltung
	Informationsbereitstellung / Abfrage
	Zeitführung
Administration	Benutzerrollenkonzept, Benutzerrechtekonzept
	Datenorganisation
	Gruppenverwaltung, Regelwerksverwaltung, Verwaltung der Flex-Option

Funktionsanalyse von KOF und FlexPlattform

Die KOF soll den „koordinierten Zugriff auf eine gemeinsame Steuerungsinfrastruktur […] unter Berücksichtigung der lokalen Netzsituation" ermöglichen. Dafür stellt die KOF die

Kommunikation zwischen der technischen Einheit, also der Anlage, und dem Nachfrager von Flexibilität, z. B. dem Netzbetreiber, bereit. Sie sammelt Fahrpläne sämtlicher externer Marktteilnehmer und stellt deren Umsetzung in der Gesamtheit sowie die Prüfung bestehender Regelwerke sicher. Als Ergebnis priorisiert die KOF Schaltsignale und Fahrpläne. Mit dem C/sells FlexPlattform-Konzept wird das Ziel verfolgt, Flexibilität zur Lösung von Engpässen im Verteilnetz einzusetzen. Dafür werden über die FlexPlattform Anlagen in einen marktbasierten Netzengpassmanagement-Prozess integriert. Dabei werden technische Restriktionen der Flex-Optionen sowie deren netztechnische Wirksamkeit berücksichtigt. Um Angebot und Nachfrage von Flexibilität unter Berücksichtigung diverser Randbedingungen zusammenzubringen, wird über die Plattform ein Optimierungsproblem gelöst. Damit beinhalten beide Konzepte die Steuerung flexibler Anlagen, wobei die KOF die Abstimmung zwischen Netz und Markt und die FlexPlattform die Zusammenführung von Flexibilitätsangebot und –Nachfrage übernimmt.

Kombination von FlexPlattformen und der KOF

Durch den kombinierten Einsatz von FlexPlattformen und der KOF können die Limitierungen der Konzepte behoben und damit ein netzdienlicher Einsatz dezentraler Flexibilität für ein marktbasiertes Netzengpassmanagement ermöglicht werden. Abbildung 4-15 zeigt ein mögliches Zusammenwirken der Konzepte auf. Die Netzbetreiber legen langfristig Restriktionen, wie z. B. die max. Scheinleistung eines Trafos, fest. Diese Anforderungen werden in der KOF hinterlegt. Anhand der Netzbelastungsberechnungen der Netzbetreiber für den Folgetag und dem dabei ermittelten Bedarf an Flexibilität, sowie den Flexibilitätsangeboten erfolgt über die FlexPlattform die Planung des Flexibilitätseinsatzes. Die Ergebnisse des Matchings werden als Fahrpläne (bzw. Leistungsbegrenzungen) an die KOF übermittelt. Diese überprüft die geplanten Abrufe von Flexibilität hinsichtliche der Umsetzung der Regelwerke und stellt damit den sicheren Betrieb am Erbringungstag sicher.

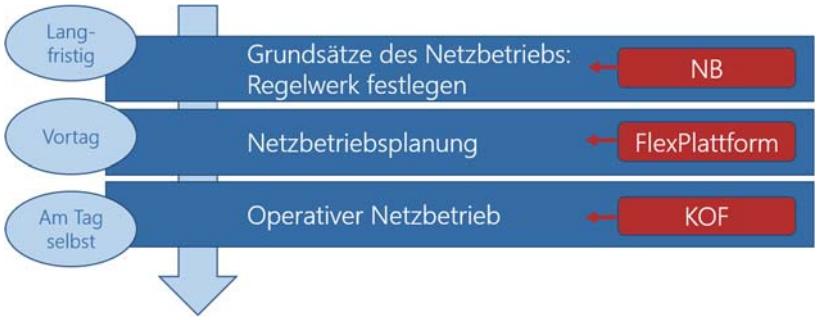


Abbildung 4-15: Kombination von ALF und KOF: der Netzbetreiber bestimmt langfristig netzseitige Regeln, die FlexPlattform übernimmt die Flexibilitäts-einsatzplanung am Vortag, die KOF bestimmt den tatsächlichen Betrieb

Die Eigenschaften der Konzepte zeigen, dass diese nicht konkurrieren. Während die FlexPlattform insbesondere auf die Einbindung sämtlicher Flex-Optionen abzielt, verfolgt die KOF vor allem das Ziel der Priorisierung von Schalthandlungen. Die beiden Konzepte sehen vor, die Veranlassung von Schalthandlungen bzw. die Priorisierung von Schalthandlungen zentral zu „entscheiden" und konkrete Anweisungen an die Flex-Optionen zu vergeben. Damit verfolgen beide Konzepte einen Ansatz der zentralen Intelligenz.

Lessons Learned:

- FNN-Koordinierungsfunktion als Konzept für die Koordination von Schalthandlungen

- Kombination von KOF und FlexPlattformen um netzseitige Limitierungen zu erfüllen und gleichzeitig ein marktbasierte Engpassmanagement zu ermöglichen.
- Synergien der Konzepte hinsichtlich der Datenhaltung können genutzt werden.
- Um Limitierungen des Konzepts zu beheben, bedarf es einer detaillierteren Ausgestaltung der Prozesse sowie der notwendigen Schnittstellen.

4.4.4 Marktmacht

Flexibilitätsmärkte haben das Potenzial die Kosten des Engpassmanagements zu senken – allerdings nur, wenn diese unverzerrt funktionieren. Um wirtschaftliche Vorteile zu erzielen, muss auf dem Markt ein freier Wettbewerb gegeben sein. In der Theorie ist ein Markt mit perfektem Wettbewerb durch eine Vielzahl unabhängiger Produzenten und Konsumenten charakterisiert. Dabei kann ein einziger solcher Teilnehmer keinen Einfluss auf den Marktpreis ausüben, denn seinem Gegenüber stehen viele alternative Handelspartner offen. An so einem Markt mit perfektem Wettbewerb werden aus wirtschaftlicher Sicht für die Gesellschaft wohlfahrtsmaximierende Mengen zu einem wohlfahrtsmaximierenden Preis gehandelt.

Schwindet aber die Möglichkeit, den Handelspartner zu wechseln, kann der Markt nicht mehr effizient funktionieren. In einem Markt mit nur wenigen Teilnehmern oder einzelnen Teilnehmern, die einen Großteil des Angebots oder der Nachfrage darstellen, kann Marktmacht auftreten. Marktmacht ist in der ökonomischen Literatur oft als die Fähigkeit, Preise gewinnbringend und weg vom durch freien Wettbewerb bestimmten Markträumungspreis bewegen zu können, definiert /DUV-01 07/ /HILE-01 14/ /STO-01 02/. Wichtig ist insbesondere die Unterscheidung zwischen struktureller und ausgeübter Marktmacht /APE-01 08/. Eine marktbeherrschende Stellung zu genießen, ist nicht zwingend ein Verstoß gegen das Kartellrecht /BMJV-01 98/. Erst wenn diese Dominanz benutzt wird, um Konkurrenten zu benachteiligen oder den Wettbewerb zu beschränken, ist von einem illegalen Vorgehen zu sprechen /BMJV-01 98/.

Energiemärkte haben sich als anfällig für die Ausübung von Marktmacht bewiesen. Im Folgenden werden zunächst die Gründe dafür erläutert, bevor das Thema Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten näher betrachtet wird und schließlich Methoden zur Verhinderung von struktureller Marktmacht beschrieben werden. Eine ausführlichere Darstellung und Diskussion der Thematik kann der Veröffentlichung /FFE-33 20/ entnommen werden.

Marktmacht in regional begrenzten Märkten

An Energiemärkten wird Marktmacht von der marktbeherrschenden Firma üblicherweise durch das Zurückhalten von Erzeugungskapazitäten ausgeübt. Das Vorenthalten kann auf physische oder wirtschaftliche Weise stattfinden, was dieselben Ergebnisse mit sich bringt (vgl. Abbildung 4-16). Wenn Erzeugungskapazität physisch vorenthalten werden soll, werden die Erzeugungsanlagen beispielsweise als technisch nicht verfügbar gemeldet oder nicht am Markt angeboten. Wirtschaftliche Vorenthaltung wird ausgeübt, indem die Firma Erzeugungskapazität zu einem Preis, der weit über den tatsächlichen Grenzkosten der Anlage liegt, anbietet, damit die Anlage keinen Zuschlag bekommt. Man geht in beiden Fällen davon aus, dass die Anlage zu dem vorherrschenden Marktpreis hätte rentabel betrieben werden können. /HILE-01 14/ /IEEE-01 03/ /IEEE-03 16/ /APE-01 08/

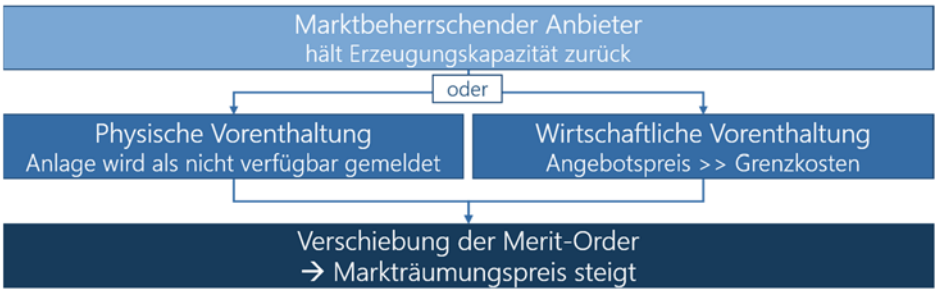


Abbildung 4-16: Strategien marktbeherrschender Anbieter – physische und wirtschaftliche Vorenthaltung von Leistung

Durch den Entzug der zurückgehaltenen Anlage aus dem Markt rücken alle Anlagen mit höheren Grenzkosten nach links in der Merit-Order-Kurve, sodass sich die preisgebende Anlage ändert und ein neuer, höherer Markträumungspreis gebildet wird (s. Abbildung 4-16). Alternativ, wenn keine andere Anlage in der Lage ist den Markträumungspreis zu setzen, kann der dominante Anbieter dies ohne Vorenthaltung aber mit einem höheren Gebotspreis selbst tun. Ist die Erzeugung des marktbeherrschenden Anbieters für die Erfüllung der Nachfrage unentbehrlich, kann dieser theoretisch den Marktpreis bestimmen. /IEEE-01 03/ /EWI-02 08/ /IEEE-03 16/ /APE-01 08/

Strommärkte haben einige Eigenschaften, die sich von anderen Warenmärkten unterscheiden und sie gleichzeitig für den Missbrauch von Marktmacht anfällig machen. Die bedeutendste Eigenschaft ist die Voraussetzung einer ausgeglichenen Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt. Während andere Märkte eine Knappheit überleben können, kann diese im Strommarkt zum Netzkollaps führen. Dies führt dazu, dass vorenthaltene Erzeugung immer ersetzt werden muss, und dass die Ausübung von Marktmacht erfolgreich sein kann. Dazu kommt die technische und ökonomische Herausforderung, Strom in großen Mengen wirtschaftlich speichern zu können /DUV-01 07/. Wenn die Technologien dafür in Zukunft reif sind, könnte das Wiedereinspeisen von zuvor günstig gekauftem und gespeichertem Strom die Vorenthaltungs-Strategien verhindern. Zusammen mit diesen beiden technischen Eigenschaften von Strommärkten spielt die Art der Stromnachfrage marktbeherrschenden Firmen in die Hände. Die Nachfrage für Strom ist kurzfristig so gut wie preisunelastisch, weil die wenigsten Endkonsumenten den Großhandelspreisen ausgesetzt sind. Dementsprechend führen Preiserhöhungen nicht zu einem reduzierten Stromverbrauch der Letztverbraucher, was die Erfolgschancen einer Vorenthaltungs-Strategie verbessert. Diese Eigenschaften vereinfachen das Ausüben von Marktmacht an Strommärkten für marktbeherrschende Firmen im Vergleich zu anderen Märkten und können dies zudem für Firmen, die normalerweise keine marktbeherrschende Stellung genießen, ermöglichen. In Zeiten von Höchstlast oder stark reduzierten Einspeisungen können auch kleine Erzeuger für die Netzsicherheit unentbehrlich werden und dadurch situationsbedingte Markmacht erlangen. /HILE-01 14/ /IEEE-01 03/ /DUV-01 07/ /MONO-01 15/

Marktmachttendenzen in Flexibilitätsmärkten

Flexibilitätsmärkte sind ähnlich anfällig für das Problem der Marktmacht wie Strommärkte im Allgemeinen. Die Flexibilitätsnachfrage ist wie die Stromnachfrage preisunelastisch, weil die Größe eines Engpasses diese bestimmt und die Nachfrage nicht auf Preisänderungen reagieren kann. Die Lösung eines Engpasses durch den Flexibilitätsmarkt ist zwar weniger kritisch als die Gewährleistung der Netzsicherheit, da weitere Maßnahmen eingesetzt werden

können, jedoch bestehen Charakteristiken des Flexibilitätsmarkts die marktmachtverstärkend sind.

Regionalität ist ein definierendes Merkmal von Flexibilitätsmärkten und ist wichtig um Engpässe dort wo sie entstehen schnell zu beseitigen. Diese Stärke ist jedoch zweischneidig. Ein regionaler Markt hat per Definition eine reduzierte Anzahl an möglichen Teilnehmern im Vergleich zu einem nationalen oder internationalen Markt. Diese Begrenzung des Markts macht einen regionalen Markt anfälliger für Marktmacht /UDE-01 20/. Die Teilnehmerzahl eines Flexibilitätsmarkts wird auch durch die ortsspezifische Natur jedes Engpasses weiter eingeschränkt. Der netztopologische Standort jeder Anlage im Verhältnis zu dem Standort des überlasteten Netzelements entscheidet, ob die Anlage den Engpass beeinflussen kann oder vom Markt wegfällt /FFE-35 18/ /UDE-01 20/.

Von den Anlagen, die theoretisch zur Behebung eines Engpasses beitragen könnten, entfallen weitere: Anlagenarten wie PV-Anlagen oder Wärmepumpen sind nur wetterbedingt verfügbar, während Gewohnheiten des Besitzers die Verfügbarkeit der Anlagen, beispielsweise von Elektrofahrzeugen bestimmt /EUOT-1 18/. Demnach gibt es Zeiten in denen das Angebot von Flexibilität noch weiter eingeschränkt ist, und das Bestehen von einer marktbeherrschenden Stellung wahrscheinlicher wird /UDE-01 20/. Die Regionalität und die eingeschränkte Verfügbarkeit von Anlagen an regionalen Flexibilitätsmärkte tragen zur Entstehung marktbeherrschender Stellungen bis zu Marktdominanz einzelner Akteuren bei. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die Anfälligkeit für Marktmacht an Flexibilitätsmärkten zu bewerten.

Möglichkeiten zur Identifikation von Marktmacht auf FlexPlattformen

Wie bereits erwähnt, wird zwischen dem Vorhandensein einer marktbeherrschenden Stellung und dem Erschaffen eines Vorteils durch diese Stellung unterschieden. Wenn ein Markt von einem oder mehreren Teilnehmern dominiert wird, haben diese Firmen eine sogenannte strukturelle Marktmacht. Dies impliziert nicht, dass diese Marktmacht für den eigenen Vorteil oder zum Nachteil Anderer ausgenutzt wird, sondern weist nur auf die marktbeherrschende Stellung hin. Sollte die Firma aber von der Möglichkeit, die durch die strukturelle Marktmacht gewährt ist, Gebrauch machen, wird von ausgeübter Marktmacht gesprochen. /HILE-1 14/ /APE-01 08/

Es wurde eine Vielzahl an Indikatoren zur Identifikation struktureller Marktmacht und zum Nachweisen von ausgeübter Marktmacht entwickelt. Abbildung 4-17 zeigt die verschiedenen Kennzahlen, die für die Identifikation **struktureller Marktmacht** ermittelt werden können.

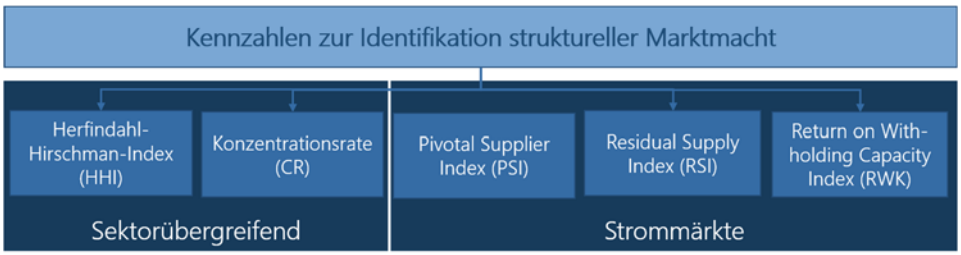


Abbildung 4-17: Kennzahlen zur Identifikation struktureller Marktmacht, unterteilt nach sektorübergreifenden und explizit für Strommärkte entwickelten Indikatoren

Ein auffälliges Ergebnis eines oder mehrerer struktureller Indikatoren kann die Ausübung von Marktmacht nicht vorhersagen, sondern lediglich Aussagen darüber machen ob der Markt

dafür anfällig wäre. Daher werden die Marktergebnisse nach dem Marktschluss auf Anzeichen von ausgeübter Marktmacht untersucht. Dafür steht eine Vielzahl an Methoden und Indikatoren, z. B. Bid-Cost-Margin Indikatoren wie der Lerner-Index (LI) oder der Price-Cost-Margin Index (PCMI) zu Verfügung. Des Weiteren stehen sog. Net Revenue Benchmark oder Witholding (auch Output Gap Analysis) Analysen zur Verfügung. /HILE-01 14/ /APE-01 08/

Eine detaillierte Übersicht und Anwendung dieser Analysen wurden in /HARP-01 19/ im Detail durchgeführt und in /FFE-69 20/ veröffentlicht. In Anhang 9.5.6 werden exemplarische Analysen zu Marktmachttendenzen auf FlexPlattformen sowie Ansätze zur Vermeidung dieser beschrieben.

4.4.5 Strategisches Bietverhalten

Neben dem Ausüben von Marktmacht stellt die Ausnutzung von Marktdesigninkonsistenzen durch strategisches Gebotsverhalten (im Extremfall sogenanntes „Increase-Decrease-Gaming") einen aktuell diskutierten Kritikpunkt von marktbasiertem Netzengpassmanagement dar (vgl. bspw. /SCHU-02 19/, /HIRT-01 19/). Die Schlussfolgerung und damit die grundsätzliche Problemstellung sind im Kern korrekt und werden nicht angezweifelt. Die Auswirkungen dieser Diskussion auf die C/sells-FlexPlattform sind im *FfE-Discussionpaper* /FFE-33 20/ beschrieben.

Abbildung 4-18 skizziert die zugrundeliegenden Probleme und die infrage kommenden Lösungsansätze.

Abbildung 4-18: Differenzierung des Begriffs „Strategisches Gebotsverhalten" in die zugrundeliegenden Probleme /FFE-33 20/

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass im C/sells FlexPlattform-Konzept das bestehende regulatorische Netzengpassmanagement mit kostenbasierter Entschädigung nicht gänzlich ersetzt, sondern punktuell erweitert (sog. „hybrides Modell") wird. Der marktbezogene Ansatz erlaubt grundsätzlich die Einbindung aller Anlagen, die bisher noch nicht durch andere Mechanismen erschlossen werden. Dazu gehören insbesondere flexible Lasten, aber zum Teil auch Erzeugungsanlagen. Ein differenziertes Markt- und Produktdesign kann dabei sicherstellen, dass sowohl netzbetreiberseitige als auch technologiebezogene Anforderungen erfüllt werden und außerdem etwaiges strategisches Gebotsverhalten eingedämmt wird. Durch regulatorische Bestandteile im Konzept lässt sich die konsistente Verknüpfung mit den bestehenden Elektrizitätsmärkten erreichen.

In /FFE-33 20/ wird zunächst auf das strategische Gebotsverhalten bei marktbasiertem Redispatch näher eingegangen. Anschließend werden prinzipielle Lösungsoptionen auf Ebene der FlexPlattform zur Unterbindung dieses Verhaltens beschrieben. Es lässt sich festhalten, dass grundsätzlich geeignete Maßnahmen zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten bestehen. Bei der detaillierten Ausgestaltung eines adäquaten Markt- und Produktdesigns müssen jedoch eine Vielzahl unterschiedlicher Anforderungen beachtet

werden, weshalb die optimale Gestaltung in einem iterativen Prozess erfolgen sollte. Eine spezifische Anwendung dieser Problemuntersuchung auf eine Umsetzung der C/sells-FlexPlattform findet sich in Kapitel 6.3.

4.5 Von der C/sells-FlexPlattform zum Altdorfer Flexmarkt

In enger Abstimmung mit dem allgemeinen C/sells FlexPlattform-Konzept (vgl. Abschnitt 4.3 bzw. /FFE-64 20/) und den Beteiligten der C/sells Fachgruppe FlexPlattformen, entwickelte die FfE den Altdorfer Flexmarkt (ALF). Dieser ist als Implementierung und Weiterentwicklung des gemeinsamen Konzeptes unter Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen in der Projektregion und des zugehörigen Feldversuchs (vgl. Kapitel 5) zu verstehen. Besonderer Fokus wurde dabei auf den Einsatz in einem solar geprägten Verteilnetz unter Berücksichtigung kleinteiliger Flexibilitätspotenziale gelegt. Des Weiteren ist die Einbindung bestehender Flex-Optionen unter Berücksichtigung einer Anbindung mittels intelligenter Messsysteme Kern des angepassten Plattformkonzepts. Grundsätzlich liegt die Funktion von ALF in der Allokation von Flex-Bedarf und Flex-Angebot sowie der darauffolgenden Abrufentscheidung unter Berücksichtigung gegebener Randbedingungen (vgl. Abbildung 4-19). Neben den in den folgenden Unterkapiteln dargestellten Informationen finden sich weitere Details in der ausführlichen Use Case Beschreibung des Altdorfer Flexmarkts in /FFE-66 20/ (vgl. folgender Exkurs).

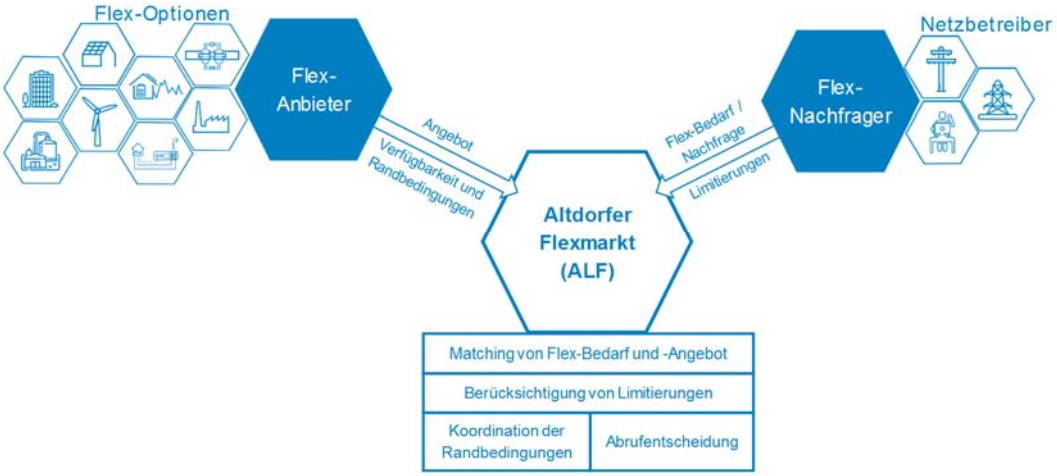


Abbildung 4-19: Grundsätzlicher Aufbau des Altdorfer Flexmarkts und Zusammenspiel von Flex-Angebot und –Nachfrage

Der folgende Abschnitt ist zum Teil der ausführlichen Use Case Beschreibung des Altdorfer Flexmarkts in /FFE-66 20/ entnommen. In diesem werden die Prozessabläufe und Funktionen im Detail anhand von Sequenz- und Aktivitäten-Diagrammen sowie Tabellen zu Informationsobjekten, Interaktions- und Kommunikationsanforderungen der Teilprozesse beschrieben.

Weiterführende Analysen

Motivation und Problemstellung des Arbeitspakets:

Zur Entwicklung und transparenten Dokumentation des Altdorfer Flexibilitätsmarkts wird im Use Dokument die Prozessmodellierung nach dem definierten Vorgehen gemäß Use Case Methodik eingesetzt. Abhängig von dem Modellierungsziel einzelner Schritte werden dabei unterschiedliche Modelle genutzt. /FAL-01 18/ Anhand des vorgegebenen dreistufigen Prozesses werden zunächst Business Use Case und Use Case Konzept anhand des übergeordneten Nutzens

von ALF, beteiligter Akteure und Rollen sowie Rahmenbedingungen und Geschäftsdienste beschrieben. In Schritt 2 erfolgt die Prozess- und Systembeschreibung von ALF anhand des übergeordneten visualisierten Prozessablaufs und Beschreibung der einzelnen Prozesse sowie Informationsobjekte, die über ALF ausgetauscht werden.
Schritt 3 liefert schließlich detaillierte Ablaufspezifikation anhand von Sequenz- und Aktivitätsdiagrammen und präzisiert so, alle relevanten Prozessabläufe und die spezifischen Funktionen.

Die wichtigsten Kernergebnisse:
Die Use Case Methodik dient im Rahmen von C/sells zur einheitlichen Beschreibung relevanter Anwendungsfälle. Die Anwendung dieser Methodik auf den Altdorfer Flexmarkt (ALF) ist im Use Case Dokument anhand der drei Schritte der Use Case Methodik abgebildet.

- Die Use Case Methodik bietet eine einheitliche Darstellungsform und Beschreibungssprache bei der Prozessmodellierung.
- Anhand eines dreistufigen Prozesses werden Business Use Case, Use Case Konzept und Prozessablauf detailliert beschrieben.
- Die Methodik bezieht insbesondere beteiligte Akteure und (energiewirtschaftliche) Rollen in die Modellierung ein.

In der folgenden **Basisliteratur zur Erstellung** des Use Case Dokuments befinden sich detaillierte Aussagen zu der Thematik: /BDEW-103 16/, /BNETZA-123 17/, /DGT-01 17/, /DSU-01 16/, /ENTSOE-03 17/, /FAL-01 18/, /FFE-35 18/, /FFE-48 18/, /ÜNB-12 18/

Eine ausführliche Beschreibung der Inhalte findet sich in /FFE-66 20/.

4.5.1 Akteurs-spezifische Anforderungen an die Ausgestaltung einer FlexPlattform

Zur Beschreibung der Prozesse und Funktionen, welche auf der vorgestellten FlexPlattform ALF ablaufen (vgl. Kapitel 4.5.2 und 4.5.3), ist es zunächst notwendig, die daran beteiligten Akteure und ihre Anforderungen einzuführen. Der folgende Abschnitt ist dabei zum Teil den Veröffentlichungen /FFE-48 18/, /FFE-66 20/ und /FFE-36 19/ entnommen, welche im Rahmen des Projekts entstanden sind.

Netzbetreiber, Flex-Anbieter (von Anlagen mit und ohne aktiver Vermarktung) und der Plattformbetreiber stellen bei Nutzung und Betrieb der Plattform als direkt beteiligte Akteure die Anforderungen zur Ausgestaltung von ALF. Diese Ausgestaltung wird in Abbildung 4-20 anhand eines sog. „Platform Business Model Canvas" /FFE-101 17/ dargestellt. /DSU-01 16/, /WLT-01 16/, /WLT-02 16/ Dabei werden die Wertversprechen, Werttransaktionen und Schlüsselkomponenten (entsprechend der drei konzentrischen Kreise) für die unterschiedlichen, an der Plattform beteiligten Akteure (entsprechend der vier Kreissegmente) aufgezeigt. /DGT-01 17/, /DSU-01 16/, /FAL-01 18/

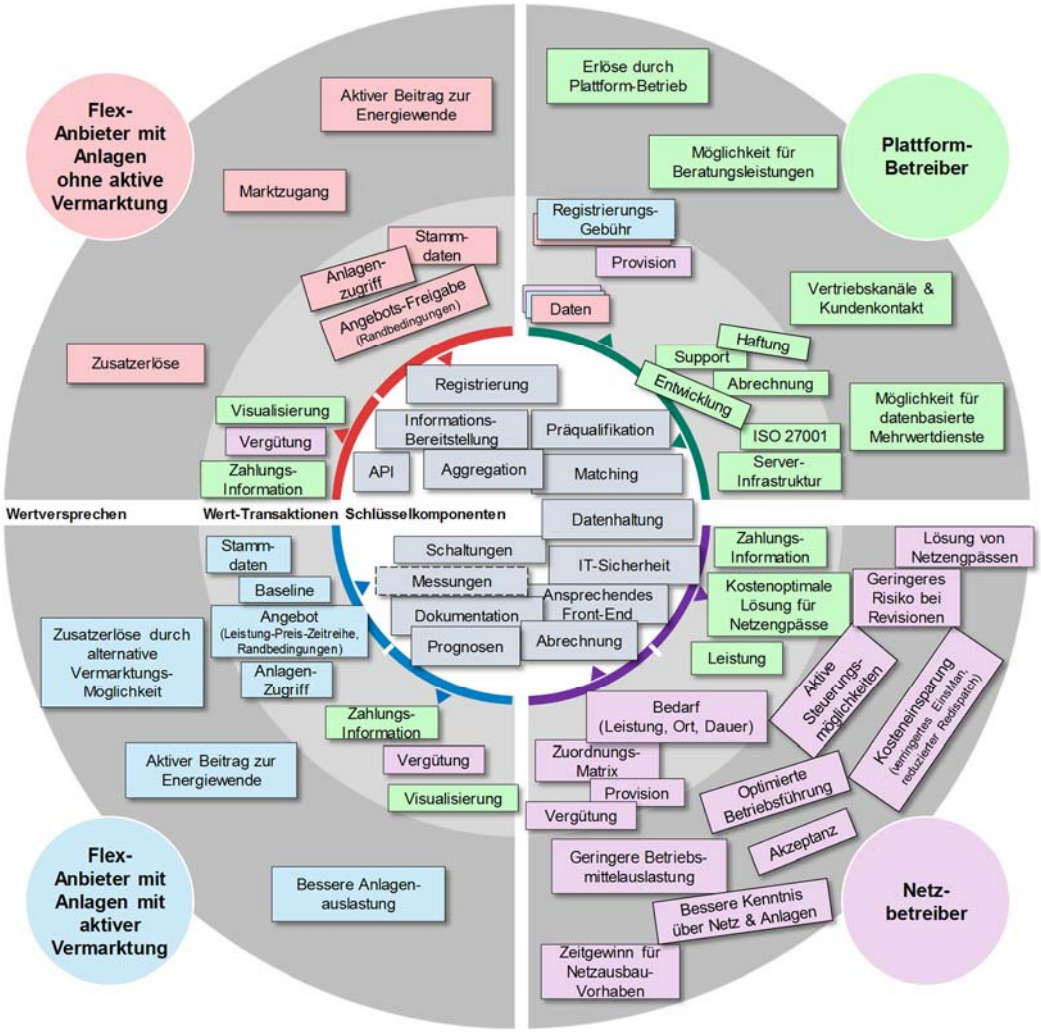


Abbildung 4-20: Darstellung der Geschäftsprozesse auf ALF mittels eines „Platform Business Model Canvas“ nach /WLT-02 16/

Abbildung 4-21 stellt ein sog. „e^3-Value Modell“ nach /VUA-01 02/, /GOR-01 01/ bzw. /GOR-03 03/ dar. Diese Darstellungsform dient dazu, einen Überblick über die Aktivitäten und Prozesse zu erhalten, welche über die FlexPlattform koordiniert werden. Im Modell werden die beteiligten Akteure sowie deren Interaktionen visualisiert. Wie ersichtlich können Netzbetreiber, welche als Flex-Nachfrager auftreten, in Anschlussnetzbetreiber (ANB) und Netzbetreiber n-ter Ordnung (also Verteil-, VNB und Übertragungsnetzbetreiber, ÜNB) unterteilt werden.

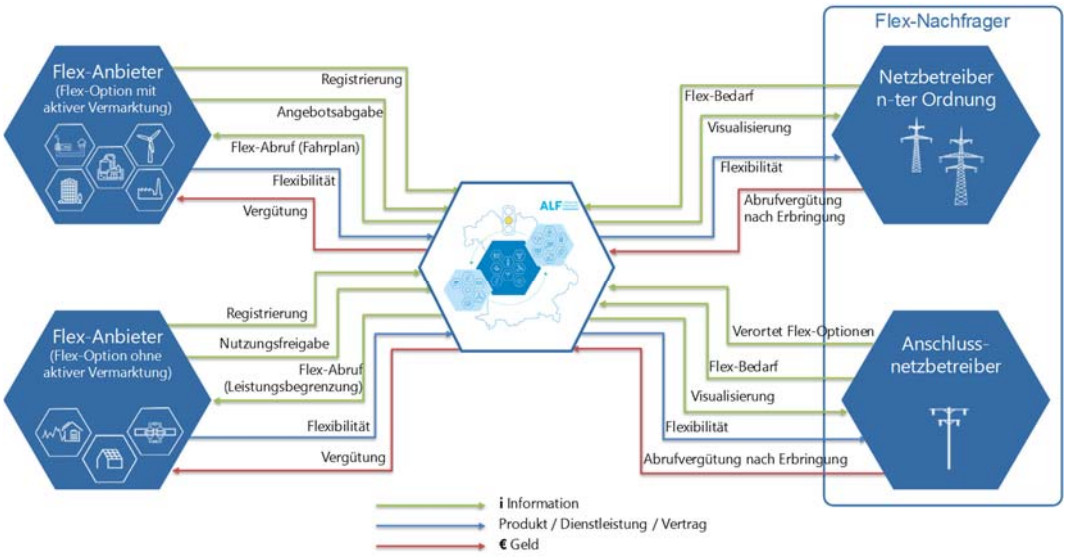


Abbildung 4-21: e³-Value Modell von ALF

Auf der FlexPlattform agieren prinzipiell zwei verschiedene Gruppen von Akteuren:

Als **Flex-Nachfrager** (Abbildung 4-21, rechts) wird der Netzbetreiber bezeichnet, der auf der FlexPlattform seine Nachfrage zur Lösung seines Netzengpasses einstellen kann.

Flex-Anbieter (Abbildung 4-21, links) bieten über die FlexPlattform ihre Flexibilität an. Sie stellen sog. Flex-Angebote auf der Plattform ein bzw. geben ihre Flex-Option zur Nutzung frei, wenn sie selbst ihre Anlage nicht aktiv vermarkten. In letzterem Fall müssten keine regelmäßigen (z. B. täglichen) Vermarktungsentscheidungen durch aktualisierte Gebotseinstellungen getroffen werden; der Flexibilitätsabruf würde entsprechend vergütet.

Die Aufgaben und Rollen dieser Akteure gliedern sich bei Interaktion mit der Plattform in den Ablauf und die Funktionalitäten der Plattform ein. Die erläuterten Funktionen und Prozesse stellen das Grundgerüst der in C/sells entwickelten Umsetzungen zum FlexPlattform Konzept dar. Im Nachfolgenden werden die verschiedenen Anforderungen und Abläufe für Angebots- und Nachfrageseite, Plattformbetreiber sowie aus Systemsicht beschrieben.

4.5.1.1 Angebotsseite

Anbieter von Flexibilität, sog. Flex-Anbieter stellen Flex-Angebote auf der Plattform ein bzw. geben ihre Flex-Option zur Nutzung frei, wenn sie selbst ihre Anlage nicht aktiv vermarkten. Die unterschiedlichen Möglichkeiten der Vermarktung resultieren in den Anforderungen an die Plattform und schließlich auch in der Produktausgestaltung. Die Unterschiede bei der Interaktion der Anbieter mit der Plattform können dabei wie folgt beschrieben werden.

- Unter **Flex-Optionen mit aktiver Vermarktung** werden Erzeugungs- und Verbrauchanlagen verstanden, die ein sog. Fahrplanprodukt anbieten können. Diese Flex-Optionen verfügen über bereits im Vorfeld geplante Arbeitspunkte, die sog. Baseline. Sie werden beispielsweise für den Stromhandel, direkte Lieferverträge oder das Bilanzkreismanagement benötigt. Dabei handelt es sich sowohl um Anlagen, über deren Einsatz ein Einsatzverantwortlicher entscheidet, als auch um direkt oder über einen Aggregator vermarktete Anlagen. Da es sich hierbei i. d. R. um Experten handelt, können diese auch beurteilen, innerhalb welcher technischen oder wirtschaftlichen Randbedingungen die Anlage für eine bestimmte Zeit ihre Leistung

steigern oder reduzieren kann. Die Flex-Anbieter solcher Anlagen sind in der Lage, ihre verfügbare Flexibilität und einen zugehörigen Angebotspreis (automatisiert) zu bestimmen. Ihnen ist es möglich, ein Flex-Angebot in Form eines Fahrplans auf die Plattform hochzuladen.

- Unter **Flex-Optionen ohne aktive Vermarktung** werden hauptsächlich kleine Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verstanden, welche insbesondere in der Niederspannung betrieben werden. Diese Anlagen sind nicht in der Lage, eigene Prognosen oder individuelle Fahrpläne zu liefern und haben somit spezifische Anforderungen für einen möglichst einfachen Marktzugang. Ihre Flexibilität, die bisher üblicherweise über den Mechanismus von § 14a EnWG dem Netzbetreiber zur Verfügung stand (vgl. Abschnitt 2.1.3), soll damit auch für die Nutzung im Rahmen eines marktbasierten Ansatzes erschlossen werden. Im Gegensatz zu Anlagen, die (z. B. durch einen Aggregator) aktiv vermarktet werden, liegen für z. B. einzelne Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen oder Elektrofahrzeuge nach heutigem Stand keine Prognosen der verfügbaren Flexibilität vor. Aufgrund der rein bedarfsgetriebenen und stochastischen Nutzung dieser Anlagen ist eine Einzelprognose ohne spezifische weitere Nutzungsdaten nicht möglich.

4.5.1.2 Nachfrageseite

Netzbetreibern wird in ihrer Rolle als Nachfrager durch eine FlexPlattform eine zusätzliche marktbezogene Maßnahme zur präventiven Lösung von Netzengpässen im Kontext von Betriebsplanungsprozessen geboten. Dies reduziert folglich auch die Kosten für Notfallmaßnahmen, da diese durch die Nutzung vorhandener Flexibilität über die Plattform weniger häufig zum Einsatz kommen. Der Einsatz von Flexibilität kann zudem verhindern, dass Netze bis auf das „letzte Kilowatt" ausgebaut werden müssen. Leistungsspitzen können so über die Nutzung von Flexibilität abgefangen werden. Die reduzierten Kosten für Notfallmaßnahmen wirken sich dementsprechend positiv auf die Netzentgelte aus, welche auf die Letztverbraucher umgelegt werden. Ein weiterer wesentlicher Mehrwert für den Netzbetreiber ist die bessere Kenntnis seines Netzgebiets durch zusätzliche Informationen und Visualisierung.

4.5.1.3 Plattformbetreiber

Von welchem Akteur bzw. welcher energiewirtschaftlichen Rolle die FlexPlattform in Zukunft betrieben wird, ist nicht abschließend geklärt. Wenn eine Plattform jedoch im Energiesystem etabliert ist, beinhalten die Wertversprechen für einen Plattformbetreiber potenziell u. a. ein tragfähiges Geschäftsmodell (ggf. als White Label Lösung), Provisionen für die erfolgreiche Abwicklung, Vertriebskanäle und Kundenkontakt (B2B) durch unterschiedliche Teilnehmer auf der Plattform. Auf Basis der Daten können weiter datenbasierte Geschäftsmodelle (Auswertungen, Analysen) entwickelt und Mehrwertdienstleistungen für die Plattformnutzer angeboten werden. Weitere Analysen zu möglichen Betreibermodellen und damit verbundenen Geschäftsmodellen wurden in /SAUTE-01 20/ analysiert.

4.5.2 Prozesse des Altdorfer Flexmarktes

Die Anforderungen der beteiligten Akteure aber auch die systemische Einbettung der FlexPlattform bestimmt letztlich den ausgestalteten Plattform Prozess. Die Grundlagen hierzu finden sich in Abschnitt 4.4 sowie 4.5.1.

Abbildung 4-22 wird der Prozessablauf auf der FlexPlattform beschrieben. Dieser kann in Plattform Initialisierung und Registrierung, den Day-Ahead-Prozess, Kontrahierungszeitraum und Abrechnungszeitraum aufgeteilt werden.

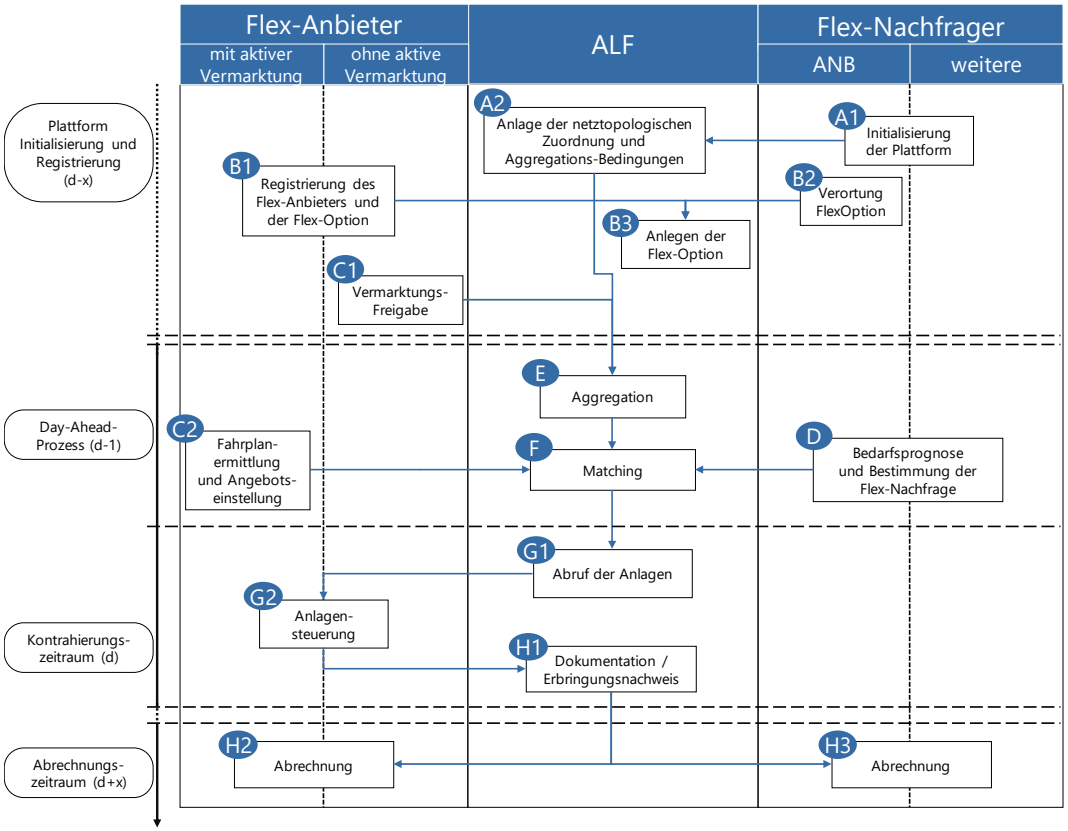


Abbildung 4-22: Prozessablauf des Altdorfer Flexmarkts

Plattform Initialisierung und Registrierung (d-x)

Die **Initialisierung von ALF (A1)** wird durch den Flex-Nachfrager angestoßen. Für die aktive Nutzung der Plattform durch den Netzbetreiber muss zunächst eine netztopologische Zuordnungsmatrix jedes Netzgebietes erstellt werden **(A2).** Diese bildet die netztechnischen Zusammenhänge jedes einzelnen Netzanschlusspunktes zu jedem anderen Netzanschlusspunkt ab und ermöglicht eine Zuordnung einzelner Flex-Optionen in die Netzstruktur. Neben der netztopologischen Zuordnungsmatrix ist es nötig, die technische Wirksamkeit der verbundenen Netzanschlusspunkte zueinander bzw. zu Betriebsmitteln zu hinterlegen. Über eine Effektivitätsmatrix kann ALF später im Matching die netztechnische Wirksamkeit der einzelnen Angebote berücksichtigen. Die zugrundeliegende Wirksamkeit einzelner Netzanschlusspunkte auf alle anderen Netzanschlusspunkte bzw. Betriebsmittel muss je Netztopologie berechnet und der Plattform übergeben werden. Die Netztopologie kann sich durch netzbezogene Maßnahmen verändern. Des Weiteren kann der Netzbetreiber die Randbedingungen für den Abruf von Kleinanlagen entsprechend der Aggregations-Bedingungen festlegen.

Die **Registrierung der Flex-Anbieter und Flex-Optionen (B1)** kann ebenfalls zu beliebiger Zeit geschehen und umfasst Angaben zur Person sowie Anschrift und Rechnungsadresse. Zudem können je Anbieter mehrere Flex-Optionen angelegt werden. Dies ist v. a. dann relevant, wenn ein Anbieter beispielsweise über eine PV-Anlage, ein Elektrofahrzeug, einen Hausspeicher und eine Wärmepumpe verfügt, welche jeweils individuell gesteuert werden können. Für die Registrierung der Flex-Optionen sind einige individuelle technische Angaben erforderlich. ALF

ist jedoch so konzipiert, dass gerade bei Kleinanlagen im häuslichen Bereich auch Personen ohne energietechnisches Fachwissen diese ausfüllen können. Demnach verfügt die Plattform über Tipps und Infos zu den jeweils notwendigen Daten. Inwiefern sich dies in der Praxis bestätigt, soll unter anderem im Feldversuch getestet werden. Nachdem Flex-Optionen angelegt wurden, erhält der jeweilige Anschlussnetzbetreiber relevante Informationen, um diese innerhalb seines Netzgebietes zu verorten und einem Netzanschlusspunkt zuzuweisen (B2). Auf Basis der Zuordnung kann die Flex-Option später über die Effektivitätsbewertung für einen eingestellten Flex-Bedarf ausgewählt werden. Sind diese Schritte erfolgt, werden die Flex-Optionen für die Vermarktung freigeschaltet und können auf ALF genutzt werden (B3). Flex-Optionen ohne aktive Vermarktung sind nicht ohne erheblichen Aufwand in der Lage, eigene Prognosen oder individuelle Fahrpläne zu liefern. ALF dient hierbei dem Zweck, kleine Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und deren Flexibilität für die Netze zu nutzen. Ihr Einsatz und ihre Verfügbarkeit wird stochastisch ermittelt.

Um die Einstiegshürde möglichst gering zu halten, wird die Freigabe der Flex-Option ohne aktive Vermarktung als sog. Langzeitkontrahierung durchgeführt. Der Aufwand für die Teilnahme an ALF ist daher für Kleinstanlagen nur einmal durch die **Registrierung gegeben (C1).**

Day-Ahead-Prozess (d-1)

Flex-Optionen mit aktiver Vermarktung verfügen über bereits im Vorfeld geplante Arbeitspunkte, die sog. Baseline. Sie werden beispielsweise für den Stromhandel, direkte Lieferverträge oder das Bilanzkreismanagement benötigt und sind in den Fahrplänen hinterlegt. Dabei handelt es sich sowohl um Anlagen, über deren Einsatz ein Einsatzverantwortlicher entscheidet (> 10 MW Nettonennleistung), als auch um direkt oder über einen Aggregator vermarktete Anlagen. Vermarkter können beurteilen, innerhalb welcher technischer oder wirtschaftlicher Randbedingungen die Anlage für eine bestimmte Zeit ihre Leistung steigern oder reduzieren kann. Die Flex-Anbieter solcher Anlagen können daher ihr Flex-Angebot in Form eines Fahrplans inkl. Baseline auf der Plattform hochladen und Flexibilität individuell anbieten (C2). Auch können sie ihren Preis für die Flexibilitätserbringung jeweils festlegen und so individuelle Fahrplanprodukte anbieten.

Auf der Basis digital abgebildeter Netze sowie Last- und Erzeugungsprognosen können Netzbetreiber ihre Netze simulieren, um etwaige Engpässe zu ermitteln. Die Marktprozesse auf ALF werden am Tag vor der Erbringung durchgeführt; es handelt sich also um einen sog. Day-Ahead Prozess. Demnach ist die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs durch den Netzbetreiber sowie die Übergabe an die Plattform spätestens am Vortag notwendig. Die ermittelte Nachfrage muss in Form eines Leistungswertes inklusive der Netzzuordnung (in Form des betroffenen Netzknotens), eines Erbringungszeitpunktes, einer Erbringungsdauer und (optional) eines Maximalpreises durch den Netzbetreiber am Vortag auf ALF eingestellt werden (D).

Nachdem die Flex-Nachfrage an die Plattform übergeben wurde, findet die **Aggregation** statt **(E)**. Für alle Anlagen ohne aktive Vermarktung eines Typs (z. B. Wärmepumpe) erfolgt hierbei eine Verfügbarkeitsabschätzung. Das Ergebnis dieser Berechnung ist die mit einer gewissen Mindestwahrscheinlichkeit verfügbare Leistung aller aggregierter Anlagen. Ergebnis der Aggregation ist die Ermittlung aller für die Lösung eines Netzengpasses in Frage kommenden langzeitkontrahierten Flex-Optionen. Diese Informationen werden zusammen mit den Kosten, den spezifischen Randbedingungen sowie Effektivitätswerten ins Matching übergeben. Effektivität bezeichnet hier die Auswahl aller Flex-Optionen, welche gemäß der

netztopologischen Zuordnungsmatrix einen Einfluss auf den Netzknoten haben, für den ein Bedarf ausgewiesen wurde. Zudem erfolgt eine Berechnung des effektiven Einflusses einer Flex-Option bezüglich des konkreten Netzengpasses. /FFE-35 18/

Eine Herausforderung der Plattform ist es, kosteneffizient Flex-Angebot und Flex-Bedarf im sog. **Matching** zu allokieren (**F**). Dies wird vor allem dadurch erschwert, das Flex-Optionen über gewisse Randbedingungen verfügen und mehrere Nachfrager gleichzeitig oder zeitversetzt Flexibilität benötigen. Um eine bestmögliche Zuordnung von Angebot und Nachfrage zu erreichen, nutzt die Plattform eine gemischt-ganzzahlige Optimierung unter Berücksichtigung der hinterlegten Randbedingungen, effektiven Leistung und Kosten. Diese Optimierung erfolgt für den gesamten Tag und gewährleistet eine kostenoptimale Nutzung der vorhandenen Flexibilität. Nach erfolgreicher Zusammenführung von Flex-Angebot und Flex-Bedarf werden der Abruf der Flex-Optionen kontrahiert und alle Beteiligten über das erfolgreiche Matching in Kenntnis gesetzt.

Kontrahierungszeitraum (d)

Der Abruf der kontrahierten Flex-Optionen zum Zeitpunkt der Erbringung erfolgt direkt durch die Plattform. Für Anlagen mit aktiver Vermarktung wird von der Plattform ein angepasster Fahrplan erstellt und an den Flex-Anbieter übergeben (**G1**). Bei direkter Steuerung von Anlagen ohne aktive Vermarktung nutzt die Plattform den Service eines aktiven externen Marktteilnehmers. Dieser übermittelt zum Zeitpunkt des Abrufes die Schaltbefehle an die jeweiligen Flex-Optionen über die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme (**G2**).

Mittels Tarifanwendungsfällen können z. B. die IST-Einspeisung (TAF 9) abgerufen werden, um die Erbringung der Flexibilität auch nachweisen zu können (**H1**). So kann der Abruf dokumentiert (TAF 7) und in einen Erbringungsnachweis für die Abrechnung überführt werden.

Abrechnungszeitraum (d+x)

Abschließend erhalten alle beteiligten Akteure Informationen über die erfolgreiche Leistungserbringung. Die Plattform stößt überdies die Rechnungsstellung an und fordert die Nachfrageseite zur Zahlung auf (**H2, H3**).

4.5.3 Funktionen des Altdorfer Flexmarktes

Nachdem der allgemeine Plattform Prozess beschrieben wurde, ist es notwendig die einzelnen Prozessschritte anhand ihrer Funktionalität zu strukturieren. ALF ist dementsprechend in einzelne Funktionsblöcke unterteilt. Die übergeordnete Struktur der einzelnen Abläufe auf ALF wird im Funktionssequenzdiagramm in Abbildung 4-23 dargestellt.

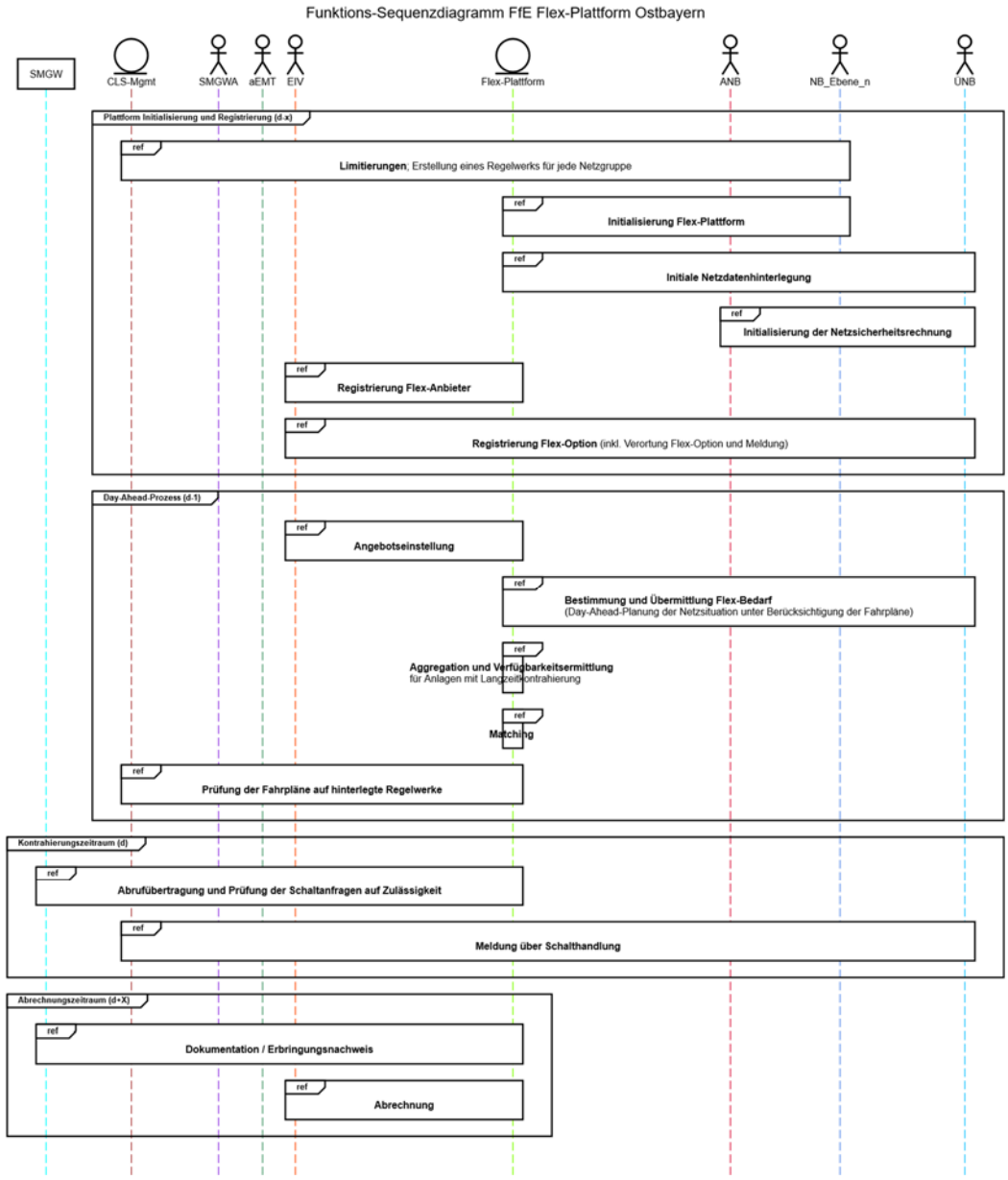


Abbildung 4-23: Funktionssequenzdiagramm des Altdorfer Flexmarktes

Eine Auswahl der wichtigsten Funktionen hinsichtlich beteiligter Akteure und damit verbundener Aufgaben wird im Folgenden beschrieben. Ergänzende Informationen (auch zu weiteren Funktionen) finden sich in /FFE-48 18/ und dem Use Case Dokument /FFE-66 20/, denen auch ein Teil der Inhalte des folgenden Abschnitts entnommen sind.

Registrierung Flex-Option

Nach persönlicher Registrierung und Freischaltung des Flex-Anbieters kann dieser seine Flex-Optionen registrieren. Hierzu legt er nach Auswahl des Flex-Typs über die Plattform-Oberfläche eine neue Anlage an. Folgende Flex-Optionen können dabei gewählt werden:

- Photovoltaik Anlage (PV)
- Wärmepumpe (WP)
- Elektrofahrzeug (EFZ)
- Batteriespeicher (sowohl Hausspeicher als auch größere Batteriespeichersysteme)
- Windkraftanlage

- Elektrische Speicherheizung (WSH) bzw. Nachtspeicherheizung
- KWK Anlage, z. B. Blockheizkraftwerk (BHKW)
- Wasserkraft Anlage
- Industrie / GHD Verbraucher / Quartier (hierunter fallen auch alle weiteren, nicht spezifisch definierten Anlagen mit aktiver Vermarktung)

Eine detaillierte Beschreibung der abgefragten Angaben und technischen Daten bei der Registrierung einer Flex-Option ist in /FFE-66 20/ zu finden.

Für die Registrierung der Flex-Optionen sind einige individuelle technische Angaben erforderlich. ALF ist jedoch so konzipiert, dass gerade bei Kleinanlagen auch Personen ohne energietechnisches Fachwissen diese ausfüllen können. Bei den Eingabedaten wurde so bewusst darauf geachtet, dass diese auch von technischen Laien beantwortet werden können bzw. möglichst detaillierte Angaben gemacht, wo die notwendigen Informationen zu finden sind. Falls das jeweilige Datum für die weitere Funktion nicht zwingend notwendig ist, ist die Angabe freiwillig. Obligatorische Angaben sind mit einem „*" gekennzeichnet.

Nach Abschluss der Dateneingabe erfolgt durch die FlexPlattform eine Plausibilitätsprüfung der Angaben.

Anschließend wird eine Anfrage auf Verortung der Flex-Option an den Anschlussnetzbetreiber gesendet. Dabei werden neben der Adresse der Flex-Option die Zählpunktbezeichnung und die Marktlokations- ID übergeben. Nach der Zuweisung der Flex-Option an einen NVP erfolgt die Übermittlung der Zuordnung und die Übergabe der relevanten Effektivitätswerte (siehe unten) für die Flex-Option.

Nach erfolgreicher Prüfung und Verortung erhält der Flex-Anbieter die Meldung zur Freigabe für Angebotserstellung.

Von der FlexPlattform werden an die überlagerten Netzbetreiber (VNB & ÜNB) die Meldung über die neu eingetragene Flex-Option übermittelt. Auf Anforderung meldet die FlexPlattform den aggregierten Wert der Flexibilität für den mit dem überlagerten Netzbetreiber.

Angebotserstellung

Im Prozess der Angebotseinstellung kann zwischen Anlagen mit aktiver Vermarktung und Anlagen ohne aktive Vermarktung unterschieden werden. Entsprechend können auf ALF zwei verschiedene Angebotstypen abgegeben werden (vgl. Abbildung 4-24):

- Beim sog. **Fahrplanprodukt** (bzw. –gebot, s. Abbildung 4-24 oben) bietet der Anbieter die Flexibilität seiner Anlage (**mit aktiver Vermarktung**) über eine von ihm ausgefüllte Leistungs-Preis-Zeitreihe an, die er über eine Nutzerschnittstelle an die Plattform übermitteln kann. Hierzu ist es notwendig, dass der Flex-Anbieter sein Angebot (z.B. anhand von Prognosen) selbst bestimmt und bepreist.

- Die **Langzeitkontrahierung** bezeichnet die alternative Angebotsmöglichkeit, welche im Rahmen von ALF explizit für Kleinanlagen (**ohne aktiver Vermarktung**) entwickelt wurde. Dabei wird die notwendige Interaktion des Flex-Anbieters mit der Plattform deutlich reduziert. Dieser gewährt durch seine Zustimmung der Vermarktung die Flexibilitätsnutzung über einen längeren Zeitraum (z.B. ein Jahr) unter definierten Randbedingung.

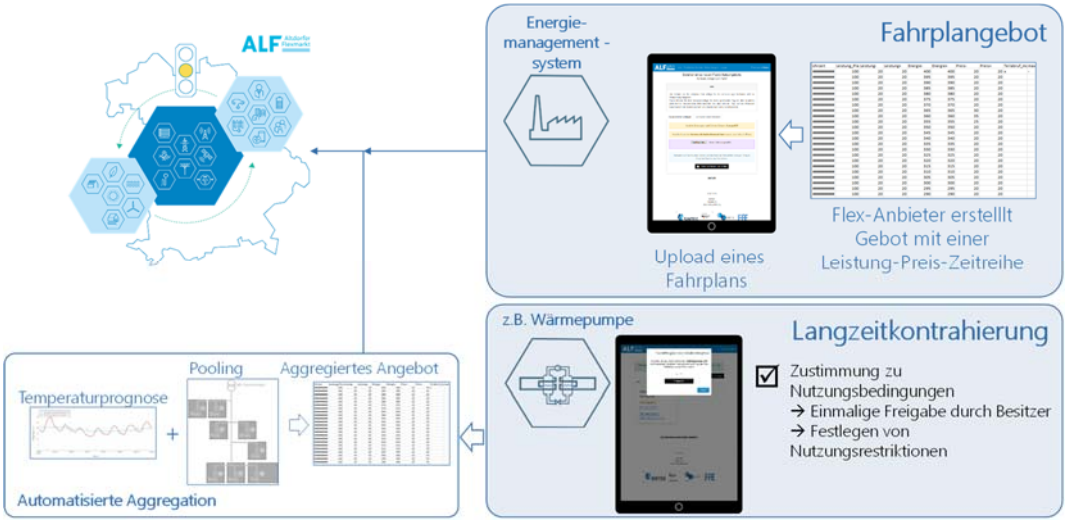


Abbildung 4-24: Produktvarianten auf ALF („hybrider Ansatz")

Der Prozess der Angebotserstellung erfolgt dementsprechend unterschiedlich in den beiden Produktvarianten:

1. **Angebotseinstellung bei Fahrplanprodukten**
   Die Angebotseinstellung bei Anlagen mit aktiver Vermarktung erfolgt über die Plattformoberfläche. Diese Flex-Optionen verfügen über bereits im Vorfeld geplante Arbeitspunkte, die sog. Baseline. Sie werden beispielsweise für den Stromhandel, direkte Lieferverträge oder das Bilanzkreismanagement benötigt. Dabei handelt es sich sowohl um Anlagen für deren Einsatz ein Einsatzverantwortlicher entscheidet (> 10 MW Netto-Nennleistung), als auch um direkt oder über einen Aggregator vermarktete Anlagen.
   Zur einfacheren und standardisierten Übergabe der Fahrplanprodukt-Angebot wird eine Vorlage im CSV-Format bereitgestellt. Dabei wird sowohl der Baseline-Fahrplan als auch die verfügbare Flexibilität als Preiszeitreihe in ¼ stündlicher Auflösung für den nächsten Tag übergeben /FFE-66 20/. Weiter ist es möglich, Randbedingungen (maximale Anzahl an Abrufen pro Tag, maximale Dauer der Abrufe pro Tag in Stunden, minimale Dauer zwischen zwei aufeinander folgende Abrufe in Stunden sowie Möglichkeit eines Teilabrufs) für den Abruf anzugeben.

2. **Vermarktungsfreigabe bei Langzeitkontrahierung**
   Im Falle einer Anlage ohne aktiver Vermarktung erfolgt bereits im letzten Schritt der Flex-Option Registrierung die Freigabe zur Nutzung der unter den vom ANB vorgegebenen Randbedingungen. Die Randbedingungen orientieren sich an die Vorgaben, welche auch bei § 14a EnWG Anlagen verwendet werden (i.e. max. Anzahl an Abrufen pro Tag, max. Abrufdauer pro Tag, Dauer zwischen zwei Abrufen und min. / max. Dauer eines Abrufs). Im Anschluss erfolgt auf der Plattform eine Aggregation und automatisierte Vermarktung (vgl. Aggregations-Funktion im Folgenden).

Nach erfolgreicher Übergabe der Angaben erfolgt die Ablage im Angebotsregister der FlexPlattform.

Aggregation

Um Kleinanlagen ohne aktive Vermarktung und somit ohne abgegebenem Fahrplan als Flex-Angebot auf der Plattform zu berücksichtigen erfolgt eine Flex-Typ-spezifische Poolbildung und die Erstellung eines aggregierten Angebots.

Die Herausforderungen sind dabei zweierlei: zum einen sollte der Pool möglichst groß gewählt sein, damit auf Basis der stochastischen Verfügbarkeit der Einzelanlagen ein möglichst hoher Gleichzeitigkeitsfaktor erzielt werden kann (vgl. Abbildung 4-25 und Abbildung 4-26). Zum anderen hat jede einzelne Anlage durch ihre spezifische Verortung im Netz eine eigene Effektivitätsbewertung hinsichtlich ihres Einflusses auf den Engpass. Beide Herausforderungen fließen schließlich in die Methode der Poolbildung ein.

Um die beiden Kriterien möglichst umfassend zu erfüllen und die Komplexität der Berechnung zu reduzieren, erfolgt die Aggregation auf Niederspannungsebene unterhalb der Ortsnetzstation.

Nach der Auswahl aller in Frage kommenden Anlagen mit Langzeitkontrahierung des gleichen Flex-Typs erfolgt die Verfügbarkeitsermittlung. Dabei wird anhand der gegebenen Anzahl der Anlagen (n_{Pool}) der beschriebene Gleichzeitigkeitsfaktor für jede ¼-Stunde des Erbringungszeitraums verwendet. Multipliziert mit der mittleren Leistung des Anlagenpools ($P_{mittel,\ Pool}$) ergibt sich somit die verfügbare Leistung des Pools für jede ¼-Stunde des Erbringungszeitraums. Kombiniert mit den Randbedingungen für den Abruf von Anlagen mit Langzeitkontrahierung (welche vom ANB vorgegeben werden) kann somit ein aggregiertes Angebot erstellt werden. Ergebnis ist schließlich ein aggregiertes Flex-Angebot für jeden Pool und jeden Flex-Typ unter Berücksichtigung der Randbedingungen, welches so in das Matching übergeben werden kann.

Exkurs: Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Aggregation von Kleinanlagen

Der folgende Abschnitt ist zum Teil den Veröffentlichungen /FFE-62 19/ und /FFE-36 19/ entnommen, die im Rahmen des Projekts entstanden sind:

Mittels dynamischer, bedarfsspezifischer Aggregation und einer darauf basierenden Verfügbarkeitsermittlung auf Basis von historischen Daten in Kombination mit tagesaktuellen Witterungsprognosen wird eine bedarfsgerechte Anlagensteuerung ermöglicht. /ENRI-01 02/, /KIT-01 17/ Grundlage für eine einfache Integration war die Orientierung an bereits bestehenden Mechanismen und Randbedingungen, wie sie aktuell bereits in § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung gegeben sind (vgl. Abschnitt 4.5.1.1). Diese Regelung stellt aktuell die einzige Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber dar, außerhalb der roten Ampelphase auf Flexibilität zuzugreifen.

Die Methodik zur Erstellung einer Verfügbarkeitsprognose für Anlagen ohne aktive Vermarktung ist im Folgenden am Beispiel von wie Wärmepumpen beschrieben. Ziel des Integrationskonzepts ist es, im ersten Schritt zu entscheiden, wie viele Anlagen zu einem bestimmten Zeitpunkt mit einer definierten Sicherheit in Betrieb und somit abschaltbar sind, bzw. nicht in Betrieb und somit zuschaltbar sind.

Die gängigen zur Bilanzierung der Energiemengen verwendeten Profile für Wärmepumpen, welche allerdings erst ab einer großen Anzahl von Wärmepumpen den tatsächlichen Bedarf treffen, weisen große tageszeitliche Schwankungen auf und sind für jede Temperatur unterschiedlich. Aus diesem Grund wird auch in diesem Ansatz sowohl die Temperatur als

auch die Zeit im in der Energiewirtschaft üblichen Viertelstunden-Raster berücksichtigt; die zeitliche Auflösung entspricht zudem den Zeitintervallen von ALF. /ENRI-01 02/

Der Effekt, dass eine oder mehrere Wärmepumpen zu einem bestimmten Zeitpunkt im Netzgebiet in Betrieb ist, wird durch den Gleichzeitigkeitsfaktor bewertet. Zur Bestimmung dieser Faktoren werden nach dem Zufallsprinzip Lastgänge ausgewählt und aus dieser Gruppe von Anlagen die Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt. Gemäß /KIT-01 17/ wird der Gleichzeitigkeitsfaktor definiert als die gleichzeitige Summenleistung von n Anlagen dividiert durch die Summe der Maximalleistungen der n Anlagen (siehe Formel (4-1)). So ergibt sich eine Zahl im Bereich von 0 bis 1.

$$g\left(n_{Komponenten}\right) = \frac{P_{ges\ Komponente}\left(n_{Komponenten}\right)}{\sum_{i=1}^{n_{Komponenten}} P_{Komponente\ max}} \quad (4\text{-}1)$$

$P_{ges\ Komponente}(n_{Komponenten})$ in kW	Gleichzeitige Summenleistung von n Anlagen
$P_{Komponente\ max}$ in kW	Installierte Leistung jeder Anlage
$n_{Komponenten}$	Anzahl der Anlagen
$g(n_{Komponenten})$	Gleichzeitigkeitsfaktor von n Anlagen

Für die Analyse wurden im ersten Schritt aus 1.800 Wärmepumpenprofilen die entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt; die Profile wurden aus Mangel an ausreichenden realen Profilen mit Hilfe des Simulationsmodells GridSim erstellt. /FFE-51 16/ Hierfür wurden Gebäude mit unterschiedlichen Parametern (Baujahr, Wohnfläche, Anzahl der Bewohner, etc.) modelliert. Bei der Berechnung der installierten Leistung jedes Systems wurde die Heizlast bei Norm-Außentemperatur berücksichtigt. Die Wärmepumpen-Modellierung erfolgt unter Berücksichtigung von Pufferspeichern und einer wärmegeführten Ladesteuerung, wobei die Wärmepumpen entweder abgeschaltet sind oder mit voller Leistung laden (Zweitakt-Steuerung). /FFE-45 17/

Dieses Verfahren wird für jeden Zeitschritt und jede Temperatur durchgeführt und 1.000-mal mit unterschiedlichen Kombinationen von Anlagen wiederholt. Somit stehen für die statistische Auswertung für jede Zeit und Temperatur mindestens 1.000 Datenpunkte zur Verfügung. Aus diesen Daten werden im nächsten Schritt Wahrscheinlichkeiten errechnet. Eine Auswertung ergibt beispielsweise, dass bei einer Anlagenzahl von 300 zum Zeitpunkt 7:00 Uhr bei -5 °C im Mittel 91,6 % der Anlagen in Betrieb sind und in 90 % der Fälle zwischen 80,3 und 97,6 % der Anlagen in Betrieb sind.

Die Ergebnisse zeigen, dass es eine direkte Korrelation zwischen der Temperatur, der Tageszeit und dem Gleichzeitigkeitsfaktor gibt. So ist in Abbildung 4-25 deutlich zu erkennen, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor für eine niedrige Temperatur größer ist als für höhere Temperaturen, bzw. es gibt mehr Systeme, die gleichzeitig bei niedrigeren Temperaturen arbeiten als bei höheren Temperaturen.

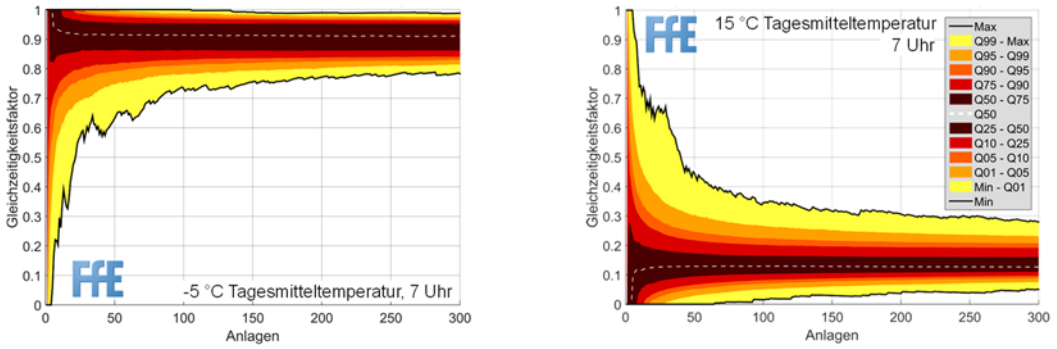


Abbildung 4-25: Gleichzeitigkeitsfaktoren von Wärmepumpen bei einer Tagesmitteltemperatur von 5 °C (links) und 15 °C (rechts) um 7:00 Uhr.

Basierend auf den Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Zeiten und Tagesmitteltemperaturen kann im nächsten Schritt berechnet werden, wie viele Anlagen nötig sind, um mit einer gewissen Sicherheit – in diesem Beispiel werden 90 % angenommen – eine benötigte Leistungsreduktion zu erreichen. Hierfür werden die entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren mit der mittleren Anlagenleistung und der Anlagenanzahl multipliziert. Somit ergibt sich die abschaltbare Leistung in Abhängigkeit von Uhrzeit und Temperatur in diesem Gebiet.

Ein Beispielergebnis dieses Verfahrens ist in Abbildung 4-26 zu sehen. In diesem Fall wurden drei verschiedene Temperaturen (-5, 5 und 15 °C) zu zwei unterschiedliche Uhrzeiten (7:00 und 12:00 Uhr) analysiert. Es wird ersichtlich, dass die abschaltbare Leistung mit steigender Temperatur abnimmt, beziehungsweise mehr Systeme benötigt werden, um eine bestimmte Leistung zu erreichen.

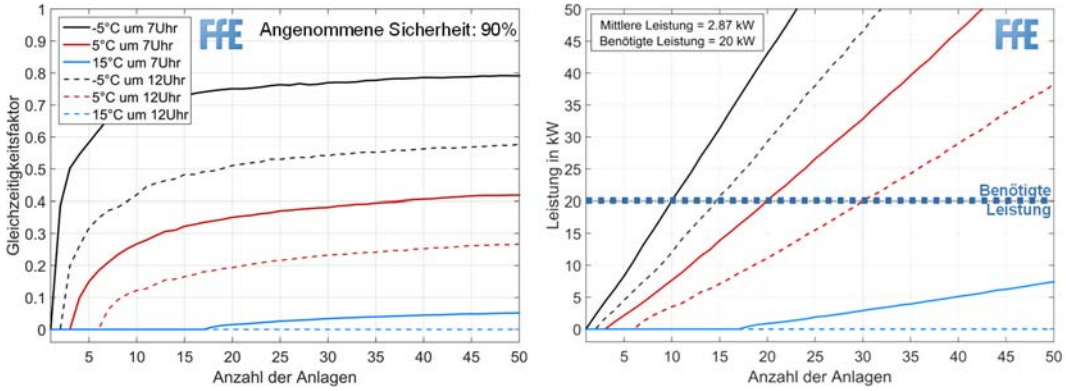


Abbildung 4-26: links: Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit der Anlagenzahl bei verschiedenen Tagesmitteltemperaturen und Uhrzeiten; rechts: verfügbare Leistung dieser Wärmepumpen zur Bestimmung der benötigten Anlagenzahl

In dem dargestellten Beispiel soll eine Leistungsreduktion von 20 kW (blau gepunktete Linie in Abbildung 4-26, rechts) erreicht werden. Um 7:00 Uhr wären hierfür bei einer Tagesmitteltemperatur von -5 °C 10 Wärmepumpen nötig, um diese Leistung zu erreichen. Bei 5 °C wären 20 und bei 15°C sogar 100 Wärmepumpen nötig. Darüber hinaus hat auch die Tageszeit einen, wenn auch geringeren, Einfluss, auf die abschaltbare Leistung. Um 12:00 Uhr sind mehr Wärmepumpen nötig als um 7:00 Uhr.

Bestimmung und Übermittlung Flex-Bedarf

Täglich wird von den Netzbetreibern die Day-Ahead-Planung erstellt. Betroffen sind die ANB, NB_Ebene_n und ÜNB. Teil dieser ist die Netzsicherheitsrechnung.

Basierend auf der genannten Day-Ahead (DA) Planung wird der Flex Bedarf für das entsprechende Gebiet bestimmt. Der ermittelte Bedarf muss in Form eines Leistungswertes inklusive der Netzzuordnung (in Form des betroffenen Netzknotens), eines Erbringungszeitpunktes, einer Erbringungsdauer und eines optionalen Maximalpreises durch den Netzbetreiber am Vortag auf ALF eingestellt werden. Zudem wird die Information übergeben, in welchem Verschaltungszustand sich das Netz befindet. Dies hat insbesondere auf die technische Wirkung von Flex-Optionen auf Engpässe Relevanz.

In der derzeitigen Ausgestaltung handelt es sich bei ALF um einen reinen DA-Prozess. Kurzfristig auftretende Engpässe werden somit nicht über dieses marktliche Instrument ausgeregelt, sondern der Netzbetreiber setzt in diesem Fall seine üblichen Notfallmaßnahmen (bspw. Engpassmanagement) ein.

Der Flex-Bedarf der Netzbetreiber wird als JSON-Datei an ALF übergeben. Für den Fall, dass mehrere Netzbetreiber einen Bedarf einstellen, würde zuerst eine konsolidierte Flex-Nachfrage erstellt werden. In der Umsetzung ist derzeit lediglich ein Nachfrager vorhanden, wodurch der Schritt der Konsolidierung nur konzeptionell berücksichtigt wird.

Exkurs: Effektivität von Flexibilitäts-Optionen auf Netzengpässe

Die folgenden Inhalte sind größtenteils der Veröffentlichung /FFE-35 18/ entnommen, welche im Rahmen des Projekts entstanden ist:

Der Betreiber der Plattform sowie die damit verbundene Marktrolle ist (wie in Abschnitt 4.5.1.3 erläutert) nicht abschließend geklärt und somit Gegenstand aktueller Diskussionen. Der Plattformprozess ist daher so gestaltet, dass ein vollständiges und berechenbares Netzmodell auf der Plattform nicht zur Verfügung stehen muss. Das Netzmodell steht in der Regel nur dem jeweiligen Netzbetreiber zur Verfügung. Darüber hinaus ist aufgrund der großen Anzahl von Nieder- und Mittelspannungsnetzen eine kontinuierliche Lastflussberechnung im regulären Plattformprozess sehr schwierig zu erreichen – Insbesondere im Hinblick auf die Skalierung dieses Konzeptes.

Daher ist ein alternativer Ansatz notwendig, der der Plattform eine ausreichende Informationsbasis für die Bewertung der Auswirkungen dezentraler Flexibilität auf verschiedene Arten von Netzengpässen bietet, jedoch die genannten Randbedingungen berücksichtigt. Diese Herausforderung wird mit der Umsetzung einer initialen Effektivitätsbewertung gelöst, welche für jede Flex-Option bei deren Registrierung durchgeführt und auf der Plattform hinterlegt wird. In Abhängigkeit des Ortes der Flex-Nachfrage werden vor dem Plattform-Matching die einzelnen Angebote mit dem Effektivitätswert belegt wodurch neben den wirtschaftlichen Randbedingungen auch der netztechnische Effekt bei der Auswahl von Anlagen berücksichtigt werden kann.

Der schematische Ablauf dieser initialen Effektivitätsbewertung ist in Abbildung 4-27 dargestellt. Der Ansatz ist dabei sowohl für spannungs- als auch für strombedingte Engpässe geeignet.

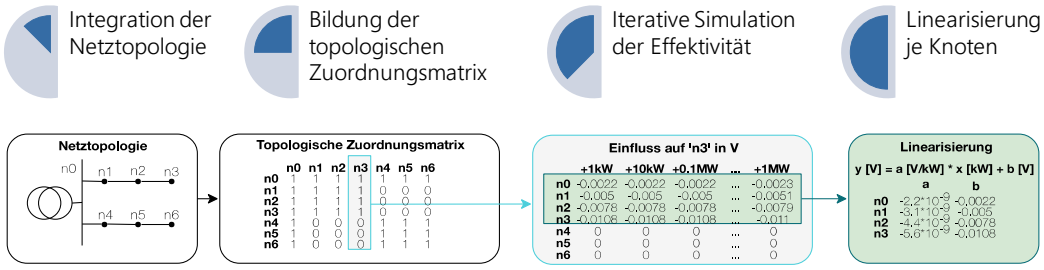


Abbildung 4-27: Schematisches Vorgehen zur Bestimmung der Effektivitätsbestimmung

Ausgehend von der Netztopologie wird eine Adjazenzmatrix gebildet, welche die Nachbarschaft beliebiger Netzknoten zueinander über die gesamte Netztopologie abbildet. Dies ist die Grundlage für die sogenannte topologische Zuordnungsmatrix, die im Wesentlichen die elektrische Verbindung der einzelnen Knoten beschreibt. Die aus dieser Analyse resultierenden netztopologischen Zuordnungsmatrizen bilden die Grundlage für alle nachfolgenden Prozessschritte. Die Elemente der Hauptdiagonale der Matrix, die den möglichen Einfluss der Knoten auf sich selbst darstellen, können ebenfalls zur Lösung des Problems beitragen und werden entsprechend mit "1" initialisiert. Einschränkungen im Plattformprozess müssen jedoch verhindern, dass diese Lösungspotentiale für selbstverursachte Probleme missbraucht werden.

Für die Generierung der Einflussfaktoren wird im Folgenden die für eine Linearisierung der Faktoren notwendige Datenbasis mittels Lastflussberechnungen geschaffen. Für jede topologische Matrix werden zunächst Referenzberechnungen ohne den Einfluss von Flex-Optionen durchgeführt, um anschließend die Änderungen des Lastflusses und des Spannungsniveaus zu ermitteln. Nach Abschluss dieser Referenzsimulationen werden für den Netzknoten mit Flex-Option iterativ Lastflussberechnungen durchgeführt. Dies erfolgt ebenfalls iterativ über einen definierten Bereich von Leistungswerten der jeweiligen virtuellen Flex-Option. Dieser Leistungsbereich sollte die im realen Plattformbetrieb zu erwartende Flexibilität widerspiegeln. Als Ergebnis dieser Berechnungen wird der Einfluss verschiedener Leistungswerte der Flex-Option auf die netztechnisch relevanten Netzknoten ermittelt. Anschließend wird innerhalb des definierten Leistungsintervalls eine lineare Regression durchgeführt. Das Ergebnis ist eine lineare Beschreibung des Einflusses auf den Netzengpass durch den Einsatz von Flex-Optionen in einem definierten Leistungsbereich. Da die lineare Regression eine gerade Linie zwischen den Datenpunkten bestimmt, kann der Einfluss auf einen Engpassknoten für jeden beliebigen Flexibilitätswert bestimmt werden. Die dafür erforderlichen linearen Effektivitätsfaktoren werden auf der Plattform hinterlegt und fließen dort in den Matching-Prozess ein.

Insbesondere bei der Lösung von Spannungsproblemen hat der Ort der Flexibilitätserbringung einen hohen Einfluss auf die Wirkung des Engpasses. In Abbildung 4-28 ist ein entsprechendes Beispiel dargestellt. Hierbei lässt sich verallgemeinert feststellen, dass bei Spannungsproblemen Lösungsoptionen nahe am Transformator eine geringe Effektivität aufweisen. Bei Stromproblemen sind Flex-Optionen, welche zwischen Engpass und Transformator angeschlossen sind ebenfalls mit einer niedrigen Effektivität zu berücksichtigen.

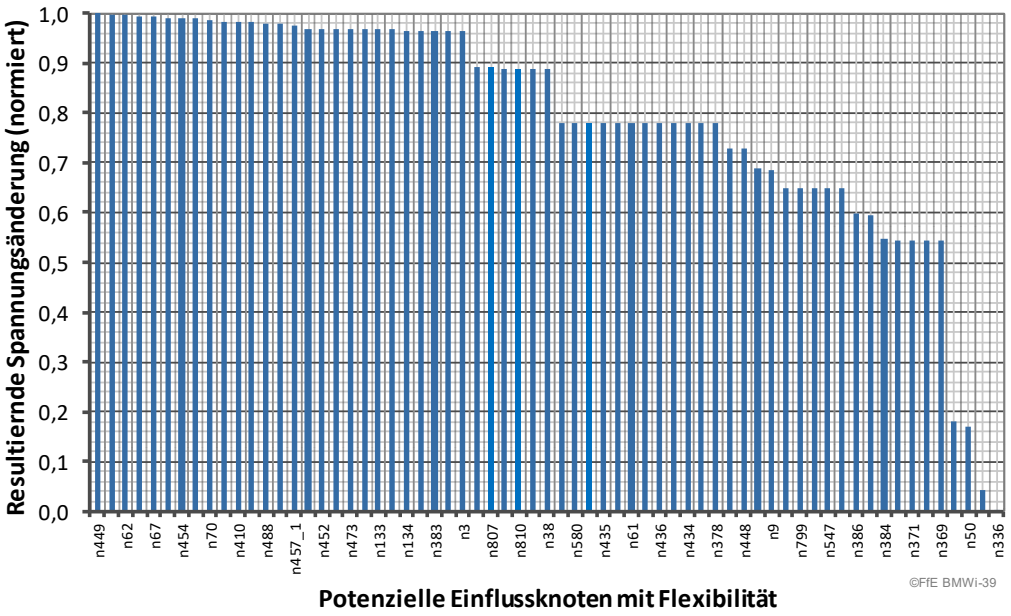


Abbildung 4-28: Normierte Einfluss von Flex-Optionen auf einen spannungsbedingten Netzengpass

Wie in Abbildung 4-27 dargestellt, hat die Struktur der Netztopologie einen starken Einfluss auf die Effektivitätswerte. In der Regel sind die Netze nicht statisch, sondern werden durch Umschaltungen auf bspw. sich verändernde Netzsituation oder bei Baumaßnahmen verändert. Das in diesem Projekt betrachtete Netzgebiet verfügt über mehrere solcher Schaltmöglichkeiten (n), wodurch theoretisch 2^n Topologiestrukturen und somit auch entsprechende Effektivitätswerte entstehen würden. Um dies zu vermeiden, wird das Mittelspannungsgebiet an den Verschaltungsmöglichkeiten virtuell aufgetrennt und für jedes dieser Teilnetze eine Effektivitätsbewertung durchgeführt. Auf der Plattform werden dann die einzelnen Teilnetze gemäß den Schalterstellungen (analog zu den Effektivitätswerten) wieder zusammengefügt. Innerhalb einzelner Teilnetze besteht zusätzlich die Möglichkeit, verschieden Versionen zu hinterlegen (bspw. Umschaltungen in der Niederspannung).

Neben in Abbildung 4-28 dargestellten Beispiel enthält /FFE-35 18/ eine Case-Study inkl. Vergleich mit einer Lastflussberechnung. An dieser Stelle soll jedoch noch auf verschiedene Freiheitsgrade hingewiesen werden. Der Einfluss von Flex-Option wird als Differenz zwischen zwei Lastflussberechnungen bestimmt (mit und ohne Flex-Option). Somit sind die restlichen Netzknoten mit Komponenten zu bestücken. Grundsätzlich lässt sich zwischen Last-, Erzeugungs- und Leerlaufszenario unterscheiden. Neben der Wahl des Szenarios bietet die Wahl des Linearisierungsbereichs der jeweiligen virtuellen Flex-Optionen Freiheitsgrad. Dabei lässt sich festhalten, dass je kleiner die Schrittweite bei iterativen der Leistungserhöhung der Flex-Option der Unterschied zwischen den Ergebnissen der Lastflussberechnung und der Linearisierung geringer wird.

Matching

Eine Kernaufgabe der Plattform ist es, kosteneffizient Flex-Angebot und Flex-Bedarf im sog. Matching zu allokieren. Dies wird vor allem dadurch erschwert, das Flex-Optionen über die beschriebenen Randbedingungen verfügen und mehrere Nachfrager gleichzeitig oder zeitversetzt Flexibilität benötigen. Um eine bestmögliche Zuordnung von Angebot und Nachfrage zu erreichen, nutzt die Plattform eine restringierte lineare Optimierung unter Berücksichtigung der hinterlegten Randbedingungen, effektiven Leistung und Kosten. Diese

Optimierung erfolgt für den gesamten Folgetag (Kontrahierungszeitraum) und gewährleistet eine kostenoptimale Nutzung der vorhandenen Flexibilität.

Exkurs: Restringierte Optimierung als Allokationsmechanismus auf der FlexPlattform

Um das Angebot der Nachfrage zuzuordnen wird im Matchingprozess die tatsächlich einzusetzende Flexibilität ermittelt. Dies erfolgt durch das Lösen eines Optimierungsproblems. Dabei handelt es sich um ein sogenanntes *Mixed Integer Nonlinear Problem*, was sowohl reelle Variablen, wie auch binäre beinhaltet. Um das Problem dennoch mit einem linearen Solver lösen zu können, muss dessen Darstellung linearisiert werden.

In /FFE-13 21/ wird der Optimierungsansatz ausführlich beschrieben und veröffentlicht, welcher u.a. auf den Grundlagen von /LANG-01 18/ basiert.

Die Zielfunktion der Optimierung kann entsprechend wie in Formel (4-2) beschrieben werden:

$$\min_{P_{ij}^+, P_{ij}^-} \sum_{j=1}^{96} \sum_{i=1}^{n} \left(C_{ij}^+ \cdot P_{ij}^+ + C_{ij}^- \cdot P_{ij}^-\right) + \sum_{l=1}^{o} G_{lj}\left(d_{jl}^+ + d_{jl}^-\right) \tag{4-2}$$

Variablen	Bedeutung
$C_{ij}^+ \geq 0$	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
$G_{lj} \geq 0$	Strafkosten bei Nicht-Übererfüllung der Nachfrage
$d_j^+ \in \mathbb{R}$	Hilfsvariable für Betrag von der nichterbrachten Leistung
$d_j^- \in \mathbb{R}$	Hilfsvariable für Betrag von der nichterbrachten Leistung

Der entwickelte Optimierungsalgorithmus berücksichtigt neben der Zielfunktion zusätzlich sämtliche weitere Rand- und Nebenbedingungen, die sich aus den Vorgaben von Angebot und Nachfrage ergeben. Diese umfassen:

- Berücksichtigung der Effektivitätsbewertung im Sinne einer Angebotsgewichtung und der Umrechnung von angebotener Leistung in kW am Erbringungsort in Stromstärkenänderung in A am Ort des Engpasses.
- Randbedingungen zum Abruf der Flex-Optionen, i.e.:
  - Maximale Anzahl an Abrufen pro Tag (Formel (4-4))
  - Minimale Dauer eines Abrufs (Formeln (4-6) und (4-7))
  - Zeitlicher Mindestabstand zwischen zwei Abrufen (Formel (4-9) und (4-10))
  - Maximale Abrufdauer pro Tag (Formel (4-11))
  - Möglichkeit einer Teilerbringung des Angebots inkl. diskreter Abruf-Stufen (z.B. 0 % - 30 % - 60 % - 100 %) (Formel (4-12))
  - Minimal und maximal abrufbare Leistung (Formeln (4-13), (4-14), (4-15) und (4-16))

Zudem ist es notwendig über einen zusätzlichen Term die Nicht-Erbringung von nachgefragter Leistung zu „bestrafen". Eine Über- wie auch Untererfüllung der Nachfrage wird dabei dennoch zugelassen.

Diese weiteren Nebenbedingungen sind in den folgenden Gleichungen dargestellt. Um die Linearität des Problems zu gewährleisten wurden zudem eine Reihe von Hilfsvariablen eingeführt, die im Folgenden nicht näher erläutert werden sollen. In Tabelle 4-7 werden die verwendeten Variablen erläutert.

Formel	Beschreibung	#
$d_{jl}^{+} - d_{jl}^{-} = \delta_{lj}(D_{lj} - \sum_{i=1}^{n} m_{ijl}(P_{ij}^{+} + P_{ij}^{-}) + t_{ijl}x_{ij})$ $(\forall j \in J, l \in L)$	Simulation der Nichterfüllung der Nachfrage	(4-3)
$x_{i1} + x_{im} + \sum_{j=2}^{m} a_{ij} \leq 2 \cdot N_i \ (\forall i \in I)$	Maximale Anzahl an Abrufen	(4-4)
$x_{i1} + \sum_{k=1}^{\min(T_i^{\max}, m-1)} x_{ik+1} \leq T_i^{\max} \ (\forall i \in I)$	Maximale Dauer eines Abrufs	(4-5)
$(x_{ij} - x_{ij-1}) + \sum_{k=1}^{T_i^{\max}} x_{ij+k} \leq T_i^{\max} \ (\forall i \in I, j \in \{2, .., m - T_i^{\max}\})$		(4-6)
$T_i^{\min} \cdot x_{i1} \leq \sum_{k=0}^{\min(T_i^{\min}-1, m-1)} x_{ik+1} \ (\forall i \in I)$	Minimale Dauer eines Abrufs	(4-7)
$(x_{ij} - x_{ij-1}) \leq x_{ij+k} \ (\forall i \in I, j \in \{2, .., m\}, k \in \{0, .., \min(T_i^{\min} - 1, m - j)\})$		(4-8)
$(x_{ij} - x_{ij-1}) + x_{ij-k} \leq 1 \ (\forall k \in \{1, .., \tau_i\}, i \in I, j \in \{k + 1, .., m\})$	Zeitlicher Mindestabstand zwischen zwei Abrufen	(4-9)
$P_{ij} = 0 \ (\forall i \in I, j \in \{1, .., \tau_i^{\text{rem}}\})$		(4-10)
$\frac{1}{4} \sum_{j=1}^{m} x_{ij} \leq T_i^{\text{sum}} \ (\forall i \in I)$	Maximale Abrufdauer pro Tag	(4-11)
$\eta_{ij} P_{ij} = \eta_{ij}(P_{ij}^{\max+} + P_{ij}^{\max-}) \sum_{s \in S} \xi_{ijs} S_{ijs} \ (\forall i \in I, j \in J)$	Möglichkeit einer Teilerbringung bzw. Berücksichtigung diskreter Abrufstufen (z.B. 0 % - 30 % - 60 % - 100 %)	(4-12)
$(1 - \eta_{ij}) \cdot x_{ij}^{+} \cdot P_{ij}^{\min+} \leq (1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^{+} \ (\forall i \in I, j \in J)$	Leistungsbeschränkung (max. / min. abrufbare Leistung)	(4-13)
$(1 - \eta_{ij}) \cdot x_{ij}^{-} \cdot P_{ij}^{\min-} \geq (1 - \eta_{ij}) \cdot (-P_{ij}^{-}) \ (\forall i \in I, j \in J)$		(4-14)
$(1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^{+} \leq (1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^{\max+} \cdot x_{ij}^{+} \ (\forall i \in I, j \in J)$		(4-15)
$(1 - \eta_{ij}) \cdot (-P_{ij}^{-}) \geq (1 - \eta_{ij}) \cdot P_{ij}^{\max-} \cdot x_{ij}^{-} \ (\forall i \in I, j \in J)$		(4-16)

Die genannte Effektivitätsbewertung (s.o.) wird in Form der Parameter m_{ijl} und t_{ijl} bestimmt, sodass $\sum_{j=1}^{m} \sum_{i=1}^{n} m_{ijl}(P_{ij}^{+} + P_{ij}^{-}) + t_{ijl}x_{ij}$ der effektiven Leistung entspricht.

Tabelle 4-7: Variablen des Optimierungsproblems

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

Abruf

Die Übermittlung der Abrufinformationen der kontrahierten Flex-Optionen erfolgt durch die Plattform. Für Anlagen mit aktiver Vermarktung wird von der Plattform ein angepasster Fahrplan erstellt und an den Flex-Anbieter übergeben. Bei direkter Steuerung von Anlagen ohne aktiver Vermarktung nutzt die Plattform den Service eines aktiven externen Marktteilnehmers. Hierauf folgend wird eine Überprüfung der Schaltanfrage auf Eindeutigkeit

durchgeführt. Zum Zeitpunkt des Abrufes baut der aEMT schließlich einen CLS-Kanal zu den Smart Meter Gateways der jeweiligen Flex-Optionen auf und schaltet diese.

Dokumentation

Mittels Tarifanwendungsfällen können z. B. Messwerte des Lastgangs (TAF 7) oder die IST-Leistung (TAF 9) abgerufen werden, um die Erbringung der Flexibilität nachweisen zu können. So kann der Abruf dokumentiert und in einen Erbringungsnachweis für die Abrechnung überführt werden. Auch Regulierungsorgane können diese Daten, für beispielsweise eine Überwachung von bestehenden Prozessen z. B. im Zuge der Regulation on Wholesale Energy Market (REMIT), erhalten.

4.5.4 Exkurs: Potenziale verteilter Datenbankstrukturen für FlexPlattformen

Im Rahmen der ergänzenden Tätigkeiten rund um die Plattformentwicklung beschäftigte sich die FfE aufgrund von aktuellen Diskussionen und technischen Weiterentwicklungen ebenso mit den Dezentralisierungspotenzialen einer FlexPlattform. Zur Identifikation und Bewertung verschiedener dezentralisierter Ausgestaltungsvarianten einer FlexPlattform ist dabei zunächst die Betrachtung verschiedener Dimensionen des Dezentralisierungspotenzials wichtig (vgl. Abbildung 4-29). Hierbei können die Dimensionen der operativen, strukturellen und technischen Dezentralisierung unterschieden werden.

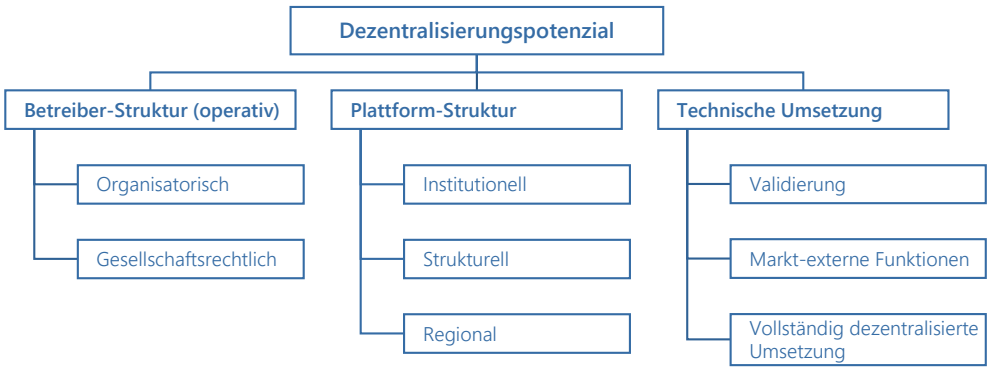


Abbildung 4-29: Dimensionen einer potenziellen Dezentralisierung einer FlexPlattform

Operative Dezentralisierung bezieht sich rein auf den organisatorischen Betrieb der Plattform. Dieser beinhaltet sowohl die Bereitstellung der notwendigen Hardware als auch die Zuweisung von Verantwortlichkeiten innerhalb des Netzwerks. Hierbei kann wiederum nach der organisatorischen Ausgestaltung (zentraler Betrieb durch einen einzelnen Akteur versus gemeinsamer Betrieb im Konsortium) und der Organisationsform bei einem konsortialen Betrieb (z.B. Joint Venture versus die gemeinsame Beauftragung eines Dritten) unterschieden werden.

Mit **struktureller Dezentralisierung** wird die Plattformstruktur an sich adressiert, welche zum Beispiel nach regionaler Wirksamkeit, begrenzter bzw. definierter Reichweite / Zielgruppe unabhängig von einer zentralen Datenhaltung ausgestaltet ist. Grundsätzlich ist eine Vielzahl von Ausgestaltungen denkbar, die sich nach unterschiedlichen Randbedingungen unterscheiden. Zum einen wäre eine institutionelle Dezentralisierung möglich, welche sich auf das Einflussgebiet des Flex-Nachfragers bezieht (Netzgebiet des VNB- bzw. ÜNB). Weiter kann eine strukturelle Dezentralisierung erfolgen, die sich z.B. auf eine Regelzone oder ausgewiesene Netzengpassgebiete beziehen könnten. Dementsprechend wären mehrere Plattformen pro Netzbetreiber möglich. Letztlich könnte auch eine regionale

Dezentralisierung erfolgen. Hierbei wäre das Marktgebiet auf geographische oder administrative Grenzen (z.B. Kommune, Quartier oder Bundesland) begrenzt

Eine **technische Dezentralisierung** zielt hingegen auf die tatsächliche Umsetzung und Implementierung der Plattform oder auch nur einzelner Funktionen dieser ab. Grundsätzlich ist hier die Nutzung zentralisierte Hard- und Software einer verteilten Datenhalten und -verarbeitung gegenüberzustellen. In diesem Kontext kann auf die technischen Entwicklungen der letzten Jahre im Beriech der sog. Distributed Ledger Technologien (DLT) im Allgemeinen und Blockchain in Speziellen aufgebaut werden.
Im Fall der Blockchain kann dies Verteilung der Aufgaben wiederum in die Beteiligung am Konsensmechanismus (i.e. Validierung der Blöcke) nach „permissioned" (ausgewählte beteiligte Akteure im Konsortium stellen die Knoten zur Validierung) und „permissionless" (jeder kann sich am Konsens beteiligen) unterschieden werden. Weitere Ausgestaltungsvarianten beziehen sich auf den Zugriff der Daten und die Nutzung des Netzwerks, welche für jeden öffentlich („public") oder nur für berechtigte Teilnehmer („private") möglich sein kann.
Bezogen auf die Ausgestaltung einer FlexPlattform kann die technische Dezentralisierung aber auch auf einzelne Plattformfunktionen angewandt werden. Als sinnvolle Funktionsgruppen haben sich folgende Eskalationsstufen herausgestellt:

1. **Dezentralisierte Validierung und Settlement** zur revisionssicheren Dokumentation und Nachvollziehbarkeit der Plattformprozesse (siehe /FFE-96 20/ bzw. die weiterführende Analyse im Folgenden mit Beschreibung einer prototypischen Implementierung)
2. Umsetzung **Markt-externer Funktionen als dezentralisierte Dienstleistung** und Kontrolle der Marktfunktion (sog. „Market Monitoring")
3. **Vollständig dezentralisierte Umsetzung** des kompletten Marktmechanismus

Eine Bewertung der Stärken und Schwächen der verschiedenen Dimensionen von (De-) Zentralisierung wurde im Rahmen von /SAUTE-01 20/ durchgeführt. Bezogen auf die technische Dezentralisierung zeigt die SWOT-Analyse in Abbildung 4-30 die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken eines gemeinsamen Betriebs der FlexPlattform auf Basis verteilter Datenbanken.

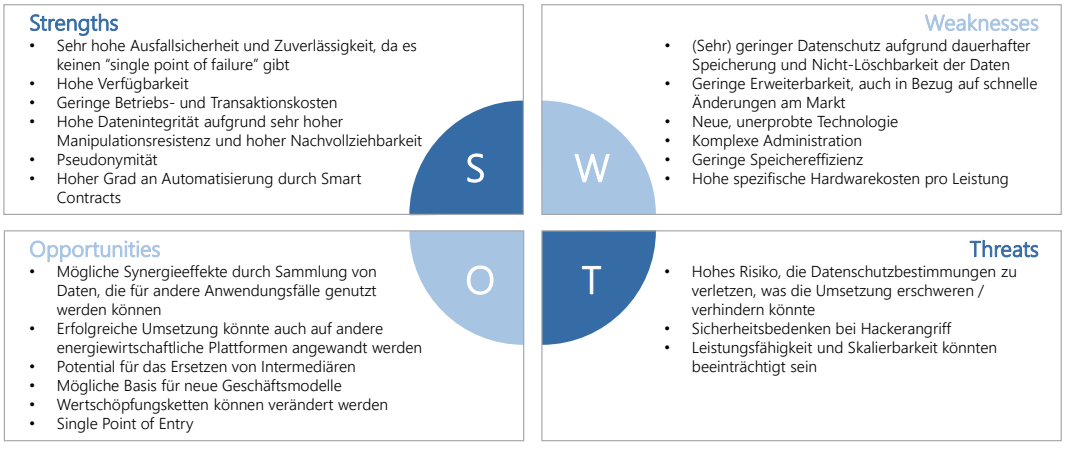


Abbildung 4-30: SWOT-Analyse für den gemeinsamen Betrieb der FlexPlattform auf Basis verteilter Datenbanken /SAUTE-01 20/

Weiterführende Analysen

Motivation und Problemstellung des Arbeitspakets:

Eine transparente und unabhängige Überwachung des Plattformbetriebs bietet potenziell größeres Vertrauen in einen zuverlässigen Betrieb. In einem Konferenz-Beitrag untersucht die FfE in Zusammenarbeit mit Dr. Langniß – Energie & Analyse verschiedene Konzepte zur Blockchain-basierten Dokumentation relevanter FlexPlattform-Prozesse. Dabei werden verschieden technische Umsetzungsvarianten diskutiert. Abschließend wird die Implementierung eines Proof-of-Concepts unter Verwendung von Merkle tree Operationen anhand von Open-Source-Bibliotheken vorgestellt.

Die wichtigsten Kernergebnisse:

- Es bestehen verschiedene Optionen zur Blockchain-basierten Umsetzung einer Validierungsplattform zur fälschungssicheren Dokumentation von Marktprozessen.
- Skalierbarkeit und Datenschutz wurden als Schlüsselthemen identifiziert.
- Schließlich erwies sich ein Ansatz als vielversprechendste Option, der (unter Verwendung von sog. Merkle tree Hashes) eine On- und Off-Chain-Speicherung kombiniert. So konnte Skalierbarkeit bei gleichzeitiger Wahrung der Vorgaben der Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) gewährleistet werden
- Mit dem Ziel eine möglichst nutzerfreundliche Anwendung zu schaffen wurde im Rahmen eines Proof-of-Concept dieser Ansatz unter Verwendung von Open-Source-Bibliotheken realisiert.

In folgenden **Veröffentlichungen** befinden sich detaillierte Aussagen zu der Thematik:

- /BBEV-01 18/ Eichler, Natalie et al.: Blockchain, data protection, and the GDPR - Positionspapier. Berlin: Blockchain Bundesverband e. V., 2018.
- /EBER-01 17/ Eberhardt, Jacob et al.: On or Off the Blockchain? Insights on Off-Chaining Computation and Data. Berlin: TU Berlin, 2017.
- /UOC-101 04/ Rogaway, Phillip et al.: Cryptographic Hash-Function Basics: Definitions, Implications, and Separations for Preimage Resistance, Second-Preimage Resistance, and Collision Resistance. Davis, CA: Dept. of Computer Science, University of California, 2004.

Eine ausführliche Beschreibung der Inhalte findet sich in /FFE-96 20/.

5 Demonstration des Altdorfer Flexmarktes

Bei der Demonstration des Altdorfer Flexmarktes handelt es ich um eine Umsetzung und Ausgestaltung der in Abschnitt 4 beschriebenen Markt- und Koordinierungsplattform für dezentrale Flexibilität. Im Fokus steht dabei der technische und prozessuale Funktionsnachweis. Ergänzend hierzu werden die Themen Verteilnetzmodellierung für die Untersuchung der künftigen Netzbelastung als auch die Anwendung des Partizipationskonzeptes betrachtet.

5.1 Fokus und Ziele der Demonstrationen in C/sells

Der von der FfE e.V. konzipierte und wissenschaftlich begleitete Feldversuch gliedert sich im Unterarbeitspaket (UAP) 6.3.1 „Intelligente Flexibilitätsanreize Ostbayern" (siehe Abbildung 5-1). Das UAP ist dabei nicht nur eine sogenannte Demonstrationszelle (Umsetzung von ALF), sondern auch eine Partizipationszelle und wird unter der Bezeichnung „Altdorf und Umgebung" geführt. Die entsprechenden Inhalte und Ziele werden folgend erläutert.

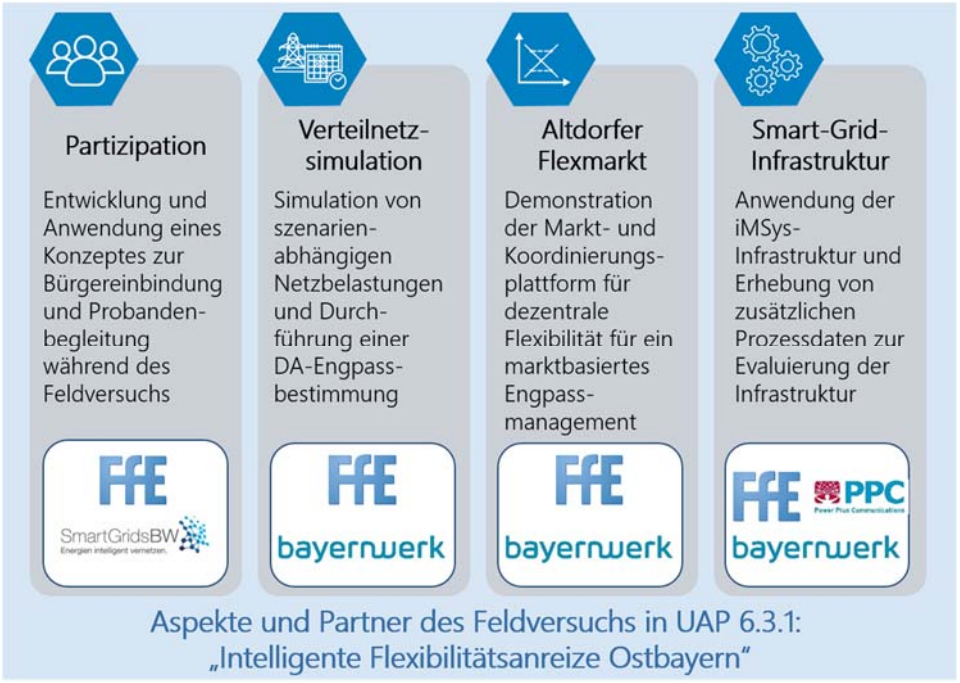


Abbildung 5-1: Bestandteile und Projektpartner im Feldversuch

Die inhaltlichen Schwerpunkte liegen auf den vier gezeigten Aspekten:

Altdorfer Flexmarkt

In Abschnitt 4.3.3 erfolgt die methodische und konzeptionelle Beschreibung einer Markt- und Koordinierungsplattform für dezentrale Flexibilität. Die Umsetzung dieser Plattform erfolgt durch die Implementierung des Altdorfer Flexmarktes mit dem Ziel, die beteiligten Prozesse zu untersuchen und das Funktionsprinzip zu demonstrieren. Aspekte wie bspw. bilanzieller Ausgleich und Settlement werden in der konzeptionellen Phase berücksichtigt, sind aber in

der Umsetzung nur rudimentär enthalten, da diese Aspekte erst bei einer späteren Produktivsetzung relevant werden.

Verteilnetzsimulation

Unter der Anwendung der in Abschnitt 5.2.2 beschriebenen entwickelten Szenarien wird die künftige Netzbelastung in der Projektregion bestimmt. Basierend auf Inputdaten von Bayernwerk (bspw. Netzdaten, aggregierte Jahresenergieverbräuche) erfolgt eine netztechnische Untersuchung der Projektregion. Ziel ist es, das Netz auf Engpässe (Flex-Bedarf) zu untersuchen und mit dem vorhanden Lösungspotenzial (Flex-Angebot) zu verschneiden. Zudem erfolgt die Umsetzung einer simulierten Mini-Leitwarte, welche in einem Day-Ahead-Prozess unter Einbindung von Prognosedaten täglich eine Netzsicherheitsrechnung durchführt und an den Altdorfer Flexmarkt kommuniziert.

Partizipation

Gemeinsam mit dem C/sells-Projektpartner SmartGridsBW werden Partizipationstätigkeiten aus dem Gesamtprojekt in Altdorf angewendet. Dies umfasst neben der Probandengewinnung auch sozialwissenschaftliche Aspekte wie Akzeptanzforschung (siehe Kapitel 5.5). Ziel der Partizipationstätigkeiten ist es, Probanden für den Feldversuch zu gewinnen, diese während der Testphase zu begleiten und die angewandten Methoden und Konzepte hinsichtlich Wirkung und Praxistauglichkeit zu evaluieren.

Smart-Grid-Infrastruktur

Die technische Kopplung des Altdorfer Flexmarktes mit den Flex-Optionen der Probanden erfolgt unter Anwendung der iMSys-Infrastruktur. Dabei werden die vorgesehenen Rollen (bspw. Gateway Administrator), Komponenten (bspw. Smart-Meter-Gateway) sowie Funktionen (bspw. Tarifanwendungsfälle) für die Übermittlung von Schaltsignalen als auch für die Erhebung von Messdaten verwendet. Neben dem Altdorfer Flexmarkt sollen perspektiv auch weiter UseCases über die iMSys-Infrastruktur umgesetzt werden. Um daher eine Aussage bzgl. deren „Smart-Grid-Tauglichkeit“ zu generieren, werden mit dem C/sells-Projektpartner PPC Datenvolumenmessungen durchgeführt und weiterhin eine Analyse der auftretenden Latenzzeiten durchgeführt.

5.2 Die Projektregion „Altdorf und Umgebung“

Die Projektregion befindet sich in Niederbayern rund um die Gemeinde Altdorf. Das betrachtete Mittelspannungsnetz ist in Abbildung 5-2 dargestellt und unterteilt sich in ein städtisches Gebiet (dunkelblau) und ländliche Ausläufer (hellblau). In der Mittelspannung werden vier städtische Ausläufer und vier ländliche Ausläufer über jeweils einen Netztransformator (NT) im Umspannwerk der Gemeinde Altdorf versorgt. Ebenfalls betrachtet werden insgesamt 173 Niederspannungsnetze (NS-Netze), welche über Ortsnetztransformatoren (ONT) an die Mittelspannung angeschlossenen sind.

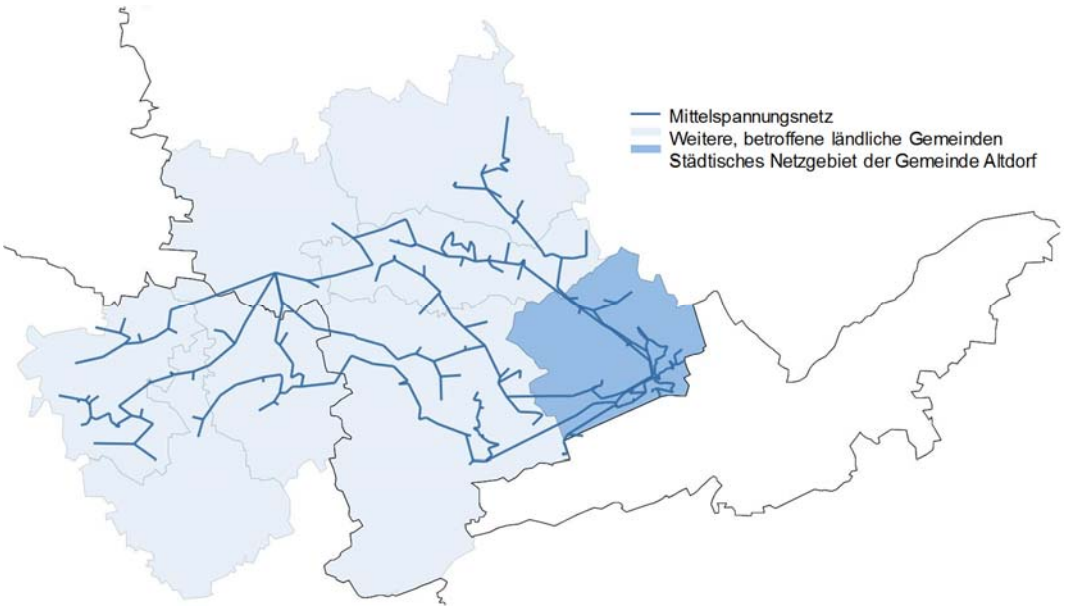


Abbildung 5-2: Die Projektregion mit dem betrachteten Mittelspannungsnetz, unterteilt in das städtische Netzgebiet (dunkelblau) sowie die ländlichen Ausläufer (hellblau)

5.2.1 Status-Quo: Stromnetz und Komponenten

Die Abbildung der Netzbelastung erfolgt durch das Verteilnetzsimulationsmodell GridSim (für detaillierte Informationen zu GridSim siehe /NOBI-01 16/, /FFE-45 17/, /SAM-01 17/). Hierfür werden sowohl die Netzdaten der Projektregion wie in Abbildung 5-2 bereits dargestellt, als auch die zugehörigen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten benötigt, welche vom örtlichen VNB bereitgestellt wurden. Eine Übersicht zu den angeschlossenen Verbrauchern und den betrachteten Netzen je Spannungsebene gibt Abbildung 5-3.

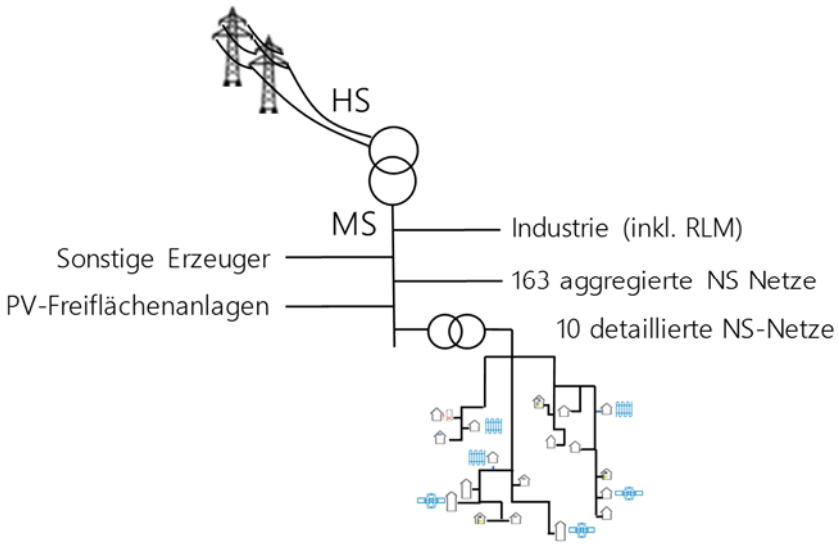


Abbildung 5-3: Struktur der Netz- und Verbrauchsdaten unterteilt nach Spannungsebene

Die Netzdaten umfassen dabei Angaben zur Netztopologie und Betriebsmitteln. Die Netztopologie liegt als Knoten-Kanten-Modell vor, wodurch die geographische Position der Knoten sowie die jeweiligen Längen der Leitungen bekannt sind. Zu den Betriebsmitteln zählen die Netztransformatoren zwischen HS und MS im Umspannwerk, die ONT der

NS-Netze sowie Leitungen in der MS und NS. Für die ONT der NS-Netze und die Transformatoren zwischen MS und HS sind die Scheinleistung, Kurzschlussspannung, Kurzschlussverluste, Leerlaufverluste, Schaltgruppen und das Übersetzungsverhältnis bekannt. Zu den Leitungen in beiden Spannungsebenen liegen zudem Angaben zum thermischen Grenzstrom sowie zum Widerstandsbelag, dem Kapazitätsbelag und dem Induktivitätsbelag vor. Das MS-Netz ist teilweise vermascht, wobei die entsprechenden Verknüpfungspunkte im Normalbetrieb jedoch geöffnet sind, so dass ein strangweiser Betrieb erfolgt, welcher auch in der Simulation entsprechend berücksichtig wird.

Die NS-Netze werden in zwei unterschiedlichen Detailstufen abgebildet: Zehn der insgesamt 173 NS-Netze werden als detaillierte NS-Netze und weitere 163 als aggregierte Netze betrachtet. Zu den detaillierten NS-Netzen liegen die oben genannten Angaben zu Betriebsmitteln und der Netztopologie vor. Dementsprechend sind auch die Positionen und verschiedenen Verbrauchsarten der insgesamt 320 Hausanschlussknoten bekannt. Zu den aggregierten NS-Netzen liegen keine Netzdaten vor, weswegen diese NS-Netze als Lastknoten in der MS abgebildet werden. Hierfür wird keine detaillierte Lastflussberechnung des NS-Netzgebiets durchgeführt.

Als Eingangsdaten dienen weiterhin der Energieverbrauch sämtlicher Anschlusspunkte sowie die installierten Leistungen der EE-Anlagen, welche in Abbildung 5-4 dargestellt sind. Für die detaillierten NS-Netze liegen die Daten für jeden Hausanschlussknoten vor. Für die aggregierten NS-Netze beziehen sich die Angaben immer auf das gesamte, aggregierte Ortsnetz. Zu jedem Anschlusspunkt (Hausanschluss oder aggregiertes Ortsnetz) ist somit der Energieverbrauch eines Jahres bekannt, welcher anhand von SLP in Verbrauchsarten unterteilt ist. In der betrachteten Projektregion werden die Profile H0 für private Haushalte, G0 bis G6 für GHD, L0 für landwirtschaftliche Betriebe sowie temperaturabhängige Lastprofile (TLP) für ESH und WP unterschieden. In der MS-Ebene sind auf Verbraucherseite ebenfalls Industrieabnehmer sowie Verbraucher mit registrierter Leistungsmessung (RLM) vorhanden, welche als Lastgänge vorliegen. Rund 37 % des Jahresenergieverbrauchs der Projektregion ist auf private Haushalte zurückzuführen. Der Jahresenergieverbrauch des GHD-Sektors (inklusive Landwirtschaft) sowie industrieller Verbraucher ist mit einem Anteil von je 24 % ähnlich groß. Verbraucher mit RLM, WP und ESH haben mit rund 5 % bis 7 % den geringsten Anteil. Die installierte Leistung je EE-Anlagentyp wird von PV-Dachanlagen (PV-D) (79 %) gefolgt von PV-Freiflächenanlagen (PV-FF) (18 %) dominiert. Insgesamt sind 23,6 MW der PV-Dachanlagenleistung in aggregierten NS-Netzen und 0,5 MW in detaillierten NS-Netzen installiert. Zu den sonstigen Erzeugern zählen weiterhin Laufwasserkraftwerke (LWK), Windenergieanlagen (WEA) Biomasseanlagen (BMA).

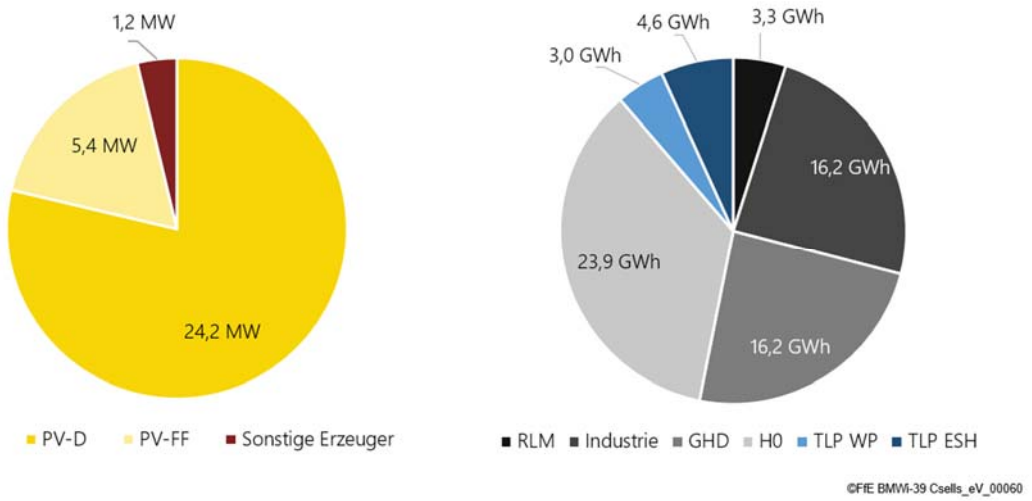


Abbildung 5-4: Installierte Erzeugungsleistung in MW (links) und Jahresenergieverbrauch in GWh (rechts)

Bei den PV-Dachanlagen sind keine Informationen bzgl. der individuellen Jahresenergieerzeugung vorhanden. Dies hat vor allem Einfluss auf Dachanlagen mit Eigenverbrauch. In einer weiterführenden Arbeit wurde dieser Einfluss in einem der MS-Stränge anhand einer Eigenverbrauchsquote untersucht. Allerdings ist der Effekt gering (Zunahme des Jahresenergiebedarfs der Haushalte um ca. 0,2%), wodurch dieser im Weiteren nicht berücksichtigt wird. /MADER-01 20/

Neben den Daten zur Beschreibung des Netzaufbaus und der angeschlossenen Einheiten liegen für das betrachtete Verteilnetz ebenfalls Messwerte vor. Diese sind viertelstündlich aufgelöst und erstrecken sich über einen Zeitraum von 15 Monaten (Oktober 2016 bis Dezember 2017). Die Einbindung der Messstellen erfolgte dabei zum einen an den Sammelschienen der beiden Transformatoren im Umspannwerk, sowie an den acht MS-Abgängen der Sammelschienen. Erstere messen somit die gesamte, über den Transformator fließende Leistung, während letztere die an die jeweiligen MS-Stränge übertragene Leistung messen. Zu beachten ist hierbei, dass die summierte Leistung der acht MS-Stränge nicht der Summe der gemessenen Leistungen an den Umspannwerktrafos entspricht, da an der Sammelschiene noch weitere Abgänge vorhanden sind, über welche keine Daten vorliegen.

Gemessen werden neben der Wirkleistung auch die Blindleistung und die Stromstärke. Die Messgeräte an den Sammelschienen des Umspannwerks ermitteln zudem die Frequenz, sowie die anliegende Spannung. Zur Visualisierung der markantesten Ausprägungen wurden die Leistungsmessdaten in Typtage unterteilt. Durch diese Differenzierung anhand des Wochentags (Werktag, Samstag oder Sonntag) und der Jahreszeit (Frühling, Sommer, Herbst und Winter) können Verhaltensmuster innerhalb des Leistungshaushaltes der Projektregion identifiziert werden. Abbildung 5-5 zeigt hierfür die Wochentags-Typtage aller vier Jahreszeiten für die Wirk- und Blindleistung für einen der städtischen MS-Stränge. Anhand dieser lässt sich gut erkennen, dass die Mittagsstunden von der Einspeisung der PV-Anlagen dominiert werden. In den Jahreszeiten Sommer und Frühling findet hier sogar im Mittel eine Rückspeisung in Richtung Sammelschiene statt. In den kälteren Jahreszeiten Herbst und Winter lässt sich dagegen eine sprunghafte Zunahme der Wirkleistung aufgrund der ESH erkennen (22 Uhr und 6 Uhr). Durch deren große Durchdringung im Verteilnetz Altdorf wird

die größte mittlere Auslastung aufgrund von Verbrauchseinheiten somit oft in den Abendstunden erreicht.

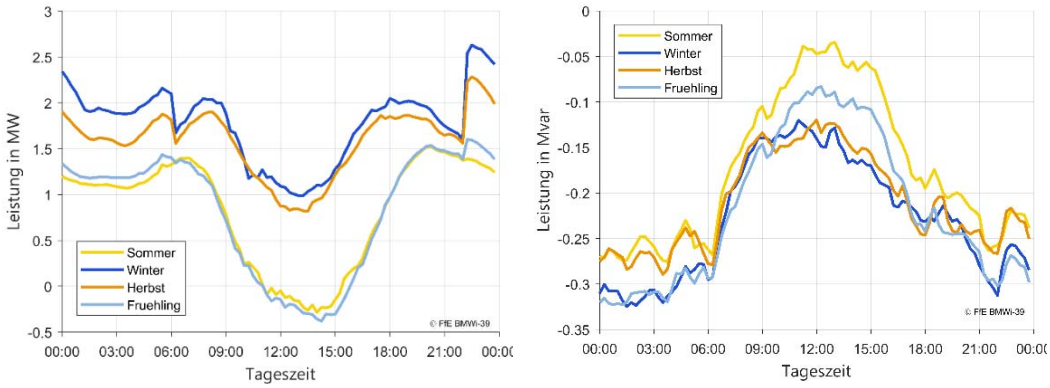


Abbildung 5-5: Typtage der Messwerte des städtischen Strangs für Wirkleistung (links) und Blindleistung (rechts)

Neben der Wirkleistung lassen sich auch durch die Betrachtung der Blindleistungstyptage neue Erkenntnisse erschließen. Vergleicht man die zwei Abbildungen, so ist annähernd ein konträrer Verlauf erkennbar. Nachts weist der Blindleistungshaushalt einen stark kapazitiven Bezug auf, welcher zu den sonnenreichen Stunden des Tages immer geringer wird. Da dieser Rückgang in den Jahreszeiten Sommer und Frühling am stärksten ausgeprägt ist, kann davon ausgegangen werden, dass es einen direkten Zusammenhang zur Einspeisung durch die PV-Anlagen gibt.

5.2.2 Szenarien zur Abbildung zukünftiger Netzbelastungen

Die Analyse der zukünftigen Netzbelastung erfolgt anhand der Simulation und Einbindung von Szenarien. Das Verteilnetz in der Projektregion ist bei aktueller Netzbelegung entsprechend dimensioniert und es kommt zu keinen lokalen Netzengpässen. Um dennoch den Proof-of-Concept für die Anwendung einer FlexPlattform zu erbringen, werden zur Erhöhung der Netzbelastung anhand eines Bottom-Up Ansatzes vier Szenarien entwickelt und in GridSim in Form von Parametern und Eingangsdaten eingebunden. Details zur Entwicklung der Szenarien wurden bereits in /FFE-23 19/ veröffentlich und werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

Der Bottom-Up-Ansatz zeichnet sich durch die Vernachlässigung übergeordneter Einflussfaktoren, wie beispielsweise demografischer und politischer Entwicklungen aus und fokussiert sich auf Charakteristika der Projektregion. Die Ermittlung der zukünftigen Ausprägungen der in der Projektregion betrachteten Komponenten bezieht sich auf das vorhandene Potenzial und definiert sich dementsprechend nicht durch ein explizites Zieljahr. Die ermittelten Ausprägungen stützen sich dabei vornehmlich auf Experteneinschätzungen. /FFE-23 19/

Ausprägungen der Szenarien

Im Rahmen des Bottom-Up Szenarioprozesses wurden die Szenarien „Elektrifizierter Verbraucher, „Solarer Produzent“, „Autonomer Prosument“ und „Prosument am Markt“ definiert. Die Szenarien werden anhand unterschiedlich ausgeprägter Deskriptoren der relevanten Komponenten differenziert. Zu den Deskriptoren zählen die Durchdringungen und Ladesteuerungen, welche für HSS, WP, ESH und EFZ angepasst werden. Veränderte Lasten

durch Gewerbe-, Landwirtschafts- und Industriebetriebe werden nicht berücksichtigt. Auf Erzeugerseite zählen zu den szenarioabhängigen Komponenten PV-Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen. Weitere im Netz vorhandene Erzeuger, wie beispielsweise WEA, BMA oder LWK werden nicht verändert. Ebenfalls erfolgt keine Anpassung der Netztopologie an die durch Szenarien abgebildete Erzeuger- und Verbraucherstruktur. Weiterhin wird kein konventioneller Netzausbau berücksichtigt oder innovative Verfahren, wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsspannungsregler (LVR) in Betracht gezogen. Die zentralen Ausprägungen der Szenarien sind in Abbildung 5-6 bis Abbildung 5-8 dargestellt.

Im Szenario „Elektrifizierte Verbraucher" (EFV) wird von einem starken Anstieg elektrischer Verbrauchskomponenten bei gleichzeitig geringem Zubau erneuerbarer Erzeuger ausgegangen. So sind für EFZ und WP Durchdringungen von 50 % ermittelt worden. Die Durchdringung von WP bezieht sich auf die Anzahl der Hausanschlüsse (HA) je Gebäude im Netzgebiet wohingegen sich die Durchdringung der EFZ auf die Anzahl der Wohneinheiten je Hausanschluss bezieht. Somit kann pro Hausanschluss nur eine WP aber mehrere Elektrofahrzeuge verteilt werden. Für EFZ wird des Weiteren angenommen, dass über eine Ladestation mit maximal 11 kW geladen werden kann. Der Bestand der ESH bleibt unverändert. WP, EFZ und ESH werden in dem Szenario marktpreisbasiert gesteuert. Auf Erzeugerseite wird für PV-Dachflächenanlagen in dem Szenario ein niedriger Anteil des vorhandenen Potenzials der Projektregion festgelegt. In diesem Szenario erhalten 50 % der PV-Dachanlagen ein HSS, welches prognosebasiert gesteuert wird. Eine Erhöhung der installierten Leistung von PV-Freiflächenanlagen findet im Rahmen der Ausprägung des geringen Potenzials für PV-Anlagen nicht statt.

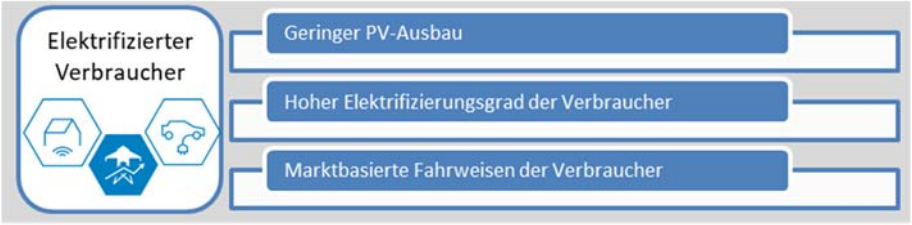


Abbildung 5-6: Steckbrief mit Ausprägungen des Szenarios „Elektrifizierter Verbraucher"

Das Szenario „Solarer Produzent" wird durch einen hohen Zubau von PV-Freiflächen- und Dachanlagen bei einem zum Ausgangszustand verringertem elektrischen Verbrauch definiert. Somit bleibt die Durchdringung von WP unverändert und es befinden sich keine EFZ im Netzgebiet. Gleichzeitig werden die bestehenden ESH um 50 % zurückgebaut. Die elektrischen Verbrauchskomponenten laden ungesteuert nach Bedarf und unverändert gegenüber dem Ausgangszustand. Dem verringerten elektrischen Verbrauch gegenüber steht eine hohe Nutzung des bestehenden Potenzials für PV-Dachanlagen. Mit einer Durchdringung von 100 % wird jeder PV-Dachanlage ebenfalls ein HSS zugeordnet. Zur Berücksichtigung des hohen Anteils vom Potenzial für PV-Anlagen wird die installierte Leistung bestehender PV-Freiflächenanlagen in dem Szenario erhöht.

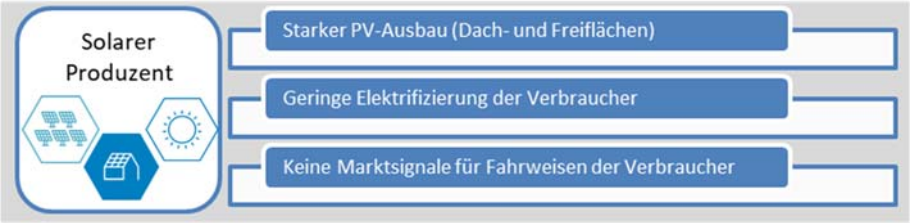


Abbildung 5-7: Steckbrief mit Ausprägungen des Szenarios „Solarer Produzent“

Die beiden Szenarien „Autonomer Prosument“ und „Prosument am Markt“ kombinieren den elektrifizierten Verbraucher mit dem solaren Produzenten zum Akteur des Prosumenten (vgl. Abbildung 5-8). Die Durchdringungen für beide Szenarien sind somit identisch. Für WP und EFZ (11 kW Ladeleistung) werden erneut eine Durchdringung von 50 % angesetzt und bestehende ESH werden nicht zurückgebaut. Das vorhandene Potenzial für PV-Anlagen wird zu einem hohen Anteil genutzt. Ebenfalls wird, mit einer Durchdringung von 100 %, wieder jeder PV-Dachanlage ein HSS zugeordnet, welches mit einer prognosebasierten Steuerung betrieben wird. Die installierte Leistung der PV-Freiflächenanlagen wird ebenfalls erhöht.

Der Unterschied in den beiden Szenarien liegt an den zugewiesenen Steuerungen der Komponenten. Während für das Szenario „Autonomer Prosument“ WP, ESH und EFZ nach Möglichkeit die Residuallast am Hausanschluss laden, um die Autonomie des Prosumenten zu erhöhen, laden die Verbrauchskomponenten im Szenario „Prosument am Markt“ marktpreisbasiert. /FFE-23 19/

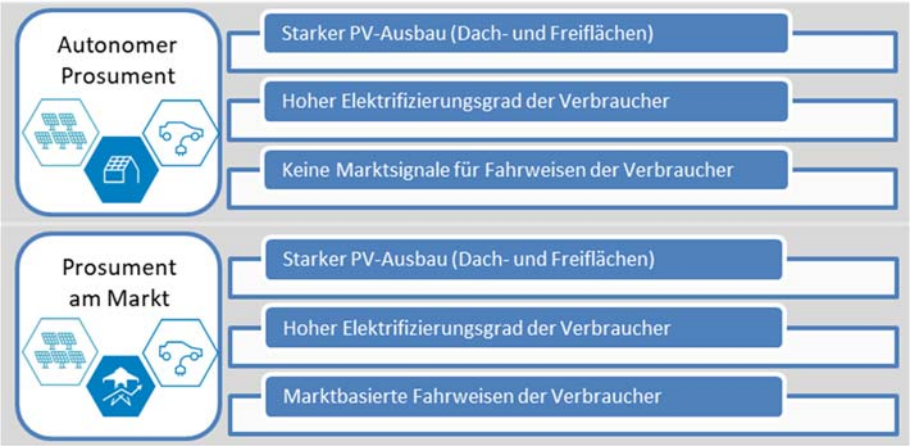


Abbildung 5-8: Steckbriefe mit Ausprägungen der Szenarien „Autonomer Prosument“ und „Prosument am Markt“

In Tabelle 5-1 werden die unterschiedlichen Ausprägungen der Deskriptoren der relevanten Komponente je Szenario zusammengefasst.

Tabelle 5-1: Ausprägungen der Deskriptoren der betrachteten Komponenten innerhalb der Szenarien

Kompo-nente	Deskriptor	Elektrifizierter Verbraucher	Solarer Produzent	Autonomer Prosument	Prosument am Markt
PV-D	Anteil vom Potenzial	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch
PV-FF	Höhe des Zubaus	Kein Zubau	Starker Zubau	Starker Zubau	Starker Zubau
HSS	Durchdringung in % (Bezug: PV-D)	50	100	100	100
	Ladesteuerung	Prognosebasiert	Überschussladen	Prognosebasiert	Prognosebasiert
WP	Durchdringung in % (Bezug: HA)	50	Unverändert	50	50
	Ladesteuerung	Marktbasiert	Wärmegeführt	Residuallast	Marktbasiert
ESH	Rückbau in %	Unverändert	50	Unverändert	Unverändert
	Ladesteuerung	Marktbasiert	Vorwärts-/Rückwärtsladen	Residuallast	Marktbasiert
EFZ	Durchdringung in % (Bezug: WE)	50	0	50	50
	Ladesteuerung	Marktbasiert	Keine	Residuallast	Marktbasiert

Im späteren Zusammenspiel aus den szenarioabhängigen Eingangsdaten und den Ausgangsdaten muss berücksichtigt werden, dass lediglich die in den Szenarien angesprochenen Parameter und Daten gegenüber dem Ausgangszustand geändert werden. Alle im Ausgangszustand definierten Parameter und Daten sind ansonsten auch für die Simulation der Szenarien gültig.

Quantifizierung der Ausprägungen für detaillierte Netze

Die festgelegten Ausprägungen der Szenarien müssen für die Netzsimulation mit GridSim weiterhin quantifiziert werden. In den detaillierten Netzen wird die Anzahl für WP und EFZ anhand der szenarioabhängigen Durchdringungen in Kombination mit der bekannten Anzahl Hausanschlüsse (HA) und Wohneinheiten (WE) bestimmen. Die Anzahl zusätzlich verteilter WP je detailliertem NS-Netz berechnete sich somit aus der Anzahl der HA im Netz und der szenarioabhängigen Durchdringung abzüglich der Bestandskomponenten. Die Anzahl bestehender ESH wurden anhand der festgelegten Rückbauquote reduziert.

Die Anzahl und installierte Leistung der PV-Dachanlagen je Szenario leitet sich anhand der Ausprägung des Anteils am genutzten, gemeindeabhängigen Potenzial, der gemeindeabhängigen Gebäudezahl, der mittleren Anlagengröße und dem Median der Anlagen in der Projektregion ab. Für den in Tabelle 5-1 genannten, niedrigen Anteil des Potenzials von PV-Dachanlagen je Gemeinde, wird das im Netzentwicklungsplan 2030 im Rahmen von Szenario A ermittelte PV-Potenzial für das Bundesland Bayern verwendet /ÜNB-02 18/. Für Szenario A charakteristisch ist der moderate Ausbau erneuerbarer Erzeuger, also ein tendenziell geringeres Potenzial dezentraler PV-Dachanlagen. Das Potenzial wurde im Rahmen eines Begleitdokuments auf Gemeindeebene regionalisiert /FFE-60 18/. Für den hohen Anteil des Potenzials je Gemeinde wurden Werte des Projekts „Merit Order Netz-Ausbau 2030“ aus dem Verteilnetz-Szenario verwendet, welches mit Fokus auf den dezentralen Ausbau erneuerbarer Erzeuger erstellt worden

ist /FFE-10 17/. Die Gebäudeanzahl wurde nach Daten aus OpenStreetMap, bestimmt und auf alle für PV-Dachanlagen geeigneten Gebäudetypen reduziert /SCHM-01 18/. Der Median der PV-Dachanlagenleistung in der gesamten Projektregion beträgt 9,7 kW und basiert auf Daten des Marktstammdatenregisters. Der Median wird auf Basis der Annahme verwendet, dass die zukünftige Entwicklung des PV-Dachanlagenzubaus insbesondere kleiner Anlagengrößen enthält. Der Mittelwert der Projektregion würde dementsprechend deutlich höher bei ca. 16 kW je Anlage liegen und wurde für die im Anhang in Abschnitt 9.5.8 erläuterte Ersatzwertbildung zur Bestimmung der bestehenden Anlagenanzahl verwendet. /BNETZA-24 19/ Mithilfe der ermittelten Werte kann für jedes Szenario die Durchdringung je Gemeinde für PV-Dachanlagen aus Formel (5-1) hergeleitet werden.

$$X_{PV,Ge} = \frac{P_{Pot,Ge}}{n_{Geb,Ge} * P_{med}} \quad (5\text{-}1)$$

$X_{PV,Ge}$ Durchdringung der Gemeinde mit PV-Dachanlagen
$P_{Pot,Ge}$ in kW Potenzial der Gemeinde für PV-Dachanlagen
P_{med} in kW Median der PV-Dachanlagenleistung in der Projektregion
$n_{Geb,Ge}$ Anzahl der Gebäude innerhalb der Gemeinde

Eine Übersicht der ermittelten Gebäudeanzahlen, Potenziale und Durchdringungen je Gemeinde und Ausprägung ist im Anhang in Abschnitt 9.5.7 in Tabelle 9-8 zu sehen.

Die Anzahl an HSS wurde anhand der festgelegten, szenarioabhängigen Durchdringungen bestimmt. Da die realen Eingangsdaten keine Angaben zu HSS beinhalten, wird die Durchdringung für den Ausgangszustand anhand der Anzahl an HSS in Bayern (/ISEA-01 18/) mit der Anzahl an PV-Dachanlagen in Bayern (/BNETZA-06 19/) hergeleitet und beträgt 6,4 %. Diese Durchdringung von HSS bezieht sich dabei auf die Anzahl der im Netz vorhandenen PV-Dachanlagen.

Für PV-Freiflächenanlagen wurde kein räumlicher Ausbau durchgeführt, sondern die Anlagenleistung je bestehender Anlage um 20 % erhöht. Der Wert für den prozentualen Zubau leitet sich aus dem Vergleich der installierten Leistung für PV-Freiflächenanlagen des Netzentwicklungsplans (Bestand 2017) und dem Potenzial des Projekts „Merit Order Netz-Ausbau 2030" (Verteilnetz-Szenario) für die Gemeinden der Projektregion ab. /ÜNB-02 18/, /FFE-10 17/

Quantifizierung der Ausprägungen für aggregierte Netze

Für die szenarioabhängigen Eingangsdaten der Simulation sind die Anzahlen der jeweiligen Komponenten (PV-Anlagen, EFZ, HSS) sowie die installierte Anlagenleistung der zugebauten PV-Anlagen und der Jahresenergieverbrauch der zugebauten ESH und WP zu ermitteln. Das Vorgehen ist in Abbildung 5-9 dargestellt. Im ersten Schritt wird die Anzahl der Gebäude je aggregiertem NS-Netz ($n_{Geb,i}$) benötigt. Da je aggregiertem Netzknoten nur die Anzahl der SLP ($n_{SLP,i}$) bekannt ist, wird aus den detaillierten NS-Netzen das Verhältnis von SLP zu Hausanschlüssen ($X_{SLP/HA}$) unter der Annahmen, dass jeder Hausanschluss einem Gebäude entspricht, abgeleitet und die Gebäudeanzahl je aggregiertem Netzknoten bestimmt.

Im zweiten Schritt wird, mit der ermittelten Anzahl an Gebäuden und den bekannten Durchdringungen ($X_{k,s}$) der einzelnen Komponenten aus den Szenarioausprägungen, die Anzahl der Komponente je aggregiertem Netzknoten bestimmt.

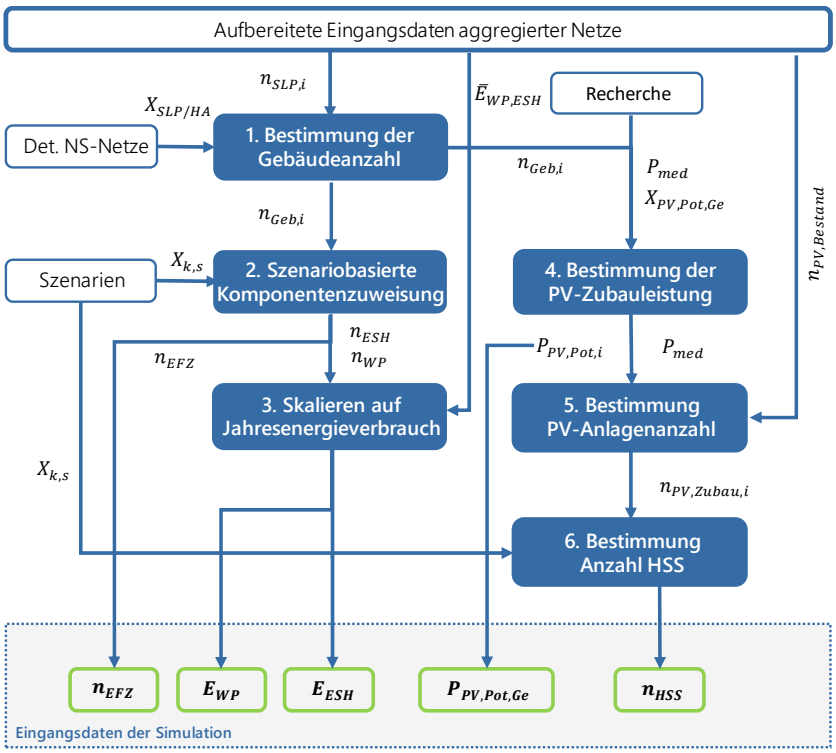


Abbildung 5-9: Methodik zur Ermittlung der benötigten Eingangsdaten verteilter Komponenten in aggregierten Niederspannungsnetzen

Durch dieses Vorgehen kann die Anzahl für EFZ, WP und je aggregiertem Netzknoten für jedes der vier Szenarien bestimmt werden. Für die Simulation werden die Anzahlen für WP und ESH in einem dritten Schritt weiterhin als Jahresenergieverbräuche ($E_{WP,i}$, $E_{ESH,i}$) berechnet. Hierzu wird aus den Eingangsdaten der aggregierten Netze der mittlere Verbrauch je WP und ESH ($\bar{E}_{WP,ESH}$) gebildet und mit der Anzahl der jeweiligen Anlagen ($n_{WP,i}$, $n_{ESH,i}$) verrechnet.

Ausgehend von den Anforderungen des Verteilnetzsimulationsmodells GridSim wird weiterhin die Zubauleistung der PV-Dachanlagen ($P_{PV,Pot,i}$) je aggregiertem Netzknoten benötigt, was im vierten Schritt der Abbildung 5-9 dargestellt ist. Die zusätzliche PV-Leistung bestimmt sich aus der gemeindeabhängigen Durchdringung ($X_{PV,Pot,i}$), der ermittelten Anzahl an Gebäuden am Netzknoten ($n_{Geb,i}$) sowie dem Median der Anlagenleistung (P_{med}) in der Projektregion. Da die 163 aggregierten NS-Netze in insgesamt acht Gemeinden liegen, wurde das regional unterschiedliche Potenzial anhand der gemeindeabhängigen Durchdringung berücksichtigt (s. Formel (5-1)). Hierfür wurden die einzelnen NS-Netze den Gemeinden zugeordnet und jeweils eine gemeindeabhängige Durchdringung von PV-Anlagen bestimmt, welche im Anhang in Tabelle 9-8 dargestellt sind.

Zur Bestimmung der Anzahl an HSS ($n_{HSS,i}$) wird im fünften Schritt die Anzahl der PV-Anlagen je Netzknoten ($n_{PV,i}$) ermittelt. Die Anzahl der PV-Anlagen setzte sich aus der Summe der bestehenden PV-Anlagen und der Anzahl zusätzlicher PV-Anlagen zusammen. Die Anzahl zusätzlicher PV-Anlagen wurde über die errechnete, zusätzliche PV-Leistung ($P_{PV,Pot,i}$) und dem Median der Anlagenleistung (P_{med}) in der Projektregion bestimmt. Im sechsten Schritt wird, anhand der in den Szenarien festgelegten Durchdringung von HSS kombiniert mit der Anzahl der PV-Anlagen, die Anzahl der HSS bestimmt. /IAEW-01 19/

Resultierende Netzbelegung der Szenarien

Die aus der Quantifizierung der Szenarioausprägungen resultierende Netzbelegung für detaillierte und aggregierte Ortsnetze, also für das Gesamtnetz der Projektregion, sind in den folgenden Abbildungen zusammengefasst. In Abbildung 5-10 sind die resultierenden Leistungen und in Abbildung 5-11 die entsprechenden Anzahlen dargestellt. Für HSS, WP und ESH wird die installierte Leistung nach der in Anhang 9.5.7 dargestellten Methodik bestimmt.

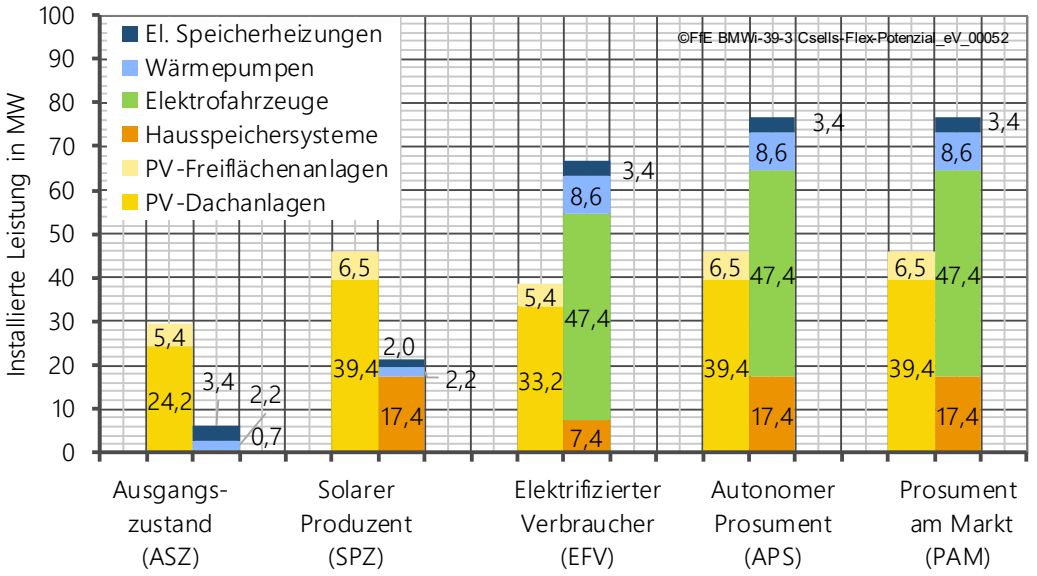


Abbildung 5-10: Installierte Leistung in MW der relevanten Komponenten des Ausgangszustandes und der vier Szenarien im gesamten Netzgebiet

Die unterschiedlichen Nutzungen des vorhandenen Potenzials für PV-Dachanlagen führt innerhalb der niedrigen Ausprägung (EFV) zu einem Anstieg der installierten Leistung um 41 % auf ca. 33 MW sowie bei Betrachtung der hohen Ausprägung (SPZ, APS, PAM) um einen Anstieg von 88 % auf ca. 39 MW. In der Projektregion ergeben sich somit für die niedrige Ausprägung 746 zusätzliche Anlagen und sowie 1588 zusätzliche Anlagen für die hohe Ausprägung. Die Gesamtanlagenleistung der sechs bestehenden PV-Freiflächenanlagen wird um 20 % von 5,4 MW auf 6,5 MW erhöht.

In den Szenarien „Solarer Produzent", „Autonomer Prosument" und Prosument am Markt" wurde jeder PV-Dachanlage ein HSS zugeordnet. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5.3 dargestellten Methodik zur Dimensionierung der HSS ergibt sich im Netzgebiet eine installierte Leistung von ca. 17,4 MW, was einem Zuwachs gegenüber dem Ausgangszustand um den Faktor 25 und somit ca. 3.400 verteilten HSS entspricht. Im Szenario EFV wird die Hälfte der PV-Dachanlagen mit HSS ausgestattet, was bei gleichzeitig geringerem Ausbau an PV-Anlagen in einer installierten Leistung von ca. 7,4 MW (ca. 1.300) resultiert.

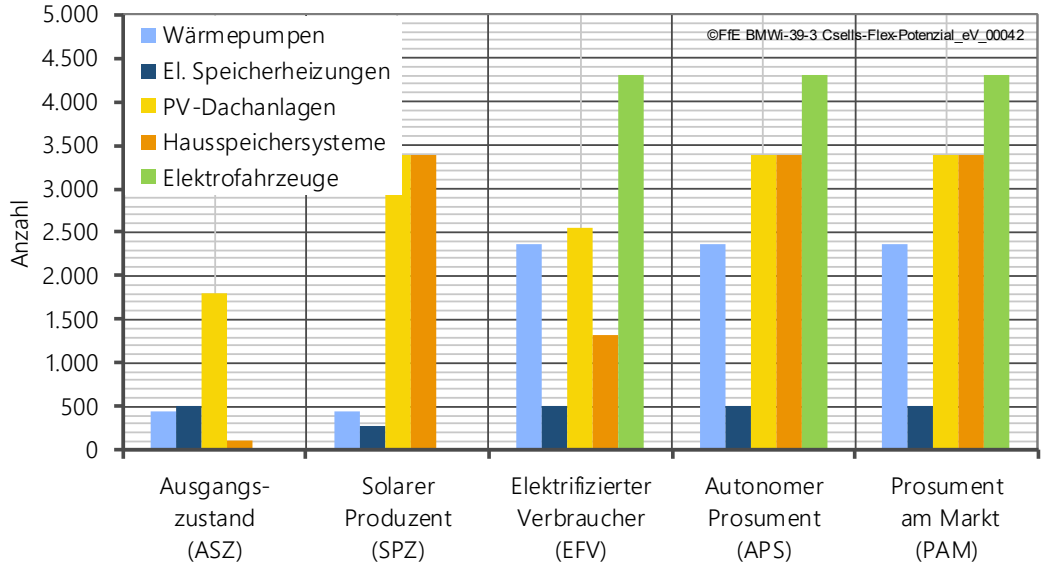


Abbildung 5-11: Anzahl der relevanten Komponenten des Ausgangszustandes und der vier Szenarien im gesamten Netzgebiet

Für WP wird bei einer Durchdringung von 50 % der Hausanschlüsse innerhalb der Szenarien EFV, APS und PAM eine installierte Leistung von ca. 8,6 MW mit insgesamt ca. 2.400 Anlagen erzielt. Die Anzahl an ESH bleibt unverändert bei ca. 500 Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 3,4 MW. Im Szenario SPZ werden dagegen bestehende ESH zurückgebaut, wodurch eine installierte Leistung von ca. 2 MW verbleibt. Weiterhin werden 50 % der WE im Netzgebiet mit EFZ ausgestattet. Hieraus resultieren rund 4.300 EFZ, welche mit maximal 11 kW an einer Ladestation laden. EFZ haben somit den größten Anteil der installierten Leistung der Flexibilitätsoptionen der Szenarien EFV, APS und PAM mit insgesamt 47,4 MW, was ca. 60 % (APS, PAM) bzw. 70 % (EFV) der zusätzlich installierten Leistung entspricht.

5.3 Verteilnetzmodellierung

Die Modellierung der Netzbelastung wird im Verteilnetzsimulationsmodell GridSim mittels dreiphasiger, unsymmetrischer Lastflussberechnung in der MS und NS durchgeführt (detaillierte Modellbeschreibung zu GridSim siehe /FFE-45 17/, /NOBI-01 16/, /SAM-01 17/). Für die Szenarien und den Ausgangszustand werden jeweils Jahressimulationen in 15-minütiger Auflösung durchgeführt und ausgewertet.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst die Initialisierung und Belegung der Netzgebiete mit den berücksichtigten Komponenten beschrieben. Darauf aufbauend wird die Modellierung der detaillierten und aggregierten Netze und basierend darauf die Flexibilitäts-Bedarfsermittlung erläutert. Abschließend wird die Methodik zur Ermittlung des Flexibilitäts-Potenzials sowie zur Verknüpfung von Bedarf und Potenzial dargelegt.

5.3.1 Netzinitialisierung

In den detaillierten Netzen werden zu Beginn der Simulation die Haushalte, Gewerbebetriebe und alle weiteren in der NS angeschlossenen und in Tabelle 5-2 aufgeführten Komponenten den Netzknoten anhand der realen Daten zugeordnet. Werden auf Grund der Szenarien Komponenten hinzugefügt, sind diese zufällig dort im Netz zu verteilen, wo ausgehend von den realen Eingangsdaten noch keine Komponente vorhanden ist. Die Anzahl der

Komponenten ergibt sich aus dem in Abschnitt 5.2.2 vorgestellten Durchdringungen im Zusammenhang mit Netzstrukturdaten, wie beispielsweise der Anzahl der HA und WE oder auch PV-Dachanlagen. Die Bestimmung der installierten Leistung der verteilten Komponenten erfolgt für jede Komponente anhand verschiedener Vorgehensweisen.

Tabelle 5-2: Komponenten an den Netzverknüpfungspunkten in Nieder- und Mittelspannung

Komponente	Netzebene	Modellierungsmethodik	Lastgangtyp
Haushalt	NS	3-Phasiger Lastprofilgenerator, basierend auf Einzelverbrauchern auf Jahresverbrauch skaliert /FFE-23 19/	Generiert
Gewerbe	NS	Standardlastprofile (G0-G6) skaliert auf bekannte Jahresverbräuche /VDEW-01 99/	SLP
Industrie	MS	Normierte Messdaten skaliert auf bekannte Jahresverbräuche /VDEW-01 99/	Messdaten
Verbraucher mit RLM	MS	Reale Lastgänge, bereitgestellt von Bayernwerk	Messdaten
PV-Anlagen	NS, MS	Normierte Daten realer Anlagen skaliert auf installierte Leistung /FFE-45 17/	Messdaten
Wärmepumpen	NS	Wärmelastganggenerator /SCHROE-02 16/ basierend auf /BDEW-08 13/, /FFE-56 15/, /IFE-01 03/	Generiert
Elektrische Speicherheizungen	NS		
Hausspeichersysteme	NS	-	Generiert
Elektrofahrzeuge	NS	Fahrprofilgenerator /FFE-32 17/ basierend auf /MID-02 10/	Generiert
Windenergieanlagen	MS	Normierte, auf Landkreisebene regionalisierte Daten realer Anlagen skaliert auf die installierte Anlagenleistung der Region /TAM-01 17/	Messdaten
Biomasseanlagen	MS	Normierte, auf Landkreisebene regionalisierte Daten realer Anlagen skaliert auf die installierte Anlagenleistung der Region /FFE-04 16/	Messdaten
Laufwasserkraftwerke	MS	Normierte Daten einer Anlage aus Österreich, skaliert auf die installierte Anlagenleistung der Region	Messdaten

PV-Dachanlagen

Ausgehend von der Durchdringung für PV-Dachanlagen, welche sich bereits an dem ermittelten, gemeindeabhängigen Potenzial der Region für PV-Dachanalagen orientiert, wird mittels der Anzahl der HA die Anzahl der PV-Anlagen bestimmt. Unter Verwendung des Medians der PV-Dachanlagenleistung von 9,7 kW in der Projektregion als mittlere Anlagengröße, wird für jedes Netz die Zielleistung berechnet. Die hierfür zu ermittelnde Zubauleistung berechnet sich aus dem ermittelten Potenzial und dem aktuellen Bestand. Der Zubau erfolgt unter der Prämisse, dass die vorgegebene Durchdringung bestmöglich erfüllt wird. Die jeweilige PV-Dachanlagengröße der zugebauten Anlagen ergibt sich aus der zugebauten PV-Dachanlagenleistung sowie der vorgegebenen, mittleren Anlagengröße und wird anschließend mit einer Standardabweichung von ± 3 kW um den Zielwert normalverteilt. Um sehr kleine Anlagengrößen zu vermeiden wird eine minimale Anlagengröße von 2 kW festgelegt. Bei sämtlichen Anlagen ist keine Spitzenkappung bzw. die Möglichkeit von Einspeisemanagement berücksichtigt (siehe § 9 EEG). Die Ausrichtung der PV-Dachanlagen in den detaillierten NS-Netzen wird mithilfe der in FREM vorliegenden Daten des

Marktstammdatenregisters ermittelt. /FFE-21 17/ Hierzu werden die vom Netzbetreiber bekannten Anlagen in der Projektregion lokalisiert und die Ausrichtungswinkel der PV-Anlagen in Grad (Norden entspricht 0°) bestimmt. Als Eingangsparameter wird für GridSim die Ausrichtung anteilig in den Kategorien Ost, Süd und West benötigt. Dabei werden die Anlagen mit einem Ausrichtungswinkel kleiner 135° der Kategorie Ost (19 %), Anlagen mit einem Ausrichtungswinkel größer 225° der Kategorie West (23 %) und Anlagen mit einem Ausrichtungswinkel zwischen 135° und 225° der Kategorie Süden (58 %) zugeordnet. Welche Ausrichtung die jeweilige Anlage in den detaillierten NS-Netzen erhält, wurde zufällig anhand der Anteile und der Gesamtanlagenanzahl bestimmt.

Hausspeichersysteme

Die Auslegung der Kapazität von HSS erfolgt anhand des Verhältnisses von Speicherkapazität zu installierter PV-Leistung. Für das Jahr 2017 wurde das Verhältnis von Speicherkapazität zur PV-Anlagenleistung mit 1 kWh/kWp ermittelt /ISEA-01 18/. Um die Kapazität der HSS, welche sehr großen PV-Anlagen zugeordnet werden zu begrenzen, wurde eine maximale Kapazität von 18 kWh festgelegt /ISEA-01 18/. Die Leistung des jeweiligen HSS ist von der installierten Kapazität abhängig. Hierzu wurde das Verhältnis von Kapazität zu installierter Leistung von 2,27 kWh/kW hergeleitet und verwendet /ÜNB-02 18/.

Power-to-Heat-Anlagen

WP und ESH werden für jedes Gebäude individuell ausgelegt. Bei Vernachlässigung des Trinkwarmwasserbedarfs (gilt insbesondere für Bestandsgebäude) ergibt sich die maximale, elektrische Leistung von WP abhängig von der Normheizlast des Gebäudes und der Jahresarbeitszahl /FFE-45 17/. Die Normheizlast ist die Heizlast bei Norm-Außentemperatur. Die Norm-Außentemperatur ist das tiefste Zweitagesmittel der Lufttemperatur, welches zehnmal in 20 Jahren erreicht wird. /DIN-02 08/ Die Normheizlast ist weiterhin abhängig vom Gebäudetyp, der damit einhergehenden Wohnfläche und dem Sanierungsgrad. Für die Bestimmung der maximalen elektrischen Leistung der ESH wird der maximale Wärmebedarf in der Zeit zwischen 6 und 22 Uhr des Tages bei Norm-Außentemperatur betrachtet. Die in diesem Zeitraum abzugebende Wärmeenergie muss innerhalb der erlaubten Ladedauer von 10 Stunden bereitgestellt werden /KLZ-01 16/. Die Power-to-Heat-Anlagen decken den Wärmebedarf, welcher sich aus dem Raumwärmelastgängen für jedes individuelle Gebäude ergibt. Die Raumwärmelastgänge werden während der Initialisierung anhand der Methode der SLP für Gaskunden erstellt (/BDEW-03 15/) und ergeben sich aus dem jährlichen Heizwärmebedarf, der Baualtersklasse und dem Sanierungsgrad des Gebäudes sowie dem lokalen Temperaturprofil. /SCHROE-02 16/ Für bereits bestehende, reale Power-to-Heat-Anlagen wurde der aus den Eingangsdaten bekannte, elektrische Heizwärmebedarf in einen thermischen Bedarf überführt und die erstellen Raumwärmelastgänge in diesen Gebäuden anhand des bekannten, elektrischen Heizwärmebedarfs angepasst.

Elektrofahrzeuge

Für EFZ wurde definiert, dass alle EFZ über eine dreiphasige Ladestation mit maximaler Ladeleistung von 11 kW geladen werden können. Zur Modellierung der EFZ werden diese in die drei Fahrzeugklassen Kompakt (53 %)-, Mittel (15 %)- und Oberklasse (32 %) mit den Batteriekapazitäten 29 kWh (Kompaktklasse), 34 kWh (Mittelklasse) und 82 kWh (Oberklasse) aufgeteilt /FFE-20 18/. Die verwendeten Fahrprofile basieren auf der Studie *Mobilität in Deutschland* und wurden mit einem Fahrprofilgenerator aufbereitet und zufällig auf die Fahrzeuge verteilt. /MID-02 10/, /FFE-32 17/ Die Zuordnung von einem oder mehreren EFZ auf die im Netz vorhandenen WE erfolgt bevorzugt auf WE, an deren HA auch eine PV-

Dachanlage vorhanden ist. Weitere Parameter für die Netzinitialisierung sind im Anhang in Abschnitt 9.5.6 aufgeführt.

Nach der Auslegung der Komponenten innerhalb der Initialisierung der detaillierten NS-Netze werden die detaillierten und aggregierten NS-Netze den Knoten im MN-Netz zugewiesen. Anschließend werden die im Netzgebiet vorhandene Industriebetriebe, Verbraucher mit registrierter Leistungsmessung (RLM), WEA, BMA und LWK in der MS verortet. Für die Last- und Erzeugungsgänge der Verbraucher und Erzeuger in der MS werden Messdaten verwendet. Die Erzeugungsgänge von PV-Freiflächenanlagen in der MS werden angelehnt an die Erzeugungsgänge für PV-Dachanlagen in NS-Netzen erstellt, wie im folgenden Abschnitt beschrieben wird. Hierbei wird angenommen, dass alle PV-Freiflächenanlagen nach Süden ausgerichtet sind.

5.3.2 Detaillierte Niederspannungsnetze: Lastgangerstellung und -zuweisung

Nach der Netzinitialisierung werden zuerst in den detaillierten Ortsnetzen Lastgänge je nach Komponente und abhängig von der zugewiesenen Steuerung sowie der installierten Leistung bzw. des Jahresenergieverbrauchs erstellt. Im Rahmen der Szenarien werden für detaillierte NS-Netze die Komponentenanzahlen und Steuerungsarten der PtH-Anlagen, EFZ, PV-Dachanlagen und HSS, wie in Abschnitten 5.2.2 erläutert, über Parameter angepasst. Für PV-Dachanlagen werden passende Erzeugungsgänge anhand des Standortes und der installierten Leistung verwendet. Die Lastgänge von PtH-Anlagen, EFZ und HSS werden durch die zugewiesenen Steuerungen elementar beeinflusst. Das Steuerungsverfahren und die Eingangsdaten der relevanten Steuerungen sind in Tabelle 5-3, Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5 aufgeführt und werden in die Kategorien Referenzsteuerungen, eigenverbrauchsoptimierte Steuerungen und marktpreisbasierte Steuerungen unterteilt.

Für die Erzeugungsgänge der PV-Dachanlagen werden normierte Messwerte von drei in Bayern befindlichen Anlagen verwendet, die jeweils nach Osten, Süden und Westen ausgerichtet sind. Da Ausrichtung und installierte Leistung der PV-Dachanlagen in den detaillierten Netzen bekannt sind, wird für jede Anlage anhand der Ausrichtung die passende Zeitreihe aus den Messwerten ausgewählt und anhand der installierten Leistung skaliert. /FFE-45 17/

Referenzsteuerung

Zu den Referenzsteuerungen in Tabelle 5-3 zählt das Überschussladen der HSS, die wärmegeführte Steuerung der WP und das auf der Rundfunksteuerung basierende Niedertarifladen der ESH. Beim Überschussladen laden die HSS zu jedem Zeitpunkt die maximal mögliche Residuallast (Residuallast, im Verbraucherzählpfeilsystem: negativ). bzw. entladen, sobald die Residuallast positiv ist. Die Residuallast entspricht dem PV-Überschuss abzüglich des Verbrauchs der Haushalte bzw. GHD-Betriebe sowie der potenziell vorhandenen EFZ, WP oder ESH. Wärmegeführte WP fahren den Wärmelastgang unter Berücksichtigung der Minimierung von Wärmeverlusten nach. Um den Wärmebedarf immer ausreichend decken zu können, wird Im Wärmespeicher der WP der Wärmebedarf der nächsten 2 Stunden vorgehalten /KLZ 01 16/. Für die klassische, von VNB angewendete Steuerung des Niedertarifladens werden die ESH im Netzgebiet anteilig in vorwärts- bzw. rückwärtsladende Anlagen aufgeteilt. Dementsprechend beginnt eine Hälfte der ESH mit der Ladung des Wärmebedarfs des folgenden Tages zu Beginn der Freigabezeit. Die andere Hälfte wird so angesteuert, dass der Wärmebedarf des folgenden Tages bis zum Ende des Freigabezeitraums geladen wird. In Rücksprache mit dem im Projekt beteiligten Netzbetreiber

liegt der Freigabezeitraum zwischen 22 – 6 Uhr. An sehr kalten Tagen muss tagsüber zwischengeladen werden. Der Zeitraum hierfür liegt zwischen 12 – 16 Uhr. Die Referenzsteuerungen werden im Ausgangszustand und im „Szenario Solarer" Produzent verwendet.

Tabelle 5-3: Logik und Eingangsdaten der Referenzsteuerungen

Steuerung (Quelle)	Kompo-nenten	Steuerungsverfahren	Eingangsdaten
Überschussladen (/FFE-48 16/)	HSS	Ungesteuertes laden der Residuallast nach Eigenverbrauch, Entladen bei positiver Residuallast	Residuallast am Hausanschluss
Wärmegeführt (/KLZ-01 16/)	WP	Nachfahren des Wärmelastgangs mit möglichst geringen Wärmeverlusten	Wärmelastgang aus Wärmelastganggenerator, Vorhaltedauer
Tarifladen	ESH	Ein Anteil der ESH wird bei Beginn der Freigabezeit zugeschaltet, der andere Teil rückwärts gesteuert, dass zum Ende des Freigabezeitraums der Wärmebedarf gedeckt ist	Wärmelastgang aus Wärmelastganggenerator, Anteil Vorwärts-/ Rückwärtsgesteuert, Freigabezeitraum

Eigenverbrauchsoptimierte Steuerungen

Die in Tabelle 5-4 dargestellten eigenverbrauchsoptimierten Steuerungen sind für HSS die prognosebasierte Steuerung und für EFZ, WP und ESH die residuallastgeführte Steuerung. Werden die HSS prognosebasiert gesteuert, wird für jeden Simulationszeitschritt bestimmt, wie viel Energie durch die PV-Anlage abzüglich der Haushalts- bzw. Gewerbelast bis Tagesende erzeugt wird. Ist diese überschüssige Energie größer als die freie Speicherkapazität wird ein „Dringlichkeits-Faktor" aus dem freien Speicherplatz des jeweiligen HSS und dem zu erwartenden Energieüberschuss erstellt. Die technisch mögliche Ladeleistung des HSS wird mit dem „Dringlichkeits-Faktor" multipliziert, was zu einer über den Mittag verteilten, konstanteren Ladeleistung führt. Bei positiver Residuallast wird ebenfalls entladen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. /FFE 48 16/

Für EFZ, WP und ESH wird zur Erhöhung des Eigenverbrauchs die residuallastgeführte Steuerung verwendet. Für EFZ wird hierfür die Batterie in drei Bereiche unterteilt. Bei einem SOC < 40 % wird das EFZ sofort nach Ankunft und unabhängig von verfügbarer Residuallast bis zu einem SOC von 40 % geladen. Im Bereich zwischen 40 % - 70 % wird optional und bevorzugt mit Residuallast geladen. Voraussetzung ist hier, dass bis zur nächsten Abfahrt ein SOC von 70 % erreicht werden. Ist der SOC > 70 % wird ausschließlich optional bei verfügbarer Residuallast geladen. /FFE-45 17/ Für WP und ESH setzt sich die Residuallast aus dem PV-Überschuss abzüglich des Haushaltsverbrauchs und der Ladeleistung des EFZ zusammen. Steht Residuallast zur Verfügung, laden die PtH-Anlagen über den aktuellen Wärmebedarf hinaus den Wärmespeicher auf. Die Kapazität des Wärmespeichers wird durch eine Anhebung des Temperaturniveaus von 60 °C auf 80 °C erhöht. /KLZ-01 16/ Eigenverbrauchsoptimierte Steuerungen bilden die Grundlage für das Szenario „Autonomer Prosument" sowie für HSS auch im Szenario „Elektrifizierter Verbraucher".

Tabelle 5-4: Logik und Eingangsdaten der eigenverbrauchsoptimierten Steuerungen

Steuerung (Quelle)	Kompo-nenten	Steuerungsverfahren	Eingangsdaten
Prognosebasiert (/FFE-48 16/)	HSS	Gewichtetes Laden anhand von „Dringlichkeits-Faktor" (freier Speicherplatz / Energieüberschuss bis Tagesende), Entladen bei positiver Residuallast	Energieüberschuss durch PV-Anlage abzüglich der Haushalte/Gewerbelast
Residuallastgeführt (/KLZ-01 16/, /FFE-45 17/)	EFZ	Residuallast laden wenn SOC > 40% & SOC($t_{Abfahrt}$) > 70% | SOC > 70%	Fahrzyklen aus Fahrzyklusgenerator, Residuallast
	WP, ESH	Laden der Residuallast zusätzlich zum Wärmebedarf sowie Erhöhung des max. Temperaturniveaus des Wärmespeichers	Wärmelastgang aus Wärmelastganggenerator, Residuallast, Parameter für erhöhtes Temperaturniveau

Marktpreisbasierte Steuerungen

In Tabelle 5-5 sind die Logik und Eingangsdaten für die marktpreisbasierten Steuerungen für EFZ, WP und ESH dargestellt. Jeder Komponente wird ein Fahrplan zur kostenoptimalen Deckung des Energiebedarfs zugeschrieben. Der Fahrplan wird anhand einer täglich um 11:30 Uhr stattfindenden Preisprognose unter Berücksichtigung einer perfekten PV-Überschuss- und Haushaltslastprognose erstellt. Unter der Annahme, dass die Erhöhung des Eigenverbrauchs kostenoptimal ist, da eine potenzielle Einspeisevergütung vernachlässigt wird bzw. davon ausgegangen wird, dass diese geringer als der Bezugspreis ist, wird auch der Anteil der Residuallast an der Bedarfsdeckung im Prognosehorizont maximiert. Für EFZ gilt, wie für die Residuallastgeführte Steuerung auch, ein dreiteiliger Batterieberiech, so dass ab einem SOC > 40 % unter Berücksichtigung der Nebenbedingung eines SOC > 70 % zum nächsten Abfahrtszeitpunkt, preisbasiert geladen wird. PtH-Anlagen nutzen den vorhandenen Wärmespeicher, um den Wärmebedarf innerhalb des Prognosehorizonts kostenoptimal zu decken. /LEI 01 17/ Als Börsenpreiszeitreihe wurde eine EEX-Preisreihe für das Jahr 2030 (/FFE-104 19/, fuEL-Szenario) verwendet. Die Marktpreisbasierte Steuerung findet Anwendung für die Szenarien „Elektrifizierter Verbraucher" (HSS ausgeschlossen) und „Prosument am Markt".

Tabelle 5-5: Logik und Eingangsdaten der marktpreisbasierten Steuerungen

Steuerung (Quelle)	Kompo-nenten	Steuerungsverfahren	Eingangsdaten
Marktpreisbasiert (/LEI-01 17/, /FFE-32 17/)	EFZ	Laden zu Zeiten des niedrigsten Börsenpreises anhand einer Day-Ahead-Prognose wenn SOC > 40% & SOC($t_{Abfahrt}$) > 70% | SOC > 70%, Maximierung eines kostenunabhängigen Eigenverbrauchs	Fahrzyklen aus Fahrzyklusgenerator, Börsenpreis, Residuallast nach Eigenverbrauch durch Haushalte
	WP, ESH	Laden des Wärmebedarfs zu Zeiten des niedrigsten Börsenpreises anhand einer Day-Ahead-Prognose, Maximierung eines kostenunabhängigen Eigenverbrauchs	Wärmelastgang aus Wärmelastganggenerator, Börsenpreis, Residuallast nach Eigenverbrauch durch Haushalte und EFZ

Anhand der dargestellten Steuerungslogiken werden für jeden Zeitschritt einer Jahressimulation dreiphasige Lastgänge für EFZ, HSS, WP und ESH erstellt und zusammen mit den Lastgängen für Haushalte und GHD-Betriebe sowie den Erzeugungsgängen für PV-Dachanlagen den entsprechenden Knoten in den detaillierten NS-Netzen zugewiesen.

5.3.3 Aggregierte Niederspannungsnetze: Lastgangerstellung und -zuweisung

In den aggregierten NS-Netzen, welchen den Großteil der betrachteten NS-Netze in der Projektregion darstellen, werden die gleichen Komponenten (Haushalte, GHD-Betriebe, EFZ, HSS, WP, ESH, PV-D) wie in den detaillierten NS-Netzen berücksichtigt.

Ein typisches Verfahren zur Abbildung einer Vielzahl von Anlagen ist die Skalierung von SLP mit Hilfe der bekannten Jahresenergieverbräuche. Dieses Verfahren wurde für Haushalte und GHD-Betriebe angewendet, womit Haushalte durch skalierte H0-Profile und GHD-Betriebe durch skalierte G0-G6-Profile abgebildet werden /VDEW-01 99/. Da innerhalb der Szenarien jedoch Komponenten wie EFZ und HSS betrachtet werden, für die keine SLP verfügbar sind und ein von SLP abweichendes Verbraucherverhalten aufgrund optimierender Steuerungen vorliegt, ist eine derartige Herangehensweise nicht ausreichend.

Um alle sonstigen Komponenten (WP, ESH, EFZ, HSS) abzubilden, wurde daher das Verfahren der dynamischen Lastgangaggregation entwickelt, welches in Abbildung 5-12 dargestellt ist. Der dargestellte HA (links) steht hierbei exemplarisch für einen Hausanschluss in einem detaillierten Netz (Mitte), an dem beispielsweise ein EFZ platziert ist. Das betrachtete MS-Netz (rechts) setzt sich wiederrum aus 10 detaillierten und 163 aggregierten NS-Netzen zusammen. Für aggregierte NS-Netze, welche lediglich Lastknoten ohne Netztopologie in der MS darstellen, sind die Anzahl an EFZ und HSS sowie die Jahresenergieverbräuche für PtH-Anlagen nach dem in Abschnitt 5.2.2 vorgestellten Szenario-Prozess bekannt. Zum Abbilden der Lastgänge der sonstigen Komponenten in aggregierten NS-Netzen wird in einem ersten Schritt eine Jahressimulation der detaillierten NS-Netze durchgeführt und die jeweilige Summenlast je Komponente aus allen detaillierten NS-Netzen gebildet. Die Summenlast wird im zweiten Schritt anhand der jeweiligen Anzahl oder dem jeweiligen Jahresenergieverbrauch der Komponenten eines aggregierten Netzes skaliert. Somit können für jedes aggregierte NS-Netz individuelle Lastgänge je Komponente erstellt und anschließend die Lastflussberechnung im MS-Netz mit detaillierten und aggregierten NS-Netzen durchgeführt werden.

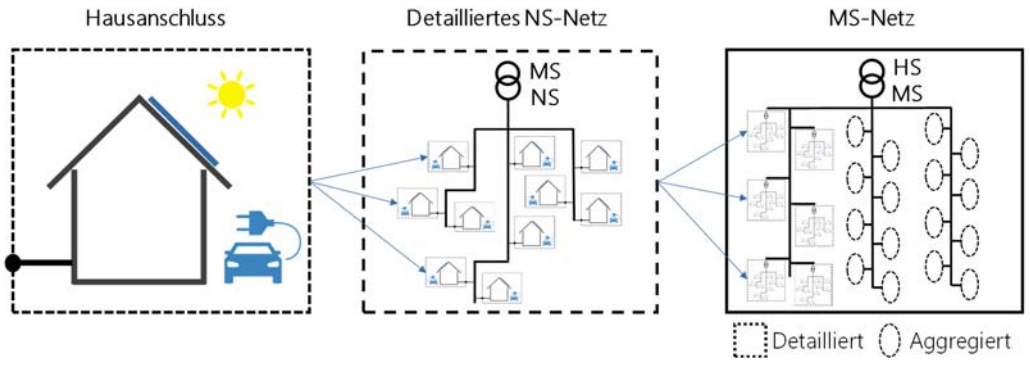


Abbildung 5-12: Überblick der kombinierten Simulation detaillierter und aggregierter NS-Netze /FFE-99 19/

Für EFZ und HSS leitet sich der für die Ermittlung des Summenlastgangs notwendige Skalierungsfaktor aus der Anzahl der Komponenten des aggregierten Netzknotens und der

Anzahl der Komponenten der detaillierten Netze ab. Das Vorgehen wird in Formel (5-2) verdeutlicht.

$$P_{k,agg,i}(t) = \sum_{k=1}^{n} P_{k,det}(t) * \frac{n_{k,agg,i}}{n_{k,det}} \quad (5\text{-}2)$$

$P_{k,agg,i}(t)$ in kW	Last der Komponente k im aggregierten Netz i zum Zeitschritt t
$P_{k,det}(t)$ in kW	Last der Komponente k der detaillierten Netze zum Zeitschritt t
$n_{k,agg,i}$	Anzahl der Komponente k im aggregierten Netz i
$n_{k,det}$	Anzahl aller Komponenten k der detaillierten Netze

Das Vorgehen für die Bildung der aggregierten Lastgänge der PtH-Anlagen (WP, ESH) unterscheidet sich in der Skalierung. Für die PtH-Anlagen wird dabei der Jahresenergieverbrauch des jeweiligen aggregierten Netzes in das Verhältnis zum Jahresenergieverbrauch der PtH-Anlagen aller detaillierten Netzen gesetzt. Die Lastgänge für PtH-Anlagen je aggregiertem Netz leiten sich somit aus Formel (5-3) ab.

$$P_{k,agg,i}(t) = \sum_{k=1}^{n} P_{k,det}(t) * \frac{E_{k,agg,i}}{E_{k,det}} \quad (5\text{-}3)$$

$P_{k,agg,i}(t)$ in kW	Last der Komponente k im aggregierten Netz i zum Zeitschritt t
$P_{k,det}(t)$ in kW	Last der Komponente k der detaillierten Netze zum Zeitschritt t
$E_{k,agg,i}$ in kWh	Jahresenergieverbrauch der Komponente k im aggregierten Netz i
$E_{k,det}$ in kWh	Jahresenergieverbrauch aller Komponenten k der detaillierten Netze

Eine Validierung der Methodik mit dem Schwerpunkt auf EFZ ist in /FFE-99 19/ veröffentlicht.

5.3.4 Flexibilitäts-Bedarf im Engpassfall

Das folgende Kapitel wurde bereits in /FFE-05 20/ veröffentlich und wird hier zur Vollständigkeit aufgeführt.

Der Fokus der Untersuchung liegt auf strombedingten Engpässen, welche durch das Überschreiten eines festgelegten Grenzstroms von Betriebsmitteln erfolgen. Die Methodik orientiert sich hierbei an dem vom BDEW vorgestellten Ampelkonzept (/BDEW-08 15/). Da die Auslastungsgrenzwerte für den Grenzstrom individuell zu treffende Grenzen jedes Netzbetreibers darstellen, wurden in Absprache mit dem zuständigen Netzbetreiber die auf dessen Netzgebiet zu beziehenden Auslastungsgrenzwerte folgendermaßen festgelegt: Für Betriebsmittel gilt, dass sich das Netz bei einer Auslastung ≥ 50 % in der gelben oder roten Netz-Ampelphase befindet. Bei einer Auslastung ≥ 60 % wird in die rote Ampelphase gewechselt. Der Flexibilitäts-Bedarf (Flex-Bedarf) ist als Leistungsänderung definiert, welche benötigt wird, um die definierte Auslastungsgrenze nicht zu überschreiten.

In diesem Anwendungsfall ist es das Ziel, das Netzgebiet in die grüne Ampelphase zurückzuführen und somit die Auslastung unter 50 % zu senken. Hierfür wird nach Identifizierung einer Überlastung der zur Ausregelung notwendige Wirkstrom I_{Bedarf} nach Formel (5-4) berechnet. Die Methodik zur Bestimmung des Flex-Bedarfs ist zusätzlich in Abbildung 5-13 dargestellt. Betrachtet wird hierbei die am stärksten ausgelastete Phase.

$$I_{Wirk,\ Bedarf} = Re\{\underline{I}_{Soll}\} - Re\{\underline{I}\} = sign(Re\{\underline{I}\}) * \sqrt{|\underline{I}_{soll}|^2 - Im\{\underline{I}^2\}} - Re\{\underline{I}\} \quad (5\text{-}4)$$

I_{Soll} in A	Max. Schein-Strom aufgrund Betriebsmittelkapazität
I in A	Schein-Strom I im Ist-Zustand
$I_{Wirk, Bedarf}$ in A	Zur Ausregelung der Überlastung notwendiger Wirk-Strom

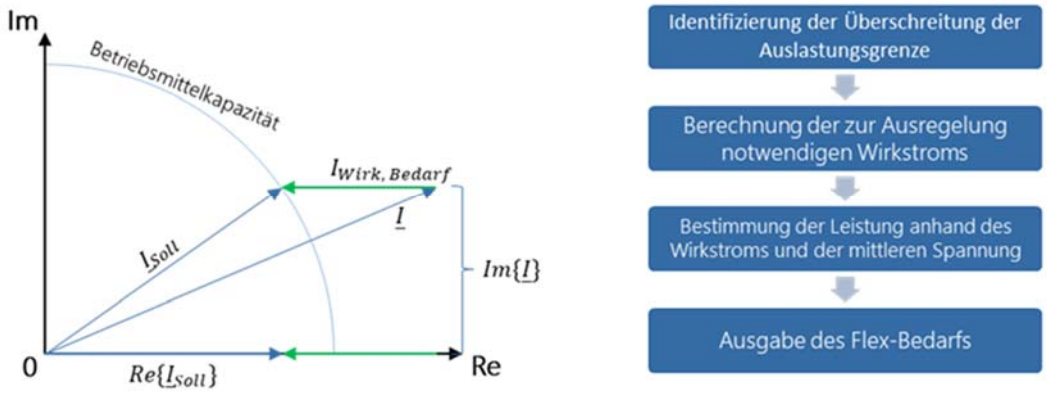


Abbildung 5-13: Ermittlung des notwendigen Wirkstroms $I_{Wirk, Bedarf}$ zur Ausregelung bei Überschreitung der Auslastungsgrenze im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) (links) und Verfahrensschritte zur Ermittlung des daraus resultierenden Flex-Bedarfs je Betriebsmittel (rechts)

Der Flex-Bedarf ist im Falle einer Überlastung durch zu hohe Last negativ und im Falle zu hoher Erzeugung in Anlehnung an die Notation der Regelleistung positiv definiert.

Die Überlastungen sollen durch Wirkleistung kompensiert werden. Aus diesem Grund ist $I_{Wirk, Bedarf}$ stets ein reiner Wirkstrom. Zur Bestimmung des nötigen Stroms muss daher basierend auf dem aktuellen Strom I, der maximal erlaubte Wirkstrom I_{Soll} berechnet werden, damit der Betrag des Stroms innerhalb der Betriebsmittelkapazität liegt. Anhand der mittleren Spannung der Phasen des jeweiligen Knotens, an dem der Strom I bestimmt wird, wird der zur Ausregelung benötigte Wirkstrom in eine Wirkleistung übersetzt.

5.3.5 Flexibilitäts-Potenzial im Engpassfall

Grundlegende Aspekte des folgenden Kapitels wurden bereits in /FFE-05 20/ veröffentlich und werden hier zur Vollständigkeit aufgeführt.

Das Flex-Potenzial wird durch die Fähigkeit einer Flex-Option beschrieben, die Wirkleistung durch ein externes Signal netzdienlich zu verändern und kann in negatives und positives Potenzial unterschieden werden. Wird zu viel Leistung in das Netz eingespeist, besteht der Bedarf nach negativer Flexibilität, was einer Verringerung der Einspeiseleistung oder einer Erhöhung der Last entspricht. Ist die Last im Netz zu hoch wird hingegen positive Flexibilität benötigt. Das positive Flex-Potenzial entspricht somit einer Erhöhung der Einspeiseleistung oder Verringerung der Last.

Weiterhin ist das Flex-Potenzial der Anlagen durch technische Restriktionen und Nutzervorgaben beschränkt (siehe Tabelle 5-6). Unter technischen Restriktionen werden Leistungs- sowie Speicherfüllstands- (State of Charge: SOC) Restriktionen betrachtet. Das Flex-Potenzial ist somit einerseits durch die maximale Lade- und Entladeleistung der jeweiligen Flex-Option begrenzt. Andererseits darf für die jeweilige Zeitschrittdauer das Flex-Potenzial zu keiner Verletzung der oberen oder unteren Speichergrenze führen. Die nutzerbedingten Restriktionen ergeben sich aus den Wärme- und Mobilitätsbedürfnissen.

Elektrofahrzeuge mit einem SOC kleiner 40 % haben kein Flex-Potenzial, da die Fahrzeuge in diesem Fall mit voller Leistung laden müssen und der Ladevorgang nicht unterbrochen werden darf. Ist der SOC größer als 40 % und die Nebenbedingung erfüllt, dass bis zur nächsten Abfahrt ein gewünschter SOC ($t_{Abfahrt}$) von 70 % erreicht werden kann, ist die von der Steuerung gestellte Ladeleistung abschaltbar. Negatives Flex-Potenzial ist verfügbar, sobald die Ladeleistung (P) des EFZ kleiner als die maximale Ladeleistung (P_{max}) und der Speicher nicht vollständig geladen ist.

Tabelle 5-6: Flex-Potenziale je Flex-Typ und zugehörige Restriktion

Flex-Typ	Flex-Potenzial	Restriktionen
EFZ	Positiv	$P > 0$ kW & (SOC > 40% & $SOC(t_{Abfahrt}) > 70$ %)
	Negativ	$P < P_{max}$ & SOC < 100 %
HSS	Positiv	$P > -P_{max}$ & $SOC > 0$
	Negativ	$P < P_{max}$ & SOC < 100 %
WP	Positiv	$P > 0$ kW & $Q_{Speicher} > Q_{Bedarf,2h}$
	Negativ	$P < P_{max}$ & SOC < 100 % & $Q_{Bedarf,72h} > 0$ kWh
ESH	Positiv	$P = P_{max}$ & $Q_{Speicher} > Q_{Bedarf,24h}$
	Negativ	$P = 0$ kW & $Q_{Bedarf,72h} > 0$ kWh & SOC < 100 %

Die HSS unterliegen lediglich Leistungs- und Speicher-Restriktionen. Falls die HSS laden, die Ladeleistung (P) kleiner als die maximale Ladeleistung (P_{max}) ist und der maximale Speicherfüllstand nicht überschritten wird, liegt sowohl positives als auch negatives Flex-Potenzial vor. Gleiches gilt für den Entladevorgang bei Betrachtung der unteren Speichergrenze.

Für drehzahlgesteuerte WP gilt die Restriktion, dass der Wärmebedarf ($Q_{Bedarf,2h}$) der nächsten zwei Stunden vorgehalten werden muss. Wird hierbei unter Berücksichtigung der maximalen Speichergrenze die maximale Anlagenleistung nicht ausgenutzt und weiterhin Wärmebedarf innerhalb der nächsten 72 Stunden ($Q_{Bedarf,72h}$) prognostiziert, steht negatives Flex-Potenzial zur Verfügung. Somit wird verhindert, dass der Wärmespeicher nicht unnötig aufgeheizt wird, wenn kein Bedarf besteht.

ESH werden zweipunktgeregelt modelliert, weswegen nur mit maximaler Ladeleistung geladen werden kann. Beim Tarifladen wird immer der Wärmebedarf der nächsten 24 Stunden geladen ($Q_{Bedarf,24h}$), wohingegen die Restriktionen für residuallast- und marktpreisbasierte Steuerungen der ESH analog zu den WP ist. Für den Fall, dass der Wärmebedarf gedeckt ist, der Speicher jedoch noch nicht vollständig gefüllt und Wärmebedarf für die nächsten 72 Stunden prognostiziert wird, besteht negatives Flex-Potenzial. Die Anlagen können also zugeschaltet werden. Die Ladeleistung der ESH ist abschaltbar (positives Flex-Potenzial), sobald der Bedarf der nächsten 24 Stunden gedeckt ist, die Anlage aber aufgrund von verfügbarer Residuallast oder eines günstigen Strompreises lädt.

5.3.6 Lösungspotenzial: Verschnitt von Flex-Bedarf und Flex-Potenzial

Um die Fähigkeit der im Netz vorhandenen Flex-Typen zum Ausregeln von Engpässen zu bewerten, wird das Flex-Potenzial mit dem Flex-Bedarf verschnitten. Ein Netzengpass kann aus mehreren, gleichzeitig stattfindenden Betriebsmittelüberlastungen (gemessen am

Ampelkonzept) bestehen. Abbildung 5-14 zeigt ein exemplarisches Mittelspannungsnetz im Knoten-Kanten-Modell mit einem Umspannwerk am Knoten 1 und zwei Leitungsüberlastungen zwischen den Knoten 2 und 4 sowie 7 und 8. Da es sich um ein Strangnetz handelt, sind alle von den Leitungen strangabwärts gerichteten Knoten auf die detektierten Engpässe elektrisch wirksam. In diesem Fall wird die Summe des Flex-Potenzials aller Flex-Optionen des Strangs mit den Knoten 4, 5, 6 und des Strangs mit dem Knoten 8 betrachtet. Ist das ermittelte Flex-Potenzial je Strang größer als der Flex-Bedarf der zugehörigen Leitung, können die Flex-Optionen den Engpass ausregeln. Dies wird für jeden Zeitschritt und jedes Betriebsmittel mit Flex-Bedarf ermittelt. Ein Netzengpass lässt sich somit lösen, wenn alle simultanen Betriebsmittelüberlastungen durch Flex-Optionen in den Niederspannungsnetzen ausgeregelt werden können.

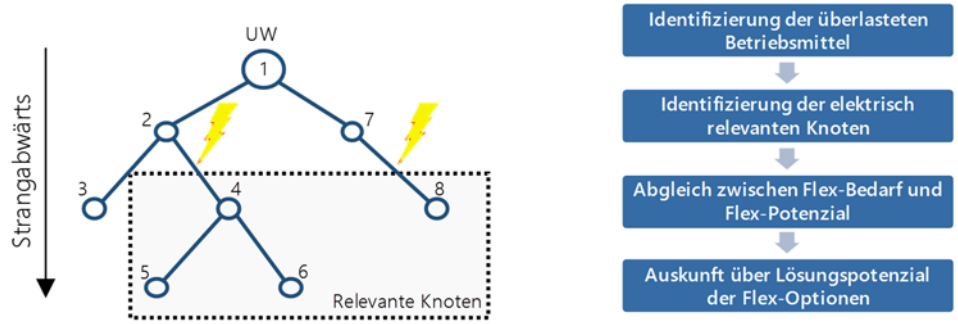


Abbildung 5-14: Identifizieren der hinter dem Engpass strangabwärts liegenden Knoten anhand zweier überlasteter Betriebsmittel (links) und Verfahrensschritte bis Auskunft über Lösungspotenzial der Flex-Optionen getroffen werden kann (rechts)

5.3.7 Bestimmung fehlender Simulationsparameter auf Basis von Messwerten

Um die in der Realität auftretenden Netzzustände besser abzubilden, werden anhand einer Optimierungsfunktion Eingangsparameter des Verteilnetzsimulationsmodells angepasst. Durch einen systematischen Vergleich von Mess- und Simulationsergebnissen auf Basis der kleinsten Fehlerquadrat-Methodik sollen so Differenzen minimiert werden. Dies betrifft vor allem Parameter, welche beim Netzbetreiber nicht vorliegen (bspw. Blindleistungsverhalten der Flex-Typen). Abbildung 5-15 zeigt die Methodik des hier angewandten Parameterfittings. Hellblau hinterlegte Felder stellen Datensätze dar, dunkelblau hinterlegte Felder Berechnungsschritte. Grau hinterlegte Kästen sind sonstige Arbeitsschritte.

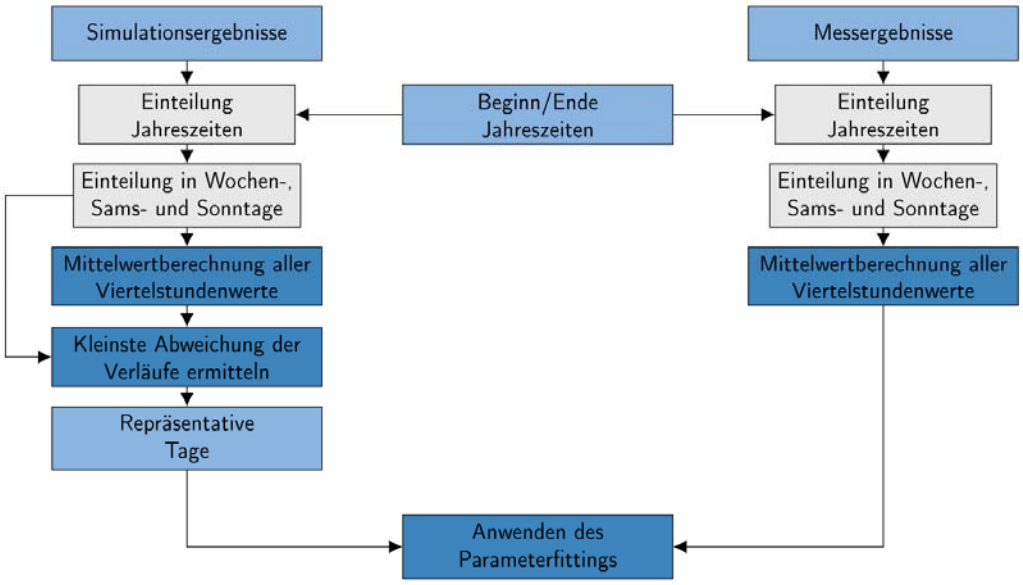


Abbildung 5-15: Methodikschaubild des Parameterfittings

Zunächst werden zur besseren Vergleichbarkeit sowohl Messergebnisse als auch Simulationsergebnisse in Typtage gemittelt. Hierfür wird zunächst ein ganzes Jahr simuliert, bevor anschließend anhand der Jahreszeiten und Wochentage die Simulationsergebnisse des Jahres zu Typtagen gemittelt werden. Da im Verteilnetzsimulationsmodell GridSim nur einzelne Tage und keine gemittelten Tage berechnet werden können, ist ein repräsentativer Tag zu bestimmen. Auf Basis der zuvor ermittelten Typtage aus den Simulationsergebnissen werden nun für alle Tage des Jahres, die in diese Typtagkategorie fallen (z.B. Wochentage im Frühling), die Summe der quadratischen Abweichungen zum gemittelten Typtag ermittelt. Der Tag, welcher hierfür den geringsten Fehler aufweist, wird als repräsentativer Tag bezeichnet und für die Optimierungsfunktion verwendet. Bevor nun das Parameterfitting angewendet wird, werden in GridSim die Strahlungsdaten, welche später zur Berechnung der PV-Leistung dienen, für den betrachteten Typtag gemittelt. Hintergrund hierbei ist, dass somit die sehr volatile Sonneneinstrahlung eines Tages keinen Effekt auf die Ergebnisse eines Typtages hat.

Vergleicht man derzeitige Simulationsergebnisse mit den vorhandenen Messwerten der Projektregion, so erhält man die in Abbildung 5-16 dargestellten Verläufe.

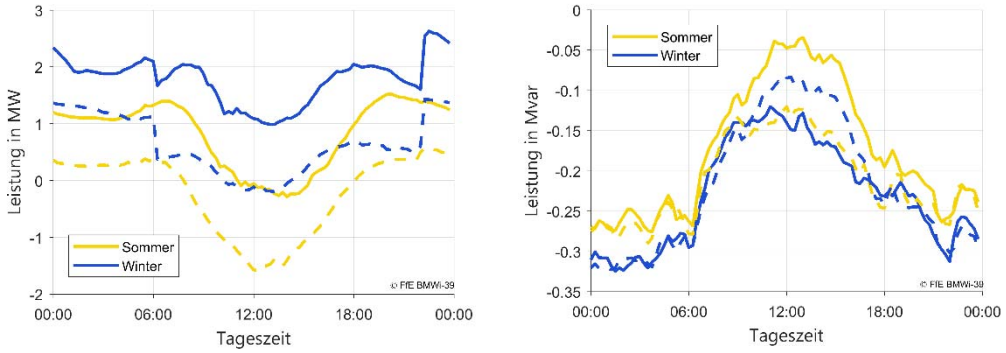


Abbildung 5-16: Vergleich der gemittelten Wochentage der Jahreszeiten Sommer und Winter von Messergebnissen (durchgängige Linie) und Simulationsergebnissen (gestrichelt) für Wirkleistung (links) und Blindleistung (rechts) eines Mittelspannungsstranges

Hier dargestellt ist der Typtag Wochentag für die Jahreszeiten Sommer und Winter eines Mittelspannungsstranges. Sowohl in der Wirkleistung (links) und der Blindleistung (rechts) sind deutliche Unterschiede zwischen Mess- und Simulationsergebnissen zu erkennen. Während in der Wirkleistung aufgrund der vorhandenen Datengrundlage nur sehr geringe Freiheitsgrade bzgl. den Parametern vorhanden sind, herrscht in der Vorgabe von Blindleistungsparametern wie Verschiebungsfaktoren eine große Variabilität. Aus diesem Grund bezieht sich das hier getätigte Parameterfitting primär auf die Blindleistung. Die Abbildung der Blindleistung ist von wichtiger Bedeutung, da für die Betrachtung des Flexibilitätsbedarfs im Verteilnetz die Betriebsmittelauslastung ausschlaggebend ist. Kennwert für die Auslastung der Betriebsmittel ist die Scheinleistung, welche sich aus der Vektoraddition von Wirk- und Blindleistung ergibt.

Als variabel definiert wurden somit die Verschiebungsfaktoren der Lastprofile, welche für jeden Knoten im Netz bekannt sind, sowie die Verschiebungsfaktoren der im Netz installierten PV-Anlagen. Position und installierte Leistung der PV-Anlagen sind gegeben, wodurch anhand von Strahlungsdaten der Lastgang ermittelt werden kann. Durch die Anpassung der Blindleistungsregelung der PV-Anlagen soll primär die große Differenz zu Mittagszeiten minimiert werden.

Der Effekt der Optimierungsfunktion ist in Abbildung 5-17 zu sehen. Hierfür wird ein Wochentag im Frühling betrachtet, welcher eine große Diskrepanz der ursprünglichen Simulationsergebnisse (rote Linie) zu den Messwerten (blaue Linie) aufweist.

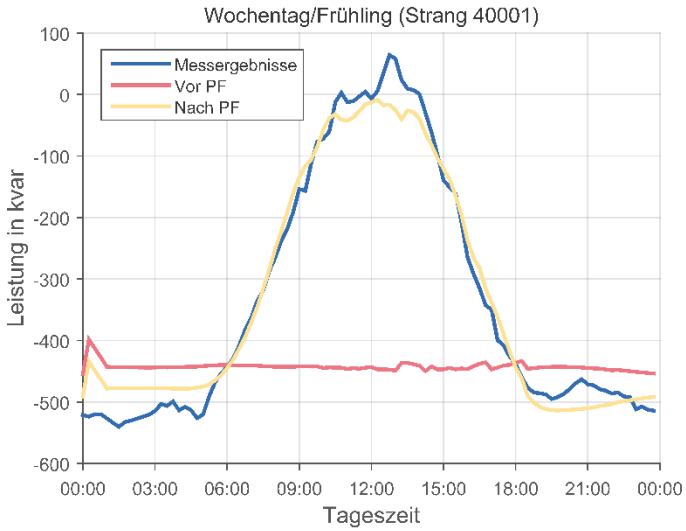


Abbildung 5-17: Effekte des Parameterfittings am Beispiel eines Typtags des Strangs 40001

Durch Anwenden der kleinsten Fehlerquadrat-Methodik konnte die große Abweichung zu den Mittagsstunden fast vollständig geschlossen werden (siehe gelbe Linie). Ausschlaggebend dabei ist die Abbildung der PV-Anlagen mit einem Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) < 1$. Dieser ermöglicht, dass die PV-Anlagen bei der Einspeisung von Wirkleistung induktive Blindleistung beziehen. Die beste Abbildung der Messwerte wird mit einem Verschiebungsfaktor der PV-Analgen von $\cos(\varphi) = 0{,}97$ erreicht. Außerhalb der Sonnenzeiten sind die Abweichungen von Mess- und Simulationsergebnissen nicht so eindeutig. Zwar kann durch die Anpassung der Lastprofile mit einem kapazitiveren Verschiebungsfaktor eine bessere Abbildung geschaffen werden, allerdings liegt aufgrund des geringen Effekts die Vermutung nahe, dass es in den Messdaten noch weitere Einflüsse gibt, welche durch die vorhandene Informationsgrundlage nicht endgültig berücksichtigt werden können.

5.4 Verteilnetzsimulation: Bestimmung des szenarioabhängigen Flex-Bedarfs

Die Ergebnisse der Verteilnetzsimulation werden in die drei Abschnitte „Netzbelastung", „Bestimmung des Flex-Bedarfs" und „Lösungspotenzial durch Flex-Optionen" unterteilt. Der Fokus der Auswertung liegt auf dem MS-Netz der Projektregion. Anschließend werden im Rahmen eines Exkurses der Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen in den detaillierten Niederspannungsnetzen vorgestellt und diskutiert.

5.4.1 Netzbelastung

Die Netzbelastung im Ausgangszustand (Netzbelastung im Jahr 2018) und in den vier Szenarien wird jeweils für das MS-Netz und das NS Netz betrachtet, wobei alle angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher berücksichtigt werden.

In Abbildung 5-18 ist die nach der Residuallast sortierte Jahresdauerlinie des Ausgangszustandes dargestellt. Die Residuallast bildet sich aus der Verbrauchsleistung im Netzgebiet abzüglich der Erzeugungsleistung zu jedem Zeitschritt und wurde absteigend als Dauerlinie nach der Residuallast sortiert. Hierdurch kann es in der Betrachtung einzelner Komponenten zu unstetigen in der Darstellung des Jahresverlaufs kommen. Dies ist insbesonder vor dem Übergang der Residuallast in den negativen Bereich zu erkennen: Es

erfolgt ein Wechsel von lastschwachen Nachtstunden in Stunden mit steigender PV-Erzeugung bei gleichzeitig hoher Last. Zudem entladen Batteriespeicher zu diesen Zeitschritten und erhöhen somit die Last. Die Netzbelastung leitet sich aus der, durch den örtlichen Netzbetreiber übermittelten Netzbelegung der Projektregion (siehe Abschnitt 5.2.1) sowie der Parameter für GridSim (siehe Abschnitt 5.2.2) ab. Im Ausgangszustand werden steuerbare Komponenten wie WP und ESH anhand der wärmegeführten Referenzsteuerungen parametriert. HHS laden, sobald die Residuallast am Hausanschluss negativ wird.

Die maximale Residuallast im Ausgangszustand beträgt 12,7 MW im Winter um 12 Uhr mittags und wird durch Haushalte (26 %), Gewerbe (30 %) und Industrie (18 %) dominiert, was auf die Uhrzeit zurückzuführen ist. Um den im Winter auch mittags vorliegenden Wärmebedarf zu decken, tragen WP (14 %) und ESH (9 %) ebenfalls zur höchsten Reisduallast bei. Die ESH nutzen in diesem Fall aufgrund des hohen Wärmebedarfs den Zwischenladezeitraum von 12 bis 16 Uhr. Die für das Netz auslegungsrelevante Größe ist jedoch die Leistung aufgrund der maximalen Rückspeisung von 20,8 MW, welche zu 97 % durch PV-Erzeugung verursacht wird und die höchste Residuallast um 64 % übersteigt. Zu Zeiten hoher Erzeugung liegt aufgrund der Tageszeit ebenfalls eine hohe Grundlast vor, welche durch Industrie, Gewerbe und Haushalte verursacht wird. Trotzdem wird insgesamt zu 1.360 Stunden im Jahr Energie in die HS-Ebene zurückgespeist. HSS nehmen aufgrund der geringen Durchdringung keinen nennenswerten Anteil der solarerzeugten Energie auf.

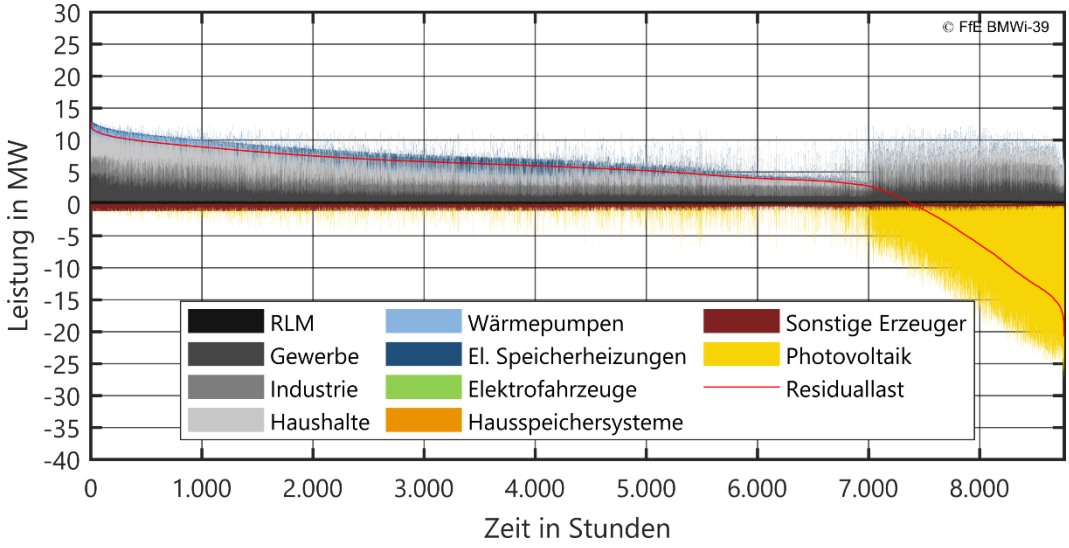


Abbildung 5-18: Lastverläufe des gesamten Netzgebietes im Ausgangszustand anhand der Residuallast sortiert

Im Szenario „Solarer Produzent" wurde die installierte PV-Leistung von 29,6 MW um 55 % auf 45,9 MW erhöht und die installierte Leistung von ESH von 3,4 MW auf 2,0 MW reduziert. Es werden weiterhin die Referenzsteuerungen der WP, ESH und HSS verwendet. Jeder PV-Dachanlage wird ein HSS zugeordnet Die nach Residuallast sortierte Dauerlinie der Jahressimulation ist in Abbildung 5-19 dargestellt.

Im Vergleich zum Ausgangszustand zeigt sich zu Zeiten positiver Residuallast, dass trotz der hohen installierten PV- Leistung nur zu wenigen Zeitpunkten PV-Erzeugung vorhanden ist. HSS speisen bevorzugt zur Erhöhung des Eigenverbrauchanteils aus. Der Zeitpunkt der maximalen Last (ohne Erzeugung) durch Verbraucher verschiebt sich jedoch in den Zeitraum mit großer PV-Erzeugung (rechter Bildrand). Diese beträgt dabei 22,8 MW und ist mit 48 %

auf einspeichernde HSS zurückzuführen. In diesem Zeitraum liegen aufgrund der Tageszeit ebenfalls hohe Lasten durch Haushalte, Gewerbe und Industrie vor. Die Anzahl an Stunden mit Rückspeisung in die höhere Spannungsebene steigt aufgrund höherer Erzeugungsleistung, geringerer installierter Last und trotz größerer Anzahl an HSS um 16 % auf 1.580 Stunden an. Die maximale Rückspeiseleistung steigt um 65 % auf 34,3 MW und übersteigt die maximale Residuallast um 170 %.

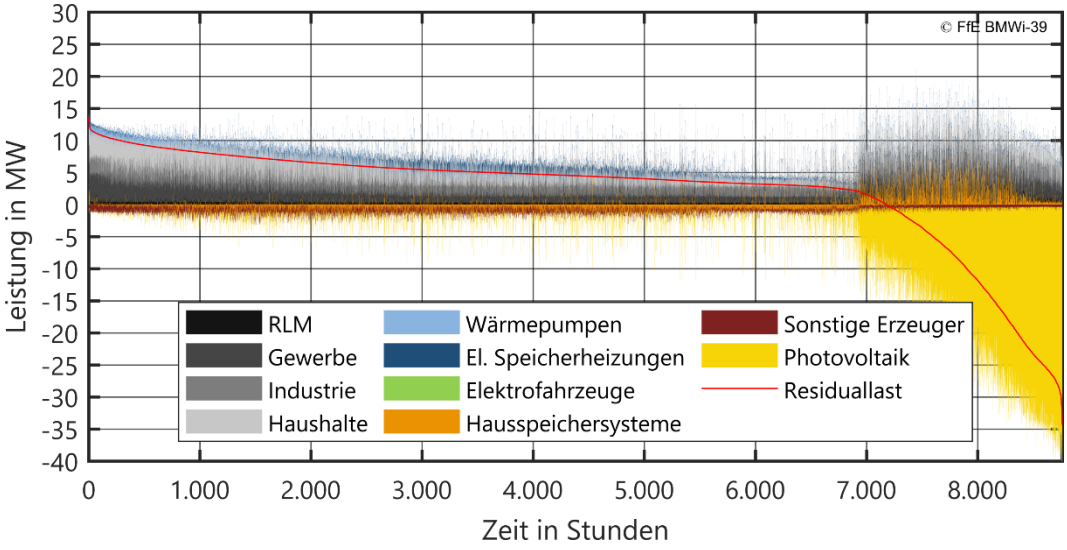


Abbildung 5-19: Lastverläufe des gesamten Netzgebietes im Szenario „Solarer Produzent" anhand der Residuallast sortiert

Das Szenario „Autonomer Prosument" zeichnet sich durch eine größere Anzahl von EFZ mit einer resultierenden installierten Ladeleistung von 47,4 MW und WP mit einer resultierenden installierten Leistung von 8,6 MW bei gleichzeitig hoher installierter PV-Leistung (45,9 MW) aus. Jede PV-Dachanlagen wird mit einem HSS (gesamte installierte Leistung: 17,4 MW) betrieben. EFZ und WP werden zur Eigenverbrauchsoptimierung residuallastgeführt und HSS prognosebasiert gesteuert.

Die nach der Residuallast sortierte Jahresdauerlinie des Szenarios „Autonomer Prosument" ist in Abbildung 5-20 dargestellt. Im Vergleich zum Ausgangszustand steigt im Szenario „Autonomer Prosument" die maximale Residuallast durch die zusätzlichen EFZ und WP um ca. 61 % auf 20,4 MW an. Weiterhin erhöht sich im Vergleich zum Ausgangszustand der Energieverbrauch durch EFZ und WP am Netz um 33 %, wovon 42 % auf EFZ und 58 % auf WP zurückzuführen sind. Zum Zeitpunkt der maximalen Residuallast setzt sich die Last aus den folgenden Hauptkomponenten zusammen: Haushalte (18 %), Gewerbe (12 %), Industrie (11 %), WP (24 %) und EFZ (27 %). Insgesamt haben Flex-Optionen einen Anteil von ca. 56 % an der maximalen Residuallast. Durch die eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweisen wird der Zeitpunkt mit der höchsten Last (26,1 MW) in den Zeitraum mit negativer Residuallast verschoben. Weiterhin wird die maximale PV-Rückspeisung im Vergleich zum „Solaren Produzenten" durch zusätzlichen PV-Eigenverbrauch um 14 % auf 30,1 MW reduziert. Gerade EFZ können zusätzlich in diesen Zeiten geladen werden. HSS speichern zu Zeiten hoher PV-Erzeugung aufgrund der prognosebasierten Steuerung deutlich konstanter ein, als im Szenario ohne Prognose. Somit sinkt ebenso die Anzahl der Stunden mit Rückspeisung auf 1.384.

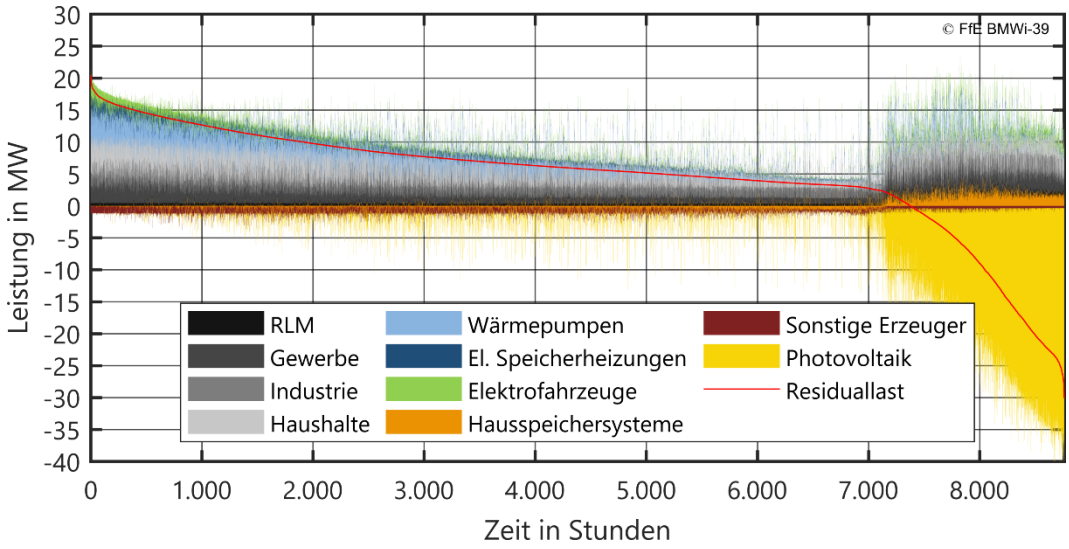


Abbildung 5-20: Lastverläufe des gesamten Netzgebietes im Szenario „Autonomer Prosument“ anhand der Residuallast sortiert

Gegenüber dem Ausgangszustand wird im Szenario „Elektrifizierter Verbraucher“ die installierte PV-Leistung um 40 % auf 38,6 MW erhöht. Damit ist die installierte PV-Leistung im Vergleich zu den anderen Szenarien 15 % geringer und es wird nur jeder zweiten PV-Dachanlage ein HSS zugeordnet, welches prognosebasiert gesteuert wird. EFZ und PtH-Anlagen werden preisbasiert gesteuert. Die nach Residuallast sortierte Dauerlinie ist in Abbildung 5-21 dargestellt.

Im Szenario „Elektrifizierter Verbraucher“ zeigt sich eine maximale Residuallast von 41,2 MW, welche gegenüber dem Szenario „Autonomen Prosumenten“ (gleiche installierte Lasten) um 102 % und gegenüber dem Ausgangszustand um 224 % gestiegen ist. Ausschlaggebend sind zu diesem Zeitpunkt die mit einem Anteil von 71 % aufgrund eines niedrigen Börsenpreises ladenden EFZ. Insgesamt wird für ca. 100 Stunden eine Residuallast größer 20 MW durch EFZ verursacht. Da es sich überwiegend um Zeitpunkte in der Nacht bzw. am frühen Morgen (bis 5 Uhr) handelt, tragen Haushalte, Gewerbe und Industrie nur zu einem geringen Anteil der Last in diesem Zeitraum bei. Insgesamt wird die maximale Residuallast zu rund 90 % von Flex-Optionen verursacht. Weiterhin übersteigt die maximale Residuallast die maximale Rückspeisung von 23,2 MW um 78 %. Die Last stellt damit die für das Netz auslegungsrelevante Größe dar. Dies spiegelt sich auch in der Dauer der Rückspeisung wider. Die Stunden mit Rückspeisung in die höhere Netzebene liegen mit 1.163 Stunden 17 % unter dem Niveau des Ausgangszustandes. Die geringere Rückspeisedauer wird weiterhin durch die preisbasierte Steuerung der PtH-Anlagen und EFZ verstärkt, da zum kostenoptimalen Laden auch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs für PtH-Anlagen und EFZ vorgenommen wird.

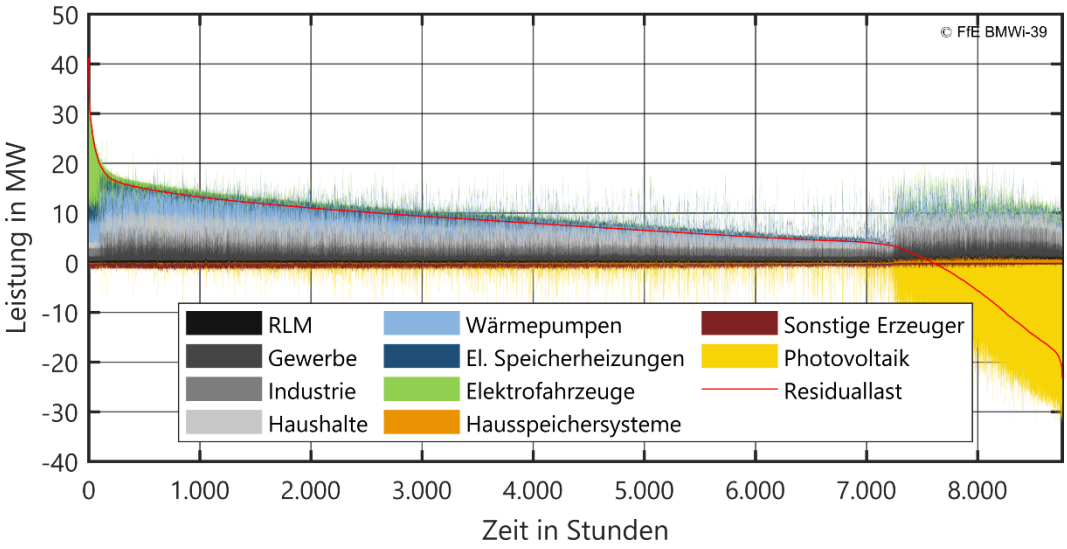


Abbildung 5-21: Lastverläufe des gesamten Netzgebietes im Szenario „Elektrifizierter Verbraucher" anhand der Residuallast sortiert

Das Szenario „Prosument am Markt", welches dieselbe Netzbelegung wie das Szenario „Autonomer Prosument" hat, ist in Abbildung 5-22 dargestellt. Unterschieden wird durch die preisbasierte Steuerung von EFZ und PtH-Anlagen.

In diesem Szenario ist trotz der hohen installierter PV-Leistung die minimale Residuallast geringer als die, durch günstige Börsenpreise bedingte, maximale Residuallast ist. Die maximale Residuallast von 40,8 MW übersteigt die maximale Rückspeisung von 29,8 MW dementsprechend um 37 %. Insgesamt wird die maximale Residuallast zu rund 90 % durch Flex-Optionen verursacht, wovon EFZ aufgrund der großen installierten Leistung ca. 72 %, WP 11 % und ESH 7 % ausmachen. Die Anzahl der Stunden, in denen Energie in die HS-Ebene zurückgespeist wird, beträgt mit 1.281 Stunden ca. 6 % weniger als im Ausgangszustand. Dies ist auf die zusätzliche Last durch EFZ, WP und HSS zurückzuführen, die zu Zeiten hoher PV-Erzeugung zur Minimierung der Kosten den Eigenverbrauch erhöhen.

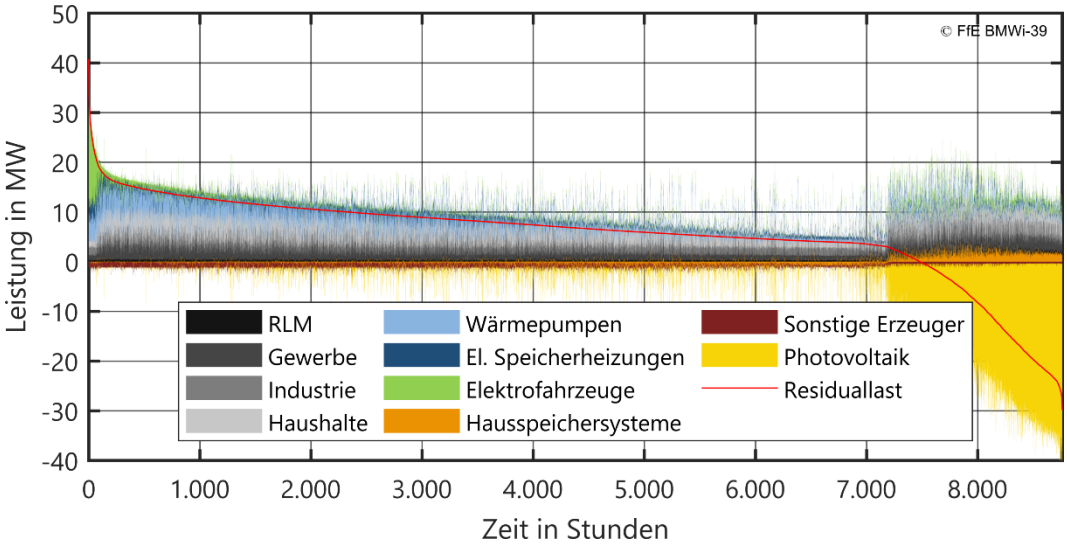


Abbildung 5-22: Lastverläufe des gesamten Netzgebietes im Szenario „Prosument am Markt" anhand der Residuallast sortiert

Um die Netzbelastung der Szenarien zu den Zeiten hoher Last durch Flex-Typen weiter zu analysieren, werden die maximalen Leistungen der Flex-Typen je Szenario in Abbildung 5-23

gegenübergestellt. Links in der Abbildung ist die gleichzeitige, maximale Last aller Anlagen je Flex-Typ und Szenario dargestellt. Hierfür wurden die Lastgänge aller Anlagen je Flex-Typ aufsummiert und die jeweilige Spitzenlast gewählt. Rechts ist die gleichzeitige Last, welche je Szenario im Jahresverlauf maximal durch alle Flex-Typen gemeinsam verursacht wird, dargestellt. Es wurden dementsprechend die Lastgänge der Flex-Typen aufsummiert und die maximale Last gewählt.

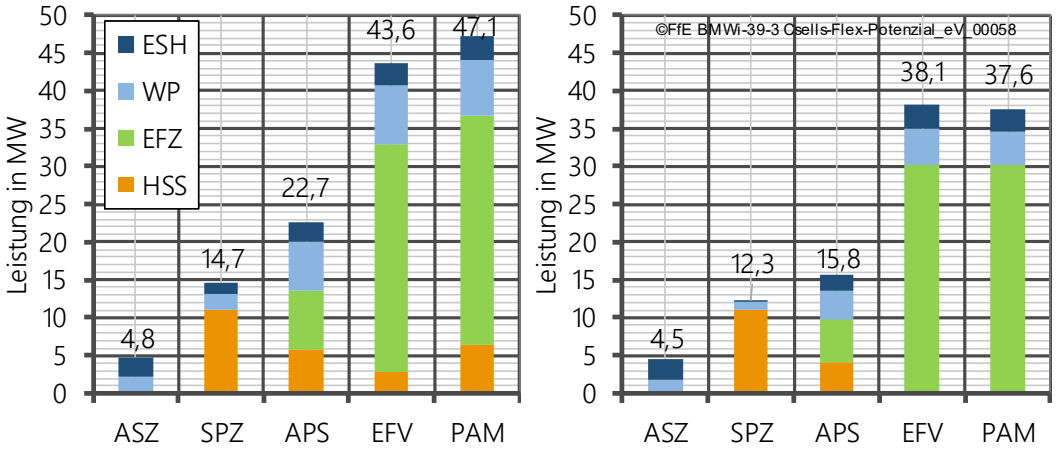


Abbildung 5-23: Jahreshöchstlast der Flex-Typen je Szenario: Maximale Last aller Anlagen je Flex-Typ (links) und maximale gleichzeitige Last der Flex-Typen (rechts)

Im Folgenden werden die maximalen Lasten der unterschiedlichen Flex-Typen (Abbildung 5-23, links) beschrieben. Ausgehend vom Ausgangszustand (ASZ) steigt im Szenario des „Solaren Produzenten" (SPZ) die gleichzeitige Spitzenlast durch einspeichernde HSS von 0,1 MW auf 11 MW an. Im Szenario SPZ zeigt sich für die HSS somit ein maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor von 64 % Im Vergleich mit dem Szenario „Autonomer Prosument" (APS) sinkt die gleichzeitige Last der HSS um ca. 47 % auf 5,8 MW. Ursächlich ist hierfür die prognosebasierte Steuerung der HSS, durch welche die Leistung gleichmäßiger auf einen Tag verteilt wird. Die gleichzeitige Spitzenlast von eigenverbrauchsoptimierten EFZ beträgt 7,9 MW. Gemessen an der gesamten installierten Leistung von 47,4 MW entspricht dies einem maximalen Gleichzeitigkeitsfaktor von 17 %. Weiterhin steigt die gleichzeitige Spitzenlast von WP im Vergleich zum ASZ und SPZ aufgrund der höheren installierten Leistung um 210 % auf 6,5 MW an. Deutlich höhere, gleichzeitige Spitzenlasten werden aufgrund der preisbasierten Steuerung in den Szenarien „Elektrifizierter Verbraucher" (EFV) und „Prosument am Markt" (PAM) erreicht. Der maximale Gleichzeitigkeitsfaktor für EFZ steigt auf 64 % an, was einer maximalen Leistung von rund 30 MW entspricht. Durch die Steuerung zeigt sich auch für WP eine um 15 % bzw. für ESH um 13 % erhöhte gleichzeitige Spitzenladeleistung. Aufgrund der geringeren Anzahl an PV-Dachanlagen und HSS im Szenario EFV gegenüber dem Szenario PAM sinkt die gleichzeitige Spitzenlast durch HSS von 6,5 MW um 57 % auf 2,8 MW.

Die maximale gleichzeitige Last aller Flex-Typen (Abbildung 5-23, rechts) wird im Folgenden beschrieben. Die im ASZ durch Flex-Typen verursachte, gleichzeitige Spitzenleistung beträgt 4,5 MW, wovon 58 % durch ESH verursacht wird. HSS zeigen in diesem Zeitpunkt keine Ladeleistung. Im Szenario SPZ wird hingegen die gleichzeitige Spitzenlast durch HSS mit einem Anteil von 90 % bei einer Leistung von 11 MW dominiert. Für das Szenario APS haben EFZ mit 5,7 MW den größten Anteil an der durch Flex-Typen verursachten gleichzeitigen Spitzenlast von insgesamt 15,8 MW. Gleichzeitig haben HSS einen Anteil von 26 %, WP einen Anteil von 25 % und ESH einen Anteil von 13 %. Für die Szenarien EFV und PAM mit

preisbasierter Steuerungen betragen die durch Flex-Typen verursachten gleichzeitige Spitzenlast 37,6 MW bis 38,1 MW. Auch hier wird die Last überwiegend durch EFZ mit einem Anteil von 79 % bis 80 % verursacht. Da dieser Zeitpunkt nachts im Winter eintritt, weisen HSS keine Ladeleistung auf.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die preisbasierten Steuerungen zu deutlich höheren Ladegleichzeitigkeiten und dementsprechend höheren Spitzenlasten führen. Die eigenverbrauchsoptimierte Steuerung zeigt vor allem für EFZ deutlich geringere Ladegleichzeitigkeiten. Auch für HSS führt die eigenverbrauchsoptimierte Steuerung im Vergleich zur Referenzsteuerung zu geringeren Ladegleichzeitigkeiten. ESH zeigen aufgrund der geringen installierten Leistung keine nennenswerten Auswirkungen auf die maximalen, durch Flex-Typen verursachten Lasten im Netzgebiet.

5.4.2 Ergebnis der Flex-Bedarfs-Bestimmung

Für die Bestimmung des Flex-Bedarfs aus Netzsicht sind die jeweiligen Grenzwerte für die zulässige Netzbelastung ausschlaggebend. Diese werden mit dem jeweiligen Ergebnis der Day-Ahead Engpassbestimmung abgeglichen und resultieren bei einer Überschreitung in einer Nachfrage im Kontext der FlexPlattform. Die Ausgestaltung der Grenzwerte wurden im Projekt mit dem beteiligten Verteilnetzbetreiber diskutiert quantifiziert /FFE-47 19/. Um eine ausführlichen Testbetrieb der im Projekt entwickelten FlexPlattform zu ermöglichen, werden diese Grenzwerte nach unten gesetzte, wodurch sich der Umfang (Anzahl und Höhe) des Flex-Bedarfs erhöht.

Der Flex-Bedarf der Jahressimulationen ergibt sich somit aus der Überschreitung der Auslastungsgrenzen für die gelbe (50 %) und rote (60 %) Ampelphase und beschreibt die Leistungs- bzw. Stromänderung, welche ein Betriebsmittel erfahren muss, um die definierten Auslastungsgrenzen nicht zu überschreiten. In der MS werden sämtliche Leitungen und die beiden Netztransformatoren im Umspannwerk betrachtet.

Struktur des Flex-Bedarfs

In Abbildung 5-24 wird die Dauer in Stunden dargestellt, für welche Flex-Bedarf innerhalb der Jahressimulation in der MS bei mindestens einem Betriebsmittel identifiziert worden ist. Grundlage hierfür ist die Auslastungsgrenze der gelben Netz-Ampelphase ab 50 %. Hierbei wurde der Flex-Bedarf in erzeugungs- und lastbedingten Flex-Bedarf unterteilt. Theoretisch könnten zu einem Zeitpunkt auch zwei, in unterschiedlichen Strängen verortete, Betriebsmittel einmal last- und erzeugungsbedingten Flex-Bedarf aufweisen, dies ist im Rahmen der Simulationen jedoch nicht aufgetreten.

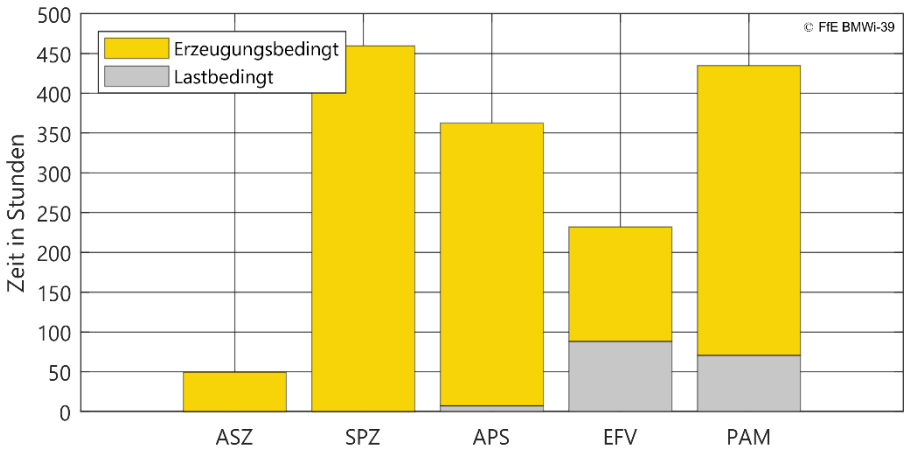


Abbildung 5-24: Unterteilung der Stunden mit Flex-Bedarf je Szenario in last- und erzeugungsbedingte Ursachen ab der gelben Ampelphase (50 % Auslastung)

Aufgrund der Auslastungsgrenze von 50 % wird bereits im Ausgangszustand Flex-Bedarf aufgrund zu hoher Erzeugung für ca. 50 Stunden ermittelt. Insgesamt wurden acht der 363 in der MS vorhandenen Leitungen mit erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf bei einer maximalen Auslastung von 62 % identifiziert.

Das Szenario „Solarer Produzent" (SPZ) zeigt die höchste Dauer für Flex-Bedarf mit insgesamt 460 Stunden. Der Flex-Bedarf wird ausschließlich durch zu hohe Erzeugungsleistung aufgrund der PV-Anlagen und einer, im Vergleich zum Ausgangszustand (ASZ), verringerten Last hervorgerufen. Betroffen sind 16 Leitungen, welche mit maximal 90 % ausgelastet sind sowie jeweils die Netztransformatoren mit maximal 64 % und 54 %.

Bei Betrachtung des Szenarios „Autonomer Prosument" (APS) sinkt die Anzahl an Stunden mit Flex-Bedarf auf 362 Stunden ab. Der sinkende Anteil des erzeugungsbedingten Flex-Bedarfs ist auf die höhere installierte Last im Szenario APS und die eigenverbrauchsoptimierten Steuerungen der Flex-Optionen zurückzuführen. Zusätzlich sind sieben Stunden mit lastbedingten Grenzüberschreitungen aufgetreten, welche maßgeblich durch die hohe Ladeleistung von EFZ verursacht werden. Insgesamt wurden die Auslastungsgrenzen von zwölf Leitungen mit maximal 82 % und einem Netztransformator mit maximal 58 % überschritten.

Im Szenario „Elektrifizierter Verbraucher" (EFV) sinkt der Anteil von erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf auf 144 Stunden ab, wohingegen der Anteil von lastbedingtem Flex-Bedarf auf 88 Stunden ansteigt. Die Stunden mit lastbedingtem Flex-Bedarf werden vor allem durch die hohe Ladegleichzeitigkeit aufgrund der preisbasierten Steuerung der EFZ verursacht. Aufgrund von last- und erzeugungsbedingten Grenzüberschreitung kommt es weiterhin zu einem Anstieg betroffener Leitungen auf insgesamt 30 Leitungen. Gleichzeitig steigt auch die maximale Leitungsauslastung auf 101 % an. Die beiden Netztransformatoren werden mit maximal 70 % und 72 % ausgelastet.

Aufgrund einer höheren installierten PV-Leistung liegt im Szenario „Prosument am Markt" (PAM) erneut eine hohe Dauer erzeugungsbedingter Grenzwertüberschreitungen von insgesamt 364 Stunden vor. Im Vergleich zum Szenario APS steigt die Dauer um neun Stunden. Die Erhöhung der Dauer des erzeugungsbedingten Flex-Bedarfes ist auf einen geringeren Eigenverbrauchsanteil durch die preisbasierte Steuerung der Flex-Typen (PAM) im Vergleich zur Eigenverbrauchsoptimierten Steuerung (APS) zurückzuführen. Die im Vergleich

zum Szenario EFV geringere Anzahl lastbedingter Grenzwertüberschreitungen (71 Stunden) liegt an der gleichzeitig erhöhten Erzeugungsleistung, welche lastbedingte Probleme teilweise ausgleicht. Im Szenario PAM konnten 29 Leitungen mit einer maximalen Auslastung von 100 % ermittelt werden. Für beide Netztransformatoren ist die maximale Auslastung mit 71 % und 69 % vergleichbar mit der vom Szenario EFV. Der Netztransformator, an dem die vier ländlichen Ausläufer der MS angeschlossen sind, ist zu 66 % der Zeit, in dem Flex-Bedarf ermittelt wurde, aufgrund zu hoher Erzeugung in der gelben Ampelphase. Für den Netztransformator der vier städtischen Stränge wurde stattdessen ausschließlich lastbedingter Flex-Bedarf ermittelt.

Zeitliche Ausprägung des Flex-Bedarfs

Neben der Häufigkeit des Auftretens des Flex-Bedarfs soll im Folgenden die zeitliche Verteilung des Flex-Bedarfs untersucht werden. Abbildung 5-25 zeigt hierfür anhand von Heatmaps das zeitliche und saisonale Auftreten von Flex-Bedarfen in den verschiedenen Szenarien.

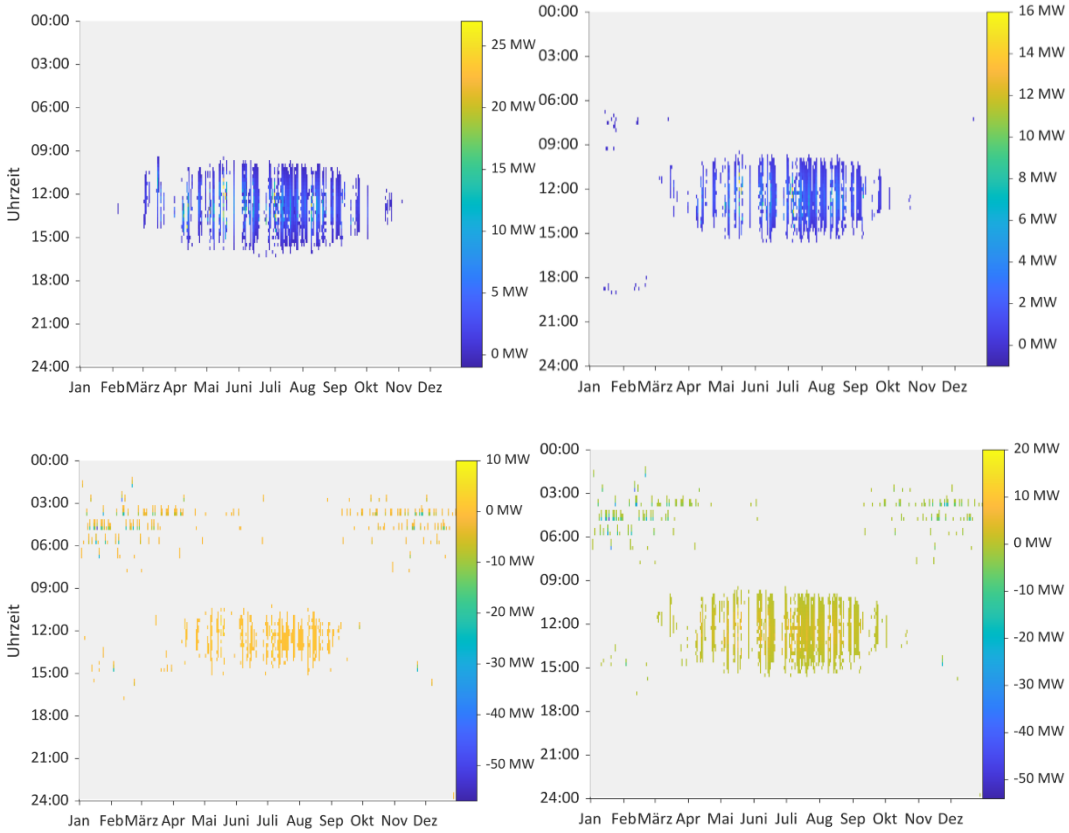


Abbildung 5-25: Darstellung des zeitlichen Auftretens der Höhe des Flex-Bedarfs für die Szenarien SPZ (oben links), APS (oben rechts), EFV (unten links) und PAM (unten rechts)

Im Szenario des SPZ tritt ausschließlich erzeugungsbedingter Flex-Bedarf (positive Werte) auf. Diese Tatsache liegt in der größeren installierten PV-Leistung begründet, welche an sonnenreichen Tagen bereits ab 9:30 Uhr und bis 16:30 Uhr für Flex-Bedarf in der Mittelspannung bei den angewendeten Grenzwerten sorgt. Die HSS laden in diesem Szenario hauptsächlich vormittags, wodurch sie hier viel PV-Strom einspeichern und somit in diesem Zeitraum erzeugungsbedingten Flex-Bedarf verhindern. Zur Mittagsspitze (kurz nach 12 Uhr) sind die HSS zunehmend vollgeladen, wodurch weniger PV-Energie aufgenommen werden kann. Ab diesem Zeitpunkt kommt es somit vermehrt zu erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf.

Für das Szenario APS zeigt sich, verglichen mit dem Szenario SPZ für erzeugungsbedingten Flex-Bedarf eine fast identische zeitliche Ausprägung. Es treten lediglich nachmittags ab 16 Uhr keine Zeitpunkte mit Flex-Bedarf mehr auf. Dies ist auf die eigenverbrauchsoptimierten Flex-Optionen zurückzuführen, die zu Zeiten, in welchen der Flex-Bedarf weniger stark ausgeprägt ist (vormittags und nachmittags), ausreichend PV-Energie aufnehmen können. Vor allem prognosebasierte HSS verschieben ihre Ladeleistung bevorzugt vom Vormittag in den Nachmittag. Sowohl im SPZ- als auch im APS-Szenario wird die saisonale Schwankung zwischen Sommer und Winter deutlich: von November bis Februar treten durch die geringere PV-Erzeugung im keine bzw. kaum erzeugungsbedingte Engpässe auf.

Ein anderes Bild zeigt sich bei Betrachtung der Verteilung des Flex-Bedarfs im Szenario EFV. Hier erstreckt sich der Flex-Bedarf über weite Strecken des Tages, da hier neben den erzeugungsbedingten Überlastungen durch PV-Erzeugung ein fast ebenso großer Teil an lastbedingten Überlastungen vorliegt. Letztere treten aufgrund der preisbasierten Ladesteuerung der Flex-Optionen deutlich volatiler auf, zum größten Teil allerdings in den frühen Morgenstunden sowie in den Wintermonaten. Hier ist der Börsenstrompreis meist gering, weshalb die EFZ zu dieser Zeit bevorzugt laden. Aber auch nachmittags kommt es vereinzelt zu lastbedingtem Flex-Bedarf aufgrund der, durch die preisbasierte Steuerung erhöhten, Ladegleichzeitigkeit von EFZ und PtH-Anlagen.

Im letzten betrachteten Szenario, dem PAM, ist eine ähnliche Verteilung wie im Szenario EFV zu erkennen. Der Unterschied zwischen den Szenarien EFV und PAM ist die im Szenario PAM höhere PV-Durchdringung (gleichzusetzen mit der Durchdringung im SPZ und APS). Aufgrund der höheren PV-Erzeugung werden dementsprechend anteilig lastbedingte, auf die preisbasierte Steuerung zurückzuführende, Zeitpunkte mit Flex-Bedarfen aufgefangen. Dies zeichnet sich in Abbildung 5-31 durch die geringere Anzahl an Ausreißern des lastbedingten Flex-Bedarfs am Nachmittag aus. Auch der Flex-Bedarf am späten Abend, welcher im Szenario EFV noch präsent ist, wird durch Überschussladen der EFZ in den Mittagsstunden eliminiert. Durch die größere installierte PV-Leistung steht mehr Überschussleistung zu Verfügung, wodurch mehrere EFZ bereits nachmittags geladen sind. Gleichzeitig sorgt die höhere installierte PV-Leistung aber auch für eine größere zeitliche Verteilung des erzeugungsbedingten Flex-Bedarfs, wie auch in den Szenarien SPZ und APS zu sehen ist.

Räumliche Ausprägung des Flex-Bedarfs

Zur zielführenden Nutzung von Flex-Optionen muss des Weiteren analysiert werden, wo Engpässe im MS-Netz auftreten. Abbildung 5-26 zeigt diesbezüglich einen Ausschnitt des MS-Netzes der Projektregion, wobei überlastete Betriebsmittel rot hinterlegt sind. Dabei wird die Häufigkeit des Auftretens des Flex-Bedarfs aller Szenario-Simulationen aufsummiert. Je öfters ein Betriebsmittel überlastet ist, desto stärker ist es in Abbildung 5-26 rot hinterlegt.

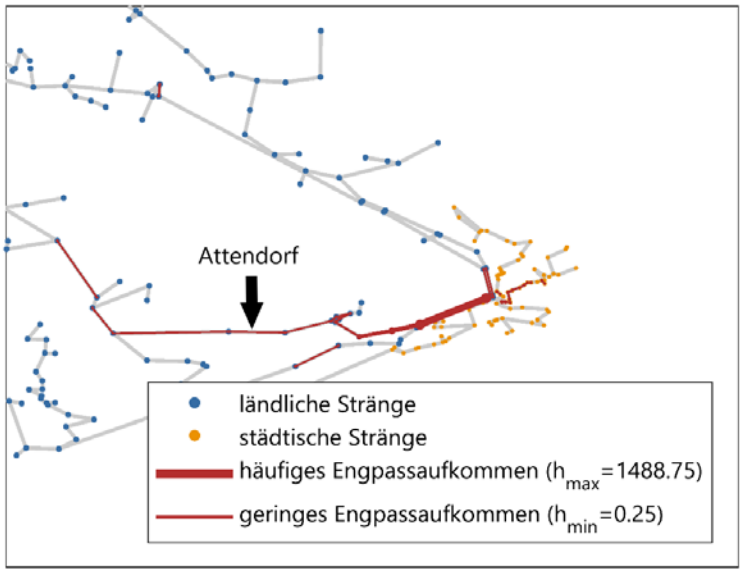


Abbildung 5-26 Markierung der vom Engpass betroffenen Betriebsmitteln in Umspannwerksnähe

Abbildung 5-26 zeigt dabei einen Ausschnitt des Netzes mit Fokus auf die Betriebsmittel in Umspannwerksnähe. Hier sind die am Häufigsten vom Flex-Bedarf betroffenen Betriebsmittel verankert, welche in den Zeiten starker Einspeisung und schwacher Last (und umgekehrt) einen Großteil der Leistung transportieren, welche entweder in die höhere Spannungsebene übertragen oder an die Verbraucher des MS-Netzes verteilt werden soll.

Szenarienübergreifend finden sich im MS-Ausläufer nach Attendorf die meisten überlasteten Betriebsmittel wieder. Da dieser MS-Ausläufer neben der größten installierten PV-Leistung auch den größten Jahresenergiebedarf aufweist, kommt es hier auch folglich zu den höchsten Belastungen. Besonders auffällig ist der Sammelschienenabgang dieses MS-Strangs. Neben der starken Belastung ist ebenfalls die vergleichsweise geringe Dimensionierung der Leitung mit 275 A Nennstrom ausschlaggebend für das punktuell häufige Auftreten des Flex-Bedarfs. Verglichen mit dem größten Sammelschienenabgang des Umspannwerks in der Projektregion ist die betroffene Leitung um ca. 35 % kleiner dimensioniert.

Einfluss von Verschaltungsmöglichkeiten im Netzgebiet

Die Untersuchung des Einflusses von Verschaltungsmöglichkeiten auf der MS-Ebene auf den Flexibilitätsbedarf wurde im Rahmen einer Masterarbeit untersucht. Im Folgenden werden daraus Passagen aufgeführt. /MADER-01 20/

Zur Abbildung realistischer Netzzustände wurden in Absprache mit der Leitwarte des zuständigen VNB die im Folgenden beschriebenen Verschaltungen ausgewählt. Abbildung 5-27 zeigt zum Vergleich die Ausgangsverschaltung des MS-Netzes der Projektregion auf.

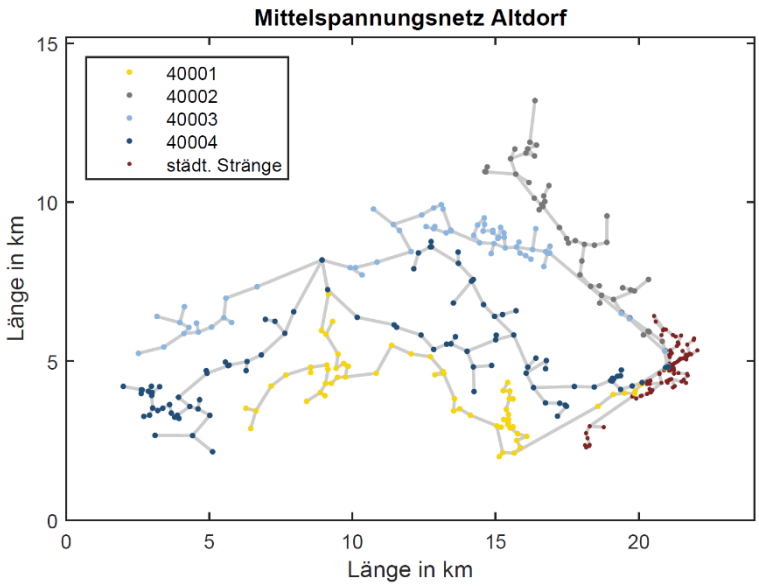


Abbildung 5-27: Ausgangsverschaltung des MS-Netzes in Altdorf

Die farbliche Unterteilung der MS-Stränge ist hier in städtische und ländliche Ausläufer umgesetzt. Während sämtliche städtische Stränge mit roten Knoten versehen sind, findet bei den vier ländlichen Ausläufern eine Unterteilung je Strang statt. Grund hierfür ist, dass die folgenden Verschaltungen nur Auswirkungen auf die ländlichen Stränge 40001, 40003 und 40004 haben, welche am selben Transformator im Umspannwerk angeschlossen sind. In dem untersuchten MS-Netz ist das Schalthaus Obermünchen (blauer Stern in Abbildung 5-29) der zentrale Punkt für Verschaltungen. Hier laufen die drei erwähnten ländlichen Ausläufer zusammen; zwei dieser drei Ausläufer besitzen zudem noch weitere abgehende Stichleitungen. Dieser Punkt wird nun verwendet, um die Stränge neu zu verschalten und so die Lastflüsse in den ländlichen, stark durch PV beeinflussten Ausläufern zu verändern. Der ländliche Strang 40002 hängt zwar am selben Netztransformator wie die drei oben erwähnten ländlichen Stränge, wird aufgrund örtlicher Gegebenheiten allerdings nicht durch die Verschaltungen am Schalthaus Obermünchen beeinflusst. Die erste Verschaltungsvariante ist in Abbildung 5-28 dargestellt und zeichnet sich durch eine Trennstellenverlagerung der beiden vom Schalthaus Obermünchen abgehenden Stichleitungen aus. Der hintere Teil des Strangs 40004 wird vom Schalthaus getrennt (roter Stern in Abbildung 5-28) und stattdessen über eine Kopplung an den Strang 40003 (blauer Stern in Abbildung 5-28) mitversorgt. Der kritische Strang (schwarz hinterlegt in Abbildung 5-28) ist somit der Ausläufer 40004, an welchen somit weitere Lasten und Erzeugungsanlagen angeschlossen werden.

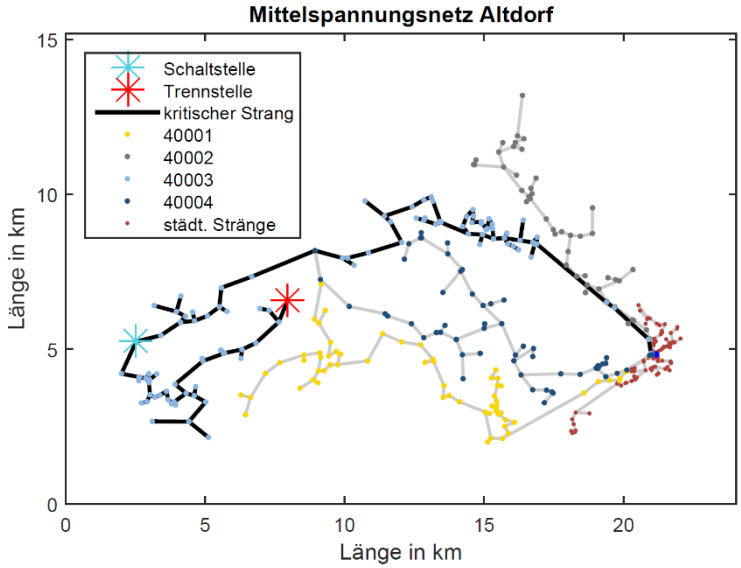


Abbildung 5-28: Verschaltungsvariante 1 des Mittelspannungsnetzes in Altdorf

Wie schon bei der ersten Verschaltung befindet sich auch bei der zweiten Variante (dargestellt in Abbildung 5-29) die Trennstelle am Ausläufer 40004. Hier wird jedoch die Verbindung zwischen Umspannwerkstransformator (rechtes Ende des kritischen Strangs) und Schalthaus Obermünchen (blauer Stern in Abbildung 5-29) an der letzten Leitung vor dem Schalthaus (roter Stern in Abbildung 5-29) unterbrochen. Aufgrund der nahe beieinanderliegenden Leitungen sei nochmals darauf hingewiesen, dass sich die Trennstelle nicht auf dem als kritisch markierten Strang, sondern am Ausläufer 40004, welcher mit dunkelblauen Knoten hinterlegt ist, beendet. Der restliche, ab dem Schalthaus abgehende Teil des Strangs 40004 wird auf den Ausläufer 40001 geschaltet, welcher schließlich als „kritisch" bezeichnet wird.

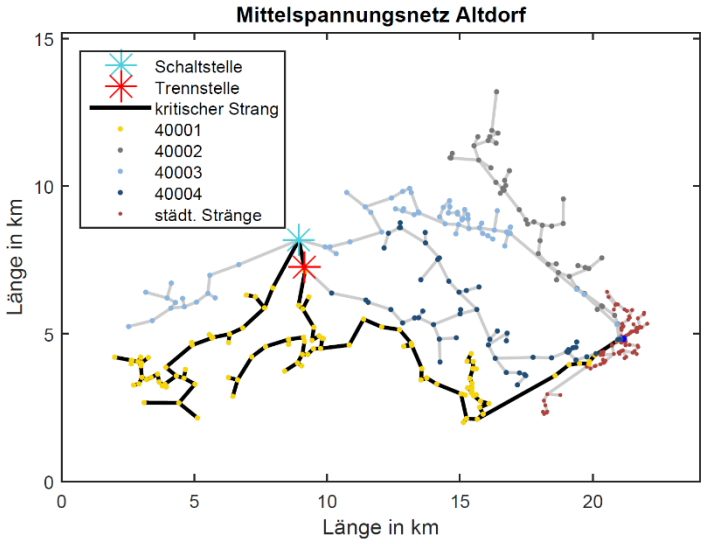


Abbildung 5-29: Verschaltungsvariante 2 des Mittelspannungsnetzes in Altdorf

Die quantitative Verteilung der Flexibilitätsbedarfe über die Verschaltungen und Szenarien hinweg sind in Abbildung 5-30 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in der Zielverschaltung die Netzbelastungen in diesen drei dargestellten Szenarien am größten ist. Dies spiegelt sich auch in den Flex-Bedarfs Dauerlinien wider, welche für die Zielverschaltung nicht nur den größten Leistungswert aufweisen, sondern auch über alle Szenarien hinweg am häufigsten auftreten.

Zudem ist das Szenario des SPZ hier das ausschlaggebende Szenario, welches für Erzeugungsspitzen aufgrund der hohen PV-Durchdringung bei geringer Lastzunahme sorgt. Auch im Ausgangszustand und Fall des APS sind die Flex-Bedarfe fast ausschließlich mit positiven Vorzeichen und somit erzeugungsbedingt. Einzig in der Simulation des APS in der Zielverschaltung kommt es zu wenigen Stunden von negativem, also lastbedingtem Flexibilitätsbedarf. Zwar zeichnet sich dieses Szenario ebenfalls durch einen starken PV-Zubau aus, allerdings kommt es auch auf der Lastseite zu einer großen Zunahme von leistungsintensiven Verbrauchern wie WP und EFZ.

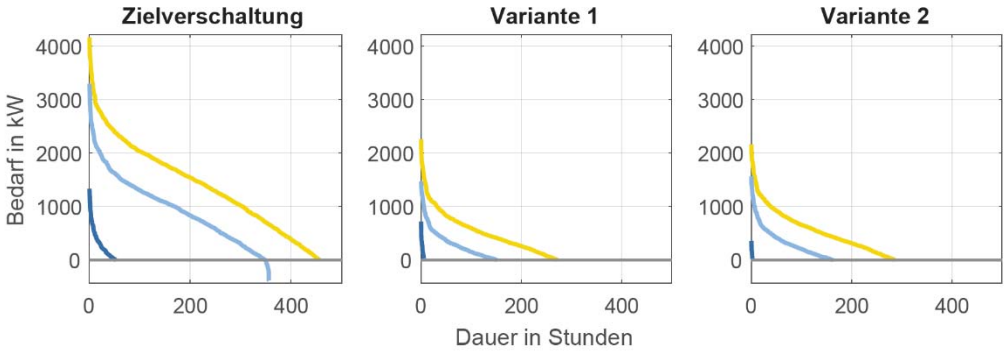


Abbildung 5-30: Sortierte Dauerlinien der Flexibilitätsbedarfe der Verschaltungsvarianten und Szenarien ASZ (dunkelblau), SPZ (gelb) und APS (hellblau)

5.4.3 Lösungspotenzial von Flex-Optionen

Für Flex-Optionen wird das Flex-Potenzial nach der in Abschnitt 5.3.5 erläuterten Methodik ermittelt. Um zu bestimmen, ob das ermittelte Flex-Potenzial zur Lösung der Zeitpunkte mit Flex-Bedarf in der Projektregion ausreicht, wird der Flex-Bedarf und das Flex-Potenzial nach der in Abschnitt 5.3.6 vorgestellten Methodik verschnitten. Hieraus kann abgeleitet werden, für welche Dauer im Jahr der Flex-Bedarf im Netz durch vorhandenes Flex-Potenzial ausgeregelt werden kann. In Abbildung 5-31 sind die Stunden mit lösbarem Flex-Bedarf für erzeugungsbedingte und in Abbildung 5-32 für lastbedingte Überlastungen dargestellt.

Je Szenario ist die Gesamtdauer des Flex-Bedarfs aller Betriebsmittel im Mittelspannungsnetz als Querbalken (schwarz) zu sehen. Demgegenüber ist die Anzahl der Stunden, in denen der Flex-Bedarf durch verfügbares Flex-Potenzial ausgeregelt werden kann, als Balken dargestellt. Die Summe der Flex-Optionen (grau) beschreibt dabei die Anzahl der Stunden mit Flex-Potenzial, welches zur Verfügung steht, wenn alle Flex-Optionen für den jeweiligen Zeitpunkt mit Flex-Bedarf kontrahiert werden könnten. Weiterhin sind für jeden Flex-Typ (grün, orange, hellblau, dunkelblau) die Stunden, in denen Flex-Bedarf durch Flex-Potenzial ausgeregelt werden kann, einzeln aufgeführt. Der Zeitpunkt mit Flex-Bedarf kann erst gelöst werden, wenn alle zum gleichen Zeitpunkt überlasteten Betriebsmittel auch durch Flex-Optionen (entweder die Summe aller Flex-Optionen oder separat je Flex-Typ) ausgeregelt werden können. Hierfür werden alle, ausgehend vom jeweiligen überlasteten Betriebsmittel, strangabwärts verorteten Flex-Optionen betrachtet.

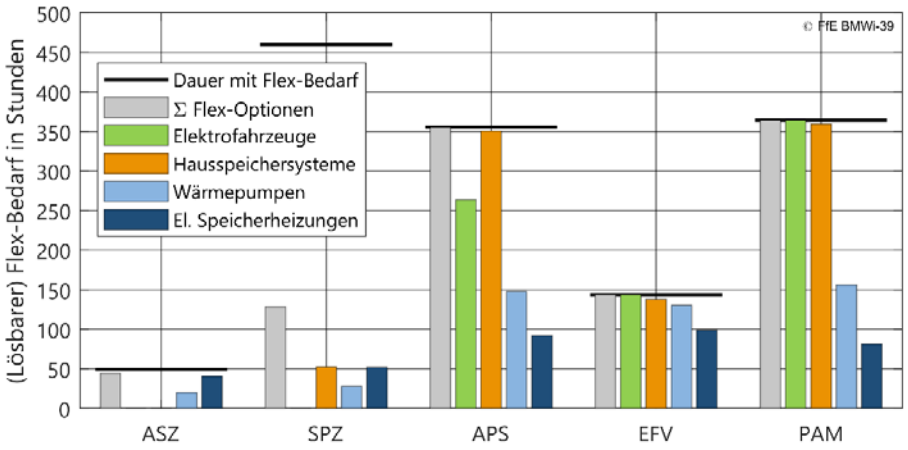


Abbildung 5-31: Stunden mit Anteil an lösbarem Flex-Bedarf durch Flex-Optionen für erzeugungsbedingten Flex-Bedarf ab der gelben Ampelphase

Die in Abbildung 5-31 dargestellten erzeugungsbedingten Flex-Bedarfe können im Ausgangszustand zu 91 % der Zeit durch die Summe der Flex-Optionen gelöst werden. ESH alleine könnten insgesamt 41 Stunden der 49 Stunden mit Flex-Bedarf und damit 83 % ausregeln. Die Dauer mit zuschaltbarem Flex-Potenzial für WP beträgt aufgrund der kleineren installierten Leistung nur 20 Stunden, wodurch ca. 41 % der Zeit mit Flex-Bedarf gelöst werden kann. HSS können aufgrund der geringen vorhandenen Anzahl im Ausgangszustand keine zusätzliche Energie zu Zeiten mit erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf aufnehmen.

Im Szenario SPZ liegt die mit rund 460 Stunden insgesamt längste Dauer mit Flex-Bedarf aller Szenarien in der Projektregion vor. Da es sich ausschließlich um erzeugungsbedingten Flex-Bedarf handelt, könnten die Überlastungen durch das Zuschalten von Lasten ausgeregelt werden. Trotz der großen Anzahl von HSS im Netzgebiet (jede PV-Dachanalgen ist mit einem HSS ausgestattet) können diese zu Zeiten hoher Erzeugung nur für ca. 50 Stunden ausreichend Energie aufnehmen. Für die restlichen Zeitpunkte mit Flex-Bedarf können HSS keine zusätzliche Energie aufnehmen, da diese über keine Prognosefähigkeit verfügen und damit bereits beim Auftreten des Flex-Bedarfs vollgeladen sind. Auch für den Fall, dass zu den HSS zusätzlich alle auf die Betriebsmittel mit Flex-Bedarf wirksamen PtH-Anlagen (∑ Flex-Optionen) zugeschaltet werden würden, können insgesamt nur 28 % und damit 129 Stunden ausgeregelt werden.

Für das Szenario APS kann hingegen die gesamte Dauer mit Flex-Bedarf durch die Summe der Flex-Optionen ausgeregelt werden. Vor allem HSS können alleine 99 % der Stunden mit Flex-Bedarf ausregeln. Dies ist auf die prognosebasierte Steuerung der HSS im Szenario APS zurückzuführen, so dass die oberen Speichergrenzen zu den Zeitpunkten der hohen Erzeugung noch nicht erreicht worden sind. Obwohl EFZ eine rund dreifache installierte Leistung aufweisen, können durch EFZ nur 74 % der Stunden mit Flex-Bedarf ausgeregelt werden. Dies ist auf die eigenverbrauchsoptimierte Steuerung und Nutzerrestriktionen zurückzuführen. So können beispielweise nicht alle EFZ zugeschaltet werden, weil bereits geladen wird, die obere Speichergrenze erreicht ist oder das EFZ nicht mit dem Stromnetz verbunden ist. WP können aufgrund der größeren Anzahl im Vergleich zum Szenario SPZ rund 150 Stunden mit Flex-Bedarf ausregeln. Auch für ESH wird ein größerer Beitrag von ca. 90 Stunden zur Ausregelung des Flex-Bedarfs ermittelt.

Für die Szenarien EFV und PAM, denen preisbasierte Steuerungen der Flex-Typen zugrunde liegen, können alle Stunden mit erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf durch die Flex-Optionen

ausgeregelt werden. Allein EFZ können beiden Szenarien sämtliche Stunden mit Flex-Bedarf ausregeln. Das EFZ im Szenario PAM bei gleicher installierter Leistung im Vergleich zum Szenario APS eine größere Dauer mit Flex-Bedarf ausregeln können, ist auf das unterschiedliche Ladeverhalten durch preis- bzw. eigenverbrauchsoptimierte Steuerungen zurückzuführen. Laden die EFZ preisbasiert, ist zu Zeiten mit hoher Erzeugung ein größerer Anteil an EFZ zum Laden verfügbar, weil entweder noch nicht geladen wird oder die obere Speichergrenze noch nicht erreicht worden ist. In beiden Szenarien (EFV und PAM) kann erneut durch prognosebasierte HSS nahezu die gesamte Dauer mit Flex-Bedarf ausgeregelt werden. PtH-Anlagen können vor allem im Szenario EFV einen Großteil der Dauer mit Flex-Bedarf ausregeln, da aufgrund der geringeren PV-Erzeugung auch das zuschalten kleinerer Last zum Ausregeln ausreichen würden.

In Abbildung 5-32 sind die Stunden für lastbedingten Flex-Bedarf sowie das abschaltbare Flex-Potenzial der Flex-Typen dargestellt. Im Ausgangszustand und im Szenario SPZ wurde kein lastbedingter Flex-Bedarf ermittelt.

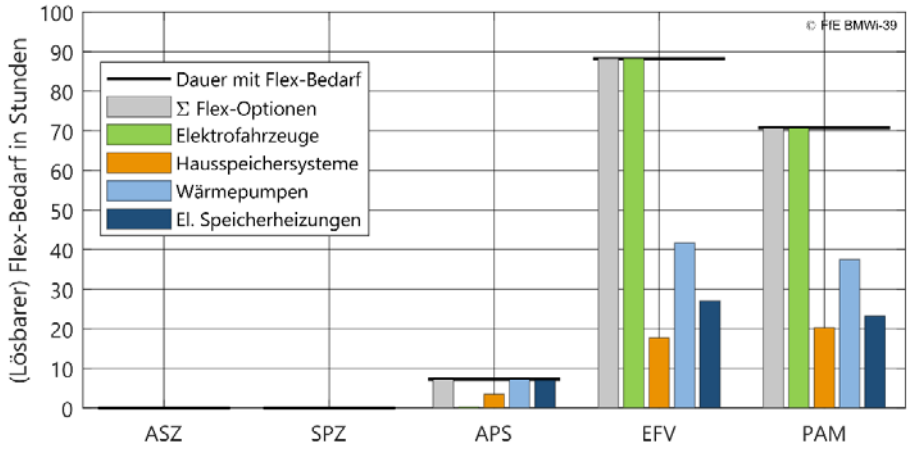


Abbildung 5-32: Stunden mit Anteil an lösbarem Flex-Bedarf durch Flex-Optionen für lastbedingten Flex-Bedarf ab der gelben Ampelphase

Die wenigen Stunden mit lastbedingtem Flex-Bedarf können im Szenario APS vor allem durch ein Abschalten der PtH-Anlagen ausgeregelt werden. Die Flexibilität der WP lässt sich auf das Vorhalten des Wärmepuffers im Wärmespeicher zurückführen, durch den die Anlagen abgeschaltet werden können und Nutzerrestriktionen, wie der Wärmebedarf der Hausbewohner, nicht verletzt werden. Auch ESH können abgeschaltet werden, sobald der Wärmebedarf der nächsten 24 Stunden ausgehend vom betrachteten Zeitpunkt durch den Speicher gedeckt ist. Da ein Teil des lastbedingten Flex-Bedarfs in den Abendstunden vorliegt, kann auch rund 50 % der Zeit mit Flex-Bedarf durch verbleibenden Speicherinhalt der HSS ausgeregelt werden.

Die lastbedingten Flex-Bedarfe der Szenarien EFV und PAM können alleine durch das Abschalten von EFZ vollständig ausgeregelt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass lastbedingter Flex-Bedarf vor allem zwischen 2 Uhr und 6 Uhr aufgrund der preisbasiert gesteuerten Flex-Optionen auftritt. Insbesondere der Ladevorgang von EFZ kann zu diesen Zeiten ohne Einschränkungen durch Nutzerrestriktionen abgeschaltet werden, da bis zur Abfahrt der meisten EFZ am Morgen, genügend Zeit verbleiben würde, um den gewünschten Speicherfüllstand von 70 % zu erreichen. Das Abschalten der Leistung der WP reicht zu 47 % (EFV) bzw. 53 % (PAM) der Zeit und das Abschalten der ESH zu 31 % (EFV) bzw. 33 % (PAM) der Zeit zum Ausregeln aus.

Zusammengefasst zeigt sich für die Projektregion, dass in allen Szenarien außer dem „Solaren Produzenten" sämtliche Stunden mit Flex-Bedarf durch die gemeinsame Kontrahierung der Flex-Optionen ausgeregelt werden könnten. Insbesondere für HSS stellt die prognosebasierte Steuerung eine Notwendigkeit für einen sinnvollen, flexiblen Einsatz bei erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf durch eine hohe PV-Durchdringung dar. Für EFZ gilt, dass diese vor allem bei erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf zugeschaltet werden können, wenn nicht bereits eine eigenverbrauchsoptimierte Steuerung verwendet wird. Weiterhin können EFZ die aufgrund der preisbasierten Steuerung verursachten Stunden mit lastbedingtem Flex-Bedarf durch Abschalten der Ladevorgänge ohne Einschränkungen der Nutzerbedingungen ausregeln. PtH-Anlagen können durch die geringe installierte Leistung nur eine geringe Anzahl an Stunden mit last- bzw. erzeugungsbedingtem Flex-Bedarf ausregeln.

5.4.4 Exkurs: Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen in der Niederspannung

Die in den voranstehenden Kapiteln vorgestellten Analysen betreffen die Netzauslastung in der MS auf Basis verschiedener Szenarien (siehe Abschnitt 5.2.2). Diese Szenarien bilden u.a. den Durchdringungsgrad von dezentralen Komponenten sowie deren Betriebsweise ab. Ein Großteil dieser Komponenten wird in der NS-Ebene integriert und haben somit einen netztechnischen Effekt auf NS aber auch MS. Für die Lösung von potenziellen Engpässen in der MS wird die entwickelte FlexPlattform eingesetzt. Für die NS-Ebene soll der Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen untersucht werden, welche im Projekt MONA 2030 ausführlich analysiert wurden /FFE-74 17/. Hierbei handelt es sich im Vergleich zur FlexPlattform, die eine Weiterentwicklung des Netzbetriebs darstellt, um eine Analyse, die auf die Netzplanung abzielt.

Im Bereich der Netzoptimierende Maßnahmen (NoM) werden im Folgenden einige der sogenannten „Netzorientierten Maßnahmen" für die verbesserte Integration von PV-Anlagen untersucht. Darunter fallen unter anderem regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), Längsregler (LVR) und Peakshaving bei PV-Anlagen. Bei Peakshaving ist zu beachten, dass bei Anlagen ohne Speicher diese auf 70 % und bei Anlagen mit Speicher auf 50 % der installierten Nennleistung eingestellt ist. /FFE-39 16/ Deren Funktionsweise und technische Umsetzung sind bereits bekannt, die genauen Effekte dieser Maßnahmen sollen nun für die im Projekt betrachteten NE-Netze untersucht werden. Hierfür werden die Auswirkungen der NoM mittels Lastflussberechnungen evaluiert und mit den daraus gewonnenen Erkenntnissen eine Entscheidungshilfe zur Auswahl der NoM für die betrachteten Netze abgeleitet. Als Grundlage dienen hierfür die NS-Netze des Verteilnetzes in und um Altdorf bei Landshut, welche aufgrund ihrer Diversität in Topologie und Auslastung heterogene Netzbelastungssituationen bieten. Die exakte Modellierung der eingesetzten NoM sind /FFE-45 17/ zu entnehmen.

Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen für die Bestimmung der durch den Einsatz von NoM zusätzlich integrierbarer Leistung wird auf Basis des Projektes MONA 2030 durchgeführt und ist in Abbildung 5-33 sowie Abbildung 5-34 in verkürzter Form dargestellt:

Ausgehend von der Referenzsimulation werden die aus Netzsicht kritischen Zeitpunkte abgelegt und anschließend die PV-Leistung iterativ erhöht. Hierbei wird jeweils untersucht, ob ein Netzproblem (strom- oder spannungsbedingt) auftritt. Diese zusätzliche PV-Leistung ohne den Einsatz von NoM wird als Netzgrenz-Kapazität (NGK) bezeichnet.

Abbildung 5-33: Methodischer Ablauf für die Bestimmung der Netzgrenzkapazität /FFE-74 17/

Ausgehend von dieser PV-Leistung werden im Folgenden die NoM eingesetzt und wiederum die Leistung der PV-Anlagen iterativ erhöht. Sobald eine Verletzung der Übertragungskapazität von Leitungen oder Transformatoren bzw. des zulässigen Spannungsbandes auftritt, wird die Erhöhung unterbrochen und die zusätzliche durch den Einsatz der NoM integrierbare PV-Leistung ausgewertet. Die Differenz aus dieser PV-Leistung und der NGK aus dem vorherigen Schritt wird als erweiterte Netzgrenzkapazität (eNGK) bezeichnet.

Abbildung 5-34: Methodischer Ablauf für die Bestimmung der erweiterten Netzgrenzkapazität /FFE-74 17/

Die eNKG als Kennwert ist entscheidend für die Auswahl der jeweiligen NoM für das betrachtete Netz, da dieser die Maßnahme mit dem größten Mehrwert in Bezug auf die PV-Integration ermittelt. Somit werden auch Einflüsse wie die (In-) Homogenität in der Netzbelastung berücksichtig, welche in der Auswahl zwischen rONT und LVR relevant sind.

Auswertung und Interpretation der Ergebnisse

Die Analyse der NGK sowie der eNGK wird für die drei NoM in jedem der zehn NS-Netze für alle vier Szenarien durchgeführt. Die entsprechenden Ergebnisse (eNGK in Bezug auf die NGK) sind in der folgenden Abbildung 5-35 dargestellt.

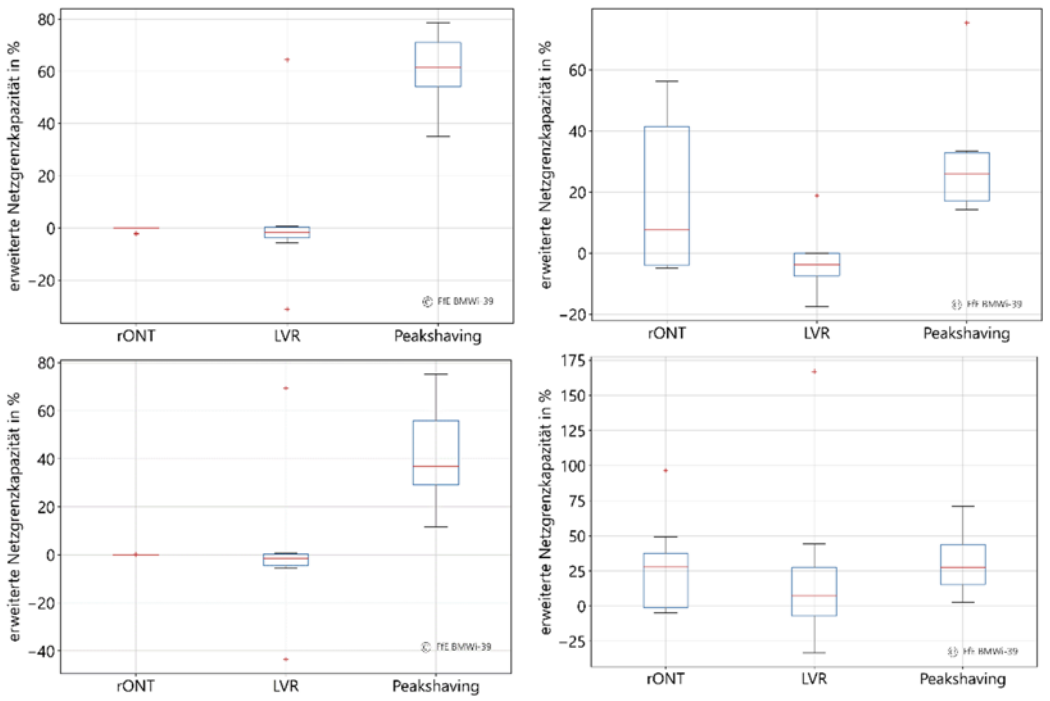


Abbildung 5-35: Boxplots der eNGK der Szenarien SPZ (links oben), EFV (rechts oben), APS (links unten) und PAM (rechts unten)

Über alle Szenarien und NS-Netze hinweg weist das Peakshaving den höchsten Effekt auf die eNGK auf. Auffällig ist der hohe Wert im Szenario SPZ. Hier existiert bei jeder PV-Anlage ein HSS, wodurch das Peakshaving auf 50 % der installierten PV-Leistung eingestellt ist. Zusätzlich sorgt deren Betriebsweise sowie die der übrigen Komponenten dafür, dass sich zur PV-Einspeisespitze ein hoher Effekt an zu kappender PV-Leistung ergibt. Bei der Interpretation und Einordnung der Ergebnisse ist die Struktur der NS-Netze sowie insbesondere die Randbedingungen in den Szenarien zu beachten. Bei bestimmten Netzstrukturen bzw. strombedingten Engpässen führt der Einsatz eines rONT und des LVR zu keiner oder sogar in wenigen Fällen zu leicht negativen Zubau-Potentialen. Diese Ergebnisse decken sich mit den Erkenntnissen in /FFE-74 17/.

Ergänzend hierzu ist in Tabelle 5-7 der auftretende Netzengpass je Szenario und NS-Netz aufgeführt. Hieraus bestätigt sich bspw. das Ergebnis aus Abbildung 5-35, wodurch im Szenario PAM die NoM LVR und rONT aufgrund des auftretenden Spannungsproblem einen vergleichsweise großen Effekt aufweisen.

Tabelle 5-7: Auftretender Netzengpass in den verschiedenen Netzen je Szenario

Netz	Autonomer Prosumen	Solarer Produzent	Prosument am Markt	Elektrifizierter Verbraucher
4001	I_Leitung	I_Leitung	Spannung	Spannung
4004	I_Leitung	I_Leitung	Spannung	Spannung
4005	I_Leitung	I_Leitung	Spannung	I_Leitung
4006	Spannung	Spannung	Spannung	I_Leitung
4008	Spannung	Spannung	Spannung	I_Leitung
4009	I_Leitung	I_Leitung	I_Leitung	Spannung
4010	I_Leitung	I_Leitung	I_Leitung	Spannung
4011	I_Trafo	I_Trafo	Spannung	Spannung
4012	I_Leitung	I_Leitung	Spannung	Spannung
4013	Spannung	Spannung	Spannung	Spannung

5.5 Partizipation in Altdorf

Der Altdorfer Flexmarkt wird im Rahmen eines Feldversuchs durch die Anbindung von bestehenden Anlagen demonstriert. Dabei ist die Teilnahme von bis zu 20 Besitzer*innen dezentraler Flexibilitätsoptionen wie PV-Anlagen, WP, oder auch Nachtspeicherheizungen vorgesehen. Im Gegensatz zu theoretischen Forschungsvorhaben erfordern partizipative Demonstrationsprojekte die Ausarbeitung einer zielgerichteten Ansprache und anschließender Begleitung der Teilnehmer*innen. Im Projekt wurde dafür ein Partizipationskonzept entwickelt. In diesem Berichtsteil werden der methodische Ansatz und die Bestandteile des resultierenden Partizipationskonzeptes erläutert. Zudem wird auf notwendige Erweiterungen im Konzept eingegangen, welche aus der praktischen Anwendung am Fallbeispiel des Altdorfer Flexmarktes hervorgehen.

Der folgende Abschnitt ist größtenteils der Webseiten-Beitragsreihe „Partizipation im (digitalen) Energiesystem“ sowie der Veröffentlichung /FFE-03 20/ entnommen, welche im Rahmen des Projekts entstanden sind.

5.5.1 Hintergrund – Partizipation im (digitalen) Energiesystem

Die Rolle privater Letztverbraucher rückt im Zuge der Transformation hin zu einem zunehmend dezentralen Energiesystem mit neuen (digitalen) Lösungskonzepten in den Vordergrund. Zum einen können sie als Besitzer dezentraler Anlagen und der Nutzung von neuen, digitalen Geschäftsmodellen zur Integration von EE und Netzstabilisierung beitragen. Zum anderen bestimmen Verhaltensweisen bzw. Nutzerverhalten die tatsächliche Erreichung des angestrebten Mehrwerts der Digitalisierungsmaßnahmen mit Auswirkungen auf Energieverbrauch und somit in weiterer Folge den Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Die Umsetzung verschiedener Stufen gesellschaftlicher Partizipation ist daher ein wichtiger Bestandteil im zukünftigen Energiesystem. Allgemein gilt Akzeptanz gegenüber dem Projektvorhaben als auch dem übergeordneten Ziel der Energiewende, sowie die Ansprache

zielgruppenspezifischer Anreizmechanismen als Grundvoraussetzungen für erfolgreiche Partizipation.

5.5.2 Formen und Stufen der Partizipation

In der Literatur wird in vier Ebenen der Partizipation unterschieden: Information, Konsultation, Kooperation und Autonomie (vgl. /FFE-03 20/). Partizipation kann demnach in verschiedenen Ausprägungen erfolgen. Gemäß der Begriffserklärung nach der Arnstein'schen Partizipationsleiter /ARNS-01 69/ unterscheiden sich diese nach dem Grad des potenziellen Einflusses. Von ausschließlicher Informationsbereitstellung über Mitwirkung und Zusammenarbeit bis hin zur Eigenständigkeit und Selbstverantwortung nimmt die Rate zu, mit der Bürger und Interessengruppen an einem Prozess teilnehmen und diesen potenziell beeinflussen können. Nach Arnstein können die Stufen nach Nichtteilnahme, Information, Beratung, Partnerschaft, Delegierte Macht und Bürgerkontrolle unterschieden werden. /ARNS-01 69/ Die Stufen unterscheiden sich weiter nach Projektabsicht. Hier einige fiktive Beispiele:

1) In einem Stadtviertel wird eine Informationskampagne durch Postwurfsendungen durchgeführt. Zielsetzung ist dabei, Bewusstsein gegenüber Effizienzmaßnahmen im Alltag zu schaffen. Haushalte erhalten dabei Informationen vom Empfänger, ohne bidirektionale Kommunikation. Es handelt sich um die Partizipationsform der Information.
2) In einem anderen Projekt werden Haushalte in einem Stadtviertel zu einer Informationsveranstaltung zum Thema Energieeffizienz eingeladen. Am Ende der Veranstaltung können Vorschläge für Anpassungen in öffentlichen Einrichtungen im Stadtviertel von den Teilnehmern schriftlich eingereicht werden, welche vom Projektteam auf Umsetzbarkeit überprüft und ggf. vollzogen werden. Zielsetzung ist, Input aus der Bevölkerung in die Projektarbeit zu integrieren, die Entscheidung der Umsetzung liegt jedoch beim Projektteam. Es handelt sich um die Partizipationsform der Beratung und ersten Formen der Partnerschaft.
3) In einem dritten Projekt werden die Haushalte des Stadtviertels zu einem Workshop eingeladen. In Kleingruppen werden Umsetzungsstrategien für Energieeffizienzmaßnahmen für ausgewählte Einrichtungen konzipiert. Die Gruppen werden durch das Projektteam begleitet und beraten. Zielsetzung ist, diese in den Entscheidungsprozess der Umsetzung miteinzubeziehen. Hier erfolgen die Stufen der Beratung und eine erste Form der delegierten Macht. Würde die alleinige Entscheidung über die Maßnahmen und deren Umsetzung bei den Haushalten liegen, ist die Stufe der Bürgerkontrolle erreicht.

Bei jeder Partizipationsform werden die Strategien zur Kommunikation entsprechend der Beteiligungsform durch das Projektteam geplant und im Partizipationskonzept integriert. Bezogen auf den Feldversuch ALF werden für die Einbindung der geplanten Anzahl von Besitzer*innen dezentraler Flex-Optionen verschiedene Stufen als Teil des Partizipationskonzeptes abgedeckt (vgl. Abbildung 5-36).

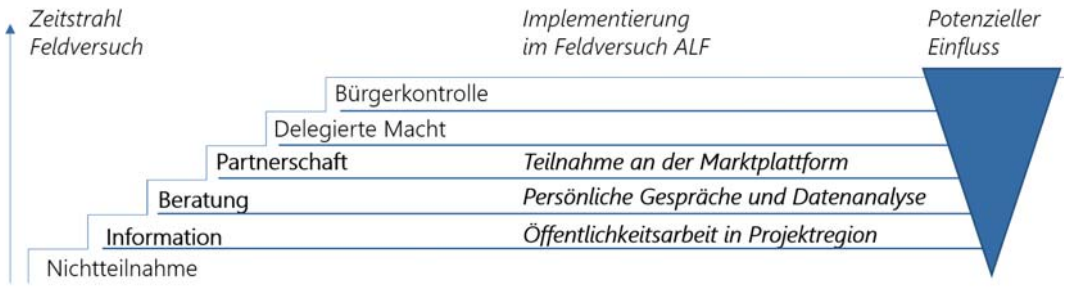


Abbildung 5-36: Implementation verschiedener Stufen der Partizipation nach /ARNS-01 69/ im Feldversuch

Die verschiedenen Stufen werden im Projekt wie folgt umgesetzt:

Information: Neben Erläuterungen zum Projekt ist ein Wissenstransfer zur allgemeinen Notwendigkeit der Energiewende und einhergehenden Herausforderung relevant, um ein ganzheitliches Verständnis zu schaffen. Diese Stufe der passiven Beteiligung wird daher zunächst durch das Partizipationsteam des C/sells-Gesamtprojektes (Smart Grids BW[6]) umgesetzt. Dies beinhaltet Öffentlichkeitsarbeit bei Informationsveranstaltungen in der Projektregion (z.B. Infostand am Marktfest oder der regionalen Umweltmesse) als auch diverse Kampagnen (z.B. Bekleben von Verteilerkästen, Postversendungen mit Botschaften der Energiewende). Spezifische Information zum Projekt werden durch das FfE-Projektteam über Beiträge in lokalen Zeitschriften und bei Bürgerdialogen vor Ort zur Ansprache von Teilnehmer*innen geteilt. Online werden Informationen durch regelmäßige Newsletter zum Verlauf des Feldversuchs sowie allgemein auf der Projektwebseite bereitgestellt. Inkludiert werden sowohl detaillierte Beschreibungen zur ALF-Plattform als auch FAQs, welche schnell erfassbare Antworten und Kernbotschaften an die Zielgruppe liefert. Wie zuvor in den Beispielen beschrieben, erfolgt auch hier primär die einseitige Kommunikation vom Projektteam an die Bevölkerung.

Beratung: Durch Gespräche und Veranstaltungen des Projektteams mit interessierten Teilnehmern wird die Möglichkeit eines persönlichen Austausches oder in Diskussionsrunden gegeben. Dies erfolgt z.B. im Anschluss an den informativen Teil des Bürgerdialogs und bei einer Auftaktveranstaltung zum Feldversuch sowie über Telefongespräche. Zudem werden durch die Teilnahme Informationen zur jeweiligen Anlage über eine zielgruppenspezifische Aufbereitung der Messdaten geteilt, welche beratend bezüglich Anpassungen des Verbraucherverhaltens wirken können (z.B. höherer Stromverbrauch in Zeiten hoher PV-Produktion).

Partnerschaft: Durch die Teilnahme am Altdorfer Flexmarkt und der damit verbundenen Einverständniserklärung für die Integration der Anlagen wird eine Partnerschaft zwischen den Teilnehmern und dem Projektpartner Bayernwerk als lokaler Verteilnetz- und grundzuständiger Messstellenbetreiber generiert. Die Partnerschaft besteht über die Projektlaufzeit und ist mit der Unterzeichnung der AGBs vertraglich geregelt.

Insgesamt befinden sich die Teilnehmer am Feldversuch ALF in der mittleren Einfluss-Skala: es besteht Wissenstransfer durch das Projektteam über allgemeine Themen der Energiewende sowie projektspezifischen Informationen. Beratung erfolgt über persönliche Gespräche und

[6] https://smartgrids-bw.net/

die Bereitstellung von erhobenen Daten als Dienstleistung. Die oberen Stufen der Partizipationsleiter werden im Projekt nicht umgesetzt, bspw. erfolgt keine aktive Mitgestaltung der Funktionsweise oder Visualisierung der Marktplattform ALF. Dies ist jedoch im Gegensatz zu den anderen Partizipationsstufen auch nicht Ziel des Projektes, wodurch das Partizipationskonzept diese Bestandteile nicht inkludiert.

5.5.3 Partizipationskonzept ALF

Im Gegensatz zu theoretischen Forschungsvorhaben erfordern partizipative Demonstrationsprojekte die Ausarbeitung einer zielgerichteten Ansprache und anschließender Begleitung der Teilnehmenden. Das im Zuge von ALF dafür entwickelte Partizipationskonzept wird in den folgenden Abschnitten erklärt.

5.5.3.1 Methodischer Aufbau

Abbildung 5-37 stellt den methodischen Aufbau des Partizipationskonzeptes dar. Als Grundlage für die Konzeptentwicklung erfolgt eine Ist-Analyse der bisherigen Beteiligungs- und Kommunikationsaktivitäten im Bereich der Energiewende in der Demonstrationsregion. Zusätzlich zu klaren Projektzielen sowie Limitierungen (Zeitrahmen, Projektbudget und Personalressourcen) ist eine Definition der Zielgruppe notwendig. Im Feldversuch sind dies neben öffentlichen Liegenschaften primär Letztverbraucher mit dezentralen Flexibilitätsoptionen. Um die Akzeptanz gegenüber der Digitalisierung im Energiesystem sowie relevante Anreize einer Teilnahme an ALF in das Konzept zu integrieren, wird eine Umfrage innerhalb der Zielgruppe durchgeführt. Die Fragenkonstellation beruht auf einem zu diesem Zweck entwickelten Akzeptanzmodell. Für die Erstellung des Modells werden Akzeptanzforschungstheorien sowie Best-Practice Beispiele für erfolgreiche Anreize bestehender Smart-Grid-Projekte (bspw. /HOLS-101 17/, /IÖW-01 16/, /BAUM-101 14/) herangezogen und unter Berücksichtigung des Projektkontextes zu einem Modell zusammengeführt. Neben den Ergebnissen von Ausgangssituation, Konzeptgrundlagen und Akzeptanzmessung werden Theorien aus den Bereichen Soziologie-, Marketing- und Kommunikationsforschung sowie Methoden thematisch relevanter Projekte auf das Fallbeispiel ALF übertragen und formen somit die drei Bestandteile des Konzeptes. Dies inkludiert das Vorgehen zur Teilnehmergewinnung und -begleitung, Pläne zur finanziellen Kompensation sowie zur Festlegung von Inhalten, Terminierung und verwendeten Kanälen für die Kommunikation vor, während und nach Abschluss des Feldversuchs.

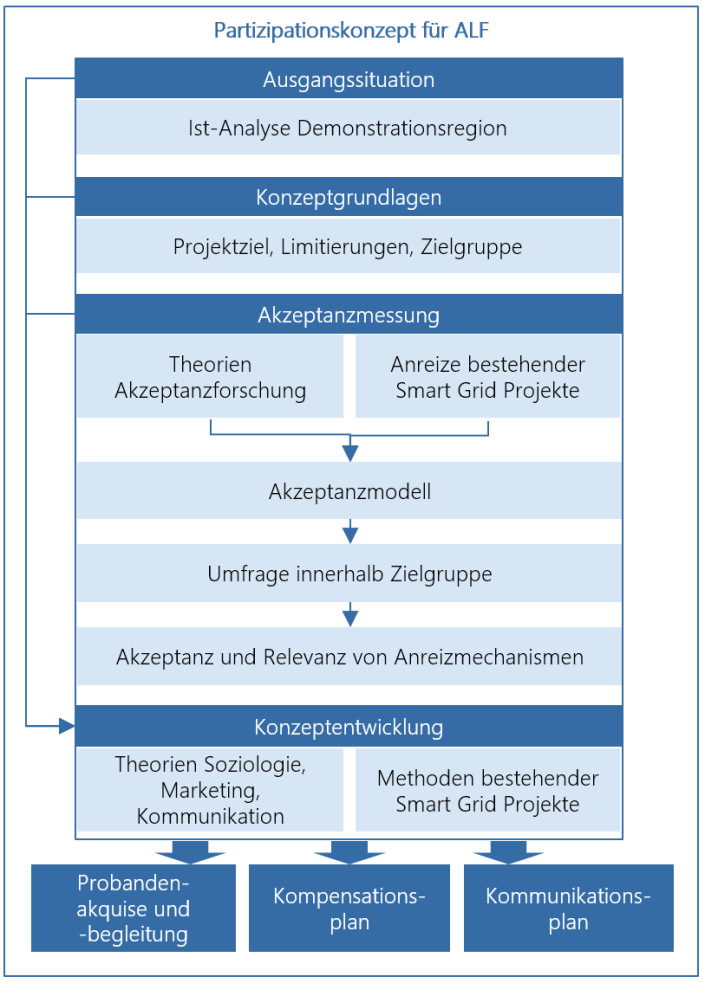


Abbildung 5-37: Methodik des entwickelten Partizipationskonzeptes im Zuge des Altdorfer Flexmarktes

Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, ist ein Akzeptanzmodell Bestandteil des Partizipationskonzeptes. Allgemein gilt die Akzeptanz des Projektes und im weiteren Sinne des übergeordneten Ziels, der Energiewende, sowie die Ansprache zielgruppenspezifischer Anreizmechanismen als Grundvoraussetzung für erfolgreiche Partizipation. Der theoretische Hintergrund und die einfließenden Faktoren bei der Entwicklung des Partizipationskonzeptes werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

5.5.3.2 Anreizmechanismen – theoretischer Hintergrund

Laut Everett M. Rogers' Diffusionstheorie, *Diffusion of Innovations Theory, (DOI)* (vgl. /FP-01 83/) spielen für die Durchdringung einer neuen Technologie verschiedene Akteursgruppen und Anreize im zeitlichen Verlauf eine Rolle. Je nach Zeitpunkt der Übernahme einer Technologie reichen die Nutzerkategorien von Innovatoren, frühen Adaptoren, der frühen Mehrheit bis hin zur späten Mehrheit und schlussendlich den sogenannten Nachzüglern. Die Nutzer einer Innovation lassen sich in die zwei Kategorien *Forerunner* (Innovatoren und frühe Adaptoren) und *Follower* (frühe Mehrheit, späte Mehrheit, Nachzügler) unterteilen. Aus explorativer Forschung sowie vorliegender Literatur ergibt sich eine Zuteilung dieser unterschiedlichen Nutzergruppen zu verschiedenen Anreizen, welche sich in emotionale, rationale und soziale Anreize unterscheiden (vgl. Abbildung 5-38).

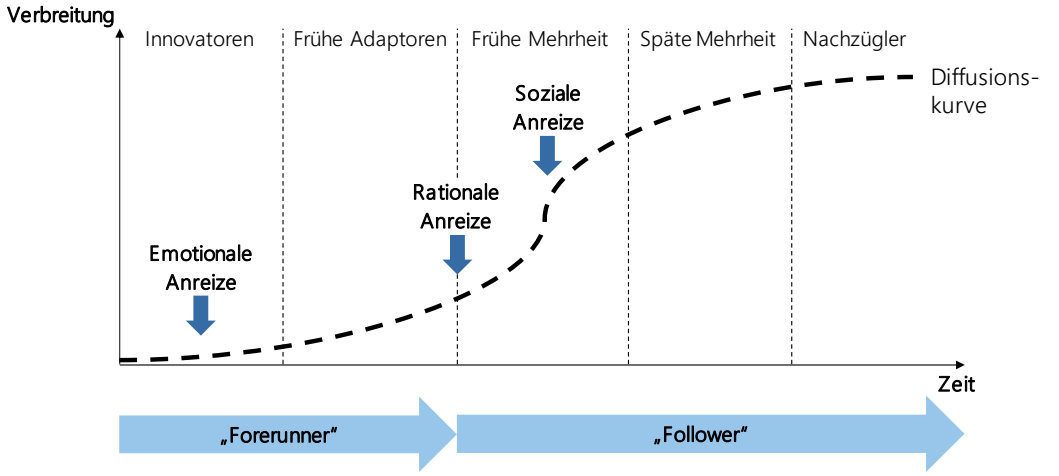


Abbildung 5-38: Zusammenhang nach /FP-01 83/ zwischen Anreizen und Zielgruppen bei der Verbreitung von Innovationen (vgl. /FFE-03 20/)

Forerunner gelten häufig als Vorbilder und reagieren v. a. auf emotionale Anreize. Bezogen auf Innovationen im Energiesystem fallen darunter Umweltaspekte, Interesse an neuen Technologien und auch Autarkiebestrebungen. Zur Ansprache der frühen Mehrheit in der Kategorie der Follower sind zusätzlich rationale Anreize notwendig, wie bspw. finanzielle Einnahmen oder Dienstleistungen. Für die ausschlaggebende Diffusion entlang der S-Kurve spielen letztlich soziale Anreize wie Gruppendynamiken eine relevante Rolle. (vgl. /FFE-03 20/)

5.5.3.3 Erhebung und Integration von Anreizmechanismen

Als Teil des Partizipationskonzeptes für ALF werden Akzeptanzforschungstheorien und Best-Practice Methoden bestehender Smart-Grids-Projekte in ein Akzeptanzmodell überführt. Dabei ergeben sich *zusätzlicher Nutzen, Komfort, einfache Nutzung, Kosten, Sicherheit, Umwelt, soziale Einflüsse* und *Kontrolle* als acht Hauptkategorien von Anreizmechanismen. Weiter resultieren die Parameter *Kostenvorteile, Gemeinschaft, Pionierregion, Regionalität, Technikinteresse, Umwelt* und *Vorbildcharakter* als potenziell ausschlaggebende Faktoren. Mittels einer Umfrage innerhalb der Zielgruppe, u. a. bei einem Bürgerdialog, bewerten die Befragten die Relevanz definierter Anreizmechanismen sowie die allgemeine Einstellung gegenüber dem Projekt und der Energiewende. Auf Grund der Größenordnung von 34 Teilnehmern gilt die Umfrage als nicht repräsentativ. Die Ergebnisse liefern jedoch Erkenntnisse der Interessen der ALF-Teilnehmer, welche in die Erstellung des Partizipationskonzeptes im Zuge des Feldversuchs einfließen. Die konzipierten Fragestellungen sind durch Modifikation an den jeweiligen Projektkontext für Analysen zu Anreizmechanismen einer aktiven Teilnahme in Partizipationskonzepten weiterer zukünftiger Projekte übertragbar.

Die Umfrageergebnisse zeigen eine generell positive Haltung gegenüber der Digitalisierung im Energiesystem sowie Innovationen wie Flexmärkten. Ein Großteil der 34 Befragten weist typische Charakteristika der Forerunner auf, wobei es sich um Teilnehmer mit hohem Bildungsabschluss und ausgeprägtem Interesse an Energie(-technik) handelt. Wie in Abschnitt 4.3.3.2 ausführlich behandelt, sind ALF-Teilnehmer*innen intrinsisch motiviert. Wie in Abbildung 5-39 dargestellt zeigt eine Analyse nach Altersklasse unterschiedliche Prioritäten.

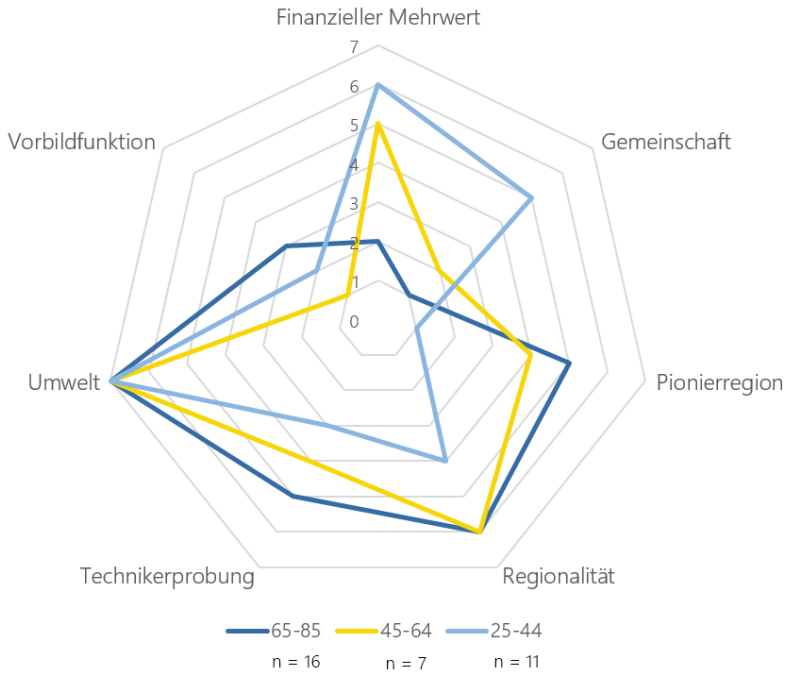


Abbildung 5-39: Auszug Umfrageergebnisse: Relevanz von Anreizen zur Teilnahme an ALF je Altersklasse (vgl. /FFE-03 20/)

Demnach werden Umweltaspekte unter allen Alterskategorien priorisiert genannt. Ebenso gilt der Beitrag zur technischen Weiterentwicklung und Regionalität als allgemeine Anreize. Klare Differenzen ergeben sich hinsichtlich der Relevanz, durch die Teilnahme die eigene Heimat als Pionierregion im Energiebereich voranzutreiben. Dieser Faktor wird von der jüngsten Altersgruppe mit der niedrigsten Prioritätsstufe bewertet, wohingegen die Bewertung durch die beiden älteren Altersgruppen im Mittelfeld liegt. Umgekehrt spielt nur für die jüngsten Teilnehmer das soziale Bedürfnis eines Gemeinschaftsgefühls eine priorisierte Rolle. Rationale Anreize wie der finanzielle Mehrwert werden zwar von Teilnehmer*innen der älteren Altersklasse (< Jahrgang 1955) weniger stark priorisiert, die Kompensation von Mehrausgaben ist jedoch unter allen Teilnehmern Grundvoraussetzung einer Teilnahme. (vgl. /FFE-03 20/) Um neben Forerunnern die frühe und späte Mehrheit laut Rogers Diffusionskurve anzusprechen, werden für die Probandenakquise und –begleitung in ALF auch soziale Anreize in das Partizipationskonzept integriert. Im Zuge des Feldversuchs werden daher insgesamt die Faktoren Vertrauensbildung, frühe Einbindung, Integration von lokalen Entscheidungsträgern, Nutzung sozialer Prozesse, Erweckung eines Teilnahmebedürfnisses sowie Nutzerfreundlichkeit berücksichtigt und wie folgt umgesetzt:

- Eine **frühe Einbindung potenzieller Teilnehmer** ist Teil des Partizipationskonzeptes und begann bereits ein Jahr vor dem Feldversuch, u. a. durch Informationskampagnen bei regionalen Veranstaltungen. Eine frühzeitige Teilnahme kann ein Gefühl der Wertschätzung und Integration für die Anwender schaffen.
- **Vertrauen in das Projektziel und -team** wird durch persönlichen Kontakt, Offenheit und Transparenz aufgebaut. Zur Aufrechterhaltung von Vertrauen während der Probandenbegleitung wird ein regelmäßiger Newsletter an alle Teilnehmer und Interessenten versandt.
- Ein **Bedürfnis zur Teilnahme** wird durch die Ansprache idealistischer Werte generiert, z. B. der Präsentation des Projektes als Lösungsstrategie zur Integration erneuerbarer

Energien ins Energiesystem. Kontinuierliche lokale und regionale Öffentlichkeitsarbeit dient der Bewusstseinsbildung über den Kreis der Feldversuchsteilnehmer hinaus.

- Die **Nutzung sozialer Prozesse** erfolgt bspw. durch den fachlichen Austausch sowie den Kontaktaufbau zwischen Projektteam und potenziellen Probanden auf lokalen Veranstaltungen. Darunter fällt ein durchgeführter Bürgerdialog zur Probandenansprache. Im weiteren Verlauf sind zusätzliche Informationsabende zur Aufrechterhaltung von Interesse und Engagement geplant.
- Im Zuge des Bürgerdialogs fungiert der Bürgermeister als Gastgeber und aktiver Unterstützer des Projektes als **lokaler Entscheidungsträger** und somit als **Multiplikator**. Zur Stärkung des Gemeinschaftsgefühls werden zudem lokale Vorbilder, wie z. B. Teilnehmer vorangegangener Projekte oder lokale Interessengruppen eingebunden.
- Eine **nutzerfreundliche Teilnahme** wird durch eine einfach zu bedienende App inkl. FAQs ermöglicht. Dies minimiert den Zeitaufwand und stärkt das Kompetenzgefühl.

Bezogen auf den Kompensationsplan zeigen die Umfrageergebnisse die Notwendigkeit entsprechender rationaler Anreize, zum einen in Form von Service-Diensten (bspw. Datenauswertung und –visualisierung zum Monitoring der eigenen Anlagen). Zudem werden monetäre Anreize in Form einer Kompensation von zusätzlichen Kosten (bspw. kostenloser Einbau des iMSys) als auch eines finanziellen Ausgleichs von Verlusten (bspw. bei Abregelung der EE-Anlagen) integriert. Diese rationalen Faktoren sollen insbesondere zur Ansprache von Followern dienen.

Im Zuge des Kommunikationsplans erfolgt neben dem persönlichen Austausch eine Kommunikation sowohl per Mail und Postsendungen, über soziale Medien, Publikationen auf der Projektwebseite als auch in regionalen Zeitschriften. Zur Probandengewinnung wird zunächst Öffentlichkeitsarbeit in der Projektregion über Energiewendethemen im Allgemeinen betrieben sowie über Ziele und Inhalte des Projektes informiert (z. B. über Informationsstände bei Festen oder Messen). Zur gezielten Ansprache potenzieller Teilnehmer erfolgen als nächster Schritt Einträge in lokalen Zeitschriften sowie Informationsabende zum persönlichen Austausch (z. B. Bürgerdialog und Treffen mit lokalen Interessengruppen). Zur Aufrechterhaltung der Kommunikation nach erfolgreicher Teilnahme wird kontinuierlich über den Status und aktuelle Entwicklungen des Feldversuches durch digitale Newsletter und lokale Veranstaltungen informiert.

5.5.4 Erkenntnisse aus dem Partizipationstätigkeiten für Folgeprojekte

Im Konzept Partizipationskonzept zu Strategien für Probandenansprache und –begleitung werden fächerübergreifende Theorien sowie Best-Practice Methoden aus bestehenden Smart-Grids-Projekten zusammengeführt. Das Konzept integriert relevante Anreizmechanismen, welche durch ein entwickeltes Akzeptanzmodell identifiziert und deren Relevanz über eine Umfrage innerhalb der Zielgruppe ermittelt wurde.

Aus den Partizipationstätigkeiten im Zuge von ALF lässt sich im Allgemeinen die Notwendigkeit eines verstärkten Fokus auf die Gewährleistung technischer Anforderungen bei der Probandengewinnung ableiten. Werden diese nicht erfüllt, erschwert es die Einbindung von Teilnehmenden und wirkt sich in weiterer Folge verzögernd oder auch verhindernd auf die Diffusion von Innovationen aus. An einer Teilnahme an ALF interessiert sich zudem primär die Personengruppe der Forerunner, insb. der Innovatoren, welche die (digitale)

Transformation des Energiesystems bereits als gesellschaftlich akzeptiert und wünschenswert bewerten. Dies ist u. a. auf den Besitz von Flexibilitätsoptionen als Grundvoraussetzung für eine Teilnahme am Feldversuch zurückzuführen, wonach meist Technikaffinität und Umweltbewusstsein in der Zielgruppe vorherrschen. Um die Einbindung weiterer gesellschaftlicher Gruppen zu erreichen, sind zusätzliche Möglichkeiten zur Teilnahme am Energiesystem zu entwickeln sowie v. a. rationale und soziale Anreize für eine aktive Partizipation im Energiesystem zu schaffen.

Lessons Learned:

- Verschiedene Stufen der Partizipation: Für die Einbindung der Besitzer*innen dezentraler Flex-Optionen werden mehrere Stufen als Teil des Partizipationskonzeptes abgedeckt. Diese reichen von Information über Beratung bis hin zur Partnerschaft und werden im Partizipationskonzept abgedeckt.
- Motivationsfaktoren der Zielgruppe: Bei den ALF-Teilnehmer*innen handelt es sich um „Forerunner", welche intrinsisch motiviert sind. Hierbei spielen v.a. emotionale Anreize wie der Beitrag zur Umwelt und Technikaffinität eine Rolle. Umweltaspekte, Regionalität, technologische Weiterentwicklung und Gemeinschaftsgefühl gehen als wesentliche Anreizmechanismen zur Teilnahme hervor. Zudem gilt (Daten-)Sicherheit für die Befragten als Voraussetzung.
- Anreize für eine weitere Durchdringung von Flex-Märkten: Zur Ansprache der Follower ist eine verstärkte Schaffung von rationalen und sozialen Anreizen notwendig. Soziale Anreize werden im Konzept durch Vertrauensbildung, frühe Einbindung, Integration von lokalen Entscheidungsträgern (z.B. Bürgermeister) oder auch Nutzerfreundlichkeit (z.B. Gestaltung der ALF-App) integriert. Rationale Anreize finden in Form von Ausgleich möglicher finanzieller Verluste bzw. anfallender Kosten als auch zusätzlicher Service-Dienste (z.B. Visualisierung der Anlagendaten) Berücksichtigung.
- Ansprache von Teilnehmern für den Feldversuch: als Teil des entwickelten Partizipationskonzepts zur bewährte sich das persönliche Gespräch als erfolgreichste Methode, um Interesse zur Teilnahme zu wecken und Vertrauen in das Projekt aufzubauen.

5.6 Umsetzung im Feld

Das in Kapitel 4 vorgestellte Konzept einer Markt- und Koordinationsplattform wird als Altdorfer Flexmarkt (ALF) in der Region Altdorf bei Landshut sowie einigen umliegenden Kommunen umgesetzt. Nähere Information bzgl. Rahmendaten der Projektregion sind in Abschnitt 5.2 bereits aufgeführt. In Abbildung 5-40 ist eine Übersicht über die wichtigsten Bestandteile der Umsetzung von ALF aufgeführt. Neben der FfE als wissenschaftliche Begleitung und Konzepterstellung ist Bayernwerk als VNB der relevanteste Projektpartner aus dem C/sells-Konsortium. Bayernwerk ist dabei vor allem für die Bereitstellung der iMSys-Infrastruktur sowie deren Einbau bei den Probanden zuständig.

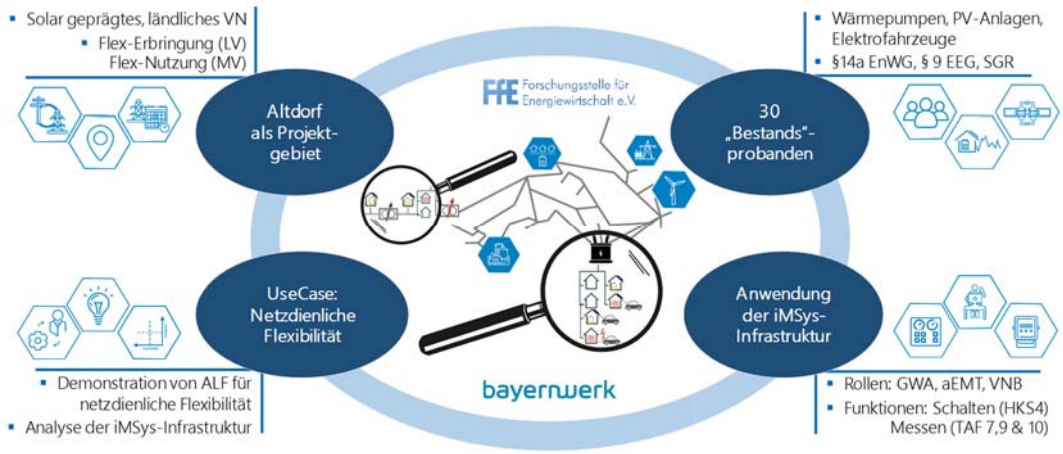


Abbildung 5-40: Darstellung der wichtigsten Bestandteile im Feldversuch

In der Projektregion hat bereits heute die PV den größten Anteil an der EE-Gesamterzeugung und dies wird in den nächsten Jahren gemäß der betrachteten Szenarien noch weiter steigen (vgl. Abschnitt 5.2.2). Die über ALF eingesammelte Flexibilität soll für die Mittelspannung sowie höhere Netzebenen genutzt werden, wobei sich die Anlagen für die Erbringung vorwiegend in der Niederspannung befinden.

In Summe werden bis zu 30 Probanden an ALF angeschlossen. Eines der Hauptkriterien für den Anschluss an den ALF ist die Kompatibilität mit der iMSys-Architektur (siehe Abschnitt 5.6.2). Hieraus ergibt sich ein Pool von Probanden bzw. Anlagen, welche entweder derzeit über die Rundsteuerung angebunden sind (§14a EnWG, §9 EEG), als C/sells-Demozelle eine entsprechende Schnittstelle aufweisen oder in die technischen Spezifikationen eine entsprechende Kompatibilität berücksichtigt wurde (bspw. Smart-Grid-Read Label von Wärmepumpen).

Die iMSys-Infrastruktur stellt das Bindeglied zwischen den Flexibilitäts-Optionen der Probanden und ALF dar. Für die Übertragung von Schaltsignalen als auch den Empfang von Messwerten sind verschiede Rollen als auch Komponenten zu berücksichtigen. Für die Umsetzung von ALF wird nur ein Teil des Funktionsumfangs der iMSys benötigt.

Der hier skizzierte Feldversuch umfasst dabei im wesentlich zwei Ziele: Die Demonstration der Markt- und Koordinierungsfunktion in Form von ALF und die Evaluation der Smart-Grid-Infrastruktur. Bei letzterem werden zusätzliche Messwerte erhoben und Performancedaten ausgewertet, um Aussagen bzgl. auftretenden Latenzzeiten oder benötigten Datenvolumen zu ermöglichen.

5.6.1 Systemlandschaft und Schnittstellen im Demonstrationsprojekt

Das folgende Kapitel beschreibt die Schnittstellen und Prozesse, welche sich durch die Umsetzung von ALF ergeben. Die einzelnen Module sowie deren Interaktion innerhalb von ALF sind bereits in Abschnitt 4 erläutert. Neben ALF sind externe Prognosedienste, die Leitwarte des VNB, ein aktiver Externer Marktteilnehmer, der Messstellenbetreiber sowie die Probanden als Akteure in der Systemlandschaft verbunden (vgl. Abbildung 5-41).

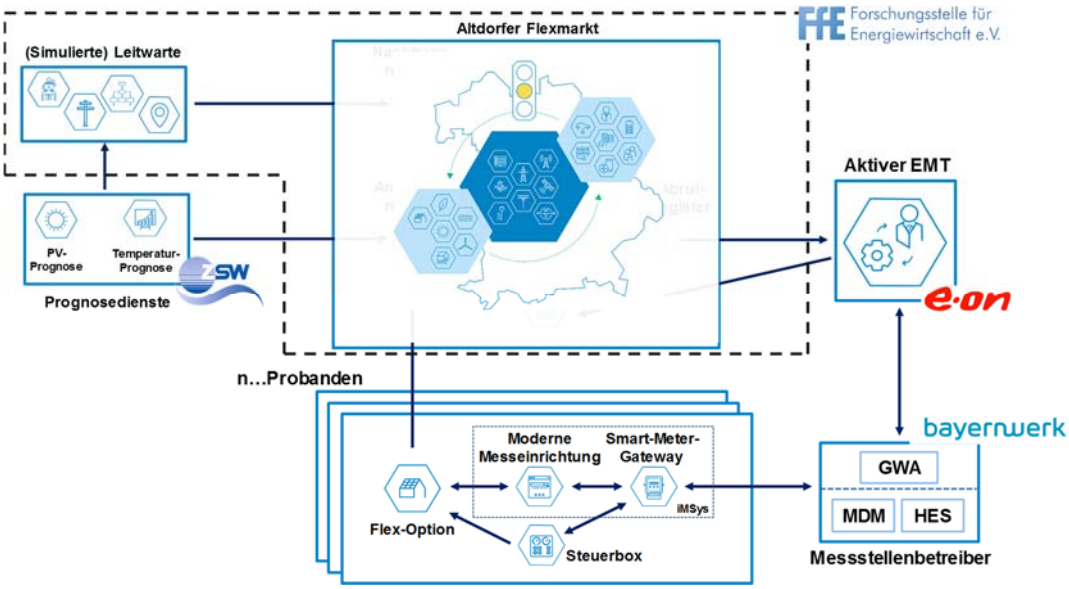


Abbildung 5-41: Systemlandschaft, Schnittstellen und beteiligte Partner bei der Umsetzung des Feldversuchs

Prognosedienste:

Im Betrieb von ALF werden Prognosen für Temperatur und PV-Erzeugung durch das *Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)* zur Verfügung gestellt. Auf Basis von Wettermodellen des *Deutschen Wetterdiensts (DWD)* werden am ZSW die entsprechenden Informationen in regelmäßigen Intervallen für die Projektregion Altdorf zum Abruf durch die FfE aufbereitet. Tabelle 5-8 zeigt die Eigenschaften der verwendeten Prognosedaten.

Tabelle 5-8: Informationen zu den auf ALF verwendeten Prognosedaten

Prognosetyp	Temperatur	PV-Erzeugung
Zeitliche Auflösung	stündlich	¼-stündlich
Regionale Auflösung	1 Bezugspunkt (Mitte Projektregion)	
Aktualisierungsintervall	6 h	3 h
Verwendeter Prognosehorizont	ca. 36 h	
Weitere Informationen	Stündliche Werte werden auf ALF in äquivalente Tagesmitteltemperatur umgerechnet	5 Anlagen-Ausrichtungen verfügbar (W-SW-S-SO-O) 10 Anlagen-Neigungswinkel verfügbar (0° - 90° in 10°-Schritten) Bereitstellung von normierten Erzeugungsgängen, die auf ALF auf die installierte Leistung skaliert werden

Die Prognosedaten werden auf einer ZSW-internen Datenbank abgelegt, welche eine Schnittstelle zum externen Abruf bereitstellt. Die FfE ruft diese Daten zu zwei unterschiedlichen Zwecken ab:

1. Input für die Bedarfsermittlung als Eingangsdaten für die simulierten Leitwarten-Berechnungen (siehe Abschnitt 5.6.1)
2. Grundlage für die Vermarktung der langzeitkontrahierten Angebote auf ALF (siehe Abschnitt 4.5.3). Dies betrifft insb. PV-Anlagen, Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen ohne aktive Vermarktung.

Für letzteren Punkt erfolgt der Abruf durch ALF zu definierten Zeitpunkten (3 Uhr, 9 Uhr, 15 Uhr). So werden die Prognoseinformationen immer auf den aktuellen Stand aktualisiert.

Zur Vermarktung von PV-Anlagen werden die bereitgestellten und normierten Erzeugungsgänge auf ALF anhand der Anlagen-spezifischen Ausrichtung (Azimut und Inklination) ausgewählt und anhand ihrer Nennleistung skaliert.

Die Werte werden den Nutzern von ALF zudem auf der Plattformoberfläche visualisiert. Abbildung 5-42 zeigt dies exemplarisch anhand der PV-Erzeugungsprognosen.

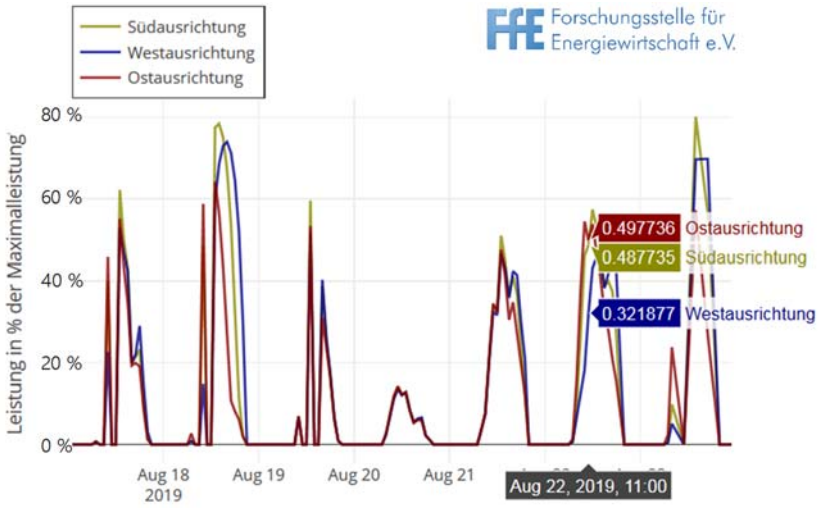


Abbildung 5-42: Beispielhafte Darstellung der normierten PV- Erzeugungsprognose auf ALF

Für die Prognose langzeitkontrahierter elektrischer Wärmeerzeuger, wie Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen, erfolgt der in Abschnitt 5.3.3 beschriebene, Aggregationsmechanismus. Als Eingangswert wird dabei die sog. „äquivalente Tagesmitteltemperatur" benötigt, welche den Einfluss des Temperaturverlaufs der letzten drei Tage berücksichtigt und sich wie folgt berechnet:

$$T_{m,ä} = 0{,}5 \cdot T_m(d) + 0{,}3 \cdot T_m(d-1) + 0{,}15 \cdot T_m(d-2) + 0{,}05 \cdot T_m(d-3) \qquad (5\text{-}5)$$

$T_{m,ä}$ in °C Äquivalete Tagesmitteltemperatur
T_m (d-n) in °C Tagesmitteltemperatur n Tage zuvor

Abbildung 5-43 zeigt exemplarisch den Verlauf von Temperaturprognose und äquivalenter Tagesmitteltemperatur auf der Web-Oberfläche des Altdorfer Flexmarkts.

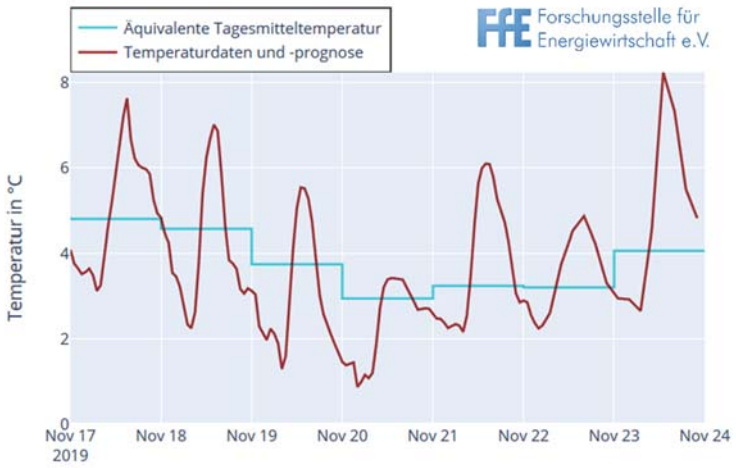


Abbildung 5-43: Beispielhafte Darstellung der Temperaturprognose inkl. äquivalenter Tagesmitteltemperatur auf ALF

(Simulierte) Leitwarte:

Die Hauptaufgabe der Leitwarte im Zusammenspiel mit ALF ist die Durchführung einer Day-Ahead-Engpassbestimmung und eine darauf basierende Übergabe des Flex-Bedarfs an ALF. Diese Funktion inkl. weiterer notwendiger Zusatzinformationen (Verschaltungszustand etc.) sind derzeit in einer automatisierten Form beim Netzbetreiber nicht vorhanden. Daher wird die Leitwartenfunktion von der FfE mit Hilfe des Verteilnetztools GridSim simulativ abgebildet (siehe Abschnitt 5.3). Hierdurch ergeben sich weitere Vorteile wie beispielsweise die Integration von Szenarien für die Abbildung der künftigen Netzbelastung (siehe Abschnitt 5.2.2) sowie die Vermeidung einer aufwändigen Schnittstelle zwischen der Leitwarte als Teil einer sichern Umgebung und ALF – einer Entwicklung im Rahmen eines Forschungsprojektes. Der genaue Ablauf der Leitwartenfunktion inkl. der Einbindung der Daten aus den Prognosen (Temperatur und PV) ist in Abbildung 5-49 dargestellt. Anhand der Prognosedaten, sowie Daten zu Netztopologie, Vortagsberechnungen und dem gewählten Szenario wird in der Leitwarte anhand einer simulativen Lastflussrechnung der Flex-Bedarf für den Folgetag ermittelt.

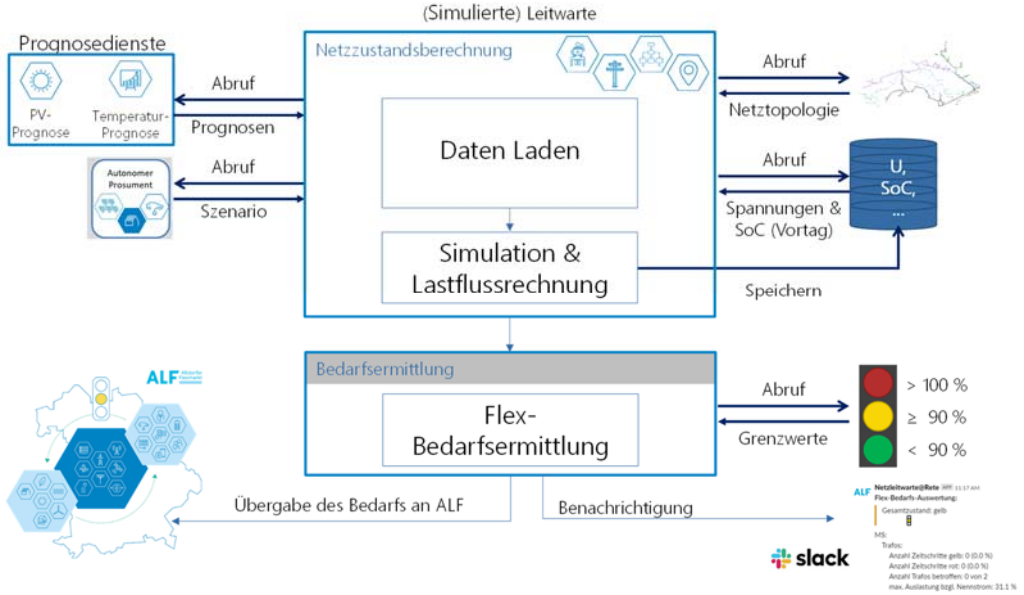


Abbildung 5-44: Übersicht über die Day-Ahead Flex-Bedarfsermittlung

Das Ergebnis der Day-Ahead-Engpassbestimmung wird automatisiert in Form eines JSON-File an die FlexPlattform übergeben (Beispiel hierfür in Abbildung 5-45 dargestellt).

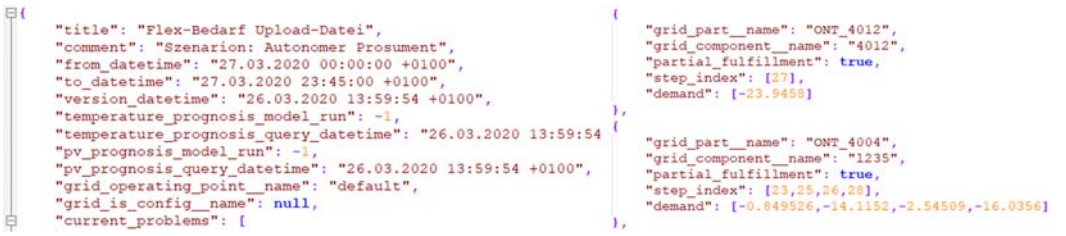


Abbildung 5-45: Header des JSON-File für die Übermittlung des Flex-Bedarfs (links) sowie der Inhalte eines Engpasses (rechts)

Bei der Übermittlung des Flex-Bedarfs sind einige generelle Informationen wichtig bzw. für die spätere Auswertung hilfreich. Hierunter fallen das verwendete Szenario (hier Autonomer Prosumer), das Datum der Engpassbestimmung sowie der Netzverschaltungszustand (hier „default" bzw. „Null" also Zielverschaltung). Der Flex-Bedarf wird dabei für jedes betroffene Betriebsmittel (grid_component_name) bzw. jeden Netzknoten übergeben. Da diese Bezeichnungen in einem größeren Netzgebiet oft nicht eineindeutig sind, wird noch das Netzgebiet (grid_part_name) des Engpasses mit übergeben. Die Überlastung eines Betriebsmittel wird dabei mit der Dauer (step_index als Auflistung der Viertelstunden) sowie der zugehörige Flex-Bedarf (demand). Als ergänzende Information kann noch beigefügt werden, ob der Netzbetreiber auch eine Teilerfüllung (partial_fulfillment) des übergebenen Bedarfs akzeptieren würde.

Aktiver externer Marktteilnehmer:

Die Rolle des externen Marktteilnehmers ist für sämtlichen Anwendungsfällen notwendig, welche die iMSys-Infrastruktur einbinden wollen. Ist ein rein lesender Zugriff (Abruf von Messwerten) ausreichend, handelt es sich um den passiven externen Marktteilnehmer. Im Rahmen der Umsetzung von ALF werden jedoch neben dem Abruf von Messwerten auch Schaltbefehle über den CLS-Kanal versendet. Somit ist die Integration eines sogenannten aktiven externen Marktteilnehmers (aEMT) notwendig. Diese Funktion übernimmt im Feldersuch dabei ein vom Netzbetreiber beauftragtes Unternehmen.

In Tabelle 5-9 sind die Hauptfunktionen in dem Zusammenspiel zwischen ALF und aEMT beschrieben. Ergänzend zu den genannten Aspekten findet beim aEMT ein Logging der einzelnen Prozessschritte sowie deren zeitliche Dauer statt. Diese Datenerhebung ist die Basis für die Latenzzeitauswertung in Abschnitt 6.1.

Tabelle 5-9: Übersicht zu der Schnittstelle zwischen ALF und aEMT

Funktion	Trigger	Übergabeparameter ALF-> aEMT	Daten aEMT -> ALF
Messen TAF 7	Fest hinterlegter Zeitpunkt im SMGW	Zähler-ID Register	Zeitpunkt je Messwert Werte (1/4 h Zählerstand)
Messen TAF 9	Externes Signal (ALF)	Start- und Endzeitpunkt Zähler-ID Register	Zeitpunkt je Messwert Werte (minütliche Leistungswerte)
Schalten via CLS	Externes Signal (ALF)	Steuerlokation Zeitpunkt der Schaltung Schaltstufe	Statusmeldung über Prozessumsetzung

Messstellenbetreiber:

Neben der physischen Bereitstellung der iMSys-Infrastruktur (Montagen der Geräte, Kommunikationsanbindung etc.) ist die Bereitstellung des Gateway-Administrators (GWA) als Teil des Messstellenbetreibers (MSB) die Hauptaufgabe des MSB im Rahmen der Systemlandschaft. Wie in Abbildung 5-41 dargestellt, gibt es keine direkte Schnittstelle zwischen dem GWA und ALF, als Bindeglied agiert dabei der aEMT. In der folgenden Abbildung 5-46 ist der Ablauf der einzelnen Prozessschritte dargestellt, welche Ablaufen sobald ein Schaltbefehl von ALF übermittelt wurde.

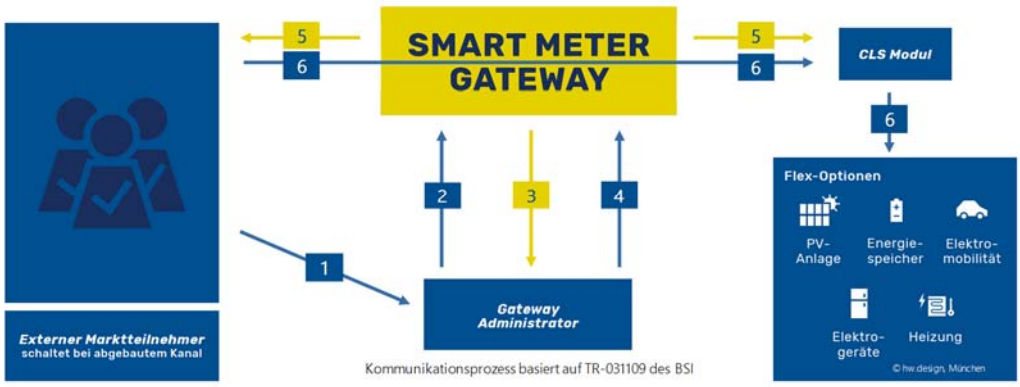


Abbildung 5-46: Schematischer Ablauf der Prozessschritte im Rahmen einer Übermittlung eines Schaltbefehls an eine Flex-Option

1. Aktive externe Marktteilnehmer sendet an den Gateway Administrator (GWA) eine Kommunikationsanfrage zu einem Smart Meter Gateway (SMGW)
2. GWA prüft Anfrage und sendet Wake-Up-Paket an SMGW
3. SMGW baut Kanal zu GWA auf
4. GWA parametriert SMGW gemäß Anforderungen des aEMT
5. SMGW baut Kanal zu aEMT und Steuerbox (CLS Modul) auf
6. aEMT sendet Schaltbefehl an CLS-Modul, welches die Leistung der Flex-Option entsprechend beeinflusst

Das hier aufgeführte Kommunikationsszenario basiert auf dem HKS4 „Transparenter Kanal initiiert durch EMT" aus der TR-03109-1 des BSI. /BSI-102 15/

Proband:

Die theoretischen und konzeptionellen Arbeiten in Bezug auf die Integration von Proband*innen in den Altdorfer Flexmarkt sind in Abschnitt 5.5 enthalten. Eine Übersicht über der am Feldversuch Teilnehmenden sind in Kapitel 5.6.3 aufgeführt.

5.6.2 Herausforderungen bei der Implementierung

Für die Demonstration des Altdorfer Flexmarktes unter Verwendung der iMSys-Infrastruktur sind verschiedene Einschränkungen zu beachten. Diese müssen bereits bei der Konzeption des Feldtests bzw. bei der Auswahl der Flex-Optionen berücksichtigt werden. Der Pool der möglichen Flex-Typen ist durch die betrachteten Spannungsebenen (z.B. keine großen

thermischen oder erneuerbaren Kraftwerke), den Kundenkomfort (z.B. keine weiße Ware) und die notwendige Kompatibilität mit der verwendeten iMSys-Infrastruktur (z.B. keine Batteriespeicher) begrenzt. Der Schwerpunkt des Feldversuchs liegt daher auf Erzeugungsanlagen, die gemäß § 9 EEG (Abregeln von EE-Anlagen) in bestimmten Stufen reguliert werden können. Darüber hinaus können auch Verbraucher, die derzeit am Flexibilitätsmechanismus des § 14a EnWG (Abschalten von Lasten) teilnehmen können, integriert werden (Abbildung 5-47). Durch die Bezugnahme auf diese beiden Richtlinien kann sichergestellt werden, dass die einzelne Flex-Optionen grundsätzlich mit der iMSys-Infrastruktur und damit mit der entwickelten FlexPlattform kompatibel sind. /FFE-85 19/

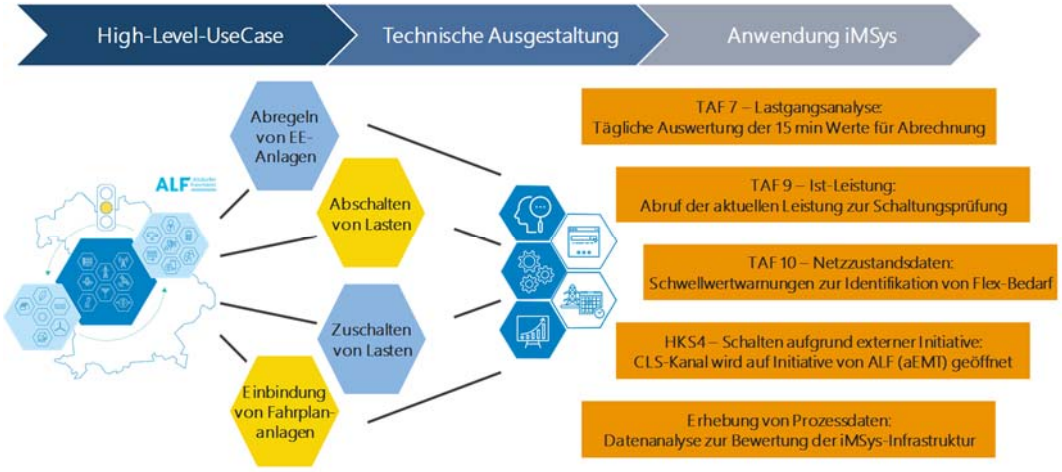


Abbildung 5-47: Übersicht über die Use-Cases bzgl. der Einbindung von Flex-Optionen sowie der Anwendung der iMSys-Funktionen

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 aufgeführt, gibt es insgesamt dreizehn Tarifanwendungsfälle, die die Mindestanforderungen an das Smart Meter Gateway beschreiben. Die Anwendung der Markt- und Koordinierungsplattform erfordert mehrere Dateninputs, welche durch die Anwendung von drei bestimmten Tarifanwendungsfällen zur Verfügung gestellt werden (vgl. Abbildung 5-47): Vor und nach dem Schalten wird der tatsächliche Leistungswert der jeweiligen Flex-Option nahezu in Echtzeit (TAF 9) übertragen, um den technischen Nachweis des Schaltvorgangs zu erbringen. Der Zählerstandsgang der Anlage (TAF 7) wird täglich ausgewertet (Auflösung 15 min), um den Nachweis der angebotenen Leistung erfassen zu können. Zusätzlich werden Netzstatusdaten an die Plattform übermittelt, sobald definierte Schwellenwerte (z.B. Netzspannung) über- oder unterschritten werden (TAF 10).

Neben den Tarifanwendungsfällen sind im Rahmen der Konzeption des Feldversuchs noch weitere Aspekte zur berücksichtigen, welche sowohl auf dem technischen Angebot der iMSys-Infrastruktur als auch auf den Anforderungen von ALF basieren (siehe Abbildung 5-48).

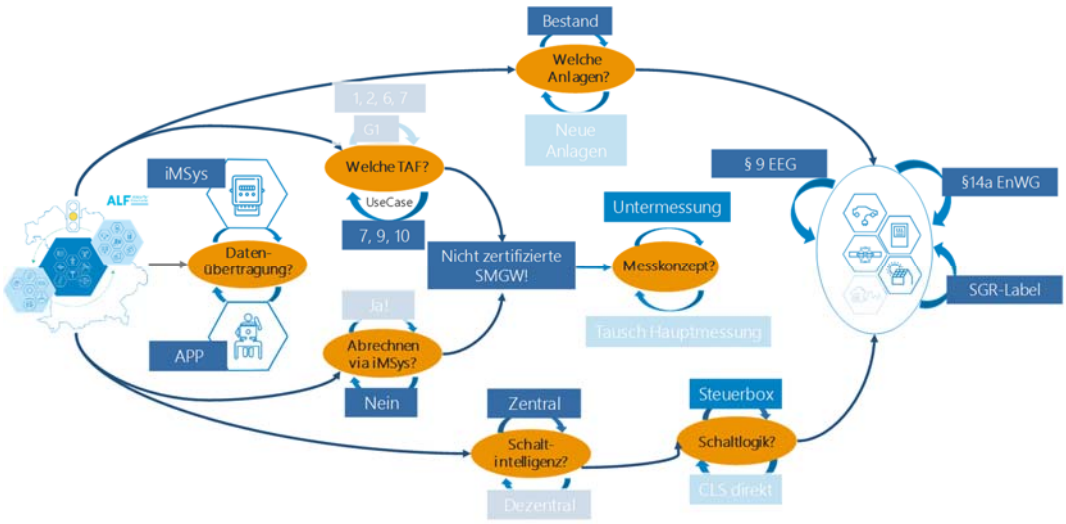


Abbildung 5-48: Entscheidungsweg ausgehend von den Anforderungen des Altdorfer Flexmarktes bis hin zur Auswahl der kompatiblen Flex-Optionen

Mit der zu Beginn des Feldversuchs zur Verfügung stehenden Generation von SMGW, die Teil des laufenden Zertifizierungsprozesses ist, steht nur der TAF 7 zur Verfügung /BSI-01 20/. Die Implementierung weiterer TAF wird planmäßig Teil der kommenden Gerätegenerationen sein. Daher werden während des Feldtests nicht zertifizierte SMGW verwendet, um die Anforderungen von ALF zu erfüllen. Diese Einschränkung bedeutet, dass das SMGW bzw. deren Datenerfassung nicht für Abrechnungsprozesse im regulären Betrieb verwendet werden darf. Somit wird die Montage vor Ort bei den Probanden als Untermessung durchgeführt, wodurch die derzeit existierende Hauptmessung unverändert bleibt.

5.6.3 Probanden im Altdorfer Flexmarkt

Die Entwicklung und die Anwendung eines Partizipationsansatzes sind bereits in Abschnitt 5.5 beschrieben. Auf Basis der entwickelten Ansätze erfolgte eine Vielzahl von Veranstaltungen, Öffentlichkeitsarbeit und Probandenmanagement (siehe Abbildung 5-49), um sowohl Probanden für den Feldversuch zu gewinnen, als auch die Probanden während der Durchführung des Feldversuchs zu begleiten.

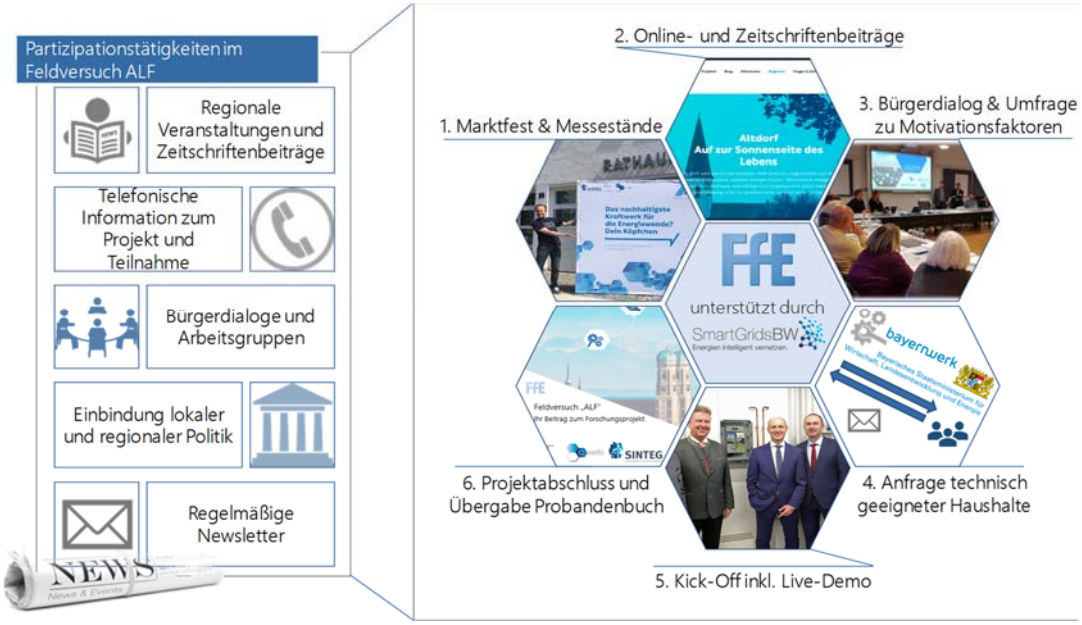
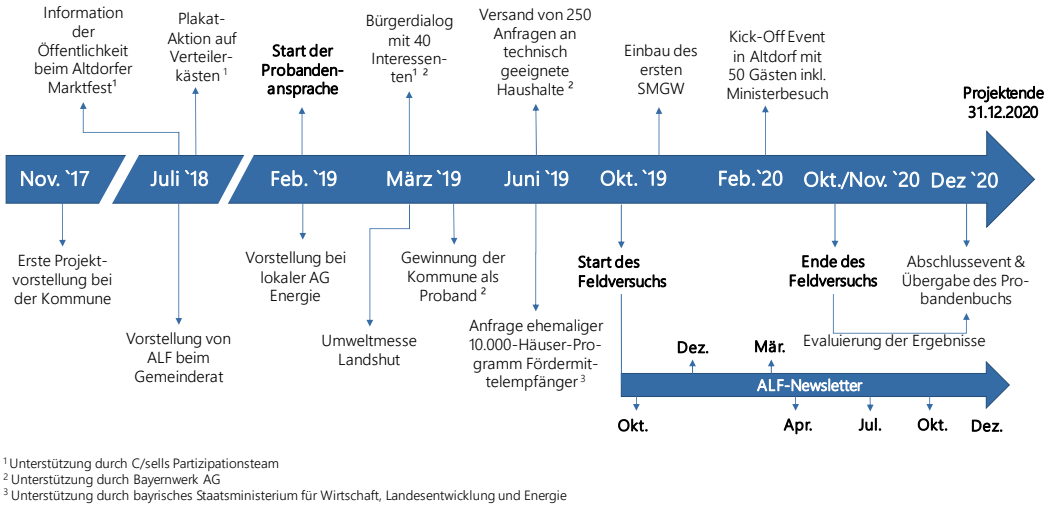


Abbildung 5-49: Übersicht über die Veranstaltungen und Öffentlichkeitsarbeit im Rahmen des Feldversuchs

Der Start der Partizipationstätigkeiten erfolgte bereits Ende des ersten Projektjahres mit einer Vorstellung des Vorhabens bei der Kommune in Altdorf. Im weiteren Projektverlauf erfolgten verschiedene Tätigkeiten, welche neben der FfE von den Projektpartner Bayernwerk und SmartGrids BW organisiert bzw. unterstützt wurden. Mit Beginn der Feldversuchstätigkeiten vor Ort im Oktober 2019 startete zudem ein intensiver Kommunikationsprozess mit den Probanden. Dies beinhaltet neben Veranstaltungen regelmäßige Newsletter und die Erstellung eines personalisierten Probandenbuches. Eine Übersicht über die zeitliche Abfolge der wichtigsten Tätigkeiten im Rahmen der Partizipation ist in Abbildung 5-50 dargestellt.



[1] Unterstützung durch C/sells Partizipationsteam
[2] Unterstützung durch Bayernwerk AG
[3] Unterstützung durch bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Abbildung 5-50: Übersicht über die zeitliche Abfolge von Veranstaltungen und im Rahmen des Feldversuchs

Die folgenden Abschnitte sind größtenteils der Veröffentlichung /FFE-03 20/ entnommen, die im Rahmen des Projekts entstanden ist.

Über den aus dem Konzept resultierenden in Abschnitt 5.5 beschriebenen Partizipationsansatz bei der Probandenakquise konnten somit v. a. durch Information der Öffentlichkeit, Diskussion mit lokalen Interessensvertretern sowie der gezielten

Informationsbereitstellung für Interessent*innen insgesamt 35 potenzielle Teilnehmer*innen gewonnen werden. Trotz erfolgreicher Durchführung dieses partizipativen Ansatzes tritt bei der Umsetzung eine verbreitete Problematik innovativer Projekte auf – auftretende externe, nicht-beeinflussbare Faktoren hemmen die Umsetzung. So war zum einen zu Projektbeginn (2016) die Verzögerung des deutschlandweiten Rollouts von iMSys als Grundlage des Demonstrationsvorhabens und die einhergehende eingeschränkte Funktionsfähigkeit zertifizierter Smart-Meter-Gateways nicht absehbar. Zudem ergab die technische Detailanalyse bei den potenziellen Teilnehmer*innen vor Ort aufgrund der Diversität der Randbedingung bei den jeweiligen Anlagen (bspw. Zählerkonzept) teils negative Ergebnisse. Folglich kommt es zur erschwerten Einbindung bis hin zur gänzlichen Verhinderung einer Teilnahme. Für die Teilnehmergewinnung ergibt sich im Projekt daher die Notwendigkeit, den aus dem Partizipationskonzept resultierenden Ansatz, um eine parallele Säule zu ergänzen – im Projekt als funktioneller Ansatz bezeichnet (vgl. Abbildung 5-51).

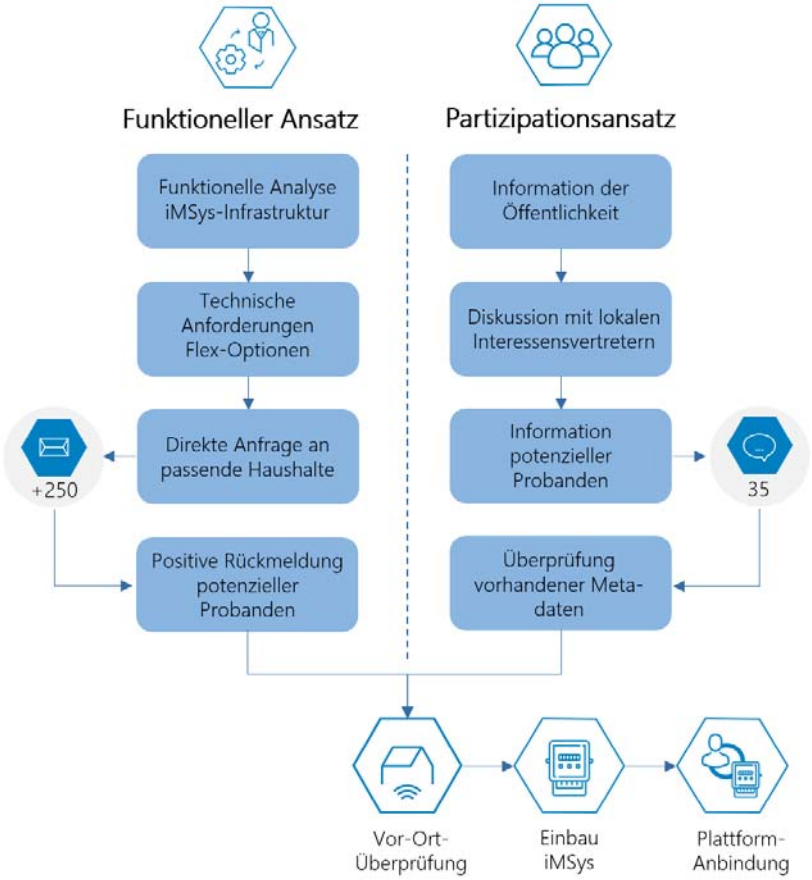


Abbildung 5-51: Vom Konzept zur tatsächlichen Einbindung – funktioneller Ansatz als Erweiterung zum Partizipationsansatz

Im Partizipationsansatz werden Teilnehmer*innen zunächst durch Öffentlichkeitsarbeit und definierte Motivationsfaktoren angesprochen und nachgelagert deren vorhandene Meta-Daten zur Anlage überprüft. Der funktionelle Ansatz setzt dagegen direkt bei der technischen Analyse an. Basis des funktionellen Ansatzes ist daher, technische Anforderungen der Anlagen bzw. Flex-Optionen und deren Standorte aus Sicht von ALF mit dem technischen Funktionsangebot der iMSys-Infrastruktur zu vergleichen. Durch die technischen Analysen der Infrastruktur sowie die Anforderungen an Flex-Optionen ergeben sich notwendige

Eigenschaften, die nachfolgende Anlagen und deren Standorte für eine Teilnahme am Feldversuch erfüllen (siehe Abschnitt 5.6.2).

Auf Basis der aufgeführten Eigenschaften wird eine Datenbankfilterung durch den Netzbetreiber durchgeführt und die in Frage kommenden Anlagenbesitzer per Post über eine Projektbeteiligung informiert. Zudem unterstützt das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Energie das Projekt, was eine gezielte Anfrage von ehemaligen Empfängern von Fördermitteln für Flex-Optionen in der Projektregion ermöglicht. In Summe erfolgt die großflächige Ansprache von über 250 Anlagenbesitzern, wobei eine positive Rücklaufquote von über 10 % erreicht werden kann.

Im Anschluss an beide Ansätze erfolgt die Durchführung einer Vor-Ort-Überprüfung, um die grundsätzliche technische Anbindung der jeweiligen Anlage an ein iMSys zu prüfen. Mangelhafte kommunikative Erreichbarkeit des iMSys, lokale Distanz zwischen Zählerplatz und Anlage oder aufwendige Zählerkonzepte im Bestand können Hemmnisse für die Integration in ALF sein. Wird jedoch eine Umrüstbarkeit festgestellt, erfolgt der Einbau eines iMSys inkl. notwendiger Steuerbox sowie einer Integration in die FlexPlattform. Hierfür sind u. a. verschiedene Stammdaten der Anlage, des Anlagenbesitzers sowie der Kommunikationsverbindung notwendig. Bevor die Freigabe für ALF erfolgt, wird eine Testschaltung sowie –messung durchgeführt, um eventuelle Fehler in der Anbindung frühzeitig erkennen zu können.

Bei den bisher meisten über den funktionellen Ansatz gewonnenen Anlagen ergaben die Überprüfungen ein positives Ergebnis. Aus dem Partizipationsansatz resultiert zwar eine höhere Rücklaufquote angesprochener Teilnehmer, die technische Eignung ist jedoch in vielen Fällen nicht gegeben. Die Kombination der Ansätze erweist sich als notwendig und zielführend, um die angestrebte Teilnehmeranzahl von bis zu 30 Probanden zu erreichen. Um jedoch auch Akzeptanz bei interessierten, jedoch ungeeigneten Teilnehmer*innen zu erreichen, erfolgt im Projekt neben zielgruppenspezifischer Ansprache eine allgemeine Informationsbereitstellung zum Projekt und dem übergeordneten Thema der (digitalen) Transformation des Energiesystems. Aus der Überprüfung von Meta-Daten oder der Vor-Ort-Überprüfung als technisch ungeeignet hervorgehende Interessenten werden auf Wunsch weiterhin durch den regelmäßigen Projektnewsletter über den Verlauf informiert.

Wie bereits erwähnt, beschränkt sich der Feldversuch nicht alleine auf die Gemeinde Altdorf, sondern berücksichtigt sämtliche Gemeinden, welche vom selben Mittelspannungsnetz versorgt werden. In Abbildung 5-52 sind die teilnehmenden Probanden mit dem jeweiligen Flex-Typ verortet.

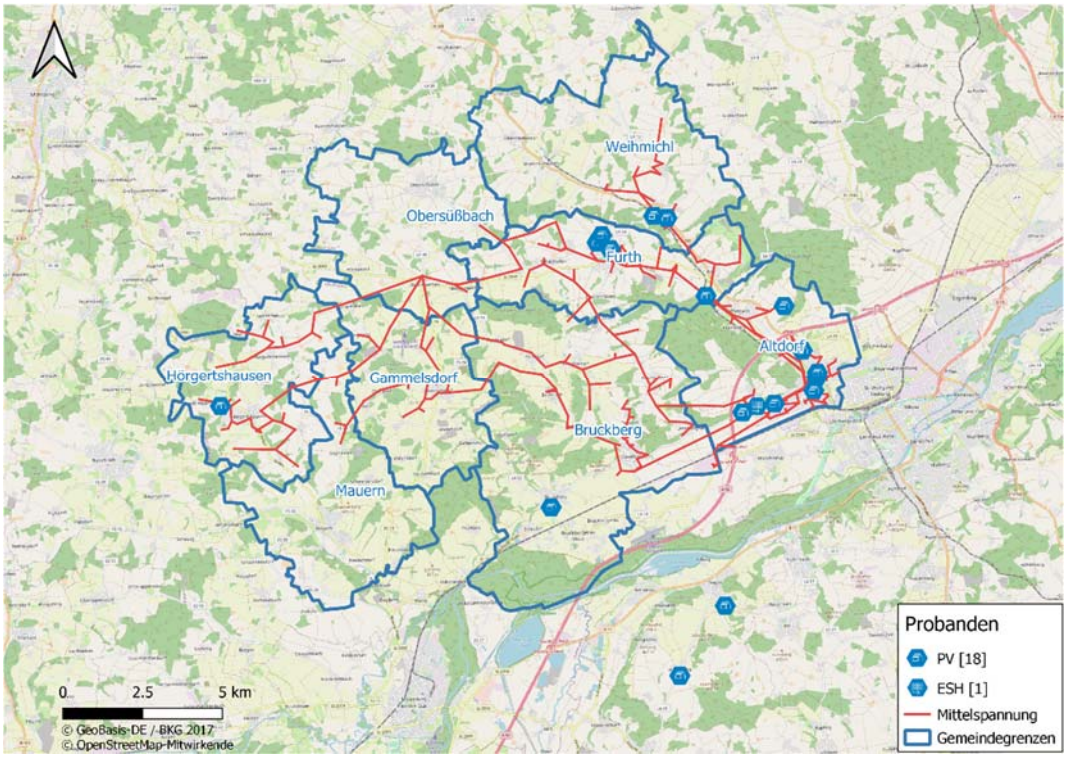


Abbildung 5-52: Übersichtskarte mit den teilnehmenden Probanden

Es handelt sich bei der Mehrzahl der teilnehmenden Anlagen um Photovoltaikanlagen (in Summe ca. 200 kW). Dies lässt sich mit der Häufigkeit der insgesamt installierten Anlagen und der guten Kompatibilität mit der iMSys-Infrastruktur begründen. Zudem ist eine Teilnahme mit einer PV-Anlage mit vergleichsweise geringen Komforteinschränkungen für den Anlagenbesitzer verbunden.

5.6.4 Proof of Concept des Altdorfer Flexmarkts

Nachdem in den vorangegangen Kapiteln 4.5 und 5.4 die prinzipielle Funktion und relevante Prozesse des Altdorfer Flexmarktes (ALF) beschrieben wurden, wird im Folgenden der Plattformbetrieb exemplarisch anhand realer Daten dargestellt. Dieser Proof of Concept (PoC) soll dabei sowohl die letztliche Umsetzung von ALF zeigen als auch die notwendigen Interaktionen visualisieren. Hierzu wird beschrieben, wie die Prozesse, begonnen mit der Registrierung, Verortung und Vermarktung der Flex-Optionen, der Ermittlung und Übergabe des Flex-Bedarfs, darauffolgend der Allokation von Angebot und Nachfrage und schließlich der Abruf der gezogenen Anlagen auf ALF, durchgeführt werden.

Den Teilnehmern stehen hierfür zwei Möglichkeiten der Interaktion mit ALF zur Verfügung. Sie können sowohl über eine App und den im Projekt bereitgestellten Tablets als auch über die Webseite www.flexibilitaetsmarkt.de auf die Benutzeroberfläche zugreifen.

Registrierung, Verortung und Vermarktung der Flex-Optionen durch den Flex-Anbieter

Im betrachteten PoC werden exemplarisch drei verschiedene Flexibilitätstypen ausgewählt: Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und aktiv vermarktete Anlagen, wie z.B. Gewerbeanlagen mit Energiemanagementsystem. Die Nutzer-Registrierung ist zunächst unabhängig vom Flex-Typ. Sobald der Teilnehmer die App oder Webseite aufruft, hat er die Möglichkeit sich zu registrieren und einzuloggen (vgl. Abbildung 5-53).

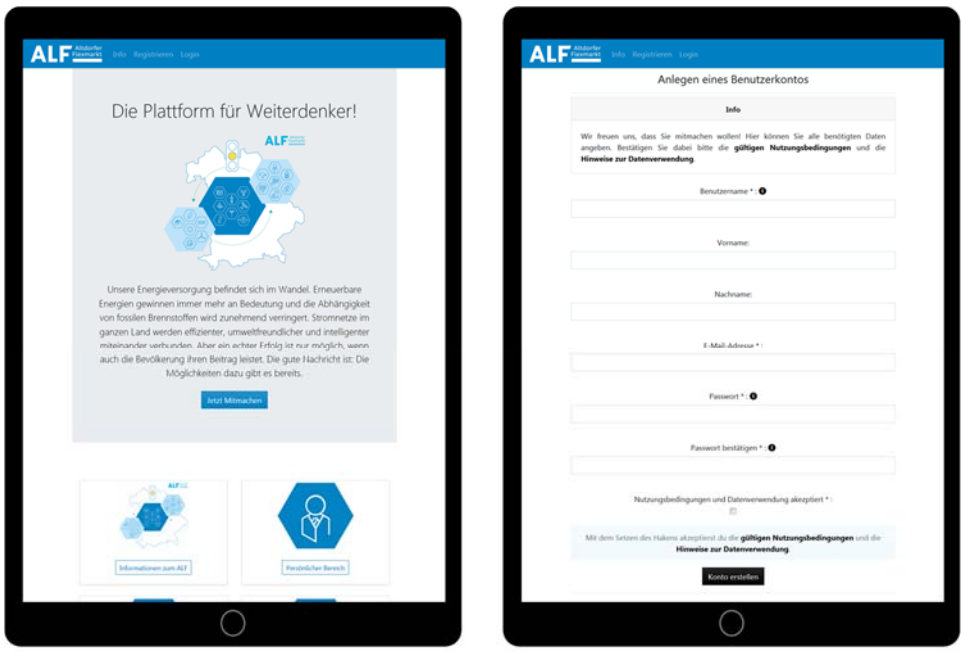


Abbildung 5-53: ALF-Nutzeroberfläche zur Registrierung als Teilnehmer am Altdorfer Flexmarkt

Nach erfolgreicher Registrierung hat der Nutzer bereits die Möglichkeit, persönliche Einstellungen vorzunehmen und sich Live-Prognosedaten aus der Projektregion anzeigen zu lassen (vgl. Abbildung 5-54).

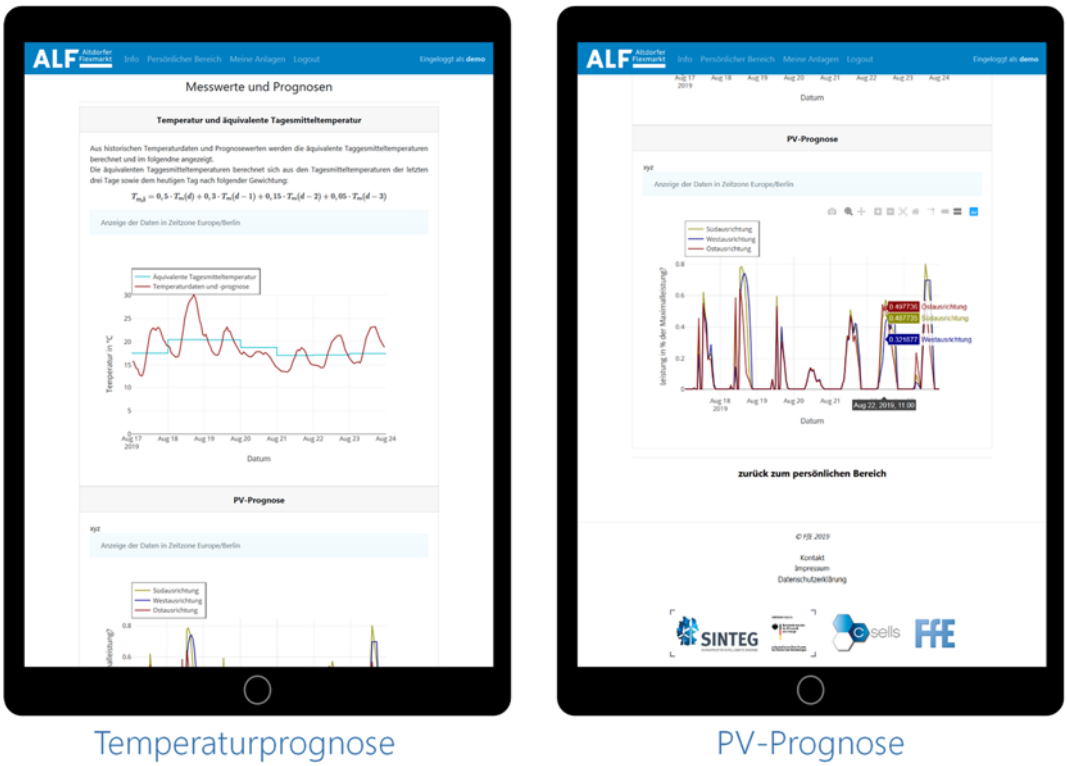


Abbildung 5-54: ALF-Nutzeroberfläche mit Live-Visualisierung von Temperatur- und PV-Erzeugungsprognose

Im nächsten Schritt kann der Teilnehmer seine Flex-Optionen registrieren (vgl. Abbildung 5-55). Die abgefragten Daten sind abhängig vom Flex-Typ und der Art der Vermarktung. Sobald

diese Schritte abgeschlossen sind, erhält der Anschlussnetzbetreiber (ANB) eine Nachricht über die neu registrierte Flex-Option und kann im Administrationsbereich von ALF die Anlage einem Netzverknüpfungspunkt zuweisen. Nach diesem Schritt ist die Anlage bereit zur Vermarktung. Im Fall dieses Forschungsprojektes übernimmt die FfE die Aufgabe des ANB.

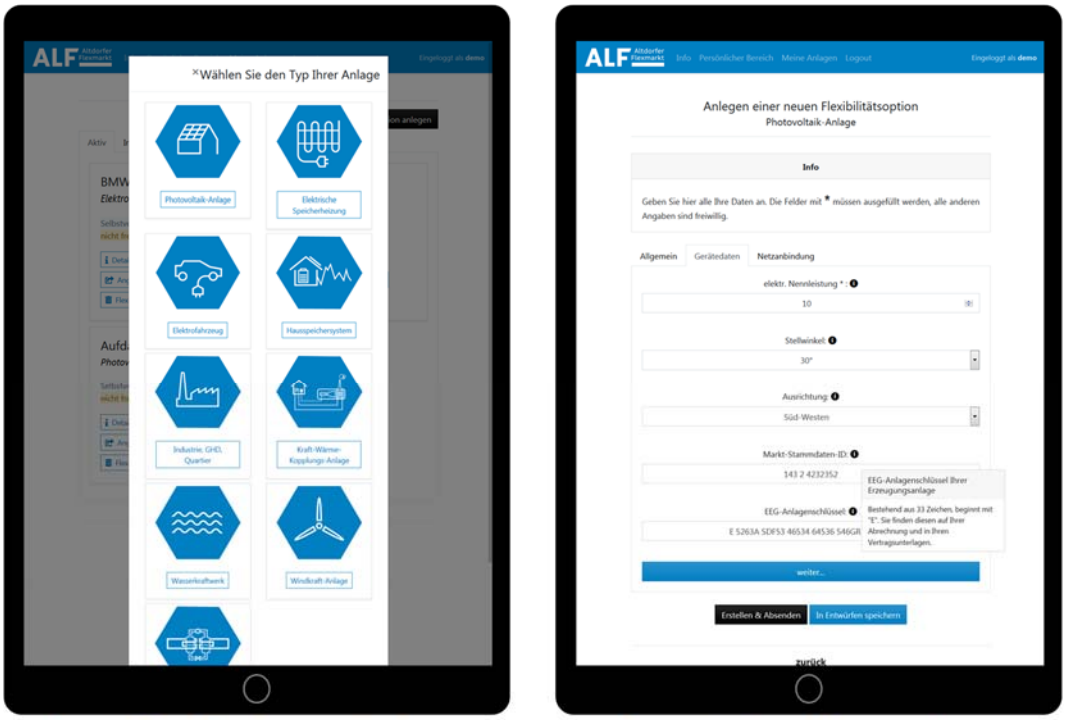


Abbildung 5-55: Auswahl der zu registrierenden Flex-Option (links) und Eingabe der Anlagenstammdaten (rechts)

Bei der automatisierten Vermarktung über ALF stimmt der Nutzer im letzten Schritt der Langzeitkontrahierung zu (vgl. Abschnitt 4.5.3). Bei aktiver Vermarktung hat der Flex-Anbieter die Möglichkeit ein Fahrplanangebot im vordefinierten Format zu übergeben (vgl. Abbildung 5-56). Die Angebote befinden sich schließlich in Form von verfügbarem Zeitraum, angebotener Leistung, ggf. Randbedingungen zum Abruf und der Verortung der Anlage im Netz im sog. „Angebotsregister" der Plattform.

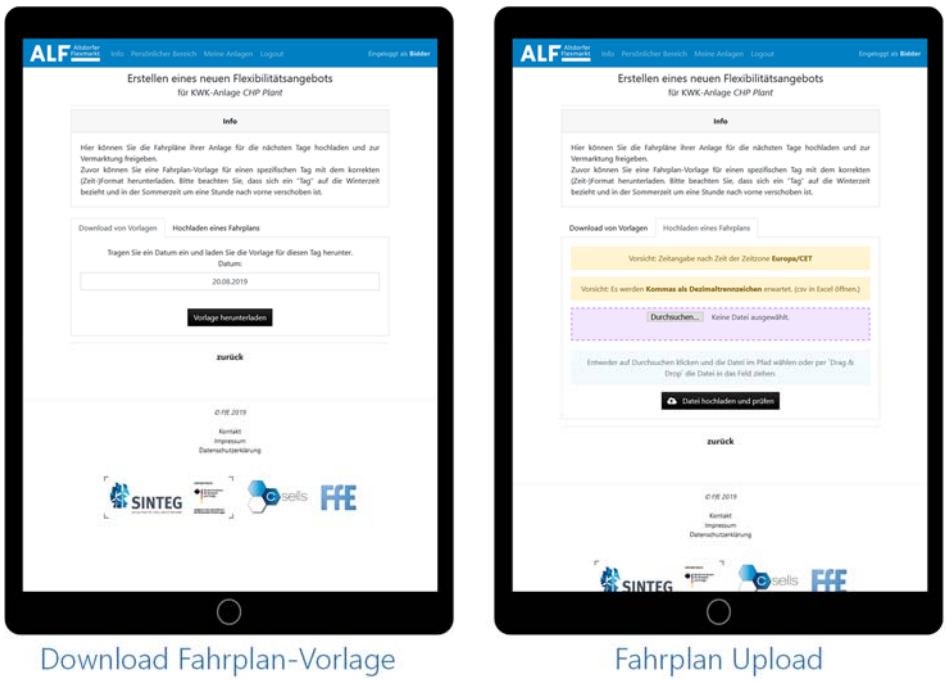


Abbildung 5-56: Übergabe des Fahrplanangebots durch den Flex-Anbieter mit aktiver Vermarktung

Ermittlung und Übergabe des Flex-Bedarfs durch den Flex-Nachfrager

Der Netzbetreiber ermittelt anhand von Netzsimulationen seinen Flex-Bedarf und definiert diesen durch Zeit, Höhe und Verortung im Netz (vgl. Abschnitt 5.4). Im Anschluss übergibt er den Bedarf mittels eines standardisierten Dateiformats über eine definierte Schnittstelle automatisiert an ALF. Dort werden diese im sog. „Nachfrageregister" hinterlegt.

Allokation von Angebot und Nachfrage und Abruf der gezogenen Anlagen

Wie in Kapitel 4.5.3 erläutert werden zum Zeitpunkt des Matchings die Flex-Angebote im Angebotsregister den Flex-Nachfragen aus dem Nachfrageregister gegenübergestellt und anhand der Effektivitätsbewertung ausgewählt. Das Ergebnis dieses Prozesses ist schließlich eine Liste an gezogenen Anlagen im sog. „Abrufregister" von ALF und eine entsprechende Visualisierung (vgl. Abbildung 5-57) sowie Benachrichtigung an die beteiligten Akteure.

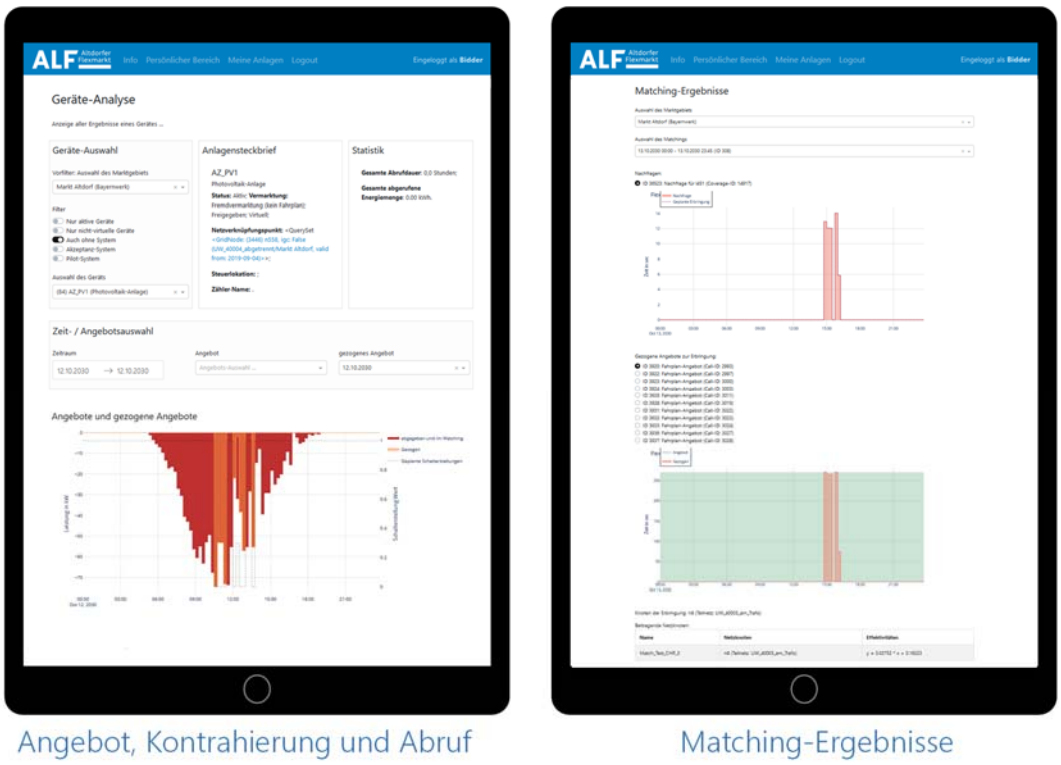


Abbildung 5-57: Visualisierung von Angebot, Kontrahierung und Abruf sowie der Matching-Ergebnisse

Exemplarischer Ablauf des ALF-Prozesses am Beispiel einer realen Situation im Feldversuch

Für die Darstellung der Abläufe auf ALF werden zwei beispielhafte Nachfragen herangezogen. Diese beinhalten Überlastungen an den beiden Strängen l163 und l236 (vgl. Abbildung 5-58), welche an ALF als Flex-Nachfragen kommuniziert werden. Auf Seite der Flex-Angebote bieten 21 Flex-Optionen zum betrachteten Zeitpunkt Flexibilität an. Von diesem haben vier Anlagen eine Wirkung auf die beiden betrachteten Engpässe (die restlichen 17 befinden sich in anderen Netzsträngen). In Abbildung 5-58 sind die Verortungen der beiden Engpässe und der Flex-Optionen dargestellt.

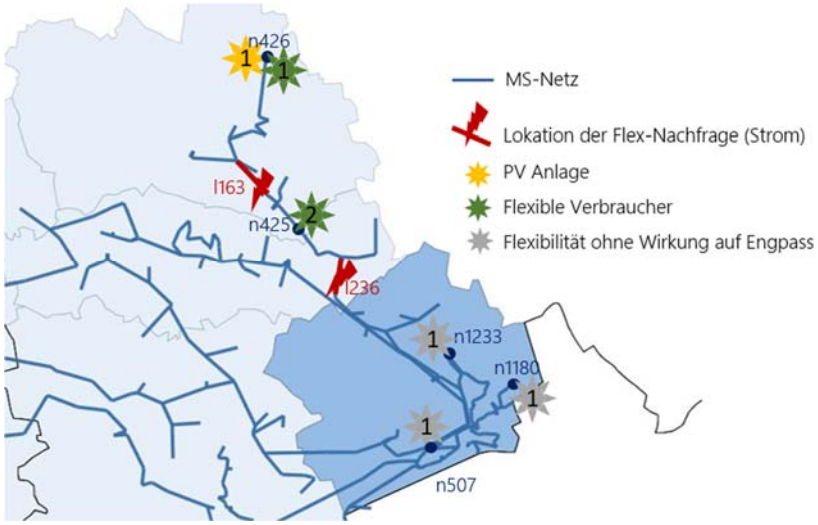


Abbildung 5-58: Ausschnitt des Netzgebiets mit der Verortung der Flex-Nachfragen sowie den zum betrachteten Zeitfenster verfügbaren Flex-Optionen mit ihren Netzknoten

Die Flexibilitätsnachfragen werden in Ampere für einzelne Viertelstundenintervalle angegeben. Hier wird der Zeitraum zwischen 11:00 und 12:00 Uhr genauer betrachtet. Abbildung 5-59 zeigt die Nachfrage am Leitungsabschnitt l163 für einen Beispieltag. Zu zwei Zeitschritten wird jeweils positive Flexibilität benötigt und zu einem Zeitschritt wird die Erbringung negativer Flexibilität nachgefragt. Positive Flexibilitätsnachfrage resultiert in einen Bedarf an erhöhter Einspeisung bzw. reduziertem Verbrauch.

Abbildung 5-59: Flexibilitätsnachfrage am Leitungsabschnitt l163

In Tabelle 5-10 sind die Werte der Flexibilitätsnachfrage für die beiden betrachteten Leitungsabschnitt sowie für die vier betroffenen Zeitschritte aufgeführt.

Tabelle 5-10: Werte der Flexibilitätsnachfrage an den Leitungsabschnitten l163 und l236 zwischen 11:00 und 12:00 Uhr an einem Beispiel-Tag

Zeitschritt	Nachfrage l236	Nachfrage l163
11:00 – 11:15 Uhr	10 Ampere	15 Ampere
11:15 – 11:30 Uhr	- 15 Ampere	- 10 Ampere
11:30 – 11:45 Uhr	0 Ampere	5 Ampere
11:45 – 12:00 Uhr	25 Ampere	0 Ampere

Unter den vier verfügbaren Flex-Optionen die eine Wirkung auf die betrachteten Engpässe haben fällt eine PV-Anlagen, deren Vermarktung der Flexibilität über das Modell der Langzeitkontrahierung erfolgt (siehe Abschnitt 4.5.3). Dies bedeutet, dass anhand der Prognosen für den folgenden Tag automatisch ein Flex-Angebot erstellt und an den Altdorfer Flexmarkt übergeben wird. Abbildung 5-60 zeigt für den Beispieltag das Flex-Angebot (grün) sowie die Kontrahierung einer PV-Anlage am Netzknoten n426.

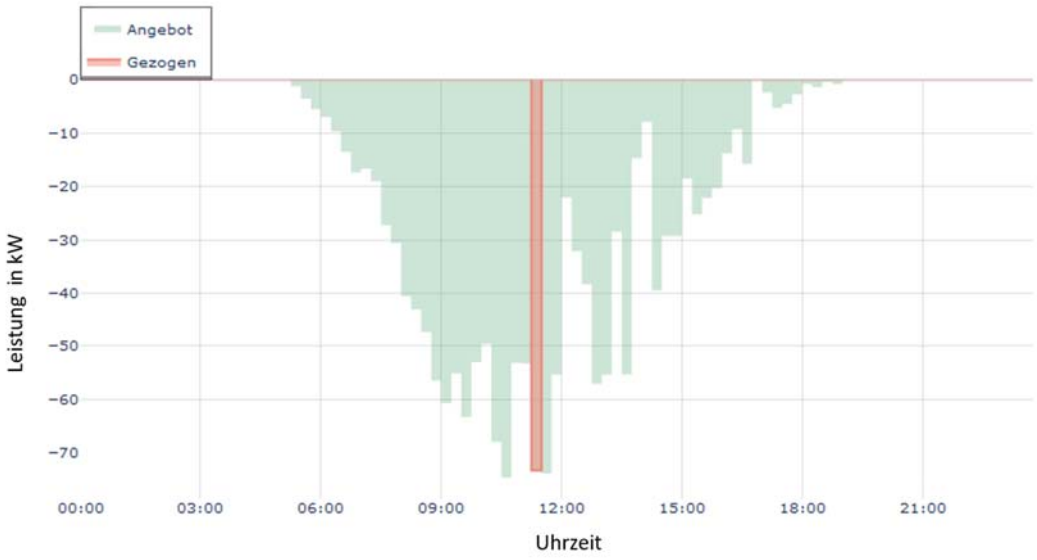


Abbildung 5-60: Flexibilitätsangebot (grün) und kontrahierte Flexibilität (rot) der PV-Anlage am Netzknoten n426

Die drei weiteren Flex-Angebote sind flexible Verbraucher, wie z. B. eine flexible GHD-Anlage die am Netzknoten n426 angeschlossen ist. Diese bietet den gesamten Tag über eine

Flexibilität von +500 bis -500 kW an. Abbildung 5-61 zeigt die angebotene (grün) Flexibilität dieser Anlage.

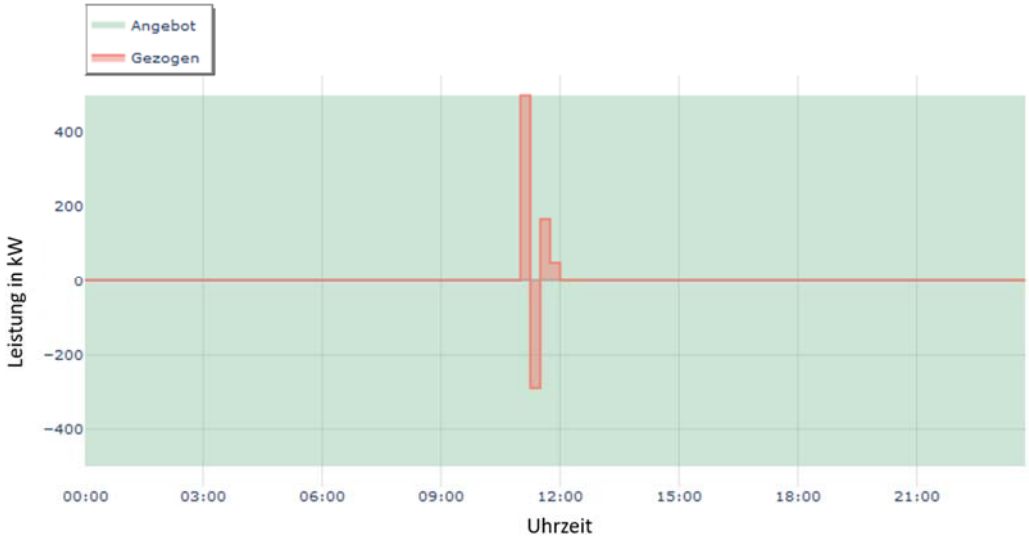


Abbildung 5-61: Flexibilitätsangebot (grün) und kontrahierte Flexibilität (rot) einer flexiblen GHD-Anlage am Netzknoten n426

In Tabelle 5-11 sind die vier Flex-Optionen die eine Wirkung auf die beiden betrachteten Engpässe haben mit ihrer angebotenen Leistung in den vier Zeitschritten aufgeführt. Während die PV-Anlagen nur negative Flexibilität, also eine Abregelung, anbieten kann, bieten die drei flexiblen Verbraucher in beide Richtungen Flexibilität an, also erhöhte und reduzierte Leistungsaufnahme.

Tabelle 5-11: Angebotene Leistung der vier Flex-Optionen die eine Wirkung auf die beiden Engpässe haben

Zeitschritt	Angebot GHD1 n425	Angebot GHD2 n425	Angebot GHD n426	Angebot PV n426
11:00 – 11:15 Uhr	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	-53,2 kW
11:15 – 11:30 Uhr	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	-73,2 kW
11:30 – 11:45 Uhr	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	-73,7 kW
11:45 – 12:00 Uhr	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	+500 kW -500 kW	-55,3 kW

Um zu bestimmen, welche der Flex-Optionen mit wieviel Leistung abgerufen wird, bewertet ALF in einem ersten Schritt die Effektivität der einzelnen Flex-Angebote auf die jeweiligen Engpässe. Dabei wird ermittelt, wie sich eine Leistungsänderung der Flex-Option auf die Änderung der Stromstärke am Punkt des Flex-Bedarfs auswirkt. Flex-Optionen die an einem Netzknoten angebunden sind, haben alle dieselbe Wirkung auf einen Netzengpass. Damit ergeben sich für die beiden Engpässe jeweils zwei Effektivitätsgeraden: die Wirkung der Flexibilitätsoptionen an n425 und n426 jeweils auf Leitungsabschnitt l163 und l236.

Abbildung 5-62 zeigt die vier Effektivitätsgeraden für die Wirkung der Anlagen an den beiden Netzknoten auf die beiden betrachteten Stränge. Die Flex-Angebote an n426 rufen beide eine ähnliche Wirkung auf beide Engpässe hervor, genauso wie die Flex-Option an n426 auf l163.

Die Leistungsänderung der Flex-Optionen an n425 hat jedoch keine Effektivität für Leitungsabschnitt l163, da dieser strangabwärts von dieser Anlage liegt (vgl. Abbildung 5-58).

Um die Wahl der Flex-Optionen die für die Behebung des Engpasses herangezogen werden nachzuvollziehen, wird die Wirkung die durch das Schalten der Flex-Optionen an n426 am Leitungsabschnitt l163 entsteht betrachtet. Das Vorgehen zur Bestimmung der Effektivitätswerte ist in Abbildung 4-27 beschrieben. In Abbildung 5-62 ist die Nachfrage an Leitungsabschnitt l163 in grün eingezeichnet. Die Effektivität des Schaltens der Anlagen an n426 auf diesen Leitungsabschnitt wird durch die folgende Geradengleichung (5-6) beschrieben.

$$\Delta I = 0{,}0277 \cdot \Delta P + 0{,}357 \tag{5-6}$$

Damit wird bestimmt, welche Änderungen der Stromstärke (ΔI) am Leitungsabschnitt l163 sich durch eine Leistungsänderung ΔP der Flex-Optionen am Netzknoten n426 ergibt. Die beiden in der Formel genannten Parameter ergeben sich aus der Methodik der initialen Effektivitätsbewertung (siehe Abschnitt 4.5.3). Um die Nachfrage von -10 Ampere an Leitungsabschnitt l163 zwischen 11:15 und 11:30 Uhr zu erfüllen, müssen an n426 rund 375 kW Leistung reduziert werden (vgl. Abbildung 5-62 in grün). Dafür kommt an diesem Netzknoten sowohl die PV-Anlage als auch der flexible Verbraucher in Frage. Das Angebot der PV-Anlage ist mit 0 €/kWh bepreist während für den Abruf des flexiblen Verbrauchers 0,50 €/kWh anfallen. Daher wird das Angebot der PV-Anlage (-73 kW) komplett abgerufen. Da dieses nicht ausreicht um den Engpass zu beheben, werden die verbleibenden 290 kW, die notwendig sind um den Engpass zu lösen, von der zu vergütenden Flex-Option an n426 abgerufen.

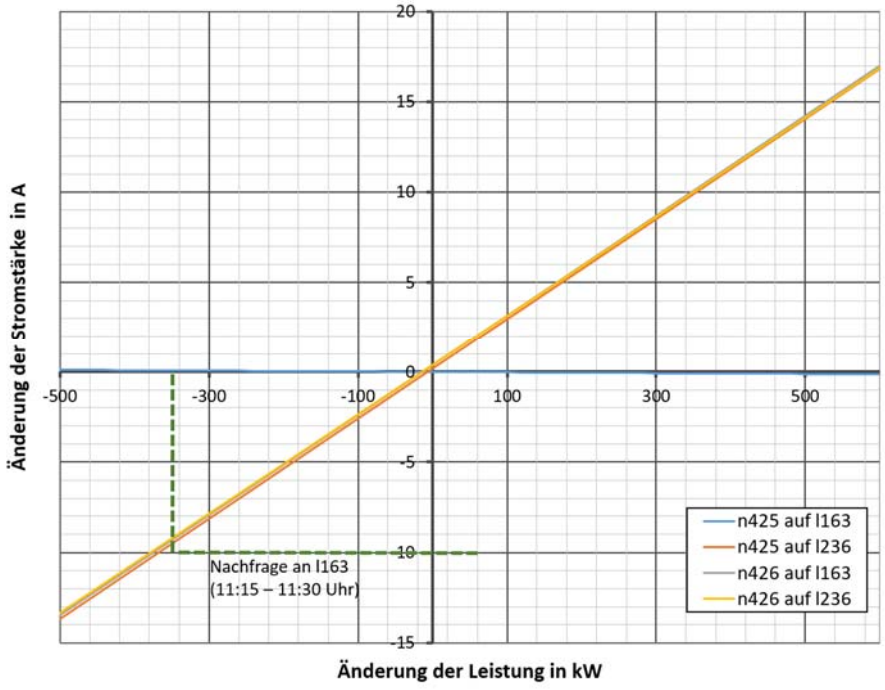


Abbildung 5-62: Effektivität der Flex-Optionen an Netzknoten n425 und n426 auf Engpässe in den Leitungsabschnitten l163 und l236

In Tabelle 5-12 sind die genauen Werte der angebotenen und kontrahierten Leistung sowie der durch die Leistungsänderung hervorgerufenen Wirkung auf die Stränge dargestellt.

Zudem sind die spezifischen Kosten eines Abrufs der jeweiligen Flex-Optionen und die durch die Kontrahierung im Zeitraum von 11:15 bis 11:30 Uhr entstehenden Kosten aufgeführt.

Tabelle 5-12: Daten der im Zeitraum von 11:15 bis 11:30 Uhr verfügbaren Flex-Optionen mit abgerufener Leistung und Kosten

Flex-Typ	Netz-knoten	Installierte Leistung	Angebotene Leistung	Kontrahierte Leistung	Wirkung auf l163	Wirkung auf l236	Spez. Kosten	Abruf Kosten
PV-Anlage	n426	100 kW	-73,2 kW	-73,2 kW	-2,4 A	-2,2 A	0,00 €/kWh	
GHD n426	n426	1.000 kW	+/-500 kW	-290 kW	-8,4 A	-8,2 A	0,50 €/kWh	36,25€
GHD1 n425	n425	1.000 kW	+/-500 kW	-182 kW	0 A	-5,2 A	0,20 €/kWh	9,10 €
GHD2 n425	n425	1.000 kW	+/-500 kW	0	-	-	0,50 €/kWh	
Gesamt				**545,2 kW**	**-10,8 A**	**-15,6 A**		**45,35€**

Die Engpässe von - 10 Ampere am Leitungsabschnitt l163 sowie von - 15 Ampere am Leitungsabschnitt l236 können beide durch den Abruf der Flex-Optionen behoben werden. Dabei wird durch ALF die effizienteste und kostengünstigste Möglichkeit gesucht. Dies wird durch die Berücksichtigung der Effektivität sowie der Kosten der Abrufe im Matching-Algorithmus erreicht.

Weiterführende Analysen

Im Rahmen einer mehrwöchigen Testphase des Feldversuchs erfolgten mit den angebundenen Anlagen über 100 Schaltungen, welche für eine exemplarische Analyse genauer betrachtet wurden. Erwartungsgemäß erfolgten die Schaltungen insbesondere im Zeitfenster mit einer vermehrten PV-Einspeisung, also zwischen 9:00 und 15:00 Uhr.
Die Auswertung zeigt, dass einige Flex-Optionen ca. viermal häufiger abgerufen wurden als andere. Dies ist auf deren Position im Netz und damit deren Effektivität auf besonders häufig überlastete Netzabschnitte zurückzuführen und bestätigt die Berücksichtigung der Wirkung der Schaltung im Matching-Algorithmus des Altdorfer Flexmarkts.
Die Abrufdauer je Flex-Option bewegt sich bei den analysierten Schaltungen von täglich ¼ Stunde bis zu 1 ½ Stunden, wobei nur zweimal eine Flex-Option für mehr als eine Stunde am Tag abgerufen wurde.

Kopplung von ALF mit der ÜNB-Plattform comax

Als Abschluss der Testphase von ALF wurde ein gekoppelter Abruf mit der ÜNB-Plattform comax (nähere Beschreibung in /FFE-64 20/) welche ebenfalls in C/sells entwickelt wurde, durchgeführt. Damit konnte der Netzebenen-übergreifende Abruf von Flexibilität demonstriert werden. Ziel dessen ist es, Kleinst-Flexibilität für den ÜNB zugänglich zu machen, für das Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene zur Verfügung zu stellen und dabei die Verteilnetzrestriktionen zu berücksichtigen. Weiterhin ergeben sich damit für die Flex-Optionen mehr Einsatz- und damit mehr Erlösmöglichkeiten. ALF und comax unterscheiden sich insbesondere in ihren Konzepten der Angebotsabgabe sowie in der Durchführung des Abrufs. ALF bietet zwei Möglichkeiten der Angebotsabgabe. Zum einen wird über das Modell der Langzeitkontrahierung eine automatisierte Angebotserstellung ermöglicht und zum anderen können Fahrplan-Angebote abgegeben werden. Auf der comax können hingegen ausschließlich Fahrplanangebote abgegeben werden. Außerdem übernimmt ALF im Falle einer Langzeitkontrahierung als EIV den Abruf der kontrahierten

Flexibilität wohingegen der Anbieter von Fahrplänen, genau wie bei der comax, selbst für den Abruf sorgen muss. ALF bietet damit auch eine Plattform für kleine Anlagen und ermöglicht das Anbieten von Flexibilität mit geringem Aufwand durch den Anlagenbesitzer. Die comax zielt hingegen auf mittelgroße Anlagen, wie z. B. Biogasanlagen, ab und orientiert sich an den Prozessen auf Übertragungsnetzebene.

Für die Realisierung des gekoppelten Abrufs wurde ALF als Anbieter auf der comax registriert. Dabei wurden zwei Accounts angelegt, einmal für die PV-Anlagen (negative Flexibilität) und einmal für die Speicher (positive und negative Flexibilität). Diese beiden „Flex-Optionen" wurden im Netzgebiet verortet und konnten anschließend Flex-Angebote auf der comax abgeben. Der Ablauf gestaltet sich so, dass zunächst der Matchingprozess von ALF stattfindet, wie es ohne die Kopplung der beiden Plattformen der Fall ist. Bestehen im Netzgebiet von ALF dann keine oder wenige Nachfragen an Flexibilität und werden damit keine oder nicht alle Flex-Angebote abgerufen, so werden die verbleibenden Angebote aggregiert und an die comax übergeben. Wenn im Übertragungsnetzgebiet Engpässe erwartet werden, können die Angebote von ALF (teilweise) kontrahiert werden. Die Abrufe werden von comax an ALF übermittelt. ALF übernimmt dann die Disaggregation des Angebotes und den Abruf der einzelnen Flexibilitätsoptionen. Abbildung 5-63 zeigt den Ablauf des gekoppelten Abrufs über ALF und comax.

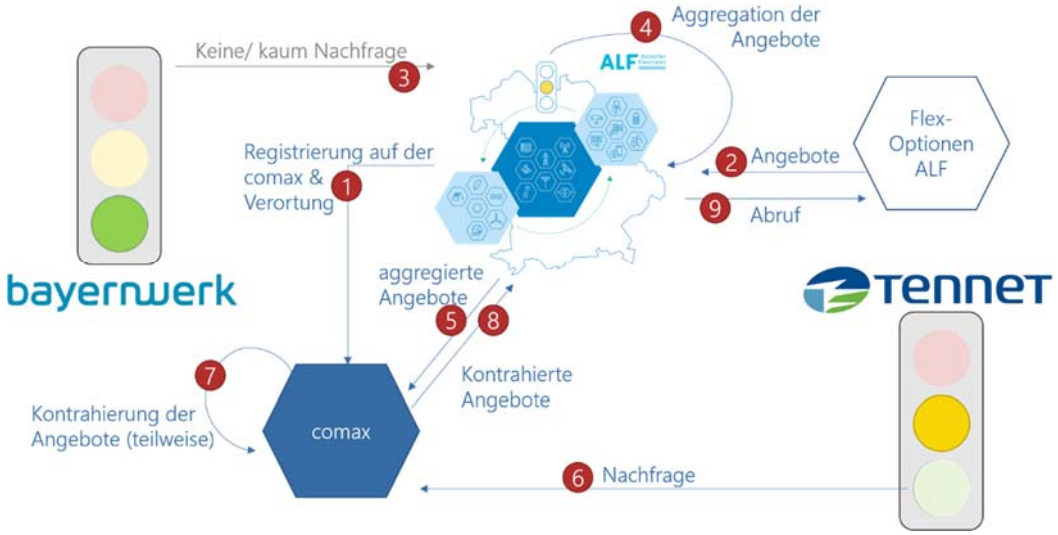


Abbildung 5-63: Ablauf der Kopplung von ALF und comax mit übergreifendem Abruf

Der gekoppelte Abruf erfolgte an einem sonnigen Wintertag. Im Bayernwerk Netzgebiet werden keine Engpässe prognostiziert, sodass alle Angebote an die comax übermittelt werden. Im Übertragungsnetzgebiet besteht Bedarf an negativer Flexibilität (Erhöhung des Bezugs / Reduktion der Einspeisung). Die negative Flexibilität der Speicher wird komplett abgerufen während das Angebot der PV-Anlagen nur teilweise kontrahiert wird. Tabelle 5-13 zeigt die von den Flex-Optionen von ALF angebotene und durch die comax abgerufene Flexibilität für die Mittagszeit.

Tabelle 5-13: Durch ALF angebotene und von der comax abgerufene Flexibilität im Zeitraum von 12:30 Uhr bis 14:30 Uhr

	Flex-Typ	12:30	12:45	13:00	13:15	13:30	13:45	14:00	14:15	14:30
Angebot in kW	PV-Anlage	-9	-11	-12	-12	-13	-15	-24	-21	-13
	Speicher	+30 -5	+30 -5	+30 -5	+30 -5	+20 -10	+20 -10	+20 -10	+20 -10	+20 -10
Kontrahierte Leistung in kW	PV-Anlage	-3	-3	-4	-4	-3	-3	-4	-2	0
	Speicher	-5	-5	-5	-5	-10	-10	-10	-10	-10

Damit wird die Nachfrage der comax zum Großteil durch die Beladung der Speicher erfüllt. Der verbleibende Anteil wird durch eine Reduktion der PV-Einspeisung erbracht. In Abbildung 5-64 sind naachgefragte Flexibilität angebotene und erbrachte Flexibilität der PV-Anlagen und Speicher als relative Leistungswerte dargestellt. Der Abruf wurde in einem begrenzten Testumfeld durchgeführt, weshalb geringe Leistungen abgerufen werden konnten. Dieser Abruf kann jedoch beliebig skaliert werden. Die Abweichung zwischen Flexibilitätsnachfrage und –Erbringung ergibt sich aus den folgenden Gegebenheiten: Die Steuerung der PV-Anlagen erfolgt mit einer geringen Verzögerung, bei der Regelung von Fahrplananlagen kann es zu kleinen Abweichungen kommen und zudem sind die Stellstufen von PV Anlagen derzeit auf bestimmte Werte (0 %, 30 %, 60 %, 100 %) begrenzt.

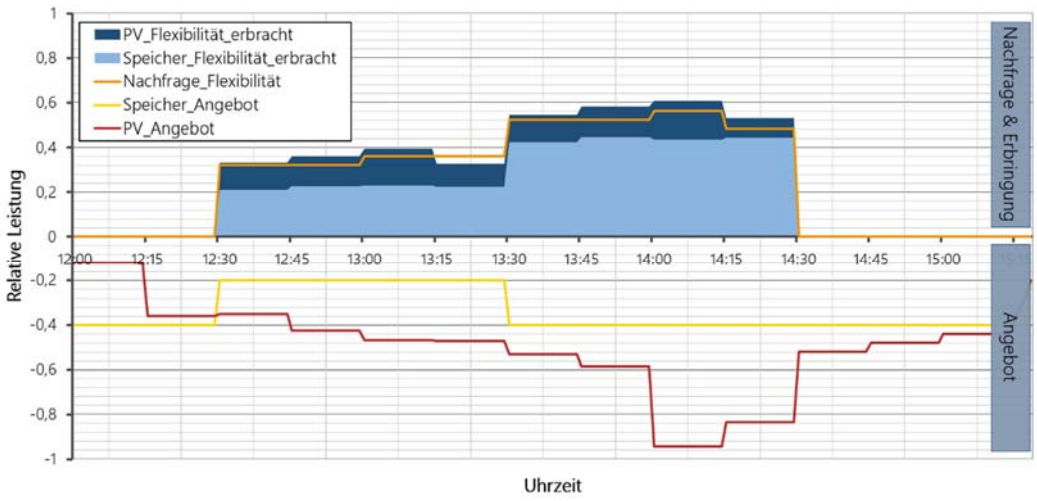


Abbildung 5-64: Abgerufene Flexibilität mit Plan- und Ist-Werten der Speicher und PV Anlagen

Mit der Kopplung der Plattformen wurde demonstriert, wie der Netzebenen übergreifende Einsatz von Flexibilität funktionieren kann. Das aus den ALF-Angeboten aggregierte Fahrplanangebot, wurde per E-Mail an die comax übermittelt. Der Fahrplan-Abruf wurde von der comax-Plattform ebenfalls per E-Mail an ALF übermittelt. ALF realisiert die Schalthandlungen für den Abruf als EIV über die iMSys-Infrastruktur. Auch die Messwerte zum Nachweis der Schaltungen werden über das iMSys erfasst und im Erbringungsregister von ALF gesammelt. Damit liefert ALF die zur Abrechnung notwendigen Messwerte.

6 Bewertung des Altdorfer Flexmarkt

Die in Abschnitt 4 entwickelt und in Kapitel 5 umgesetzte FlexPlattform wird im Folgenden in mehrere Dimensionen bewerten. Für die technische Umsetzung ist die iMSys-Infrastruktur ein entscheidendes Element, welches zu Beginn analysiert und hinsichtlich diverser Nachhaltigkeitsaspekte untersucht wird (Kapitel 6.1). Neben der rechtlichen Einordnung (Kapitel 6.2) wird das strategische Gebotsverhalten (Kapitel 6.3) untersucht und der Altdorfer Flexmarkt aus ökonomischer Perspektive (Kapitel 6.4) betrachtet. Abschließend erfolgt eine Systemanalyse in Bezug auf die Rückwirkungen einer FlexPlattform auf das Energiesystem (Kapitel 6.5) sowie eine generelle Einordnung der Tätigkeiten hinsichtlich der C/sells- und SINTEG-Ziele (Kapitel 6.6).

6.1 Bewertung der iMSys-Infrastruktur

Die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme (iMSys) soll perspektivisch für diverse Anwendungsfälle in der Energiewirtschaft eingesetzt werden (vgl. Kapitel 2.1.2). Um die praktische Realisierbarkeit bewerten zu können, ist eine Erhebung von Prozessdaten für verschiedenen iMSys-Funktionen notwendig, welche als Basis für die Bewertung der Umsetzbarkeit energiewirtschaftlicher Anwendungsfällen dient.

6.1.1 Steuerbox-Feldversuch

Das Vorgehen sowie die Ergebnisse wurden in /FFE-01 18/ gemeinsam mit den Praxispartnern veröffentlich. Im Folgenden werden hieraus Passagen direkt übernommen.

6.1.1.1 Aufbau und Zielsetzung des Feldversuchs

Durch die E.ON Metering GmbH werden 14 Steuerboxen inkl. iMSys in der Region Altdorf bei Landshut bei Testprobanden mit steuerbaren Photovoltaik (PV)-Anlagen (gemäß § 9 EEG 2017) installiert und die Regelung der Einspeisung sowie die Datenerfassung für verschiedene Testfälle vollzogen. Wie die nachfolgende Abbildung 6-1 schematisch darstellt, sind dabei zwölf Steuerboxen über Long-Term-Evolution (LTE) Mobilfunk und zwei Steuerboxen zur Referenz über Ethernet angebunden. Der Schaltbefehl wird dabei über den vom Smart-Meter-Gateway (SMGW) aufgebauten Transport-Layer-Security (TLS) Kanal an die Steuerbox übertragen. Hier erfolgt die Signalweiterverarbeitung, wobei dieses anschließend über potenzialfreie Kontakte an den Wechselrichter weitergegeben wird. Abschließend erfolgt die Begrenzung der PV-Einspeiseleistung gemäß Vorgabe auf 0, 30, 60 oder 100 %.

Neben der Signallaufzeit der einzelnen Prozessschritte fließen der statische Empfangspegel vor dem jeweiligen Gebäude sowie Datenvolumenmessungen für spezifizierte Prozessschrittgruppen in die Analyse mit ein. Die Auswertung der Daten verfolgt dabei primär das Ziel, eine Aussage über die Zuverlässigkeit (erfolgreiche Umsetzung der Schaltanweisung) und die Performance (Dauer für die Umsetzung der Schaltanweisung) des Systems zu erhalten. Ein weiteres Ziel ist die Identifikation bestimmter Korrelationen hinsichtlich Dauer und Zuverlässigkeit der Schaltbefehle unter Einbeziehung des Anlagenstandortes (Stadt versus Land), der Uhrzeit und des Wochentages.

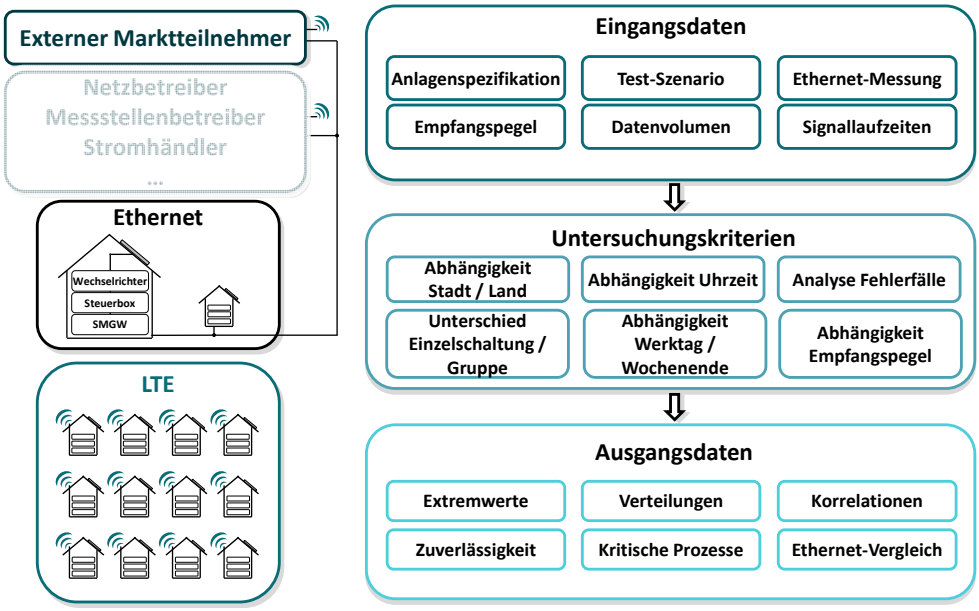


Abbildung 6-1: Struktur und Untersuchungsgegenstand des Steuerbox-Feldversuchs /FFE-01 18/

Die im Rahmen dieses Feldversuchs gewonnenen Erkenntnisse, liefern eine Aussage darüber, inwiefern sich die eingesetzten Hard- und Softwarekomponenten für die Umsetzung von Schaltanweisungen aus Markt- und/oder Netzsicht eignen. Durch die detaillierte Analyse der einzelnen Prozessschritte lassen sich zudem Optimierungspotenziale aufzeigen und zeitkritische Aspekte identifizieren.

6.1.1.2 Beschreibung und Durchführung

Im Vorfeld der Durchführung erfolgte die Erstellung von vier verschiedenen Mess- bzw. Schaltkategorien, welche später im regulären Betriebsprozess auftreten können:

- Messen-Schalten-Messen bei abgebautem Kanal (MSM ab):
  Vor und nach dem Schaltvorgang erfolgt der Messwertabruf
  Kanal zum SMGW bzw. Steuerbox ist noch nicht aufgebaut
- Messen-Schalten-Messen bei aufgebautem Kanal (MSM auf):
  Vor und nach dem Schaltvorgang erfolgt der Messwertabruf
  Kanal zum SMGW bzw. Steuerbox ist bereits aufgebaut
- Schalten bei abgebautem Kanal (S ab):
  Isolierter Schaltvorgang ohne Messungen
  Kanal zum SMGW bzw. Steuerbox ist noch nicht aufgebaut
- Schalten bei aufgebautem Kanal (S auf):
  Isolierter Schaltvorgang ohne Messungen
  Kanal zum SMGW bzw. Steuerbox ist bereits aufgebaut

Um die Schaltanweisungen an das Smart-Meter-Gateway prozessgetreu zu generieren, erfolgt die Ansprache des SMGW und der Steuerbox exakt nach den Regeln der Technischen Richtlinie BSI-TR-03109-1 im Rahmen der vorgeschriebenen BSI-Schutzprofile (vgl. Anhang 9.5.4). /BSI-102 15/ Dabei erfolgt eine Unterscheidung der beteiligten Prozessschritte dahingehend, welche der vier eingeführten Mess- bzw. Schaltkategorien untersucht wird. Es ist erkennbar, dass für die Kategorie „MSM ab“ acht Prozessschritte und somit die meisten im

Feldversuch durchlaufen werden müssen. Schalten bei bereits aufgebautem Kanal (S auf) hat mit nur einem Schritt den geringsten funktionalen Aufwand.

Im Rahmen des durchgeführten Feldversuchs wurde für jede der über 2.000 Testschaltungen die Signallaufzeit der beteiligten Prozessschritte nach Anhang 9.5.4 erfasst. Die verwendete Systemarchitektur ist in Abbildung 6-2 dargestellt.

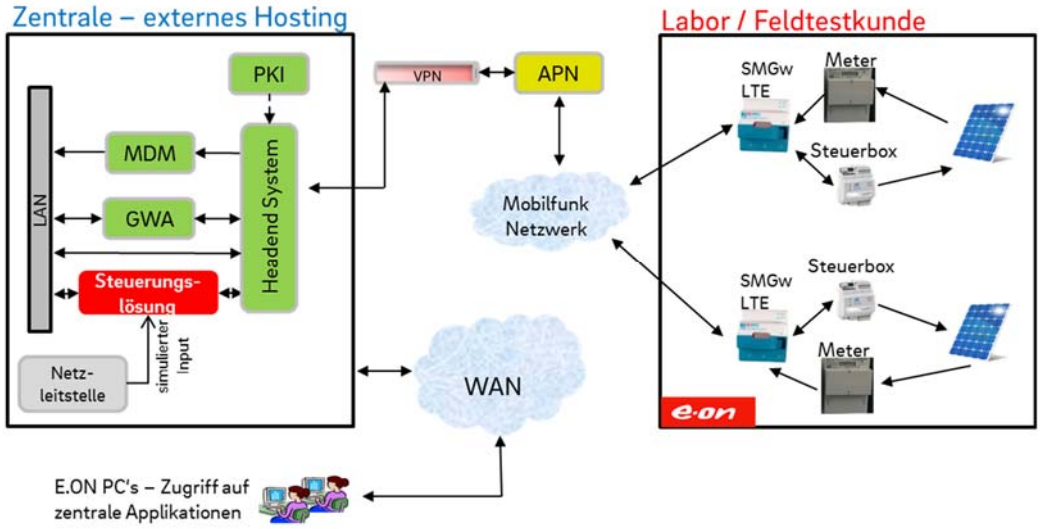


Abbildung 6-2: Übersicht der eingesetzten IT-Architektur im Feldtest /FFE-01 18/

Die im rechten Kasten dargestellten Komponenten stellen die kundenseitig montierten Geräte des Feldversuchs dar (Komponenten des Messsystems sowie die angeschlossene Photovoltaikanlage). Die Steuerbox und das Smart-Meter-Gateway mit Zähler wurden beim Probanden zusätzlich zum Erzeugungszähler installiert, um nicht in die abrechnungsrelevante Messung der Hausanlage einzugreifen. Die Steuerbox wurde mit dem bestehenden Wechselrichter des Probanden verbunden und der vorhandene Rundsteuerempfänger zur konventionellen Steuerung der Anlage über den Netzbetreiber für die Feldtestphase stillgelegt.

Durch das LTE-Modem im SMGW wurde die Verbindung zur Zentrale (linker Kasten in Abbildung 6-2) hergestellt. Die grün dargestellten Systeme beschreiben hierbei die im Rahmen der Messsystem-Architektur verwendeten Komponenten, die durch die Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 vorgegeben sind. Das rot dargestellte System wurde für den Feldtest neu konzipiert und enthielt die Funktionalität zur Durchführung der geplanten Testcases. Über einen VPN-Client wurde der Zugriff auf die Bedienoberfläche der Steuerungslösung für die Testmannschaft über das Wide-Area-Network (WAN) sichergestellt.

6.1.1.3 Statistische Auswertung

In der statistischen Auswertung wurde die große Anzahl an Datensätzen nach verschiedenen Unterscheidungskriterien wie Standort, Uhrzeit oder Werktag/Wochenende kategorisiert und auf Korrelationen und Anomalien geprüft. Die Auswertung umfasste insbesondere eine detaillierte Untersuchung der Extremwerte/Streuungen von Messwerten sowie eine Analyse der fehlgeschlagenen Testfälle und Abhängigkeiten von bestimmten Spezifikationen.

In Abbildung 6-3 ist die Signallaufzeit (Medianwerte) aller durchgeführten LTE-Tests unterteilt in die vier Kategorien (vgl. Abschnitt 6.1.1.2) und unter Berücksichtigung der dafür notwendigen Prozessschritte dargestellt. Die gesamte Signallaufzeit ist stark von den

notwendigen Prozessschritten abhängig. Die längste Laufzeit benötigt die Kategorie MSM abgebaut (88,5 s), gefolgt von S abgebaut (50,8 s), MSM aufgebaut (24,4 s) und S aufgebaut (3,1 s). Gemäß der Kaskadenzeit in /VDE-02 17/ stehen dem ausführenden Netzbetreiber 12 Minuten für die Vorbereitung und Umsetzung von Maßnahmen für die Systemsicherheit (u. a. Einspeisemanagement) zur Verfügung. /VDE-02 17/ Da die Vorbereitungszeit auf maximal 6 Minuten beschränkt ist, bleibt für die Umsetzung ein Zeitfenster von 6 bis maximal 12 Minuten. Die aufgenommenen Signallaufzeiten entsprechen somit den geforderten zeitlichen Anforderungen.

Als Benchmark ist zudem die Signallaufzeit von Geräten mit Ethernet-Anschluss eingefügt. Dies soll eine Indikation geben, wo die Grenzen der Signallaufzeit-Optimierung mit LTE-Anbindung liegen.

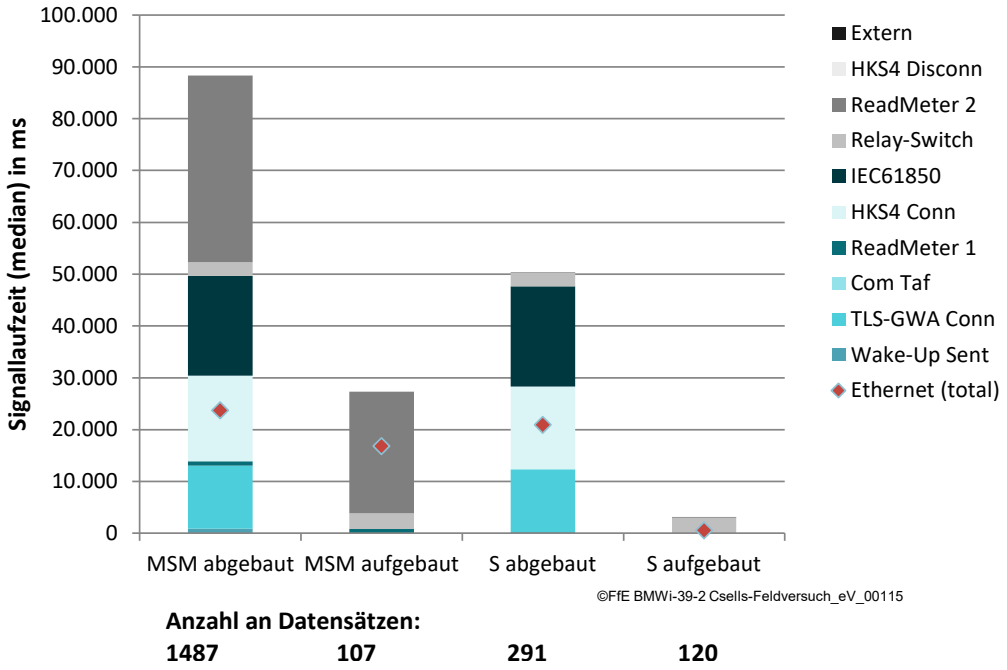


Abbildung 6-3: Vergleich der Signallaufzeit (Median) aller durchgeführten Testfälle /FFE-01 18/

Der Vergleich der vier Kategorien zeigt die Dauer, welche für die beiden Messvorgänge bzw. den Kanalaufbau anfällt. Für die Messung vor und nach dem Schaltvorgang („ReadMeter1" und „ReadMeter2") werden im Median ca. 36,7 s benötigt. Der Aufbau des sicheren Kanals („Wake-Up Sent", „TLS-GWA Conn", „HKS4 Conn", „IEC61850" und „HKS4 Disconn") beansprucht einen Zeitraum von ca. 48,7 s (Median).

Auffällig ist zudem der deutliche Unterschied zwischen „ReadMeter1" und „ReadMeter2". Für die Messung vor dem Schaltvorgang wird im Median eine Zeit von ca. 0,8 s benötigt, wohingegen für die Messung der Ist-Einspeisung nach dem Schaltvorgang ein Zeitaufwand von ca. 36,7 s zu berücksichtigen ist. Diese Besonderheit resultiert daher, dass durch das verwendete System maximal ein Messwert je Minute in einer Datenbank bereitgestellt wird und somit mindestens eine Minute zwischen den beiden Messungen verstreichen muss. Daher kann es je nach Zeitpunkt der ersten Messung vorkommen, dass sich das System im Wartemodus auf den nächsten Messwert befindet. Die Streuung der einzelnen Messwerte von „ReadMeter2" und der anderen Prozessschritte ist in Abbildung 6-4 dargestellt. Durch die Darstellung als Boxplot wird eine detaillierte Betrachtung der Signallaufzeiten ermöglicht. Die

Prozesse „TLS-GWA“, „HKS4Conn“, „IEC61850“, „ReadMeter2“ stellen dabei ca. 95,2 % der totalen Laufzeit dar.

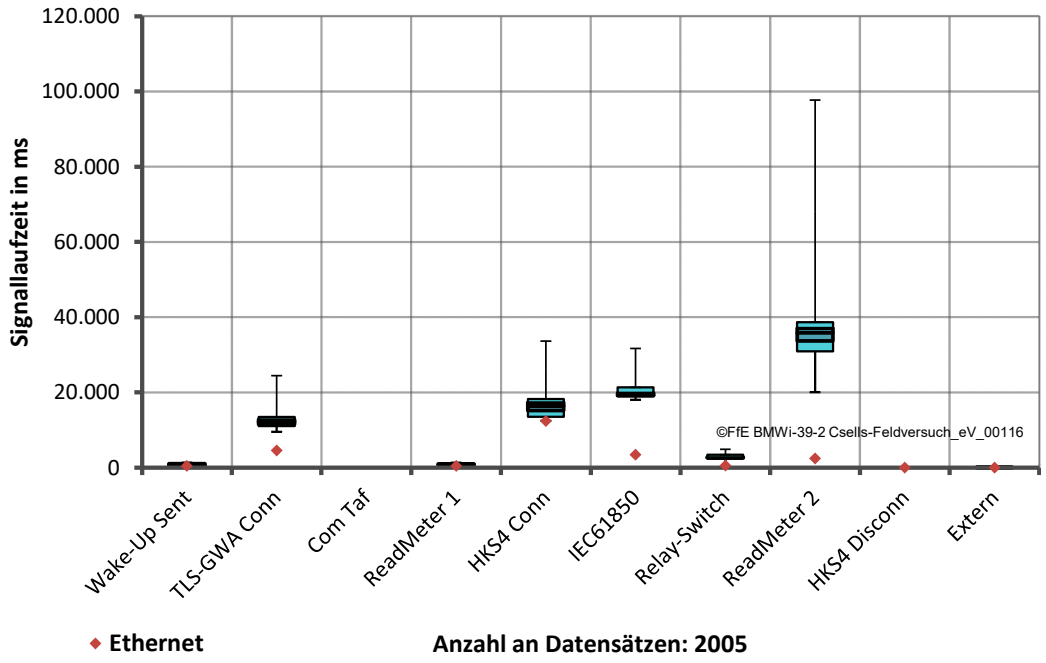


Abbildung 6-4: Signallaufzeiten und Streuung der einzelnen Prozessschritte im Feldversuch /FFE-01 18/

Die Abbildung zeigt zudem, dass es insbesondere bei dem Prozessschritt „ReadMeter2“ zu einer sehr breiten Streuung der Messwerte kommt (ca. 20 bis 98 s). Die Betrachtung der zugehörigen oberen Extremwerte (Punkte entlang der Extremwertlinie) zeigt, dass eine Häufung im Bereich um 95 s und der nächste Wert erst bei ca. 45 s auftreten. Dies legt den Schluss nahe, dass das System in diesen Fällen (11 Messungen) den Messwert verpasst hat und auf einen neuen Messwert (60 Sekunden später) warten muss.

Die Summe der Prozessschritte („TotalScenario“) weist eine Standardabweichung (absolut) in Abhängigkeit von der Mess- bzw. Schaltkategorie zwischen 0,6 und 6,0 s auf. Diese Abweichung stellt für die Anwendung in der Energiewirtschaft ebenso wie die gesamte Signallaufzeit einen praktikablen Wert dar. Zudem wird hierdurch gezeigt, dass in dem Feldversuch die Signallaufzeiten über die 2.100 Testfälle gut reproduzierbar waren.

Zusätzlich zu statistischen Auswertungen aller Prozessschritte wurden diese in die Gruppen Stadt/Land, Werktag/Wochenende und Tageszeit eingeteilt und ausgewertet. Hierdurch besteht die Möglichkeit, die einzelnen Prozessschritte hinsichtlich ihrer Abhängigkeiten von externen Einflussfaktoren zu untersuchen und ggf. Korrelationen zu ermitteln. Die Analyse zeigt, dass keine der Kategorien einen signifikanten Einfluss auf die Signallaufzeit hat.

Darüber hinaus wird das Ergebnis aus Abbildung 6-3 bestätigt, denn ein Großteil der Zeit wird für den Kanalaufbau benötigt. Das reine Schalten bei aufgebautem Kanal benötigt hingegen nur wenige Sekunden.

Weiterhin wurde eine zusätzliche Analyse zu externen Einflussfaktoren bzgl. der Korrelation von Performance und Zuverlässigkeit in Bezug zur gemessenen Signalpegelstärke an der Versuchseinrichtung durchgeführt. Auch hierbei konnte keine signifikante Korrelation anhand der Messergebnisse festgestellt werden. Bei diesem Ergebnis ist jedoch darauf hinzuweisen,

dass alle verwendeten Anlagen eine gute Mobilfunkanbindung aufwiesen und Messungen im Grenzbereich einer Mobilfunkversorgung nicht stattfinden konnten.

Neben den Auswertungen der Signallaufzeiten erfolgte ebenso die Betrachtung der Zuverlässigkeit im Hinblick auf die erfolgreiche Umsetzung der Schaltanweisungen. Dies ist vor allem im Kontext des Verbesserungsbedarfes im Vergleich zur aktuell eingesetzten Funkrundsteuerung relevant. In Tabelle 6-1 sind die Erfolgsquoten der einzelnen Kategorien aufgeführt.

Tabelle 6-1: Erfolgsquote aller Testfälle je Mess- bzw. Schaltkategorie

Kategorie	Schaltvorgänge	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 %**

Bei der Interpretation der Erfolgsquote ist zu berücksichtigen, dass ein Gerät durch einen Blitzschlag beschädigt wurde. Allein auf dieses Gateway entfielen während des Beschädigungszeitraumes ca. 75 der insgesamt 95 Fehlerfälle. Bei Nicht-berücksichtigung des technisch defekten Gerätes/Gateways steigt die gesamte Erfolgsquote von 95,5 % auf 99,0 %.

Der Großteil (82,1 %) der Fehlerfälle trat im Prozessschritt „ReadMeter2“ auf. Des Weiteren traten 13,7 % der Fehlerfälle im Prozessschritt „Relay-Switch“ auf. An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass auch hier das beschädigte Gerät mit in die Gesamtbetrachtung aufgenommen wurde.

Lessons Learned

- Die Umsetzung von Einspeisemanagementmaßnahmen bei PV-Anlagen ist mit der iMSys-Infrastruktur mit einer hohen Zuverlässigkeit und Robustheit möglich
- Die einzelnen Prozessschritte wiesen keine Abhängigkeit von externen Faktoren (Uhrzeit, Wochentag, Stadt/Land) auf. Dies könnte sich jedoch bei einer größeren Anlagenanzahl je Funkzelle bzw. einer grundsätzlich höheren Auslastung anders darstellen.
- Aufgrund der Signallaufzeit der Prozessschritte und dem jeweiligen Datenvolumen ist weiterhin zu prüfen, ob in Einzelfällen eine dauerhafte Öffnung des Kanals zu bestimmten Anlagen aus Netz- bzw. Systemsicht sinnvoll ist.
- In dem durchgeführten Feldtest erfolgte die Abbildung der Systemarchitektur mit Komponenten von einem Hersteller. In weiteren Untersuchungen ist die Verwendung von verschiedenen Herstellern angedacht, um die Übertragbarkeit der Ergebnisse zu prüfen und zu bewerten.

6.1.2 Technische Bewertung der iMSys-Infrastruktur im C/sells-Feldversuch

In der Übersicht der Abbildung 5-1 ist die „Bewertung der Smart-Grid-Infrastruktur“ eine der vier Säulen des Feldversuchs. In einer Voranalyse konnte die grundsätzliche Fähigkeit der Steuerung von Anlagen über die iMSys-Infrastruktur bereits demonstriert werden (siehe Abschnitt 6.1.1). In der nun angewendeten Architektur sind alle Rollen und Prozesse, welche

im Regelbetrieb eingebunden werden müssen, abgebildet. Die Ergebnisse wurden bereits in /FFE-11 21/ veröffentlicht und im Folgenden teilweise übernommen.

Die Analyse verfolgt dabei drei Fragstellungen:

- Wie sind die Zuverlässigkeit bzw. die generelle Performance der iMSys-Infrastruktur?
- Welche Latenz- und Umsetzungszeiten entstehen bei der Nutzung von iMSys-Funktionen?
- Welche Datenvolumina fallen bei der Nutzung von iMSys-Funktionen an?

Für die Beantwortung dieser Fragestellungen sind in Abbildung 6-5 die einzelnen Funktion, Rollen und Komponenten sowie deren jeweilige Funktion im Rahmen der technischen Analyse abgebildet. Dabei stehen die iMSys-Funktion im Fokus der Analyse, welche im Rahmen der Umsetzung einer FlexPlattform (Messen mit TAF 7, 9 und 10 sowie Schalten mit HKS4) relevant sind.

Im Rahmen des Infrastrukturtests wurden in mehreren Monaten über 6.000 Schaltungen durchgeführt und mehr als 1,2 Mio. Messwerte ausgewertet. Dabei sind in Summe 19 iMSys in die Auswertung einbezogen, wovon 17 SMGW mit LTE und zwei mit Ethernet/PLC angebunden sind.

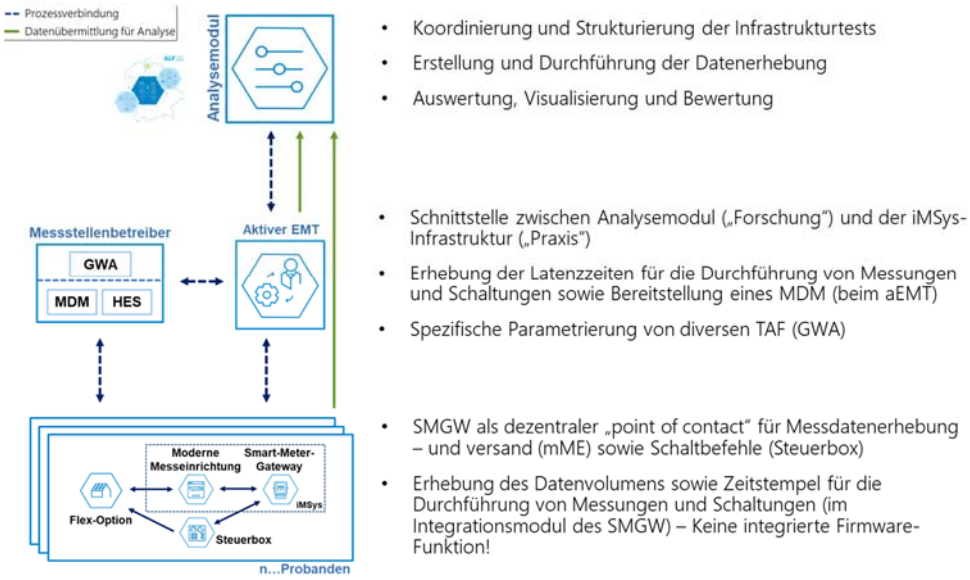


Abbildung 6-5: Architektur der Prozesse sowie Beschreibung einzelner Funktionen, /FFE-11 21/

6.1.2.1 Allgemeine Performance

Im Rahmen der Untersuchung der allgemeinen Performance der iMSys-Infrastruktur erfolgt die Analyse der TAF 7 und 9 sowie der Durchführung von CLS-Befehlen. Bei den beiden TAF kann in Bezug auf die allgemeine Performance die eigentliche Prozessetablierung sowie die Abweichung der vorgesehen zeitlichen Abstände von zwei aufeinanderfolgenden Messwerten (Messlücken) analysiert werden. Bei TAF 7 liefern von den ca. 1.100 Prozessen ungefähr 96 % die geforderte Anzahl an Messwerten und der Prozess kann somit als erfolgreich dokumentiert werden. Im regulären Betrieb beträgt der zeitliche Abstand zwischen zwei TAF 7-Werte 15 Minuten. Dies ist bei über 99,9 % der ca. 109.00 Messwerten der Fall. Der Start des Messwertversands mit TAF 7 basiert dabei auf einem internen Ereignis im SMGW (hier der

Uhrzeit). Der Start der zyklischen Leistungsmessung mit TAF 9 ist im Gegensatz hierzu von einer externen Partei zu initiieren (hier Analysemodul aus Abbildung 6-5). Ob ein TAF 9 erfolgreich gestartet wurde, könnte anhand eines Log-Eintrags beim aEMT ausgewertet werden. Dies beinhaltet eine Statusmeldung, sobald der TAF 9 über den GWA im SMGW erfolgreich etabliert wurde. Im Projekt konnte die Übermittlung der Statusmeldung nicht hergestellt werden. Um den Prozessstart von TAF 9 zu überprüfen, erfolgt daher ein Abgleich aus dem initialen Startprozess aus dem Analysemodul sowie dem Messwerteingang beim aEMT. Ein TAF 9 ist dabei erfolgreich, wenn spätestens sieben Minuten nach Prozessstart der erste Messwert eingetroffen ist (bei Stopp sind es fünf Minuten). Gemäß diesen Kriterien waren lediglich 628 von 1.143 TAF Prozesse erfolgreich. Grund hierfür könnte im Testverlauf eine zu enge Taktung zwischen den einzelnen Start und Stopps gewesen sein. Bei der Ausführung von TAF 9 haben von ca. 119.000 Messwerten 99,8 % die gewünschte Messauflösung von einer Minute. Neben den TAF erfolgt zudem die Analyse der Schaltzuverlässigkeit über CLS (siehe Abbildung 6-6). Als Ausgangspunkt sind die CLS-Start im aEMT relevant, da diese Richtung GWA gesendet werden. Von diesen werden initial 5.290 als erfolgreich protokolliert, wobei zusätzliche 924 Schaltungen nach einer erneuten Statusabfrage in diese Kategorie zählen. Die Erfolgsquote von CLS-Anwendung liegt somit bei 98,7 %. /FFE-11 21/

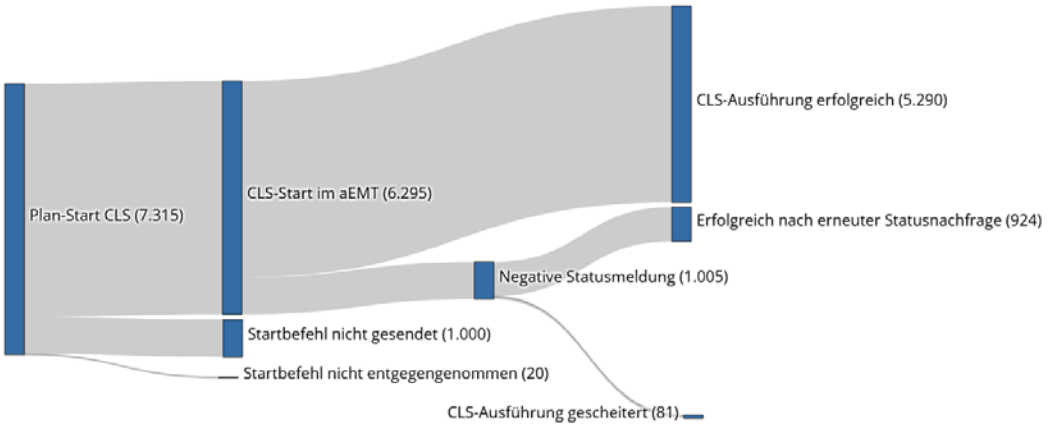


Abbildung 6-6: Prozessschritte der CLS-Analyse hinsichtlich der Zuverlässigkeit, /FFE-11 21/

6.1.2.2 Latenzzeitanalyse

Wie bereits in Abschnitt 6.1.2.1 erläutert, konnte bei der Durchführung von TAF 9 die Dokumentation der Statusmeldungen nicht ausreichend durchgeführt werden. Um die zeitliche Latenz für die Etablierung eines TAF 9 bewerten zu können, dient die Zeit zwischen Startbefehl aus dem Analysemodul bis zum Erhalt des ersten Messwertes beim aEMT. Bei den ca. 800 TAF 9 Prozessinitiierungen (Start bzw. Stop) ist für die bei den Kunden verbauten SMGW eine Latenzzeit im Median von ca. 260 s zu berücksichtigen. Weiterführend erfolgt die Analyse der Latenzzeit für die Übermittlung von Messwerten bei der Über- bzw. Unterschreitung von definierten Schwellwerten mittels des TAF 10. Hierbei ist eine Abtastrate von 30 s im SMGW hinterlegt. Sobald eine Schwellwertverletzung eintritt, werden bei der nächsten Abtastrate die Messwerte dem aEMT bereitgestellt. Die Zeit bis zur nächsten Abttastrate sowie die Übermittlungszeit zum aEMT betragt im Median ca. 15 s. Hierbei ist zu beachten, dass dieser Test lediglich mit einem einzelnen SMGW und ca. 30 manuell herbeigeführten Schwellwertverletzungen stattgefunden hat. Neben der zeitlichen Analyse von TAF 9 und 10 erfolgt abschließend die Latenzzeituntersuchung bei der Durchführung von Schalthandlungen (vgl. Abbildung 6-7). Die Zeit, bis eine Schaltung dem aEMT als

durchgeführt gemeldet wird, beträgt im Median ca. 140 s. In der Abfolge sind dabei zwei Schritte als zeitintensive Prozesse identifiziert worden: Beim aEMT sind ca. 60 s notwendig, um einen vom Analysemodul erhaltenen Schaltbefehl für die Weiterleitung an den GWA zu verarbeiten. Die Etablierung des TLS-Kanals zwischen dem aEMT und dem SMGW bzw. der Steuerbox ist dabei mit ca. 65 s (median) der Prozessschritt, welcher die höchste Latenzzeit beinhaltet. Die weiteren Prozesse sind im Vergleich hierzu nahezu vernachlässigbar. /FFE-11 21/

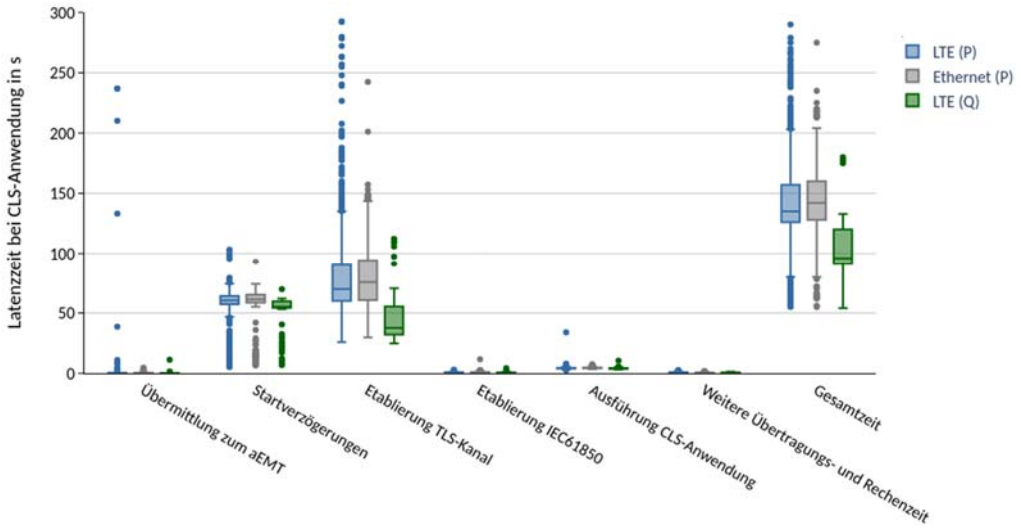


Abbildung 6-7: Prozessschritte der CLS-Analyse hinsichtlich der Latenzzeit, /FFE-11 21/

6.1.2.3 Datenvolumen

Die Erhebung des Datenvolumens für die verschiedenen iMSys-Funktion erfolgt mittels einer Software, welche auf den SMGW installiert wird. Dabei wird jegliche WAN-Kommunikation registriert, bei welcher zwei IPv6 Adressen die Kommunikationspaare darstellen (bspw. SMGW und GWA). Im regulären SMGW-Betrieb fallen im Durchschnitt pro Tag und SMGW ca. 0,25 MB an. Dies teilt sich in 0,1 MB für die Übermittlung des täglichen Zählerstandsganges (96 Werte) sowie einem Stand-By-Datenvolumen von 0,15 MB (bspw. Zeitsynchronisation) auf. Bei der zyklischen Leistungsmessung mit TAF 9 fallen ca. 3,5 kB an Datenvolumen pro Messwert an. Für die Etablierung des Prozesses (Kommunikation zwischen GWA und SMGW) sind zusätzlich ca. 32 kB zu berücksichtigen. Neben der zyklischen Messung der Einspeise- oder Bezugsleistung ist ein weiterer TAF in der Analyse, welcher hochfrequent (30 s Messauflösung) zehn Messwerte (bspw. Phasenspannungen) an den aEMT versendet. Hier kann zwischen Sofort- sowie Paketversand in verschiedener Auflösung unterschieden werden. Beim Sofortversand fallen pro Messwert ca. 0,35 kB was einem Datenvolumen von ca. 10,1 MB pro Tag entspricht. Durch den paketweisen Versand reduziert sich das spezifischen Datenvolumen je Messwert auf 0,017 kB (Versand jede Stunde) bzw. 0,012 kB (Versand alle acht Stunden). Hier ist in der Anwendung eine Abwägung zwischen der Notwendigkeit der kurzfristigen Verfügbarkeit der Messwerte sowie dem Aufwand für die Datenbereitstellung und -übermittlung zu treffen. Die Durchführung einer Schalthandlung benötigt im Median ein Datenvolumen von annähernd 25 kB. /FFE-11 21/

Lessons Learned

- Die Zuverlässigkeit der Messwerterhebung von TAF 7 und TAF 9 liegt bei 99,9 %.
- Eine enge Taktung von Start und Stopp von TAF 9 ist dem gewählten Setup nicht in ausreichender Zuverlässigkeit umsetzbar.
- Die Zuverlässigkeit der Umsetzung von CLS-Anwendungen liegt bei annährend 99 %.
- Bei der Etablierung der zyklischen Leistungsmessung sind 3,5 Minuten als Latenzzeit bis zum Erhalt des ersten Messwertes einzuplanen.
- Schwellwertverletzung werden dem aEMT innerhalb von 15 s durch die Übermittlung der Messwerte kommuniziert.
- Für die Durchführung von CLS-Anwendungen sind ca. 2,5 Minuten einzuplanen, wobei die interne Vorbereitungszeit beim aEMT sowie die Etablierung des TLS-Kanals die zeitintensivsten Prozesse darstellen.
- Als tägliches Datenvolumen fallen im regulären Betrieb je SMGW ca. 0,25 MB an (Standy-By und TAF 7).
- Die Durchführung einer CLS-Schaltung sowie die Übermittlung von fünf Leistungswerten vor und nach der Schaltung benötigen ca. 0,1 MB an Datenvolumen.
- Bei hochfrequenter Messwerterhebung variiert das spezifische Datenvolumen mit dem Versandzeitpunkt: Durch den paketweisen Versand zu jeder Stunde ergibt sich eine Reduzierung auf 0,5 MB pro Tag im Vergleich zu ca. 10 MB bei Sofortversand

6.1.3 Exkurs: Nachhaltigkeitsaspekte digitaler Energieinfrastruktur

Die in SINTEG entwickelten Konzepte erfordern die Durchdringung einer standardisierten digitalen Energieinfrastruktur. Die notwendige Digitalisierung des Energiesystems muss dabei mit der Erfüllung der übergeordneten Ziele der Energiewende im Einklang stehen. Neben Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit umfasst dies Aspekte der Nachhaltigkeit, welche soziale, ökonomische sowie ökologische Kriterien beinhalten. Durch die im Zuge von C/sells entwickelte Methodik zur Nachhaltigkeitsbewertung digitaler Infrastruktur wird somit ein Vergleich relevanter Demonstrationsprojekte ermöglicht. Die Ergebnisse dienen zur vergleichenden Evaluierung der Nachhaltigkeitsaspekte verschiedener Konzepte, welche somit bei der Entwicklung von Blaupausen Berücksichtigung finden können. In diesem AP erfolgt demnach eine Analyse relevanter Aspekte der Nachhaltigkeit der für die Umsetzung verschiedener C/sells-Anwendungsfälle notwendigen iMSys-Infrastruktur. Durch die Ableitung von Handlungsempfehlungen wird auf zu erfüllende Kriterien für eine nachhaltige Gestaltung der Digitalisierung im Energiesystem aufmerksam gemacht. Neben einer qualitativen Bewertung von sozial-ökonomischen Nachhaltigkeitskriterien liegt der Fokus auf der quantitativen Bewertung von einhergehenden Umweltwirkungen.

Neben anderen Klassifizierungen (vgl. /IASS-02 19/, /KIT-101 17/) unterteilt eine Vielzahl bisheriger Studien Kriterien im Kontext der Nachhaltigkeit von Energiesystem in die Kategorien ökologisch, ökonomisch, sozial (vgl. /ISI-101 16/, /TUB-02 12/, /PSI-101 08/, /ECOP-01 01/). Speziell für die Digitalisierung der Energieinfrastruktur beschränkt sich der aktuelle Stand der Forschung insbesondere auf ökologische Nachhaltigkeitsbetrachtung in Form von Lebenszyklusanalysen (vgl. /SIAS-01 17/, /VUO-01 15/, /JNL-101 15/). Anhand der Metastudie wird ein Kriterienset erstellt und entsprechend zugeordneter Indikatoren je Säule der Nachhaltigkeit geclustert.

Mit Fokus auf soziale Aspekte der Nachhaltigkeit wird folgende Methodik für die Auswahl von Kriterien für den späteren Vergleich der Demozellen herangezogen:

- Die Auswahl von Kriterien und Indikatoren sind das Ergebnis einer Literaturrecherche zu bestehenden Kriterienkatalogen zu den Themen Energiesystem, Energiewende sowie Nachhaltigkeit und Klimaschutz im Energiebereich.
- Für die Bewertung werden dabei jene Kriterien und dazugehörige Indikatoren ausgewählt, auf welche IKT-Infrastruktur bzw. die Digitalisierung des Energiesystems Einfluss nehmen kann. Indikatoren, die aufgrund fehlender Datenbasis im Rahmen dieser Studie nicht bewertet werden können, sind von der Analyse ausgenommen.
- Als Ergebnis der Metaanalyse sowie der beschriebenen Eingrenzung resultieren für die vergleichende Analyse der Demozellen 10 Indikatoren, gegliedert in die fünf Kriterien wahrgenommene Risiken, Verteilungsgerechtigkeit, Energieeffizienz, Akzeptanz und Partizipationsmöglichkeiten (vgl. Tabelle 6-2)

Tabelle 6-2: Übersicht Kriterien & Indikatoren

Kriterien	Subkriterien	Indikatoren	Quelle
A Wahrgenommene Risiken	**A-1 Resilienz**	System Average Interruption Index (SAIDI)	/ISI-101 16/ /KIT-06 18/
		Hackerangriffe	/US-01 07/
	A-2 Gesundheit	Gesundheitliche Belastung durch Strahlung	/BFST-01 18/
B Verteilungsgerechtigkeit & Energieeffizienz	**B-1 Kosten**	Elektrizitätspreise und Preiskomponenten - Private Haushalte	/ISI-101 16/ /PSI-101 08/
	B-2 Unabhängigkeit	Regionale Selbstversorgung	/ISI-101 16/ /KIT-06 18/
	B-3 Effizienz	Energieeinsparung durch Effizienzmaßnahmen – Private Haushalte	/ISI-101 16/
C Akzeptanz & Partizipation	**C-1 Akzeptanz**	Akzeptanz erneuerbarer Energien	/KIT-06 18/
		Akzeptanz der Digitalisierung des Energiesystems	/SGP-01 20/
	C-2 Partizipation	Individuelle Teilnahme – Private Haushalte	/KIT-06 18/
		Kollaborative Bürgerbeteiligung	/KIT-06 18/

Für die vergleichende Evaluierung wird die Methodik einer Expertenbefragung gewählt. Dabei werden Experten aus verschiedenen Demonstrationsprojektes des SINTEG-Schaufensterprogramms befragt, um verschiedene EE-Integrationskonzepte unter Verwendung der iMSys-Infrastruktur zu analysieren. Hinsichtlich der Zielsetzung der Befragung fällt die Auswahl auf Projekte in denen:

1. eine iMSys-Infrastruktur eingesetzt wird
2. Bürger in den Anwendungsfall integriert werden, um Erkenntnisse über die Akzeptanz und Partizipation zu erlagen
3. die Ansprechpartner in den Fallstudien offizielle SINTEG-Projektpartner sind

Somit werden Experten der C/sells-Demonstrationszellen Altdorf (ALF), Arzberg, Dillenburg (ReFLEX) und München (IWM) sowie des SINTEG-Projektes WindNODE anhand eines konzipierten Fragebogens evaluiert. Die insgesamt 18 Fragestellungen beziehen sich auf die

festgelegten Kriterien aus Tabelle 6-2, d.h. inwiefern der jeweilige Use-Case zu diesen Kriterien beiträgt bzw. sich auf die Kriterien auswirken, und werden mittels Farbcodierung evaluiert. Demnach stehen den Befragten drei Antwortmöglichkeiten – positiv (grün), neutral (gelb) oder negativ (rot) – zur Auswahl (vgl. Tabelle 6-3). Die drei Antwortmöglichkeiten werden wie folgt in eine numerische Darstellung übersetzt, um eine quantitative Evaluierung der Ergebnisse durchzuführen:

Tabelle 6-3: Übersicht Farbcodierung SINTEG Experten

Evaluierung	Farbe	Farbcodierung
Positiv	Grün	1
Neutral	Gelb	2
Negativ	Rot	3

In einem nächsten Schritt erfolgt die Berechnung eines arithmetischen Mittelwerts aus den Antworten der Experten, was zu einem Wert zwischen 1 und 3 führt. Zusammen mit einer inkrementellen Farbänderung von 0,05 wird der Zahlenwert in eine Farbskalierung übernommen (s.Tabelle 6-4) .

Tabelle 6-4: Ergebnisse Expertenbefragungen SINTEG Use-Cases

Fragestellung	IWM	Dillen-burg	Arz-berg	Berlin	Alt-dorf	Median
Wie schätzen Sie den Mehrwert ihres Use-Cases auf die Verbesserung der Systemstabilität des Energiesystems ein? z.B. Auswirkungen auf den SAIDI	2	2	1	1	1	1,4
Welche Auswirkungen sehen Sie durch den Use-Case in Bezug auf die Vulnerabilität des Energiesystems ? z.B. Störfalle wie Hackerangriffe	2	2	2	2	2	2
Welche potentielle Tragweite hätte ein Hackerangriff in Ihrem Use-Case?	2	1	2	1	2	1,6
Hat der Use-Case die Möglichkeit Systemdienstleistungen zu unterstützen (z.B. Frequenzerhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswideraufbau?)	1	1	1	1	3	1,4
Können Energieeinsparungseffekte von Konsumenten durch den Use- Case erzielt werden?	2	3	3	1	2	2,2
Wie kann sich der Use-Case auf den regionalen Strompreis / Energiepreis auswirken?	2	2	1	2	1	1,6
Kann der Use-Case zu einer Verringerung der Abregelung von EE-Anlagen (EE = Erneuerbare Energien) beitragen?	2	2	2	1	1	1,6
Welchen potenziellen Einfluss hat der Use-Case auf den regionalen Selbstversorgungsgrad?	2	1	2	1	1	1,4
Falls Umfragen im Demoprojekt durchgeführt wurden: Wie hoch ist die Akzeptanz der Bürger*innen ggü. dem Use-Case?	1	2	1	1	1	1,2
Wie hoch ist der generelle Informationsstand im Feldversuch über die verwendete iMSys Technologie?	3	3	3	3	2	2,8
Wie nehmen Sie die Einstellung der teilnehmenden Bürger*innen in Bezug auf den iMSys-Rollout wahr?	3	2	2	2	1	2

Wie bewerten Sie die politische Öffentlichkeitsarbeit, um den Nutzen von iMSys hervorzuheben	3	3	3	3	3	3
Unter Berücksichtigung der Ausführungen der Partizipationsleiter, wie beurteilen Sie den Grad der Partizipation in ihrem Use-Case?	3	3	3	2	3	2,8
Welche Haushaltstypen haben eine Möglichkeit zur aktiven Teilnahme am Energiesystem durch den Use-Case?	1	2	3	1	2	1,8
Inwiefern kann der Use-Case die Möglichkeit zur Partizipation von Haushalten erweitern?	2	2	2	1	2	1,8
Wird durch Ihren Use-Case Energiegemeinschaften (z.B. Energiegenossenschaften) in Zukunft ein neues Geschäftsmodell ermöglicht?	2	2	2	2	2	2
Aus den Erfahrungen aus Ihrem Use-Case: Wie bewerten Sie grundsätzlich das Interesse von Bürgern aktiver am Energiesystem teilzunehmen?	2	3	1	1	1	1,6
Aus den Erfahrungen aus Ihrem Use-Case: Wie bewerten Sie grundsätzlich die Möglichkeiten von Bürgern aktiver am Energiesystem teilzunehmen?	2	3	3	2	2	2,4

Folgende Erkenntnisse gehen aus dem Vergleich hervor:

- Effekte in Bezug auf Resilienz und Systemstabilität durch den zukünftigen Einsatz der erprobten Konzepte werden überwiegend positiv bis neutral bewertet, die Störanfälligkeit und Gefahr von Hackerangriffen auf das Energiesystem wird von allen Experten als unabhängig von der Umsetzung des jeweiligen Anwendungsfalls bewertet.
- Eine Verbesserung des regionalen Selbstversorgungsgrades ist für drei der Konzepte positiv, für die restlichen als neutral bewertet.
- Wie sich die Fallstudien auf den regionalen Strompreis in Zukunft auswirken können bewerten drei von fünf der Experten als neutral, zwei als positiv und sehen daher im jeweiligen Konzept ein Potential zur Senkung der regionalen Strompreise.
- Ein Potenzial zur Verbesserung der Energieeffizienz für private Haushalte geht nur für das Konzept WindNODE aus der Befragung hervor. Eine neutrale Bewertung bedeutet, dass lediglich geringe Energieeinsparungseffekte erwartet werden. Eine negative Bewertung bedeuten, dass durch die Fallstudien keine Energieeinsparungseffekte seitens der Konsumenten erwartet werden.
- Der Informationsstand in der Bevölkerung zur Digitalisierung des Energiesystems (u.a. zur Funktion der iMSys-Technologie) geht aus den Erfahrungen der Feldversuche als sehr gering hervor. Zugleich wird die Öffentlichkeitsarbeit von Seiten des Gesetzgebers zum iMSys-Rollout als unzureichend eingeschätzt. Dies zeigt, dass insbesondere Öffentlichkeitskampagnen notwendig sind, um die Bevölkerung von den Vorteilen zu überzeugen und mögliche negative Einstellungen gegenüber einer Digitalisierung im Energiesystem zu entkräften.
- Die Mehrzahl der Experten bewertet die Bereitschaft von Bürgern*innen aktiver am Energiesystem teilzunehmen als positiv, rein in der Region Dillenburg zeigt sich eine niedrige Bereitschaft.
- Die Möglichkeiten durch den Use-Case aktiver am Energiesystem teilzunehmen wird weitgehend neutral bewertet. Hinsichtlich der Haushaltstypen können nur in den Use-Cases IWM und WindNODE sowohl Einfamilienhausbesitzer als auch Mieter teilnehmen,

in ALF und dem Feldversuch in Dillenburg ist eine aktivere Teilnahme nur auf Eigentümer zurückzuführen, die eine entsprechende dezentrale Anlage besitzen. Eine negative Bewertung, die keine aktivere Teilnahme von Bürgern*innen im Energiesystem bedeutet, trifft auf das Quartierskonzept in Arzberg zu.

- Bei den Konzepten handelt es sich weitgehend um passive Partizipation, was sich durch eine negative Bewertung ausdrückt (gemäß der Arnstein'schen Partizipationsleiter, vgl. auch /FFE-03 20/.) Auch eine zukünftig verbesserte Teilnahmemöglichkeit für Haushalte am Energiesystem wird als neutral bis negativ eingestuft.

Im Rahmen der FfE-Veröffentlichung /FFE-04 20/ wurde eine Analyse zur ökologischen Bewertung digitaler Energieinfrastruktur durchgeführt. Folgende Textbausteine entstammen dieser Publikation:

Für einhergehende Umweltwirkungen der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) von iMSys-Anwendungsfällen erfolgt eine quantitative Analyse in Form einer ökobilanziellen Bewertung. Im ersten Schritt werden die Umweltwirkungen relevanter Komponenten mit der gewählten Systemgrenze auf Haushaltsebene für einen Prosumer- sowie einen Flexumer-Haushalt betrachtet. Folgende Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen gehen aus der Analyse hervor:

- Ergebnisse zeigen höhere ökologische Implikationen für neue Anwendungsfälle (Prosumer, Flexumer) gegenüber dem konventionellen Letztverbraucher mit Ferrariszähler.
- Haupteinflussfaktor ist der Stromverbrauch des iMSys, da knapp zwei Drittel des erzeugten Treibhauspotenzials durch den derzeitigen Strommix bedingt sind. Beim Produktdesign der iMSys-Komponenten sollte daher auf einen möglichst geringen Eigenstromverbrauch geachtet werden.
- Messstellenbetreibern und Komponentenherstellern wird weiterhin eine Harmonisierung technischer Nutzungsdauern und Eichfristen empfohlen, da hierdurch das Potential der Geräte voll ausgeschöpft und Klima- und Umweltwirkungen reduziert werden können.
- Verursachtes Treibhauspotenzial für Produktion, Betrieb und Entsorgung digitaler Energieinfrastruktur kann bei Erreichung des Ausbaus erneuerbarer Energien gemäß dem verwendeten Klimaschutzszenario „fuEL" (aus FfE-Projekt Dynamis /FFE-69 19/) bis 2040 kompensiert werden.
- Erste Analysen werden auch zu durch den Use-Case induzierten positiven Auswirkungen auf die Ökobilanz, auch „Enablement-Effekte" genannt, durchgeführt. Dazu zählen laut Literatur und gemäß den Zielsetzungen untersuchter Use-Cases Stromeinsparungen durch Verhaltensänderungen, netzdienliche Nutzung von Flexibilität und einhergehende erhöhte Integration von EE. Ergebnisse bestehender Analysen zur digitalen Stromzählinfrastruktur zeigen, dass direkte Umweltwirkungen durch deren erzielten Beitrag zur Energiewende mehr als ausgeglichen werden. Der Vergleich verschiedener C/sells-Anwendungsfälle zeigt dabei die Vielseitigkeit von möglichen Beiträgen. Eine genaue Quantifizierung von Enablement-Effekten erfordert jedoch weiteren Forschungsbedarf.
- Voraussetzung der Erreichung des angestrebten ökologischen Mehrwerts durch digitale Anwendungsfälle ist jedoch die Vermeidung möglicher Rebound-Effekte. Hierzu besteht ebenso weiterer Forschungsbedarf zur methodischen Vorgehensweise einer umfänglichen Bewertung und Quantifizierung.

Im zweiten Schritt erfolgt für eine weiterführende Analyse der ökobilanziellen Bewertung eine Erweiterung der Systemgrenzen, wodurch über die Haushaltsebene hinausgehende Energie- und Ressourcenverbräuche, u.a. durch Datenübertragung und -aufbereitung, in die Bilanzierung mitaufgenommen werden (vgl. Abbildung 6-8).

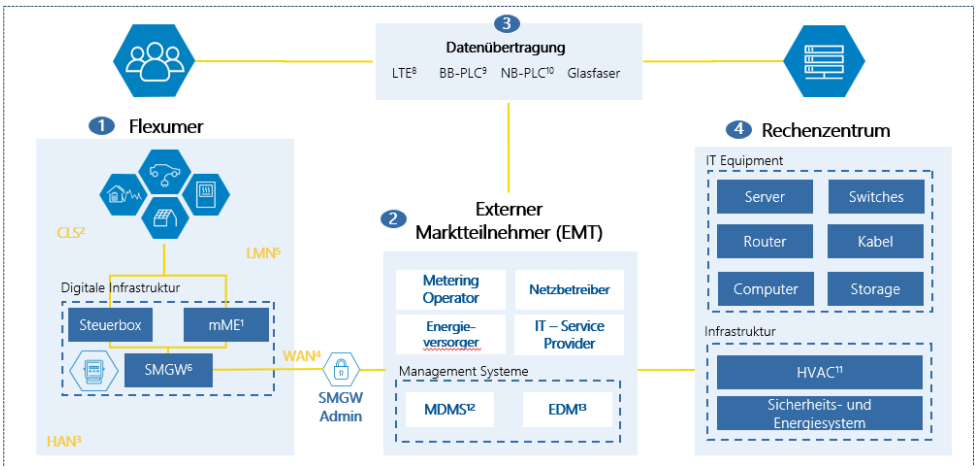


Abbildung 6-8: Untersuchungsrahmen ökologische Bewertung, eigene Darstellung nach /VUO-01 15/, /FFE-64 18/, /ÖKO-02 19/

[1]mME = moderne Messeinrichtung, [2]CLS = Controlable Local System, [3]HAN = Home Area Network, [4]WAN = Wide Area Network, [5]LMN = Local Metreological Network, [6]SMGW = Smart Meter Gateway, [7]iMSys = Intelligent Metering System, [8]LTE = Long Term Evolution, [9]BB-PLC = Broad Band Powerline, [10]NB-PLC = Narrow Band Powerline, [11]HVAC = Heating, Ventilation and Air Conditioning, [12]MDMS = Meter Data Management System, [13]Energiedatenmanagement

Während im ersten Schritt die ökobilanzielle Bewertung auf Haushaltsebene des Flexumers durchgeführt wird (Punkt 1 in Abbildung 6-8), werden in der erweiterten Analyse zusätzlich folgende Aspekte berücksichtigt:

- Prozesse bei externen Marktteilnehmern z.B. Verarbeitung der erhobenen Metering Daten in MDMS und EDM Systemen, die von den Marktteilnehmern verwaltet werden (Punkt 2 in Abbildung 6-8)
- Datenübertragungstechnologien z.B. LTE, Glasfaser, BB-PLC, NB-PLC (Punkt 3 in Abbildung 6-8)
- Rechenzentrumsinfrastruktur inkl. IT Equipment (Server, Router, Computer) und Infrastruktur (Sicherheits- und Energiesysteme) (Punkt 4 in Abbildung 6-8)

Folgende Erkenntnisse resultieren aus der erweiterten ökobilanziellen Bewertung und den Sensitivitätsanalysen:

- Für den untersuchten einzelnen iMSys-Anwendungsfall wird ein Flexibilitäts-Abruf pro Tag und Haushalt angenommen.
- Runtergebrochen auf einen einzelnen Flex-Abruf liegt der Fußabdruck sämtlicher benötigter Komponenten und einhergehender Prozesse der Datenübertragung und –speicherung zwischen **12 bis 26 g CO_2-Äq./kWh pro Flex-Abruf** für die IKT-Infrastruktur.
- Pro Jahr ergibt sich ein Wert zwischen **27 und 59 kg CO_2-Äq./a pro Flexumer-Haushalt** für die digitale Infrastruktur (iMSys Komponenten inkl. Datenübertragung und –speicherung).
- Die Werte sind abhängig vom Energieverbrauch der iMSys-Komponenten und dem Emissionsfaktor.
- Bei der Hochrechnung der direkten Emissionen der IKT-Infrastruktur gemäß des geplanten Rollouts bis zum Jahr 2030 (Annahme 5,2 Millionen, davon ca. 1,2 Million

Flexumer) summieren sich die Umweltwirkungen auf insgesamt **146.339 t CO_2-Äqu./a für die iMSys-Infrastruktur** inkl. Datenübertragung und –speicherung.

- Aufgrund der geringen Menge an gemessenen Datenübertragungsvolumen pro Flexabruf (0,12 GB pro Jahr) sind die Umweltwirkungen fast gänzlich den Lebenszyklusphasen des Betriebs (58 %) und der Produktion (41 %) der iMSys-Komponenten zuzuordnen.
- Erhebliche Reduktionspotenziale liegen demnach in der Dekarbonisierung des Strommixes (bis zu -26 % des Fußabdrucks) sowie in der Sicherstellung einer hohen Energieeffizienz und Langlebigkeit der iMSys-Komponenten (bis zu -38 %).
- Neue Geschäftsmodelle und einhergehende datenintensive TAFs können zu einem Anstieg des Datenvolumens und den Rechnerkapazitäten führen. Auf der anderen Seite kann die Integration von erneuerbaren und dezentralen Anlagen den Anteil von erneuerbaren Energien erhöhen.
- Neue Datenübertragungstechnologien wie bspw. Glasfaser verringern die Energieintensität der Datenübertragung von 0,252 kWh/GB mit LTE auf 0,052 kWh/GB mit einer kabelgebundenen Datenübertragung wie bspw. Glasfaser. Diese Datenübertragungsmedien sind derzeit jedoch noch nicht flächendeckend verfügbar. /ÖKO-02 20/
- Mit dem fortschreitenden Rollout erlaubt die im Zuge dieser Analyse entwickelte Methode eine ökologische Bewertung der entstehenden Anwendungsfälle und die Ableitung von Empfehlungen für eine nachhaltige technische Gestaltung.
- Erste Abschätzungen zu indirekten Umwelteffekten von Smart-Grid-Anwendungsfällen zeigen den Bedarf an weiterer Forschung zu Rebound-Effekten und systemweiten positiven Umwelteffekten, wie z. B. Auswirkungen auf die Integration erneuerbarer Energien.

Insgesamt ergeben sich ergänzende Handlungsempfehlungen für eine nachhaltige Ausgestaltung der Digitalisierung im Energiesystem und einhergehende Anwendungsfälle:

- Rollout Suffizienz: Keine grundsätzliche Flexibilisierung aller verbrauchsseitigen Flexibilität, sondern eine gezielte Nutzung von dezentraler Flexibilität dort wo ein Mehrwert für die Netzintegration bestimmt werden kann.
- Gewährleistung hoher Effizienz der iMSys-Komponenten in der Betriebsphase sowie maximal mögliche Nutzung der Komponenten, Vermeidung eines Austauschs nach Ende der Eichfrist (nach 8 Jahren).
- Erhöhung der Transparenz in Bezug auf die Energieintensität von Rechenzentren (bspw. Mindestquote für den PUE (Power Usage Effectiveness)
- Weitere Forschung zu Bewertungsmethoden von Umweltwirkungen von IKT-Anwendungsfällen, insbesondere in Bezug auf den Einsatz im Energiesystem.

6.2 Rechtliche Einordnung von FlexPlattformen

Im Nachfolgenden erfolgt eine Beantwortung relevanter rechtlicher Fragen rund um Flexibilitätsplattformen. Insbesondere wird hier auf die Ausprägungen im Rahmen des Altdorfer Flexmarktes eingegangen. Zurückgegriffen wird dabei insbesondere auf die Studie „Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplattformen – Rechtliche Prüfung des Konzeptes „Grid Integration" von Hilpert et al., welche die rechtliche Situation von FlexPlattformen bereits

grundlegend analysiert. /SU-03 19/ Eine ausführlichere Analyse findet sich ebenso auf der FfE Webseite[7]

- Dürfen Netzbetreiber ALF grundsätzlich nutzen?
  Grundsätzlich dürfen VNB Netzengpässe durch erzeugungs- und verbrauchsseitige Flexibilität Netzengpässe lösen. Die Nutzung von ALF ist daher möglich, solange es sich dabei um eine gemeinsame Plattform der Netzbetreiber handelt (Ausnahme: Im Anwendungsbereich der SINTEG-VO kann auf eine gemeinsame Plattform im Rahmen des Projektes verzichtet werden).

- Wie passen FlexPlattformen zum heutigen Redispatch?
  Auf ALF werden immer die Flex-Option mit dem besten Kosten/Nutzen-Verhältnis für die Lösung eines Engpasses genutzt. Dadurch wird die gesetzliche Reihenfolge (konventionell vor erneuerbar) bzw. die Abschalt-Regeln aus dem NABEG (ab 10/2021) /BMWI-19 19/ nicht berücksichtigt, wodurch die Nutzung im heutigen Regulierungsrahmen nicht möglich ist, solange auf ALF auch konventionelle Kraftwerke als Anbieter auftreten.
  Treten keine konventionellen Kraftwerke als Anbieter auf ALF auf, wird ALF erst in der Reihenfolge nach § 13 EnWG nach deren Abschaltung durch den VNB genutzt. Dadurch ist der Einsatz von ALF grundsätzlich möglich; die Einhaltung entsprechend im Verantwortungsbereich des VNB. Auch kann im Rahmen der Optimierung auf ALF berücksichtigt werden, dass EE- und KWK-Anlagen nachranging berücksichtigt werden (z. B. mit einem festen Faktor, wie in /BMWI-19 19/); die Einhaltung der Reihenfolge wäre entsprechend im Verantwortungsbereich der Plattform.
  Solange Redispatch als Alternative besteht, ist es fraglich wie FlexPlattformen dazu in der Nutzungsreihenfolge stehen.

- Wie wird bilanziell mit Flex-Abruf umgegangen?
  Auch wenn die FlexPlattform oder der VNB Bilanzabweichungen durch Flexibilität sofort ausgleichen, existiert derzeit kein Mechanismus dies in die Bilanz des BKV zu integrieren. Dies ist ein finanzielles Hemmnis für die Teilnahme, da dadurch hohe Kosten beim BKV entstehen können. Es müssen daher Mechanismen etabliert werden, um den Bilanzausgleich durch den VNB/ALF abzuwickeln und diesen auch den jeweiligen BKV zuzuordnen.

- Muss es eine gemeinsame Plattform für alle VNB geben, oder kann jeder eine eigene Plattform betreiben?
  FlexPlattformen müssen auf Basis von § 13 Abs. 6 EnWG einheitlich sein und gemeinsam betrieben werden. FlexPlattformen wie ALF müssen daher von allen Netzbetreibern gemeinsam betrieben werden; einzelne Lösungen kommen nicht in Frage. Einer Regionalisierung von Angeboten bzw. Nachfrage steht dies nicht entgegen.

- Ist die Datenhaltung auf einer zentralen Plattform möglich?
  Solange die Daten erforderlich sind, dürfen sie zwischen Netzbetreibern grundsätzlich geteilt werden (Datensparsamkeit und -schutz etc. vorausgesetzt). Für eine skalierbare Umsetzung ist daher zu prüfen, welche Daten zentral auf einer Plattform gehalten werden und welche dezentral bei den VNB. Bei einer gemeinsamen Plattform (analog zu regelleistung.net) kann davon ausgegangen werden, dass der Betrieb einer zentralen

[7] siehe www.ffe.de/975

Plattform unter Einhaltung dieser Regeln möglich ist. Der Betrieb durch Dritte ist bei ALF (v. a. durch die benötigten Daten und den Grundsatz der Datensparsamkeit) zu prüfen.

- **Dürfen Flexibilitäten auf Basis einer Optimierung unter der Berücksichtigung von Randbedingungen (Netz, Anlagen, Preis) auf der Plattform ausgewählt werden?**
  Die Optimierung auf ALF ist grundsätzlich zulässig, solange die Gleichung, etwaige Randbedingungen und die Auswahl der Anlagen transparent dargestellt werden, was dahingehend erfüllt ist, dass die Methode und die Optimierungsgleichung bereits veröffentlicht wurden (siehe /FFE-35 18/, /FFE-37 19/). Probleme können hier durch den Datenschutz (Kleinanlagen) bzw. die Offenlegung von Geschäftsgeheimnissen (größere Flexibilitätsoptionen) entstehen, wenn Angebote und die Randbedingungen jedes Abrufes veröffentlicht werden müssen.

- **Dürfen EEG-Anlagen an ALF teilnehmen?**
  Nach /SU-03 19/ ist eine Teilnahme an FlexPlattformen für Anlagen, die eine gesetzliche EEG-Förderung erhalten trotz § 80 EEG Doppelvermarktungsverbot grundsätzlich zulässig, da dieser „ausschließlich der Beseitigung von Gefährdungen für die Netzsicherheit" dient, nicht jedoch „die grüne Eigenschaft des Stromes" selbst betrifft.
  Bei KWK- und EE-Anlagen ist nach § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG auch bei marktbezogenen Maßnahmen zu beachten, dass diese nachranging zu konventionellen Anlagen eingesetzt werden. Dabei sind EE- und KWK-Anlagen gleichrangig. § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt Abregeln") kommt auf VNB-Ebene nicht zur Anwendung.
  Nach /SU-03 19/ können alle EE-Anlagen an ALF teilnehmen, da die Vermarktung der „Beseitigung von Gefährdungen für die Netzsicherheit" dient. Sie dürfen allerdings unter Berücksichtigung des Einspeisevorrangs erst abgeschaltet werden, wenn alle konventionellen Kraftwerke zuerst berücksichtigt wurden. Mit dem NABEG 2.0 wird diese Regelung jedoch entschärft.

- **Was ändert sich durch das NABEG 2.0?**
  Im Rahmen des NABEG 2.0 /BMWI-19 19/ werden neue Regelungen bzgl. Redispatch eingeführt. Diese umfassen Änderungen des § 13 EnWG, wonach bei der Anpassung von Einspeisung und Verbrauch mit mehreren geeigneten Anlagen diejenigen auszuwählen sind, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Dies wird durch die optimierte Auswahl von Anlagen auf Basis deren Wirksamkeit und Kosten auf ALF gewährleistet. Außerdem ist im NABEG 2.0 geregelt, dass abgeregelte Anlagen > = 100 kW einen Anspruch auf bilanziellen Ausgleich gegenüber dem ÜNB haben. Für den Abruf durch einen VNB oder eine FlexPlattform gilt dies nach § 14 EnWG analog.

- **Was ändert sich durch die Umsetzung des Art. 32 der Strombinnenmarkt-RL in deutsches Recht?**
  Die technische Vereinheitlichung von FlexPlattformen ist aufgrund der verschiedenen Randbedingungen bisher unklar. Bis Ende 2020 wird Art. 32 der Binnenmarkt-RL in Deutschland umgesetzt und gibt ggf. Input für Marktprodukte und Verfahren bei Flex-Beschaffung. Alternativ können die Entwicklungen aus C/Sells einen Beitrag leisten, die EU-Vorgaben in nationales Recht zu überführen.

- **Wie steht § 14a EnWG im Verhältnis zu FlexPlattformen?**
  Die Stellung von § 14a EnWG ist im Bezug zu § 13 EnWG nicht klar geregelt. Der Paragraph wird nicht in § 13 EnWG adressiert. Nach /SU-03 19/ könnte § 14a EnWG eine „spezielle

marktbezogene Maßnahme" oder auch Teil der grünen Ampelphase sein. Ob dieser Vor- oder nach Redispatch bzw. FlexPlattformen kommt ist nicht abschließend geklärt.

- **Sind FlexPlattformen durch die Anreizregulierung benachteiligt?**
  Im Rahmen der Anreizregulierung ist die Nutzung von Flexibilität grundsätzlich möglich. Praktisch fehlen jedoch die korrekten Kostenstellen, um diese geltend zu machen. Zudem bleibt die Herausforderung bestehen, dass durch Betriebskosten (OPEX) keine Rendite erwirtschaftet werden kann. Flexibilität ist daher regulatorisch gegenüber Investitionen in Betriebsmittel (CAPEX) benachteiligt.

- **Werden finanzielle Nachteile von verbrauchsseitigen Flex-Abrufen bisher berücksichtigt?**
  Derzeit existiert derzeit keine Befreiung von Strompreisbestandteilen beim Abruf durch FlexPlattformen. Auch ggf. entstehende Mehrkosten, z. B. bei Leistungspreisen oder Steuern und Umlagen, werden nicht entschädigt (Ausnahme: SINTEG-VO). Grundsätzlich ist das Angebot von Flexibilität auf ALF freiwillig und nicht verpflichtend. Nichtsdestotrotz ist es erforderlich, dass diese Hürde für Verbraucher abgeschafft wird und Kosten durch netzdienliche Leistungsspitzen, die durch den netzdienlichen Abruf über FlexPlattformen entstehen, entschädigt werden. (vgl. SINTEG-VO)

Lessons Learned

- ALF ist grundsätzlich durch Netzbetreiber nutzbar, solange es sich um eine gemeinsame Internetplattform handelt.
- Die EnWG Reihenfolge zur Abregelung von Anlagen wird durch das NABEG 2.0 angepasst.
- Im Energierecht und der ARegV sind Anpassungen nötig, um einen skalierten Flexibilitätseinsatz legal zu ermöglichen und wirtschaftlich für Netzbetreiber anzureizen.

6.3 Strategisches Gebotsverhalten auf verteilnetzorientierten Plattformen – Bewertung für den Altdorfer Flexmarkt

Wie in Kapitel 4.4.5 dargelegt, stellt strategisches Bietverhalten eine zu berücksichtigende Problematik im Zuge der Einführung von FlexPlattformen dar, welche in den SINTEG-Schaufenstern und demnach auch in der Entwicklung von ALF thematisiert wird. In diesem Abschnitt wird eine qualitative Kritikalitätsbewertung für solches Gebotsverhalten durchgeführt, um mögliche Auswirkungen abschätzen zu können.

6.3.1 Kriterien für die Kritikalitätsbewertung

Die Ausprägung von strategischem Gebotsverhalten ist immer von der konkreten Ausgestaltung der FlexPlattform abhängig. Die Recherche aktueller Literatur zu dem Thema (/SCHU-02 19/, /HIRT-01 19/, /EBR-08 19/, /PELK-01 20/, /UOC-01 19/) ergibt unabhängig vom Marktdesign verschiedene Bewertungskriterien, die Anreize für Increase-Decrease- (Inc-Dec-) Gaming verstärken oder abschwächen. Speziell das Spannungsfeld aus potenziellem Erlös und den Risiken, die sich aus einer Strategie zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz ergeben, kann das Gebotsverhalten der Marktteilnehmer*innen entscheidend beeinflussen. Resultierende Kriterien aus der Literaturrecherche sind in Tabelle 6-5 allgemein beschrieben und werden im Anschluss auf den Altdorfer Flexmarkt im Speziellen angewandt.

Tabelle 6-5: Bewertungskriterien für Kritikalitätsbewertung

Bewertungskriterien	Beschreibung
Marktmechanismus	Unterscheidung von regulatorisch-kostenbasiertem und marktbasiertem Redispatch sowie deren Mischformen
Vergütungsprinzip	Einfluss der Flex-Vergütung (Fahrplanprodukte vs. Langzeitkontrahierung)
Marktteilnehmer	Unterscheidung der Marktteilnehmer*innen hinsichtlich ihrer Motivation Inc-Dec-Gaming zu betreiben
Antizipierbarkeit von Netzengpässen	Bewertung der Netztopologie in Bezug auf strukturelle und antizipierbare Netzengpässe
Möglichkeiten für Monitoring und Pönalisierung	Rahmenbedingungen, um Inc-Dec-Gaming zu identifizieren und das Risiko für die Spieler zu erhöhen

6.3.1.1 Marktmechanismus

Eine vollständige Einordnung von ALF nach dem Bewertungskriterium **„Marktmechanismus"** macht es zunächst nötig, zwei unterschiedliche Konzepte zur Behebung von Netzengpässen über Redispatch-Maßnahmen vorzustellen.

Regulatorisch-kostenbasierter Redispatch: Im heutigen System ist der Redispatch regulatorisch geregelt, wobei die Erbringer für entstandene Kosten oder entgangene Profite entschädigt werden. Dadurch existieren für die Anbieter*innen von Redispatch-Maßnahmen keine Nachteile, allerdings besteht für Sie auch kein Anreiz zur Teilnahme am Redispatch, weshalb diese für Erzeugungsanlagen ab 100 kW ab 2021 laut NABEG verpflichtend wird /BDEW-04 19/. Einerseits ergibt sich aus diesem Marktdesign keine Möglichkeit für die Teilnehmer*innen, Marktinkonsistenzen auszunutzen, andererseits kritisieren mehrere Quellen den fehlenden Teilnahmeanreiz gerade im Bereich der kleinteiligen Flexibilität und Lasten im Allgemeinen /EBR-08 19/, /NEO-01 19/.

Demgegenüber steht der **marktbasierte Redispatch**: Gemäß Strommarkt-VO wird marktbasierter Redispatch als Auswahl und finanzielle Vergütung von Redispatch-Ressourcen unter Nutzung marktbasierter Mechanismen definiert /EU-03 19/.[8] Laut Hirth /HIRT-01 19/ erfüllt marktbasierter Redispatch in seiner Reinform zwei Kriterien: eine freiwillige Teilnahme der Marktakteure, sowie eine Vergütung des Flex-Abrufs, welche sich aus dem Marktgleichgewicht ergibt. Reine Kapazitätszahlungen oder latente Produkte, wie sie im nachfolgenden Abschnitt 6.3.1.2 erläutert werden, sind nicht Teil dieser Definition.

Wie viele weitere Projekte im SINTEG-Verbund können die Vorgänge auf ALF nicht eindeutig als rein marktbasierter Redispatch betitelt werden. Statt den regulatorischen Redispatch vollständig zu ersetzen, greift ALF Lücken im bestehenden Konzept auf und versucht auch solche Anlagen einzubinden, die bisher nicht am Redispatch teilnehmen. Der Altdorfer Flexmarkt soll primär als Werkzeug für den Verteilnetzbetreiber zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung dienen und gleichzeitig bestehende regulatorische und technische Randbedingungen berücksichtigen. Der Fokus liegt dabei auf flexiblen Lasten und

[8] *„Die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen werden unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus den Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung ausgewählt und finanziell vergütet."* /EU-03 19/

Erzeugungsanlagen mit geringer Leistung. Wenn Marktteilnehmer*innen beispielsweise aufgrund ihrer hohen Leistungsklasse eine potenziell zu große Marktmacht attestiert wird, können diese Flexibilitätsanbieter weiterhin kostenbasiert bzw. reguliert vergütet werden /SCHU-02 19/. Die resultierende Marktmacht ist jedoch von zahlreichen individuellen Randbedingungen abhängig, sodass zum jetzigen Stand keine allgemeingültigen Zulassungskriterien für ALF definiert wurden. Für unterschiedliche Anlagen ergeben sich damit unterschiedliche Rahmenbedingungen, die je nach Leistungsklasse und Richtung des Leistungsflusses den Redispatch entweder regulatorisch oder marktbasiert organisieren.

Das resultierende „hybride Modell" soll die Vorzüge beider Konzepte vereinen und Anreize für strategisches Bieten durch gezielte Designentscheidungen verringern. Der Marktmechanismus beinhaltet dabei konkrete Limitierungen im Matchingprozess und weitere regulatorische Maßnahmen, die in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden.

6.3.1.2 Vergütungsprinzip

Zum **„Vergütungsprinzip"** ist anzuführen, dass auf ALF unterschiedliche Flexibilitätsprodukte geboten werden können. Es werden Anlagen mit und ohne aktive Vermarktung unterschieden.

Flex-Optionen mit **aktiver Vermarktung** verfügen über bereits im Vorfeld geplante Arbeitspunkte, die sog. Baseline. Sie werden beispielsweise für den Stromhandel, direkte Lieferverträge oder das Bilanzkreismanagement benötigt und sind in den Fahrplänen hinterlegt. Dabei handelt es sich sowohl um Anlagen, über deren Einsatz ein Einsatzverantwortlicher entscheidet (> 10 MW Nettonennleistung), als auch um direkt oder über einen Aggregator vermarktete Anlagen /FFE-66 20/. Die Flex-Anbieter solcher Anlagen können daher ihr Angebot in Form eines Fahrplans inkl. Baseline auf der Plattform hochladen und die Leistung ihrer Anlagen für eine bestimmte Zeit steigern oder reduzieren. Auch können sie den Arbeitspreis für die Flexibilitätserbringung jeweils festlegen und so individuelle Fahrplanprodukte anbieten. Je nach Flex-Nachfrage stellt sich ein Gleichgewichtspreis ein, zu dem die Netzbetreiber die vermarktete Flexibilität erwerben. In diesem Fall sind die Charakteristika eines rein marktbasierten Redispatches erfüllt, inklusiver aller Anreize für die Flex-Anbieter Inc-Dec-Gaming zu betreiben. So könnte eine BHKW-Betreiberin, die einen Engpass aufgrund mangelnder Photovoltaikeinspeisung antizipiert, eine Baseline hochladen, in der sie eine niedrigere Einspeiseleistung für den Engpasszeitraum anmeldet, obwohl sie eigentlich mehr Strom produzieren könnte. Sie will sich ihre normale Einspeisung auf der FlexPlattform zu höheren Preisen als auf dem Spotmarkt vergüten lassen. Jedoch ist einerseits die Engpassvorhersage mit Unsicherheiten behaftet (siehe 6.3.1.4), andererseits würde eine fingierte Baseline im Vergleich mit den historisch gelieferten Fahrplänen auffallen. Im Rahmen des Matchingprozesses der FlexPlattform können zudem Preisgrenzen für die Gebote implementiert werden. Damit lässt sich strategisches Bieten zwar nicht vollständig unterbinden, die Arbitrage für die Spieler allerdings signifikant reduzieren /PELK-01 20/.

Mit der Intention, durch ALF eine geringe Einstiegshürde für die Teilnahme von Kleinanlagen zu ermöglichen, besteht neben Fahrplanprodukten auch die Möglichkeit für **Langzeitkontrahierungen**. Letztere führen zu einem regulierten Dauerangebot auf der FlexPlattform mit Grenzkosten 0. Weiterer Aufwand wie Preisbildung oder regelmäßige Angebotsabgabe entfallen somit gänzlich. Allgemein wird bei „leistungsbasierten" Produkten flexible Leistung vorgehalten und nur im Bedarfsfall genutzt, d. h. zu- oder abgeschaltet. Die Ausgestaltung von leistungsbasierten Produkten birgt einen großen Gestaltungsspielraum

hinsichtlich Abrufzeit und Vergütungshöhe und sollte sowohl die Bedarfssituation als auch zeitvariable Kosten der Anbieter berücksichtigen. Für Kleinanlagen im Rahmen des Feldversuchs kommen auch Vergütungen in Form von pauschalen Netzentgeltreduktionen zum Einsatz. Im Allgemeinen ermöglichen Formen der leistungsbasierten Vergütung auch jenen Anlagen eine Partizipation auf der FlexPlattform, die zum derzeitigen Stand keinen ausreichenden Digitalisierungsgrad aufweisen, also die nicht „smart" genug wären, ihre Flexibilität automatisiert zu prognostizieren bzw. zu vermarkten.

Alternativ könnte ein leistungsbasiertes Vergütungskonzept Inc-Dec-Anreize weitestgehend vermeiden, da die Vergütung nicht für die aktive Beteiligung am Engpassmanagement anfällt, sondern bereits ex ante fixiert ist. Da sich der Anbieter vom eigentlichen Flex-Abruf durch den Netzbetreiber keine Erlöse mehr versprechen kann und im Allgemeinen jede Flexibilitätsnutzung mit Kosten verbunden ist, besteht für ihn in diesem Szenario kein Anreiz mehr, den Abruf durch sein Gebotsverhalten zu provozieren. Für eine Variation der Einspeiseleistung oder eine Lastreduktion stellt die leistungsabhängige Vergütung im Sinne der Inc-Dec-Vermeidung somit grundsätzlich ein probates Mittel dar. Endverbraucher*innen, deren Last engpassentlastend wirkt, könnten theoretisch darauf spekulieren, dass sie die Energie im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen kostenfrei geliefert bekommen \NEO-01 19\, gehen jedoch das Risiko ein, bei falschen Prognosen leer auszugehen ohne Möglichkeiten der Ersatzbeschaffung.

6.3.1.3 Marktteilnehmer

Bei der Betrachtung der **„Marktteilnehmer"** ist eine entscheidende Voraussetzung für strategisches Gebotsverhalten die gleichzeitige Teilnahme am Spotmarkt sowie an der FlexPlattform bzw. dem Redispatch-Markt. Bei einer Teilnahme auf einem der beiden Märkte besteht keine Möglichkeit durch Inc-Dec-Gaming Arbitragen auszunutzen und Profite zu generieren. Insbesondere für Besitzer*innen von Flex-Optionen in der Nieder- und Mittelspannung ist eine Teilnahme am Spotmarkt aktuell nicht gegeben. Sie erhalten ihren Strom stattdessen im Rahmen von standardisierten Verträgen über Energieversorgungsunternehmen. Diese nehmen zwar am Spotmarkt teil, besitzen jedoch im Gegenzug keine Berechtigung die flexiblen Lasten der Kund*innen auf der FlexPlattform anzubieten. Gleiches gilt in umgekehrter Richtung für die Betreibung von regenerativen Erzeugungsanlagen, die nicht über eine Direktvermarktung nach § 19 EEG i. V. m. § 20 EEG erfolgt, sondern mit einer fixen Einspeisevergütung.

Für viele der kleinteiligen Flex-Optionen stellt der Weg über einen Zwischenhandel – durch einen sogenannten Aggregator – die einzige Möglichkeit dar, sowohl auf dem Spot- als auch auf dem Redispatch-Markt zu agieren. Dabei werden alle Arten von flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen gepoolt und vermarktet. Die Aggregator-Rolle ist im ALF-Konzept grundsätzlich erwünscht, um die kleinteiligen Flexibilitätsoptionen zu bündeln und auf der FlexPlattform anzubieten /FFE-33 20/. Dabei muss in jedem Fall geprüft werden, inwiefern gerade auf der Niederspannungsebene das Gaming-Potenzial gegeben ist und gegebenenfalls über regulierte Vergütung oder Langzeitkontrahierung gegengesteuert werden.

Insgesamt ist nur für wenige Marktakteure durch die gleichzeitige Teilnahme am Spot- und Redispatch-Markt die Voraussetzung für strategisches Gebotsverhalten überhaupt gegeben. Aggregatoren, die eine Vielzahl von Kleinanlagen bündeln, wird durch die örtliche Unschärfe

ihrer Eingriffsoptionen das Spielen erschwert. Außerdem können sie leicht über regulatorische Vergütungskonzepte erfasst werden.

6.3.1.4 Antizipierbarkeit von Netzengpässen

Beim strategischen Bieten besteht prinzipiell das Risiko, dass die gebotene Flexibilität entgegen der Vorhersage nicht abgerufen wird. Das Kriterium **„Antizipierbarkeit von Netzengpässen"** bestimmt demnach maßgeblich mit welchem Risiko Inc-Dec-Gaming behaftet ist. Wenn die Bietenden den resultierenden Marktpreis auf der FlexPlattform falsch antizipieren, etwa, weil ein Netzengpass nicht im prognostizierten Maß auftritt, entstehen ihnen konkrete Verluste bzw. entgangene Profite in Höhe der Preisdifferenz zwischen Spot- und Redispatch-Markt /HIRT-01 19/. Das Risiko nimmt zu, je aggressiver die tatsächlichen Grenzkosten unter- oder überboten werden.

Grundsätzlich sind zwar in den deutschen Verteilnetzen durch die EU-Transparenzverordnung und umfassende Meldepflichten die Möglichkeiten für Marktteilnehmer gegeben, strukturelle Engpässe zu antizipieren. Auf realen FlexPlattformen, wie beispielsweise ALF, existieren laut /EBR-08 19/ allerdings mehrere Faktoren, die die Prognosefähigkeit der Akteure signifikant einschränken. Damit steigt auch deren Risiko durch strategisches Gebotsverhalten schlussendlich Verluste zu erwirtschaften:

- Die Flex-Nachfrage ist entgegen der Annahmen in /HIRT-01 19/ keineswegs vollkommen unelastisch. Auf ALF stehen den Verteilnetzbetreibern in der roten Ampelphase unabhängig von den Flex-Angeboten weitere Notfallmaßnahmen zur Verfügung, um Netzengpässe zu beheben. Sie sind demnach nicht gezwungen, unverhältnismäßig teure Flex-Optionen zu ziehen.
- Die FlexPlattform kann sich dynamisch weiterentwickeln bspw. durch den Eintritt neuer Marktteilnehmer und Erzeugungskapazitäten. Dadurch können sich strukturelle Engpässe jederzeit verschieben oder gänzlich behoben werden.
- Netzcharakteristika können außerdem kurzfristig durch den Netzbetreiber beeinflusst werden, um Engpässe zu beheben, z. B. durch Schaltmaßnahmen und Netztopologie-Änderungen /BMWI-09 18/. Mit einer stärkeren Vermaschung in den unteren Netzebenen /PSIAG-01 12/ wird es für die Spieler schwieriger diese Anpassungen in ihren Engpassprognosen zu antizipieren.
- Bei der Netzoptimierung können Betreiber auf immer neuere Technologien, wie z. B. Phasenschieber, regelbare Ortsnetztransformatoren oder Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Erzeugungsanlagen zurückgreifen. Durch diese vielschichtigen Maßnahmen wird die Prognose von Engpässen für die Spieler deutlich komplexer.
- Insbesondere die Integration von flexiblen Lasten in den marktbasierten Redispatch erhöht auf der Plattform sowohl den Wettbewerb als auch die Komplexität.

Die dargelegten Punkte zeigen, dass eine belastbare Beurteilung des Gaming-Risikos auf FlexPlattformen nur unter Berücksichtigung realer Risiken für die Spieler stattfinden kann. Speziell auf dem Altdorfer Flexmarkt sorgen verschiedene Gegebenheiten dafür, dass Netzengpässe von den Marktteilnehmern nur schwer zu prognostizieren sind. Durch das höhere Verlustrisiko liegt der Anreiz für strategisches Gebotsverhalten in der Realität weit niedriger als es rein volkswirtschaftliche Modellrechnungen suggerieren.

6.3.1.5 Monitoring und Pönalsierung

Bezüglich des Kriteriums **„Monitoring und Pönalsierung"** sind zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen zu betrachten. Da sich FlexPlattform-Projekte wie ALF derzeit noch in der Konzeptionsphase befinden, wurde bisher noch keine Grundlage zur Verfolgung marktmanipulierender Strategien gesetzlich verankert.

Um für marktmanipulierende Akteure ein zusätzliches Verlustrisiko zu schaffen, müssten rechtliche Möglichkeiten zur Pönalisierung – z. B. in Form von Strafzahlungen – für Inc-Dec-Verhalten auf FlexPlattformen etabliert werden /UOC-01 19/. Die Höhe der Pönalisierung muss dabei so gewählt werden, dass die potenziellen Erlöse unverhältnismäßig gering im Vergleich zum Risiko stehen. In Großbritannien werden „Gamer" beispielsweise mit einer Strafe von bis zu 10 % ihres Jahresumsatzes belegt, womit strategisches Gebotsverhalten signifikant eingegrenzt werden konnte /EBR-08 19/.

Die notwendigen Voraussetzungen für eine funktionierende Pönalisierung durch Monitoring – also die Identifikation von rein strategisch motivierten Gebotsverhalten – sind auf dem Altdorfer Flexmarkt gegeben. Durch die Verpflichtung der Anlagenbetreiber, bei aktiver Vermarktung Fahrpläne inklusiver Baseline auf der Plattform bereitzustellen, lassen sich mit einfachen statistischen Mitteln Abweichungen von historisch gemeldeten Fahrplänen ausmachen /HÖC-01 19/. Anbieter, die ihren Fahrplan bei einem antizipierten Engpass gezielt manipulieren, können vom Netzbetreiber enttarnt und bestraft werden. Mit einer längeren Betriebsdauer der FlexPlattform wächst auch die Datenbasis für das Monitoring, sodass dieses Regulierungsinstrument mit der Zeit weiter an Präzision gewinnt.

Für aktiv gehandelte Produkte auf ALF kann Monitoring und Pönalisierung eine geeignete Strategie sein, um Inc-Dec-Gaming zu unterbinden. Ausreichend hohe Sanktionen gekoppelt mit immer präziseren Detektionsmethoden haben sich bereits im internationalen Umfeld als nützlich erwiesen. Dadurch kann eine effektive Abschreckung von marktmanipulierenden Spielern auf FlexPlattformen erreicht werden.

6.3.2 Fazit der Kritikalitätsbewertung für ALF

In den vorherigen Abschnitten wurde gezeigt, dass eine idealisierte Modellrechnung das Gaming-Risiko auf realen FlexPlattformen überschätzt. Konkret konnten am Beispiel von ALF fünf Bewertungskriterien identifiziert werden, nach denen strategisches Gebotsverhalten aktuell deutlich begrenzt wird bzw. noch zusätzliches Potenzial zur Eindämmung besteht. Dabei ist zunächst zu nennen, dass der hybride **Marktmechanismus** den regulatorischen Redispatch nur punktuell um marktbasierte Mechanismen erweitert. Des Weiteren stellen Langzeitkontrahierungen ein effektives **Vergütungskonzept** dar, um strategischem Arbitrage-Handel die Grundlage zu entziehen, ohne Teilnahmeanreize am Redispatch-Markt zu schmälern. Zum Arbitragepotenzial ist zudem hinzuzufügen, dass ein Großteil der **Marktteilnehmer** auf ALF schlicht nicht in der Lage ist, Inc-Dec-Gaming zu betreiben, da sie parallel nicht auf dem Spotmarkt agieren. In puncto Gaming-Risiko konnte gezeigt werden, dass speziell im Verteilnetz über strukturelle Gegebenheiten oder Werkzeuge der Netzbetreiber, die **Antizipierbarkeit von Engpässen** stark eingeschränkt ist. Sobald eine gesetzliche Grundlage geschaffen wird, Inc-Dec-Gaming zu sanktionieren, bietet ALF aufgrund der implementierten Fahrplanverpflichtung überdies gute Voraussetzungen für erfolgreiches **Monitoring und Pönalisierung** marktmanipulierender Aktivitäten.

Nach Berücksichtigung der Kriterien besteht so nur ein kleiner Bereich, auf dem die Gefahr von Inc-Dec-Gaming tatsächlich gegeben und auch plausibel ist. Nicht zuletzt sollte bei einer vollständigen Kritikalitätsbewertung allerdings auch der Faktor „Mensch" berücksichtigt werden. Auch wenn prinzipiell die Möglichkeit besteht, durch strategisches Bieten Marktinkonsistenzen auf Kosten anderer auszunutzen, ist es fraglich ob die Marktteilnehmer*innen tatsächlich darauf zurückgreifen. Zum einen dürfte für viele eine moralische Hemmschwelle existieren, andererseits erfordern erfolgreiche Prognosen eine gewisse Einarbeitungszeit und fachspezifisches Know-how. Der Teilbereich des Altdorfer Flexmarktes, auf dem strategisches Gebotsverhalten ein reales Problem darstellt, dürfte daher noch geringer ausfallen als in Abbildung 6-9 dargestellt.

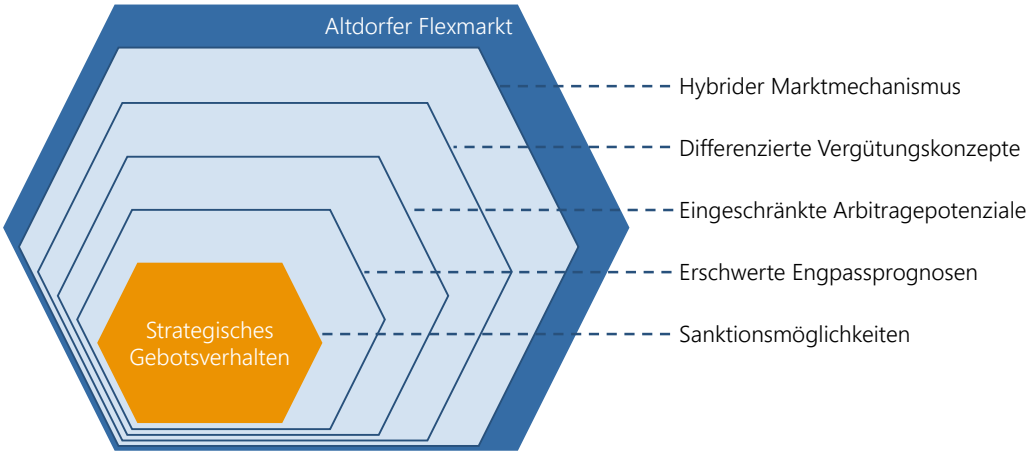


Abbildung 6-9: Rahmenbedingungen auf dem ALF zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten

Lessons Learned:

- Generell zeigen vorliegende Studien, dass strategisches Bietverhalten („Inc-Dec-Gaming") im Falle von parallelen Märkten (Spotmarkt & FlexPlattform) stattfinden wird, vorausgesetzt es gibt keine Maßnahmen zur Einschränkung.
- Auf ALF existieren eine Reihe struktureller Gegebenheiten, die strategisches Gebotsverhalten von sich aus behindern. Dazu zählen Netzcharakteristika ebenso wie die Zusammensetzung der Marktteilnehmer*innen.
- Im Zuge von C/sells wurden verschiedene Lösungsoptionen beleuchtet und qualitativ bewertet. Insbesondere die Einführung von Langzeitkontrahierungen und Preisgrenzen haben sich als unkomplizierte Konzepte erwiesen, um Gaming-Anreize zu verringern.
- Im Falle von ALF ist die Sanktionierung von marktmanipulierenden Akteuren ein vielversprechendes Instrument, sobald die rechtlichen Grundlagen dafür geschaffen werden.
- ALF beinhaltet eine Vielzahl an regulatorischen und strukturellen Einschränkungen, sodass das reale Ausmaß von Inc-Dec-Gaming deutlich geringer ausfällt, als vereinfachte Modellrechnungen suggerieren.

6.4 Ökonomische Betrachtung des FlexPlattformbetriebs

Auf den folgenden Seiten soll dargelegt werden, welche ökonomischen Rahmenbedingungen für den Betrieb einer FlexPlattform, wie dem Altdorfer Flexmarkt, gelten. Dabei wir speziell darauf eingegangen, inwiefern solche Plattformkonzepte auch im größeren Maßstab tragfähig sind und welche Geschäftsmodelle sich aus verschiedenen Betreiberkonstellationen ergeben.

6.4.1 Skalierbarkeit und Replizierbarkeit des Plattform-Konzepts

Zunächst wird die Frage behandelt, ob regionale FlexPlattformen, deren Betrieb in C/sells nur im Reallabor-Maßstab erprobt wurde, die Kriterien der Skalierbarkeit und Replizierbarkeit erfüllen. Darauf aufbauend soll untersucht werden, welche Organisationsformen sich für Plattformen eignen, die über ein kleines abgegrenztes Netzgebiet hinausgehen.

6.4.1.1 Begriffsdefinitionen

ALF ist als Teil des Förderprogramms SINTEG entstanden, dessen Ziel es ist „skalierbare Musterlösungen für eine umweltfreundliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu entwickeln und zu demonstrieren" /FFE-32 18/. Die Definition von Skalierbarkeit in der Literatur variiert je nach Disziplin, wird jedoch häufig durch eine Größenänderung beschrieben. In der Betriebswirtschaftslehre sind beispielsweise Geschäftsmodelle skalierbar, wenn die Fähigkeit zur Expansion gegeben ist. /ENGELH-01 19/ Skalierbarkeit in der Informationstechnik bedeutet „die Fähigkeit einer Computeranwendung oder eines Produkts (Hardware und Software), weiterhin zu funktionieren, wenn es in Größe oder Volumen verändert wird" /TTGG-01 19/. Auf ALF übertragen, bedeutet dies eine lokale Expansion der FlexPlattform unter Wahrung der Funktionsfähigkeit.

Um belastbare Aussagen über die breite Anwendbarkeit des entwickelten Plattform-Konzepts treffen zu können, ist eine reine Prüfung der lokalen Expansionsfähigkeit jedoch nicht ausreichend. Vielmehr muss untersucht werden, ob das Konzept auch unter abgewandelten Versuchsbedingungen (bspw. Land- vs. Stadtnetze in anderen Regionen) Mehrwerte für die beteiligten Akteure bietet. Dadurch wird das Kriterium der reinen Skalierbarkeit durch eine konzeptionelle Replizierbarkeit erweitert. Daran anknüpfend wird zudem evaluiert, welche Vorteile dezentrale Strukturen bei regional verteilten Flexibilitätsplattformen bieten. Für die breite Anwendbarkeit von ALF werden daher folgende Fragen behandelt:

- Wird die Funktionsfähigkeit von ALF durch die Expansion auf weitere Netzgebiete eingeschränkt?
- Gibt es weitere Netzgebiete, in denen ALF potenziell eingesetzt werden kann?
- Welche Dezentralisierungsmöglichkeiten gibt es für den Plattformbetrieb?

6.4.1.2 Expansionsfähigkeit des ALF

Das Konzept des ALF wird als expansionsfähig betrachtet, wenn es in weiteren Gebieten eingesetzt werden kann, ohne in seiner Funktionsfähigkeit eingeschränkt zu werden. Im Folgenden wird diskutiert, inwieweit dies zutrifft.

ALF bietet einen allgemeinen Ansatz zur Lösung von Netzengpässen und kann je nach Einsatzgebiet auf deren Netztopologie angepasst werden. Zudem existieren zur Einbindung von Flex-Potenzial verschiedene Ansätze, welche die Teilnahme für aktiv vermarktete und nicht aktiv vermarktete Anlagen ermöglichen. Deshalb ist das Plattform-Konzept prinzipiell für

jedes Netzgebiet geeignet. Es gibt jedoch Kriterien, die die Funktionsfähigkeit von ALF beeinträchtigen. Sind beispielsweise keine Flexibilitätspotenziale in einem Netzgebiet erschließbar, ist auch der Einsatz einer Flexibilitätsplattform wie ALF hinfällig. Zudem kann der erwartbare Mehrwert stark durch ein bereits bestehendes Modell des Netzengpassmanagements beeinträchtigt werden, was im Einzelfall geprüft werden muss.

Sollten im fraglichen Netzgebiet keine oder nur selten Netzengpässe auftreten, so ist auch der Bedarf nach einem Konzept zur Lösung der Engpässe gering. Zwar beeinträchtigt dieser Umstand nicht die allgemeine Funktionsfähigkeit der Plattform, er schränkt aber die Vermarktungsmöglichkeiten der Betreiber von Flexibilitätsoptionen signifikant ein. Bei der Identifikation von weiteren Eignungsgebieten sollten daher die genannten Kriterien mitberücksichtigt werden.

6.4.1.3 Identifikation potenzieller Einsatzgebiete

Zur Identifikation potenzieller Einsatzgebiete von ALF wird anhand existierender Daten untersucht, wo Netzengpassmanagement, insbesondere EinsMan, genutzt wird und wie hoch das Flex-Potenzial in den jeweiligen Gebieten ist. Somit wird das vorhandene Flexibilitätsangebot mit dem Bedarf in Form von Netzengpassmanagementmaßnahmen abgeglichen.

Eine Analyse nach der beschriebenen Methodik auf Basis der Daten zum Flex-Potenzial /FFE-01 19/ und EinsMan /VELO-01 19/ ergibt, dass insgesamt fast 100.000 MWh Ausfallarbeit durch die Nutzung von Flexibilität verhindert werden könnten. Dies entspricht bei den durchschnittlichen mit EinsMan assoziierten Kosten einer Einsparung von knapp 14 Millionen Euro. Ein Betrag, der durch marktliche Mechanismen zum Engpassmanagement für die Betreiber von Flexibilitätsoptionen nutzbar gemacht werden kann und für die Akteure auf der FlexPlattform neue Geschäftsmodelle eröffnet. Bedingt durch den hohen Anteil der Windenergieerzeugung entfällt ein Großteil des Einsparpotenzials auf Landkreise im Norden der Bundesrepublik, da dort die meiste Abregelung stattfindet. Gleichzeitig können mit dem heute vorhandenen dezentralen Flex-Angebot weniger als fünf Prozent der dortigen Ausfallarbeit kompensiert werden. In südlichen Regionen reichen dagegen schon kleinteilige Flex-Optionen aus, um die heutigen EinsMan-Maßnahmen nahezu vollständig zu verhindern /ZIEGL-01 19/. Analog zu den unterschiedlichen geographischen Gegebenheiten variiert auch das Kosteneinsparpotenzial durch den Einsatz von FlexPlattformen wie ALF stark von Landkreis zu Landkreis. In Abbildung 6-10 ist hier allgemein ein deutliches Nord-Süd-Gefälle zu beobachten.

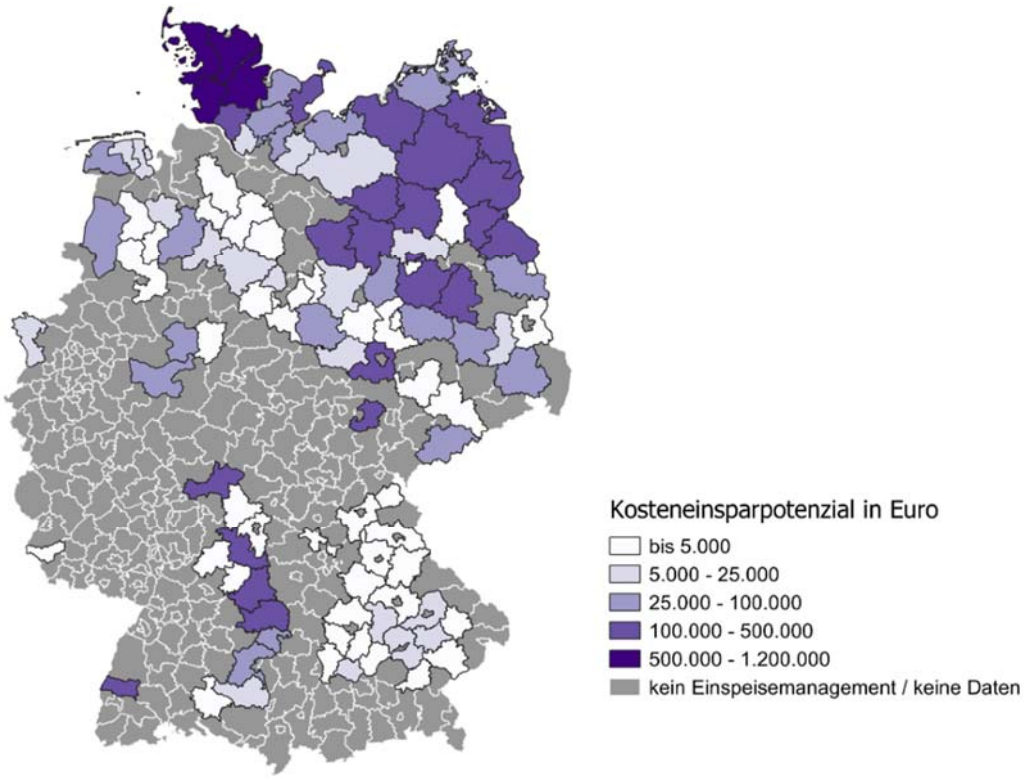


Abbildung 6-10 Regionalisiertes Kosteneinsparpotenzial durch den Einsatz von Flexibilitäten zur Vermeidung von EinsMan

6.4.1.4 Dezentralisierungsmöglichkeiten des Plattformbetriebs

In der Energiewirtschaft findet die Erzeugung zunehmend dezentraler statt als noch vor einigen Jahren. Auch in Bezug auf das FlexPlattformkonzept soll betrachtet werden, welche Dezentralisierungspotenziale zur Umsetzung der Plattform bestehen. Dabei soll eine Unterscheidung von zwei Dimensionen von Dezentralisierung gemacht werden. Die Dimensionen umfassen die Organisationsstruktur sowie die Plattformstruktur.

Hinsichtlich der **Organisationsstruktur** kann in Bezug auf den operativen Betrieb der Plattform unterschieden werden, ob die Organisation zentral durch einen Akteur oder durch mehrere Akteure gemeinsam, also dezentral erfolgt. Zentralisierte Organisationsstrukturen bieten dabei durch die Bündelung von Kompetenzen meist effizientere Entscheidungswege. Sie sind daher gut geeignet, um Skaleneffekte auszunutzen. Demgegenüber besitzen dezentrale Organisationsstrukturen Vorteile bei der schnellen Marktanpassung. Außerdem fördern Mitbestimmungsmöglichkeiten und Eigenverantwortung für mehrere Akteure die Motivation der Beteiligten. Gleichzeitig können einzelne Entscheidungsträger durch intelligente Aufgabenteilung entlastet werden. /RATH-01 08/

Bei der **Plattformstruktur** spricht man von einer zentralisierten Struktur, wenn es eine zentrale Plattform für das gesamte Netzgebiet gibt. Unter einer dezentralen Plattformstruktur soll hier verstanden werden, dass sich mehrere Plattformen über das Netzgebiet verteilen. Wie schon bei der Organisationsstruktur, können zentralisierte Konzepte Kostenvorteile durch effiziente Kommunikationsstrukturen und Skaleneffekte ausspielen. Zudem kann bei einer zentralen Plattformstruktur von einem vergrößerten Flexibilitätsangebot ausgegangen werden, da sie eine regionenübergreifende Beschaffung von Flexibilität ermöglicht. Dabei muss allerdings

berücksichtigt werden, dass die Effektivität von Flex-Optionen zur Lösung bestimmter Engpässe stark von der Netztopologie abhängt und mit zunehmender Entfernung zum betroffenen Netzwerkknoten stark abfällt /FFE-35 18/. Der Austausch unter den Netzgebieten sorgt außerdem für einen besseren Abgleich des Flexibilitätsbedarfs, so dass gegenläufigen Regelungseingriffen vorgebeugt wird. Dies ist auch der Grund, warum die Regelleistungsbeschaffung in Deutschland regelzonenübergreifend und teilweise in Kooperation mit den europäischen Nachbarländern organisiert wird. Gegenüber dezentralen Plattformkonzepten sind jedoch die schlechtere Kundenorientierung und Anpassungsfähigkeit zu nennen. Dies begründet sich darin, dass es für die Betreiber schwieriger ist, auf die lokalen Gegebenheiten einzelner Gebiete einzugehen, wenn die Plattform gleichzeitig für ein großes Netzgebiet vorgesehen ist. Demgegenüber leiden dezentrale Plattformstrukturen jedoch generell an hohen Kosten und der Gefahr schädlicher Wechselwirkungen.

Aufbauend auf der vergleichenden Analyse für unterschiedliche Formen des Plattformbetriebs kommt /SAUTE-01 20/ zu dem Schluss, dass nur zentrale Plattformstrukturen für die breite Anwendung des ALF-Plattformkonzepts geeignet sind. Für diesen Fall sind die höchste Kosteneffizienz und verbesserte Koordinationsprozesse zu erwarten, was für alle beteiligten Akteure von Interesse ist. Inwiefern die Organisation des Betriebs über ein zentrales reguliertes Organ oder dezentral in einem Konsortium oder Joint-Venture (JV) erfolgen sollte, kann Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

Lessons Learned

- Das Konzept regionaler FlexPlattformen ist grundsätzlich auf größere Netzgebiete skalierbar.
- Das Marktpotenzial einer FlexPlattform hängt von der örtlichen Netztopologie und dem Verhältnis von Flex-Angebot und Flex-Nachfrage ab.
- Eine Analyse der EinsMan-Daten in der Bundesrepublik führt zu dem Schluss, dass besonders in nördlichen Landkreisen der Betrieb einer FlexPlattform wirtschaftlich sein kann.
- In einem großen Netzgebiet leiden dezentrale Plattformstrukturen an hohen Kosten und evtl. schädlichen Wechselwirkungen.

6.4.2 Geschäftsmodelle verschiedener Stakeholder

Die Untersuchungen aus dem vorherigen Abschnitt haben gezeigt, dass sich verschiedene Konzepte grundsätzlich für den Betrieb einer FlexPlattform eignen. Aufbauend auf Betrachtungen zum betriebswirtschaftlichen Umfeld sollen in den folgenden Abschnitten für unterschiedliche Betreibermodelle mehrere Geschäftsmodelle analysiert und bewertet werden.

6.4.2.1 Kosten- und Erlösstruktur

Zunächst sollen die wichtigsten Kosten- und Erlösströme identifiziert werden, die mit dem Plattformbetrieb in Verbindung stehen. Die Kostenabschätzung basiert dabei auf einem FfE-internen Workshop /ZIEGL-01 19/ sowie Expert*innen-Gesprächen mit Software-Dienstleistern auf dem Gebiet der Energiewirtschaft. Für die Entwicklungskosten einer FlexPlattform wird im Folgenden ein Betrag i.H.v. 850.00 Euro angenommen. Die Schätzung für die jährlichen Betriebskosten inklusive Wartung, Weiterentwicklung und IT beläuft sich auf 540.000 Euro. Mit diesen zugrundeliegenden Kosten kann im nächsten Schritt mithilfe der

Kapitalbarwertmethode (NPV) berechnet werden, welche Einnahmen generiert werden müssen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der FlexPlattform zu ermöglichen (vgl. Formel (6-1)).

$$NPV = EK + \sum_{i=0}^{n} \frac{CF_i}{(1+r)^i} \tag{6-1}$$

EK steht für die Entwicklungskosten
CF_i steht für den Cash Flow oder die Einnahmen im Jahr i
r steht für den Zinssatz oder die Opportunitätskosten für das Projekt. Dieser wird mit 6,91 % angenommen, da dies der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung der dritten Regulierungsperiode entspricht, die in der ARegV gewährt wird /BNETZA-1517/.
n stellt die Laufzeit dar, wobei hier ein Zeitraum von 10 Jahren betrachtet wird.

Ist der NPV größer gleich Null, so kann ein Projekt als rentabel angesehen werden /PEAR-01 14/. Die benötigten jährlichen Einnahmen ergeben sich damit durch Umstellen der Gleichung bei zusätzlicher Berücksichtigung der jährlichen Betriebskosten. Unter den angenommenen Werten müsste die Plattform demnach jährliche Einnahmen i.H.v. 660.518 Euro generieren, um rentabel betrieben zu werden.

Auf Erlösseite sind prinzipiell sind drei Möglichkeiten zur Deckung der durch den Betrieb der Plattform entstehenden Kosten denkbar. Die bekannteste Erlösmöglichkeit, die sich auf Plattformkonzepten in unterschiedlichen Geschäftsgebieten etablieren konnte, ist die Erhebung von Gebühren.

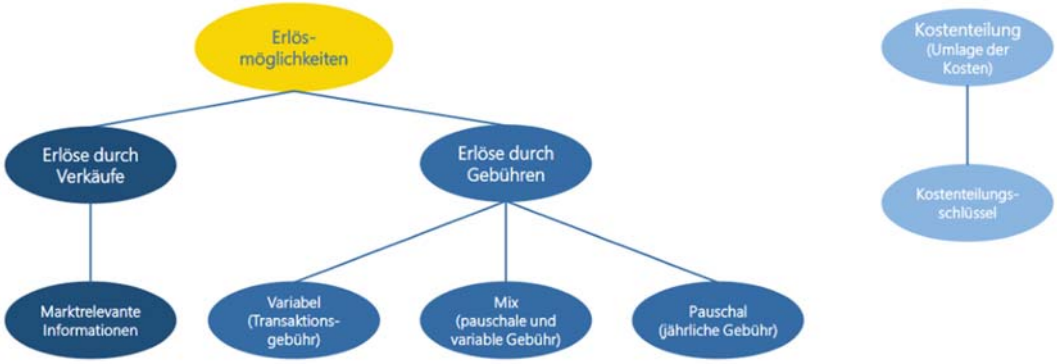


Abbildung 6-11 Unterschiedliche Erlösmöglichkeiten für den Betreiber von FlexPlattformen

Generell sollte bei Einführung von Gebühren jeder Art berücksichtigt werden, nicht die Partizipationsanreize für Flex-Anbieter zu unterminieren. Die Gebührenbelastung sollte daher in jedem Fall zu einem Großteil von den Flex-Nachfragern geschultert werden. Ob Transaktionsgebühren oder Pauschalbeträge geeignete Instrumente sind, muss fallspezifisch entscheiden werden. Auch eine Kombination beider Varianten ist denkbar. Darüber ließe sich für den Plattformbetreiber einerseits ein konstanter Erlösstrom zur Deckung der Fixkosten garantieren und weitere Kosten verursachergerecht verteilen.

Die zweite Möglichkeit zur Deckung der Kosten auf der Plattform besteht darin, Erlöse durch den nachgelagerten Verkauf von marktrelevanten Informationen zu erzielen /FZI-02 18/. Dazu gehören neben der Verbesserung von Prognosen zu Netz- und Marktrelevanten Zustandsdaten beispielsweise auch erweiterte Lastganganalysen oder Messdaten für das kontinuierliche Anlagenmonitoring. Inwiefern bestimmte Informationen weitergegeben werden dürfen, muss allerdings in den rechtlichen Rahmenbedingungen geregelt werden und bedarf der Zustimmung aller betroffener Akteure.

Im Falle einer Kostenteilung trägt der Plattform-Betreiber die gesamten Kosten für den Betrieb nicht selbst, die Kosten werden vielmehr auf die Nutzer der Plattform gemäß einem festgelegten Kostenteilungsschlüssel aufgeteilt. Eine entsprechende Kostenteilung muss jedoch von einer Regulierungsbehörde genehmigt werden. Bei dieser Möglichkeit wäre für den Betreiber der FlexPlattform durch allerdings kein Gewinn möglich, da die entstehenden Kosten nur gedeckt werden.

6.4.2.2 Markt und Wettbewerb

Nachfolgend wird genauer untersucht, auf welchen **Markt** die FlexPlattform abzielt und welches theoretische Marktpotenzial dahintersteht. Ziel der FlexPlattform ist es, Flexibilitäten für Netzbetreiber nutzbar zu machen, um Netzengpässe vorzubeugen oder zu beheben. Demnach ist der relevante Markt für das Plattformkonzept das Engpassmanagement. Schlüsselt man die Kostenstruktur im Engpassmanagement auf, wird ersichtlich, dass EinsMan-Maßnahmen deutlich vor Redispatch und Netzreserve den größten Kostenanteil verursachen /BNETZA-09 20/. Der Fokus der marktlichen Potenzialbetrachtung soll daher auf dem Einspeisemanagement liegen. Nichtsdestotrotz sei an dieser Stelle erwähnt, dass insbesondere im Bereich der Netzreserve zusätzliche Erlöse denkbar sind /SAUTE-01 20/.

In Abschnitt 6.4.1.3 konnten bereits auf Basis der EinsMan-Daten Gebiete identifiziert werden, in denen die Einführung von FlexPlattformen signifikante Kosteneinsparungen (insgesamt -1,8 % im Jahr 2018) verspricht. Stellt man diese Werte den annuitätischen Kosten aus Abschnitt 6.4.2.1 gegenüber, wird ersichtlich, dass das vorhandene Marktpotenzial mehr als ausreicht, um die Betriebskosten einer solchen Plattform zu decken, wenn das gesamtdeutsche Netzgebiet betrachtet wird. Innerhalb Deutschlands existieren zwar ebenfalls kleinere Gebiete, in denen der Plattformbetrieb rentabel wäre, diese hätten jedoch im Vergleich zu einem zentralisierten Konzept mit höheren Kosten und ineffizienten Abstimmungsmechanismen zu kämpfen. Tabelle 6-6 zeigt die ermittelte und prognostizierte Ausfallarbeit in Deutschland über einen Zeitraum von fünf Jahren. Daraus werden die Einsparungen ermittelt, die zur Kostendeckung einer Plattform für das gesamte Netzgebiet nötig sind.

Tabelle 6-6: Potenzialanalyse zur Einsparung von Ausfallarbeit (Berechnungen auf Basis von /BNETZA-09 20/und/HERTZ-02 19/)

	2017	2018	2019	2020	2023
Ausfallarbeit in GWh	5.518	5.403	6.482	6.000	3.200
EinsMan-Kosten in Mio. €	609,9	635,4	709,5	812,0	364,0
Kosten eingesetzter Flexibilität in Mio. €	143,5	140,5	168,5	156,0	83,2
Benötigte Einsparung Ausfallarbeit	0,16 %	0,15 %	0,14 %	0,11 %	0,27 %

Bei Fokussierung auf eine gesamtdeutsche Plattform, wie sie auch in § 13Abs. 6 EnWG präferiert wird, wäre lediglich ein **Wettbewerb** hinsichtlich der Plattformübernahme zu erwarten und nicht unter den Betreibern unterschiedlicher Plattformen im Netzgebiet. Es existieren jedoch mehrere Alternativen zum FlexPlattformkonzept im Bereich des Engpassmanagements, die eine Konkurrenzsituation für den Plattformbetreiber erzeugen können. Aktuell werden die Kosten für EinsMan-Maßnahmen in der Anreizregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 17 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingeordnet und können nach § 15 EEG direkt auf die Netzentgelte umgelegt werden. Die Kosten für Flexibilität gehen hingegen grundsätzlich in den Effizienzvergleich der Anreizregulierung ein, sodass sie nicht vollständig über Netzentgelte refinanziert werden können /SU-03 19/. Aus rein betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten ist EinsMan nach geltendem Recht für Netzbetreiber daher das attraktivere Modell (siehe Abschnitt 6.2) Ein weiteres Hemmnis für eine deutschlandweite FlexPlattform könnte sich aus der Anpassung und Ausweitung des regulatorischen Redispatchs in § 13a EnWG ab dem 1. Oktober 2021 ergeben. Werden bisher Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW berücksichtigt, erfasst die Regelung fortan sämtliche Anlagen ab einer Nennleistung von 100 kW, sowie EE- / KWK-Anlagen /SU-03 19/. Dadurch können Engpässe verstärkt regulatorisch gelöst werden, ohne dass eine FlexPlattform dazu nötig wäre.

6.4.2.3 Analyse ausgewählter Geschäftsmodelle

Im Folgenden sollen die Geschäftsmodelle für zwei unterschiedliche Betreibermodelle einer deutschlandweiten FlexPlattform analysiert und bewertet werden. Unter den Betreibermodellen, die /SAUTE-01 20/ als grundsätzlich geeignet identifiziert, werden mit der "Gesamtdeutschen Joint Venture-Plattform" und der "Konsortialen Einheitsplattform" zwei Modelle für die Analyse ausgewählt, die sich durch den gemeinsamen Betrieb durch mehrere Stakeholder auszeichnen. Ein reguliertes Betreibermodell beispielsweise durch einen einzelnen Netzbetreiber ist auch denkbar, bietet aber in der Geschäftsmodellanalyse gegenüber den genannten Alternativen keinen zusätzlichen Informationsgewinn, weshalb an dieser Stelle auf eine detailliertere Beschreibung verzichtet wird.

Im Modell **„Gesamtdeutsche JV-Plattform"** gründen ein oder mehrere Netzbetreiber mit einem Dritten ein Joint Venture. Dieses betreibt dann eine zentrale Plattform für das gesamte Netzgebiet kann im Gegenzug Transaktionsgebühren erheben. Die Darstellung mittels e^3-Value-Model in Abbildung 6-12 erlaubt die Untersuchung der beteiligten Akteure, Geschäftsdienste und Prozesse auf der Plattform.

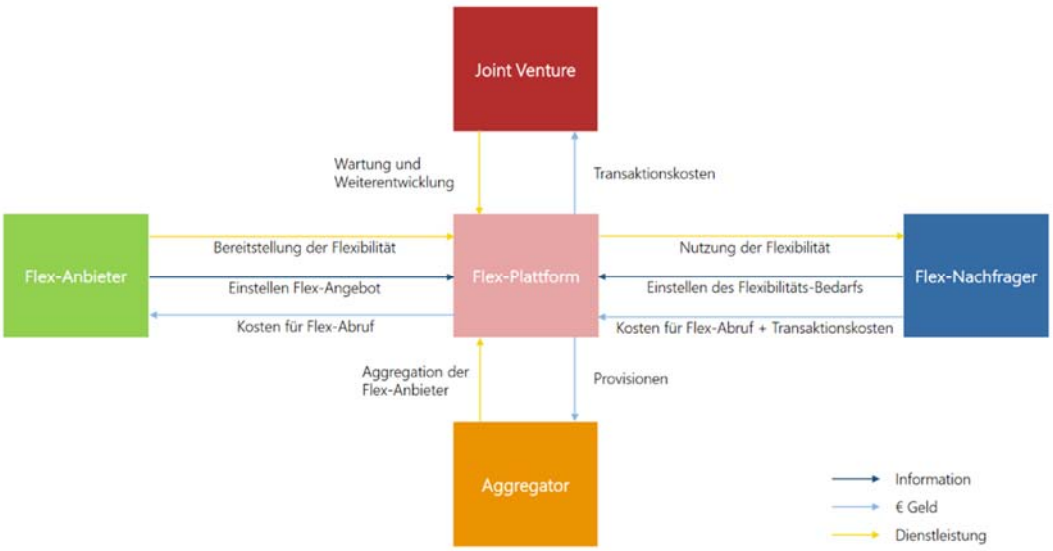


Abbildung 6-12 e^3-Value Model für das Betreibermodell „Gesamtdeutsche JV-Plattform"

Neben Flex-Anbietern und Flex-Nachfragern, die die FlexPlattform für den Handel von Flexibilitätsoptionen nutzen, können auch Intermediäre, sogenannte Aggregatoren auf der Plattform agieren. Sie vermarkten die Flexibilitätsoptionen mehrerer Anbieter gebündelt und können als Gegenleistung auf den eingestellten Flex-Preis eine Provision aufschlagen. Zur weiteren Analyse des betrachteten Geschäftsmodells bietet sich die Visualisierung über ein Platform Business Model Canvas (P-BMC) an /FFE-101 17/. Das Canvas ist kreisförmig aufgebaut mit einzelnen Segmenten für die verschiedenen Stakeholder auf der Plattform. Im äußersten Kreis der Abbildung 6-13 sind die Wertversprechen für die jeweiligen Akteure dargestellt. Der mittlere Kreis umfasst die Werttransaktionen farblich codiert. Die Schlüsselkomponenten der Plattform sind im innersten Kreis dargestellt.

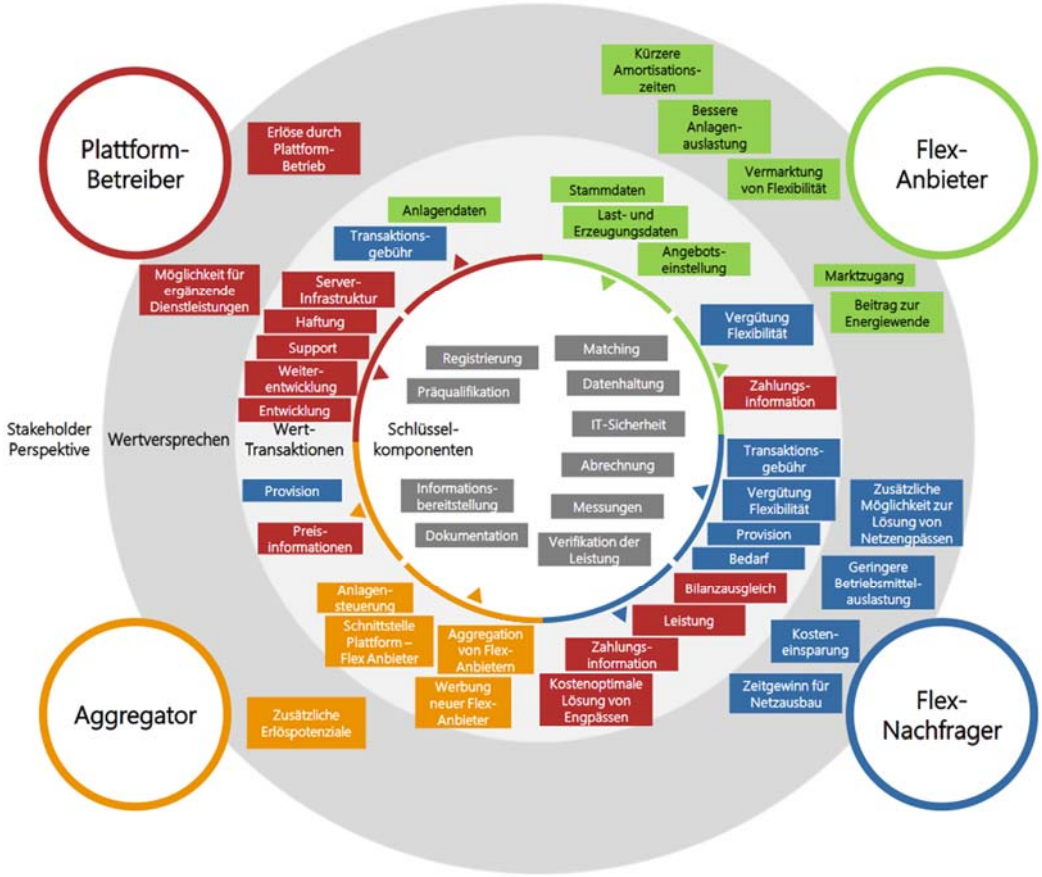


Abbildung 6-13 P-BMC für eine Analyse der Geschäftsmodelle auf einer „Gesamtdeutschen JV-Plattform"

Im Modell **„Konsortiale Einheitsplattform"** schließen sich mehrere Netzbetreiber zusammen und übernehmen den Betrieb der FlexPlattform. Dabei ist es möglich, dass sowohl VNB als auch ÜNB beteiligt sind. Im Unterschied zur vorgestellten Joint Venture Plattform agieren in diesem Fall die Betreiber gleichzeitig als Flex-Nachfrager. Die Rollen des Flex-Anbieters und Aggregators bleiben unangetastet. Es ist jedoch denkbar, dass das Konsortium als Betreiber der Plattform einen IT-Dienstleister für den Service und die technische Umsetzung auf der Plattform beauftragt und diesen entsprechend der im Dienstleistungsvertrag festgelegten Konditionen für den Service und die Wartung der Plattform vergütet. Visualisiert man das Geschäftsmodell für die "Konsortiale Einheitsplattform" ebenfalls mithilfe des P-BMC, ergeben sich gegenüber Abbildung 6-13 nur geringfügige Änderungen. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass die Wertversprechen und -transaktionen des Betreibers und Flex-Nachfragers zusammengelegt werden. Da eventuelle IT-Dienstleister nicht als Hauptakteure gewertet werden, reduziert sich das Canvas auf drei Kreissegmente für die verbliebenen Stakeholder. Insgesamt verspricht dieses Modell für den Netzbetreiber, der gleichzeitig Teil des Konsortiums ist, eine günstigere Flexibilitätsnutzung, da an den Betreiber der Plattform keine Nutzungsgebühr für eine etwaige Rendite entrichtet werden muss. Weiterhin erlangt der Netzbetreiber durch den gleichzeitigen Plattform-Betrieb eine bessere Kenntnis über Netz und Anlagen, da er die vom Flex-Anbieter übermittelten Anlagen- sowie Last- und Erzeugungsdaten nutzen kann.

Für eine vergleichende Bewertung der vorgestellten Geschäftsmodelle soll die KERNWEG-Checkliste nach /OGUM-01 19/ zu Rate gezogen werden. In der Bewertung in Tabelle 6-7 ist zu sehen, keines der beiden Geschäftsmodelle alle genannten Kriterien erfüllen kann.

Dennoch kann mit Blick auf die Analysen der vorherigen Abschnitte sowohl der JV-, als auch der Konsortial-Plattform Konkurrenzfähigkeit und ökonomische Effizienz attestiert werden. Allerdings hängt der Erfolg der Plattform vor allem von ungeklärten regulatorischen Rahmenbedingungen ab, weshalb beide Geschäftsmodelle eher als risikobehaftet anzusehen sind und damit das Kriterium der Robustheit nicht erfüllen. Sowohl zur Nachhaltigkeit als auch zur Wachstumsfähigkeit solcher Konzepte ist die Datenlage momentan nicht eindeutig. Es ist noch nicht abzusehen, ob langfristig durch Netzausbau und technischer Fortschritt die Nachfrage nach einer Plattformlösung sinkt oder die Netzengpässe weiter zunehmen. Die Plattform ließe sich zwar auf andere Länder erweitern, um weitere Flexibilitätspotenziale zu erschließen, allerdings muss auch hier eine geographische Korrelation von Angebot und Nachfrage gegeben sein. Eine gewisse Exklusivität der Geschäftsmodelle besteht darin, dass im Gesetz in § 13 Abs. 6 EnWG eine einheitliche Lösung gefordert wird und die Plattform im deutschen Netzgebiet eine Monopolstellung einnehmen würde. Zwar kann kein exklusiver Zugriff auf die Ressourcen sichergestellt werden, da den Anlagenbetreibern prinzipiell weitere Vermarktungsmöglichkeiten offenstehen, dennoch kann die Exklusivität des Geschäftsmodells als erfüllt bewertet werden, auch da das Plattformkonzept eine kostenoptimale Lösung von Netzengpässen darstellt /FFE-48 18/. Für das Kriterium der Gewinnfähigkeit ist zu beachten, dass bei einem Konsortial-Modell die Betreiber gleichzeitig die Rolle der Netzbetreiber wahrnehmen und damit strenger Regulatorik unterliegen. Für diesen Fall ist zu prüfen, inwiefern sie die Plattform gewinnorientiert bewirtschaften dürften. Die grundsätzliche Gewinnfähigkeit des Plattformbetriebs konnte bereits in Abschnitt 6.4.2.1 nachgewiesen werden.

Tabelle 6-7: Bewertung der Geschäftsmodelle nach KERNWEG-Checkliste

	JV-Plattform	Konsortial-Plattform
Konkurrenzfähig	✓	✓
Effizient	✓	✓
Robust	✗	✗
Nachhaltig	○	○
Wachstumsfähig	○	○
Exklusiv	✓	✓
Gewinnfähig	✓	○

Schlussendlich hängt die Umsetzung beider betrachteten Geschäftsmodelle vom politischen Willen ab. Soll Ziel und Zweck der Plattform ein weiteres Werkzeug zur Behebung oder Vorbeugung von Netzengpässen sein, erscheint eine Umsetzung der Plattform im konsortialen Betrieb als die geeignetere Variante. Soll hingegen ein regulär „freier" Flexibilitätsmarkt entstehen, hat der Betrieb durch einen Akteur mit wirtschaftlichem Interesse, wie auch im JV-Modell, Vorteile.

Lessons Learned

- Überschaubare Kosten machen den Betrieb einer gesamtdeutschen FlexPlattform wirtschaftlich interessant.
- Neben Gebühren sind auch ergänzende, datengetriebene Geschäftsmodelle mögliche Erlösquellen für Plattformbetreiber.
- Im konzeptionellen Wettbewerb mit anderen Methoden des Engpassmanagements besitzt das Plattformkonzept Kostenvorteile, ist aber z.T. regulatorisch schlechter gestellt als bspw. EinsMan.
- Die Visualisierung über e^3-Value Model oder P-BMC ermöglicht eine detaillierte Analyse der Geschäftsmodelle verschiedener Stakeholder.
- Gemeinschaftliche Betreibermodelle sind für deutschlandweite FlexPlattformen grundsätzlich geeignet, ihr wirtschaftlicher Erfolg ist jedoch stark von technischen Weiterentwicklungen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig.

6.5 Die FlexPlattform aus Sicht der Systemanalyse

FlexPlattformen sollen ein zusätzliches Werkzeug des Netzengpassmanagements für Netzbetreiber bieten. Unter der Annahme der Beteiligung neuer Flexibilitätsanbieter an Netzengpassmanagementmaßnahmen senkt eine FlexPlattform die Systemkosten, und reduziert die Abregelung von EE-Anlagen. Die Systemeffizienz besteht darin, dass mit der FlexPlattform eine Möglichkeit gefunden wurde, mehr Einheiten zur Netzentlastung einzubinden und deren Einsatz zielgerichteter zu steuern. Um dies zu untersuchen, wurden mit dem Energiesystemmodell ISAaR die Rückwirkungen, welche durch den Einsatz von FlexPlattformen auf das Energiesystem entstehen, untersucht. Indikatoren für die Bewertung sind die Systemeffizienz (Kosten) sowie die Umweltverträglichkeit bzw. EE Integration.

6.5.1 Umsetzung im Modell

Das Energiesystemmodell ISAaR bildet das europäische Übertragungsnetz, den Kraftwerkspark, verfügbare EE-Erzeugungspotenziale sowie Verbraucherlasten aus den Sektoren Strom, Wärme und weiterer sekorenkoppelnder Elemente in detaillierter räumlicher Auflösung ab. Mittels linearer Programmierung wird ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz berechnet. Einzelne Maßnahmen können mittels dieses Modells ganzheitlich bewertet werden. Eine detaillierte Beschreibung des Energiesystemmodells ISAaR, welches im Rahmen von /PEL-01 16/ entwickelt wurde, befindet sich in /FFE-45 17/.

Die Elemente des Energiesystems, wie z. B. konventionelle Erzeuger und Speicher, nehmen im Modell am Day Ahead Markt teil und können zudem über FlexPlattformen in der gelben Ampelphase Engpässe lösen. Kleinteilige Erzeuger/Verbraucher/Prosumenten im Energiesystem, z.B. Privathaushalte mit PV-Anlage und Batteriespeicher, werden an FlexPlattformen aggregiert und stellen zusätzliche Flexibilität zur Lösung von Netzengpässen in der gelben Ampelphase zur Verfügung. Die Vermarktung der Flexibilität erfolgt dabei automatisiert und transparent. Die Behebung von Netzengpässen in der Verteilnetzebene durch die FlexPlattform wird mit dieser Modellierung nicht berücksichtigt, sondern es wird angenommen, dass es im Verteilnetz keine Engpässe gibt.

Mit ISAaR wird für C/sells primär das deutsche Energiesystem untersucht. Jedoch müssen durch starke Interaktionen des Stromnetzes mit den umliegenden Ländern die damit einhergehenden Rückwirkungen auf das deutsche Energiesystem berücksichtigt werden. Dies wird mit einer vorgelagerten Optimierung durchgeführt. Grund für eine schrittweise

Optimierung ist die Reduzierung des zu lösenden Problems in kleinere, schneller berechenbare Schritte.

Zunächst wird eine Optimierung des Energiesystems auf Europa-Ebene durchgeführt (vgl. Abbildung 6-14). Daraus werden die Lastflüsse an den Grenzleitungen ins Ausland, ermittelt, welche dann in den folgenden Optimierungen im deutschen Energiesystem als „Randbedingung" dienen. Nun können verschiedene Optimierungen des deutschen Energiesystems durchgeführt werden: unter anderem eine Marktberechnung auf der „Kupferplatte", eine darauf basierende Optimierung mit Netzberücksichtigung und Einsatz von Redispatch.

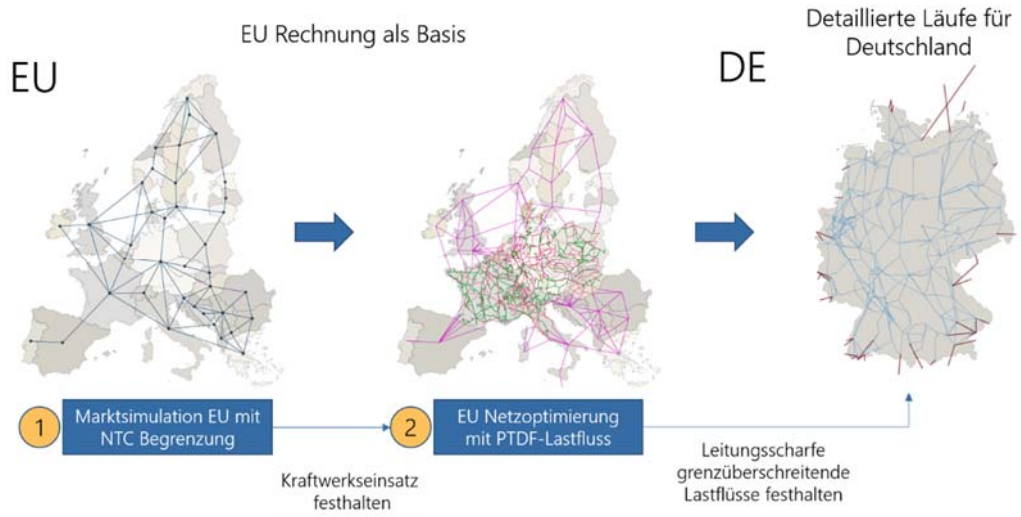


Abbildung 6-14 Modellierung auf Europaebene zur Ermittlung von Randbedingungen für die Modellierung des deutschen Energiesystems

Als Teilnehmer*innen der FlexPlattformen dienen in den folgenden Berechnungsläufen private Haushalte, welche eine PV-Anlage und einen Batteriespeicher besitzen, somit Prosument sein können und Flexibilität anbieten können. Die Privathaushalte werden an den Netzknoten des Übertragungsnetzes aggregiert und in sogenannten Prosumerzellen modelliert. Insgesamt wird dabei eine Speicherkapazität von 3 GWh mit einer Speicherleistung von 1,65 GW berücksichtigt. Die angenommene installierte PV Leistung beträgt 3 GW. Die Prosumerzelle erlaubt es, beliebige Marktteilnehmer vom Marktgeschehen abzukoppeln und mit gesonderten Kostenstrukturen zu versehen, z.B. Leistungspreise oder vom Markt (un-) abhängige Bepreisungen. Die Prosumerzellen, mit ihren individuellen leistungs- oder energiebezogenen Kosten nach Flussrichtung, werden dann gekoppelt. Auch Verbindungen für den Wärmeaustausch, was beispielsweise die Anbindung an ein Fern- oder Nahwärmenetz darstellt, sind möglich. Mit diesem flexiblen Konzept der Prosumerzelle lassen sich FlexPlattformen mit verschiedenstem Verhalten und unterschiedlichen Anreizsystemen modellieren.

Eine Prosumerzelle bildet das Gesamtverhalten aller FlexPlattformen ab, die unterhalb eines Übertragungsnetzknotens angesiedelt sind (vgl. Abbildung 6-15). Dabei wird angenommen, dass sich die FlexPlattformen optimal verhalten und sich als Marktergebnis die Preise an den Netzknoten einstellen.

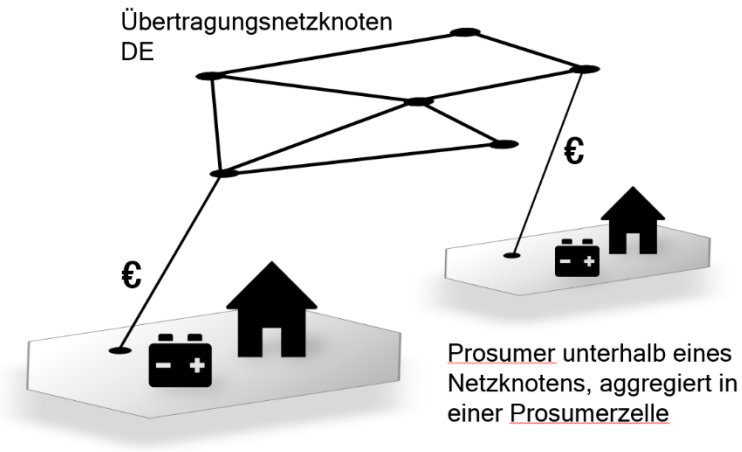


Abbildung 6-15 Darstellung der Prosumerzellen im Übertragungsnetz

In diesem Modell ist für FlexPlattformen keine Kostenstruktur für Marktzugang und/oder Entlohnung für die aktive Flexibilitätsbereitstellung und -erbringung hinterlegt. Dieser Ansatz wurde in C/sells auch bei der Konzipierung von ALF verfolgt und so im Rahmen des Feldversuchs umgesetzt. Dabei wurde den Anbietern von Flexibilität neben der aktiven Vermarktung als zweite Option das Modell der Langzeitkontrahierung angeboten (vgl. Abschnitt 4.5.3). Durch die pauschale Vergütung geht der Abruf dieser Flexibilitätsoptionen mit 0 € in die Optimierung ein.

Durch die Aggregation der Haushalte mit PV Anlagen und Hausspeichern zu Prosumerzellen können diese Haushalte als neue Marktteilnehmer im Folgenden genauer untersucht werden. Für den Anwendungsfall „Prosumerlösungen" werden die genannten Haushalte und deren Netzdienlichkeit in verschiedenen Marktdesigns genauer analysiert. Abbildung 6-16 zeigt die zu untersuchenden Marktdesigns. Zunächst wird das Energiesystem unter derzeitigen Bedingungen simuliert und anschließend der Einsatz von FlexPlattformen in zwei Ausgestaltungsvarianten.

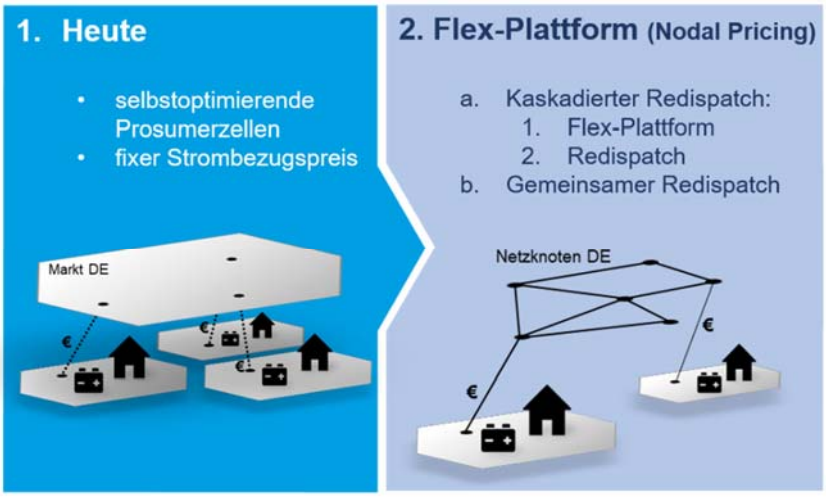


Abbildung 6-16 Nutzung von Prosumerzellen zur Untersuchung verschiedener Marktdesigns

Für die Berechnung des Energiesystems im heutigen Marktdesign erfolgt anhand der leitungsscharfen, grenzüberschreitenden Lastflüsse sowie der zonalen Leistungsgänge der Prosumer (vgl. Abbildung 6-17) eine Marktberechnung für Deutschland (4). Das

Marktergebnis fließt dann in die Redispatch-Berechnung ein, womit das Engpassmanagementvolumen im heutigen Marktdesign als Referenz erhalten wird (5).

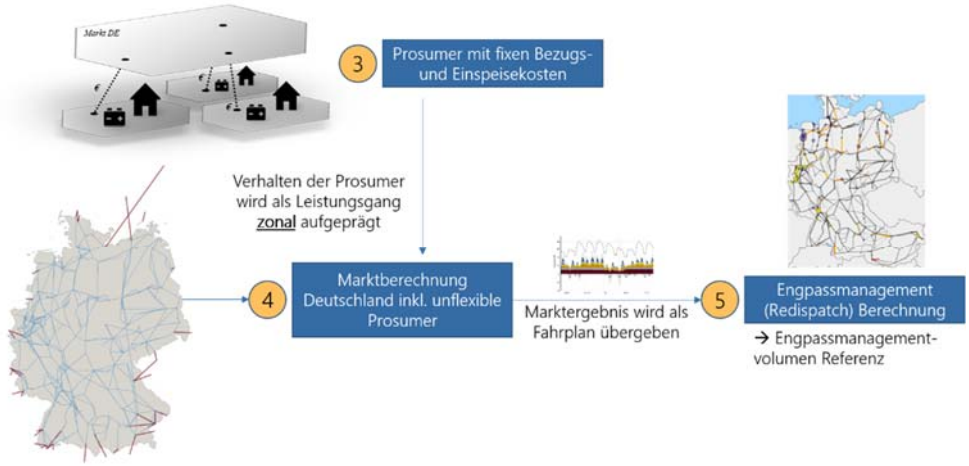


Abbildung 6-17: Modellierung des deutschen Energiesystems

Im nächsten Schritt wird der Einsatz von FlexPlattformen in zwei Varianten untersucht. Zunächst wird ein kaskadierter Einsatz der FlexPlattform und des konventionellen Redispatches angenommen. Dabei löst die FlexPlattform alle Engpässe die sie lösen kann und die verbleibenden Engpässe werden mit konventionellem Redispatchs behoben. Als letzte Maßnahme erfolgt die Abregelung von EE Anlagen. Zur Modellierung dieses FlexPlattform Einsatzes werden die Prosumerzellen als flexibel betrachtet. Dabei können die Zellen Netzengpässe erkennen und lösen. Bestehen keine alternativen Einsatzmöglichkeiten, erfolgt dies zu unbegrenzten Kosten, sodass das maximale Potenzial der Prosumerzellen ermittelt werden kann.

In der zweiten Berechnungsvariante wird ein gemeinsamer Einsatz von FlexPlattform und Redispatch angenommen und somit eine gesamtoptimale Lösung gesucht. Dabei hat die FlexPlattform zwar Vorrang, jedoch „erkennt" sie, wenn ihr Einsatz teurer ausfallen würde als eine Redispatch Maßnahme. Ist dies der Fall, kommt es zu keinem Einsatz der FlexPlattform, sondern es wird die Redispatch-Maßnahme ergriffen. Somit kann der kosteneffizienteste Einsatzbereich ermittelt werden. Abbildung 6-18 zeigt die Modellierungsschritte der beiden Einsatzvarianten der FlexPlattform.

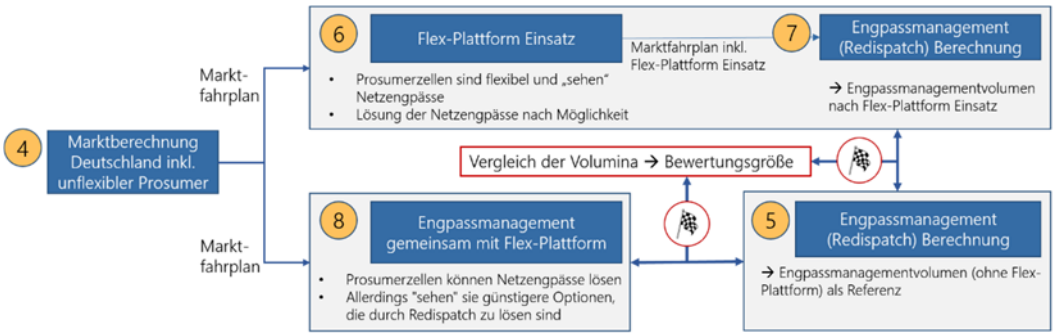


Abbildung 6-18: Modellierung der FlexPlattform: kaskadierter Einsatz von FlexPlattform (6) und Redispatch (7) sowie gemeinsamer Einsatz (8)

Als Berechnungsergebnis der beiden FlexPlattform Einsatzmöglichkeiten werden unter anderem jeweils Engpassmanagementvolumina generiert. Diese können nun mit den

Engpassmanagement Berechnungen aus Schritt (5) verglichen werden, sodass eine Bewertung des jeweiligen FlexPlattform Einsatzes hinsichtlich Systemdienlichkeit und Netzdienlichkeit möglich ist. Dabei wird analysiert, wie sich die Redispatch-Volumina bzw. die EE-Abregelung durch den Einsatz der FlexPlattform verändern. Als weitere Vergleichsgrößen werden zum einen die Systemkosten herangezogen. Diese geben Aufschluss darüber, ob die Einbindung von Prosumenten über eine FlexPlattform kosteffizient ist. Zum anderen werden die CO_2-Emissionen verglichen, um die Unterschiede bezüglich der Integration von EE-Anlagen zu bewerten. Anhand der Energie Lieferungen und Bezüge der Prosumerzellen kann außerdem deren Verhalten hinsichtlich der Netzdienlichkeit untersucht und für die verschiedenen Ansätze verglichen werden. Weiterhin kann die Leistung konventioneller Anlagen ein Indikator für die Bewertung der Systemsicherheit dienen.

6.5.2 Bewertung der Energiesystemrückwirkungen

Zur Bewertung der Ergebnisse werden die Energiemengen konventioneller und erneuerbarer Energien sowie die Ausspeichervolumina elektrischer Speicher betrachtet. Die Energiemengen werden für vier Szenarien analysiert: den Marktlauf (4, Abbildung 6-18), den Einsatz von konventionellem Redispatch (5), der Kaskade des Einsatzes von FlexPlattformen mit anschließendem Redispatch (6 und 7) und dem gemeinsamen Einsatz von FlexPlattform und Redispatch (8). Abbildung 6-19 zeigt die Ergebnisse für diese Szenarien.

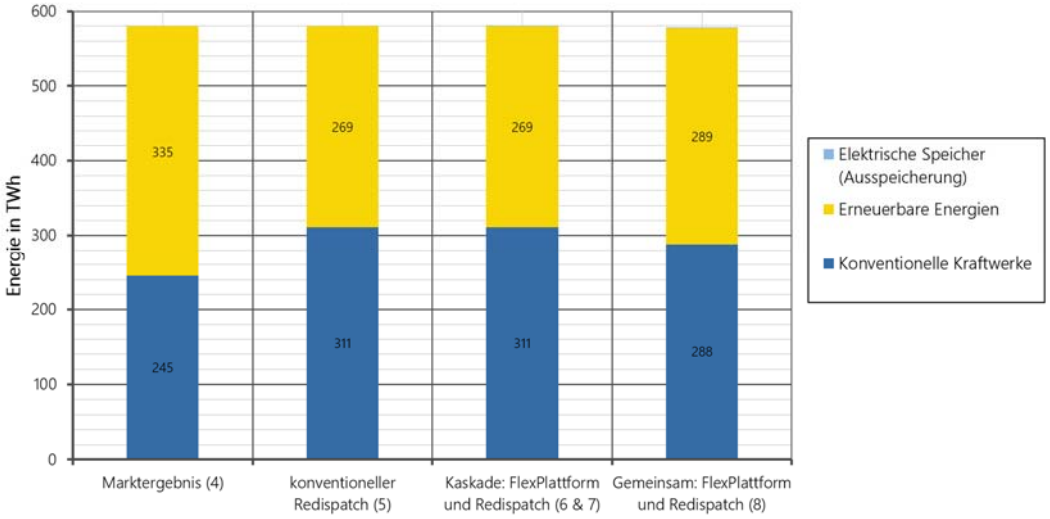


Abbildung 6-19: Ergebnis der Berechnungen mit verschiedenen Marktdesigns

Das Marktergebnis ist der aus dem Day Ahead Handel resultierende Fahrplan. Die daraus resultierenden Netzengpässe müssen mit Counter Trading und Redispatch gelöst werden. Der alleinige Einsatz von Redispatch führt dazu, dass konventionelle Kraftwerke zugeschaltet (+ 66 TWh), EE-Anlagen abgeregelt (- 66 TWh) werden. Dies bedeutet insbesondere eine geringere EE-Integration. Durch das Hinzuziehen von FlexPlattformen, als vorgelagerten Prozess zum Redispatch, können keine Verbesserungen hinsichtlich der Abregelung von EE erzielt werden. Auch die Systemkosten und die CO_2-Emissionen bleiben im Vergleich zum konventionellen Redispatch-Einsatz gleich. Der Zuwachs an Flexibilität im Energiesystem wird mit diesem Konzept also nicht system- und netzdienlich eingebracht. Durch die Abstimmung zwischen FlexPlattform-Einsatz und Redispatch wird eine bessere EE Integration erreicht. Die Abregelung von Strom aus EE Anlagen reduziert sich gegenüber dem alleinigen Redispatch bzw. dem kaskadierten Einsatz um 20 TWh. Die Systemkosten

reduzieren sich durch den gemeinsamen Redispatch um ca. 2,9 %. Bei den CO_2-Emissionen wird durch den gemeinsamen Einsatz von FlexPlattform und Redispatch eine Reduktion um ca. 1,0 % erreicht.

Neben der Gesamtwirkung auf das Energiesystem ändert sich mit den Konzepten auch das Verhalten der Prosumerzellen. Dieses orientiert sich stark an den Stromkosten. Sind diese hoch, besteht „Energiemangel" im System. Die Prosumerzellen bieten dann aber kaum positive Flexibilität an, da der Eigenverbrauch die höchste Priorität für die Zelle hat und daher die Energie auf Grund des hohen Bezugspreises zurückgehalten wird. Bei hohen Strompreisen entstehen damit durch FlexPlattformen tendenziell keine netzdienlichen Effekte. Im Falle von geringen Strompreisen besteht „Energieüberschuss" im System. Dann bieten die Prosumerzellen negative Flexibilität an und nehmen Energie aus dem System auf. Damit verhalten sie sich netzdienlich.

Der Einsatz von Flexibilität privater Haushalte kann sich positiv auf die Systemeffizienz auswirken. Durch den kaskadierten Einsatz von FlexPlattform und Redispatch kann keine Reduktion der Kosten ausgemacht werden. Erfolgt das Netzengpassmanagement jedoch nach dem zweiten Ansatz, bei welchem die FlexPlattform zwar Vorrang hat, aber günstigeren Redispatch-Optionen zum Zuge kommen lässt, ist hingegen eine verbesserte Systemeffizienz zu beobachten. Auf diese Weise wird Redispatch aus konventionellen Kraftwerken vermieden und die Systemkosten werden reduziert.

Bezüglich der Umweltverträglichkeit wird untersucht ob durch die flexible Nutzung von Batteriespeichern privater Haushalte die Einbindung von mehr EE in das Energiesystem ermöglicht wird. Dies zeigt sich unter der Anwendung des gemeinsamen Einsatzes von FlexPlattformen und Redispatch. Bei dem kaskadierten Ansatz, bei welchem primär FlexPlattformen für das Netzengpassmanagement eingesetzt werden und nur bei Bedarf Redispatch zum Zuge kommen, ergibt sich hingegen keine verbesserte Integration von EE.

6.5.3 Zusammenfassung zur Energiesystemanalyse

Es wurden zwei Einsatzmöglichkeiten von FlexPlattformen hinsichtlich ihrer Systemdienlichkeit sowie der Integration von EE und den CO_2-Emissionen untersucht. Abbildung 6-20 zeigt die Ergebnisse der beiden Ansätze im Vergleich zum konventionellen Redispatch. Unter der Annahme der Beteiligung neuer Flexibilitätsanbieter an Netzengpassmanagementmaßnahmen, kann die FlexPlattform die Systemkosten und CO_2-Emissionen vermindern. Dies bedingt einen gemeinsamen Einsatz der FlexPlattform und des konventionellen Redispatchs, bei welchem die FlexPlattform zwar Vorrang hat, jedoch den Einsatz von Redispatch zulässt, sobald dieser günstiger ist. Damit werden zum einen die Gesamtsystemkosten reduziert und zum anderen die EE-Integration verbessert.

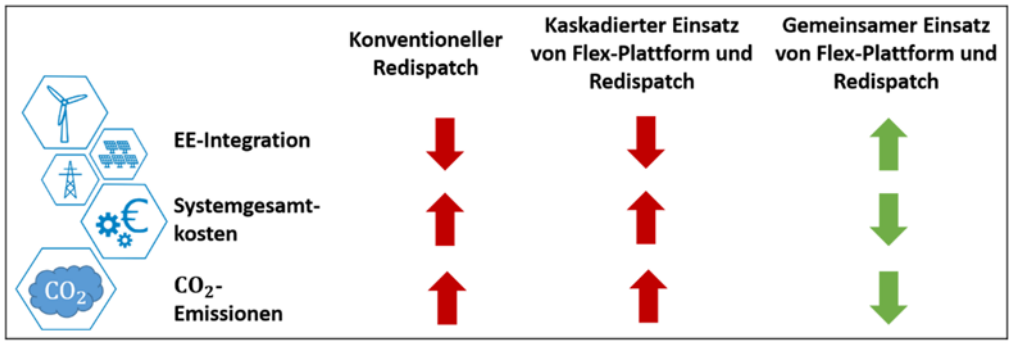


Abbildung 6-20: Auswirkung der drei analysierten Möglichkeiten zur Behebung von Netzengpässen auf die Integration von EE, die Systemgesamtkosten sowie die CO2-Emissionen

Die Analyse der Ergebnisse zeigt, dass die Ausgestaltung des Einsatzes von FlexPlattformen besonders wichtig ist, um deren netz- und systemdienlichen Einsatz zu ermöglichen. Insbesondere die Ausgestaltung des Marktdesigns und der Regulatorik sind wichtig, um die zusätzlich eingebrachte Flexibilität zielbringend zu integrieren. Der Vergleich des kaskadierten und des kombinierten Einsatzes von FlexPlattformen und Redispatch zeigt, dass die Aufteilung von Maßnahmen zur Lösung von Engpässen in isolierte Prozesse bzw. Märkte zu Ineffizienzen führt. Das Potenzial der Flexibilität kann dabei nicht ausgeschöpft werden.

Beim kombinierten Einsatz von FlexPlattformen und Redispatch wirken die FlexPlattformen insbesondere durch die Bereitstellung von negativer Flexibilität netzdienlich. Um zudem auch Angebote für positive Flexibilität zu erhalten, müssen Anreize geschaffen werden. Dann können FlexPlattformen (bzw. Haushalte) auch positiven Redispatch leisten und ein verstärkt netzdienliches Verhalten erzeugt werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich der Einsatz von FlexPlattformen netz- und systemdienlich auswirkt, sofern das passende Marktdesign gewählt wird. Erreicht wird u. a. eine erhöhte EE Integration und damit geringere CO2-Emissionen sowie geringere Systemkosten. Der Einsatz der Prosumer beschränkt sich in der dargestellten Ausgestaltung überwiegend auf negative Flexibilität. Um einen größeren Pool an positiven Flexibilitätsangeboten zu erhalten, bedarf es zusätzlicher Anreize für Prosumer. Zudem muss die Regulatorik so ausgestaltet werden, dass strategisches Bietverhalten ausgeschlossen werden kann. Neben der netz- und systemdienlichen Wirkung von FlexPlattformen können diese, durch die aktive Teilnahme von Bürger*innen, auch zu einer höheren Akzeptanz in der Bevölkerung bezüglich Veränderungen im Rahmen der Energiewende dienen (vgl. Kapitel 4.4.5)

6.6 Beitrag des Altdorfer Flexmarkts zu übergeordneten Zielsetzungen

Neben einem zusätzlichen Instrument für das Netzengpassmanagement wurden mit der Entwicklung und Erprobung von ALF weitere Zielsetzungen verfolgt. Eingebettet in die SINTEG Schaufenster, trägt ALF auch hier zu den Bestrebungen der Schaufenster bei. Im Abschnitt 6.6.1 wird erläutert welchen Beitrag ALF leisten konnte. Im weiteren Sinne sollen die SINTEG Projekte und damit auch ALF zum Erreichen der von der Bundesregierung gesetzten Klimaziele beitragen. Dieser Beitrag wird in Abschnitt 6.6.2 untersucht und aufgezeigt.

6.6.1 SINTEG-Ziele

Die grundsätzliche Zielsetzung der SINTEG-Projekte liegt nach /BMWI-34 15/ in der Konzeption von Schaufenstern, *„um Wissen, Erfahrungen und Aktivitäten systemübergreifend zu bündeln und Musterlösungen für die intelligente Energieversorgung der Zukunft zu entwickeln und zu demonstrieren."* Eine übergeordnete Ergebnissynthese eruiert anschließend die Musterlösungen und prüft, inwiefern diese eine Blaupause für die Energieversorgung darstellen.

Innerhalb von C/sells wurden alle Musterlösungen von dem AP 2.3 auf ihre Tauglichkeit als Musterlösung untersucht und ihre Zielerreichung der SINTEG-Ziele bewertet. Dies erfolgte in mehreren Workshops und Interviews. Das Ergebnis in Form einer Musterlösungsmatrix ist in Abbildung 6-21 dargestellt.

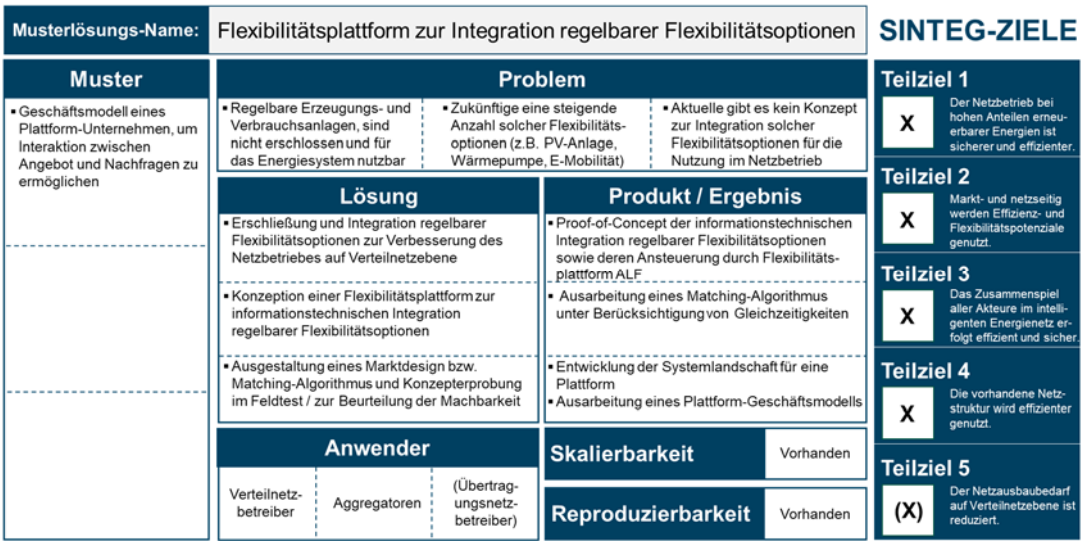


Abbildung 6-21: Bewertung des Altdorfer Flexmarkt als SINTEG-Musterlösung (Quelle: C/sells-AP 2.3 unter der Leitung der IER der Universität Stuttgart)

Hier zeigt sich, dass der Altdorfer Flexmarkt die Zielerreichung von vier SINTEG-Zielen direkt unterstützt und auf das fünfte Ziel indirekt einzahlt. Das Konzept wurde außerdem als skalier- und reproduzierbar bewertet. Damit lässt sich der Altdorfer Flexmarkt als Musterlösung der zukünftigen Energieversorgung bezeichnen.

6.6.2 Klimaziele der Bundesregierung

Aus den gewonnenen Erkenntnissen in C/sells werden unter anderem Handlungsempfehlungen zur Ausgestaltung einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen zukünftigen Energieversorgung abgeleitet (vgl. Abschnitten 7). Im weiteren Sinne tragen die Projektergebnisse zur Erreichung der von der Bundesregierung angestrebten Klimaziele bei. Im folgenden Abschnitt wird anhand einer qualitativen Bewertung dargestellt, zu welchen der definierten Teilziele und in welchem Umfang die Projektergebnisse einen Beitrag leisten. Nach Darlegung der dafür angewandten Methodik werden die Ergebnisse in Form eines Schaubilds angeführt. Abschließend erfolgt die Erläuterung der Bewertung der jeweiligen Projektschwerpunkte und der in Kapitel 7 abgeleiteten Kernaussagen.

Vorgehensweise

Zur Analyse des Beitrags der C/sells-Aktivitäten der FfE zu den von der Bundesregierung angestrebten Klimazielen wurden die relevanten Ziele aus dem *„Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050"* /BMU-04 19/ entnommen. Aufgrund ihres Bezugs zu den Projektinhalten werden dabei folgende Klimaziele analysiert:

- Ausbau des Anteiles erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch
- Reduktion der Emissionen im Non-ETS-Bereich, inkl. Elektrifizierung
- Vorbildfunktion der öffentlichen Hand

Diese Ziele werden anschließend in Form von 10 Teilzielen detaillierter betrachtet. Der Beitrag zu diesen herangezogenen Teilzielen wird jeweils für die zuvor definierten sieben Themenfelder (vgl. Kapitel 7) analysiert:

- Regulatorik und Umfeld
- Flexibilitätspotenzial von kleinteiligen Anlagen
- Modellierung des Flexibilitätsbedarfs im Verteilnetz
- Markt- & Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität
- Partizipation im digitalen Energiesystem
- Demonstration mit der iMSys-Infrastruktur
- Bewertung von FlexPlattformen

Durch die Betrachtung der konkreten Projektinhalte je Themenfeld wird für jedes Klimaziel bestimmt, welche der Themenfelder einen Beitrag zur Zielerreichung leisten und entsprechend die Themenfelder den Klimazielen zugeordnet. Die anschließende Gewichtung erfolgt anhand des Umfangs, welcher zur Bearbeitung je Themenschwerpunkt im Projekt aufgewandt wurde und somit die Tiefe der Bearbeitung und erarbeiteter Handlungsempfehlungen bestimmt. Daraus lässt sich schlussendlich ein Vergleich der Beiträge der jeweiligen Themenschwerpunkte bzw. Kernaussagen der Projekttätigkeiten zur Erreichung der Klimaziele darstellen.

Beitrag von ALF zu nationalen Klimazielen – eine Gesamtübersicht

Abbildung 6-22 zeigt die Übersicht des Beitrags je Themenfeld der C/sells-Tätigkeiten der FfE zur Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung. Die Inhalte und eines der Ziele der FfE-Tätigkeiten in C/sells – nämlich die Entwicklung einer Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität sowie die Demonstration der iMSys-Infrastruktur - tragen entsprechend stärker zum Erreichen der nationalen Klimaziele bei. Weiterhin konnte durch die Tätigkeiten im Bereich der Partizipation im digitalen Energiesystem ein Mehrwert im Bereich der EE-Ziele erreicht werden. Zudem leisten die Ergebnisse der Flexibilitätspotenzialermittlung positive Beiträge zur Emissionsverminderung im Non-ETS-Bereich. Themenfelder wie die Modellierung des Flexibilitätsbedarfs und die Bewertung der entwickelten FlexPlattform befinden sich im Bereich einer teilweisen Mitwirkung zu mehreren der Klimaziele, wohingegen der Umfang der Analysen zur Regulatorik und den Rahmenbedingungen des Umfelds nur einen indirekten Beitrag zu den nationalen Klimazielen leisten. Eine genauere Erläuterung zur Bewertung der jeweiligen Themenschwerpunkte wird in den folgenden Abschnitten dargelegt.

		Themenfelder aus den Projekttätigkeiten						
		Regulatorik und Umfeld	Flexibilitäts-potenzial kleinteiliger Anlagen	Modellierung des Flexibili-tätsbedarfs im Verteilnetz	Markt- & Koordinations-plattform für dezentrale Flexibilität	Partizipation im digitalen Energiesystem	Demonstration der iMSys-Infrastruktur	Bewertung von FlexPlattformen
Klimaziele der BR	Anteil EE am Bruttostrom-verbrauch mind. 65% bis 2030	-	/	/	+	+	+	/
	Emissionen im Non-ETS Bereich bis 2030 um 38% gegenüber 2005 reduzieren	-	+	/	+	/	+	/
	Vorbildfunktion der öffentlichen Hand	-	-	-	-	/	/	-

+	Aktivität leistet Beitrag zu diesem Vorhaben	/	Aktivität leistet teilweise einen Beitrag zu diesem Vorhaben	-	Aktivität leistet kaum einen Beitrag zu diesem Vorhaben

Abbildung 6-22: Beitrag der Kernaussagen von ALF zum Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung

Beitrag zur Steigerung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch

Die Analyse ergibt, dass die konzipierte Markt- und Koordinationsplattform ALF einen positiven Effekt zur Zielerreichung eines steigenden EE-Anteils erbringt. Dabei wird insofern ein Beitrag geleistet, dass eine Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen eine effizientere Nutzung dezentraler EE ermöglichen und potenziell die EE-Abregelung vermeiden bzw. reduzieren kann. Durch die iMSys-Infrastruktur wird im Feldversuch die informations- und kommunikationstechnische Anbindung der Anlagen realisiert und die Übertragung von Daten und Schaltsignalen erfolgreich demonstriert. Im Rahmen der Partizipationstätigkeiten werden außerdem die Bürger*innen sowie die Politik und weitere Akteure für die Notwendigkeit der Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch sensibilisiert und informiert.

Durch die Ermittlung des Flexibilitätspotenzials kleinteiliger Anlagen sowie einer Modellierung des Flexibilitätsbedarfs wird im weiteren Sinne ein Beitrag zur Steigerung des EE-Anteils geleistet. Dadurch kann der Einsatz von Flexibilität modelliert und für zukünftig eintretende Szenarien simuliert werden. Dies ermöglicht die simulative Erprobung des entwickelten Konzepts von ALF welche wiederum Grundlage für die Analyse von Stärken und Schwächen für einen möglichen Einsatz des Konzepts evaluiert.

Beitrag zur Reduktion der Emissionen, inklusive Elektrifizierung

Die Entwicklung der FlexPlattform sowie die Ermittlung des Flexibilitätspotenzials kleiner Anlagen trägt neben dem EE-Ziel auch zur Emissionsverminderung im Non-ETS-Bereich bei. Dies betrifft im Rahmen von ALF insb. den Wärme- und Mobilitätssektor durch die Ermöglichung einer Flexibilisierung von Wärmeerzeugern (Wärmepumpen, Elektrospeicherheizungen) sowie perspektivisch das flexible Laden von Elektrofahrzeugen. Durch die Ermittlung des Flexibilitätspotenzials kleinteiliger Anlagen wird außerdem die Integration der zunehmenden Anzahl elektrischer Verbraucher unterstützt sowie die Möglichkeiten deren netz- und systemdienlichen Einsatzes analysiert. Die Modellierung des Flex-Bedarfs sowie die Bewertung der entwickelten FlexPlattform tragen zudem in moderatem Maße zur Reduktion der Emissionen bei.

Beitrag zur Vorbildfunktion der öffentlichen Hand

Das Ziel der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand wird im Rahmen der Projekttätigkeiten im Bereich der Partizipation sowie der Demonstration von iMSys unterstützt. Dies ist zum einen auf die im Zuge des praktischen Feldversuchs umgesetzten partizipativen Aspekte der

Partizipation wie Information und Konsultation der Feldversuchsteilnehmer*innen zurückzuführen. Zudem nimmt die Kommune selbst mit der kommunalen PV-Anlage des Rathauses am Feldversuch Teil und dient darüber hinaus als wichtiger Multiplikator für die Öffentlichkeitsarbeit. Damit unterstützt die Gemeinde die Informationsverbreitung und fungiert als Vorbild für eine Teilnahme am Feldversuch.

7 Kernaussagen und Handlungs-empfehlungen

Die Transformation des Energiesystems, weg von zentralen Versorgungsstrukturen – oftmals basierend auf großen, fossil betriebenen Kraftwerken – hin zu einer erneuerbar geprägten dezentralen Energiezukunft, ist zum einen eine technische Herausforderung. Gerade im Stromsektor erfordert sie die Integration von Millionen erneuerbaren Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern durch die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme. Insbesondere den Stromnetzen steht dabei auf allen Spannungsebenen eine umfassende Neustrukturierung bevor, um der neuen Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft gerecht zu werden.

Durch die zunehmende Dezentralisierung bedarf es zum anderen einer Reorganisation der Energiewirtschaft. Eine Steuerung der zahlreichen dezentralen Erzeuger und Verbraucher durch zentrale Akteure ist, durch die aus der großen Anzahl resultierende Komplexität limitiert und systemisch oft nicht sinnvoll. Entsprechend handeln dezentrale Akteure sowohl als autonome Gestalter, übernehmen aber auch Verantwortung für das Energiesystem. Dies erfordert neue Anreizmechanismen und Partizipationskonzepte. Die zugleich fortschreitende Digitalisierung des Energiesystems ermöglicht neben den technischen Weiterentwicklungen innovative Lösungsansätze, um diesen Paradigmenwechsel zu forcieren: so erschließt der Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) auch kleine flexible Anlagen mit einer Mess- und Steuerinfrastruktur, die zuvor großen Kraftwerken vorbehalten war. Zusätzlich werden bei den Akteuren der Energiewirtschaft die Prozesse durch zusätzliche Messdaten und Automatisierung effizienter.

Die aus der Transformation des Energiesystems resultierenden Herausforderungen sind somit einerseits technischer Natur mit angeschlossenen ökonomischen Fragestellungen: die Verbrauchs- und Erzeugungslandschaft der Energiewende muss mithilfe digitalisierter Infrastruktur intelligent koordiniert werden. Andererseits betreffen die Herausforderungen auch eine sozial-ökologische Ebene: Es bedarf der Schaffung neuer Anreizstrukturen und Partizipationsmöglichkeiten für unterschiedlichste Akteure. Die Vielschichtigkeit der resultierenden Anforderungen macht die Entwicklung und Konzipierung neuer Lösungsansätze sowie einer großflächigen Demonstration in Schaufensterprojekten bzw. sog. Reallaboren notwendig. Gemäß der Definition des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) dienen Reallabore als zeitlich und räumlich begrenzte „Testräume für Innovation und Regulierung", wodurch neben der Innovationserprobung auch der regulatorische Lernprozess im Fokus steht.

Das SINTEG-Projekt C/sells setzt genau hier mit der Entwicklung einer dezentralen, zellulären Struktur für die zukünftige Energieversorgung an. Das Ziel von C/sells ist ein **zelluläres**, **partizipatives** und **vielfältiges** Energiesystem.

Um alle Potenziale, sowohl der Infrastruktur als auch der Akteure, bestmöglich zu nutzen, wird in C/sells ein **zelluläres** Denken und Handeln verfolgt: *„Zellen in C/sells sind sowohl bekannte Organisationseinheiten wie Regelzonen oder Verteilnetze als auch neue Zelltypen wie beispielsweise Quartiere oder Zusammenschlüsse von Akteuren, die im Zellverbund agieren. Sie sind digital vernetzt und integrieren ihre dezentralen Anlagen und Prozesse in das bestehende Energiesystem" /*REU-01 19*/*. Für eine erfolgreiche Energiewende wird die gesellschaftliche

Partizipation in C/sells als eine zentrale Voraussetzung gesehen. Erzeuger, Bürger*innen, Unternehmen, staatliche Institutionen und sämtliche weitere Stakeholder können sich deshalb einbringen und kooperativ Entscheidungen treffen. Innerhalb einer Zelle wird über deren Funktion und die Interaktion mit anderen Zellen entschieden, sodass die Verantwortung für die Organisation des Energiesystems breit verteilt wird. Auf diese Weise soll sich *„die gegenwärtig hierarchische Organisation zu einem Netzwerk entwickeln“* [3]. Weiterer Bestandteil ist die Entwicklung von Prozessen und Technologien, die zulassen, dass Netzbetreiber stärker kooperieren (u. a. über die sogenannte Abstimmungskaskade) und Konsumenten bzw. Prosumenten sich aktiv beteiligen können (z. B. über regionale Flexibilitäts-Plattformen oder Energiemanagement im Quartier). Durch die große Anzahl unterschiedlicher Akteure am Markt sowie die Vielzahl technischer Komponenten, Lösungen und Schnittstellen ist das Energiesystem der Zukunft **vielfältig**. In C/sells zeigt sich dies zum Beispiel durch die Vielfalt der Demonstrationszellen, die als Quartiere, Liegenschaften oder auch Microgrids organisiert sind. Durch diese Vielfalt wird das System komplexer, jedoch auch in vieler Hinsicht innovativer, weshalb Vielfalt zugleich Ergebnis und Ziel der Entwicklungen von C/sells ist. Die Aufgabe ist, Vielfalt zu organisieren, zu fördern und zu nutzen.

Der hier vorliegende Abschlussbericht beschreibt die wichtigsten Ergebnisse der FfE-Tätigkeiten im Rahmen von C/sells. Diese konzentrieren sich unter anderem auf die **Potenzialbestimmung und Methodenentwicklung zur Erschließung und Koordination von dezentraler Flexibilität**. Zusätzlich wird die dafür notwendige **Smart Grid Infrastruktur erprobt und evaluiert**. Im Rahmen des Projekts erfolgt die Entwicklung methodischer Ansätze, mithilfe derer unter anderem folgende Leitfragen beantwortet werden können:

- Wie kann eine digitalisierte Infrastruktur, insbesondere iMSys, als Chance für die erfolgreiche Umsetzung eines solar geprägten Energiesystems genutzt werden?
- Wie kann dezentrale Flexibilität zur Integration von erneuerbaren Energien erschlossen werden und welchen Nutzen hat diese gerade für Verteilnetzbetreiber?
- Welche Methoden und Konzepte bewähren sich im Praxistest eines Reallabors und bieten eine Blaupause für die flächendeckende Umsetzung?

Im Folgenden werden Projektergebnisse nach verschiedenen Schwerpunktthemen, erläutert und entsprechende Empfehlungen abgeleitet.

7.1 Regulatorik und Umfeld

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen können Netzbetreiber auf verschiedene etablierte Prozesse zurückgreifen, um die Netzfrequenz und Spannung sowie die Belastung der Betriebsmittel in den zulässigen Grenzen zu halten. Die Möglichkeiten und Reihenfolge anzuwendender Engpassmanagementmaßnahmen sind dabei nach § 13 (l) EnWG genau geregelt.

Mögliche Weiterentwicklungen von § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung stehen nicht im Widerspruch zum Einsatz einer Flexibilitäts-Plattform zur Erschließung kleinteiliger Flexibilität.

In § 14a EnWG ist geregelt, dass Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt berechnet wird, sobald diese im Gegenzug dem Netzbetreiber Anlagen zur netzdienlichen Steuerung zur Verfügung stellen. Teilnehmende Letztverbraucher (mit separatem Zählpunkt) in der Niederspannung erhalten hierfür eine durchschnittliche Netzentgeltreduktion von 57 % des lokalen Netznutzungsentgeltes (entspricht 3,53 ct/kWh). Aktuell ist eine anlagenspezifische Steuerung allerdings nur sehr eingeschränkt möglich, was sich allerdings durch den Smart Meter Rollout hin zu einer bidirektionalen Ansteuerung ändern wird. Die Überarbeitung und Konkretisierung des § 14a EnWG ist durch eine Verordnungsermächtigung aktuell bereits gefordert und Teil des politischen Diskurses.

Die zukünftige Ausgestaltung des § 14a EnWG wird unter anderem einen wesentlichen Einfluss auf die konzeptionelle Umsetzung von Geschäftsmodellen haben. Eine Integration von § 14a EnWG in Flexibilitäts-Plattformen ist über geeignete Produkte möglich. Dadurch können Synergien beim Abruf dieser Anlagen generiert und diese auch durch vorgelagerte Netzbetreiber genutzt werden. Dieser Vorschlag aus C/sells sollte bei der Ausgestaltung der Rechtsverordnung zu § 14a EnWG Berücksichtigung finden.

Die Anreizregulierung benachteiligt aktuell noch den Einsatz von Flexibilität gegenüber investitionsintensiven Maßnahmen. Regulatorisch ist die Umsetzung von Flexibilitäts-Plattformen aber bereits prinzipiell möglich.

In der Anreizregulierung ist die Nutzung von Flexibilität grundsätzlich möglich. Praktisch fehlen jedoch die korrekten Kostenstellen, um diese geltend zu machen. Zudem bleibt die Herausforderung bestehen, dass durch Betriebskosten (OPEX) keine Rendite erwirtschaftet werden kann. Flexibilität ist daher regulatorisch gegenüber Investitionen in Betriebsmittel (CAPEX) benachteiligt. Dies liegt insbesondere an der Verzinsung von CAPEX, dem Benchmarking sowie der periodenübergreifenden Kopplung von Kosten. Insgesamt bieten sich daher zweierlei Handlungsfelder: zum einen die Novellierung der Anreizregulierung, zum anderen die Entwicklung eines neuen Systems der Regulierung.

Die Novellierung der Anreizregulierung fordert Änderungen, um die heterogenen Herausforderungen und Anforderungen sowie die steigende Komplexität des Regulierungsrahmens zu beherrschen. Dabei müssen die identifizierten Handlungsfelder realisiert und die Anreizregulierung muss regelmäßig auf sich verändernde Rahmenfaktoren angepasst werden. Die Analysen in C/sells zeigen, dass eine Yardstick-Regulierung als alternativer Ansatz die Anforderungen an die Regulierung besser erfüllen kann. Daher sollte eine (Teil-)Einführung von Yardstick geprüft werden.

Unter anderem deshalb ist es sinnvoll, aktuelle Regelungen des Netzengpassmanagements weiterzuentwickeln, um die Nutzung (bereits vorhandener) kleinteiliger Flexibilität zu fördern.

Nichtsdestotrotz widerspricht der Einsatz von Flexibilitäts-Plattformen nicht den aktuellen regulatorischen Vorgaben.

7.2 Flexibilitätspotenzial kleiner Anlagen

Flexibilität beschreibt die technische Fähigkeit einer Anlage, die aktuelle und/oder prognostizierte Leistung zu verändern. Einheitliche Definitionen und Begrifflichkeiten können die Sichtbarkeit der Thematik erhöhen und Partizipation anreizen.
Für einen gezielten Einsatz von Flexibilität sind der Ort (sowohl geografisch als auch der Verknüpfungspunkt im Netzgebiet) und der damit einhergehende Wirkradius von Bedeutung. Gemäß der allgemeinen Definition bezüglich der Anpassung der Leistung ist eine Unterteilung in passive und aktive Flexibilität möglich. Passive/autonome Flexibilität beschreibt die Möglichkeit einer Anlage, basierend auf einer oder mehreren hinterlegten Kennlinie(n) ohne externes Signal, autonom die Leistung [P, Q] zu verändern. Im Rahmen von C/sells liegt der Fokus allerdings auf aktiver Flexibilität, also der Fähigkeit, die aktuelle sowie prognostizierte Leistung [P, Q] aufgrund eines (externen) Signals zu verändern (erhöhen/verringern).

Bereitgestellt wird diese Flexibilität zunehmend von sog. „Flexumern" als Weiterentwicklung des „Prosumer"-Begriffes als Kombination von Verbrauch und dezentraler Energieerzeugung. Beinhaltet sind damit private Haushalte, Gewerbetreibende oder Industriebetriebe, die zumindest einen Teil ihres verbrauchten Stroms selbst erzeugen und zukünftig ihr Erzeugungs- und Verbrauchsprofil flexibel anpassen können. Im Rahmen der Energiewende kommt ihnen so eine neue Rolle zu. Durch die Integration in das digitale Energiesystem können sie aktiv am zukünftigen Energiesystem teilnehmen, ihre Flexibilität automatisiert vermarkten und für netz- und systemdienliche Zwecke anbieten. Auf diese Weise wird die Sektorenkopplung im Sinne einer zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmebereichs vorangetrieben.

Kleinteiliges und dezentrales Flexibilitätspotenzial ist bereits heute vorhanden, allerdings regional unterschiedlich verteilt.
Auf der Lastseite ist bereits heute dezentrales Flexibilitätspotenzial vorhanden. Im Projekt werden dabei insbesondere dezentrale Power-to-Heat-Systeme (Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen) als auch Hausspeichersysteme betrachtet. Zukünftig sollen diese über die iMSys-Infrastruktur steuerbar sein.

Das Flexibilitätspotenzial von elektrischen Speicherheizungen fällt absolut betrachtet am größten aus. Positives Potenzial steht insgesamt nur in ca. 400 bis 1.800 Stunden, das entspricht 5 bis 20 % des Jahres – abhängig von der Abrufdauer – und nur in ca. 40 bis 780 Stunden mit mindestens der halben installierten Leistung von 12,9 GW zur Verfügung. Im Gegensatz dazu steht negatives Potenzial deutlich häufiger zur Verfügung. Für eine Abrufdauer von vier Stunden besteht in ca. 410 Stunden ein negatives Potenzial von mindestens 12,9 GW. Bei einer Abrufdauer von 15 Minuten steht für ca. 3.170 Stunden die komplette installierte Leistung von 25,8 GW zur Verfügung. Allerdings sind regionale Unterschiede zu beachten. Gerade in dichtbesiedelten Regionen wie Nordrhein-Westfalen, der Region um Stuttgart sowie den Städten Berlin, Hamburg und München liegt ein vergleichsweise großes Verschiebungspotenzial von 100 bis 1.000 kW/km² vor.

Wärmepumpen (WP) bieten ein sehr kontinuierliches Flexibilitätspotenzial und die Abrufdauer hat kaum Einfluss auf das Potenzial. Insgesamt ist das negative Potenzial von WP über den Jahresverlauf größer als das positive. So steht zu 50 % des Jahres mindestens 1 GW negatives

Potenzial zur Verfügung. Zu ca. 20 % des Jahres gibt es keinerlei Potenzial durch WP. Das maximale, negative Verschiebungspotenzial der WP ist für die drei Betrachtungszeiträume Winter, Übergang sowie Sommer bis auf wenige Ausnahmen annähernd gleich verteilt und beträgt überwiegend zwischen 1 und 10 kW/km².

Das Flexibilitätspotenzial von Hausspeichersystemen fällt aufgrund ihrer aktuell noch geringen Anzahl (installierte Gesamtkapazität ca. 174 MW) am kleinsten aus.

Elektrofahrzeuge wurden im Projekt nur nachrangig betrachtet, da diese auf Deutschland verteilt mit Stand 2016 lediglich ein maximal positives Flexibilitätspotenzial von 15 MW aufweisen. Aufgrund der steigenden Anzahl von Fahrzeugen und zunehmend intelligenter Ladestrategien sollen Elektrofahrzeuge zukünftig berücksichtigt werden.

Eine anschauliche Visualisierung der regionalen Verteilung des technischen Potenzials findet sich im FfE Flexibilitätsatlas unter www.flexibilitaetsatlas.de.

Durch eine Aggregation des für Gemeindeebene ausgegebenen Flexibilitätspotenzials auf eine reduzierte Anzahl an Übertragungsnetzknoten kann das Potenzial für die Nutzung in höheren Netzebenen ausgegeben werden. Hier ergibt sich im Durchschnitt ein positives Potenzial von ca. 34 MW (maximal 220 MW) im Jahr 2030 bei einer Verschiebedauer von 0,5 Stunden. Für das negative Potenzial lässt sich ein Durchschnittswert von 90 MW nennen.

Nutzbare Flexibilität ist abhängig von der Prognosegüte und Randbedingungen. Mittels Aggregation können auf der Flexibilitäts-Plattform Kleinanlagen ohne aktive Vermarktung anhand stochastischer Methoden vermarktet werden.

Im Gegensatz zu Anlagen, deren verfügbare Flexibilität (z. B. durch einen Aggregator) prognostiziert und aktiv vermarktet werden kann, liegen für z. B. einzelne Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen oder Elektrofahrzeuge nach heutigem Stand keine Prognosen vor. Aufgrund der rein bedarfsgetriebenen und stochastischen Nutzung dieser Anlagen ist eine Einzelprognose ohne detaillierte Nutzungsdaten nicht möglich. Um diese dennoch als Flexibilitätsangebot auf der Plattform zu berücksichtigen, erfolgt eine typspezifische Poolbildung und die Erstellung eines aggregierten Angebots. Die Herausforderung ist dabei zum einen, möglichst große Pools zu bilden, um die Prognosesicherheit zu erhöhen. Zum anderen sollten die berücksichtigten Anlagen eine vergleichbare Effektivität auf zu lösende Netzengpässe haben. Im vorgeschlagenen Konzept erfolgt die Aggregation daher auf Niederspannungsebene unterhalb der Ortsnetzstation.

Mittels vorab ermittelter Gleichzeitigkeitsfaktoren auf Basis historischer Daten wird (u. a. in Abhängigkeit von den tagesaktuellen Witterungsprognosen) die verfügbare Leistung des Pools für jede ¼-Stunde des Erbringungszeitraums berechnet. Kombiniert mit definierten Randbedingungen für den Abruf von Anlagen kann somit ein aggregiertes Angebot erstellt werden.

Grundlage für den entwickelten Integrationsprozess war die Orientierung an bereits bestehenden Mechanismen und Randbedingungen, wie sie aktuell bereits in § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung gegeben sind.

7.3 Bedarf an netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz

Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements werden überwiegend durch starke Windeinspeisung im Norden und Osten Deutschlands auf Grund von Engpässen im

Übertragungsnetz hervorgerufen. Die Entschädigungszahlungen sind deutlich höher als der Börsenwert der Energiemenge.

Einspeisemanagement im Rahmen des Engpassmanagements ist die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen und wird dann herangezogen, wenn andere Netzsicherheitsmaßnahmen gemäß EnWG § 13 (1) und (2) nicht ausreichen. Der Umfang von Einspeisemanagement war dabei im Jahr 2018 mit ca. 5,5 TWh 75-mal so hoch wie 2009, wobei der Wert in den Jahren 2015 bis 2018 in einem Bereich zwischen 4,5 und 5,5 TWh schwankt. Besonders betroffen sind dabei die EE-Anlagen in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, auf welche in Summe ca. 90 % der in 2018 abgeregelten Energiemenge entfiel.

Der Preis für Engpassmanagementmaßnahmen ist dabei von der Maßnahmenart abhängig: Zwischen 2015 und 2018 lag der durchschnittliche Preis im Redispatch bei ca. 25,7 €/MWh. Im selben Zeitraum resultierte im Einspeisemanagement ein Preis von 108,1 €/MWh. Die hohen spezifischen Werte beim Einspeisemanagement sind u. a. darauf zurückzuführen, dass es hier im Gegensatz zum Redispatch keine Orientierung an den realen Kosten gibt, sondern es sich um Entschädigungszahlungen auf Basis der EEG-Vergütung handelt. Um sich dem systemischen Wert der abgeregelten Energie im Falle von Engpassmanagement anzunähern, kann diese mit dem EPEX-Day-Ahead Strompreis abgeglichen werden. Im Jahr 2016 beträgt der durchschnittliche Day-Ahead Strompreis 29 €/MWh, wohingegen sich ein mengengewichteter Preis der abgeregelten Energie von 19€ /MWh ergibt – abgeregelte Energie ist damit vergleichsweise günstig. Bei der Vermeidung von Engpassmanagement durch Flexibilitätsmaßnahmen sind aus systemischer Sicht die Kosten zu berücksichtigen, welche den Wert der Energie zu den jeweiligen Zeitpunkten an der Börse repräsentieren.

Reale Netzstrukturen und deren Ist-Belastung (u. a. basierend auf Messwerten) ermöglichen in Kombination mit bottom-up Szenarien die detaillierte Analyse der künftigen Netzbelastung. Sie bilden die Grundlage für die Untersuchung eines weiterentwickelten Netzengpassmanagements.

Die simulative Abbildung realer Netzstrukturen benötigte detaillierte Eingangsdaten in Bezug auf Netztopologie, angeschlossene Verbrauchs- und Erzeugerstruktur sowie vorhandene Lastgänge. Eine umfängliche Validierung und Kalibrierung ist oft nur bedingt möglich, da Messdaten bzgl. Netzbelastung nicht flächendeckend erhoben werden. Dennoch können einzeln vorhandene Messpunkte genutzt werden, um die Ergebnisse der Ist-Belastung zu prüfen und durch geeignete Methoden unbestimmte, für die Simulation notwendige, Parameter (bspw. Blindleistungsverhalten) zu quantifizieren. Ausgehend von der Ist-Situation können durch die Anwendung von bottom-up Szenarien lokale Gegebenheiten berücksichtigt und so die künftige Netzbelastung in einer realen Umgebung bestimmt werden. Um den Ressourcenaufwand zu reduzieren und Datensparsamkeit zu ermöglichen, können durch die Anwendung von geeigneten Aggregationsmethoden Teile der unterlagerten Spannungsebene als Punktlast abgebildet werden. Dabei werden Erkenntnisse aus der detaillierten Simulation sowie der Datengrundlage von Niederspannungsnetzen für die Aggregation verwendet. Die somit geschaffene Simulationsumgebung ermöglicht die Durchführung von Jahressimulationen unter Einbindung von historischen Wetterdaten (siehe folgende Kernaussage). Eine Einbindung von relevanten Prognosedaten (z. B. Temperatur und solare Einstrahlung) ermöglicht zudem die Durchführung einer Day-Ahead Engpassbestimmung. Die Ausgestaltung der notwendigen Schnittstellen ermöglicht somit die Übergabe eines Bedarfs an netzdienlicher Flexibilität an eine Flexibilitäts-Plattform und schafft die Grundlage für deren Demonstration in realen Netzstrukturen.

Trotz ambitionierter Szenarien bezüglich der dezentralen EE-Erzeugung (überwiegend durch Photovoltaik) und der Elektrifizierung im Mobilitäts- und Wärmebereich treten Engpässe in der Mittelspannung nur vereinzelt auf. In der analysierten Netzregion sind diese, falls sie auftreten, zumeist getriggert durch die Einspeisung von Erneuerbaren Energien.

Der Bedarf an netzdienlicher Flexibilität wird anhand von Betriebsmittelüberlastungen eines realen Mittelspannungsgebietes untersucht, welches aus je vier ländlichen und städtischen Mittelspannungssträngen (Strahlennetz) sowie 163 unterlagerten Niederspannungsnetzen besteht. Die Anwendung von Szenarien, welche sich sowohl in der Durchdringung von dezentralen Komponenten (bspw. Batteriespeicher) auf der Erzeugungs- bzw. Verbrauchsseite sowie deren Steuerung (bspw. eigenverbrauchsorientiert) unterscheiden, resultieren in strukturell unterschiedlichem Flexibilitätsbedarf in der Mittelspannungsebene. Trotz der ambitionierten Szenarien zeigt sich, dass über alle Szenarien hinweg es nur zu ca. 220 bis 450 Stunden im Jahr mit Flexibilitätsbedarf kommt. Der höchste Werte tritt im Szenario „Solarer Produzent" mit hohem Photovoltaik-Zubau bei gleichzeitig geringer Elektrifizierung des Verbrauchssektors und einer nicht netzdienlichen Ladesteuerung von Batteriespeichern auf. Dieser auftretende erzeugungsbedingte Flexibilitätsbedarf kann um bis zu ca. 20 % reduziert werden, wenn die Verbrauchsseite elektrifiziert (Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) und in den Komponenten eine eigenverbrauchsorientierte bzw. prognosebasierte Betriebsweise hinterlegt ist.
Lastbedingte Engpässe treten deutlich seltener auf. In allen Szenarien tritt diese Engpassform in weniger als 100 Stunden im Jahr auf. Dabei sind vor allem Szenarien betroffen, in welchen dezentrale Verbraucher auf Basis eines globalen Preissignales agieren. Die daraus folgende erhöhte Gleichzeitigkeit führt zu dem erhöhten Auftreten von lastbedingten Engpässen. Dieses Verhalten zeigt sich auch bei der Analyse des zeitlichen Auftretens von Flexibilitätsbedarfen: Erzeugungsbedingte Engpässe treten in der Mittagszeit in den Sommermonaten auf und lastbedingte Engpässe vorwiegend in den Nacht- und Morgenstunden im Winter, wenn die Verbraucher auf niedrige Strompreise reagieren. Für die Betrachtung des technischen Lösungspotentials der auftretenden Engpässe durch dezentrale Anlagen kann festgehalten werden, dass alle lastbedingten Engpässe durch eine entsprechende Steuerung der dezentralen Anlagen gelöst werden können. Alleinig die Lastverschiebung von Elektrofahrzeugen führt unter der Berücksichtigung eines Speicherfüllstandes von 70 % bei Abfahrt zu einer Behebung aller lastbedingten Engpässe. Auch im Erzeugungsfall können bis auf das Szenario „Solarer Produzent" alle Engpässe durch eine entsprechende Lastverschiebung von Verbrauchern und Speichern gelöst werden.
Eine Betrachtung der Netzbelastung wurde in dieser Form für die Niederspannungsebene nicht durchgeführt, da das Konzept der Flexibilitäts-Plattform für die Anwendung in der Mittelspannung (oder höheren Netzebenen) konzipiert ist. Es lässt sich jedoch feststellen, dass die Szenarien zu deutlich stärkeren Netzüberlastungen in der untersten Netzebene führen.

7.4 Markt-& Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität

Flexibilitäts-Plattformen sind ein Baustein des zukunftsfähigen Netzengpassmanagements. Sie optimieren bestehende Prozesse, insb. hinsichtlich der Netzbetreiber-Koordination und erweitern sie durch die Einbindung kleinteiliger Flexibilität über den Redispatch 2.0 hinaus.
Bereits heute steht den Netzbetreibern eine Reihe von Maßnahmen für das Netzengpassmanagement zur Verfügung. Die verfügbaren Optionen und Möglichkeiten entwickeln sich dabei stetig weiter. So wurden beispielsweise die bestehenden Prozesse durch

Einführung von Redispatch 2.0 erweitert, wodurch zukünftig alle Erzeugungsanlagen ab 100 kW in die Redispatch-Maßnahmen einbezogen werden. Die im Rahmen des Projekts entwickelte und umgesetzte Flexibilitäts-Plattform ist als weitere Ergänzung im Netzengpassprozess zu verstehen. Ziel ist dabei nicht, das bestehende System zu ersetzen, sondern um weitere Möglichkeiten zur Erschließung bisher ungenutzter Potenziale zu erweitern. Dementsprechend ist es wichtig, die Konzepte nicht nur in die Prozesse der Netzbetreiber, sondern auch möglichst gut in das Energiesystem an sich zu integrieren.

Ziel ist es, ein neues Werkzeug für die „gelbe Ampelphase" als Schnittstelle von Netz und Markt zu schaffen und somit Netzengpässe vorausschauend zu verhindern oder zumindest zu vermindern. Dabei ist es gerade im Verteilnetz – aber auch zur Nutzung im überlagerten Übertragungsnetz – notwendig, kleinere Erzeugungsanlagen und Lasten in den niederen Spannungsebenen zu erschließen und für Netzengpässe nutzbar zu machen. Flexibilitäts-Plattformen sind somit als wesentlicher Baustein für ein „Redispatch 3.0" zu verstehen.

Flexibilitäts-Plattformen bieten marktliche Mechanismen für das Netzengpassmanagement. Dies bietet Chancen (u. a. für Kosteneffizienz) aber auch Herausforderungen (z. B. bei Marktmacht oder strategischem Gebotsverhalten).

Wettbewerb schafft Kosteneffizienz. Gerade was die Kosten bei der Kontrahierung von kleinteiliger Flexibilität angeht, kann ein Preiswettbewerb zu insgesamt geringeren Ausgaben für die Lösung von Netzengpässen führen. Die Freiwilligkeit der Teilnahme ist dabei Grundlage für einen marktbasierten Ansatz.

Ein weiteres Argument für eine marktliche Flexibilitätsbeschaffung ist darin begründet, die Heterogenität verschiedener Technologien angemessen zu berücksichtigen. Bei großen, konventionellen Erzeugungsanlagen, die bislang für den Redispatch herangezogen wurden, setzte man auf einen kostenbasierten Vergütungsmechanismus. Bei dezentraler Flexibilität ist dies deutlich komplexer. Zum einen, da die Opportunitätskosten deutlich spezifischer sind, zum anderen, weil eine „statische" Bepreisung aufgrund von unterschiedlicher Verfügbarkeit und konkurrierender Nutzung nur bedingt möglich ist. Eine Bestimmung des Preisangebots auf Seiten des Anbieters ist daher deutlich effizienter.

Nichtsdestotrotz bringt ein rein marktbasierter Ansatz auch einige Herausforderungen mit sich. Hierzu zählt u. a. die fehlende Expertise potenzieller Flexibilitätsanbieter, um einen angemessenen Vermarktungspreis zu bestimmen. Des Weiteren bietet das begrenzte Marktgebiet Potenzial für Marktmacht und (Inc-Dec) Gaming durch Marktinkonsistenzen. Für ersteres wurden im Rahmen des Projekts alternative Produkte und (teil-regulierte) Vermarktungsoptionen entwickelt (das sog. „hybride Modell", s. u.). Die Möglichkeiten eines unerwünschten strategischen Gebotsverhaltens wurden ebenfalls evaluiert. So steht die grundsätzliche Problemstellung nicht in Frage, allerdings bestehen u. a. durch das genannte hybride Modell und weitere vorgeschlagene Lösungsoptionen Möglichkeiten zur Unterbindung dieses Verhaltens auf Ebene der Flexibilitäts-Plattform.

Die Markt- und Koordinationsplattform bietet die Chance, auch „kleine" Akteure und Anlagen zu einem aktiven Bestandteil des Energiesystems zu machen. Spezifische Produktausgestaltung bietet hierzu neue Möglichkeiten der Partizipation.

Entscheidend bei der Erschließung von dezentralen, flexiblen Anlagen ist, die Eintrittshürden so gering wie möglich zu halten und gleichzeitig die notwendige Sicherheit und Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Gerade für „kleine" Akteure, die ihre Flexibilität dem Energiesystem bislang nicht oder nur sehr eingeschränkt zur Verfügung stellen konnten, soll die Flexibilitäts-Plattform eine Möglichkeit der aktiven Partizipation bieten.

Hierzu setzt das vorgeschlagene Plattform-Konzept auf zwei unterschiedliche Produktarten. Anhand einer differenzierten Betrachtung wurde in Anlagen mit und ohne aktive Vermarktung unterschieden. Das sog. „Fahrplanprodukt" steht Anbietern zur Verfügung, die in der Lage sind, ihr Flexibilitätsangebot individuell zu bestimmen und entsprechend zu bepreisen. Die „Langzeitkontrahierung" bezeichnet hingegen eine alternative Angebotsmöglichkeit, welche explizit für Kleinanlagen entwickelt wurde. Dabei wird die notwendige Interaktion des Flexibilitätsanbieters mit der Plattform deutlich reduziert. Nach einmaliger Zustimmung zur Flexibilitätsnutzung unter definierten Randbedingungen erfolgt die Vermarktung auf der Plattform vollautomatisiert anhand von Aggregation und Prognose.

Unabhängig von der aktuellen Ausgestaltung ist eine zukünftige Erweiterung der Produktpalette durchaus denkbar. Je nach technischer Entwicklung und spezifischen Anforderungen können diese entsprechend ergänzt werden.

Die zunehmende Verzahnung zwischen Netz und Markt macht eine effiziente Koordination der Netzbetreiber unabdingbar. Die genaue Abstimmung der Netzprozesse mit dem Marktgeschehen bedarf noch weiterer Forschung.

Bei der Ausgestaltung der Flexibilitäts-Plattform wurde auf bestehende Prozesse aufgebaut, um dieses neue Tool möglichst gut in das bestehende Netzengpassmanagement der Netzbetreiber zu integrieren. Wichtig ist dabei zu bedenken, dass diese Eingriffe immer auch Rückwirkungen auf das Energiesystem allgemein haben können und mit überlagertem Marktgeschehen interagieren.

Im Rahmen der Diskussionen zum FNN Konzept zur Koordination von Netz und Markt („FNN-Koordinierungsfunktion", KOF) wird hierbei großer Wert auf eine koordinierte Ansteuerung von Erzeugern und Verbrauchern bei der Interaktion von Netz und Markt gelegt, um kritische Netzzustände zu vermeiden. Hierzu ist ein Ansatz zur gemeinsamen und sicheren Nutzung von Steuerungsinfrastrukturen unabdingbar. Dies steht nicht in Konflikt mit dem Einsatz einer Flexibilitäts-Plattform. Während die Plattform insbesondere auf die Einbindung der dezentralen Flexibilität abzielt, verfolgt die KOF vor allem das Ziel der Priorisierung von Schalthandlungen. Die beiden Konzepte sehen vor, die Veranlassung von Schalthandlungen bzw. die Priorisierung von Schalthandlungen zentral zu „entscheiden" und konkrete Anweisungen an die entsprechenden Anlagen zu vergeben.

Da das Konzept der Flexibilitäts-Plattform nach wie vor Teil der aktuellen Forschung ist, bedarf es noch einer detaillierteren Ausgestaltung der Prozesse sowie der notwendigen Schnittstellen. Dies betrifft auch das Zusammenspiel des Netzengpassmanagements von ÜNB und VNB.

Weiter ist noch zu klären, welche Auswirkungen das Akteursverhalten auf die Markt- und Netzprozesse hat.

7.5 Partizipative Aspekte in der Erprobung und Demonstration von Innovationen im Energiesystem

Bei der Gestaltung und Realisierung von Demonstrationsprojekten mit Schaufenstercharakter sind Maßnahmen und Konzepte zu integrieren, welche für die teilnehmenden Personen Anreize bieten und einen angemessenen Kommunikationsrahmen bilden. Die Schaffung von Akzeptanz und die Ermöglichung der partizipativen Teilnahme bieten die Grundlage für die Durchdringung von neuen Lösungen im digitalen Energiesystem.

Projektziele und -limitierungen sind als Ausgangslage für die Wahl von Form und Ausmaß der Partizipation in Schaufensterprojekten zu berücksichtigen.

Partizipation kann in verschiedenen Ausprägungen erfolgen. Gemäß der Begriffserklärung nach der Arnstein'schen Partizipationsleiter unterscheiden sich diese nach dem Grad des potenziellen Einflusses. In der Literatur wird in vier Ebenen der Partizipation unterschieden: Information, Konsultation, Kooperation und Autonomie. Die Stufen unterscheiden sich nach Projektabsicht. Als Grundlage der Konzeptentwicklung zur Einbindung von Bürger*innen sind demnach die inhaltliche Vorgabe zur Zielerreichung und die Rolle der Teilnehmer*innen – sowie die Projektlimitierungen (zeitlich und budgetär) zu definieren. Daraus lassen sich die angemessene Form und das Ausmaß der Partizipation sowie die Zielgruppe ableiten, welche als Grundlage für die Erhebung von Anreizen zur Teilnahme und Entwicklung von Kommunikationsstrategien dienen. Im Rahmen des Demonstrationsprojektes werden die ersten beiden Stufen (Information und Konsultation) voll erfüllt. Die folgende Stufe der Kooperation wird z. B. durch die Zustimmung zur Einbindung der eigenen Anlagen in das Demonstrationsprojekt erreicht.

Bei der Erprobung von innovativen Technologien spielen primär emotionale Anreize und intrinsische Motivation sowie das Bewusstsein über den Projektmehrwert eine Rolle.

Relevante Anreizmechanismen zur Teilnahme an Demonstrationsprojekten stehen im Zusammenhang mit dem Diffusionsgrad der erprobten Innovation. Demnach ist die Ansprache emotionaler Anreize und intrinsischer Motivation zu Beginn der technologischen Diffusion ausschlaggebend. Sie sollten demnach im Partizipationskonzept entsprechend berücksichtigt werden. Umfrageergebnisse zu Teilnahmegründen am C/sells-Feldversuch zeigen primär intrinsische Motivation. Dies spricht dafür, dass es sich um die Gruppe der sogenannten „Forerunner (Early Mover)" handelt. Umweltaspekte, Regionalität, technologische Weiterentwicklung und Gemeinschaftsgefühl werden als wesentliche Anreize zur Teilnahme genannt. Auch das Bewusstsein über den Nutzen der Innovation stärken das Interesse und die Teilnahmebereitschaft. Neben dem Mehrwert für den lokalen Anwendungsfall (bspw. Image als „Leuchtturmprojekt" in der Region) stärken im Fall des Feldversuchs Informationen zum übergeordneten Ziel der Projektinhalte (bspw. Beitrag zu Energiewende) die Bewusstseinsbildung. Zur Erreichung einer weiteren Diffusion der Innovation sind rationale Motivationsfaktoren zu gewährleisten. Beispiele hierfür wären einfache Teilnahmebedingungen, finanzielle Anreize oder zusätzliche Service-Dienste.

Bei der Ansprache der Teilnehmer ist die Wahl des Kommunikationsmediums sowie vorbereitend die Einbeziehung von relevanten Stakeholdern und Multiplikatoren entscheidend.

Um unterschiedliche Alters- und Gesellschaftsschichten zu erreichen, sind neben Kommunikationskanälen wie Social Media oder einem Webauftritt die Einbeziehung lokaler und regionaler Printmedien in der Projektregion empfehlenswert. Parallel hierzu weisen am Beispiel des Feldversuchs Informationsveranstaltungen vor Ort eine hohe Interaktion mit Interessierten auf. Neben eigenständigen Veranstaltungen können Gruppen mit geringerem oder passivem Interesse durch die Integration in bestehende Veranstaltungen (bspw. Marktfest) angesprochen werden. Bei der gezielten Ansprache von potenziellen Probanden ist auf die Balance zwischen ausreichenden technischen Informationen zur Teilnahmevoraussetzung bei gleichzeitiger Vermeidung einer zu hoch wahrgenommenen technischen Informationshürde zu achten. Begleitend zu den kommunikativen Maßnahmen schafft die frühzeitige Einbindung von relevanten Stakeholdern (bspw. Gemeinderat oder Bürgermeister) sowie die Integration von Multiplikatoren (bspw. lokale Arbeitsgruppen) einen

Vertrauensaufbau in das Projekt. Hilfreich für die Ansprache von Teilnehmer*innen sind positive Erfahrungen durch bereits erfolgreich durchgeführte Aktivitäten im Themengebiet (z. B. Energiewende-Maßnahmen) des geplanten Projektes.

Begleitende und akteursspezifische Kommunikationsmaßnahmen und -angebote während der Projektlaufzeit stärken das Vertrauen in das Projekt und Team sowie die Interaktionsbereitschaft.

Als vertrauensbildende Maßnahme zeigt sich die Verknüpfung von Projekt und handelnden Akteuren („Köpfe hinter dem Projekt") sowie die Möglichkeit der direkten Kontaktaufnahme für die teilnehmenden Probanden. Aus dem Austausch mit Teilnehmer*innen des Feldversuchs geht hervor, dass bereits das Angebot eines direkten und persönlichen Ansprechpartners die notwendige Sicherheit für eine Teilnahme am Demonstrationsprojekt bietet. Diese direkte Kommunikationsmöglichkeit wird durch regelmäßig stattfindende Formate wie Newsletter oder Berichte in lokalen Printmedien flankiert. Im Projekt werden dabei die bereits erwähnten Stakeholder und Multiplikatoren bspw. in Form von Zitaten oder Statements eingebunden, um deren anhaltende positive Verbindung zum Projekt darzulegen. Die Eignung von digitalen Medien ist abhängig von der Altersstruktur der Teilnehmer*innen.

7.6 Intelligente Messsysteme als zentrales Element der Demonstration

Anwendung, Erprobung und Weiterentwicklung einer interoperablen, digitalisierten Infrastruktur im Rahmen von Forschungsprojekten erhöht die Komplexität, generiert jedoch einen Mehrwert für viele Stakeholder.

Für die Analyse und Evaluation des wissenschaftlichen Use Cases „Demonstration einer Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität" stehen sich der Aufbau einer proprietären sowie die Nutzung einer interoperablen Infrastruktur gegenüber. Auch wenn die Verwendung von proprietärer sowie temporär für das Forschungsvorhaben geschaffener Infrastruktur eine schnellere Umsetzung ermöglicht, so bietet der Einsatz der interoperablen Infrastruktur der intelligenten Messsysteme zusätzlichen Mehrwert für das Projekt und seine Teilnehmer. Erfahrungen im Bereich der Kundenkommunikation, der Montage der iMSys und Steuerbox vor Ort, verschiedener Zähler- und Messkonzepte sowie der betroffenen Prozesse und deren technische Analyse bieten wichtige Erkenntnisse für den anstehenden flächendeckenden Rollout der Infrastruktur. Dabei erhöht sich die Komplexität durch die Einbindung der notwendigen Rollen und Unternehmen, welche in der Prozesskette vom Use Case bis zur Kundenanlage notwendig sind.

Für die Reduzierung der Komplexität auf Seiten des Kunden empfiehlt sich eine speziell entwickelte App, um die Messwertvisualisierung zu erleichtern und die notwendigen Informationen zu transportieren. Zudem erleichtert ein Demonstrationsaufbau die Diskussion mit Experten aus der Branche und ermöglicht die visuelle Darstellung des Use Cases inkl. der Funktionsweise und Herausforderungen.

Die Nutzung der Infrastruktur der intelligenten Messsysteme stellt das Bindeglied zwischen der Flexibilitäts-Plattform und der Kundenanlagen dar. Die sichere Übertragung von Messwerten und Schaltbefehlen konnte über alle Prozessebenen hinweg demonstriert werden.

Eine der Prämissen des Projekts lautet, die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme für die Demonstration in den Feldversuchen zu nutzen und zu erproben. Somit müssen die im Feld verbauten flexiblen Anlagen mit den iMSys kompatibel sein. Dies ist in der derzeitigen Ausgestaltung der Geräte nur bedingt möglich, wodurch lediglich Anlagen eingebunden

werden können, welche bereits heute über eine Ansteuerung per Rundfunksteuerung verfügen (überwiegend EE-Anlagen bzw. Verbraucher nach § 14a EnWG). Somit sind bspw. Batteriespeicher nicht ohne zusätzlichen technischen Aufwand integrierbar. Die Anforderung aus Sicht des Altdorfer Flexmarkts beinhaltet dabei die Übertragung von Messwerten für den Erbringungsnachweis von Flexibilität als auch die Übermittlung von Schaltbefehlen: In Bezug auf die Messwerte sind derzeit 14 sogenannte Tarifanwendungsfälle (TAF) definiert, wovon TAF 7 (Zählerstandsgangmessung), TAF 9 (Bereitstellung der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage) und perspektivisch TAF 10 (Bereitstellung von Netzzustandsdaten) für den Anwendungsfall benötigt werden. Für die Übermittlung und Umsetzung von Schaltbefehlen wird auf ein Kommunikationsszenario zurückgegriffen, welches auf Initiative eines externen Marktteilnehmers etabliert wird (HKS 4). Die genannten notwendigen Funktionen sind durch die zur Verfügung stehenden zertifizierten Smart-Meter-Gateways (SMGW) nur teilweise abgedeckt, weshalb im Feldversuch nicht zertifizierte Geräte als Untermessung bei den Probanden verbaut sind. Neben den eigentlichen Funktionen gibt das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) eine Systemarchitektur für die Anwendung der iMSys-Infrastruktur vor. Neben dem Gateway-Administrator ist der aktive externe Marktteilnehmer einzubinden, um auf die iMSys-Infrastruktur zugreifen zu können. Eine noch nicht definierte Rolle ist die Koordination von Schaltbefehlen im Falle von gleichzeitigen sich ggf. widersprechenden Schaltbefehlen. Im Falle von C/sells tritt der Altdorfer Flexmarkt zwar als singulärer Nachfrager auf, dennoch sind Lösungen wie z. B. die Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene des FNN notwendig. Die Anwendung der interoperablen iMSys-Infrastruktur als Bindeglied zwischen Flexibilitäts-Plattform und Kundenanlage ermöglicht die Skalierung des Konzeptes und Übertragung auf weitere Netzgebiete.

Intelligente Messsysteme (sowie zugehörige Rollen und Komponenten) sind neben dem netzdienlichen Einsatz von Flexibilität für weitere Use Cases vorgesehen. Die technische Eignung auf Basis der Zuverlässigkeit, des anfallenden Datenvolumens sowie der auftretenden Latenzzeit konnte in der Infrastrukturanalyse untersucht und Kennzahlen abgeleitet werden.

Neben der primären Umsetzung einer Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität beinhaltet der Feldversuch eine umfangreiche Analyse der iMSys-Infrastruktur. Hierdurch lassen sich Rückschlüsse ziehen, wie zuverlässig bspw. die Durchführung von Schaltungen bzw. die Initiierung von Tarifanwendungsfällen ist. Weiterhin können durch die Integration zusätzlicher Messpunkte Aussagen bzgl. der auftretenden Latenzzeit bei der Befehlsübermittlung als auch des notwendigen Datenvolumens getroffen werden.

Im Rahmen der Infrastrukturanalyse wurden in Summe über 6.000 Schaltungen durchgeführt. Die Erfolgsquote liegt dabei bei 98,7 %, wobei sich die gescheiterten Befehle den Komponenten vor Ort beim Kunden sowie der Prozesskette dorthin zuordnen lassen. In einem vorgelagerten Feldversuch konnte eine vergleichbare Erfolgsquote erreicht werden. Das anfallende Datenvolumen hängt sehr stark von der jeweiligen Nutzung des intelligenten Messsystems ab: Für täglich ablaufende Serviceprozesse sowie die Übermittlung des täglichen Zählerstandsganges ergibt die Analyse im Median ein Datenvolumen von 0,15 MB sowie 0,1 MB. Bei der Durchführung einer Schaltung mit umrahmender Messung (ca. 5 Leistungs-Messwerte vor und nach der Schaltung) ergibt sich im Median ein Datenvolumen von ~40 kB. Eine Zusatzauswertung bzgl. der dauerhaften Übermittlung von zehn Messwerten in 30 Sekunden Auflösung resultiert in einem täglichen Datenvolumenbedarf von 10 MB. Dies kann durch einen Paketversand auf 0,5 MB (stündlichen Versand) bzw. 0,3 MB (8-stündiger Versand) reduziert werden. Aufgrund der Prozesskette (Flexibilitäts-Plattform → aktiver Externer Marktteilnehmer → Gateway-Administrator → Smart Meter Gateway → Zähler/Steuerbox) treten zwischen Befehlsinitiierung und -umsetzung Latenzzeiten auf. Bei

der Durchführung von Schaltungen sind dies im Median zwischen 2 und 2,5 Minuten. In dem bereits erwähnten vorgelagerten Feldversuch wurden bei einem vergleichbaren Prozess Latenzzeiten von 90 s erzielt. Bei der täglichen Übermittlung von Messwerten zu Abrechnungszwecken ist die Latenzzeit nicht entscheidend. Werden Messwerte jedoch bspw. aufgrund einer Schwellwertverletzung (z. B. Spannungsband) versendet, so wurde eine Übermittlungszeit von 15 s im Median ermittelt. Auch wenn im Feldversuch die Infrastruktur von einem Verteilnetzbetreiber untersucht wurde, so geben die Kennzahlen eine Indikation bzgl. dem Einsatzgebiet für verschiedene Use Cases. Für den Einsatz im Rahmen einer Flexibilitäts-Plattform ist die untersuchte iMSys-Infrastruktur geeignet.

7.7 Ein bewertender Blick auf Flexibilitäts-Plattformen aus der Systemanalyse

Die Modellierung von Flexibilitäts-Plattformen in der Energiesystemanalyse erfordert eine vereinfachte Abbildung komplexer Mechanismen mit vielfältigen Wechselwirkungen. Durch die notwendige Vereinfachung verbleibt in den Ergebnissen Interpretationsspielraum.

Die Implementierung einer Flexibilitäts-Plattform in einem zukünftigen Zusammenspiel zwischen Netz und Strommarktdesign geht mit einer Vielzahl an Wechselwirkungen einher. Diese wurde teilweise im Kapitel 7.4 angesprochen (z. B. Inc-Dec-Gaming durch das inkonsistente Marktdesign). So bleibt das Akteursverhalten nach Etablierung einer Flexibilitäts-Plattform noch unklar. Die Abbildung in der Energiesystemanalyse kann diese Mechanismen nur eingeschränkt enthalten. Darüber hinaus sind im Modell ISAaR die unteren Netzebenen nicht abgebildet, wodurch hier keine Netzengpässe untersucht werden können.

Auch wenn die Aussagekraft durch die gewählte Modellierung limitiert ist, können durch den gewählten Ansatz die Auswirkungen auf die Gesamtkosten des Energiesystems und auch des Aufkommens von Einspeisemanagement und Redispatch gegeben werden.

Die Flexibilitäts-Plattform ist grundsätzlich geeignet, die Gesamtkosten des Energiesystems zu senken. Dies erfordert eine gesamtheitliche Optimierung des Flexibilitäts-Plattform-Einsatzes zusammen mit nachgelagertem Redispatch/Einspeisemanagement.

Durch einen Einsatz der Flexibilitäts-Plattform unter gleichzeitiger Optimierung des Redispatches wird eine bessere EE-Integration erreicht. Die Abregelung von Strom aus EE-Anlagen reduziert sich gegenüber dem alleinigen Redispatch bzw. dem kaskadierten Einsatz um 20 TWh. Die Systemkosten reduzieren sich durch den gemeinsamen Redispatch um ca. 2,9 %. Bei den CO_2-Emissionen wird durch den gemeinsamen Einsatz von Flexibilitäts-Plattform und Redispatch eine Reduktion um ca. 1,0 % erreicht.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich unter der Annahme der Beteiligung neuer Flexibilitätsanbieter am Netzengpassmanagement die Systemkosten und CO_2-Emissionen durch Flexibilitäts-Plattformen vermindern lassen. Dies bedingt einen gemeinsamen Einsatz der Flexibilitäts-Plattform und des konventionellen Redispatchs, bei welchem die Flexibilitäts-Plattform zwar Vorrang hat, jedoch den Einsatz von Redispatch zulässt, sobald dieser günstiger ist.

7.8 Reallabore zur Ausgestaltung von Musterlösungen für ein zukunftsfähiges Energiesystem

Der Transfer von zukunftsfähigen Konzepten in die Praxis erfordert ein neues Element in der Energieforschung: Reallabore können diese Lücke schließen.

Das BMWi definierte als Zielsetzung für die SINTEG-Projekte die Entwicklung von *„„Blaupausen" für die breitenwirksame Umsetzung einer intelligenten Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien […]. Die Schaufenster sollen Wissen, Erfahrungen und Aktivitäten systemübergreifend bündeln, die technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Herausforderungen der Energiewende der nächsten Jahrzehnte angehen und in der Praxis getestete Musterlösungen liefern.*" Daraus lässt sich ableiten, dass es sich nicht um reine F&E-Projekte handeln sollte. Stattdessen sind noch weitere Schritte von den entwickelten Lösungen in Richtung Realbetrieb notwendig.

Hieraus resultieren verschiedene Anforderungen an die Projektbeteiligten:

- Durch den klaren Demonstrationsfokus mussten sich alle entwickelten Lösungen an den Prozessen der beteiligten Akteure orientieren, um eine Umsetzung nahe des Realbetriebs zu ermöglichen.
- Viele der entwickelten Konzepte und Lösungen erfordern eine Neustrukturierung des etablierten Rollenverständnisses. Um hier zu einem volkswirtschaftlich sinnvollen Ergebnis zu kommen, ist eine Weiterentwicklung an diversen Stellen notwendig.
- Der Innovationscharakter der Lösungen verhindert in der Projektkonzipierung den „klassischen" Wasserfallansatz. An seine Stelle rückt ein iterativer Ansatz mit einem ständigen Wechselspiel aus Konzept, Umsetzung und Review.

Die SINTEG-Projekte und dabei insb. C/sells mit dem von der FfE entwickelten Altdorfer Flexmarkt greifen genau diese Aspekte auf und lassen sich damit als Reallabore bezeichnen.

Der Ansatz der SINTEG-Projekte über Musterlösungen und Blaupausen war in Verbindung mit der SINTEG-V der erste Schritt in die richtige Richtung; der Ansatz muss aber weiterentwickelt werden.

Die SINTEG-Projekte waren Vorreiter der BMWi-Reallabore: In „Energiewirtschaften Positionen" der C/sells-Community wird der Mehrwert von solchen Reallaboren wie folgt erläutert*: „Während heutige praktische Umsetzungen von wissenschaftlichen Theorien oder Feldversuchen stark durch spezielle regulatorische Rahmenbedingungen eingeschränkt sind, muss der Gesetzgeber [in Reallaboren] Möglichkeiten schaffen, auch neue Wege in der Praxis erproben zu können.*" In diese Richtung zielt auch die sog. SINTEG-V: Diese zeitlich befristete Verordnung mit „Experimentieroptionen" soll den SINTEG-Projekten die Erprobung neuer Netzbetriebskonzepte, Technologien und Geschäftsmodelle ohne wirtschaftliche Nachteile ermöglichen.

In der praktischen Umsetzung hat sich jedoch gezeigt, dass der reine Ausgleich von wirtschaftlichen Nachteilen den bürokratischen Aufwand nicht rechtfertigt und auch der mögliche Teilnehmerkreis zu eng gewählt wurde: Für den Altdorfer Flexmarkt war es nicht möglich, die Probanden über den entwickelten Marktprozess zu vergüten, weil diese keine offiziellen Projektpartner waren. Stattdessen wählte man den etablierten Ansatz über Kompensations- und Entschädigungszahlungen. Eine Aussage über die Skalierbarkeit der marktlichen Prozesse ist daher natürlich nur eingeschränkt möglich.

Um das volle Potenzial als Katalysatoren für die Energiewende zu entfalten, müssen Reallabore als umfassende Testräume für Innovation in Technologie, Regulierung und Governance ausgestaltet werden. In C/sells wurde an vielen Stellen der Fokus auf den technisch-prozessualen Proof-of-Concept gelegt. Um ein Reallabor noch deutlicher als notwendigen Zwischenschritt zwischen Forschung und Realbetrieb zu etablieren, müssen in zukünftigen Projekten weitere Innovationsräume in verschiedenen Bereichen ermöglicht werden.

Eine übergeordnete Projektmethodik für den strukturierten Übergang von der Idee in die Umsetzung ist für Reallabore essentiell. Die Use Case Methodik hilft nicht nur beim strukturierten Entwickeln der Use Cases, sondern schafft Vergleichbarkeit und schnelles Verständnis.

Reallabore wie C/sells zeichnen sich durch die Vielfältigkeit der Akteure mit unterschiedlichsten Vorhaben und Anwendungsfällen unter einem gemeinsamen Ziel aus. Essenziell für die gemeinsame Zielsetzung ist dabei das Heben von Synergien: Nur eine effiziente, gute und übersichtliche Zusammenarbeit der vielen Partner führt zur besseren Nutzung von Ressourcen.

Hier setzt die Use Case Methodik an: Sie bietet eine Anleitung, wie die Zusammenarbeit strukturiert werden kann und auf welche Aspekte bei Konzeption und Umsetzung geachtet werden muss. Die Methodik an sich ist dabei bereits seit mehreren Jahrzehnten etabliert, wird stetig weiterentwickelt und stellt im Smart Grid-Kontext einen Branchenstandard dar. Was C/sells gezeigt hat, ist: Die Komplexität der Use Case Methodik ist hoch und der Einstieg fällt nicht immer leicht. Mit den Erfahrungen aus dem Feldversuch in Altdorf und einer Vielzahl an Expertengesprächen wurde daher ein Kochrezept zur Anwendung der Use Case Methodik erstellt.

Die Erfahrungen in der Anwendung der Use Case Methodik zeigen, dass bei komplexen Use Cases die strukturierte Herangehensweise dieser Anwendungshilfe sinnvoll ist. Auch können, durch die ähnliche Art und Weise der Dokumentation der erarbeiteten Schritte, Projektpartner ihre Use Cases wechselseitig schnell verstehen. So können übergeordnete Synergien erkannt und gehoben werden. Hierzu kann die Anwendungshilfe als ein Angebot für die Konzeption von innovativen Anwendungsfällen in einem funktionierenden Gesamtsystem gesehen werden. Zusätzlich kann die Use Case Methodik für eine einheitliche gemeinsame Dokumentation genutzt werden. So kann auch das Gesamtprojekt mit allen einzelnen Anwendungsfällen in einem Architekturmodell dargestellt werden.

Reallabore bieten neue Handlungsoptionen und Rollen für die energiewirtschaftliche Forschung.

Neben den großen Herausforderungen für die Praxispartner sind Reallabore für die energiewirtschaftliche Forschung aus akademischer Sicht ein spannendes Forschungsfeld mit steigender Relevanz. Am Beispiel von C/sells lässt sich dies exemplarisch erläutern:

Die hohe Komplexität der Fragestellungen erfordert eine strukturierte Herangehensweise unter Berücksichtigung der in der ersten These beschriebenen Aspekte. Das akademische Ingenieurswesen kann die dafür notwendigen Fähigkeiten abdecken. In C/sells wurde ein Musterlösungsprozess genutzt, um aus den Konzepten der Partner Musterlösungen für den Anwendungsfall zu identifizieren. Die damit verbundene mehrfache Bewertung und Kategorisierung von Tätigkeiten entspricht an vielen Stellen einer wissenschaftlichen Arbeitsweise. Durch die der Wissenschaft zugrundeliegende Sachorientierung und Neutralität ist eine Neugestaltung der energiewirtschaftlichen Rollen ohne potenzielle Verbindlichkeiten, z. B. aus Verbandsdiskussionen, möglich. All dies und noch weitere Argumente sprechen für eine herausgehobene Rolle der Wissenschaft bei der Planung und Durchführung von Reallaboren. Die enge Zusammenarbeit mit verschiedenen Praxispartnern bietet darüber hinaus viele Gelegenheiten zur Erhebung von Daten (z. B. Netztopologien oder Lastverläufe) sowie die Möglichkeit, die eigenen Simulationsmodelle durch Messwerte zu validieren, was der wissenschaftlichen Güte der Tätigkeiten zugutekommt.

Darüber hinaus lässt sich konstatieren, dass umfangreiche Reallabore, die ein großes Themenspektrum abdecken, ein immenses Potenzial für eine erkenntnisreiche Begleitforschung bieten.

8 Literatur

AEÖ-01 14	Jetzinger, Franz; Wohlmuth, Theresa; Schmid, Johannes: Eigenverbrauch von PV-Energie - Rahmenbedingungen, Möglichkeiten und Grenzen. Linz: Alpine-Energie Österreich GmbH, 2014
AGORA-04 17	Ropenus, Stephanie: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Berlin: Agora Energiewende, 2017
AGORA-102 17	SmartMarket-Design in deutschen Verteilnetzen - Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Ecofys, 2017.
AGORA-06 19	Jahn, Andreas et al.: Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen - Impuls. Berlin: Agora Energiewende, 2019.
AGR-01 07	Agrell, Per; Bogetoft, Peter: Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution. Sundsvall, Schweden: Sumicsid AB, 2007
AICH-02 14	Aichele, Christian et al.: Smart Market - Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Aichele, 2014.
AMP-01 14	Amprion: Genehmigungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (FBKB) - in der CWE-Region gemäß Art.15 Abs. 2 EU-VO 714/2009. Dortmund: Amprion, 2014.
APE-01 08	Adib, Parviz et al.: Market Power and Market Monitoring. In: Competitive Electricity Markets - Chapter 7; Santa Clara, CA, USA: Automated Power Exchange, 2008.
APH-01 16	Aphram, Sarah; Glotzbach, Lukas: Rechte und Pflichten der Akteure an regionalen Flexibilitätsmärkten unter Berücksichtigung der Transformation der Energieversorgung. Graz: 14. Symposium Energieinnovation, 2016
AREGV-01 15	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015
ARNS-01 69	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
BAUM-101 14	Karg, Ludwig et al.: E-Energy Abschlussbericht - Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. München / Berlin: B.A.U.M. Consult GmbH, 2014.
BAY-01 19	Westphal, Egon Leo et al.: Flexumer als Gestalter der digitalen Energiezukunft – Eine Begriffseinordnung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/8. Berlin: Bayernwerk AG, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.
BBEV-01 18	Eichler, Natalie et al.: Blockchain, data protection, and the GDPR - Positionspapier. Berlin: Blockchain Bundesverband e. V., 2018.
BDE-02 18	BDEW: Branchenleitfaden - Vergütung von Redispatch-Maßnahmen. Berlin: BDEW, 2018.
BDEW-08 13	BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin: BDEW, VKU, GEODE, 2013
BDEW-02 14	Standardlastprofile Strom. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014
BDEW-03 15	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW/VKU/GEODE Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen

Gas. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015

BDEW-08 15 Smart Grids Ampelkonzept - Ausgestaltung der gelben Phase. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2015

BDEW-103 16 Frein, Christina: Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt - Anwendungshilfen - Strom und Gas. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016.

BDEW-105 16 BDEW: Leitplanken für die Ausgestaltung des Energieinformationsnetzes in einer dezentralen Energiewelt. Berlin: BDEW, 2016.

BDEW-106 17 Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2017.

BDEW-111 17 Ausgestaltung des § 14a EnWG - Positionspapier. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2017.

BDEW-09 18 BDEW: Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements. Berlin: BDEW, 2018.

BDEW-15 18 Diskussionspapier Flex-Router-Konzept - Ein Impuls der Verteilnetzbetreiber der Projektgruppe DSO 2.0 im BDEW. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2018.

BDEW-04 19 Redispatch 2.0. In: https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/. (Abruf am 2019-10-27); Berlin, DE: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019.

BEE-01 18 Bundesverband für Erneuerbare Energien e.V.: Leistungsfähigkeit des Stromnetzes für die Energiewende verbessern - Optimierungsaufgabe Netzbetrieb. Berlin: Bundesverband für Erneuerbare Energien e.V., 2018.

BET-01 19 Zander, Wolfgang et al.: Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Aachen: BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2019.

BFST-01 18 Intelligente Stromzähler - Smart Meter. In: http://www.bfs.de/DE/themen/emf/hff/quellen/smart-meter/smart-meter_node.html. (Abruf am 2019-09-24); Salzgitter: Bundesamt für Strahlenschutz, 2018.

BGH-01 14 BGH · Beschluss vom 3. Juni 2014 · Az. EnVR 10/13 (Stromnetz Homberg). Karlsruhe: Bundesgerichtshof, 2014

BMJV-01 09 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 14a Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung in: http://www.webcitation.org/6g3RzfEzx. Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2009

BMJV-01 98 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). Berlin: Bundesministerium der Justiz, 1998

BMU-04 19 Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2019.

BMWI-07 15 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015

BMWI-34 15 Bekanntmachung zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda

für die Energiewende“ (SINTEG) - Vom 19. Januar 2015. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015

BMWI-44 16 Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV) (AbLaV). Ausgefertigt am 2016-08-16, Version vom 2016-12-22; Berlin: BMWi, 2016.

BMWI-47 16 Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Ausgefertigt am 2016-08-29, Version vom 2016-09-01; Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016.

BMWI-119 17 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende - Informationen zum SINTEG-Programm. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017.

BMWI-03 18 Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.

BMWI-09 18 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.

BMWI-15 18 Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Ausgefertigt am 2018-06-20; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI), Bundesgesetzblatt, 2018.

BMWI-19 19 Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG). Ausgefertigt am 2019-05-13; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.

BMWI-21 19 Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. In: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/verordnung-bundeseinheitliche-uebertragungsnetzentgelte.html. (Abruf am 2019-11-14); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.

BMWI-29 19 Freiräume für Innovationen - Das Handbuch für Reallabore. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.

BNE-02 15 Decentralized Flexibility Market 2.0 - A market based solution for organizing access to flexibility on the local distribution network. Berlin: Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., 2015.

BNETZA-32 11 "Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn: BNetzA, 2011.

BNETZA-05 13 Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2012. Bonn: BNetzA, 2013

BNETZA-17 13 Monitoringbericht 2013 - gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013

BNETZA-33 13 Bundesnetzagentur: Festlegungsverfahren zu Datenaustauschprozessen im Rahmen des Energieinformationsnetzes (Strom) - BK6-13-200. Berlin: Bundesnetzagentur, 2013.

BNETZA-12 14 Monitoringbericht 2014 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2014

BNETZA-01 15 Monitoringbericht 2015. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015.

BNETZA-09 15 Anlagenregister Erneuerbare Energien in: http://www.bundesnetzagentur.de/ Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015

BNETZA-17 15 Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung - Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Bonn: Bundesnetzagentur, 2015

BNETZA-40 15 Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2015

BNETZA-01 16 Monitoringbericht 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2016.

BNETZA-01 16 Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016

BNETZA-01 17 Monitoringbericht 2017. Bonn: Bundesnetzagentur, 2017.

BNETZA-05 17 Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität - Diskussionspapier Stand 03. April 2017. Bonn: Bundesnetzagentur, 2017

BNETZA-123 17 Festlegungsverfahren zur Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher gemäß § 26a StromNZV - Konsultation von Eckpunkten. Bonn: Bundesnetzagentur, 2017.

BNETZA-124 17 Haller, Barbie Kornelia: Flexibilität im Stromversorgungssystem. In: Tagung ARGE VNB OST; Leipzig: Bundesnetzagentur, 2017.

BNETZA-125 17 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Digitale Transformation in den Netzsektoren - Aktuelle Entwicklungen und regulatorische Herausforderungen. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017.

BNETZA-03 18 Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung 2019-2030. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2018.

BNETZA-05 18 Bundesnetzagentur (BNetzA): Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0. Berlin: BNetzA, 2018.

BNETZA-20 18 Monitoringbericht 2018. Bonn: Bundesnetzagentur, 2018.

BNETZA-01 19 Moderne Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme. In: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html. (Abruf am 2019-01-15); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

BNETZA-06 19 Marktstammdatenregister - Öffentliche Einheitenübersicht. In: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht. (Abruf am 2019-03-07); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

BNETZA-24 19 Marktstammdatenregister - Webhilfe. In: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStRHilfe/index.html#. (Abruf am 2019-08-21); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

BNETZA-25 19 KWKG-Umlage Wie hoch ist die Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)?. In: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/KWK_Umlage.html. (Abruf am 2019-09-18); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

BNETZA-26 19 Monitoringbericht 2018 - Elektrizitätsmarkt -E- Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration. Bonn: Bundeskartellamt, Bundesnetzagentur (BNetzA) 2019.

BNETZA-34 19 Monitoringbericht 2019. Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

BNETZA-09 20 Bericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.

BOET-01 14 Böttcher, Jörg (Hrsg.): Stromleitungsnetze - Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte. Kiel: De Gruyter Verlag Oldenburg, 2014

BRD-03 19 Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG-Verordnung - SINTEG-V) (SINTEG-V). Ausgefertigt am 2017-06-14, Version vom 2019-05-13; Bonn: Bundesregierung, 2019.

BSI-102 15 Technische Richtlinie BSI TR-03109. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2015.

BSI-05 19 Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems (BSI TR-03109-1). Ausgefertigt am 2012-12-21, Version vom 2019-01-16; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2019.

BSI-01 20 Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG. Ausgefertigt am 2019-03-31, Version vom 2020-02-02; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2020.

BUW-02 09 Kamga, Alain Franck Kaptue: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemaßnahmen. Wuppertal: Bergischen Universität Wuppertal, 2009

BUW-02 16 Kornrumpf, Tobias et al.: Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2016.

BUW-03 16 Zdrallek, Markus et al.: Untersuchung des Daten- und Informationsbedarfs der Verteilungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung ihres Anteils an der Systemverantwortung. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2016.

BUW-02 18 Kotthaus, Kevin et al.:Concrete Design of local flexibility markets using the traffic light approach. In: CIRED Workshop, Ljubljana, 7-8 June 2018. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2018.

BWP-02 17 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.

CDU-01 18 Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD - 19. Legislaturperiode. Berlin: CDU, CSU und SPD, 2018.

CEDEC-02 19 An integrated Approach to Active System Management - WITH THE FOCUS ON TSO – DSO COORDINATION IN CONGESTION MANAGEMENT AND BALANCING. Brussels: CEDEC, 2019.

CENE-02 14 CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: SG-CG/M490/K_ SGAM usage and examples - SGAM User Manual - Applying, testing & refining the Smart Grid Architecture Model (SGAM) Version 3.0. Brüssel, Belgien: CENELEC, 2014.

CIAL-01 09 Cialdini, Robert: Influence - The psychology of persuasion. New York, USA: HarperCollins Publishers Inc., 2009.

CIRED-01 13 Jóhannsson, Hjörtur et al.: Coordination of system needs and provision of services. Stockholm: 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 2013.

CIRED-01 15 Mandatova, Pavla et al.: Electricity distribution investments - What regulatory framework do we need? In: 23rd International Conference on Electricity Distribution; Lyon, Frankreich: CIRED, 2015.

CISS-01 16 TotalFlex Final Report. Aalborg, Denmark: CISS, 2016.

CONS-01 16 Consentec: Notwendiger Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz. Aachen: Consentec, 2016.

CONS-01 19 Fritz, Wolfgang et al.: Mögliche Ansatzpunkte für Anreize zur Erweiterung der Transportkapazität im Übertragungsnetz - Beitrag zur Sitzung im Rahmen des Dialogprozesses Anreizregulierung beim BMWi. Berlin: Consentec GmbH, 2019.

CRA-01 17 Cramton, Peter: Electricity Market Design. In: Oxford Review of Economic Policy Volume 33, No. 4. Maryland, USA: University of Maryland, 2017.

DEL-01 19 Einhellig, Ludwig et al.: Smart Grid 2019 - Netzdienliche Leistungen über Smart Metering als neues und standardisiertes Instrument im Verteilnetz. München: Deloitte, 2019.

DENA-08 14 Deutsche Energie-Agentur (dena): Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. Berlin: dena, 2014

DENA-105 17 Mischinger, Stefan et al.: dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen - Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.

DENA-09 18 Seidl, Hannes et al.: Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte - Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik - Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2018.

DESTATIS-03 17 Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014 - Sonderauswertung - Bewohnte Wohnungen nach Art der Nutzung, Gebäudegröße, Baujahr und Energieart der Beheizung nach Bundesländern. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2017

DEU-01 13 Deutscher Bundestag: Stromnetzausbau für konventionelle Kraftwerke und europäischen Stromhandel - Drucksache 17/13644. Berlin: Deutscher Bundestag, 2013.

DGT-01 17 Walter, Matthias: Platform Business Model Canvas in: [http://digital-ahead.de/portfolio-4-columns-2/] Abruf: 16.08.2017 Archived by WebCite at [http://www.webcitation.org/6sl1vrlfi]. Dresden: T-Systems MMS, 2017

DIN-02 08 Heizsysteme in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast – Nationaler Anhang NA (DIN EN 12831 Beiblatt 1). Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2008

DKE-01 17 Generische Anforderungen an Intelligente Elektrizitätsversorgungssysteme (Smart Grids) - Teil 1: Anwendung der Anwendungsfallmethodik speziell auf die Festlegung von generischen Anforderungen an Smart Grids nach dem IEC-Systemansatz (DIN IEC/TS 62913-1 (IEC SyCSmartEnergy/57/CD:2017)). Ausgefertigt am 2016-06, Version vom 2017-12; Entwurf Einsprüche bis zum 17.01.2018 möglich. Berlin: DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, 2017.

DSU-01 16 Endlich ein Canvas für Plattform-Geschäftsmodelle in: https://www.deutsche-startups.de/2016/04/05/endlich-ein-canvas-fuer-plattform-geschaeftsmodelle/ Abruf: 16.08.2017 Archived by WebCite http://www.webcitation.org/6skqkc6Pt. Köln: DS Media GmbH, 2016

DUV-01 07 Lang, Christoph: Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Großhandelsmarkt für Strom. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag, 2007

DWD-02 14

DWD-05 14 Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Offenbach: Deutscher Wetterdienst, 2014

EBER-01 17 Eberhardt, Jacob et al.: On or Off the Blockchain? Insights on Off-Chaining Computation and Data. Berlin: TU Berlin, 2017.

EBR-01 19 Schuster, Henning et al.: Das Zukunftsbild der Energielandschaft in Bayern - Regionale Versorgung in einem „Flower.Power-Energiekonzept". Regensburg: E-Bridge Consulting GmbH, 2019.

EBR-04 19 Büchner, Jens et al.: Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2019.

EBR-05 19 von Appen, Jan: Clean Energy Package und Flexibilität in Verteilnetzen - Aktuelle Entwicklungen und Auswirkungen auf die kleineren VNB - Vortrag auf der 10. Generalversammlung des Europäischen Verbands mittelständischer Energieunternehmen (EVME). Brixen: E-Bridge Consulting GmbH, 2019.

EBR-08 19 Büchner, Jens et al.: Market-based redispatch is a necessary complement to the current German re-dispatch regime. Bonn, Oslo, Vantaa: E-Bridge Consulting GmbH, 2019.

EC-03 11 Directorate B - Security of supply, Energy markets & Networks: M/490 EN Smart Grid Mandate - Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment. Brüssel: European Commission, 2011.

ECM-01 16 Schroedter-Homscheidt, Marion et al.: User's Guide to the CAMS Radiation Service - Status December 2016. Shinfield Park: ECMWF, 2016.

ECOFYS-01 18 Ecofys et al.: Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz - Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs. Berlin: Ecofys, 2018.

ECOP-01 01 Walter, Felix et al.: Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich. Bern: ECOPLAN & Factor Consulting + Management AG, 2001.

EEG-01 17 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2017

EER-01 18 ACER/CEER - Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 - Consumer Empowerment Volume. Ljubljana / Brussels: Council of European Energy Regulators, 2018.

ENGE-01 19 Engelbrecht, Daniel et al.: Demonstration of a Market-based Congestion Management using a Flexibility Market in Distribution Networks. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2019.

ENGELH-01 19 Engelhardt, Philipp et al.: Innovative Geschäftsmodelle steuern und skalieren. In: Controlling & Management Review 2/2019. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019.

ENRI-01 02 Fünfgeld, Christian et al.: Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Cottbus: Energieressourcen-Institut e.V., 2002.

ENTSOE-03 16 ENTSO-E: Continental Europe Operation Handbook Policy 4 - RG CE OH– Policy 4: Coordinated Operational Planning V. 4.0. Brüssel: ENTSO-E, 2016.

ENTSOE-03 17 entsoe et al.: The Harmonised Electricity Market Role Model. Brüssel, Belgien: entso-e aisbl, 2017.

ENWG-02 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Zuletzt geändert durch Art. 3 Abs. 4 G v. 4.10.2013. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013

ENWG-01 15 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2015

ENWG-02 16 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Berlin: Bundesregierung, 2016

ENWG-01 18 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) (EnWG). Ausgefertigt am 2005-07-07, Version vom 2018-12-17; Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2018.

EPEX-01 18 Schubotz, Maria et al.: Projekt enera: EWE und EPEX SPOT schaffen lokale Marktplattform zur Vermeidung von Netzengpässen. Essen / Oldenburg / Paris: EPEX SPOT SE, 2018.

EPEX-05 18 EPEX: Trading on EPEX SPOT. Paris: EPEX SPOT SE, 2018.

ET-07 14 et Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Ausgabe 07/2014) - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2014. ISSN 0720-6240.

ET-07 19 et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Ausgabe 7/8, 2019. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019. ISSN: 0720-6240.

ETG-01 14 Apel, Rolf; Berg, Volkmar; Fey, Bernhard; Geschermann, Kilian; Glaunsinger, Wolfgang; von Scheven, Alexander; Störzer, Martin; Wanzek, Siegfried: Regionalisierte Flexibilitätsmärkte - Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2014

EU-07 09 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

EU-18 09 Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) . Ausgefertigt am 2019-06-05, Version vom 2009-07-13; Brüssel: Europäische Union, 2009.

EU-16 15 Smart Grid Task Force EG3: Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility - EG3 Report. Brüssel: European Commission, 2015.

EU-03 19 Verordnung (EU) 2019/943 Des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) . Ausgefertigt am 2019-06-14; Brüssel: Europäische Union, 2019.

EU-04 19 Saubere Energie für alle Europäer (EU Winterpaket). Ausgefertigt am 2019-07-26; Luxemburg: Europäische Kommission, 2019.

EURL-01 09 Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG in: Amtsblatt der Europäischen Union. Brüssel: Europäische Union, 2009

EWE-01 15 Arnold, Christian: Verbundprojekt enera. Oldenburg: EWE AG, 2015.

EWI-02 08 Zoettl, Gregor; Grimm, Veronika Dr.; Ockenfels, Axel Prof. Dr.: Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2008

EY-01 13 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

FAL-01 18 Faller, Sebastian: Modellierungsmethodik skalierbarer Musterlösungen der digitalen Energiewirtschaft basierend auf Harmonisierung und empirischer Analyse bestehender Rollenmodelle. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch Prof. Mauch, Wolfgang: München, 2018.

FAT-01 17 Fattler, Steffen et al.: Einspeisemanagement - Auf der Suche nach den Ursachen. In: ET - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2017. Essen: etv Energieverlag, 2017.

FFAV-01 15 Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung - FFAV) - Freiflächenausschreibungsverordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108). Berlin: Bundesregierung Deutschland; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015

FFE-40 10 Schmid, Tobias: EEG-Datenbank in: https://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/356. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010

FFE-04 12 Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012

FFE-23 15 Wohlschlager, Daniela; Köppl, Simon Dipl.-Ing.: Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen – Stand Mai 2015 - Kostenparameter für Komponenten ausgewählter netzstabilisierender Maßnahmen im Niederspannungsnetz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015

FFE-56 15 Michael, Hinterstocker; Benedikt, Eberl; Von Roon, Serafin: Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015

FFE-04 16 Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016

FFE-25 16 Schmid, Tobias; Jetter, Fabian; Gallet, Marc: Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien - Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 in: https://www.ffe.de/download/article/616/20160518_Begleitdokument_regionalisierung_erneuerbarer_energien.pdf. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016

FFE-39 16 Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016

FFE-48 16 Leidl, Peter: Implementierung einer prognosebasierten Ladesteuerung für Heimspeichersysteme in GridSim - Bericht über die Forschungspraxis. Herausgegeben durch die Technische Universität München; betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München: FfE e.V., 2016

FFE-51 16 Das FfE-Netz-Simulationsmodell GridSIM in: https://web.archive.org/web/20170503085232/https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/641-das-ffe-netz-simulationsmodell-gridsim. München: FfE e.V., 2016

FFE-10 17 Regett, Anika; Zeiselmair, Andreas; Wachinger, Kristin; Heller, Christoph: Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht 1: Szenario-Analyse. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017

FFE-101 17 Dufter, Christa et al.: Evaluating business models of a decentralized energy system - Paper and poster presentation. In: 7th Solar Integration Workshop; Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE GmbH), 2017.

FFE-133 17 Hinterstocker, Michael et al.: Implementation of variable retail electricity rates in the german system of taxes, fees and levies. In: 15th IAEE European Conference 2017; Vienna: FfE GmbH, 2017.

FFE-147 17 Greif, Simon; Conrad, Jochen: Laufendes Projekt: Intelligente Wärme München. In: https://www.ffe.de/themen-und-methoden/waermeversorgung/740-intelligente-waerme-muenchen (Abruf am 2018-04-23); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6ytUyQKGe); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.

FFE-15 17 Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017

FFE-18 17 Bogensperger, Alexander; Lienert, Christoph; Zeiselmair, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas: 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

FFE-21 17 Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche

Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017

FFE-32 17 Müller, Mathias; Samweber, Florian; Leidl, Peter: 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

FFE-45 17 Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017

FFE-49 17 Samweber, Florian; Bogensperger, Alexander; Köppl, Simon: Intelligenz und Kupfer: eine ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen im Verteilnetz in: ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft (7/2017). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017

FFE-60 17 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

FFE-74 17 Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien - Teilbericht Einsatzreihenfolgen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017

FFE-01 18 Estermann, Thomas et al.: Steuerbox im Feldversuch - Umsetzung von Schalthandlungen mit der zukünftigen Smart-Grid-Infrastruktur bestehend aus intelligentem Messsystem und Steuerbox. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.

FFE-20 18 Pichlmaier, Simon et al.: Modelling the Transport Sector in the Context of a Dynamic Energy System, 41st IAEE conference Groningen. Research Center for Energy Economics, Munich. 2018.

FFE-26 18 Conrad, Jochen et al.: Modelling the Private Households Sector and the Impact on the Energy System. 41st IAEE conference 10-13 June 2018, Groningen, The Netherlands.

FFE-32 18 Köppl, Simon et al.: C/sells – Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands. In: https://www.ffe.de/themen-und-methoden/digitalisierung/688-c-sells-das-energiesystem-der-zukunft-im-solarbogen-sueddeutschlands. (Abruf am 2018-09-11); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/72LkM0abb); München: FFE, 2018.

FFE-33 18 Bogensperger, Alexander et al.: Kochrezept Use Case Methodik - Eine praktische Anwendungshilfe für alle C/sells-Partner. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.

FFE-35 18 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.

FFE-46 18

FFE-48 18 Zeiselmair, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des

Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.

FFE-60 18 Schmid, Tobias; Jetter, Fabian, Konetschny, Claudia: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 Version 2019. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2018.

FFE-64 18 Bogensperger, Alexander; Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Köppl, Simon; Müller, Mathias; Zeiselmair, Andreas, Wohlschlager, Daniela: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.

FFE-01 19 Müller, Mathias et al.: Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen - Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. Berlin: Conexio GmbH, 2019.

FFE-02 19 Zeiselmair, Andreas et al.: Erschließung von Kleinanlagen nach § 14a EnWG zur Flexibilitätsvermarktung. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 03/2019. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.

FFE-104 19 Fattler, Steffen et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.

FFE-106 19 Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Zeiselmair, Andreas; Wohlschlager, Daniela et al.: Gestalten statt Granteln – der Altdorfer Flexmarkt macht das Verteilnetz fit für die Energiewende!. In: C/sells-Community_ das Magazin 2019. Stuttgart: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., 2019.

FFE-109 19 Estermann, Thomas et al.: 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.

FFE-113 19 Wohlschlager, Daniela et al.: Beschleunigung intelligenter Energiesysteme - Erkenntnisse zur Umsetzung der Demonstrationsvorhaben des Projektes "C/sells". In: BWK ENERGIE Ausgabe 10, 2019. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2019.

FFE-14 19 Ostermann, Adrian et al.: Analysen zum Einspeisemanagement - Regionalisierter Flexibilitätsbedarf und Auswirkung auf den Strommarkt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.

FFE-23 19 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.

FFE-36 19 Zeiselmair, Andreas et al.: Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF) - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT). Wien: Technische Universität Wien, 2019.

FFE-37 19 Köppl, Simon et al.: Altdorfer Flexmarkt – Decentral flexibility for distribution networks. In: Internationaler ETG-Kongress 2019. Esslingen: VDE ETG, 2019.

FFE-47 19 Estermann, Thomas et al.: Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform - Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer

Flexibilitätsplattform. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.

FFE-62 19 Zeiselmair, Andreas et al.: Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen März/2019. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.

FFE-63 19 Faller, Sebastian et al.: Von der Idee zum Konzept in die Demonstration: Anleitung für die Use Case Methodik. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Juni/2019. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.

FFE-69 19 Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Verbundprojekt Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. Online: https://www.ffe.de/dynamis. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München, 2019.

FFE-80 19 Bogensperger, Alexander et al.: Smart Meter, Prosumer, Flexumer - Wie die Digitalisierung die Rolle von Verbrauchern verändert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.

FFE-85 19 Estermann, Thomas et al.: Field test to demonstrate a smart market platform via smart meter infrastructure. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2019.

FFE-90 19 Bogensperger, Alexander; Zeiselmair, Andreas; Faller, Sebastian: Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System?. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2019. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.

FFE-99 19 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.

FFE-01 20 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. et al.: 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.

FFE-03 20 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.

FFE-04 20 Wohlschlager, Daniela et al.: Ökologische Bewertung digitaler Energieinfrastruktur. In: 16. Symposium Energieinnovation 2020: ENERGY FOR FUTURE - Wege zur Klimaneutralität; Graz: Technische Universität Graz (TU Graz), Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), 2020.

FFE-05 20 Müller, Mathias et al.: Simulative Abbildung von Netzbelastungssituationen in einem realen Mittelspannungsnetz und resultierender Flex-Bedarf. In: Tagung Zukünftige Stromnetze Berlin: Conexio GmbH, 2020.

FFE-06 20 Wohlschlager, Daniela et al.: Intrinsische Anreize zur aktiven Teilnahme am Energiesystem der Zukunft - Nachhaltige Energiewende durch individuelle Motivation. In: BWK - Das Energie Fachmagazin Ausgabe 03, 2020. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2020.

FFE-07 20 Faller, Sebastian et al.: Anwendungshilfe Use Case Methodik - Eine praktische Anwendungshilfe für die Use Case Entwicklung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.

FFE-08 20 Faller, Sebastian et al.: Use Case Methodik mit SGAM: Die Chance für Effizienz- und Effektivitätsverbesserungen in Forschungsprojekten?. In: Science Lab 2020; Berlin: Conexio GmbH, 2020.

FFE-100 20 Zeiselmair, Andreas et al.: Digitalisierung, Flexibilitätsmarkt und Nachtspeicherheizungen - wie passt das zusammen?. In: BWK 11/2020. Düsseldorf: VDI Fachmedien, 2020.

FFE-103 20 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; Ljublijana: Energynautics, 2020.

FFE-121 20 Haller, Birgit et al.: Zellen demonstrieren das zukünftige Energiesystem. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 10, 2020. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2020.

FFE-33 20 Klempp, Nikolai et al.: Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform - Ein Diskussionspapier aus dem Projekt C/sells erschienen als FfE Discussion Paper 2020-02. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020.

FFE-48 20 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.

FFE-50 20 Faller, Sebastian: Mit der Use Case Methodik zur erfolgreichen Demonstration. In: https://www.ffe.de/978. (Abruf am 2020-07-10); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.

FFE-51 20 Faller, Sebastian et al.: Anwendungshilfe SGAM - Smart Grid Use Cases modellieren. In: Energiwirtschaftliche Tagesfragen 2020 Nr. 5. Offenbach: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), OFFIS e.V., 2020.

FFE-56 20 Estermann, Thomas et al.: Top-Down modelling of distributed exibility for usage at higher voltage levels. In: IFAC 2020; Berlin: VDI/VDE-GMA, 2020.

FFE-64 20 Klempp, Nikolai et al.: Netz und Markt verbünden - Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen. Stuttgart, München, Kassel, Karlsruhe: Universität Stuttgart, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Universität Kassel, Forschungszentrum Informatik, 2020.

FFE-66 20 Zeiselmair, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Use Case Beschreibung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.

FFE-69 20 Zeiselmair, Andreas et al.: Market power assessment in regional smart markets. In: 17th International Conference on the European Energy Market. Stockholm: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.

FFE-84 20 Springmann, Elisabeth et al.: C/sells - Demonstrationszellen im Realbetrieb - Infrastruktur, Partizipation, Vielfalt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2020.

FFE-96 20 Zeiselmair, Andreas et al.: Decentralizing Smart Energy Markets - Tamper-proof Documentation of Flexibility Market Processes. Mittweida: Blockchain Competence Center der Hochschule Mittweida, 2020.

FFE-11 21 Estermann, Thomas et al.: Technische Analyse der iMSys-Infrastruktur. In: Webinar: C/sells-Feldversuch; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.

FFE-13 21 Zeiselmair, Andreas et al.: Constrained Optimization as Allocation Method in Local Flexibility Markets. Basel, Switzerland: energies Special Issue "Innovation, Policy, and Regulation in Electricity Markets", 2021.

FFN-01 18 KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene - FNN-Hinweis. Berlin: FNN Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, 2018.

FFR-01 17 Fattler, Steffen et al.: Einspeisemanagement – Auf der Suche nach den Ursachen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.

FGH-01 17 Scheufeld, Oliver et al.: Auswahl repräsentativer Netznutzungsfälle zur Bewertung zukünftiger Systemzustände in der Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze. Aachen: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., 2017.

FP-01 83 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

FZI-01 18 Huber, Julian et al.: Engineering Smart Market Platforms for Market Based Congestion Management. Deutschland: FZI Forschungszentrum Informatik Karlsruhe, 2018.

FZI-02 18 Huber, Julian et al.: DSM-Plattform BW Online-Plattform zur Darstellung von flexibel zu- und abschaltbaren Lasten auf unterschiedlichen regionalen Skalen in Baden-Württemberg. Karlsruhe, Stuttgart, München, Ettlingen: FZI Forschungszentrum Informatik, 2018.

GOR-01 01 Gordijn, Jaap et al.: Designing and Evaluating E-Business Models. In: IEEE intelligent Systems 16;4 (2001) S. 11-17. Amsterdam: Gordijn, 2001.

GOR-03 03 Gordijn, Jaap et al.: Value-based requirements engineering: exploring innovative e-commerce ideas. In: Requirements engineering 8;2 (2003) S. 114-134. London: Gordijn, 2003.

GRÄ-01 07 Grässle, Patrick et al.: UML 2 Projektorientiert. Bonn: Grässle, 2007, ISBN: 978-3-8362-1014-0.

HARP-01 19 Harper, Ryan: Non-Collusive Market Failures in the Context of New Markets for Flexibility: An Application of the Residual Supply Index to the Altdorfer Flexmarkt & A Review of Historical Market Manipulation Cases . Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München - Chair of Energy Economy and Application Technology, betreut durch Prof. Dr.-Ing. Wagner, Ulrich; Prof. Dr.-Ing. Mauch, Wolfgan: München, 2019.

HEA-01 09 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

HERM-01 18 Hermanns, Jessica et al.: Flex2Market - Regionale Flexibilitätsmärkte entlasten das Verteilnetz. In: "Life Needs Power"; Hannover: Bergische Universität Wuppertal, 2018.

HERTZ-07 17 50 Hertz: Umsetzung der GLDPM in Deutschland - Umsetzung der GLDPM in Deutschland Abschlussworkshop zur Vorstellung der Implementierungsvorschriften. Berlin: 50 Hertz, 2017.

HERTZ-03 18 Meyer-Braune, Georg: Telefonat - Auf Nachfrage zum Projekt WindNODE; Interview, geführt von Lang, Christina; Berlin: 50Hertz, 2018

HERTZ-02 19 Prognose der Redispatchkosten und -mengen nach §13 Abs. 10 EnWG. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2019.

HILE-01 14 Twomey, Paul et al.: A Review of the Monitoring of Market Power - The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems. Cambridge: University of Cambridge, 2014.

HILL-01 14 Hiller, Thomas; Bodach, Mirko; Castor, Walter: Praxishandbuch Stromverteilungsnetze - Technische und wirtschaftliche Betriebsführung. Würzburg: Vogel Business Media, 2014

HIRT-01 19 Hirth, Lion et al.: Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets - Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power). Berlin: Neon Neue Energieökonomik GmbH (Neon), 2019.

HÖC-01 19 Höckner, Jonas et al.: Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmangement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfrage 69/2019. Essen: Universität Duisburg-Essen, 2019.

HOLS-101 17 Holstenkamp, Lars et al.: Handbuch Energiewende und Partizipation. Lüneburg, Bremen: Lars Holstenkamp, 2017.

HOPPE-01 15 Hoppe, Sven: Mandat M/490 Smart Grid Information Security - Informationen über die Arbeit der CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. In: https://www.dke.de/de/themen/it-security/it-sicherheit-smart-grid/mandat-m-490-smart-grid-information-security#. (Abruf am 2018-02-08); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/72K6ifln6); Frankfurt am Main: DKE, 2015.

IAEW-01 19 Schulze, Yannic: Szenariobasierte Analyse des Flexibilitätspotenzials eines realen Verteilnetzes im Engpassfall mithilfe eines Verteilnetzsimulationsmodells. Masterarbeit. Herausgegeben durch Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), betreut durch Moser, Albert: Aachen, 2019.

IASS-02 19 Quitzow, Rainer et al.: Multikriterieller Bewertungsansatz für eine nachhaltige Energiewende. Potsdam: Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS), 2019.

IEEE-01 03 Rahimi, Farrokh A. et al.: Effective Market Monitoring in Deregulated Electricity Markets. In: IEEE Transactions on Power Systems vol. 18, no. 2. New York, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.

IEEE-03 13 Zhang, Chunyu et al.: A Flex-market Design for Flexibility Services through DERs. Copenhagen: IEEE ISGT Europe 2013, 2013.

IEEE-03 16 Baldick, Ross: Mitigate Market Power to Improve Market Efficiency - In: Power Grid Operation in a Market Environment. Hoboken, New Jersey: The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc., 2016.

IER-02 14 Blesl, Markus: "Leitstudie" zum Forschungsverbund Energiespeicher - Datensatz zur Entwicklung der Energiebilanz. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, 2014

IFE-01 03 Hellwig, Mark: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile - Dissertation. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2003

IFW-01 03 Becker, Jörg et al.: Forschungsmethodische Positionierung in der Wirtschaftsinformatik: Epistemologische, ontologische und linguistische Leitfragen - Arbeitsberichte des Instituts für Wirtschaftsinformatik; Arbeitsbericht Nr. 93. Münster: Institut für Wirtschaftsinformatik, 2003.

IIRM-01 18 Kraft, Sofia: Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns. Leipzig: Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), 2018.

INNO-01 18 Jundel, Sven et al.: Das proaktive Verteilnetz: Abschlussbericht : Proaktives Netz - mehr Flexibilität für Verteilnetze. Essen: innogy SE, 2018.

IÖW-01 16 Mohaupt, Franziska et al.: InnoSmart - Partizipative Gestaltung von verbrauchernahen Innovationen für Smart Grids - Schlussbericht. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2016.

IPO-01 13 Harbo, Silas et al.: FLECH - Market Specification Analysis. Denmark: iPower Consortium, 2013.

ISE-03 10 Russ, Christel et al.: Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand. Freiburg: Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2010

ISE-07 14 Günther, Danny; Miara, Marek et al.: WP Monitor - Feldmessung von Wärmepumpenanlagen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2014

ISE-101 16 Senkspiel, Charlotte et al.: Concept of Evaluating Chances and Risks of Grid Autarky. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer ISE), 2016.

ISEA-01 18 Sauer, Dirk Uwe et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Speichermonitoring 2018. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 2018.

ISI-101 16 Schlomann, Barbara et al.: Methoden- und Indikatorenentwicklung für Kenndaten zum Klimaschutz im Energiebereich. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2016.

ISI-04 18 Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Aachen: consentec, 2018.

IWES-02 11 Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2011

JAC-01 13 Jacob, Michael: Konstruktion integrierter Geschäfts-Geschäftsprozessmodelle - Konzeption einer Modellierungsmethodik unter Nutzung hybrider zeitdiskret-zeitkontinuierlicher Simulationssysteme. Dissertation. Herausgegeben durch die Otto-Friedrich-Universität Bamberg, geprüft von Ferstl, Otto und Sinz, Elmar: Bamberg, 2013.

JNL-101 15 Louis, Jean-Nicholas et al.: Environmental Benefits of Smart Home Automation: Life Cycle Assessment of Home Energy Management System. Oulu, Finland: Centre for Northern Environmental Technology, Thule Institute, University Oulu, 2015.

KBA-01 17 Bestand an Pkw in den Jahren 2007 bis 2016 nach ausgewählten Kraftstoffarten, http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umw

elt_z.html?nn=663524 (Abruf: 08.02.2017), (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6o7U0MHbg). Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt

KHN-01 06 Christian, Kühn: Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber in: Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 62. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2006

KIT-01 17 Uhrig, Martin Dipl.-Ing.: Apekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017

KIT-101 17 Rösch, Christine et al.: Indicator system for the sustainability assessment of the German energy system and its transition. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.

KIT-06 18 Rösch, Christine et al.: Indicator-based Sustainability Assessment of the German Energy System and its Transition. Karlsruhe: KIT, 2018.

KLZ-01 16 Kleinertz, Britta: Demand Response potential of household Power-to-Heat employing thermal storage. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität Darmstadt - Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien (TUD) betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. : Darmstadt, 2016

KOTT-01 18 Kotthaus, Kevin: Telefonat - Auf Nachfrage zum Optimierungsalgorithmus im Projekt Flex2Market; Interview, geführt von Lang, Christina; Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2018

KUL-02 16 Ramos, Ariana et al.: Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility. In: Utilities Policy Vol. 40, p. 26 - 35. Michigan: Katholieke Universiteit Leuven, 2016.

KUN-01 11 Kunz, Jennifer et al.: Der Einfluss von Anreizsystemen auf die intrinsische Motivation. In: Zeitschrift für Personalforschung 25/2011. Mering: Rainer Hampp Verlag, 2011.

LANG-01 18 Lang, Christina: Development of an Auction Design for a Flexibility Market Platform. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2018.

LAT-01 62 Lattke, Herbert: Sozialpädagogische Gruppenarbeit. Freiburg im Breisgau: Lattke, 1962.

LEI-01 17 Leidl, Peter: Integration börsenpreisorientierter Ladestrategien für mobile und stationäre Speicher in ein Verteilnetzmodell - Analyse netztechnischer Auswirkungen im Niederspannungsnetz. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2017

MADER-01 20 Mader, Nico: Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs in einerm realen Verteilnetz und Ableitung typischer Netzbelastungssituationen . Masterarbeit. Herausgegeben durch Hochschule Kempten - Fakultät Maschinenbau, betreut durch Finkenrath, Matthias: Kempten, 2020.

MCEE-01 13 Heim, Sven et al.: Do Pay-as-Bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's Market for Reserve Power. Mannheim: Centre for European Economic Research, 2013.

MEHM-01 16 Mehmedalic, Jasmin et al.: EcoGrid 2.0: Market Specification. Copenhagen: Dansk Energi, 2016.

MENGE-01 19 Mengelkamp, Esther: Engineering local electricity markets for residential communities . Dissertation. Herausgegeben durch Karlsruher Institut für Technologie (KIT) - KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, geprüft von Weinhardt, Christof und Karl, Ute: Karlsruhe, 2019.

MID-02 10 Mobilität in Deutschland 2008, Methodenbericht. Institut für angewandte Solzialwissenschaften GmbH, Bonn; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung, Berlin; Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2010

MOMA-01 13 Kießling, Andreas: Modellstadt Mannheim (moma) Abschlussbericht. Mannheim: MVV Energie AG, 2013

MONO-01 15 Sondergutachten Energie 2015 - Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende. Bonn: Monopolkommission, 2015.

MR-01 15 GRIDCON® TRANSFORMER (rONT) - SPANNUNGSREGELUNG FÜR VERTEILUNGSNETZE.. Berlin: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2015

MÜL-02 18 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.

MUSS-01 15 Mussaeus, Peter et al.: Verträge der Energiewirtschaft - Strom, Gas, Erneuerbare Energien, KWK. Berlin / München / Boston: PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2015.

NBW-02 19 Gemeinsamer Abschlussbericht zum Verbundvorhaben grid-control – Advanced Decentral Grid Control. Stuttgart: Netze BW GmbH, 2019.

NCES-01 12 Shandurkova, Iliana et al.: A prosumer oriented energy market - Developments and future outlooks for smart grid oriented energy markets. Halden: NCE Smart Energy Markets, 2012.

NEO-01 19 Hirth, Lion et al.: Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland - Studie im Auftrag des BMWi. Berlin: Neon, 2019.

NEP-01 14 Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 2014

NOBI-01 16 Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016

NOD-01 19 NODES - A fully integrated marketplace for flexibility - White paper. Kristiansand: NODES AS, 2019.

OCH-01 16 Ochs, Carola: Entwicklung von Angebotsmatchingmechanismen für einen Flexibilitätsmarkt . Masterarbeit. Herausgegeben durch Hochschule Darmstadt - Fachbereich Elektro- und Informationstechnik, betreut durch Prof. Dr. Graf, Klaus-Martin; Prof. Dr. Hooß, Kerstin: Darmstadt, 2016.

OGUM-01 19 Horton, Graham: Die KERNWEG-Checkliste - Sieben Kriterien für die Bewertung von Geschäftsmodellen. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2019.

ÖKO-02 19 Liu, Ran et al.: Environmental Assessment of cloud services in data centers - Methodological challenges. In: 73rd Discussion Forum on Life Cycle Assessment: Digital Transformation; Grünetal: Öko-Institut e.V., 2019.

ÖKO-01 20 Vogel, Moritz et al.: Flexibilität für das Netz - Vergleich und Bewertung von Koordinationsmechanismen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität. Freiburg: Öko-Institut e. V., 2020.

ÖKO-02 20 Gröger, Jens: Digitaler CO2-Fußabdruck - Datensammlung zur Abschätzung von Herstellungsaufwand, Energieverbrauch und Nutzung digitaler Endgeräte und Dienste. Berlin: Öko-Institut e.V., 2020.

OSM-03 15 OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. http://www.openstreetmap.org/, 2015

PEAR-01 14 Berk, Jonathan; DeMarzo, Peter: Corporate Finance - Third Edition. Boston: Pearson Education, 2014.

PEL-01 16 Pellinger, Christoph: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht - Dissertation an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016

PELK-01 20 Pelka, Sabine et al.: Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells-Flex-Plattform – Bedeutung und Lösungsansätze. In: Tagungsunterlagen Science Lab 2020; Pforzheim: Conexio GmbH, 2020.

PLANT-01 15 Döring, Stefan: Energieerzeugung nach Novellierung des EEG - Konsequenzen für regenerative und nicht regenerative Energieerzeugungsanlagen. Heidelberg: PLANT Engineering GmbH, 2015.

PPC-02 19 Neue Tarifanwendungsfälle für Netz und Endkunden. In: https://www.ppc-ag.de/neue-tarifanwendungsfaelle/. (Abruf am 2019-11-16); Mannheim: Power Plus Communications AG, 2019.

PSI-101 08 Hirschberg, Stefan et al.: NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability - Sustainable Energy Systems and, more specifically, Socio-economic tools and concepts for energy strategy. Stuttgart: Paul Scherrer Institut (PSI), 2008.

PSIAG-01 12 Hochspannender Netzausbau - Interview mit PSI-Unternehmenssprecher Karsten Pierschke in: www.psi-production.de. Berlin: PSI AG, 2012

PUM-01 20 Heilmann, Erik et al.: Market Design of Regional Flexibility Markets: A Classification Metric for Flexibility Products and its Application to German Prototypical Flexibility Markets. Marburg: Philipps-University Marburg, 2020.

QEV-01 13

RATH-01 08 Rathjen, Philipp: Transformation durch Shared Services – Im Spannungsfeld zwischen zentraler und dezentraler Unternehmenssteuerung. In: Finance Transformation 2008. Wiesbaden: Springer, 2008.

REU-01 19 C/sells-Community_das Magazin - Ausgabe 2019. Stuttgart: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., 2019.

RIET-01 20 Rietzel, Kevin: Regionales Flexibilitäts-Potenzial für die Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Anlagen - Modellierung und Visualisierung. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule Nordhausen, betreut durch Wesselak, Viktor; Mauch, Wolfgang: Nordhausen, 2020.

RNG-01 20 connect+ - Ein Netzbetreiberprojekt - Webinar. Köln: Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG), 2020.

RTE-01 04 Vrescky, Jiri et al.: Day Ahead Congestion Forecast For A Secure Operation Of The European Transmission System. Paris, Prag: RTE, 2004.

RWTH-02 15 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

RWTH-01 16 Kairies, Kai Philipp et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2016

RWTH-02 17 Figgener, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Tepe, Benedikt; Ebbert, Markus; Herzog, Reiner; Sauer, Dirk Uwe: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2017

RWTH-03 17 Geschermann, Kilian et al.: Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Netzengpassmanagement mit marktbasiert bereitgestellter Flexibilität. Aachen: RWTH Aachen University, 2017.

RYA-01 00 Ryan, Richard et al.: Intrinsic and extrinsic motivations - Classic definitions and new directions. In: Contemporary Educational Psychology 25/2000. Amsterdam: Elsevier, 2000.

SAM-01 17 Samweber, Florian: Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze. München: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, 2017

SAUTE-01 20 Sauterleute, Simon: Analyse von Geschäftsmodellen im Kontext von Flex-Plattformen. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch Mauch, Wolfgang Prof. Dr.-Ing.; Zeiselmair, Andreas M.Sc.; Köppl, Simon Dipl.-Ing.: München, 2020.

SC-01 14 Deliverable 3.4 - Report on case analyses, success factors and best practices. München: S3C Consortium, 2014

SCHM-01 18 Schmid, Tobias: Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.

SCHN-01 12 Die intelligente Ortsnetzstation - Ein wichtiger Smart Grid-Baustein. Frankfurt: Schneider Electric, 2012

SCHROE-02 16 Schröder, Lutz: Modellierung der Energienachfrage privater Haushalte auf Basis individueller Zeitverwendung - Modelling the energy demand of private households based on individual time use. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule Trier, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016

SCHU-02 19 Schuster, Henning et al.: Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwertbasiertem Engpassmanagement. In: ET - Energiewirtschaftliche Tagesfragen - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 1/2, 2019. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.

SEQ-01 17 Sequeira, Veronica: Smart Meter Rollout im Kontext Europas - Ein Überblick der Implementierung intelligenter Messsysteme in den Ländern Europas. Semesterarbeit. Herausgegeben durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Wien, 2017.

SGP-01 20 Christian, Schneider: Den Rollout im Blick - die Kenntnis der Bevölkerung von Smart Metern / intelligenten Messsystemen - Eine repräsentative Untersuchung in den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Hessen.. Eggenstein-Leopoldshafen: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., 2020.

SHL-01 85 Shleifer, Andrei: A theory of yardstick competition. In: Rand Journal of Economics Vol. 16, No.3, Autumn 1985. Wiley-Blackwell: Rand Journal of Economics, 1985.

SHN-02 17 Gratenau, Jan et al.: ENKO – Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz. Quickborn: Schleswig-Holstein Netz AG, 2017.

SHN-01 18 ENKO - Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz. Quickborn: Schleswig-Holstein Netz AG, 2018.

SIAS-01 17 Sias, Glenn Gregory: Characterization of the Life Cycle Environmental Impacts and Benefits of Smart Electric Meters and Consequences of their Deployment in California . Dissertation. Herausgegeben durch UCLA: Los Angeles, 2017.

SKP-01 19 Positionspapier zu Regulatorischen Änderungen - Das Kopernikus-Projekt SynErgie. Bonn: SynErgie Kopernikus Projekte, 2019.

STEG-01 08 Steger, Ulrich: Die Regulierung elektrischer Netze - Offene Fragen und Lösungsansätze. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008

STO-01 02 Stoft, Steven: Power System Economics - Designing Markets for Electricity. Piscataway, New Jersey: IEEE Press, 2002.

STOR-01 17 Eckerle, Peter Dr.: Flex4Energy - Flexibilitätsmanagement für das Energiesystem der Zukunft - Überblick Stand März 2017. Ludwigshafen: StoREgio, 2017

STROMNEV-01 19 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung) (StromNEV). Ausgefertigt am 2005-07-25, Version vom 2019-12-23; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.

SU-03 19 Hilpert, Johannes et al.: Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplattformen - Rechtliche Prüfung des Konzeptes „Grid Integration". Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2019.

TAM-01 17 Tamas, George Mircea: Modellierung eines synthetischen Verteilnetzes und Analyse von Netzoptimierenden Maßnahmen in der Mittelspannungsebene. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2017

TEN-02 16 TenneT to support development of flexible energy trading platform for private sector. Arnhem, Netherlands: TenneT Holding B.V., 2016.

TEUF-01 14 Teufel, Stephanie et al.: The crowd energy concept. In: Journal of Electronic Science and Technology 13/2014. Chengdu, China: University of Electronic Science and Technology of China, 2014.

TNBW-01 19 DA/RE - Erfahrungen aus der Pilotphase aus Sicht der Projektinitiatoren TransnetBW und Netze BW. Stuttgart: Transnet BW, 2019.

TNBW-02 19 DARE Pilotphase - Netzsicherheits-Initiative BW. In: https://www.dare-plattform.de/pilotphase/#1587324702620-821d0cac-c900. (Abruf am 2020-05-12); Stuttgart: TransnetBW GmbH, 2019.

TTGG-01 19 Rouse, Margaret: Skalierbarkeit. In: https://www.computerweekly.com/de/definition/Skalierbarkeit. (Abruf am 2019-12-06); München: TechTarget Germany GmbH, 2019.

TUB-02 12 Wilkens, Ines: Multikriterielle Analyse zur Nachhaltigkeitsbewertung von Energiesystemen - Von der Theorie zur praktischen Anwendung. Berlin: Technische Universität Berlin, 2012

UBA-24 16 Friedrichsen, Nele et al.: Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung - Endbericht – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2016.

UCM-01 18 Esmat, Ayman et al.: Distribution-Level Flexibility Market for Congestion Management. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid, 2018.

UDE-01 20 Brunekreeft, Gert et al.: Ökonomische und regulatorische Fragestellungen zum enera-FlexMarkt - HEMF WorkingPaper No. 01/2020. Essen: University of Duisburg-Essen, 2020.

ÜNB-04 14 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

ÜNB-09 17 50 Hertz et al.: Umsetzung der "Generation and Load Data Provision Methodology" (GLDPM) in Deutschland. Berlin: 50 Hertz, 2017.

ÜNB-02 18 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.

ÜNB-12 18 Amprion: BILANZIERUNGSGEBIETE - Einheitliche Bezeichnung der VNB- Bilanzierungsgebiete. In: https://www.amprion.net/Strommarkt/Bilanzkreise/Bilanzierungsgebiete/. (Abruf am 2018-08-09); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/71XaFNfq1); Dortmund: Amprion, 2018.

ÜNB-01 19 Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019), zweiter Entwurf. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2019.

ÜNB-03 19 Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2019. In: http://dnn9.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht/-19-StromNEV-Umlage-2019. (Abruf am 2019-10-11); Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2019.

ÜNB-04 19 Offshore-Netzumlage für 2019 nach § 17f Absatz 7 EnWG. In: http://dnn9.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht/Offshore-Netzumlage-2019. (Abruf am 2019-10-11); Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2019.

ÜNB-05 19 EEG-Umlage 2019. In: https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht/EEG-Umlage-2019#. (Abruf am 2019-10-25); Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2019.

UOC-01 02 Newbery, David: Mitigating Market Power in Electricity Markets. Cambridge: University of Cambridge, 2002.

UOC-101 04 Rogaway, Phillip et al.: Cryptographic Hash-Function Basics: Definitions, Implications, and Separations for Preimage Resistance, Second-Preimage Resistance, and Collision Resistance. Davis, CA: Dept. of Computer Science, University of California, 2004.

UOC-01 19 Cramton, Peter: Local Flexibility Market. Köln, Maryland: University of Cologne, 2019.

UPC-01 18 Olivella-Rosell, Pol et al.: Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya ETS d'Enginyeria Industrial de Barcelona, 2018.

US-01 07 Brukmajster, Diana et al.: Energy technology roadmap and stakeholders perspective : Establishment of social criteria for energy systems. Stuttgart: Universität Stuttgart, 2007.

USEF-01 18 Bontius, Herman et al.: An introduction to EU market-based congestion management models - USEF: Workstream. Arnhem, Netherlands: USEF, 2018.

VDE-08 10 VDE Positionspapier: Energieinformationsnetze und -systeme - Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2010

VDE-02 17 VDE: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen - VDE-AR-N 4140. Berlin: VDE VERLAG GMBH, 2017

VDEW-01 99 VDEW et al.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. Cottbus: VDEW, 1999.

VDI-01 20 Wagner, Ulrich: Zelluläre Strukturen im zukünftigen Stromsystem. In: Technik in Bayern 04/2020. München: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2020.

VEL-01 19 Velazquez Rios, Oscar: Network congestion management in Germany and its interdependency with the energy system. Masterarbeit. Herausgegeben durch TU München, betreut durch Wagner, Ulrich; Mauch, Wolfgang: München, 2019.

VELO-01 19

VOSW-01 18 Voswinkel, Simon: E-Mail - Projekt enera Anfrage; Interview, geführt von Lang, Christina; Essen: Universität Duisburg-Essen, 2018

VUA-01 02 Gordijn, Jaap: Value-based Requirements Engineering - Exploring Innovative e-Commerce Ideas. Amsterdam: Vrije Universiteit Amsterdam, 2002

VUO-01 15 Mujan, Vedad et al.: Environmental Sustainability of Information and Communication Technologies for Advanced Metering and Home Area Networks. Wien: Vienna University of Technology/Institute of Telecommunications, 2015.

WAWI-01 04 Heimerl, Stephan; Giesecke, Jürgen: Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003 in: Wasserwirtschaft (WaWi). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2004

WIK-02 12 Mülller, Christine et al.: Vom Smart Grid zum Smart Market - Chancen einer plattformbasierten Interaktion. Bad Honnef: WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, 2012.

WIRT-01 19 Intrinsische Motivation und extrinsische Motivation. In: https://wpgs.de/fachtexte/motivation/intrinsische-motivation-und-extrinsische-motivation/. (Abruf am 2019-08-28); München: Wirtschaftspsychologische Gesellschaft, 2019.

WLT-01 16 Walter, Matthias: Intro to the Platform Business Model Canvas in: https://www.linkedin.com/pulse/intro-platform-business-model-canvas-matthias-walter Abruf: 16.08.2017 Archived by WebCite at http://www.webcitation.org/6sl2tm9J9. Dresden: Matthias Walter, 2016

WLT-02 16 Walter, Matthias: Platform Business Model Canvas Template in: https://www.creatlr.com/template/um2yxrXADndCd8ftsGgY2/platform-business-model-canvas/ (Abruf: 07.09.2017) (Archived by WebCite at http://www.webcitation.org/6tIKR4K2d). Amsterdam, NL: Creatlr, 2016

ZIEGL-01 19 Ziegler, Annika: Entwicklung einer Bewertungsmethodik für Konzepte des marktbasierten Netzengpassmanagements und Anwendung auf den Altdorfer Flexmarkt. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch Mauch, Prof. Dr.-Ing. Wolfgang; Köppl, Dipl.-Ing. Simon: München, 2019.

9 Anhang

9.1 Glossar

ALF	Altdorfer Flexmarkt
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAPEX	Capital Expenditure
CEP	Clean Energy Package
CLS	Controllable Local System
EE	Erneuerbare Energie
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESH	elektrische Speicherheizung
EV	Electric Vehicle
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
HAN	Home Area Network
HSS	Hausspeichersystem
HT/NT	Hoch- und Niedrigtarif
iMSys	intelligentes Messsystem
KAN	Kosten-Nutzen-Analyse
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LMN	Local Metrological Network
mME	moderne Messeinrichtung
NNE	Netznutzungsentgelt
OPEX	Operational Expenditure
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
RL	Richtlinie
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SMGW	Smart Meter Gateway
TAF	Tarifanwendungsfall

ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
VO	Verordnung
WAN	Wide Area Network
WP	Wärmepumpe
YR	Yardstick-Regulierung
VZS	Verbraucher-Zählpfeil-System

9.2 Zuordnungstabelle der Kapitel zu TVB Arbeitsschritten

Die folgende Tabelle 9-1 gibt einen Überblick hinsichtlich der Verortung der Ergebnisse der geplanten Arbeitsschritte aus der FfE-Teilvorhabenbeschreibung in den Kapiteln dieses Dokuments.

Tabelle 9-1: Kapitelzuordnung der Arbeitsschritte aus der Teilvorhabenbeschreibung

AP	AS	Beschreibung	Kapitel-verweis
1.1.	Aufstockung	Breitenwirksamer Ergebnisbericht	/FFE-84 20/
	Aufstockung	Use Case Methodik	2.2
	Aufstockung	Smart Grid Architecture Model (SGAM)	2.2
	Aufstockung	Blockchain-Roadmap	4.5.4
	Aufstockung	Ministerdialog Berlin	9.5.8
	Aufstockung	AcCELLerator 2.0	9.5.8
	Aufstockung	Sonstige Veranstaltungen (Runder Tisch, Positionspapier, Hackathon)	9.5.8
2.4	FFV.001	Entwicklung extrinsischer und intrinsischer Anreizmechanismen für Prosumenten	4.3.3
	FFV.002	Bewertung der Replizierbarkeit der Geschäftsmodelle / technischen Umsetzungsmöglichkeit im überregionalen Kontext	6.4
2.5	FFV.003	Iterative Entwicklung und regulatorische sowie energiewirtschaftliche Bewertung extrinsischer Anreizmechanismen für Prosumenten	4.3.3.1
	FFV.004	Entwicklung von Lösungskonzepten für den netzdienlichen Einsatz netzorientierter Maßnahmen (DSM, Speicher, EV) und Handlungsempfehlungen zur regulatorischen und energiewirtschaftlichen Implementierung	5.4.4
	Aufstockung	Regulatorische Auswirkungen der FlexPlattform	6.2
	Aufstockung	Evaluierung alternativer Anreizregulierungsansätze	2.1.4
2.6	FFV.005	Aufbau eines Simulationsmodells für den zellulären Ansatz	5.3
	FFV.007	Ableitung und Zuschnitt effizienter Marktgebiete durch Vergleich zellulärer Strompreise	6.5
	FFV.008	Volkswirtschaftliche Bewertung zellulärer Märkte und Einordnung des Wertes von Flexibilität auf Zellebene	6.5
3.4	FFV.009	Sammlung, Aufbereitung, Validierung, Konsolidierung, Kategorisierung und Überführung von Stamm- und Bewegungsdaten	9.5.6
	FFV.010	Verbesserung bestehender Prognose- und Hochrechnungssysteme und Profilservices durch geeignete Aggregationsverfahren	4.5.3
	FFV.011	Datenbankstrukturierung und Erarbeitung neuer Mechanismen für Energiebilanzen unter Nutzung von Optimierungswerkzeugen bei unterschiedlichen Interessen (z.B. Elektromobilität)	3.3.4
	FFV.012	Bewertung des Einflusses der Struktur (Architektur und Granularität) des IIS auf die Teil- und Gesamtprognose bzw. -bilanzierung; resultierende Gesamtprognose und Unsicherheiten	3.3.5

4.5	Aufstockung	Entwicklung einer Mini-Leitwarte zur Anbindung an die FlexPlattform	5.4
	Aufstockung	Blindleistung & Flexibilität	3.4
5.2	Aufstockung	Auswirkungen von strategischem Bietverhalten auf das Marktdesign und den Betrieb der FlexPlattform	6.3
5.5	FFV.016	Definition energiewirtschaftlicher Anforderungen an Steuerungsinstrumente für PtH-Anlagen	3.3
	FFV.017	Quantifizierung der Flexibilität von PtH- und BHKW-Anlagen für die Nutzung in Geschäftsmodellen	3.3.6.2; 3.3.6.3
	FFV.018	Übertragung der Ergebnisse aus der PtH-Betrachtung auf andere steuerbare Lasten in der gesamten Projektregion	ffe.de/1032
	FFV.019	Ermittlung des regionalen Potentials der Elektromobilität als Flexibilitätsoption	
	FFV.020	Definition eines Anforderungsprofiles für steuerbare Lasten (Standardisierungsprozess)	
6.3.1	FFV.023	Übergeordnete wissenschaftliche Begleitung und Methoden-Entwicklung zur Durchführung des Feldversuchs	5.1
	FFV.024	Anforderungsprofil der möglichen Probanden (Haushalt, Großverbraucher, Elektromobilität)	5.6.3
	FFV.025	Wahl der Kommunikationsstrategie	5.5.3
	FFV.026	Auswertung der erhobenen (Smart Meter) Daten während der Referenzphase	6.1.1
	FFV.027	Entwicklung von lokalen Anreizen für Teilnahme	5.5.3
	FFV.028	Analyse bestehender Marktkonzepte (Best Practice) und Ableitung von Handlungsempfehlungen zu Vergütungsmodellen	4.3.3.1
	FFV.029	Entwicklung von Vergütungsoptionen (z.B. Blindleistungs- und CO2-Vergütung)	4.3.3.1
	FFV.030	Ableitung individueller Netzentgelte sowie einer flexiblen EEG-Umlage	2.1.6
	FFV.031	Entwicklung eines regionalen Marktmechanismus zur Preisbestimmung	4.5.3
	FFV.032	Quantifizierung des regionalen Werts von Flexibilität	4.5.3
	FFV.033	Überprüfung der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen	6.2
	FFV.034	Konzeption des Umsetzungsplans	5.6
	FFV.035	Definition der energiewirtschaftlichen Anforderungen an Smart Meter Infrastruktur (zielgruppenspezifische Datenauswahl, Messmethodik, Datenstruktur, Datenschutz)	6.1
	FFV.036	Funktionalitäts-Definition einer Benutzerschnittstelle (Lastenheft für App- / Webseiten-Entwicklung)	5.6.4
	FFV.037	Implementierung eines Markts für Flexibilitätsanreize	5.5
	FFV.038	Begleitung und Auswertung der erhobenen (Smart Meter) Daten während der Pilotphase zur Entwicklung von Marktmechanismen	6.1.1
	FFV.039	Lastflussberechnung und Visualisierung der Lastflüsse in ausgewählten Netzen	6.1
	FFV.040	Validierung von Simulations- und Messergebnissen	6.1
	FFV.041	Ableitung des Werts von Flexibilitätsoptionen für das Stromnetz	4.5.3

	FFV.042	Ausweisung von zusätzlichen Zubaupotenzialen durch intelligente Energieversorgung	6.5
	FFV.043	Diskussion volkswirtschaftlicher Effekte einer intelligenten Energieversorgung	6.4
	FFV.044	Ganzheitliche Bewertung der intelligenten Energie-Infrastruktur (Carbon Footprint, Ressourceneffizienz etc.)	6.4
	FFV.045	Bewertung der Rückwirkungen auf das Energiesystem	6.5
	FFV.046	Entwicklung eines auf Flexibilitätspotenzialen basierenden Flexibilitätsatlas für die Projektregion	3.3.8
	FFV.047	Untersuchung der Effekte verschiedener Maßnahmen (u.a. Quantifizierung der Spitzenkappung)	5.4
	FFV.048	Ableitung einer Entscheidungshilfe zur Auswahl von regelbaren Netzkomponenten (rONT, LVR)	5.4.4
	FFV.049	Bewertung von Tarifen für flexible Lasten (insb. Großverbraucher)	2.1.6
	FFV.050	Volkswirtschaftliche Einordnung von Geschäftsmodellen im Kontext von Eigenverbrauchserhöhung und systemische Bewertung dieser	6.4
	FFV.051	Mitwirkung bei der Modellierung und Beschreibung der Geschäftsmodelle und der Geschäftsmodell-Systeme. Teilnahme an Interviews und Workshops zum Thema Geschäftsmodelle als Input für AP 2.3	6.4
	FFV.052	Ableitung und Diskussion möglicher regulatorischer Anpassungen	6.2
	FFV.053	Erarbeitung einer verbesserten Abstimmungskaskade zwischen den Akteuren	4.4.2
	FFV.054	Entwicklung eines zielgruppenspezifischen Praxishandbuchs mit den wesentlichen Erkenntnissen zur intelligenten PV-Integration	/FFE-80 19/
	FFV.055	Ableitung einer Flexibilitätsumlage als Anreiz für die Bereitstellung in Analogie zur EEG-Umlage	2.1.6
	FFV.056	Empfehlungen zur EE-Abregelung mit Fokus auf Maximierung der PV-Integration	6.5
	FFV.057	Entwicklung und Vermittlung von Partizipationsansätzen für Prosumenten	5.5
	FFV.058	Erprobung von Konzepten zur Sensibilisierung der Teilnehmer (probandenspezifische Öffentlichkeitsarbeit)	5.5
	FFV.059	Bewertung des Nutzerverhaltens und der Akzeptanz von Geschäftsmodellen	5.5
	FFV.060	Mitwirkung an IEA Task 25 - Windintegration bei steigendem Fokus auf PV und das Wechselspiel mit Wind, sowie die Einordnung in die Systemsicht (Fortführung der erfolgreichen Teilnahme seit dem Jahr 2000)	-
	FFV.061	Mitwirkung an IEA Annex 28 - Integration of Renewable Energies by Distributed Energy Storage Systems und Fortführung der bisherigen Teilnahme, insbesondere für den Bereich Kombination PV und Wärme	-
	Aufstockung	Ergänzende Plattform-Programmierung	5.6.4
	Aufstockung	Einbindung des Flex-Katasters	5.6.4
	Aufstockung	Verteilte Datenbankstrukturen für FlexPlattform	4.5.4
	Aufstockung	Integration FNN-Konzept zur Koordinierungsfunktion	4.4.3
6.3.2	FFV.062	Aufbereitung der Teilergebnisse aus UAP 6.3.1	5

	FFV.063	Identifikation von Rückwirkungen auf die Übertragungsnetzebene	6.5
	FFV.064	Bewertung von Portfolio- und Synergieeffekten	6.4
	FFV.065	Untersuchung von Stadt-Land-Effekten	9.5.5
	FFV.066	Evaluation der möglichen Skalierung von BUCs basierend auf den Erkenntnissen in den bayerischen Zellen	6.4
	FFV.067	Zusätzliche Aggregation und Aufbereitung von Messdaten	6.1
	FFV.068	Mitwirkung bei der Modellierung und Beschreibung der Geschäftsmodelle und der Geschäftsmodell-Systeme. Teilnahme an Interviews und Workshops zum Thema Geschäftsmodelle als Input für AP 2.3	6.4.2
	Aufstockung	Nachhaltigkeitsaspekte digitaler Energieinfrastruktur	6.1.3

9.3 Veröffentlichungsliste

Tabelle 9-2: Aus dem Projekt resultierende Veröffentlichungen (nach Datum)

Datum der Veröffentlichung	Zitierschlüssel	Veröffentlichung
13.08.2021	-	Wohlschlager, Daniela et al.: Environmental Assessment of Digital Infrastructure in Decentralized Smart Grids. In: 2021 IEEE 9th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), Oshawa, ON, Canada, 2021. - eingereicht -
17.06.2021	/FFE-13 21/	Zeiselmair, Andreas et al.: Constrained Optimization as Allocation Method in Local Flexibility Markets. Basel, Switzerland: energies Special Issue "Innovation, Policy, and Regulation in Electricity Markets", 2021.
19.07.2021	-	Estermann, Thomas et al.: Intelligentes Messsystem: Erfahrungen aus dem Feldversuch. In: BWK - Das Energie Fachmagazin Ausgabe 07/08 2021. Düsseldorf: VDI Fachmedien, 2021. - eingereicht -
07.11.2020	/FFE-103 20/	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; Ljublijana: Energynautics, 2020.
01.11.2020	/FFE-100 20/	Zeiselmair, Andreas et al.: Digitalisierung, Flexibilitätsmarkt und Nachtspeicherheizungen - wie passt das zusammen?. In: BWK Ausgabe 11/2020. Düsseldorf: VDI Fachmedien, 2020.
01.10.2020	/FFE-96 20/	Zeiselmair, Andreas et al.: Decentralizing Smart Energy Markets - Tamper-proof Documentation of Flexibility Market Processes. Mittweida: Blockchain Competence Center der Hochschule Mittweida, 2020.
30.09.2020	/FFE-121 20/	Haller, Birgit et al.: Zellen demonstrieren das zukünftige Energiesystem. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 10, 2020. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2020.
16.09.2020	/FFE-69 20/	Zeiselmair, Andreas et al.: Market power assessment in regional smart markets. In: 17th International Conference on the European Energy Market. Stockholm: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.
01.09.2020	/FFE-84 20/	Springmann, Elisabeth et al.: C/sells - Demonstrationszellen im Realbetrieb - Infrastruktur, Partizipation, Vielfalt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2020.
04.08.2020	/FFE-66 20/	Zeiselmair, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Use Case Beschreibung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.
17.07.2020	/FFE-56 20/	Estermann, Thomas et al.: Top-Down modelling of distributed fexibility for usage at higher voltage levels. In: IFAC 2020; Berlin: VDI/VDE-GMA, 2020.

06.06.2020	/FFE-48 20/	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.
20.05.2020	/FFE-33 20/	Klempp, Nikolai et al.: Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform - Ein Diskussionspapier aus dem Projekt C/sells erschienen als FfE Discussion Paper 2020-02. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020.
01.05.2020	/FFE-51 20/	Faller, Sebastian et al.: Anwendungshilfe SGAM - Smart Grid Use Cases modellieren. In: Energiwirtschaftliche Tagesfragen 2020 Nr. 5. Offenbach: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), OFFIS e.V., 2020.
01.04.2020	/VDI-01 20/	Wagner, Ulrich: Zelluläre Strukturen im zukünftigen Stromsystem. In: Technik in Bayern 04/2020. München: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2020.
24.03.2020	/FFE-07 20/	Faller, Sebastian et al.: Anwendungshilfe Use Case Methodik - Eine praktische Anwendungshilfe für die Use Case Entwicklung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
05.03.2020	/FFE-06 20/	Wohlschlager, Daniela et al.: Intrinsische Anreize zur aktiven Teilnahme am Energiesystem der Zukunft - Nachhaltige Energiewende durch individuelle Motivation. In: BWK - Das Energie Fachmagazin Ausgabe 03, 2020. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2020.
12.02.2020	/FFE-04 20/	Wohlschlager, Daniela et al.: Ökologische Bewertung digitaler Energieinfrastruktur. In: 16. Symposium Energieinnovation 2020: ENERGY FOR FUTURE - Wege zur Klimaneutralität; Graz: Technische Universität Graz (TU Graz), Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), 2020.
27.01.2020	/FFE-08 20/	Faller, Sebastian et al.: Use Case Methodik mit SGAM: Die Chance für Effizienz- und Effektivitätsverbesserungen in Forschungsprojekten?. In: Science Lab 2020; Berlin: Conexio GmbH, 2020.
01.01.2020	/FFE-01 20/	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. et al.: 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.
01.11.2019	/FFE-109 19/	Estermann, Thomas et al.: 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.

01.11.2019	/FFE-90 19/	Bogensperger, Alexander; Zeiselmair, Andreas; Faller, Sebastian: Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System?. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2019. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.
01.10.2019	/FFE-113 19/	Wohlschlager, Daniela et al.: Beschleunigung intelligenter Energiesysteme - Erkenntnisse zur Umsetzung der Demonstrationsvorhaben des Projektes "C/sells". In: BWK ENERGIE Ausgabe 10, 2019. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2019.
11.09.2019	/FFE-106 19/	Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Zeiselmair, Andreas; Wohlschlager, Daniela et al.: Gestalten statt Granteln – der Altdorfer Flexmarkt macht das Verteilnetz fit für die Energiewende!. In: C/sells-Community_ das Magazin 2019. Stuttgart: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., 2019.
01.08.2019	/BAY-01 19/	Westphal, Egon Leo et al.: Flexumer als Gestalter der digitalen Energiezukunft – Eine Begriffseinordnung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/8. Berlin: Bayernwerk AG, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.
09.05.2019	/FFE-37 19/	Köppl, Simon et al.: Altdorfer Flexmarkt – Decentral flexibility for distribution networks. In: Internationaler ETG-Kongress 2019. Esslingen: VDE ETG, 2019.
01.03.2019	/FFE-02 19/	Zeiselmair, Andreas et al.: Erschließung von Kleinanlagen nach § 14a EnWG zur Flexibilitätsvermarktung. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 03/2019. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.
01.03.2019	/FFE-23 19/	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.
01.03.2019	/FFE-33 18/	Bogensperger, Alexander et al.: Kochrezept Use Case Methodik - Eine praktische Anwendungshilfe für alle C/sells-Partner. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
15.02.2019	/FFE-36 19/	Zeiselmair, Andreas et al.: Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF) - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT). Wien: Technische Universität Wien, 2019.
29.01.2019	/FFE-01 19/	Müller, Mathias et al.: Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen - Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. Berlin: Conexio GmbH, 2019.
29.01.2019	/FFE-14 19/	Ostermann, Adrian et al.: Analysen zum Einspeisemanagement - Regionalisierter Flexibilitätsbedarf und Auswirkung auf den Strommarkt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.

29.01.2019	/FFE-47 19/	Estermann, Thomas et al.: Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform - Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.
12.12.2018	/FFE-48 18/	Zeiselmair, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
16.10.2018	/FFE-35 18/	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.
19.09.2018	/FFE-50 20/	Faller, Sebastian: Mit der Use Case Methodik zur erfolgreichen Demonstration. In: https://www.ffe.de/978. (Abruf am 2020-07-10); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
01.08.2018	/MÜL-02 18/	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.
12.06.2018	/FZI-01 18/	Huber, Julian et al.: Engineering Smart Market Platforms for Market Based Congestion Management. Deutschland: FZI Forschungszentrum Informatik Karlsruhe, 2018.
20.02.2018	/FFE-32 18/	Köppl, Simon et al.: C/sells – Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands. In: https://www.ffe.de/themen-und-methoden/digitalisierung/688-c-sells-das-energiesystem-der-zukunft-im-solarbogen-sueddeutschlands. (Abruf am 2018-09-11); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/72LkM0abb); München: FFE, 2018.
12.02.2018	/FAT-01 17/	Fattler, Steffen et al.: Einspeisemanagement - Auf der Suche nach den Ursachen. In: ET - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2017. Essen: etv Energieverlag, 2017.
18.09.2017	/FFE-147 17/	Greif, Simon; Conrad, Jochen: Laufendes Projekt: Intelligente Wärme München. In: https://www.ffe.de/themen-und-methoden/waermeversorgung/740-intelligente-waerme-muenchen (Abruf am 2018-04-23); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6ytUyQKGe); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.
07.08.2017	/FFE-49 17/	Samweber, Florian; Bogensperger, Alexander; Köppl, Simon: Intelligenz und Kupfer: eine ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen im Verteilnetz in: ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft (7/2017). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017

01.08.2017	/FFE-60 17/	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
01.05.2017	/SEQ-01 17/	Sequeira, Veronica: Smart Meter Rollout im Kontext Europas - Ein Überblick der Implementierung intelligenter Messsysteme in den Ländern Europas. Semesterarbeit. Herausgegeben durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Wien, 2017.
21.03.2017	/FFE-18 17/	Bogensperger, Alexander; Lienert, Christoph; Zeiselmair, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas: 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

9.4 Ermittlung der Anlagenstammdaten

Im Rahmen des AP 3.4 „Prognose und Bilanzierung" unterstützt die FfE durch die Bereitstellung eines validierten, und um zusätzliche Attribute erweiterten Anlagenregister. Die Ergebnisse werden als PostGIS-Datenbank auf einem Webserver den Projektpartner zur Verfügung gestellt bzw. auf Anfrage werden Exporte für ausgewählte Regionen erstellt. Ausgehend von einem validierten und im Funktionsumfang erweiterten Anlagenregister sowie unter Berücksichtigung zusätzlicher Geodaten und meteorlogischer Daten wird eine Verbesserung der bestehenden Modelle zur Hochrechnung und Prognose von Energieflüssen ermöglicht. Die Ergebnisse dienen als Eingangsdaten für nachgelagerte Arbeitspakete und können zur Verbesserung von Prognosealgorithmen verwendet werden.

9.4.1 Datenbasis

Die Anlagenstammdaten stellen die wichtigste Datenquelle für das C/sells Anlagenregister dar. Diese Datenbasis hat sich zu Projektbeginn, während der Projektlaufzeit und zu Projektende mehrfach verändert, was nachfolgend in drei Phasen eingeteilt wird:

- Projektbeginn: Die Anlagenregister (Stamm- und Bewegungsdaten) werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht. Diese Veröffentlichungen unterscheiden sich in Umfang (verfügbare Attribute) und Umgang mit dem Datenschutz (Veröffentlichung von vollständigen Adressen).
- Projektlaufzeit: Die Bundesnetzagentur hat auf Anfrage eine vollständige Liste (csv-Datei) aller Anlagen mit allen Attributen bereitgestellt. Diese Daten können von ausgewählten Projektpartnern unter Berücksichtigung des Datenschutzes verarbeitet werden.
- Projektende: Die Bundesnetzagentur hat das Marktstammdatenregister (MaStR) am 31. Januar 2019 öffentlich zugänglich gemacht. Es ersetzt die zuvor genannten Veröffentlichungen. Der Zugriff kann über eine Datenschnittstelle (API) erfolgen, ausgewählten Nutzergruppen liegen auch personenbezogene Daten vor (vollständige Adresse).

Damit hat sich auch der Schwerpunkt der Bearbeitung von einer Vereinheitlichung der verschiedenen Datenquellen hin zur einer Programmierung des API-Aufrufs verschoben. Positiv zu erwähnen ist, dass die Daten unter der Datenlizenz „Deutschland – Namensnennung – Version 2.0"[9] veröffentlicht werden und somit explizit eine kommerzielle und nicht kommerzielle Nutzung erlaubt ist.

Die zweite große Datenquelle bildet das 2004 gestartete Projekt OpenStreetMap (OSM). Es hat zum Ziel eine freie Weltkarte zu erschaffen. Erfasst werden neben linienförmigen Datensätzen wie Straßen, Eisenbahnen und Flüssen auch flächige Informationen wie Gebäude, Flächennutzung und punktförmige Informationen wie Windenergieanlagen /OSM-03 15/.

9.4.2 Aufbereitung der Daten

Die Aufbereitung der Datensäte verfolgt insbesondere das Ziel, die für die Verbesserung der Hochrechnung relevanten Informationen zu prüfen bzw. zu ergänzen.

[9] siehe www.marktstammdatenregister.de/MaStRApiDokumentation/
und www.govdata.de/dl-de/by-2-0

Geokodierung

Basierend auf der Adresse (Postleitzahl, Ort, Straße und Hausnummer) wird die Geokoordinate der Anlage bestimmt. In Abbildung 9-1 sind die Standorte von PV-Anlagen auf einer OpenStreetMap-Karte dargestellt.

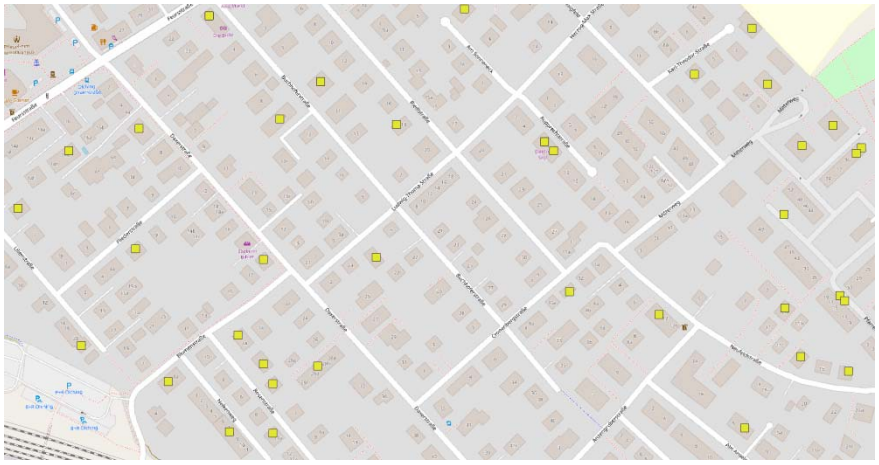


Abbildung 9-1: Standorte von PV-Anlagen. Basiskarte Openstreetmap CC-BY-SA 2.0

Zuordnung von Gebäuden

Die Ergebnisse der Geokodierung weisen nicht immer eindeutig auf ein Gebäude. Ausgehend von den Geokoordinaten wird das nächstgelegene Gebäude ermittelt und im Anlagenregister hinterlegt. Die zugeordneten Gebäude sind in Abbildung 9-2 lila dargestellt.

Abbildung 9-2: Zuordnung von Gebäuden zu PV-Anlagen. Basiskarte Openstreetmap CC-BY-SA 2.0

9.4.3 Verortung von Hausspeichersystem

Die Bewegungsdaten bilden die jährliche Stromeinspeisung, die Stammdaten die installierte Leistung ab. Durch die Kombination beider Datensätze können die Volllaststunden der Einspeisung bestimmt werden. Wenn diese deutlich von den Volllaststunden der Erzeugung abweichen, liegt ein hoher Eigenverbrauch vor. Dies in Kombination mit dem Inbetriebnahmejahr sind ein Indikator für den Standort eines Hausspeichers. Die Gebäude mit potenziellen Hausspeichern sind in Abbildung 9-3 grün markiert.

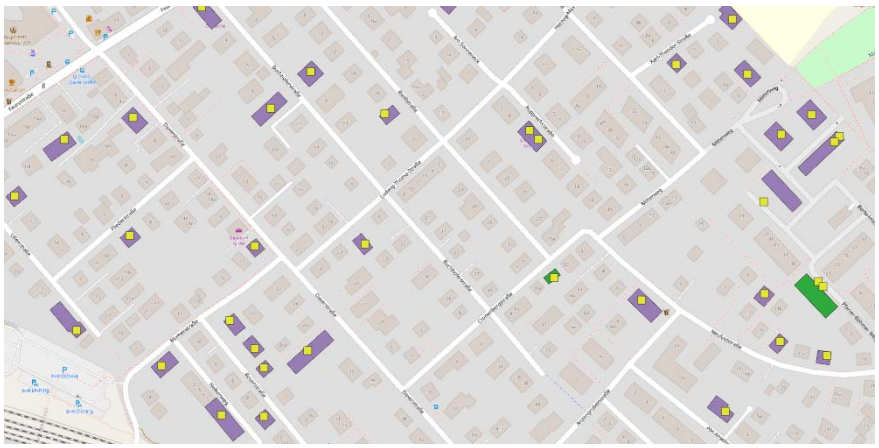


Abbildung 9-3: Zuordnung von Gebäuden zu PV-Anlagen. Basiskarte Openstreetmap CC-BY-SA 2.0

9.4.4 Orientierungsanalyse von PV-Anlagen

Unter der Annahme, dass der First parallel zur längsten Seite des Gebäudes verläuft, wird die Ausrichtung der Anlage (Ost, Süd-Ost, Süd, …) bestimmt. Die Neigung kann ohne weitere Datenquellen – wie einem 3D-Modell der Gebäude – nicht bestimmt werden.

Wie im C/sells-Magazin dargestellt erstellt Sven Killinger (Fraunhofer ISE) mit diesen Daten eine Orientierungsanalyse um die Position, Größe, Azimut- und Neigungswinkel von PV-Anlagen zu bestimmen. Zahlreiche GIS-basierte Datensätze und 3D-Modelle wurden analysiert und Bilderkennungsverfahren mit neuronalen Netzen eingesetzt. Das Verfahren wurde am Beispiel der Städte Regensburg und Bayreuth entwickelt und validiert. Diese Datenbasis ermöglicht eine bessere Hochrechnung der Stromerzeugung. Abbildung 9-4 zeigt beispielhaft die Ergebnisse dieser Arbeit.

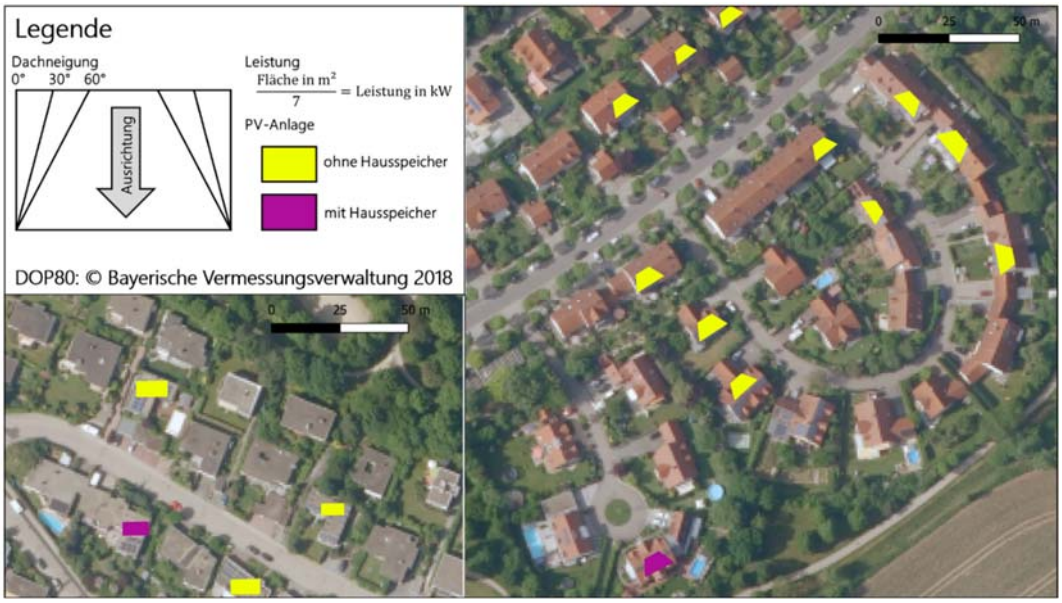


Abbildung 9-4: Standorte von PV-Anlagen mit Azimut, Neigung und Hausspeichersystem

9.4.5 Auswertungen

Das C/sells Anlagenregister ermöglicht zahlreiche Auswertungen und wurde in verschiedenen Teilprojekten von C/sells verwendet.

In Schwäbisch Hall wurde die PV-Prognose für die Netzleitwarte basierend auf den Anlagenstammdaten verbessert. Dabei wurden größere Anlagen (>100 kW) einzeln prognostiziert und kleinere Anlagen zu Clustern zusammengefasst.

Die vollständige Erfassung aller PV-Anlagen im Rahmen des C/sells Anlagenregisters ermöglicht vielfältige statistische Auswertungen. Exemplarisch wird für die Projektregion Altdorf und den gesamten Anlagenbestand in Deutschland eine Auswertung der Orientierung durchgeführt. Die statistische Auswertung der Orientierungsverteilung der PV-Anlagen mit einer Anlagenleistung kleiner als 100 kW ist in Abbildung 9-5 zu sehen. Für Deutschland zeigt sich eine klare Präferenz für eine Süd-Ausrichtung der Anlagen. In Altdorf dominieren Anlagen mit der Ausrichtung zwischen Süd und Süd-West.

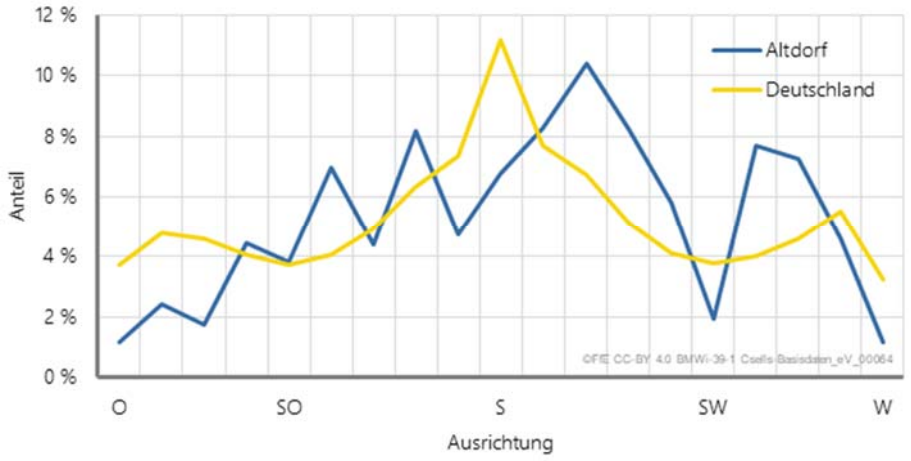


Abbildung 9-5: Ausrichtungsanalyse für Altdorf und Deutschland

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Orientierungsverteilungen und Anteilen von Hausspeichersystemen kann die Prognose bzw. die Hochrechnung der PV-Stromerzeugung verbessert werden.

9.4.6 Fazit

Der Aufbau eines C/sells Anlagenregisters war von laufenden Anpassungen an die neuen Datenquellen und –formate sowie den notwendigen, umsichtigen Umgang mit personenbezogenen Daten geprägt. Schließlich war auch die Weitergabe aller Datensätze mit allen Attributen nur an eine kleine Teilmenge der Projektpartner möglich. Für die weiteren Projektpartner wurde eine vereinfachte Datenbasis – ohne personenbezogenen Daten – geschaffen, die ebenfalls frei verfügbar ist.

Die Aufbereitung der Anlagenregister, insbesondere die Geokodierung, Ausrichtungsanalyse und Detektion von Hausspeichern ermöglicht neue Ansätze zur Verbesserung der Hochrechnung. Die im Rahmen der Bearbeitung notwendigen personenbezogenen Daten – zum Beispiel die vollständige Adresse – können im finalen Datensatz wieder entfernt werden, ohne dass wertvolle Informationen wie die Orientierungsverteilung der Anlagen verloren gehen.

Viele weitere Analysen sind noch möglich: Durch die Hinzunahme eines 3D-Gebäudemodells kann die Neigung der Anlagen bestimmt werden. Die Detektion von Hausspeichern kann verbessert werden, wenn neben den Volllaststunden der Anlage auch der Verbrauch des Gebäudes berücksichtigt wird. Besonders bei großen oder verwinkelten Gebäuden kann die Lage der PV-Anlage durch die Auswertung von Luftbildern verbessert werden. Nachbarschaftliche Imitationseffekte beim Zubau von PV-Anlagen können bestimmt und bei der Prognose des zukünftigen Anlagenbestands berücksichtigt werden.

9.5 Erweiterte Informationen zu den Projektinhalten

9.5.1 Active System Management

Für die Etablierung von Plattformen bestehen für VNB und ÜNB nach /CEDEC-02 19/ vier Möglichkeiten. Diese werden im Folgenden dargestellt und deren Vor- und Nachteile erläutert.

Ein Konzept stellt die Entwicklung separater Plattformen von ÜNB und VNB dar. Dabei interagieren die Netzbetreiber über ihre Plattform mit den flexiblen Anlagen oder sie nutzen vorhandene Märkte wie z. B. den Intraday Markt. Der Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern erfolgt dabei über deren Plattformen. Abbildung 9-6 zeigt den schematischen Aufbau dieses Konzepts. In Tabelle 9-3 sind außerdem die Vor- und Nachteile dieser Organisation aufgeführt.

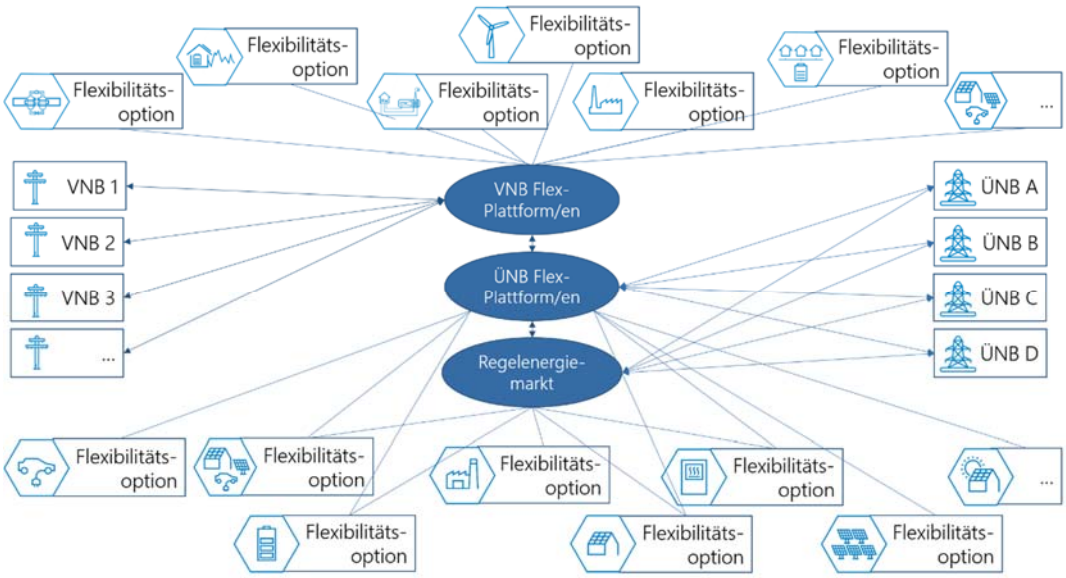


Abbildung 9-6: Schema - ÜNB und VNB haben jeweils eigene Plattformen mit separatem Regelleistungsmarkt

Tabelle 9-3: Vor- und Nachteile eigener Plattformen von ÜNB und VNB

Vorteile	Nachteile
• Einfache Implementierung • Netzbetreiber können individuelle Anforderungen stellen • Klare Trennung der Prozesse des Engpassmanagements und der Regelenergie sowie deren Kosten • Niedrige Eintrittsbarriere für kleine lokale Marktteilnehmer	• Datenaustausch zwischen Regelmarkt des ÜNB und Flexibilitätsplattform notwendig um negative Wechselwirkungen zu verhindern (z. B. Doppelabruf) • Vermutlich geringe Liquidität in kleinen Märkten und vorauss. hohe Preise • Viele verschiedene Märkte der VNB vorauss. nicht interoperabel und könnten damit Flex-Optionen „binden" sodass sie nicht auf anderen Märkten verfügbar sind

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass VNB mit den Anlagen über ihre eigene Plattform oder über bestehende Marktplattformen kommunizieren während ÜNB die Regelenergie-Plattform auch für das Engpassmanagement nutzt. Die Koordination zwischen den Netzbetreibern erfolgt dabei über den direkten Informationsaustausch über die Plattformen. In Abbildung 9-7 ist das Konzept für den separaten Betrieb von Plattformen der VNB und ÜNB dargestellt. Die ÜNB nutzen eine Plattform die sowohl für den Handel von Regelleistung als auch von Flexibilität genutzt wird. Tabelle 9-4 zeigt Vor- und Nachteile dieses Konzepts auf.

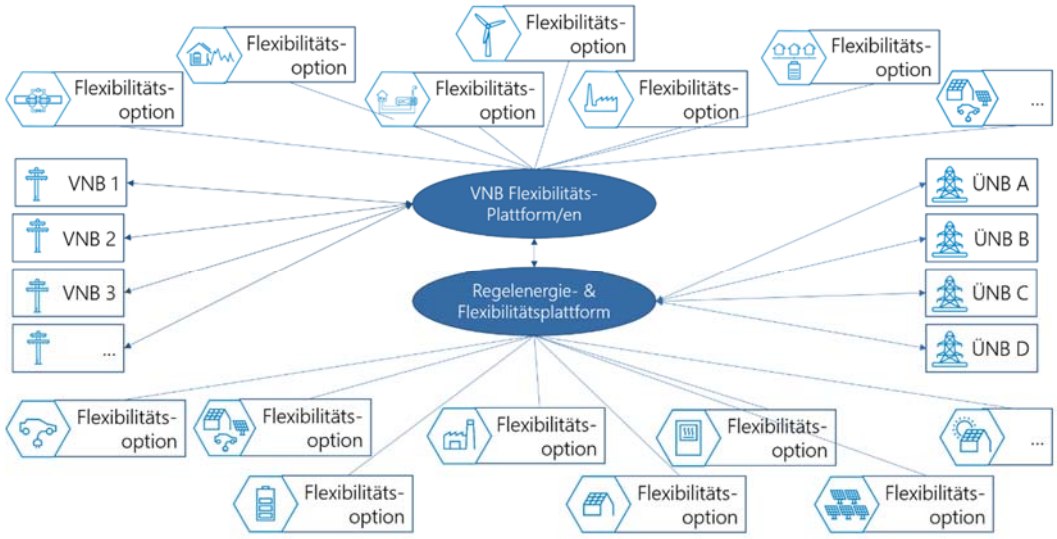


Abbildung 9-7: Schema – ÜNB und VNB haben jeweils eigene Plattformen, ÜNB integriert Regelleistungs- und Flexibilitätsmarkt

Tabelle 9-4: Vor- und Nachteile bei separaten Plattformen wobei ÜNB auch Regelenergie über seine Plattform beschafft

Vorteile	Nachteile
• Netzbetreiber können individuelle Anforderungen stellen • Niedrige Eintrittsbarriere für kleine lokale Marktteilnehmer • Evtl. effizienter Prozess für ÜNB	• Datenaustausch zwischen Plattformen von ÜNB und VNB notwendig um neg. Wechselwirkungen zu vermeiden (z. B. Doppelabrufe) • Vermutlich geringe Liquidität in kleinen Märkten und wsl. hohe Preise • Viele verschiedene Märkte der VNB wsl. nicht interoperabel und könnten damit Flex-Optionen „binden" sodass sie nicht auf anderen Märkten verfügbar sind

Das dritte Konzept ÜNB und VNB interagieren über eine gemeinsame Plattform mit dem Markt um Engpässe zu lösen, wobei auch die Koordination der Prozesse über diese Plattform erfolgen kann. Die ÜNB betreiben zudem eine eigene Plattform für die Beschaffung von Regelenergie. Die Koordination zwischen den Netzbetreibern erfolgt über den Austausch von Informationen zwischen der Flexibilitätsplattform und der Regelenergieplattform. Abbildung 9-8 zeigt das Schema und in Tabelle 9-5 sind die Vor- und Nachteile des Konzepts aufgeführt.

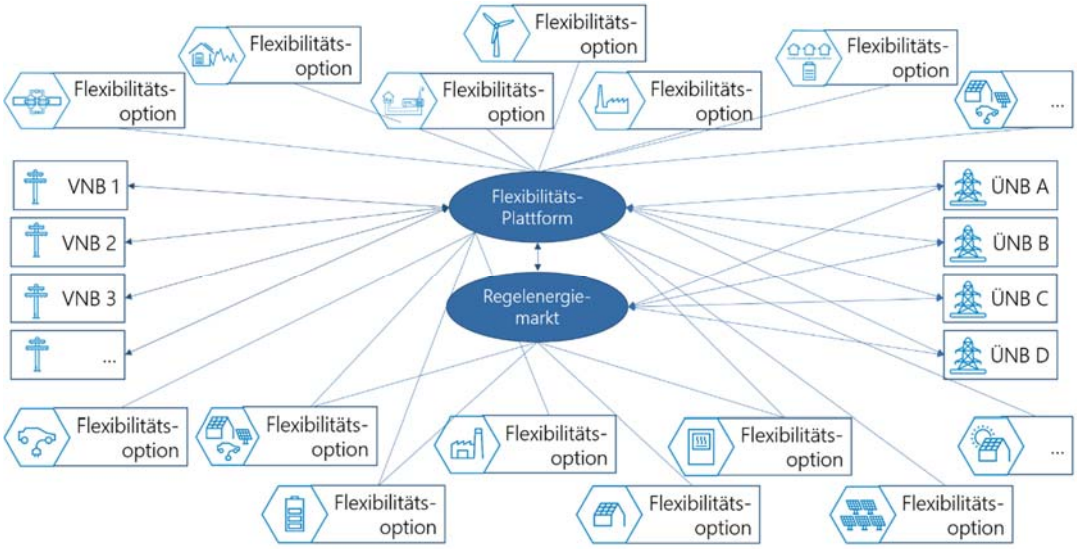


Abbildung 9-8: Schema - ÜNB und VNB haben eine gemeinsame Flexibilitätsplattform, ÜNB haben zusätzlich Plattform für Regelenergie

Tabelle 9-5 Vor- und Nachteile bei gemeinsamer Plattform zum Engpassmanagement

Vorteile	Nachteile
• Effizientere Koordination zwischen ÜNB und VNB • Separierte Prozesse und Kosten von Engpass- und Regelenergie • Größeres Angebot an Flexibilitäten und damit günstigere Preise (Wettbewerb) • Einfachere Teilnahme da es nur einen Markt gibt	• Datenaustausch zwischen Regelmarkt des ÜNB und Flexibilitätsplattform notwendig um negative Wechselwirkungen zu verhindern (z. B. Doppelabruf) • Definition einheitliche Anforderungen der Netzbetreiber an Abrufe

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, das Engpassmanagement von VNB und ÜNB sowie die Beschaffung von Regelenergie durch den ÜNB über eine gemeinsame Plattform zu machen. Dabei könnte sowohl Anforderungen von ÜNB als auch von VNB erfüllt werden. Abbildung 9-9 zeigt dieses Konzept schematisch auf. Dabei sind alle flexiblen Anlagen sowie Regelenergieprodukte an eine Plattform angebunden. ÜNB und VNB beschaffen dir Produkte für das Engpassmanagement und Regelenergie über diese Plattform. In Tabelle 9-6 sind Vor- und Nachteile des Konzepts gegenübergestellt.

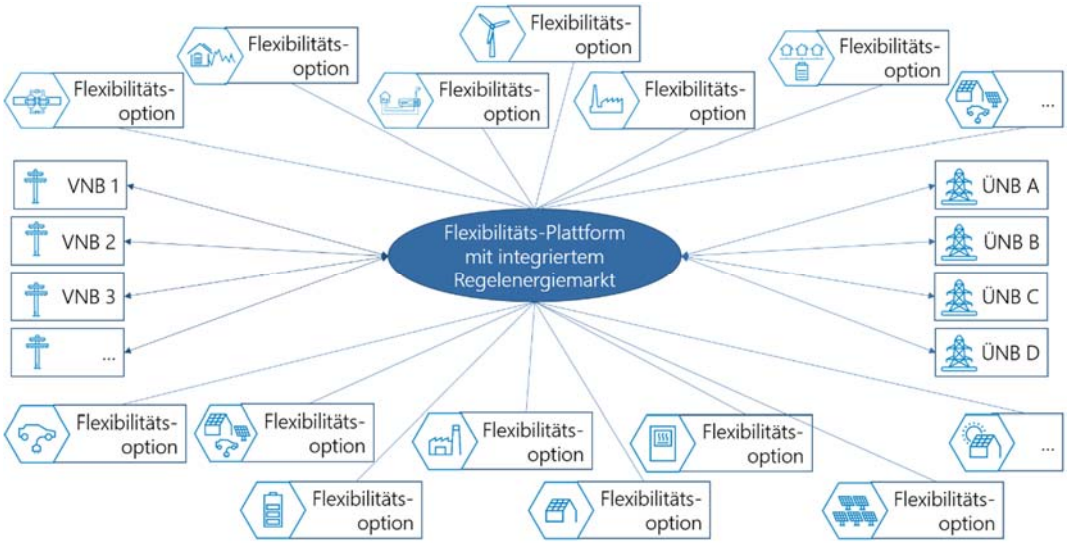


Abbildung 9-9: Konzept - gemeinsame Flexibilitätsplattform von ÜNB und VNB mit integriertem Regelleistungsmarkt

Tabelle 9-6: Vor- und Nachteile bei gemeinsamer Plattform für Engpassmanagement und Regelenergie

Vorteile	Nachteile
• Gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Anbieter • Koordination der Marktprozesse • Günstig, da viele Anbieter • Einfacher Zugang für bestehende Marktteilnehmer • Geringere Kosten für Engpassmanagement	• Komplexe Implementierung und Verwaltung • Einheitliche Produktspezifikationen von ÜNB und VNB erforderlich • Klare Regelung zur Trennung von Kosten für Regelenergie und Engpassmanagement • Unterschiedliche zeitl. Rahmen von Regelenergie (Echtzeit) und Engpassmanagement • Funktioniert nur wenn Ortsdaten im Regelmarkt enthalten sind.

9.5.2 Tarife für Netzentgelte, EEG-Umlage sowie flexible Lasten - Metastudie zu Netzentgelten

Im Koalitionsvertrag zur 19. Legislaturperiode der deutschen Bundesregierung ist geregelt, dass die Energiewende zum Treiber für Energieeffizienz, Modernisierung, Innovation und Digitalisierung im Strom-, Wärme-, Landwirtschafts- und Verkehrssektor werden soll. Hierbei ist die Versorgungssicherheit eine feststehende Rahmenbedingung. Als zentrale Orientierung bleibt das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, verlässlicher Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit bestehen. Im Bereich der Umweltverträglichkeit wird ein Anteil von etwa 65 % Erneuerbarer Energien bis 2030 angestrebt. Ziel der Bundesregierung ist es des Weiteren, mit einer Reform der Netzentgelte die Kosten verursachergerecht und unter angemessener Berücksichtigung der Netzdienlichkeit zu verteilen. Ferner soll bei Stromverbrauchern unter Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit mehr Flexibilität ermöglicht werden. /CDU-01 18/

Zu Beginn der Legislaturperiode wurde eine Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte verabschiedet. Kern ist die Angleichung in fünf gleich großen Schritten. /BMWI-21 19/, /BMWI-15 18/ Die Diskussion zur Regelung der Netzentgeltsystematik ist jedoch kein neues Thema. Vielmehr ist sie Objekt ständiger Weiterentwicklung, geprägt von wissenschaftlichen Analysen.

Im Vergleich zwischen einem System basierend auf einer Stromversorgung über große, fossile Kraftwerke und einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung, steigt der Bedarf an Flexibilität von Einspeisung und Nachfrage an. /UBA-24 16/ Die Ausgestaltung der Netzentgelte bietet hierbei eine Möglichkeit zum Anreiz für eine flexible Fahrweise. Die Systematik der Steuern und Umlagen könnten so diesen zusätzlichen Bedarf an Flexibilität unterstützen und auch Tarife für flexible Lasten (insb. Großverbraucher) anbieten.

Grundlegend für eine Analyse in diesem Bereich ist zunächst ein Verständnis der Bestandteile und der fallabhängigen Höhe des Strompreises. Neben den Strompreisen selbst sind dabei auch weitere Regelungen zu Strompreisen relevant, wie beispielsweise die Individualisierbarkeit der Netzentgelte, eine verursachergerechtere Kostentragung sowie der Umstellungsaufwand.

9.5.2.1 Methodik

Im Folgenden werden die Komponenten der Strompreise einzeln erklärt und auf unterschiedliche Letztverbrauchergruppen hingewiesen. In Kapitel 9.5.2.3 werden basierend auf einer Metastudie einzelne Verbesserungsvorschläge systematisch analysiert und aufbereitet. Schematisch ist der Ablauf in Abbildung 9-10 dargestellt.

Abbildung 9-10: Ablauf der Untersuchung

9.5.2.2 Strompreiskomponenten

Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen (siehe Abbildung 9-11 und Abbildung 9-12). Für manche Letztverbrauchergruppen werden einzelne Bestandteile jedoch reduziert. Auch eine Reduktion auf null ist möglich.

Unterschieden werden kann zwischen zwei Arten einer vertraglichen Umsetzung der Energiebeschaffung:

1. Netznutzung durch den Lieferanten; dies ist durch Abschluss eines Vertrages zur Versorgung, welcher Stromlieferung und Netznutzung beinhaltet (All-inclusive-Vertrag), gekennzeichnet. Diese Variante wird von den meisten Haushaltskunden gewählt.
2. Netznutzung durch den Kunden; hier wurde ein reiner Stromliefervertrag zur Versorgung mit gesonderter Vereinbarung für die Netznutzung abgeschlossen. Dieser Fall ist durch eine Zahlung der Netzentgelte direkt an den Netzbetreiber (NB) gekennzeichnet. /MUSS-01 15/

In beiden Vertragskonstellationen der Energiebeschaffung werden aber schlussendlich alle Komponenten der Strompreise repräsentiert. /PLANT-01 15/ Die einzelnen Bestandteile des Strompreises für Haushaltskunden mit All-inclusive-Vertrag sind in Abbildung 9-11 in absoluten Werten und in Abbildung 9-12 relativ zum Jahresstrompreis im Zeitraum 2013 bis 2018 dargestellt.

Bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh hat das Nettonetzentgelt 2018 einen Anteil von 23 % des Gesamtpreises. Die EEG-Umlage hatte einen Anteil von 22,7 %. Die Energiebeschaffung inklusive Vertrieb und Marge steht mit einem Anteil von 22,4 % erst an dritter Stelle. Prinzipiell sind die einzelnen Bestandteile auch auf Industriekunden sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zutreffend. Die spezifischen Werte unterscheiden sich aber. Die Umsatzsteuer bezieht sich schlussendlich auf alle anderen Komponenten des Strompreises.

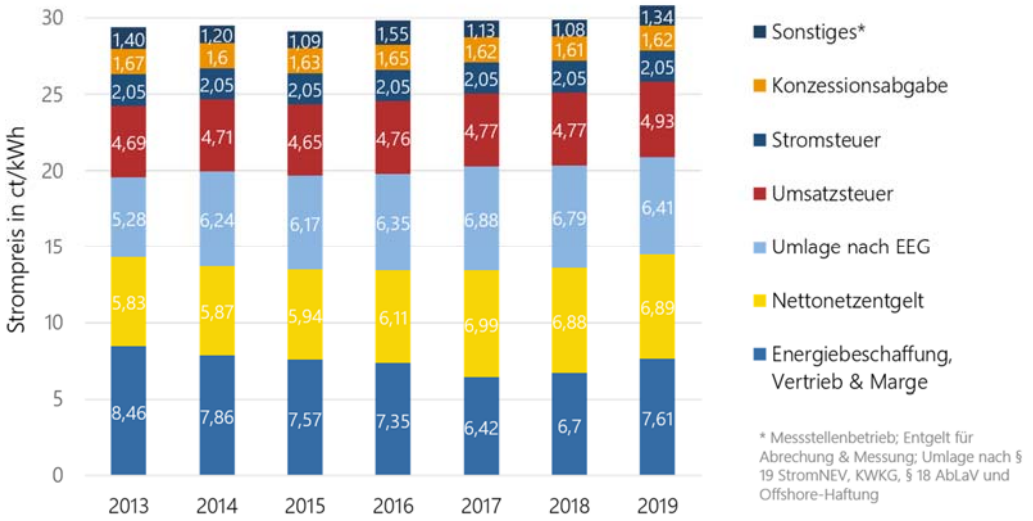


Abbildung 9-11: *Bestandteile des Strompreises für Haushaltskunden /BNETZA-20 18/, /BNETZA-01 17/, /BNETZA-01 16/, /BNETZA-01 15/, /BNETZA-12 14/, /BNETZA-17 13/, /BNETZA-05 13/, /BNETZA-25 19/, /ÜNB-03 19/, /ÜNB-04 19/, /ÜNB-05 19/*

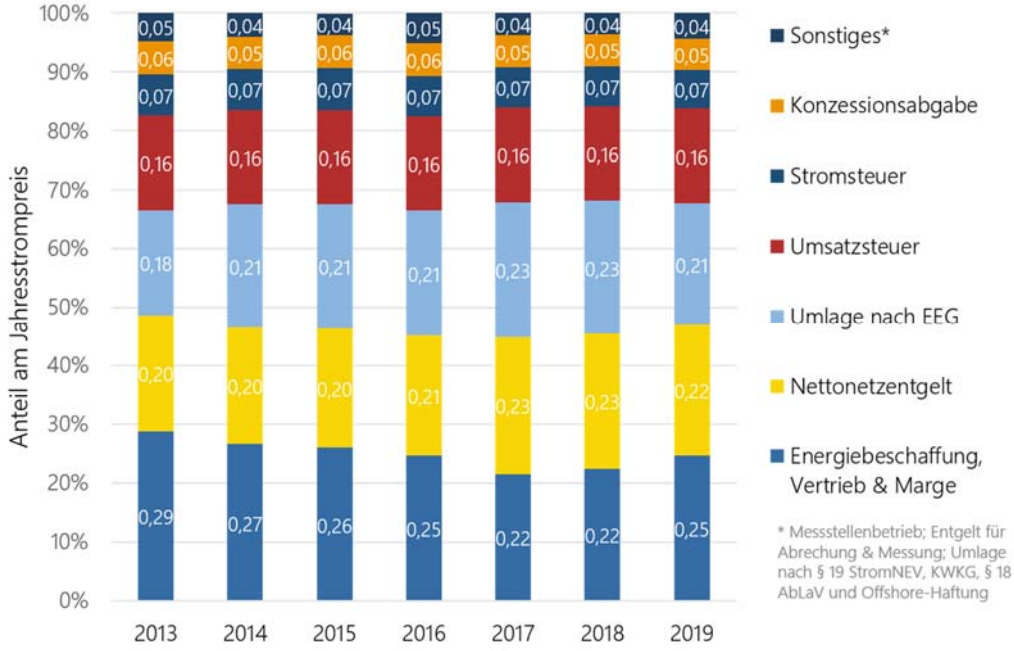


Abbildung 9-12: Relative Anteile der Strompreise für Haushaltskunden */BNETZA-20 18/, /BNETZA-01 17/, /BNETZA-01 16/, /BNETZA-01 15/, /BNETZA-12 14/, /BNETZA-17 13/, /BNETZA-05 13/, /BNETZA-25 19/, /ÜNB-03 19/, /ÜNB-04 19/, /ÜNB-05 19/*

Für Industriekunden über 24 GWh/a kann bei Strompreisen ohne Vergünstigungen von den in Abbildung 9-13 dargestellten Preisen ausgegangen werden. Ohne Vergünstigungen bedeutet, dass bei keinen Komponenten der Strompreise eine Befreiung möglich ist.

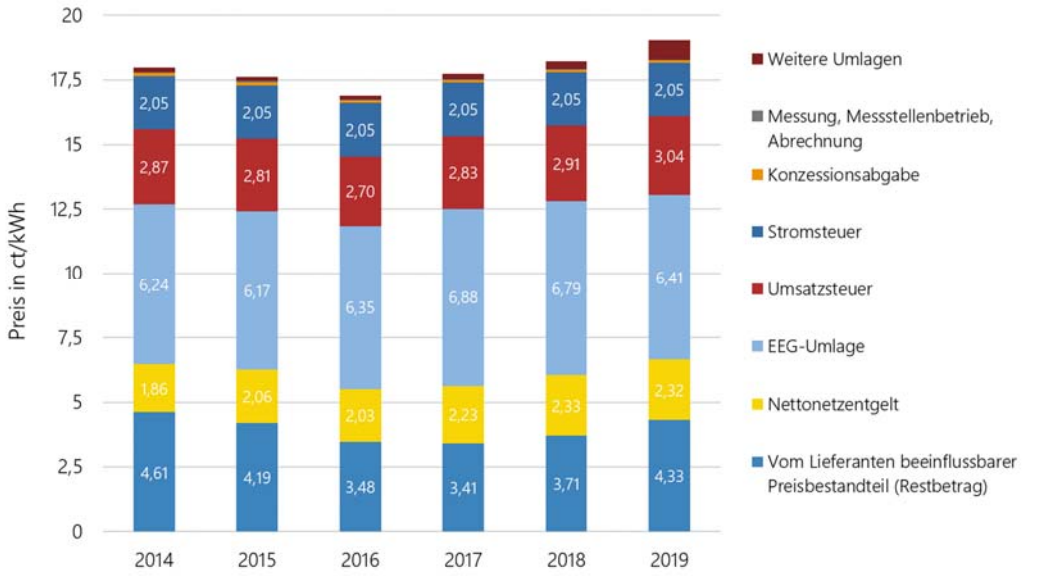


Abbildung 9-13: Strompreis für den Abnahmefall von 24 GWh/a (Industriekunden) ohne Vergünstigungen. /BNETZA-12 14/, /BNETZA-01 15/, /BNETZA-01 16/, /BNETZA-01 17/, /BNETZA-20 18/, /BNETZA-34 19/

Für einen geringeren Energiebezug beispielsweise von Gewerbekunden im Abnahmefall von 50 MWh/a kann von den in Abbildung 9-14 dargestellten Strompreisen ausgegangen werden.

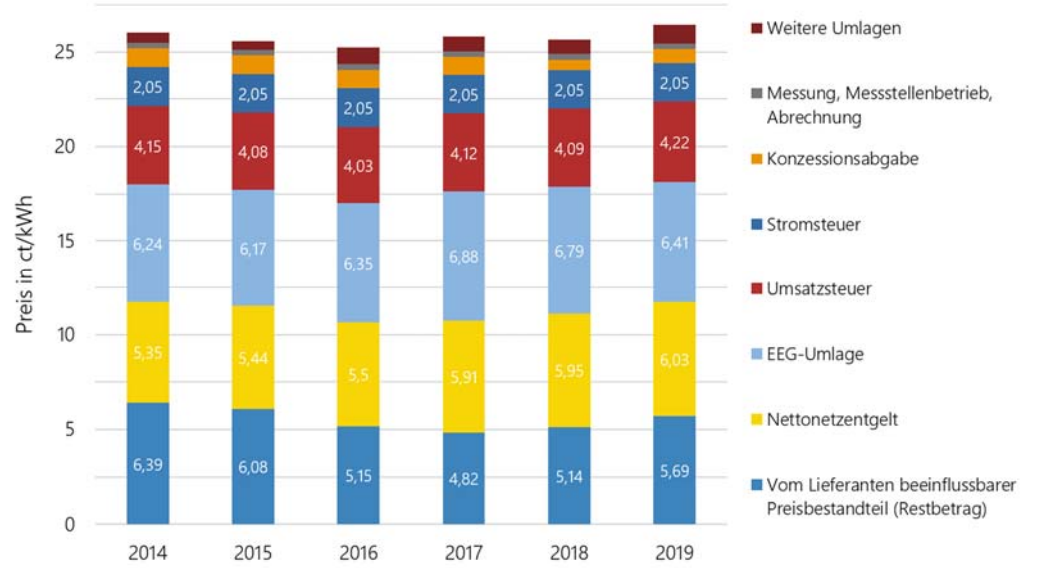


Abbildung 9-14: Strompreis für den Abnahmefall von 50 MWh/a (Gewerbekunden) ohne Vergünstigungen. /BNETZA-12 14/, /BNETZA-01 15/, /BNETZA-01 16/, /BNETZA-01 17/, /BNETZA-20 18/, /BNETZA-34 19/

Abhängig von einer Vielzahl von Faktoren – beispielsweise den Benutzungsstunden oder dem Stromverbrauch – ist es möglich, einzelne Bestandteile der Strompreise zu reduzieren. Für den Abnahmefall von 24 GWh/a (Industriekunden) sind in Abbildung 9-15 die Strompreise mit Vergünstigungen dargestellt. Angenommen wurde hierzu, dass der Strompreis maximal vergünstigt wurde. Dieser Strompreis stellt somit ein Minimum dar.

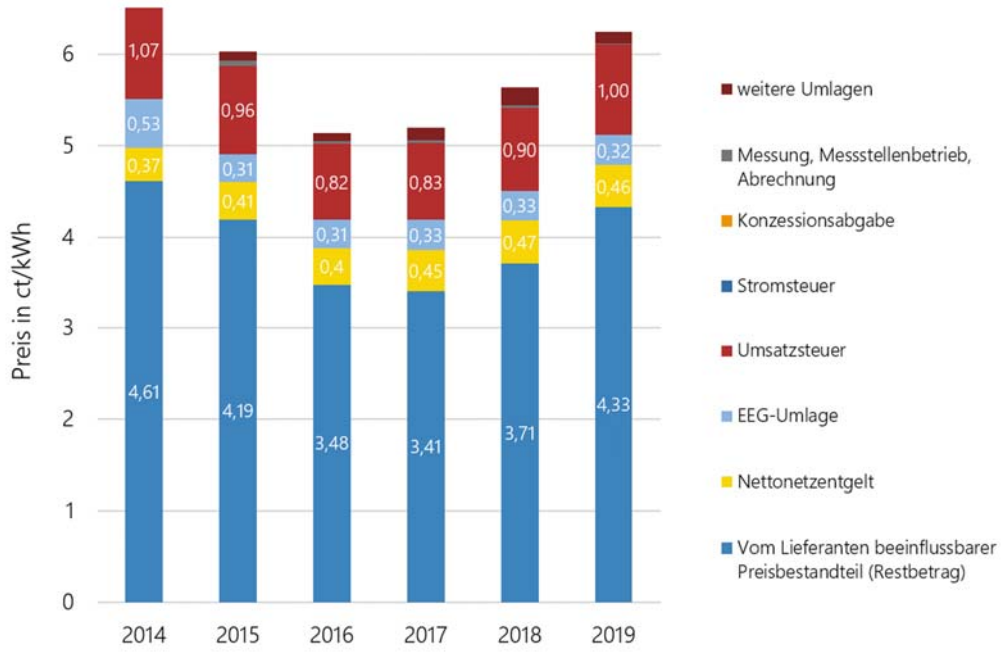


Abbildung 9-15: Strompreis für den Abnahmefall von 24 GWh/a (Industriekunden) mit Vergünstigungen. /BNETZA-12 14/, /BNETZA-01 15/, /BNETZA-01 16/, /BNETZA-01 17/, /BNETZA-20 18/, /BNETZA-34 19/

In /FFE-133 17/ wird gezeigt, dass nur der Preis für die Energiebeschaffung und den Vertrieb flexibilisiert werden kann. Für Haushaltskunden können die restlichen Bestandteile als fix betrachtet werden.

9.5.2.3 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Der im vorherigen Abschnitt beschriebene Status quo wird in mehreren Forschungsprojekten diskutiert und weiterentwickelt. Teil davon ist die Frage nach der Flexibilitätserschließung bei der Energiebereitstellung.

Nach der DENA Taskforce Netzentgelte /DENA-09 18/ hat die Energiewende einen Umsetzungsstand erreicht, welcher eine Neuausrichtung des zugrundeliegenden energiewirtschaftlichen Regulierungsrahmens erfordert. Hierzu müssen in einem kosteneffizienten Gesamtsystem Stromerzeugung und -verbrauch sowie Netzausbau besser aufeinander abgestimmt werden. Im folgenden Abschnitt werden in Form einer Metastudie verschiedene Verbesserungsideen bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik analysiert und zusammengefasst (siehe Abbildung 9-16). Die Untersuchung basiert hierzu auf sieben verschiedenen Faktoren:

1. Ein Faktor ist, ob durch den Verbesserungsvorschlag die **Kostentragung verursachergerechter** wird. Dieses Kriterium hat die Ausprägung Ja oder Nein. Untersucht wird, ob die durch den Netzausbau entstehenden Kosten dem Verursacher durch den Verbesserungsvorschlag besser zugerechnet werden können.
2. Ein weiterer Faktor ist der **Umstellungsaufwand**. Hier soll untersucht werden, wie aufwendig die Umsetzung des Verbesserungsvorschlages ist. Die Ausprägung „gering" bedeutet, dass eine Änderung der rechtlichen Ausgestaltung ausreichend ist. Ein hoher Umstellungsaufwand erfordert eine grundlegende Umstellung der

Berechnungsmethoden der Netzentgelte. Die Ausprägung „mittel" ist im Zwischenraum eingeordnet.

3. Bei einer Anpassung des derzeitigen Systems sind **Fehlsteuerungen** möglich. Sollten diese bereits konzeptionell identifizierbar sein, werden diese genannt. Eine abschließende Analyse bezüglich Fehlsteuerungen erfordert jedoch eine interdisziplinäre tiefgreifende Analyse.

4. Kern der Entwicklungen der letzten Jahre war es auch, mittels flexiblen Verbrauchern z. B. volatiler Erzeugung im Stromnetz, gegenzusteuern. Untersucht wird an dieser Stelle, ob durch den Verbesserungsvorschlag die **Flexibilisierung von Letztverbrauchern** begünstigt wird.

5. Zum anderen wird untersucht, ob durch den Verbesserungsvorschlag **netzdienliches Verhalten angereizt** wird. Unter Netzdienlichkeit wird verstanden, dass durch den Verbesserungsvorschlag ein Beitrag zur Netzstabilisierung geleistet wird.

6. Außerdem wird ausgewertet, ob der Verbesserungsvorschlag zu **individuelleren Netzentgelten** führt. Die Ausprägung „↑" bedeutet, dass die Netzentgelte individueller werden. Im Kontrast hierzu bedeutet „↓" weniger individuelle Netzentgelte und „-", dass keine Auswirkungen hinsichtlich der Individualität zu erwarten sind.

7. Mit ähnlichen Ausprägungen wird das Kriterium „**Großverbraucher Flexibilität**" untersucht. Entscheidend hierzu ist, ob Großverbraucher durch den Verbesserungsvorschlag angereizt werden, ihre Flexibilität bereitzustellen. In dieser Ausprägung bedeutet „↑", dass ein Anreiz besteht und „↓" das Gegenteil. Die Ausprägung „-" steht für eine neutrale Einordnung.

Weiterentwicklungsansatz:	Kostentragung wird verursachergerechter	Umstellungsaufwand	Fehlsteuerungen	Flexibilisierung von Letztverbrauchern	Netzdienliches Verhalten wird angereizt	Individuellere Netzentgelte	Großverbraucher Flexibilität
Variable Netzentgelte	Ja	mittel	Nein	Ja	Ja	↑	↑
Beteiligung von Energieerzeugern an den Netzkosten	Ja	mittel	Preiselastizität der Erzeugung ist höher als Lastseitig	Nein	Ja	↑	-
Stärkung der Leistungskomponente bei Nutzern mit Standardlastprofil.	Ja	mittel	Hoher Fixkostenanteil beim Anschluss	Nein	Ja	↑	-
Stärkere Beteiligung der Eigenversorger an den Netzkosten.	Ja	mittel	Nein	Nein	ja	↑	-
Berücksichtigung von Netzanschlusskapazität in Netzentgelten.	Ja	gering	Nein	Nein	Ja	↑	-
Änderung der Zielhierarchie: Anreizwirkung vor Verursachergerechtigkeit.	Nein	hoch	Reduzierte Kosten-verantwortung der Akteure	Ja	Ja	↑	-
Höhere zeitliche und örtliche Ausrichtung der Netzentgelte für dezentrale Erzeuger und Verbraucher.	Ja	hoch	Nein	Ja	Ja	↑	-
Anpassungen der Regelungen für privilegierte Unternehmen	Ja	gering	Nein	Ja	Ja	↑	-
Rücknahme von Hochlastfenstern bei atypischer Netznutzung in Zeiten, in welchen ein höherer Strombezug möglich ist.	Ja	mittel	Neue Hochlastfenster durch Vorzug	Ja	Nein	↑	↑
Das Benutzungsstundenkriterium bei stromintensiver Netznutzung soll gleitend formuliert werden und nicht mit festen Grenzen.	Ja	mittel	Nein	Ja	Ja	↑	↑
Änderung der Netzreservekapazität bei leistungsgemessener Eigenstromerzeugung.	Ja	gering	Nein	Ja	Ja	-	↑
Keine Erhöhung der Netzentgelte durch netzdienliches Verbrauchsverhalten.	Ja	gering	Nein	Ja	Ja	-	↑
Festgelegte atypische Netznutzung muss eingehalten werden.	Ja	gering	Nein	Ja	ja	-	↑
Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzdienlichkeit bei der stromintensiven Netznutzung.	Ja	gering	Preissignale können zu erhöhten Engpässen führen	Ja	Ja	-	↑
Weiterentwicklungen zu den Regelungen für abschaltbare Lasten.	Nein	mittel	Nein	Ja	Ja	-	↑
Kombinierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität durch industrielle Prozesse.	Ja	mittel	Nein	Ja	Ja	-	↑
Geänderte Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster bei atypischer Netznutzung.	Ja	gering	Nein	Nein	Ja	-	-
Horizontale Kostenwälzung oder einheitliche Netzentgelte	Ja	gering	Reduzierte Kosten-verantwortung der Akteure	Nein	Nein	↓	-
Ermöglichen von Mehrverbrauch bei hohem EE-Dargebot.	Nein	mittel	Überkapazitäten in den Netzen nötig	Ja	Ja	↓	-

Abbildung 9-16: Einordnung der Verbesserungspotenziale der Netzentgelte

9.5.2.4 Fazit

Das vorliegende Dokument schafft einen Überblick über bestehende Konzeptvorschläge zur Erschließung von Flexibilität auf Basis der Anreizwirkung variabler Strompreisbestandteile. Hierzu zählen insbesondere eine Anpassung der Netzentgeltsystematik als auch die Bewertung von variablen Tarifen für flexible Lasten, insbesondere Großverbraucher.

Im ersten Schritt wurden hierzu die Strompreisbestandteile analysiert. Ersichtlich wurde, dass die Strompreise aus einer Vielzahl von Komponenten bestehen. Im Vergleich zwischen Haushaltskunden, Gewerbekunden (50 MWh/a) und Industriekunden (24 GWh/a) variieren die Strompreise jedoch erheblich (siehe Kapitel 9.5.2.2). Auffällig ist zudem, dass die Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge bei Haushalten 22 % ausmacht. 74 % des Strompreises sind Nettonetzentgelt, EEG-Umlage, Umsatzsteuer, Stromsteuer und Konzessionsabgabe. Anhand dieser Aufteilung wird ersichtlich, dass die Strompreise großteils durch Entgelte, Steuern, Umlagen und Abgaben bestimmt werden. Insbesondere diese Bestandteile sind bei Großverbrauchern unterschiedlich.

Bei einem Industriekunden mit einem Abnahmefall von 24 GWh/a mit allen möglichen Vergünstigungen beträgt der vom Lieferanten beinflussbare Preisbestandteil (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) bereits 66 % (2/3) des Strompreises. Anhand dieses Beispiels wird ersichtlich, dass bei Großverbrauchern die Strompreise stärker erzeugungsgetrieben sind und die anderen Komponenten in den Hintergrund rücken. Auch unterscheiden sich die Strompreise abnehmerbezogen erheblich. 2018 betrug der Strompreis für Haushaltskunden 29,88 ct/kWh inkl. Ust. und für den oben beschriebenen Industriekunden ca. 5,62 ct/kWh inkl. Ust.

Im Zuge der Energiewende, welche die Energiewirtschaft bereits von einer flexiblen Erzeugung hin zu einer volatilen Erzeugung verändert hat, sollte die Berechnung der Bestandteile der Strompreise dieser Veränderung angepasst werden. Teil dieser Veränderungen sollte eine angemessene Vergütung der Flexibilitätsbereitstellung von Verbrauchern sein. Diese Anreize für Flexibilität können z. B. über individuellere Netzentgelte oder spezielle Tarife für Großverbraucher erfolgen. In /FFE-133 17/ wird gezeigt, dass nur der Preis für die Energiebeschaffung und den Vertrieb flexibilisiert werden kann. Für Haushaltskunden können die restlichen Bestandteile als fix betrachtet werden.

Bei den Strompreiskomponenten sind die meisten abhängig von der Menge an bezogener Energie. Abhängig von den anderen Komponenten ist jedoch die Umsatzsteuer, welche 19 % von allen anderen Strompreiskomponenten beträgt. Sollten die Netzentgelte flexibilisiert werden, war 2018 maximal eine Flexibilisierung von 6,88 ct/kWh möglich.

Neben den Strompreiskomponenten wurden weitere wichtige Elemente der Regulatorik im Zusammenhang mit den Strompreisen beschrieben.

Individuelle Netzentgelte

Viele Weiterentwicklungsvorschläge im Bereich der Netzentgelte zielen auf stärker auf den Letztverbraucher bezogene Entgelte ab. Dadurch sollen zum einen die Netzentgelte verursachergerechter und zum anderen die Anreizwirkung der Regelungen erhöht werden. Mehrere Verbesserungsvorschläge können dies fördern. Ausschlaggebendes Kriterium für ein Cluster ist an dieser Stelle immer, dass durch den Verbesserungsvorschlag die Netzentgelte individualisierter werden.

Tarifen für flexible Lasten (insb. Großverbraucher)

Die Flexibilisierung von Großverbrauchern ermöglicht es, ein großes Flexibilitätsvolumen zu erschließen. Deshalb ist es zielführend, insbesondere diese Letztverbrauchergruppe in einem Verbesserungssystem mit zu betrachten. Für dieses Cluster war das entscheidende Kriterium, dass der Jahresverbrauch 100.000 kWh übersteigt und die Flexibilität von Großverbrauchern durch den Verbesserungsvorschlag erschlossen wird.

Sonstige Verbesserungsvorschläge

Festzustellen ist, dass über die genannten Cluster hinaus weitere Verbesserungsvorschläge existieren. Diese Verbesserungsvorschläge konnten nicht auf flexiblere Großverbraucher noch auf individuellere Netzentgelte zurückgeführt werden.

Zusätzlich zu den Clustern wurde eine Bewertung, basierend auf sieben Faktoren der einzelnen Use Cases durchgeführt. (siehe hierzu Abbildung 9-16)

Verbesserungspotenzialübergreifend sollte schlussendlich das System aus Umlagen, Abgaben und Steuern so neugestaltet bzw. verbessert werden, dass flexible Stromnutzung attraktiver

wird. Problematisch hierbei können gegenläufige, nicht miteinander vereinbare Schlussfolgerungen sein. Eine Möglichkeit hierzu ist das marktbasierte Netzengpassmanagement mit beispielsweise einer FlexPlattform.

9.5.3 Flex-Potenzial Bewertung

9.5.3.1 Formeln

Begrenzende Faktoren des Flex-Potenzials - Da innerhalb der Gemeinden viele Anlagen zu einer gemeinsamen virtuellen Anlage aggregiert werden, wird angenommen, dass die Leistung der virtuellen Anlage einer Gemeinde stufenlos innerhalb der ermittelten Potenzial-Grenzen geändert werden kann, selbst wenn die einzelnen Anlagen nur die Arbeitspunkte Volllast oder keine Leistung einnehmen können.

Im Folgenden werden die drei Faktoren, die das Flex-Potenzial begrenzen, genauer beschrieben.

Leistungs-Restriktion

$$P_{-P}(z) = P_{Lade\,max} - P_{Referenz}(z) \tag{9-1}$$

$P_{-P}(z)$ in kW	negatives Flex-Potenzial für Abrufdauer eines Zeitschritts (≥ 0)
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
$P_{Lade\,max}$ in kW	maximale Ladeleistung (≥ 0)
$P_{Referenz}(z)$ in kW	elektrische Referenzlast (VZS)

$$P_{+P}(z) = |P_{Entlade\,max}| + P_{Referenz}(z) \tag{9-2}$$

$P_{+P}(z)$ in kW	positives Flex-Potenzial für Abrufdauer eines Zeitschritts (≥ 0)
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
$P_{Entlade\,max}$ in kW	maximale Entladeleistung (≥ 0), $P_{Entlade\,max} = 0$ bei elektrisch unidirektionalen Komponenten
$P_{Referenz}(z)$ in kW	elektrische Referenzlast (VZS)

$$P_{\pm P,\,t_S}(z) = min\left(P_{\pm P}(z), P_{\pm P}(z+1), \ldots, P_{\pm P}(z+a_S-1)\right) \tag{9-3}$$

$P_{\pm P;t_S}(z)$ in kW	negatives bzw. positives Flex-Potenzial für bestimmte Abrufdauer t_S (≥ 0)
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
a_S	Anzahl Zeitschritte der jeweiligen Abrufdauer t_S
$P_{+P}(z+x-1)$ in kW	negatives bzw. positives Flex-Potenzial für Abrufdauer eines Zeitschritts (≥ 0); $1 \leq x \leq a_S$

Begrenzende Faktoren des Flex-Potenzials – SoC

$$P_{-SoC}(z) = \frac{1}{t_Z * \eta_{Laden}} * \left(E_{Kap} - E_{Sp}(z)\right) = \frac{1}{t_Z * \eta_{Laden}} * E_{Kap} * \left(1 - SoC(z)\right) \tag{9-4}$$

$P_{-SoC}(z)$ in kW	negatives Flex-Potenzial für Abrufdauer eines Zeitschritts (≥ 0)
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
t_Z in h	Zeitschrittdauer
η_{Laden}	Ladewirkungsgrad
E_{Kap} in kWh	Nettospeicherkapazität
$E_{Sp}(z)$ in kWh	Speicherinhalt ($\leq E_{Kap}$; ≥ 0)
$SoC(z)$	anteiliger Speicherinhalt (netto) bezogen auf E_{sp}

$$P_{+\,SoC}(z) = \frac{\eta_{Entladen}}{t_Z} * E_{Sp}(z) = \frac{\eta_{Entladen}}{t_Z} * E_{Kap} * SoC(z) \qquad (9\text{-}5)$$

$P_{+\,SoC}(z)$ in kW	positives Flex-Potenzial für Abrufdauer eines Zeitschritts (≥ 0)
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
t_Z in h	Zeitschrittdauer in h zur Umrechnung von Energie zu Leistung
$\eta_{Entladen}$	Entladewirkungsgrad
E_{Kap} in kWh	Nettospeicherkapazität
$E_{Sp}(z)$ in kWh	Speicherinhalt
$SoC(z)$	anteiliger Speicherinhalt (netto) bezogen auf E_{sp}

$$P_{\pm\,SoC,\,t_S}(z) = min\left(\frac{P_{\pm\,SoC}(z)}{1}, \frac{P_{\pm\,SoC}(z+1)}{2}, \ldots, \frac{P_{\pm\,SoC}(z+a_S-1)}{a_S}\right) \qquad (9\text{-}6)$$

$P_{\pm SoC;t_S}(z)$ in kW	negatives bzw. positives Flex-Potenzial für bestimmte Abrufdauer t_S (≥ 0)
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
a_S	Anzahl Zeitschritte der jeweiligen Abrufdauer t_S
$\frac{P_{\pm SoC}(z+x-1)}{x}$ in kW	negatives bzw. positives Flex-Potenzial der Zeitschritte in Abrufzeitfenster (z bis $z + a_S - 1$) für Abruf zum Zeitpunkt z (≥ 0); $1 \leq x \leq a_S$

Begrenzende Faktoren des Flex-Potenzials - Ermittlung des Flex-Potenzials von Wärmepumpen

$$P_{+E,\,t_S} = \max_z\left(\frac{1}{t_S} * E_{el.\ Bedarf}(z)\right) = \max_z\left(\frac{t_Z}{t_S} * \sum_z^{z+z_{Ab}-1} P_{Referenz}(z)\right) \qquad (9\text{-}7)$$

$P_{+E,\,t_S}$ in kW	positives Flex-Potenzial (Skalar) für bestimmte Abrufdauer t_S (≥ 0)
z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
t_S in h	Abrufdauer: Dauer der Änderung der Referenzlast um fixen Leistungswert
$E_{el.\ Bedarf}(z)$ in kWh	maximaler Energiebedarf innerhalb der erlaubten Abschaltzeit t_{Ab}
t_Z in h	Zeitschrittdauer zur Umrechnung von Energie zu Leistung
z_{Ab}	Anzahl Zeitschritte der Abschaltzeit t_{Ab}; erlaubte Dauer vollständiger Abschaltung
$P_{Referenz}(z)$ in kW	elektrische Referenzlast (VZS)

$$\begin{aligned} P_{-\,E,t_S}(z) &= \frac{1}{t_S} * E_{el.\ Bedarf}(z) \\ &= \frac{t_Z}{t_S} * \left(\sum_z^{z+z_A-1} P_{Referenz}(z) - \sum_z^{z+z_S-1} P_{Referenz}(z)\right) \\ &= \frac{t_Z}{t_S} * \left(\sum_{z+z_S}^{z+z_A-1} P_{Referenz}(z)\right) \end{aligned} \qquad (9\text{-}8)$$

$P_{-\,E,t_S}(z)$ in kW	negatives Flex-Potenzial für bestimmte Abrufdauer t_S (≥ 0)

z	beliebiger, zeitdiskreter Zeitschritt der Simulation
t_S in h	Abrufdauer: Dauer der Änderung der Referenzlast um fixen Leistungswert
$E_{el.\ Bedarf}(z)$ in kWh	rollierender Energiebedarf in der nachfolgenden Ausgleichszeit t_A exklusive der durch die Referenzlast in t_S bereits geladenen Energie
t_Z in h	Zeitschrittdauer zur Umrechnung von Energie zu Leistung
z_S	Anzahl Zeitschritte der Abrufdauer
z_A	Anzahl Zeitschritte der Ausgleichszeit t_A; $t_A > t_S$
$P_{Referenz}(z)$ in kW	elektrische Referenzlast

9.5.3.2 Abbildungen zum Flex-Potenzial in Altdorf

Flex-Potenzial für ESH

Abbildung 9-17 zeigt das über alle Wintertage gemittelte Flex-Potenzial der ESH in Altdorf für verschiedene Abrufdauern. Die Schwankung des Potenzials wird stark durch die Sperr- und Freigabezeit beeinflusst. Die Überlagerung der Last der vorwärts- und rückwärtsgesteuerten Anlagen um 2:00 Uhr ist deutlich im positiven und negativen Potential erkennbar.

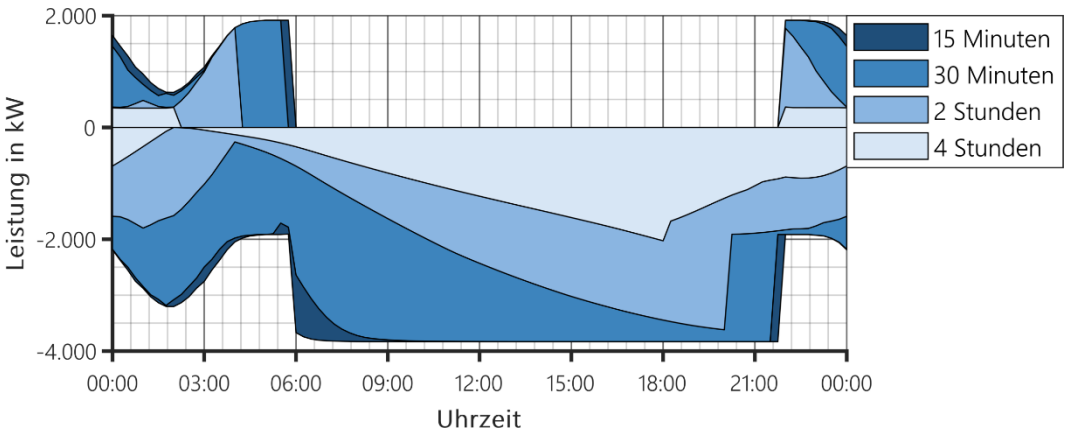


Abbildung 9-17: Über alle Wintertage gemitteltes Flex-Potenzial der elektrischen Speicherheizungen in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Abbildung 9-18 zeigt die entsprechende Auswertung für den Zeitraum „Sommer". Die Abnahme des Potenzials in beide Richtungen im Vergleich zum Winter ist deutlich erkennbar.

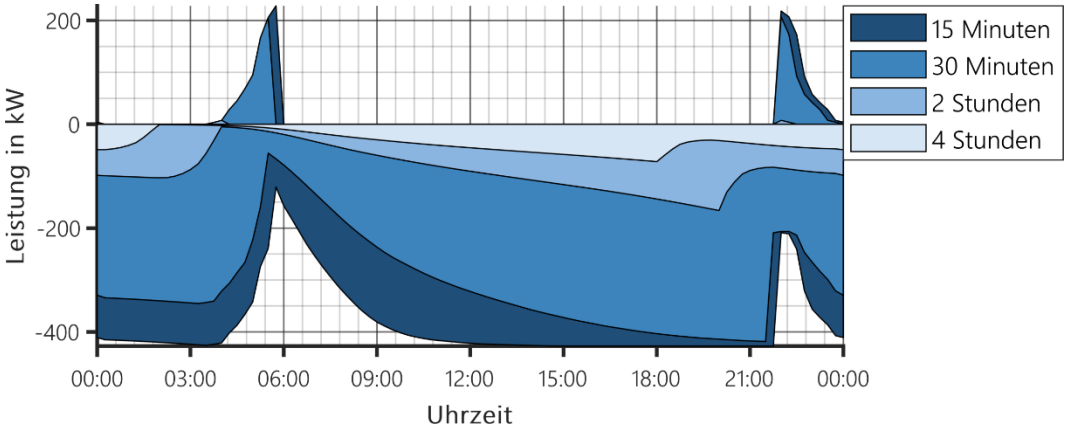


Abbildung 9-18: Über alle Sommertage gemitteltes Flex-Potenzial der elektrischen Speicherheizungen in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Abbildung 9-19 zeigt die Auswertung für den Zeitraum „Übergangszeit“. Eine Überlagerung der Last der vorwärts- und rückwärtsgesteuerten Anlagen findet im Sommer und in der Übergangszeit nicht statt, da der Wärmebedarf geringer als im Winter ist. Aufgrund der Energiebedarfsrestriktion ist im Sommer und in der Übergangszeit tagsüber nicht das volle negative Potenzial vorhanden.

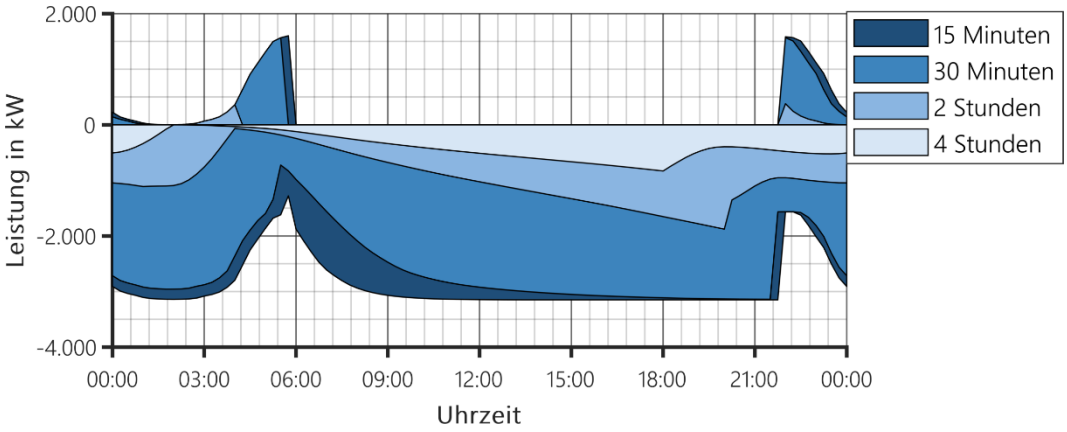


Abbildung 9-19: Über alle Tage der Übergangszeit gemitteltes Flex-Potenzial der elektrischen Speicherheizungen in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Flex-Potenzial für WP

Abbildung 9-20 zeigt das über alle Wintertage gemittelte Flex-Potenzial der WP in Altdorf für verschiedene Abrufdauern. Es ist eine deutliche Korrelation bzw. Antikorrelation der elektrischen Referenzlast in Abbildung 3-14 bzw. des Wärmebedarfsgangs in Abbildung 3-12 mit dem positiven bzw. negativen Potenzial erkennbar.

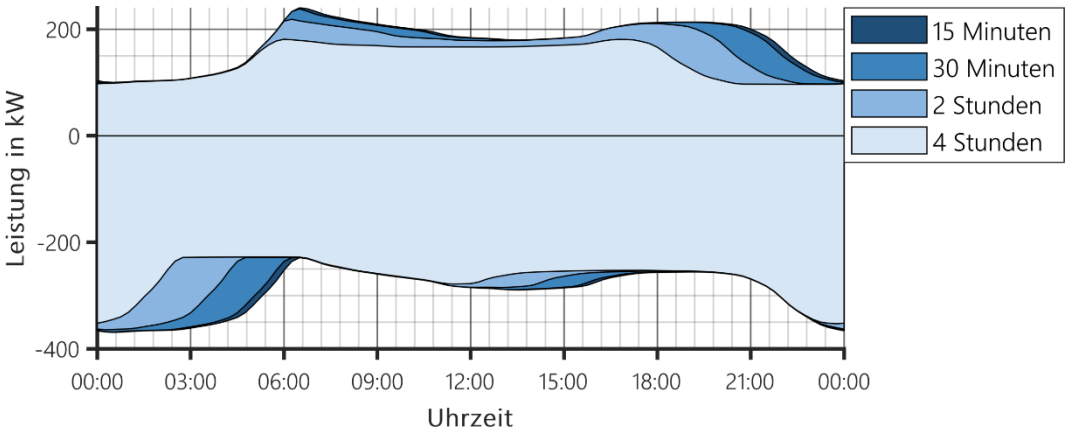


Abbildung 9-20: Über alle Wintertage gemitteltes Flex-Potenzial der Wärmepumpen in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Abbildung 9-21 zeigt das über alle Sommertage gemittelte Flex-Potenzial der WP in Altdorf für verschiedene Abrufdauern, welches wegen des geringeren Wärmebedarfs deutlich niedriger ist als das Potenzial im Winter. Das positive Potenzial ist ca. um den Faktor 20, das negative Potenzial um den Faktor 6 geringer. Aufgrund der Energiebedarfsrestriktion hat die Abrufdauer großen Einfluss auf die Höhe des negativen Potenzials. So ist das Potenzial bei einem vierstündigen Abruf nur ca. halb so hoch wie bei einem Abruf von 15 Minuten.

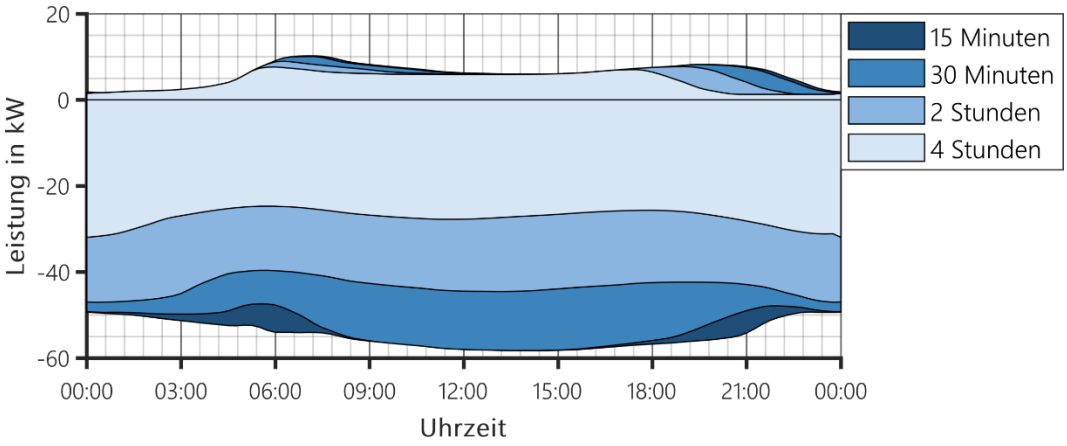


Abbildung 9-21: Über alle Sommertage gemitteltes Flex-Potenzial der Wärmepumpen in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Abbildung 9-22 zeigt das über alle Tage der Übergangszeit gemittelte Flex-Potenzial der WP in Altdorf für verschiedene Abrufdauern. Dieses Potenzial liegt ungefähr zwischen den Ergebnissen aus der Sommer- und Winterperiode.

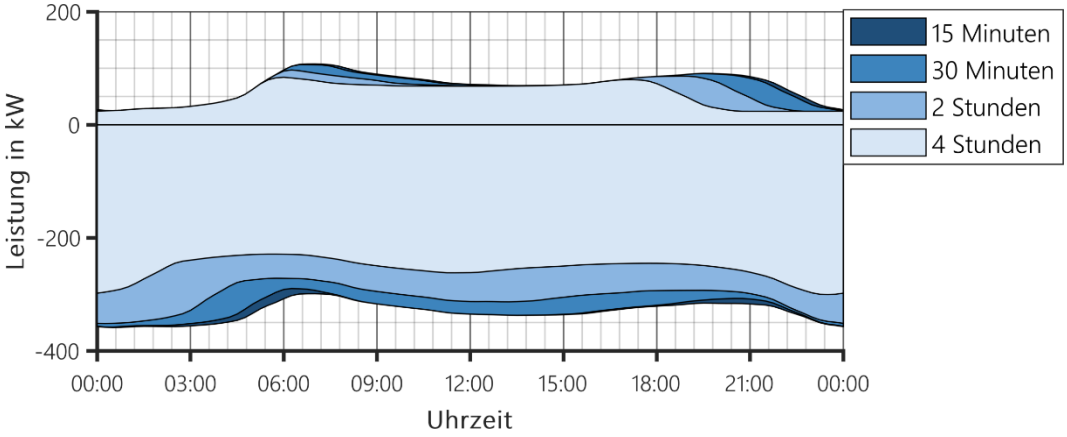


Abbildung 9-22: Über die Übergangszeit gemitteltes Flex-Potenzial der Wärmepumpen in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Flex-Potenzial für HSS

Abbildung 9-23 zeigt das über alle Wintertage gemittelte Flex-Potenzial der HSS in Altdorf für verschiedene Abrufdauern. Da die Speicher im Winter aufgrund geringerer PV-Einspeisung im Mittel bereits um ca. 22:30 Uhr entladen sind besteht danach kein positives Potenzial mehr. Dafür ist wegen dem relativ geringen SOC im Winter das negative Potenzial sehr hoch.

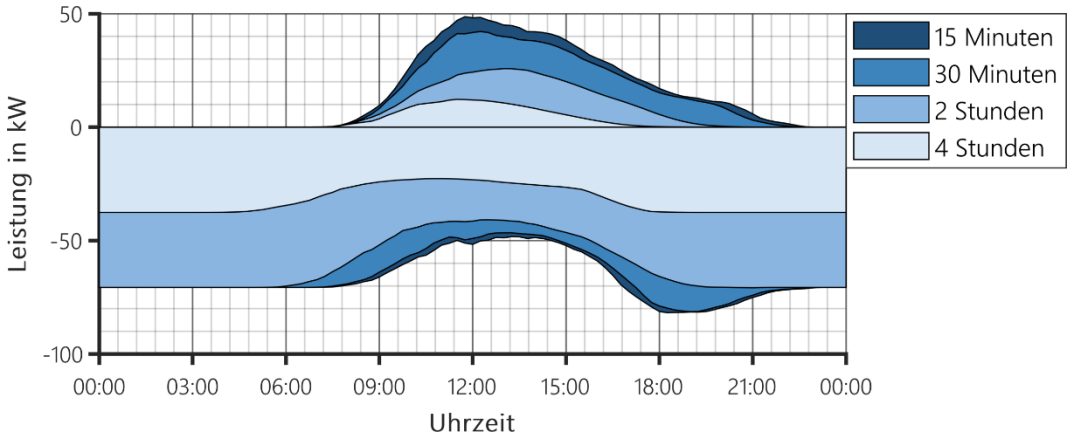


Abbildung 9-23: Über alle Wintertage gemitteltes Flex-Potenzial der Hausspeicher in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Abbildung 9-24 zeigt das über alle Sommertage gemittelte Flex-Potenzial der HSS in Altdorf für verschiedene Abrufdauern. Das negative Potenzial, also die Erhöhung der Last bzw. Verminderung der Netzeinspeisung, ist von ca. 12:00 bis 18:00 Uhr kaum möglich, da die Speicher meist entweder mit voller Leistung laden oder bereits vollgeladen sind. Im Gegensatz dazu besteht nahezu ganztägig ein hohes positives Potenzial.

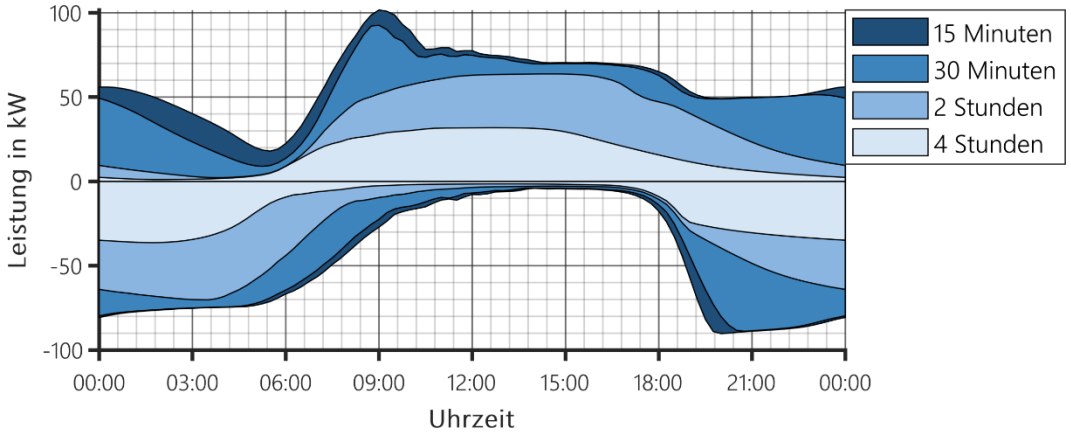


Abbildung 9-24: Über alle Sommertage gemitteltes Flex-Potenzial der Hausspeicher in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

Abbildung 9-25 zeigt das über alle Tage der Übergangszeit gemittelte Flex-Potenzial der HSS in Altdorf für verschiedene Abrufdauern.

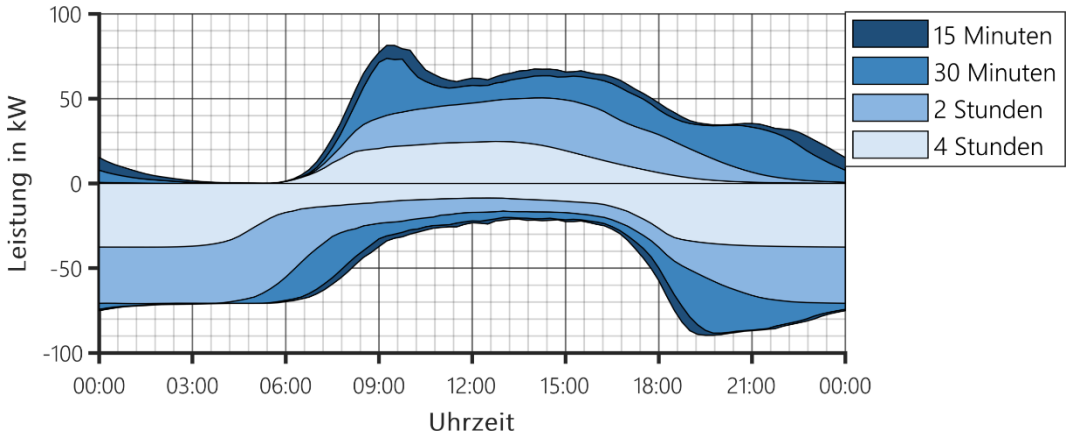


Abbildung 9-25: Über die Übergangszeit gemitteltes Flex-Potenzial der Hausspeicher in Altdorf für verschiedene Abrufdauern

9.5.4 Übersicht der analysierten Prozessschritte im Steuerboxfeldversuch

Tabelle 9-7: Übersicht der analysierten Prozessschritte nach /BSI-102 15/

Prozessschritt	Beschreibung	MSM ab	MSM auf	S ab	S auf
Wake-Up Sent	Testszenario ist gestartet und Wake-Up Paket ist gesendet	Ja	Nein	Ja	Nein
TLS-GWA Conn	Transport Layer Security (TLS)-Verbindung ist zwischen Gateway-Admin und Smart-Meter-Gateway etabliert	Ja	Nein	Ja	Nein
ComTaf	Der Tarifanwendungsfall (TAF) 9 zum Abruf der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage ist an das SMGW gesendet und der Empfang von dort quittiert	-	-	-	-
ReadMeter1	Erste Messung ist durchgeführt und übertragen	Ja	Ja	Nein	Nein
HKS4Conn	HKS4 (Transparenter Kanal initiiert durch EMT) zur Steuerbox ist aufgebaut	Ja	Nein	Ja	Nein
IEC61850	Protokoll IEC61850 im TLS-Kanal ist etabliert	Ja	Nein	Ja	Nein
Relay-Switch	Schaltung des Relay ist umgesetzt	Ja	Ja	Ja	Ja
ReadMeter2	Zweite Messung ist durchgeführt und übertragen	Ja	Ja	Nein	Nein
HKS4DisConn	HKS4 (Transparenter Kanal initiiert durch EMT) zur Steuerbox ist abgebaut	Ja	Nein	Ja	Nein
TotalScenario	Gesamte Prozesskette (Beginn Wake-Up Sent bis Ende HKS4DisConn)	-	-	-	-
Extern	Differenz der Messung TotalScenario und Summe der Einzelmessungen (Zeitdifferenzen aufgrund Performanceverlusten beim Aufrufen der Prozesse)	-	-	-	-

Der Prozessschritt „ComTaf" hat auf Grund der konzeptionellen Rahmenbedingungen keinen Einfluss auf die Ergebnisse, da kein anderer als der Tarifanwendungsfall 9 eingesetzt wird. Die Prozessschritte „TotalScenario" und „Extern" dienen zur internen Analyse, haben jedoch keinen funktionalen Beitrag im Sinne der beschriebenen Funktionsanforderung.

9.5.5 Stadt-Land-Ausgleich in Bayern

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien gehen zwei gegensätzliche Entwicklungen einher: Einerseits erfolgt durch den Ausbau dezentraler Erzeugung, wie z. B. Photovoltaik, eine noch nie dagewesene Dezentralisierung. Andererseits bedeutet der Ausbau der Offshore-Windenergie eine zunehmende Konzentration und Aggregation von Erzeugungsanlagen in Norddeutschland. Belastet Ersteres insbesondere die Verteilnetze, die historisch auf den Verbrauchsfall ausgelegt waren, steigen durch die Offshore-Windenergie die Distanzen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren, was wiederum zusätzliche Transportkapazitäten bei den Übertragungsnetzen (v. a. von Nord nach Süd) benötigt.

Ein Ziel vieler Gemeinden und Landkreise ist die energetische Unabhängigkeit und eine möglichst hohe Eigendeckung durch Erzeugung aus der eigenen Region /ISE-101 16/. „Die Flower.Power-Studie" (siehe /EBR-01 19/) zeigt für 2030, dass eine bilanzielle Eigendeckung der bayerischen Städte grundsätzlich möglich ist, wenn diese den Erzeugungsüberschuss der umliegenden Landkreise beziehen.

Diese Bewertung lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die tatsächliche Eigendeckung zu, da hier insbesondere zeitliche Disparitäten zwischen Erzeugung und Verbrauch unberücksichtigt bleiben.

Die nachfolgende Auswertung zeigt auf, wie zeitliche und räumliche Aspekte für die Bewertung der Eigendeckung herangezogen werden können. Außerdem wird berechnet, wie sich auf Basis der Erzeugungs- und Verbrauchsituation im Jahr 2030 der Energiebezug der Landkreise in Deutschland verhält. Insbesondere steht dabei die Frage im Vordergrund, ob der erzeugungsstarke ländliche Raum in der Lage ist, die verbrauchsstarken Städte mitzuversorgen. Ergänzend zu /EBR-01 19/ wird hier jedoch eine zeitliche Auflösung von einer Stunde gewählt und nicht alleine die direkt umliegenden Landkreise mit einbezogen, sondern die gesamte residuale Erzeugung in Bayern. Die Studie berücksichtigt keine Netzrestriktionen oder Randbedingungen durch die Energienetze (z. B. Topologie, Transportkapazitäten etc.), sondern verwendet einen „Kupferplatten-Ansatz".

9.5.5.1 Begriffsklärung

Der Eigenverbrauch (EV) gibt an, welcher Anteil der innerhalb eines Landkreises erzeugten Energie selbst im Landkreises genutzt und so nicht in andere Landkreise transportiert werden muss. /AEÖ-01 14/

Bei der Eigendeckung (ED) wird die Energie, die von einem Landkreis über einen Betrachtungszeitraum erzeugt wird, dividiert durch den gesamten Energiebedarf des Landkreises im selben Zeitraum. /AEÖ-01 14/

In Abbildung 9-26 wäre in beiden Fällen die Eigendeckung gleich, obwohl in der Realität in Fall 1 ein Speicher notwendig wäre, um die Energie aus dem Zeitraum der Erzeugung in den Zeitraum des Verbrauches zu verschieben.

Der Betrachtungszeitraum ist daher entscheidend, da elektrische Energie im Netz nicht direkt speicherbar ist und immer zur gleichen Zeit erzeugt und verbraucht werden muss. Sind die Betrachtungszeiträume relativ groß (Tage, Wochen, Monate, Jahre etc.), handelt es sich daher um sog. „bilanzielle" Betrachtungen. Je genauer die Zeitauflösung der Betrachtung, desto

genauer spiegelt die Bewertung auch die Realität wider und lässt Rückschlüsse z. B. auf Netzbelastungen zu.

Der Autarkiegrad (AG) oder auch Selbstversorgungsgrad eines Landkreises beschreibt die Unabhängigkeit der elektrischen Energieversorgung des Landkreises von anderen Regionen. Bei einem Autarkiegrad von 100 % kann der Landkreis seinen Energiebedarf zu jedem Zeitpunkt vollständig selbst decken und ist nicht auf Zuflüsse von Außerhalb angewiesen. Auch wenn dies aus Systemsicht keinen erstrebenswerten Zustand darstellt, ist der AG als Parameter ein guter Indikator für ein ausgeglichenes Verhältnis aus Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität. Der Autarkiegrad setzt die selbst erzeugte und **gleichzeitig** selbst genutzte Energie ins Verhältnis zum Gesamtenergieverbrauch. In Abbildung 9-26 wäre im Fall 2 ein Autarkiegrad von 100 % erreicht, während Fall 1 einen Autarkiegrad von 0 % aufweist. /AEÖ-01 14/

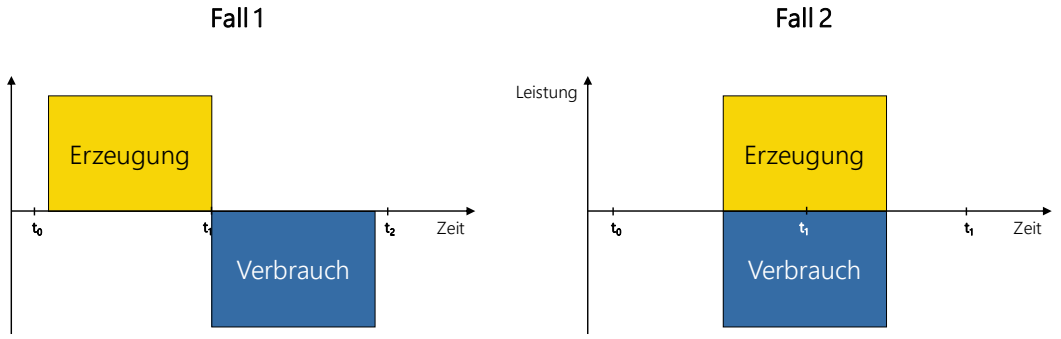


Abbildung 9-26: Vergleich unterschiedlicher Fälle bzgl. der Autarkie

Eigenverbrauch, Autarkie und Eigendeckung sind sehr stark von der Art der Bilanzierung und dem Bilanzierungszeitraum abhängig. Im Abbildung 9-26 wäre der Autarkiegrad beider Fälle identisch, wenn der Zeitraum (t_2-t_0) bilanziert wird, da in beiden Fällen gilt: $\int_{t0}^{t2} E\ dt = \int_{t0}^{t2} V\ dt$

Erfolgt eine Bilanzierung hingegen über den Zeitraum (t_1-t_0), wäre in Fall 1 der Eigendeckungsgrad 0 % ($\int_{t0}^{t1} E\ dt > \int_{t0}^{t1} V\ dt$), da nur Erzeugung in diesen Zeitraum fällt. In Fall 2 hingegen ist der Eigendeckungsgrad 100 % ($\int_{t0}^{t1} E\ dt = \int_{t0}^{t1} V\ dt$), da Erzeugung und Verbrauch innerhalb des Bilanzierungszeitraumes identisch sind.

So wird auch in /EBR-01 19/ von bilanziellen Erzeugungs- und Bezugsüberschüssen gesprochen, wobei der Bilanzierungszeitraum hier ein Jahr beträgt. /EBR-01 19/ kommt zu dem Ergebnis, dass die Städte in Bayern durch die umliegenden Landkreise bilanziell versorgt werden können, wobei die zeitliche Komponente nicht berücksichtigt wird.

Nachfolgend erfolgt eine Berechnung des Stadt-Land-Ausgleiches in Bayern, wobei alle zeitlichen Überschüsse aus ländlichen Regionen in die jeweils nächste Stadt transportiert werden. Der Bilanzierungszeitraum ist eine Stunde; die Berechnung erfolgt für ein Kalenderjahr. Die Ergebnisse dieser Berechnung bilden die Grundlage dafür, das in /EBR-01 19/ dargestellte Ziel zu erreichen.

9.5.5.2 Szenariorahmen

Stromflüsse, Eigendeckung und Autarkiegrad steigen mit zunehmender Anzahl an EE-Anlagen. Daher ist es erforderlich, zukünftige Entwicklungen unter Berücksichtigung des Ausbaus erneuerbarer Energien in die Berechnung mit einzubeziehen. Die Entwicklung der Leistung je Region wurde in Anlehnung an den NEP 2015 B2025 und B2035 für das Jahr 2030 abgeleitet. Der Ausbaupfad dieses Szenarios entspricht mit geringer Abweichung dem Szenario A 2030 des NEP 2030 (2017). In Abbildung 9-27 sind die Ausbauziele bezüglich der installierten Leistung für das Jahr 2016 und 2030 abgebildet.

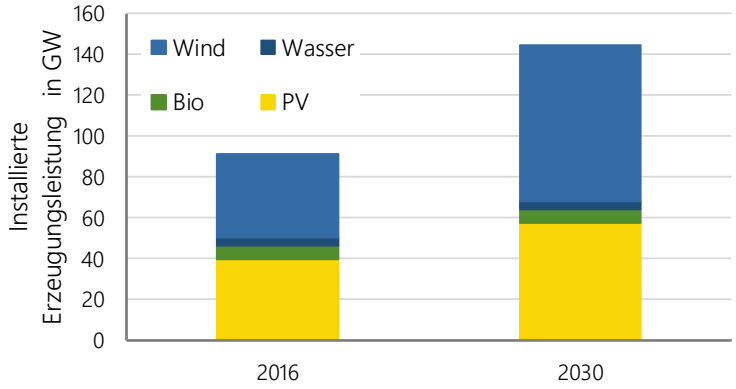


Abbildung 9-27: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland für 2016 und 2030, abgeleitet in Anlehnung an den NEP 2015

„Die von den ÜNB vorgeschlagenen Szenarien basieren auf einer breiten Daten- und Informationsgrundlage, z. B. ausgewählte Studien unabhängiger Forschungsinstitutionen sowie des Verbandes europäischer ÜNB (ENTSO-E) zur Entwicklung der deutschen und europäischen Energielandschaft." /ÜNB-02 18/ Teil dieser unabhängigen Forschungsinstitutionen ist auch die FfE, die mit ihrer breiten Datengrundlage ihres Regionenmodells einen Beitrag leistet (insb. im Bereich des Konzeptes und der Daten zur Regionalisierung von EE-Anlagen).

Im Netzentwicklungsplan wird auf Basis der gesetzlich geregelten Ausbauziele (EEG) sowie diverser Eingangsdaten (Regionalisierung der Ausbauziele, Gutachten, Veröffentlichungen, Prognosen & Statistiken) ein Szenariorahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber entworfen und ein Konsultationsverfahren abgehalten. Nach der Konsultation wird der Szenariorahmen genehmigt und der Netzentwicklungsplan erstellt.

Windenergie Onshore

Zunächst wird auf Grundlage diverser Datenquellen (vgl. /FFE-25 16/) eine Bestandsanalyse durchgeführt und darauf basierend die Leistungsdichte der in Deutschland errichteten Windenergieanlagen (WEA) bestimmt. Der Anlagenbestand dient als Ausgangsbasis für die weitere Modellierung. Anschließend ist die kurzfristig zu erwartende Leistung je Bundesland zu ermitteln, welche sich aus den kurzfristig zu erwartenden Repoweringmaßnahmen, bereits genehmigten WEA, dem kumulierten historischen Zubau der letzten drei Jahre sowie der Antragslage bei den VNB und ÜNB ableiten lässt. Der Bau von WEA wird mit dem Wind-Szenario-Tool (WiSTI) in einer Auflösung von 200 x 200 m in Anlehnung an /IWES-02 11/ simuliert. Mit Hilfe von WiSTI wird das Potenzial der Windvorrang-, Windeignungs-und Windvorbehaltsgebieten analysiert. Ebenso wird das Repoweringpotenzial sowie das Potenzial aller verfügbaren Flächen bestimmt. Ausgehend von der gesamten Fläche des Bundesgebietes werden verschiedene Flächenkategorien sukzessiv berücksichtigt und somit

uneingeschränkt sowie eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie in Deutschland identifiziert. Die Standorte der Potenzialanalyse werden zusätzlich durch Berücksichtigung der potenziellen Volllaststunden und Vorgabe eines minimalen Ertrags weiter eingeschränkt. Anschließend werden verschiedene Standorte hinsichtlich ihrer Einschränkung klassifiziert. Aufbauend auf den Ergebnissen wird nun das bewertete Potenzial berechnet, welches sich aus dem Vergleich des Anlagenbestands mit den potenziellen Standorten sowie einer logischen Abstufung verschiedener Standortkategorien untereinander ergibt. Die Ziele der Bundesländer, welche sich aus den Bundeslandrückmeldungen ergeben, und die zuvor definierten Potenziale stellen die Randbedingungen dar und werden über einen funktionalen und transparenten Zusammenhang zu einem Szenario zusammengeführt. Der funktionale Zusammenhang beschreibt die installierte Leistung je Szenario und Bundesland und stellt die Basis für die kleinräumige Verteilung dar. /FFE-25 16/

Photovoltaik

Das Vorgehen bei der Regionalisierung von Photovoltaik ähnelt dem für Windenergie beschriebenen Vorgehen. Als erstes wird eine Bestandsanalyse auf Basis der FfE-EEG-Datenbank (EEGDB) durchgeführt. Der PV-Anlagenbestand kann hierdurch in die Kategorien Freiflächen-PVA und Gebäude-PVA (inklusive Gebäudenutzung) unterteilt werden. Bei der Bestimmung des PV-Potenzials auf Gebäuden werden die folgenden Kategorien unterschieden: Wohngebäude, gewerbliche Gebäude (Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) und landwirtschaftliche Gebäude. Das Flächenpotenzial für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen übersteigt den bisherigen Ausbau um ein Vielfaches. Die nach der „Freiflächenausschreibungsverordnung“ /FFAV-01 15/ vergütungsfähigen Ackerflächen in benachteiligten Gebieten besitzen ein vernachlässigbares Flächenpotenzial, da die Erschließung auf maximal zehn Projekte pro Jahr beschränkt ist. Das Potenzial für PV-Freiflächenanlagen wird daher auf die Nutzung entlang von Verkehrswegen reduziert. Konversionsflächen werden nicht gesondert betrachtet, da diese bereits größtenteils erschlossen sind. Der zu erwartende Ausbau der PV-Anlagen auf Gebäuden erfolgt im NEP 2025 über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde, wobei die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das Potenzial als Eingangsparameter herangezogen werden (Bottom-Up Ansatz). Darauf aufbauend erfolgt eine Faltung der resultierenden Ausbaukurven, so dass in Summe die bundesweiten Ausbauziele (Mantelzahlen) erreicht werden. Zur Modellierung der Verteilung des Ausbaus von Freiflächenanlagen wird ein Freiflächenindex herangezogen, welcher mit Hilfe des Flächenpotenzials und des Ertragspotenzials berechnet wird. Das Flächenpotenzial für Freiflächen wird anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt. Das Ertragspotenzial wird mittels eines Ertragsindex bestimmt, der auf dem langjährigen Mittel der jährlichen Globalstrahlung des Deutschen Wetterdienstes basiert /DWD-02 14/. /FFE-25 16/

Biomasse

Zur Erfassung des Bestandes an Biomasseanlagen werden georeferenzierte Anlagenstammdaten der ÜNB und das Anlagenregister der BNETZA herangezogen /FFE-40 10/ /BNETZA-09 15/. Das Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse wird vereinfacht über ein Flächenpotenzial abgeschätzt. Dabei werden potenziell geeignete Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung (exklusive Moore und Heiden) aus der Regionalstatistik als Bezugsgröße gewählt. Die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand sowie zu 50 % über das Flächenpotenzial.

Wasserkraft

Zur Erfassung des Bestandes an Wasserkraftanlagen werden georeferenzierte Anlagenstammdaten der ÜNB, das Anlagenregister der BNetzA sowie die georeferenzierte Liste der Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW nach /WAWI-01 04/ herangezogen /FFE-40 10/ /BNETZA-09 15/. In Anbetracht des aktuell wirksamen rechtlichen Rahmens (WHG, WRRL) ist der Bau neuer Wasserkraftanlagen in Deutschland stark eingeschränkt. Daher wird vereinfacht angenommen, dass der zukünftige Ausbau der Wasserkraft in Deutschland in erster Linie über den Ausbau und die Leistungssteigerung bestehender Wasserkraftanlagen erfolgt. Die Leistungssteigerung wird durch die Umrüstung der bestehenden Wasserkraftanlagen erreicht, daher wird der zu erwartende Ausbau der Wasserkraft über den Anlagenbestand regionalisiert. /FFE-25 16/

Verbrauchsentwicklung

Die Verbrauchsentwicklung der Sektoren bis 2030 wird basierend auf den Ergebnissen aus dem Projekt „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030" (MOS 2030) abgeleitet /FFE-04 16/. Diese stützen sich zum einem auf das im Rahmen des Forschungsverbundes durch das IER entwickelte Szenario zur Beschreibung der Verbrauchsentwicklung differenziert nach Verbrauchergruppen /IER-02 14/, zum anderen auf die Verbrauchsentwicklung in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan /NEP-01 14/.

9.5.5.3 Methodisches Vorgehen

In Abbildung 9-28 ist das methodische Vorgehen im Rahmen des Projektes skizziert.

Abbildung 9-28: Methodisches Vorgehen

Das Vorgehen umfasst die Berechnung heutiger und zukünftiger Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen und die sich daraus ergebenden Residuallasten in Stundenauflösung. Die Ergebnisse werden in einer linearen Optimierung genutzt, um einen Ausgleich zwischen Stadt und Land bestmöglich zu erreichen.

Zum Ausgleich zwischen Stadt und Land erfolgt eine lineare Optimierung. Dabei werden nur Städte als Verbraucher geführt, obwohl ggf. auch weitere Landkreise Strombedarf aufweisen.

Die Optimierung erfolgt auf Basis der nachfolgenden Berechnung:

$$\min_{z \in \mathbb{R}^{(n+1)\times(m+1)}} \sum_{\substack{i \in I \setminus \{n+1\}, \\ j \in J \setminus \{m+1\}}} c_{ij} z_{ij} \; s.t.$$

$$z \geq 0$$

$$\sum_{i \in I} e_i z_{ij} = v_j \, , \; \forall j \in J \tag{9-9}$$

$$\sum_{j \in J} z_{ij} = 1, \; \forall i \in I$$

$I=[n]$ mit $n \in \mathbb{N}$	Anzahl der erzeugenden Landkreise je Zeitschritt
$J = [m]$ mit $m \in \mathbb{N}$	Anzahl der verbrauchenden Landkreise je Zeitschritt (hier nur Städte)
$e \in \mathbb{R}^n$	erzeugte Energiemenge je erzeugendem Landkreis und Zeitschritt
$v \in \mathbb{R}^m$	verbrauchte Energiemenge je Landkreis
$c_{ij} = e_i D_{ij}$ mit $c_{ij} > 0$	mit der Erzeugungsmenge gewichtete Distanz

Das Optimierungsziel ist es, die Summe der einzelnen distanzgewichteten Energiemengen (c*z) zu minimieren $min \sum c_{ij} z_{ij} \; s.t.$. Dabei gilt, dass jeder Verbraucher zu 100 % gedeckt wird $\sum_{i \in I} e_i z_{ij} = v_j$.

Grundlage der Optimierung ist es, dass große Energiemengen über möglichst kleine Distanzen transportiert werden – also in das jeweils nächste Verbrauchszentrum.

Die zugrunde gelegte Distanz zwischen den Landkreisen berechnet sich wie folgt:

- Benachbarte Landkreise (z. B. Landkreis München und kreisfreie Stadt München) haben eine Distanz von 0.
- Für Landkreise ohne direkte Nachbarschaft errechnet sich die Distanz aus dem Abstand der nächstgelegenen Punkte (Minimum der Abstände der Geometrien) zweier Landkreise zueinander.

Im Rahmen dieser Studie werden lediglich Städte (kreisfreie Städte) als Verbraucher herangezogen, auch wenn ggf. nicht-städtische Landkreise eine positive Residuallast aufweisen, sodass der Stadt-Land-Ausgleich deutlich wird. Dies wird in der Darstellung der Residuallast im nachfolgenden Kapital deutlich.

9.5.5.4 Erzeugung und Verbrauch in Bayern

Im Nachfolgenden erfolgt eine Darstellung der Erzeugungs- und Verbrauchssituation sowie der Residuallast in Bayern in den Jahren 2016 und 2030.

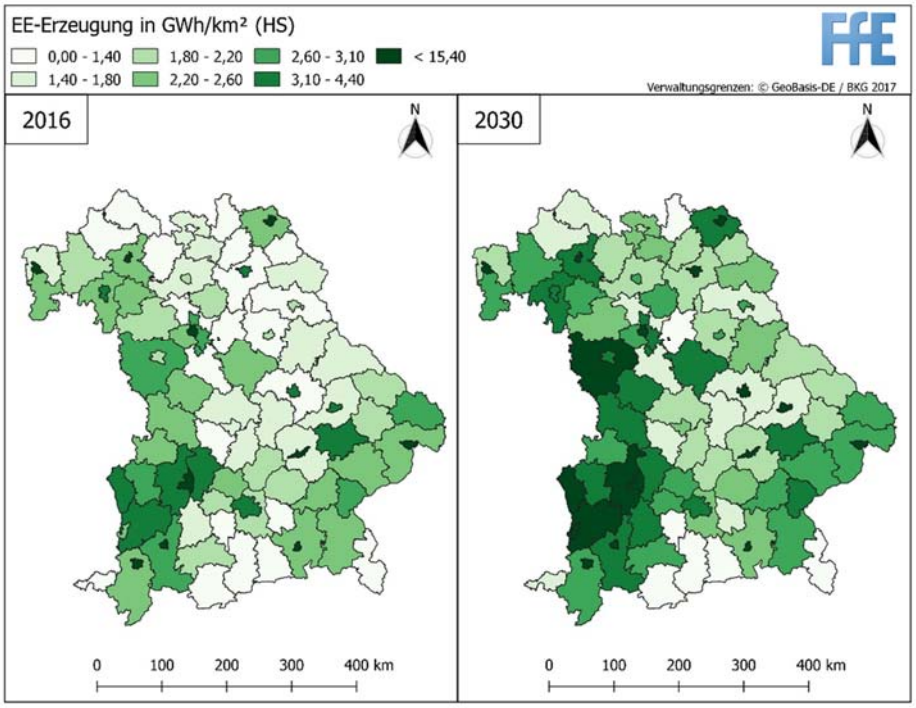


Abbildung 9-29: EE-Erzeugung Bayern in GWh/km² für 2016 und 2030 aggregiert von Nieder- bis Hochspannung

Die Auswertung in Abbildung 9-29 zeigt, dass die EE-Erzeugung insbesondere im westlichen Teil Bayerns sowie im Süd-Osten angesiedelt ist.

Der Stromverbrauch in Abbildung 9-30 ist hingegen insbesondere in den kreisfreien Städten sowie im „Chemiedreieck" rund um Altötting groß.

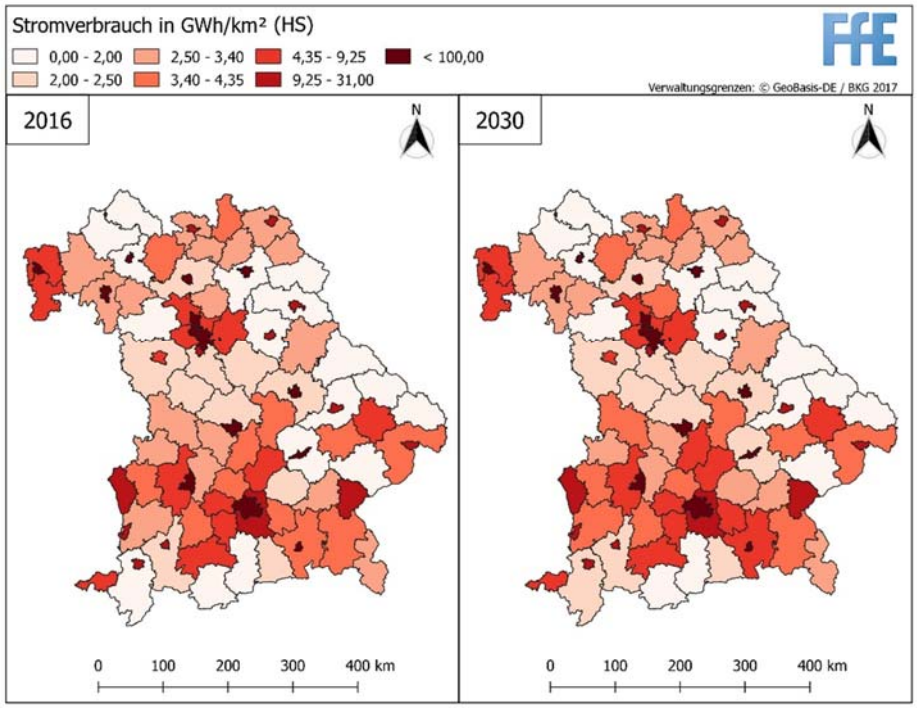


Abbildung 9-30: Stromverbrauch Bayern in GWh/km² für 2016 und 2030 aggregiert von Nieder- bis Hochspannung

Im Nachfolgenden erfolgt die Berechnung des EE-Überschusses (Summe der negativen Residuallast) für bayerische Landkreise. Dabei werden für jede Stunde des Jahres und für jeden Landkreis Erzeugung und Verbrauch saldiert. Die EE-Überschüsse (negative Residuallasten je Landkreis und Stunde) werden anschließend aufsummiert und in Abbildung 9-31 dargestellt.

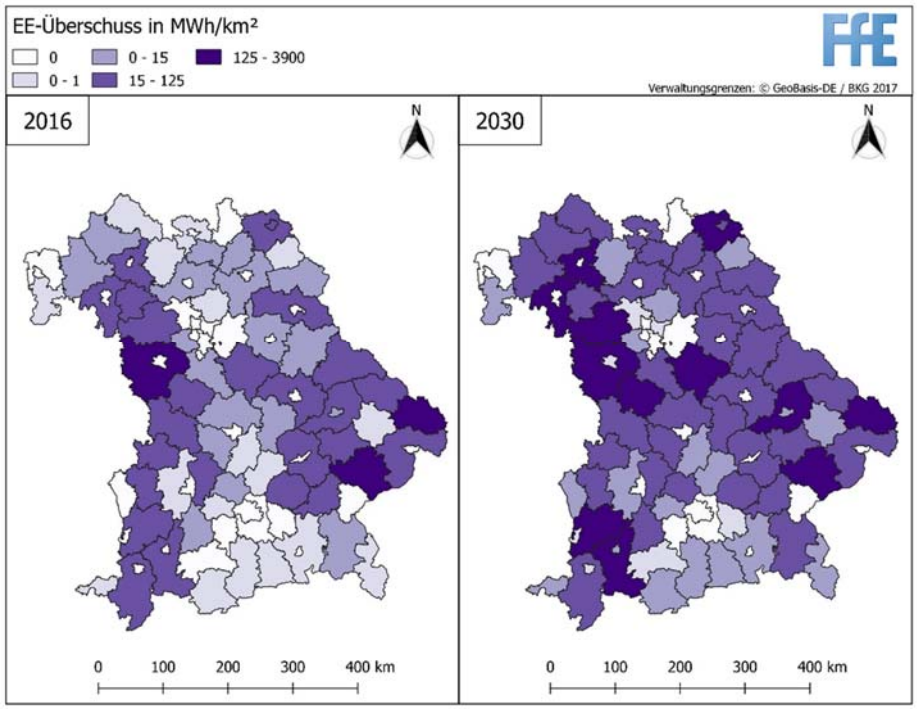


Abbildung 9-31: EE-Überschuss in Bayern in GWh/km² für 2016 und 2030 aggregiert von Nieder- bis Hochspannung

Auch wenn deutlich wird, dass viele Landkreise in gewissen Zeiten EE-Überschüsse aufweisen, zeichnen die Bilanzen der Residualenergie im Jahr 2030 in Abbildung 9-32 ein anderes Bild. Dabei wird ersichtlich, dass nur wenige Landkreise über das Jahr eine negative bilanzielle Residualenergie aufweisen, eine Deckung des Stromverbrauches mit nur bayerischen Erzeugern ist entsprechend auch 2030 nicht möglich. Dabei beträgt die Summe der negativen Residuallast (= EE-Überschuss) aller Landkreise pro Jahr lediglich 1.814 GWh, die Summe der positiven Residuallast hingegen 42.906 GWh.

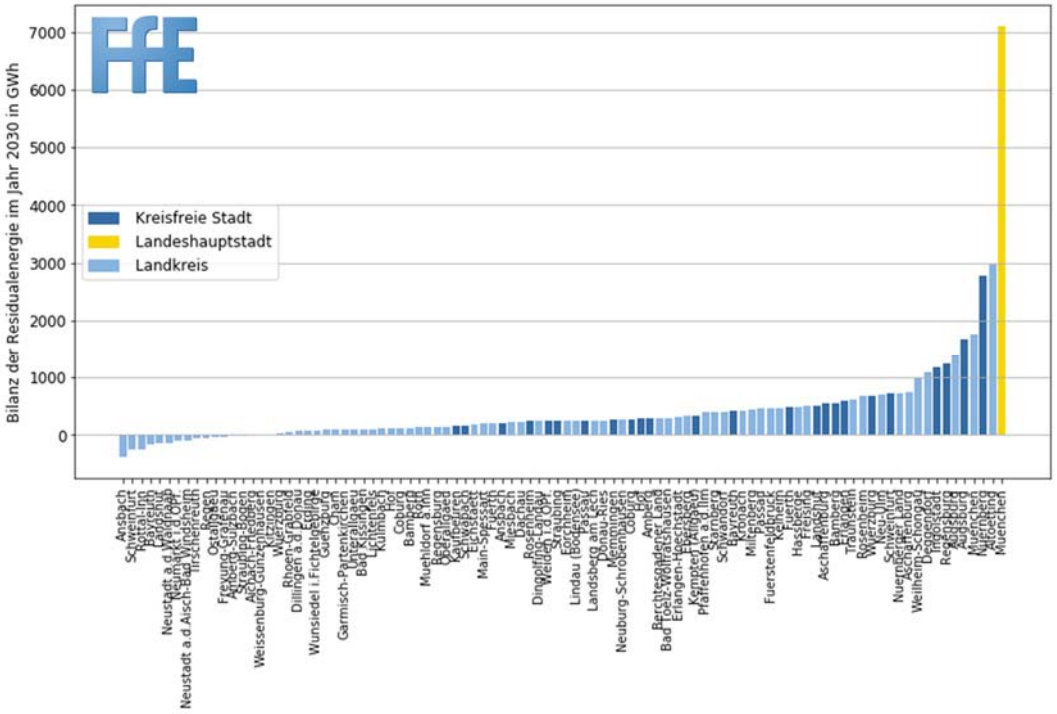


Abbildung 9-32: Bilanz der Residualenergie im Jahr 2030 für alle Landkreise

Aus Abbildung 9-32 wird deutlich, dass neben Städten wie München, Nürnberg, Augsburg, Regensburg und Ingolstadt insbesondere die Landkreise Altötting, München, Augsburg und Deggendorf zu den größten Verbrauchern in Bayern gehören. In der vorgestellten Methode (vgl. Abschnitt 9.5.5.3) bleiben diese jedoch als Verbraucher unberücksichtigt.

Eigenverbrauch und Eigendeckung im Jahr 2030

Wie bereits im vorausgehenden Abschnitt beschrieben, sind Eigenverbrauch und Eigendeckung wichtige Indikatoren für Landkreise. Abbildung 9-33 zeigt diese beiden Indikatoren für Bayern.

Dabei wird deutlich, dass Landkreise mit geringer Eigenerzeugung den Strom direkt verbrauchen können, weswegen der Eigenverbrauch sehr hoch ist. Die Betrachtung der Eigendeckung zeigt jedoch, dass dieser erst mit entsprechend hohen EE-Anteilen steigt und nur in wenigen Landkreisen sogar eine Überdeckung vorliegt. In Abbildung 9-33 wurde mit einer stündlichen Auflösung gerechnet und alle Spannungsebenen betrachtet.

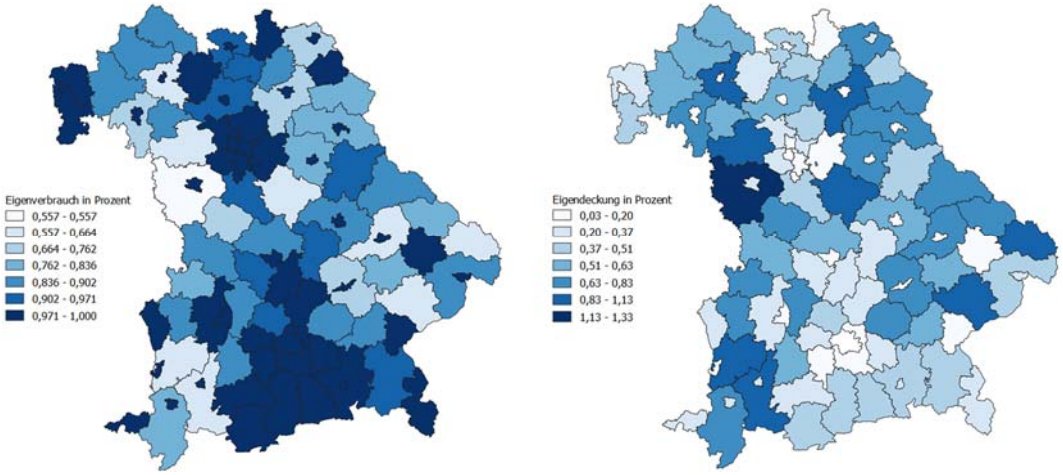


Abbildung 9-33: Eigenverbrauch und Eigenerzeugung bayerischer Landkreise im Jahr 2030

9.5.5.5 Stadt-Land-Ausgleich in Bayern im Jahr 2030

Die Anwendung der Methode in Abbildung 9-34 zeigt, inwiefern eine Versorgung der bayerischen Städte durch die umliegenden Landkreise mit einer Auflösung von einer Stunde möglich ist. Auch wenn bereits eine Analyse im vorhergehenden Abschnitt zeigt, dass eine vollständige Deckung des bayerischen Strombedarfes nicht möglich ist (vgl. Abbildung 9-32), soll die Frage beantwortet werden, zu welchem Anteil bayerische Städte durch ihr Umland versorgt werden könnten.

Versorgungsstruktur und Stromherkunft bayerischer Städte im Jahr 2030

Abbildung 9-34 macht deutlich, dass die in /EBR-01 19/ gezeigte bilanzielle Eigenversorgung bei höherer zeitlicher Auflösung (Begründung siehe Abschnitt 9.5.5.3) nicht möglich ist. Die Abbildung zeigt die EE-Überschüsse (rechts) der Landkreise, wobei die Balkenhöhe die Energiemenge widerspiegelt. Die Stromverbraucher (rechts) sind die kreisfreien Städte in Bayern, deren Verbrauch ebenfalls durch die Höhe der Balken dargestellt ist. Die grauen Verbindungslinien symbolisieren den bilanziellen Stromfluss zwischen Landkreisen (links) und Städten (rechts). Auch hier symbolisiert die Höhe der Linien die Energiemenge, die zwischen Landkreis und Stadt ausgetauscht werden.

Einzelne kreisfreie Städte (vgl. Hof und Straubing) beziehen nicht nur Storm aus den Nachbarlandkreisen, sondern sind zusätzlich in der Lage, auch selbst Strom zu erzeugen. Diese Energie wird entsprechend an die umliegenden Städte weiterverteilt.

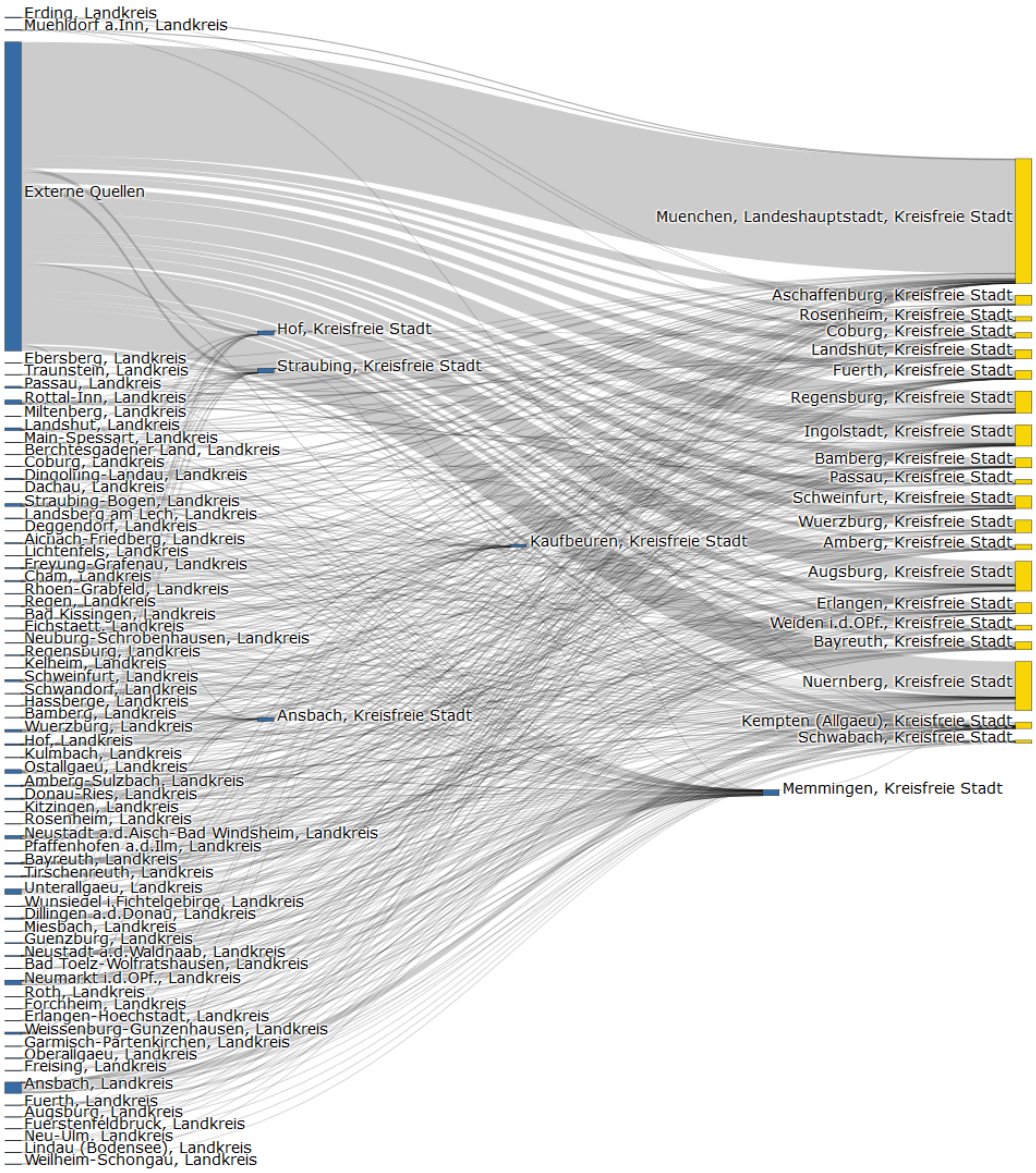


Abbildung 9-34: Versorgung von Städten (rechts) durch die nächstgelegenen Landkreise (links) mit externen Quellen im Jahr 2030

Den bei weitem größten Anteil (ca. 80 %) zur Deckung der Residuallast der bayerischen Städte machen andere Bundesländer bzw. die Nachbarländer aus (hier: externe Quellen). Auch zeigt sich die starke Dezentralisierung in Bayern in Abbildung 9-34. Viele Landkreise produzieren nach Abzug des Eigenverbrauches in manchen Zeiten größere Mengen Energie, die in die Nachbarlandkreise verteilt werden kann. Dazu zählen insbesondere Ansbach, das Unterallgäu, Neustadt a. d. Aisch, Neumarkt i. d. Oberpfalz, das Ostallgäu, Rottal-Inn, Landshut und Hof. Ist deren Bedarf gedeckt, werden Energiemengen auch über größere Distanzen (z. B. aus Rottal-Inn nach München) transportiert.

Einzelne Städte (Hof, Ansbach, Memmingen, Kaufbeuren und Straubing) sind überdies im Jahr 2030 sogar in der Lage, in wenigen Stunden auch Energie zu produzieren und wiederum an die nächstgelegenen Städte zu verteilen.

In Abbildung 9-35 ist die gleiche Auswertung ohne den Anteil des Auslandes dargestellt. Hier wird deutlich, dass insbesondere Nürnberg aus dem Landkreis Ansbach und Neumarkt Strom bezieht, und Augsburg aus dem Unterallgäu, welche große EE-Überschüsse in relativ geringer

Nähe aufweisen. Die übrigen Städte beziehen zumeist aus vielen Landkreisen Energie, die ihnen am nächsten sind.

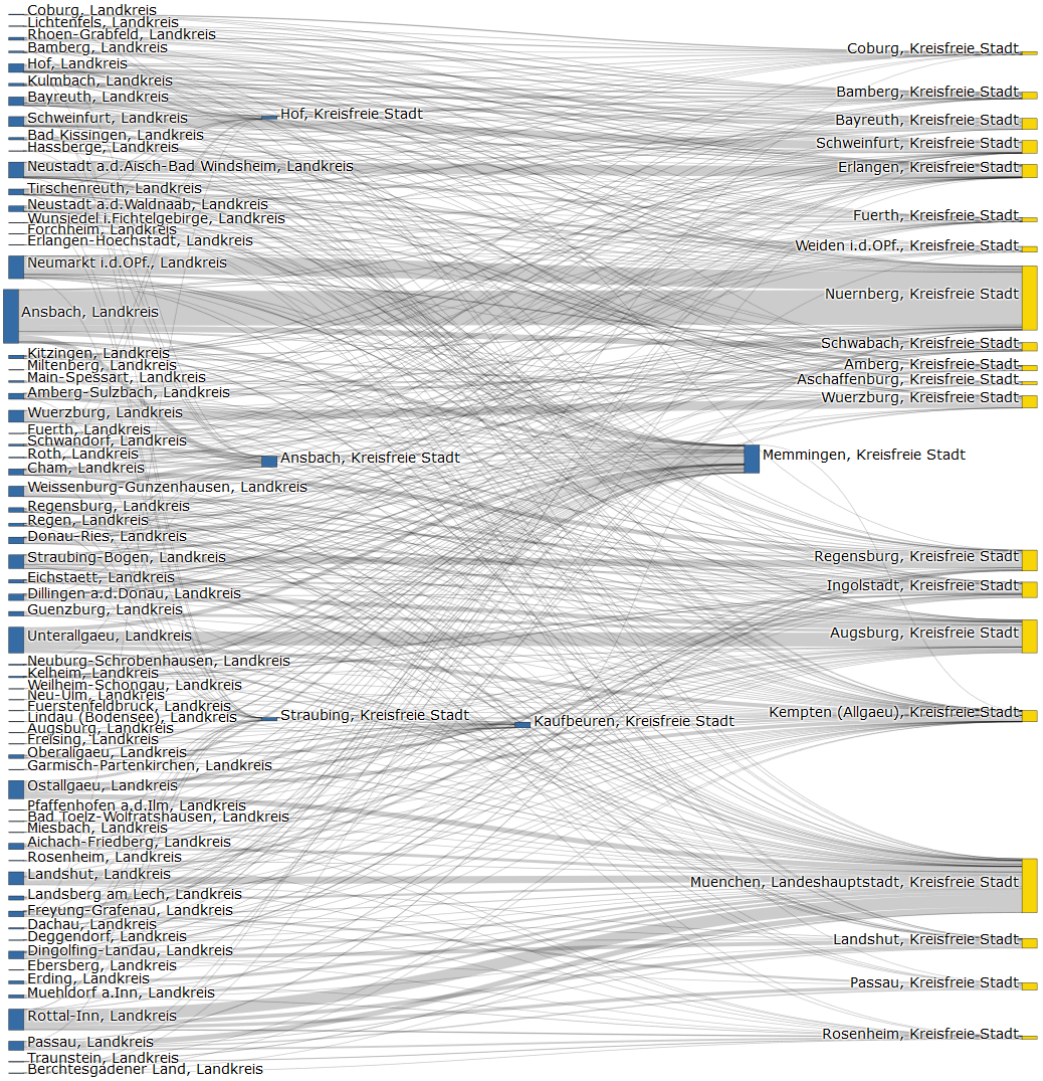


Abbildung 9-35: Versorgung von Städten (rechts) durch die nächstgelegenen Landkreise (links) ohne externe Quellen im Jahr 2030

Die Auswertung der Stadt Landshut in räumlicher Nähe zum C/sells Feldversuch in Altdorf (Landkreis Landshut) in Abbildung 9-36 zeigt, dass der geringe Überschuss des Landkreises Landshut nur für einen geringen Teil der Residuallast genügt. Die größten Anteile bezieht die Stadt aus Rottal-Inn und Dingolfing-Landau, die (vgl. Abbildung 9-31) relativ große Überschüsse produzieren und nahe gelegen sind.

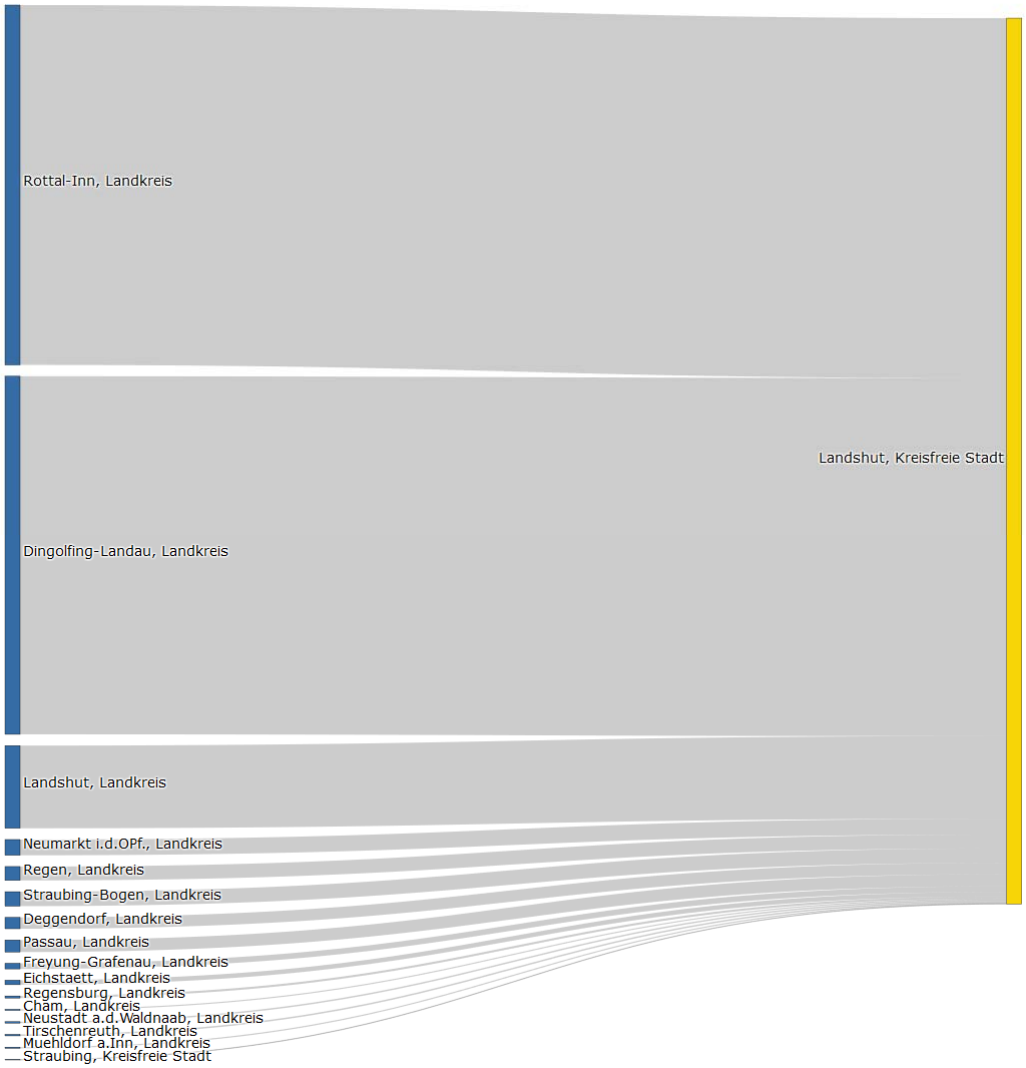


Abbildung 9-36: Auswertung der aus Bayern bezogenen Energiemengen (ca. 21,7 % des Gesamtverbrauches) für Landshut im Jahr 2030

Dabei liegt der Anteil des Stromes an der Residuallast Landshuts, welcher in Bayern produziert wird, mit 21,7 % etwa im Mittelfeld bayerischer Städte.

Anteil bayerischer Erzeugung an der Residuallast kreisfreier Städte

In Abbildung 9-37 erfolgt eine Auswertung, wieviel Prozent der Residuallast (Energiebedarf nach Abzug der Eigenerzeugung) der bayerischen Städte durch bayerische Erzeugung aus den nächst gelegenen Landkreisen gedeckt werden kann und wieviel davon aus Quellen außerhalb Bayerns stammt. Je höher der Anteil in Abbildung 9-37, desto mehr Energie kann die Stadt aus Bayern beziehen – je geringer, desto mehr ist sie auf andere Bundesländer oder Nachbarstaaten angewiesen.

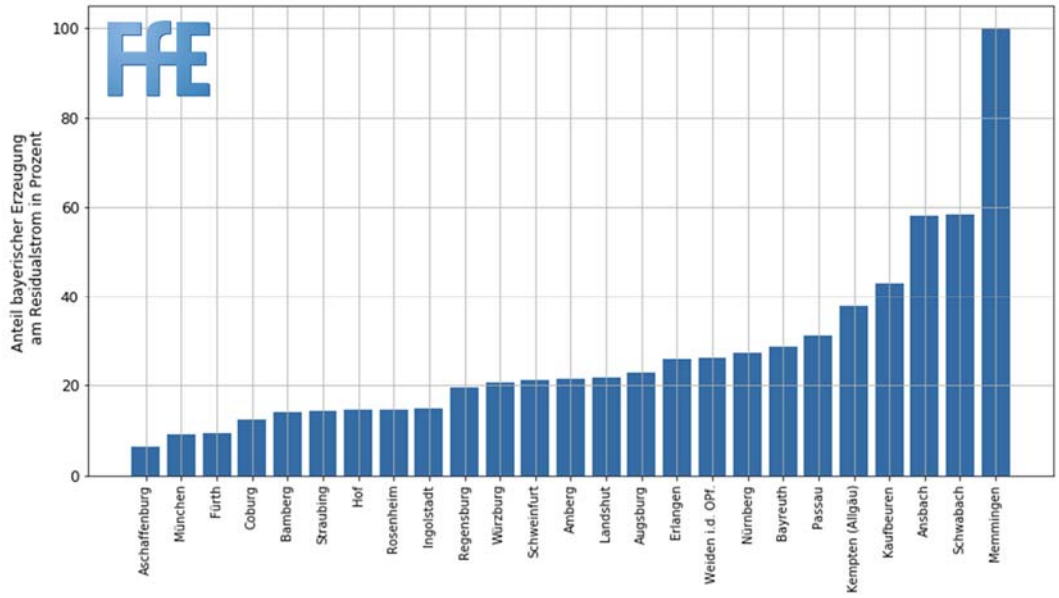


Abbildung 9-37: Anteil bayerischer Erzeugung am Residualstrom in Prozent

Aus Abbildung 9-37 wird deutlich, dass Memmingen unter den getroffenen Annahmen als einzige Stadt in der Lage wäre, sich rein aus erneuerbaren Energien aus Bayern zu versorgen. Dies liegt insbesondere am hohen Anteil der Wasserkraft und dem Ausbau der erneuerbaren Energien in den Landkreisen Unter- und Ostallgäu sowie der allgemein guten Durchdringung von EE-Anlagen in den Nachbarlandkreisen und der verhältnismäßig geringen Residuallast der Stadt selbst. Bei der Stadt Schwabach verhält es sich ähnlich. Diese kann einen Großteil ihres Residualverbrauchs aus dem Landkreis Ansbach beziehen, der insgesamt die meisten EE-Überschüsse aufweist.

Das Gegenteil ist die Stadt Aschaffenburg. Aufgrund ihrer Lage am Rande Bayerns ist sie nur von wenigen bayerischen Landkreisen umgeben. Die Optimierung (vgl. Abschnitt 9.5.5.3) würde hier bei einer Betrachtung aller deutschen Landkreise eher die benachbarten hessischen oder baden-württembergischen Landkreise zuordnen – nicht jedoch Bayerische. Diese wurden jedoch nicht mitsimuliert.

Die Stadt München als größter Verbraucher in Bayern kann nur knapp 9 % ihres Residualstromes über bayerische Erzeugung decken. Bei diesem mit Abstand größten Stromverbraucher in Bayern (noch vor dem Chemiedreieck um Altötting) ist eine Deckung der Energie ohne externe Quellen entsprechend nicht möglich.

Mittlere Distanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch des Anteils bayerischer Erzeugung

Die Distanzen im Rahmen der Berechnung umfassen den jeweils minimalen Abstand zweier Landkreise zueinander. Die Verteilung innerhalb eines Landkreises wird entsprechend nicht erfasst, sondern lediglich die kürzeste Strecke zwischen den erzeugenden und den verbrauchenden Landkreisen.

Abbildung 9-38 zeigt die mengengewichteten Distanzen des Residualstroms bayerischer Städte, wobei Strom aus externen Quellen (z. B. anderen Bundesländern oder dem Ausland) nicht berücksichtigt werden. Die Werte wurden in Stundenauflösung berechnet und in Abbildung 9-38 für das gesamte Jahr 2030 mengengewichtet gemittelt.

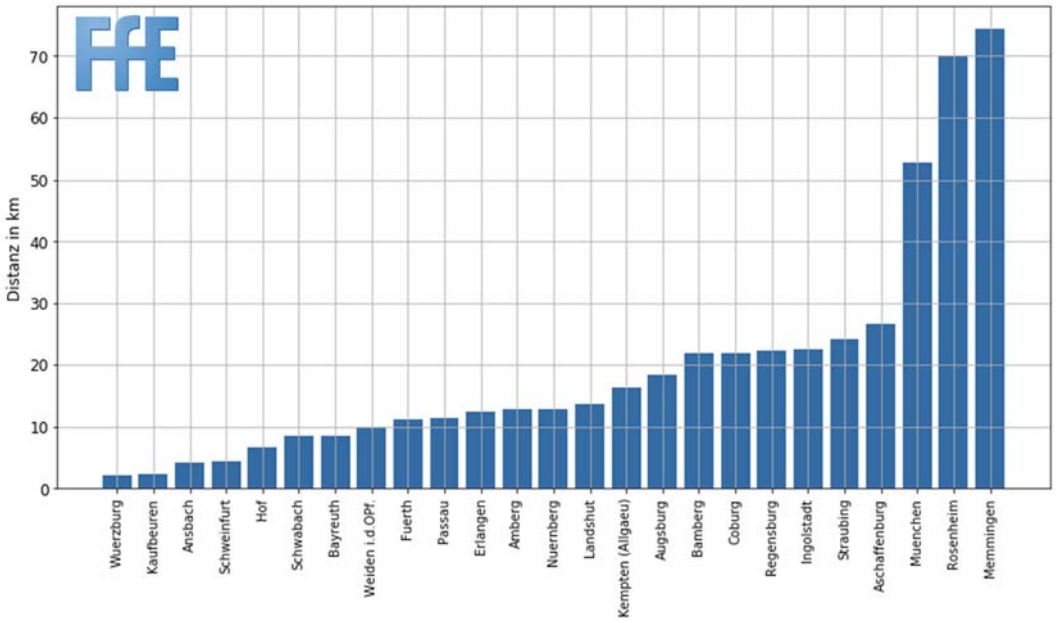


Abbildung 9-38: Mittlere Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ohne Importe aus anderen Bundesländern bzw. dem Ausland im Jahr 2030

Dabei wird deutlich, dass insbesondere München, Rosenheim und Memmingen überdurchschnittlich weit von Erzeugungszentren entfernt liegen und entsprechend größere Strecken für eine Versorgung überbrückt werden müssten.

Memmingen (vgl. Abbildung 9-39) bezieht die Residualenergie aus sehr vielen Landkreisen (z. B. im Vergleich zu Landshut in Abbildung 9-36). Diese umfassen neben den näher gelegenen Landkreisen Unter- und Ostallgäu, Dillingen und Günzburg auch größere Anteile aus den entfernter gelegenen Landkreisen Ansbach und Straubing. Dies hängt v. a. an der angewandten Methode. Im Rahmen der Optimierung ist es das Ziel, Städte immer zunächst durch innerbayerische Erzeugungsüberschüsse zu versorgen und danach erst durch Energie aus externen Quellen. Da die reale Netztopologie sowie verbrauchende Landkreise, die keine Städte sind, entsprechend der Methode nicht berücksichtigt werden, handelt es sich hier nicht um reale Werte, sondern um ein rein theoretisches Konstrukt, wie dieses Beispiel illustriert. In der Realität würden die Überschüsse aus Straubing im Chemiedreieck bleiben.

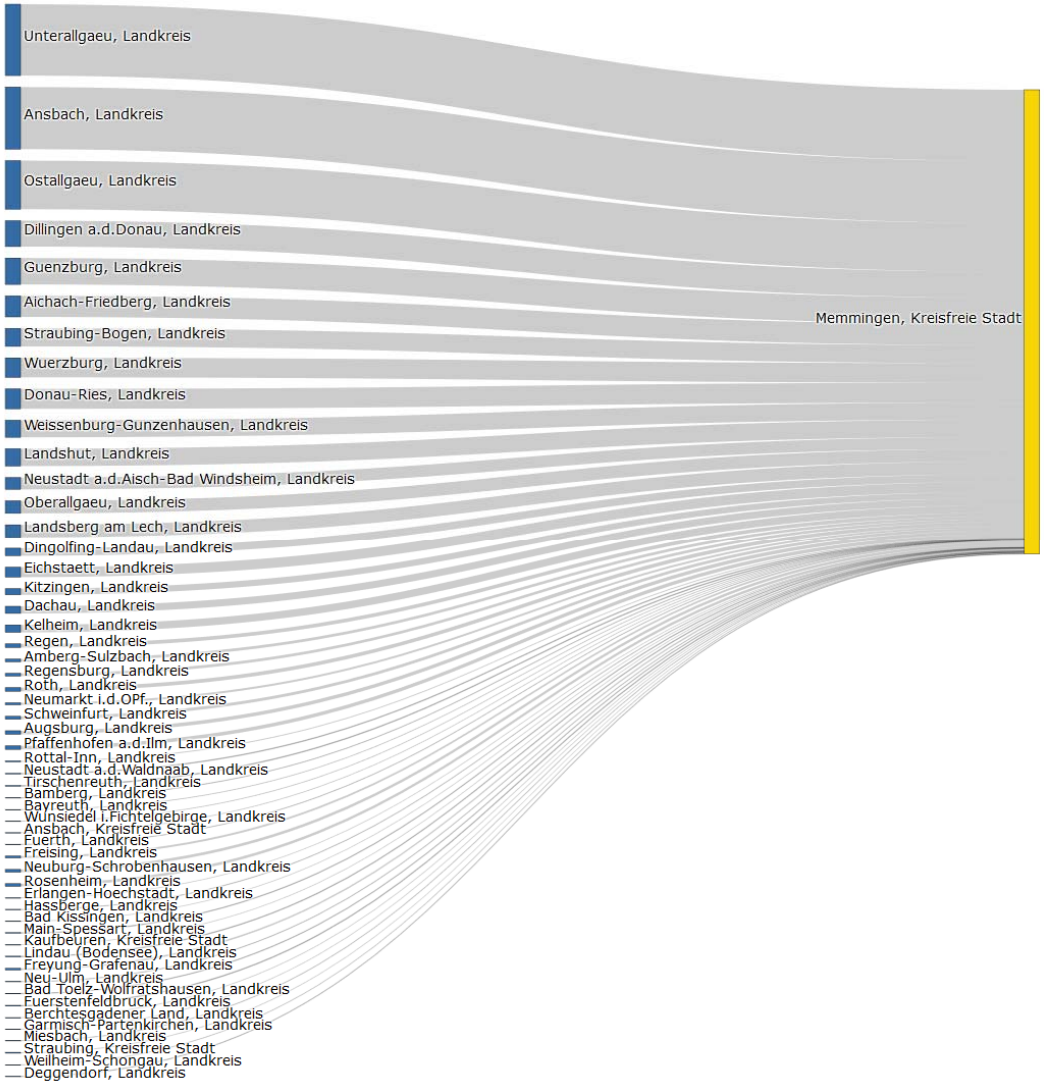


Abbildung 9-39: EE-Quellen für die Residuallast der Stadt Memmingen im Jahr 2030

Die Landeshauptstadt München zeigt in Abbildung 9-40 hier ein ähnliches Bild, was die Anzahl der Quellen angeht. Insbesondere durch die sehr hohe Residuallast der Stadt wird die Erzeugung trotz großer Distanz zu vielen Erzeugungslandkreisen aus diesen Quellen benötigt. Dennoch kann die Stadt nur einen kleinen Teil (9 %) ihrer Erzeugung tatsächlich aus Bayern decken.

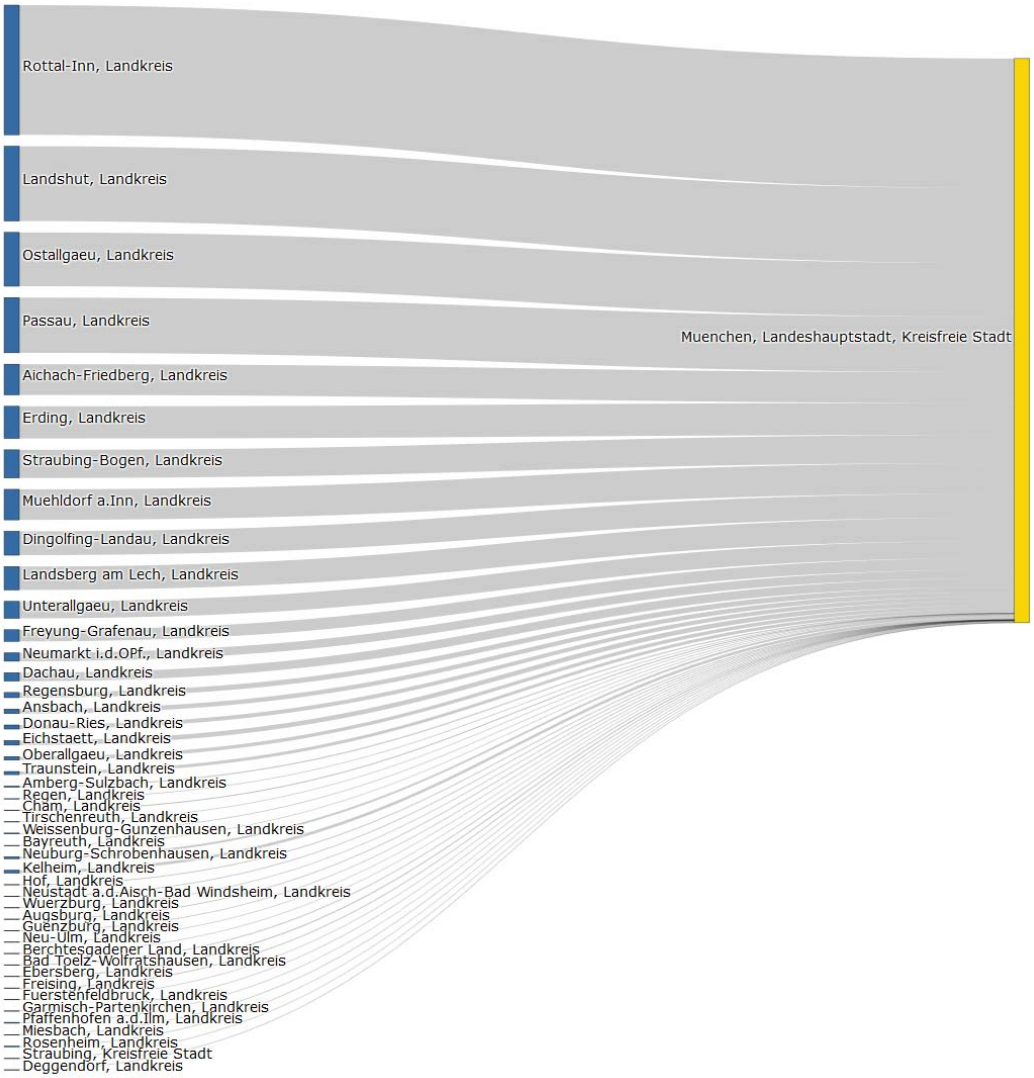


Abbildung 9-40: EE-Quellen für die Residuallast der Stadt München im Jahr 2030 unter Vernachlässigung von Importen aus anderen Bundesländern oder Nachbarstaaten (externe Quellen)

Nachfolgend erfolgt ein Ausblick, wie sich der Stadt-Land-Ausgleich im Jahr 2050 verhält.

9.5.5.6 Ausblick: Stadt-Land-Ausgleich in Bayern im Jahr 2050

Im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 9-41) steigt die Zahl der Landkreise mit Erzeugungsüberschüssen. Auch immer mehr Städte können in wenigen Stunden des Jahres Strom erzeugen. Nur die großen Städte wie München, Nürnberg, Augsburg, Regensburg sowie die Städte Schweinfurt und Aschaffenburg und Bamberg sind noch reine Verbraucher.

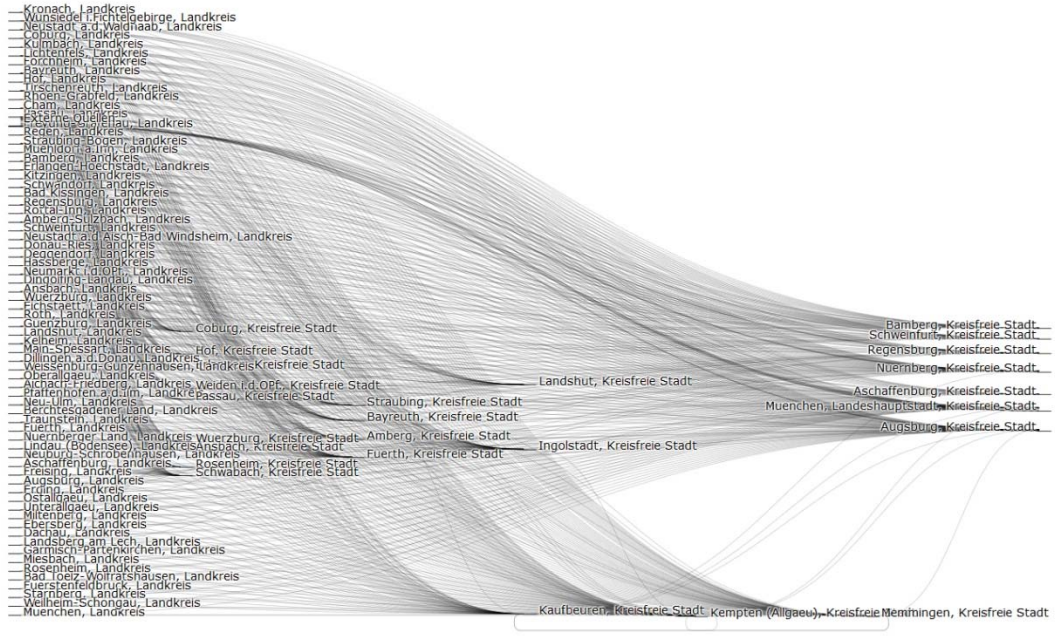


Abbildung 9-41: Stadt-Land-Ausgleich im Jahr 2050 mit erzeugenden Landkreisen (links) und verbrauchenden Landkreisen (rechts).

Auch die Auswertung der Anteile bayerischer Erzeugung am Verbrauch in Abbildung 9-43 zeigt einen deutlichen Anstieg gegenüber 2030, während die Residuallast (vgl. Abbildung 9-42) gleichzeitig um 21 % gegenüber 2030 sinkt.

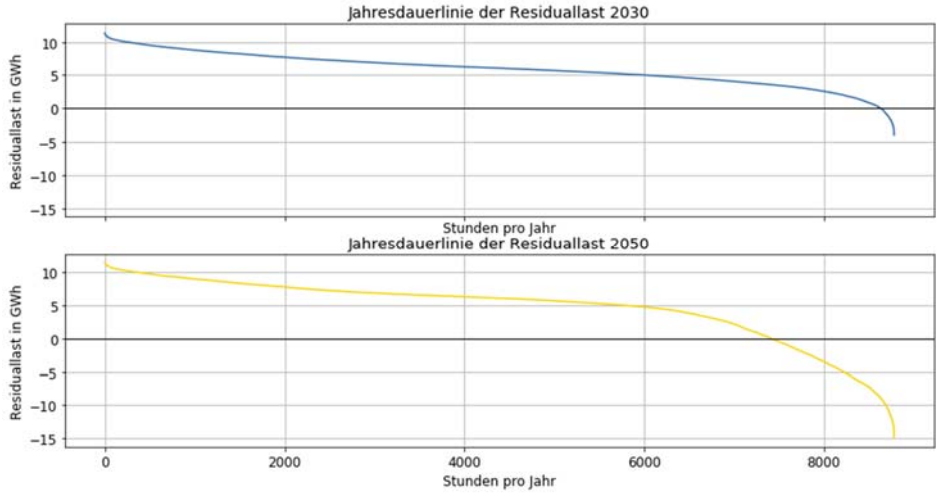


Abbildung 9-42: Jahresdauerlinie der Residuallast im Jahr 2030 und 2050 im Vergleich (Summe über alle Landkreise je Stunde)

Dabei fällt auf, dass insbesondere im Allgäu durch den Ausbau der erneuerbaren Energien die Städte Memmingen und Kempten einen Großteil ihres Verbrauches durch EE-Strom aus den umliegenden Landkreisen decken können. Vom EE-Ausbau profitieren auch viele weitere Städte, die einen größeren Anteil ihrer Residuallast durch EE-Strom aus den umliegenden Landkreisen beziehen. Für eine 100 % Versorgung fehlt nach dem verwendeten Szenario auch in 2050 noch EE-Leistung und entsprechend auch Flexibilität, um zeitliche Disparitäten zu kompensieren.

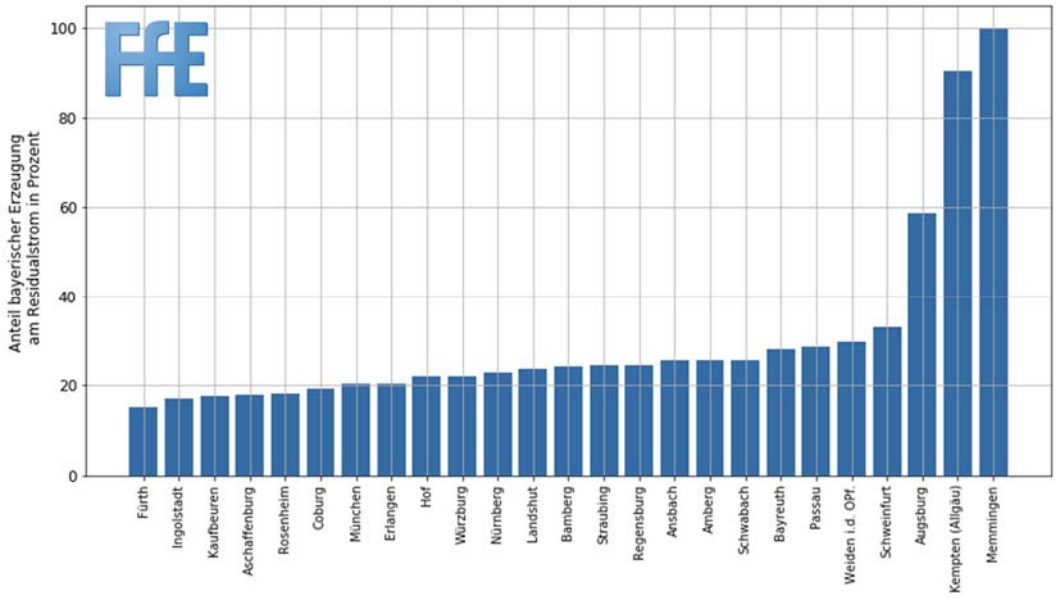


Abbildung 9-43: Anteil bayerischer Erzeugung am Residualstrom in Prozent

9.5.5.7 Fazit und Ausblick

Die dargestellte Auswertung stellt eine Ergänzung von /EBR-01 19/ mit höherer Zeitauflösung dar. Es handelt sich dabei jedoch nicht um eine Abbildung physikalischer Gegebenheiten, da einerseits das Stromnetz vernachlässigt wird („Kupferplattenansatz") und andererseits der Verbrauch aller nicht städtischen Landkreise unberücksichtigt bleibt. Aussagen über reale Stromflüsse oder den Bedarf an Netzausbaukapazitäten lassen sich entsprechend **nicht** treffen. Das Chemiedreieck als Landkreis mit der zweitgrößten Residuallast in Bayern, der jedoch nicht als solcher in die Berechnung mit eingeht, zeigt dies deutlich.

Die angewandte Methode ermöglicht es jedoch, Aussagen bzgl. der grundsätzlichen Versorgung der Städte aus bayerischen Überkapazitäten zu treffen. Dabei wird ersichtlich, dass obwohl eine bilanzielle Eigenversorgung der bayerischen Städte in /EBR-01 19/ grundsätzlich möglich erscheint, aufgrund der Gleichzeitigkeit große Speicherkapazitäten bzw. daraus resultierende Flexibilität nötig wären, um dies auch praktisch zu realisieren. Auch zeigt das in dieser Studie herangezogene Szenario in Abschnitt 9.5.5.2, dass bei eher konservativen Ausbauszenarien (vgl. NEP) auch eine bilanzielle Eigendeckung noch nicht möglich ist. Bayern wird entsprechend im Jahr 2030 noch auf große Energiemengen von außerhalb angewiesen sein. Auch im Jahr 2050 wird dies bei eher konservativen Ausbauszenarien noch der Fall sein. Zwar steigt hier der Anteil der Erzeugung in Bayern, eine Abhängigkeit von anderen Bundesländern bzw. Nachbarstaaten besteht weiterhin.

Eine direkte Vergleichbarkeit mit /EBR-01 19/ ist nicht gegeben, da hier keine Eingangsdaten veröffentlicht wurden und die zugrundeliegenden Szenarien nicht bekannt sind. Es ist jedoch anzunehmen, dass die dort berechneten Ausbauszenarien einen höheren Durchdringungsgrad erneuerbarer Energien vorsehen, sodass eine Eigendeckung zumindest bilanziell möglich ist. Dies ist im dargestellten Szenario (vgl. Abschnitt 9.5.5.2) dieser Studie nicht möglich.

Insbesondere Städte mit großem Verbrauch, die nicht direkt an Landkreisen mit viel Erzeugungsüberschüssen liegen (vgl. München) sind auf Energie aus v. a. Norddeutschland angewiesen. Einzige Ausnahme in Bayern ist die Stadt Memmingen (in 2050 auch Kempten), die aufgrund ihres geringen Gesamtverbrauches, entsprechend kleinen Residuallasten und aufgrund ihrer Lage im Allgäu sowie der gewählten Methoden in der Lage sind, rein aus bayerischem Strom versorgt zu werden.

Alles in allem lässt sich erkennen, dass eine „Mitversorgung" der Städte durch Überkapazitäten der benachbarten Landkreise unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit auch theoretisch nicht möglich ist. Dafür benötigt es bedeutend größere Ausbauraten erneuerbarer Energien sowie Möglichkeiten, auch flexibel auf Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch zu reagieren.Ist der Ausbau der EE-Kapazitäten im ländlichen Raum groß genug (wie in den Annahmen von /EBR-01 19/), um auch die Städte mitzuversorgen, ist es notwendig, entsprechende Flexibilität in den Städten zu erschließen. Um dann eine möglichst hohe Eigendeckung innerhalb Bayerns zu erreichen, sind neue Flexibilitätsmechanismen, wie der in C/sells durch die FfE entwickelte Altdorfer Flexmarkt (vgl. /FFE-37 19/), erforderlich.

9.5.6 Exemplarische Analysen von Marktmachttendenzen

9.5.6.1 Untersuchung struktureller und ausgeübter Marktmacht am Altdorfer Flexmarkt

Da bisherige Feldversuche in der Projektregion Altdorf auf die technische Umsetzbarkeit des Flexmarkts gerichtet waren und mit nur wenigen Probanden durchgeführt wurden, gab es noch keine Möglichkeit ausgeübte Marktmacht zu untersuchen. Mit den bestehenden installierten Flex-Optionen, und dem simulierten zukünftigen Ausbau davon, kann aber eine Untersuchung von struktureller Marktmacht durchgeführt werden. Hierfür wurde als Indikator der RSI gewählt. Da er gezielt für Strommärkte entwickelt wurde, vermeidet er die eindimensionale Natur der Konzentrationsrate oder des HHIs. Sowohl Nachfrage als auch Angebot zu betrachten ist in einem Flexibilitätsmarkt von entscheidender Bedeutung, da sich beide Seiten aufgrund von Wetterwechseln oder menschlichem Verhalten schlagartig ändern können.

Durch die Anpassung des RSI können verschiedene Marktbedingungen mit einer einzigen Methode bewertet werden, um zu erkennen, ob für einen Anbieter die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht besteht. Dies ermöglicht eine dynamische Marktbeobachtung und die Identifizierung potenzieller Marktmacht-Tendenzen. Die Methode erfordert keine zusätzlichen Daten, die über die für das Funktionieren der Flexibilitätsplattform selbst erforderlichen Daten hinausgehen. Im Folgenden wird eine Fallstudie über die Anwendung des RSIs am Beispiel von ALF durchgeführt, welche im Rahmen einer an der FfE geschriebenen Masterarbeit erstellt wurde.

9.5.6.2 Analysen zu Marktmacht Potenzialen bei ALF

Um den RSI auf ALF anwenden zu können, muss dieser zunächst angepasst werden. In Abbildung 9-44 ist die Methodik zur Anwendung des RSI auf ALF für die Ermittlung von Marktmacht Potenzialen dargestellt.

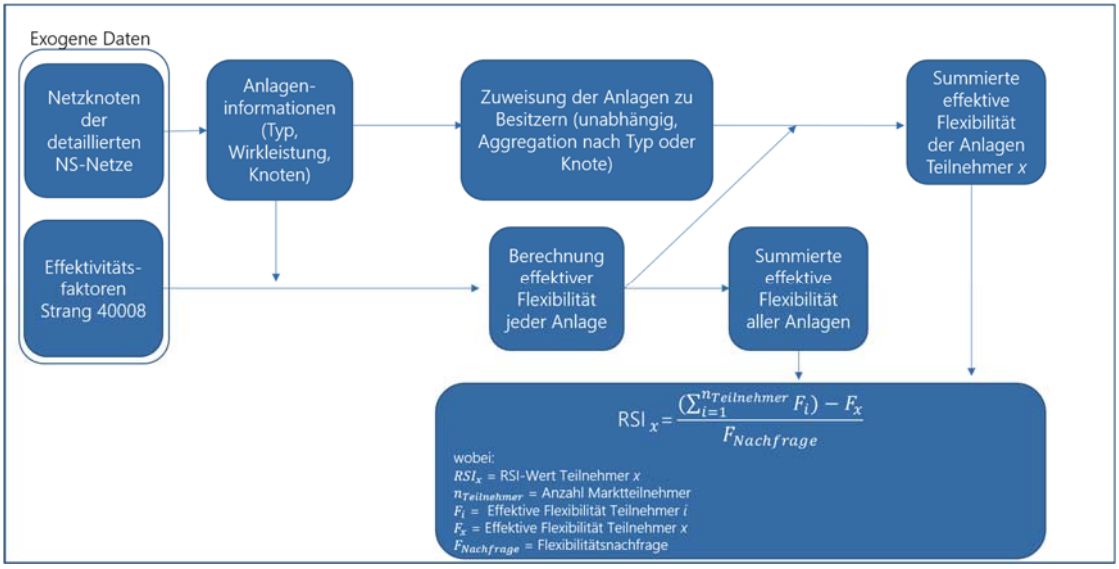


Abbildung 9-44: Methodik zur Anwendung des RSI auf ALF

Drei Parameter sind zur Berechnung des RSIs nötig: die summierte Erzeugung des relevanten Markts, die Erzeugung des zu untersuchenden Anbieters und die Last. In einem

Flexibilitätsmarkt wird Flexibilität anstelle der Erzeugung betrachtet, jedoch entspricht die Flexibilität einer Anlage nicht 1:1 ihrer Nennwirkleistung. Der Einfluss einer Änderung der Wirkleistung einer Anlage auf einen Engpass ist durch den Standort der Anlage und des Engpasses, sowie die Netztopologie, bestimmt. Um für eine RSI-Auswertung die effektivste verfügbare Flexibilität zu ermitteln, müssen die Wirkleistungen aller relevanten Anlagen umgerechnet werden. Hierfür wurde in /FFE-35 18/ eine Methodik entwickelt um Effektivitätsfaktoren zu berechnen, und solche für das Verhältnis jedes Netzknoten im Altdorfer Mittelspannungsnetz zu jedem anderen Netzknoten und Netzelement ausgerechnet. Damit kann eine beliebige Änderung der Wirkleistung einer Flex-Option in eine resultierende Änderung der Spannung eines überlasteten Netzelements umgerechnet werden. Diese Werte wurden benutzt, um die summierte Flexibilität des relevanten Markts und die Flexibilität der zu untersuchenden Firma für eine RSI-Auswertung zu berechnen.

Anstelle der Last muss für die Anwendung des RSIs auf einem Flexibilitätsmarkt die Flexibilitätsnachfrage, die der Engpassgröße entspricht, hergenommen werden. In dieser Fallstudie wurde eine Reihe verschiedener Nachfragen verwendet, von denen die Größte der maximal verfügbaren Flexibilität des Netzstrangs entspricht. Bei dieser Nachfrage wäre jeder Anbieter als pivotal zu betrachten, während bei einer noch größeren Nachfrage der Engpass nicht durch ALF gelöst werden könnte. Daher wurde eine Obergrenze so gesetzt, dass die Nachfrage höchstens die Kapazität an Flexibilität, die an diesem Netzstrang verfügbar ist, betragen kann.

$$RSI_x = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n_{Besitzern}} F_i\right) - F_x}{F_{Nachfrage}} \tag{9-10}$$

RSI_x	RSI-Wert Teilnehmer *x*
$n_{Besitzern}$	Anzahl Marktteilnehmer
F_i	Effektive Flexibilität Teilnehmer *i*
F_x	Effektive Flexibilität Teilnehmer *x*
$F_{Nachfrage}$	Flexibilitätsnachfrage

Für das hier betrachtete Netzelement, Leitung 1723 im Mittelspannungsnetzstrang 40008, stehen maximal 6,38 MW effektive Flexibilität zur Verfügung. Diese Flexibilität wird von insgesamt 725 Flex-Optionen aus dem Zukunftsszenario „Prosument am Markt", die in dem Netzstrang 40008 und den untergeordneten Niederspannungsnetzen Anschlusspunkt-genau verortet wurden, bereitgestellt. Leitung 1723 und das „Prosument am Markt" Szenario wurden gewählt, weil die Kombination die höchste verfügbare Flexibilität im Strang 40008 anbietet. Somit ist die Erstellung vielfältiger Angebotsszenarien für die Analyse möglich.

Die RSI-Werte einzelner Anbieter aus diesem Anwendungsfall wurden als RSI-Kurven dargestellt. Eine Kurve repräsentiert den RSI-Wert des gewählten Flex-Anbieters für jede Nachfrage zwischen null und 6,38 MW. Zudem sind zur Orientierung die beiden Nachfragestufen gekennzeichnet, ab denen die Ausübung von Marktmacht durch den Anbieter wahrscheinlich ist (RSI kleiner 1,2) bzw. der Anbieter für das Lösen des Engpasses unentbehrlich ist (RSI kleiner 1). Abbildung 9-45 stellt die RSI-Kurve des größten unabhängigen Anbieters in vier verschiedenen Angebotssituationen dar.

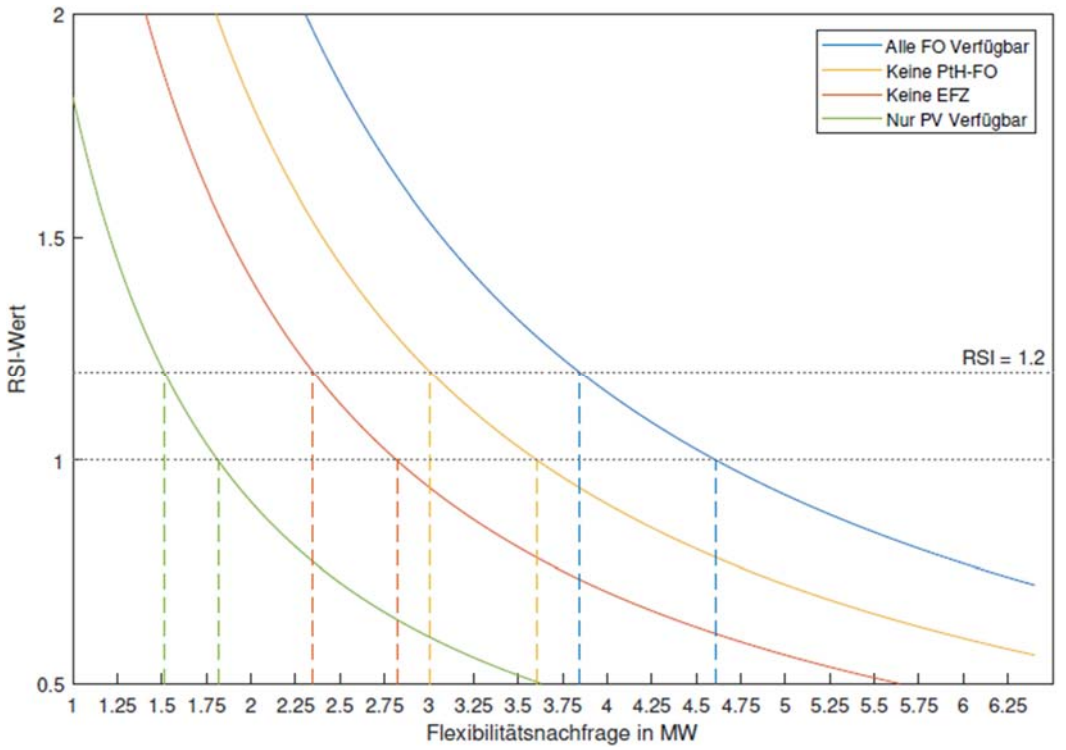


Abbildung 9-45: RSI-Werte des Flex-Anbieters „MS 1391" in verschiedenen Angebotssituationen

MS 1391 ist der Betreiber einer großen Photovoltaikanlage in dem Mittelspanungsnetz, die eine effektive Flexibilität von 1,78 MW für Leitung 1723 bereitstellen kann. Wenn alle Flex-Optionen zur Verfügung stehen, unterschreitet MS 1391 die 1,2-Grenze bei einer Nachfrage von mehr als 3,84 MW und wird ab einer Engpassgröße von 4,6 MW zu einem pivotalen Anbieter. In der Angebotssituation wird der zweitgrößte Anbieter (ebenfalls Betreiber einer PV-Anlage in der Mittelspannung, hier nicht grafisch dargestellt) erst ab 5,2 MW die 1,2-Grenze erreichen, weit nachdem MS 1391 strukturelle Machtmacht hätte.

In Abbildung 9-46 ist nicht nur die Angebotssituation mit allen Anlagen dargestellt, sondern auch Situationen mit sukzessiv niedrigeren Angebotsebenen. Können z. B. keine Power-to-Heat Anlagen am Markt teilnehmen, beispielsweise, wenn Komfortrestriktionen den Zugriff darauf verbieten, wird MS 1391 ab einer Engpassgröße von 3,6 MW für die Markträumung unentbehrlich. Die anderen Kurven in Abbildung 9-45 machen deutlich, dass strukturelle Marktmacht mit abnehmender verfügbarer Flexibilität schneller zu Gunsten großer Flex-Anbietern auftritt.

Zusätzlich zu den Betreibern von einzelnen großen Anlagen könnten auch Aggregatoren von kleinen Flex-Optionen wesentliche Mengen an effektiver Flexibilität unter die Kontrolle eines einzigen Marktteilnehmers bringen. Eine solche Aggregation erhöht die Konzentrationsrate eines Markts, und kann zu weiteren Anbietern mit struktureller Marktmacht führen. Abbildung 9-46 stellt, neben der RSI-Kurve von MS 1391, auch die RSI-Kurven von drei Aggregatoren dar. In diesem Fall sind wieder alle Anlagen verfügbar.

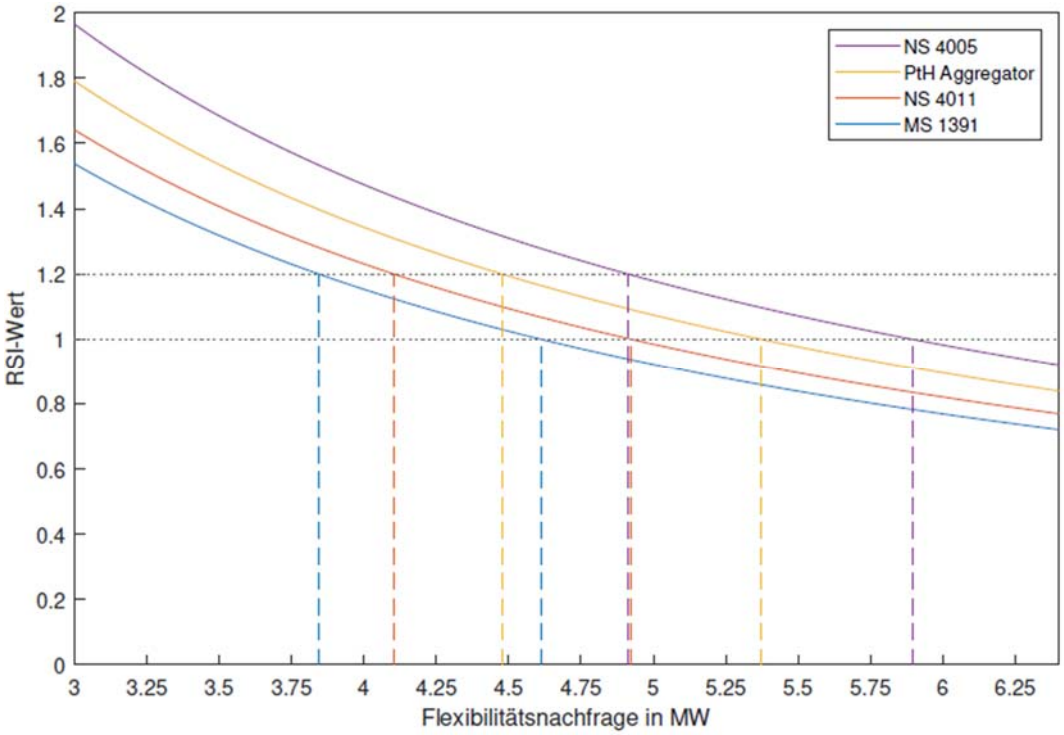


Abbildung 9-46: Ausgewählte RSI-Werte mit aggregierten PtH-Anlagen und aggregierten NS-Netzen (blaue Kurve entspricht der von Abbildung 9-45)

Den Aggregatoren NS 4011 und NS 4005 wurden alle PV Anlagen und alle Elektrofahrzeuge in den Niederspannungsnetzen 4011 und 4005 zugeordnet, während alle PtH Anlagen im Netzgebiet vom Strang 40008 dem PtH-Aggregator zugeordnet wurden. Beide Aggregationsstrategien können dazu führen, dass ein Marktteilnehmer ein höheres Potenzial für strukturelle Marktmacht hat. In diesem Beispiel ist vor allem NS 4011, durch die Größe von seinem Netzteil und die dortige hohe Durchdringung von EFZ, zu einer starken Marktposition aufgestiegen. Zusammen mit dem PtH Aggregator und MS 1391 gibt es jetzt drei Firmen, die gleichzeitig unter die 1,2-Grenze fallen könnten, ohne einen pivotalen Anbieter darzustellen. Wenn nur wenige Firmen als Aggregatoren in einem Marktgebiet tätig sind, könnten die einzelnen Firmen auch höhere Anteile der örtlichen Flex-Optionen in ihren Pool aufnehmen und noch marktdominierender werden.

Drei Zustände sind für das Hervortreten struktureller Marktmacht in einem Flexibilitätsmarkt begünstigend und in diesem Anwendungsfall zu erkennen:

- Eigentumskonzentration bei verfügbarer Flexibilität
- Eingeschränkte verfügbare Flexibilität
- Spitzennachfrage nach Flexibilität

Eigentumskonzentration kann auftreten, wenn große einzelne Anlagen einen großen Anteil der verfügbaren Flexibilität ausmachen oder wenn Aggregatoren die Kontrolle über eine ausreichende Anzahl kleinerer Einheiten erlangen, um einen großen Teil der verfügbaren Flexibilität zu repräsentieren. Zweiteres kann auftreten, wenn sich Aggregatoren auf die bedeutendste Art von Flex-Optionen in einem Markt oder auf das Marktuntergebiet mit der meisten vorhandenen Flexibilität konzentrieren. In beiden Formen kann ein marktbeherrschendes Unternehmen Marktmacht ausüben und höhere Preise für Flexibilität verlangen.

Abbildung 9-47 zeigt eine Übersicht von Situationen, in denen Marktmacht insbesondere ausgeübt werden kann.

Abbildung 9-47: Situationen die die Ausübung von Marktmacht begünstigen

Flexibilität kann entweder dauerhaft oder vorübergehend eingeschränkt verfügbar sein. Eine dauerhafte Einschränkung vorhandener Flexibilität kann dann auftreten, wenn sich wenige flexible Anlagen in dem Marktgebiet befinden, oder wenn Anlagen vor Ort sind, aber die Beteiligungsquoten niedrig sind. In einem Markt mit sonst ausreichenden Kapazitäten können Wetterbedingungen aus technischen oder Komfortgründen die verfügbare Flexibilität eine Zeit lang einschränken. Das Marktgebiet selbst kann durch die Überlastung von Netzelementen, auf welche nur eine begrenzte Anzahl an Flex-Optionen eine technische Effektivität haben, zu Gunsten der verbleibenden Akteure eingeschränkt werden. In allen drei Fällen ist die tatsächliche vorhandene Flexibilität vergleichsweise wichtiger, und Marktmacht kann insbesondere bei einer geringen Nachfrage auftreten.

Zeiten mit Spitzennachfrage nach Flexibilität können die ersten beiden Zuständen verschärfen. Diese können sehr kurz sein, zum Beispiel durch schnelle Wetterwechsel, mittelfristig im Zusammenhang mit speziellen Ereignissen, wie z. B. bei großen Volksfesten, oder längerfristig bei der Inbetriebnahme neuer Anlagen ohne ausreichenden Netzausbau. Spitzennachfragezeiten können strukturelle Marktmacht auch an kleine Marktteilnehmern verleihen, während schon dominanten Firmen eine pivotale Stellung fast garantiert ist.

Erste Analysen zeigten einen positiven Ausblick auf das Risiko von Marktmacht innerhalb der analysierten Netztopologie. Ein Engpass wird auf die Leitung 1723 erst dann auftreten, wenn mehr als 8,3 MW über die Leitung fließen sollen. Auch in der Situation mit der niedrigsten verfügbaren Flexibilität aus diesem Anwendungsfall (nur PV-Anlagen verfügbar) wären weitere 1,5 MW nötig bis MS 1391 die 1,2-Grenze erreichen würde. Allerdings muss nochmal verdeutlicht werden, dass diese Analyse nur einen „Proof-of-Concept" für die Messung potentieller Marktmacht in einem Flexmarkt darstellen soll. Auch wenn die hier vorgestellten Ergebnisse ermutigend sind, muss beachtet werden, dass diese Analyse lediglich auf einem einzigen Netzstrang der größeren Netztopologie begrenzt ist. Die Anpassung des RSIs für die Anwendung in einem Flexmarkt wurde aber als eine nützliche Methodik vorgeführt.

Zu den Stärken dieser Methodik zählen:

- Die Fähigkeit, Änderung in Flex-Angebot bzw. -Nachfrage und Besitzkonstellationen zu widerspiegeln.
- Ergebnisse werden als ein einfacher Wert dargestellt, dessen Vergleich mit festgelegten Grenzwerten für eine einfache Interpretation der Marktstruktur sorgt.
    - Mit der Zeit können die Grenzwerte auch anhand von Marktergebnissen angepasst werden
- Eine geringe Datenanforderung: es sind keine zusätzlichen Daten gegenüber den für das normale Marktgeschäft nötigen Daten erforderlich.

Die Analyse eines bestimmten Marktzeitraums zur Feststellung, ob Marktmacht ein unmittelbares Problem darstellen könnte, kann mit den im zurückliegenden Abschnitt beschriebenen Methoden durchgeführt werden. Bei den Methoden zur Identifikation von struktureller Marktmacht kann jedoch nicht vorhergesagt werden, ob die potenzielle Marktmacht tatsächlich genutzt wird oder welche finanziellen Auswirkungen diese haben kann.

9.5.6.3 Ansätze zur Reduktion struktureller Marktmacht

In neu liberalisierten Großhandelsmärkten war der Beteiligungsverkauf von Erzeugungskapazität durch damals regulierte Monopolisten das häufigste Mittel gegen strukturelle Marktmacht /UOC-01 02/ /HILE-01 14/. Dabei waren etablierte Versorger dazu verpflichtet, einen Anteil ihrer Erzeugungsanlagen an andere Marktteilnehmer zu verkaufen, damit der neugeschaffene Markt hinsichtlich der Konzentrationsrate wettbewerbsfähig werden konnte. In einem neu geschaffenen Flexibilitätsmarkt gibt es keine etablierten „Versorger", also Flex-Anbieter. Da die Anlagen der Marktteilnehmer auch in anderen Märkten mit ausreichendem Wettbewerb vermarktet werden, bzw. im häuslichen Gebrauch eingesetzt werden, ist ein Beteiligungsverkauf keine realistische Option. Stattdessen wäre es im Voraus möglich, eine Obergrenze für die Gesamtleistung der Anlagen zu setzen, um die Entwicklung einer marktbeherrschenden Stellung zu verhindern. Allerdings wäre diese Maßnahme auch ein starker Eingriff in den Markt.

Das Marktdesign von ALF enthält einen wichtigen Aspekt, der der strukturellen Marktmacht entgegenwirkt, nämlich die niedrige Eintrittsbarriere. ALF wurde explizit mit minimalen Einstiegshürden für kleinere Anlagen entworfen, um die Erschließung im Verteilnetz vorhandener Flexibilität zu vereinfachen. Die Mehrheit von diesen kleineren Anlagen wurde als sogenannte „langzeitkontrahierte Anlagen" für den Markt freigegeben. Durch diesen einfachen Zugang zum Flexmarkt wird eine höhere Anzahl an Teilnehmern am Markt gefördert und das Auftreten struktureller Marktmacht verhindert /UOC-01 02/ /HILE-01 14/. Gleichzeitig sichert der vertraglich festgelegte Zugang zu einer Ansammlung an Flexibilität für den Marktbetreiber eine Alternative zu möglichen teuren Geboten von einem dominanten Anbieter.

Weitere Maßnahmen könnten auf dieser Eigenschaft ALFs aufbauen, um den Markt vor Marktmacht zu schützen oder die Folgen davon zu minimieren. Erweisen sich einzelne Wetterbedingungen als für das Auftreten von Marktmacht problematisch, könnten Anreize für den bzw. Barriere zu dem Markteintritt für Anlagen, die wahrscheinlich auch unter den problematischen Bedingungen verfügbar wären, gesetzt bzw. abgeschafft werden, um gezielt die vorhandene Flexibilität in solchen Situationen zu erhöhen.

9.5.6.4 Umgang mit ausgeübter Marktmacht

Soll strukturelle Marktmacht unvermeidbar sein, wird es wichtig, ausgeübte Marktmacht vorzubeugen, den Schaden davon zu lindern, oder Fälle zu erkennen und bestrafen.

Der Preisbildungsmechanismus von ALF könnte für Anlagen mit aktiver Vermarktung die Anreize zur Ausübung von Marktmacht reduzieren. Nach dem Gebotspreisverfahren (auch pay-as-bid gennant) werden die Anlagen bei ALF im Falle einenes Zuschlags in der Höhe ihres Gebots vergütet. Im Gegenteil zu dem Einheitspreisverfahren, wo das Vorenthalten einer Anlage einen höheren Preis für alle anderen Anlagen mit sich ziehen kann, bringt eine Änderung der marginalen Anlage unter dem Gebotspreisverfahren keine zusätzlichen Einnahmen für andere Anlagen /MCEE-01 13/. Allerdings kann dieses Verfahren auch zu allgemein höheren Geboten führen, wenn Anbieter versuchen ihre Langzeitkosten durch erhöhte Gebotspreise für ihre Anlagen mit niedrigen Grenzkosten zu decken /EWI-02 08/ /MCEE-01 13/. Könnte, ähnlich wie bei den Kleinstanlagen, auch die Flexibilität marktbeherrschenden Anbietern zu vertraglich geregelten Preisen für den Marktbetreiber zugänglich gemacht werden, wäre die Marktmacht dieser Anbieter auch eingeschränkt /HILE-01 14/.

Viele US-Strommärkte verwenden Preisobergrenzen und automatisierte Gebotsmilderungen, um ausgeübte Marktmacht vorzubeugen. Auf dem Intraday-Markt in Texas werden beispielsweise zwei Markträumungsprozesse durchgeführt. Im ersten Durchgang werden Referenzpreise unter wettbewerblichen Marktbedingungen simuliert, während im zweiten Durchgang Preisobergrenzen für alle verfügbaren Anlagen gesetzt werden. Diese entspricht dem höheren Preis zwischen dem Referenzpreis und einem durch den Brennstoffpreis und die Anlagenart festgelegten Annäherungswert für die Grenzkosten der Anlage. /CRA-01 17/ Das New York ISO, New England ISO, Midwest ISO, and PJM (Pennsylvania-Jersey-Maryland) ISO vergleichen auch Gebote mit Referenzpreisen, und setzen Gebote auf den Referenzpreis zurück wenn diese gleichzeitig deutlich höher als der Referenzpreis sind und damit den Markträumungspreis beeinflussen /APE-01 08/ /IEEE-03 16/.

Eine Preisobergrenze könnte auch für ALF die finanziellen Schäden von Marktmacht beschränken. Wenn das bestehende Engpassmanagementsystem erhalten bleibt, würde diese regulierte Vergütung als eine fixe Preisobergrenze dienen. Alternativ könnten Preisobergrenzen, die im Verhältnis zu den Grenzkosten einzelner Anlagen bzw. Anlagenarten oder zu historischen durchschnittlichen Geboten festgelegt sind, als eine Art „gleitende" Obergrenze dienen. Unabhängig von ihrer Form muss eine Preisobergrenze immer noch die Deckung der Langzeitkosten erlauben, um Marktaustritte und die damit einhergehende Beschränkung der vorhandenen Flexibilität zu verhindern /HILE-01 14/. Um ihren Einfluss auf dem Markt zu minimieren, könnten Preisobergrenzen oder regulierte/kostenbasierte Preise, ähnlich wie in den oben beschriebenen US-Märkten, beispielsweise nur in Zeitschritten, in denen der RSI-Wert unter eine beliebige Grenze gefallen ist, geltend gemacht werden.

Die Anwendung von Bid-Cost Margin Indikatoren oder preisbasierte Witholding Analysen zur Identifikation von ausgeübter Marktmacht, sowie die Festlegung kostenbasierter Referenzpreise, könnte sich in Flexibilitätsmärkten als schwierig erweisen. Die wahren Grenzkosten einzelner Flex-Optionen, vor allem von Verbrauchsanlagen, sind schwer zu bestimmen und können sich aufgrund verschiedener persönlicher Präferenzen der Anlagenbesitzer auch zwischen zwei Anlagen der gleichen Art unterscheiden. Auch Gebote von Aggregatoren, die aus der gebündelten Flexibilität mehrerer einzelner Flex-Optionen entstehen, könnten für diese Indikatoren problematisch werden. Stattdessen könnten

qualitative Withholding Analysen zur Erkennung von Zusammenhängen zwischen der Anlagenverfügbarkeit einzelner Teilnehmer und Preisspitzen, oder Vergleiche zwischen aktuellen und historischen Geboten brauchbare Methoden zur Aufdeckung ausgeübter Marktmacht sein.

9.5.6.5 Ausblick: Anwendung der Ansätze im Rahmen eines Market Monitoring

Durch ein Market Monitoring könnten mehrere Maßnahmen kombiniert werden und anhand von Marktentwicklungen, dem beobachteten Benehmen oder sonstigen Erfahrungen gezielt angepasst werden. Ein spezialisierter Monitor könnte ein Flexibilitätsmarkt detaillierter und mit mehr Expertenwissen als eine allgemeine Wettbewerbsbehörde beobachten /HILE-01 14/.

Neben der allgemeineren Beobachtung der Marktzustände (z.B. Teilnehmerzahl, maximale Flexibilität, Engpasshäufigkeit, Preisentwicklungen, usw.) kann ein Marktmonitor gezielt gegen strukturelle und ausgeübte Marktmacht vorgehen. Kurzfristig könnte die Berechnung von RSI-Werten für jeden Zeitschritt eines Tages zur Einführung von Preisobergrenzen in kritischen Zeitschritten führen. Eine längerfristige Verfolgung der Tendenzen dieser Werte könnte die frühzeitige Erkennung einer marktbeherrschenden Stellung ermöglichen. Nach der Analyse von historischen Preis- und Gebotsdaten könnte der Monitor die RSI-Grenzwerte anpassen, um die Einzelheiten des Flexibilitätsmarktes oder bestimmte Wetterbedingungen (o.Ä), abzubilden. Längerfristige Gebotsdaten von einzelnen Anlagen oder Anlagenarten könnten auch durch den Monitor zu Referenzpreisen bearbeitet werden, damit auffälliges Gebotsverhalten besser erkannt werden kann und einzelne Gebote zurück auf ein Referenzniveau gesetzt werden können.

Die Rolle des Marktmonitors könnte beliebig in die des Marktbetreibers oder in einer Regulierungsbehörde eingegliedert werden, oder es könnte ein unabhängiger Berater agieren. Unabhängig von seiner Zugehörigkeit sind für den Erfolg des Monitors zum einen ein ausreichender Zugang zu aktuellen und historischen Daten sowie die Abgrenzung vom Einfluss anderer Marktteilnehmer entscheidend. Nur so kann strukturelle Marktmacht im Voraus erkannt werden und Marktergebnisse als Indikator für ausgeübte Marktmacht ausführlich untersucht werden. Die bloße Existenz eines Monitors könnte manches wettbewerbsbeschränkende Verhalten vorbeugen, da sich alle Teilnehmer beobachtet fühlen. Wenn dies aber nicht ausreicht, muss der Monitor in der Lage sein, Präventivmaßnahmen anzuwenden und durch seine Empfehlungen wirksame Strafen von der Bundesnetzagentur verhängen lassen. /HILE-01 14/ /APE-01 08/ /IEEE-01 03/

9.5.7 Hintergrundinformationen zum Szenarioprozess

Ermittlung der Datenbasis für die Bestimmung der installierten Leistung und der Verteilung der PV-Dachanlagen

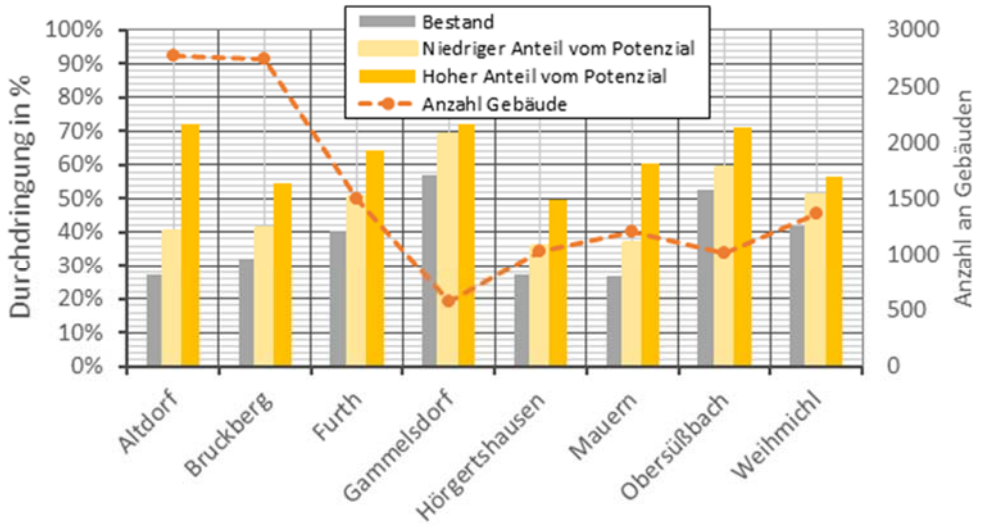


Abbildung 9-48: Anhand des regionalen Potenzials und Gebäudeanzahl ermittelte Durchdringungen mit PV-Anlagen je Gemeinde in der Projektregion

Tabelle 9-8: Ermittelte Eingangsdaten zur Quantifizierung der Ausprägungen der regionalen PV-Durchdringung innerhalb der Szenarien

Gemeinde	Anzahl Gebäude	Potenzial „Niedriger Anteil" in kW /ÜNB-02 18/	Potenzial „Hoher Anteil" in kW /FFE-10 17/	Durchdringung nach „Niedriger Anteil" in %	Durchdringung nach „Hoher Anteil" in %
Altdorf	2776	10788,72	19331,64	40,17	71,98
Bruckberg	2738	10965,48	14403,16	41,39	54,37
Furth	1491	7297,52	9275,36	50,59	64,30
Gammelsdorf	574	3840,22	3994,32	69,15	71,92
Hörgertshausen	1033	3551,90	4965,60	35,54	49,68
Mauern	1204	4299,70	7026,13	36,91	60,32
Obersüßbach	1011	5793,78	6941,72	59,23	70,97
Weihmichl	1366	6736,76	7470,53	50,97	56,53

Ermittlung der installierten Leistung von Hausspeichersystemen und Power-to-Heat-Anlagen

Für HSS wurde die installierte Leistung jedes HSS wurde über einen fixen Faktor von 1 kW_{PV} / kWh_{HSS} abhängig von der Kapazität des HSS bestimmt /ISEA-01 18/. Die Kapazität jedes HSS war wiederrum abhängig von der installierten Leistung der zugehörigen PV-Dachanlage mit einem Faktor von 2,27 kWh_{HSS} / kW_{HSS}. /BNETZA-03 18/

Für PtH-Anlagen ist die installierte Leistung im Gesamtnetz aufgrund des angewendeten Verfahrens zur Simulation detaillierter und aggregierter Ortsnetze sowie der Auslegungslogik für PtH-Anlagen (siehe /FFE-45 17/ für eine ausführliche Beschreibung von GridSim) nicht bekannt, sondern musste mittels der aus den detaillierten Netzen abgeleiteten Volllaststunden sowie dem, aus der Simulation des Gesamtnetzes resultierenden Jahresenergieverbrauch hergeleitet werden, wie in Formeln (9-11) und (9-12) dargestellt ist.

$$T_{k,det} = \frac{E_{k,det}}{P_{k,det}} \tag{9-11}$$

$T_{k,det}$ in h Volllaststunden der Komponente k aller detaillierten Netzen
$E_{k,det}$ in kWh Jahresenergieverbrauch der Komponente k aller detaillierten Netze
$P_{k,det}$ in kW Installierte Leistung der Komponente k aller detaillierten Netze

$$P_{k,agg} = \frac{E_{k,agg}}{T_{k,det}} \tag{9-12}$$

$P_{k,agg}$ in kW Installierte Leistung der Komponente k aller aggregierten Netze
$E_{k,agg}$ in kWh Jahresenergieverbrauch der Komponente k aller aggregierten Netze
$T_{k,det}$ in h Volllaststunden der Komponente k aller detaillierten Netzen

9.5.8 AcCELLerator-Tour: Präsentation des Altdorfer Flexmarkts

Die Zellenkampagne „AcCELLerator" wurde von der Gesamtprojektleitung konzipiert und gestartet, um die Integration der konzeptionellen Arbeiten und die Demonstrationen in der Praxis voranzutreiben. In dieser ersten Phase der Kampagne fand eine Tour (AcCELLerator 1.0) mit einer Delegation aus der Gesamtprojektleitung, TP-Leitern, Zellenverantwortlichen und teilweise lokalpolitischen Vertretern zu ausgewählten Demozellen je Bundesland statt. Dabei wurden die jeweiligen Demonstrationsprojekte besichtigt und in einer anschließenden Diskussionsrunde offene Herausforderungen und Lösungskonzepte disktutiert.

Die Demozelle des Altdorfer Flexmarktes wurde dabei in der zweiten Phase der Zellenkampagne (AcCELLerator 2.0) im Zuge der Aufstockungstätigkeiten des Projektes besucht. Dabei stellten am 21. Februar 2020 die Projektverantwortlichen der FfE gemeinsam mit Bayernwerk das Demonstrationsprojekt ALF im Rathaus Altdorf vor. Um die Ergebnisse des Demonstrationsvorhabens an die Politik zu tragen waren neben dem Bürgermeister Helmut Maier als Gastgeber der Landrat Peter Dreier sowie der bayerische Staatsminister Hubert Aiwanger vor Ort, mit den Projektverantwortlichen und Projektpartnern über bisherige Projekterfahrungen diskutierten. Dies inkludierte die Besichtigung der Live-Demonstration einer Schaltung der angeschlossenen kommunalen PV-Anlage über die iMSys-Infrastruktur. Die Live-Demo diente auch der Zielsetzung des Austausches zwischen den Zellen und TP-Leitern und zur Erarbeitung von Lösungen zu möglichen Umsetzungshürden. Zudem fanden in drei verschiedenen World-Cafés jeweils ein Austausch zu Erfahrungen mit der Implementierung der Smart Meter Infrastruktur, der Einbindung von Bürger*innen über das entwickelte Partizipationskonzept sowie zu den verschiedenen FlexPlattformen in C/sells statt. Im Rahmen einer Podiumsdiskussion fand der Austausch zwischen den verschiedenen Plattform-Entwicklern und den Projektpartnern des Verteilnetzbetreibers Bayernwerk und Übertragungsnetzbetreiber TenneT statt. Thematisiert wurden dabei die verschiedenen Konzepte der C/sells-FlexPlattformen ReFLex, comax und ALF sowie einhergehende Herausforderungen bei der praktischen Implementierung.

Als Erweiterung zum Austausch zwischen den Zellenpartnern im Rahmen der AcCELLerator 1.0-Tour diente die Veranstaltung demnach zudem zur Vernetzung der FlexPlattformkonzepte verschiedener C/sells-Demonstrationszellen. Mit dem nach außen liegenden Schwerpunkt der Fach-Öffentlichkeit wurden im Nachgang zur Veranstaltung die Ergebnisse zielgruppenspezifisch aufbereitet und über Pressemitteilungen der Projektpartner sowie über Präsentationen und Poster auf internen Treffen verbreitet. Die politische Präsenz verstärkte die Öffentlichkeitswirkung, u.a. durch zahlreiche mediale Beiträge in regionalen und lokalen Kanälen.

9.5.9 Ersatzwertbildung für reale Eingangsdaten

Aus Datenschutzgründen wurden in den Ausgangsdaten für Netzknoten, an denen je Profilart bzw. Anlagenzahl weniger als zehn Profile oder PV-Anlagen vorhanden waren, keine Angabe zur Anzahl der Profile oder PV-Anlagen gemacht. Der Jahresverbrauch der SLP, beziehungsweise die installierte Leistung der PV-Anlagen, war hingegen auch bekannt, wenn die Anzahl am Netzknoten weniger als zehn Profile oder Anlagen betrug. Da die Gesamtanzahl der Profile und der PV-Anlagen für die spätere Integration der Szenarien unerlässlich war, wurden die unbekannten Anzahlen über den am betroffenen Knoten bekannten Jahresenergieverbrauch des SLP bzw. die installierte Leistung der PV-Anlage und

einem durchschnittlichen Jahresenergieverbrauch des SLP bzw. der durchschnittlichen Anlagenleistung der PV-Anlagen ergänzt.

Für die Standardlastprofile H0, G0, G1, G3, G4, L0 und TLP leitete sich der durchschnittliche Jahresenergieverbrauch aus den Jahresenergieverbräuchen der aggregierten Netzknoten des jeweiligen SLP ab, an denen die Anzahl der vorhandenen SLP bekannt war. Für die Standardlastprofile G2, G5 und G6 konnte aus den aggregierten Netzdaten kein durchschnittlicher Jahresenergieverbrauch bestimmt werden, da an keinem der aggregierten Netzknoten eine bekannte Anzahl SLP vorhanden war. Um die benötigte Anzahl der betroffenen Profile zu ermitteln, wurden durchschnittliche Jahresenergieverbräuche aus den detaillierten Netzdaten verwendet.

Die gleiche Vorgehensweise wurde für die PV-Anlagen angewendet. Auch hier wurde die Anzahl der Anlagen nur angegeben, wenn diese größer Zehn war. Die installierte Leistung an Knoten mit weniger als zehn Anlagen ist hingegen bekannt gewesen. Die fehlende Anzahl der Anlagen wurde über die bekannte installierte Leistung des Knotens und dem Mittelwert der Anlagen, an denen die Anzahl bekannt war, gebildet.

Ausgehend von der beschriebenen Methodik wurde somit für jedes aggregierte Niederspannungsnetz die Anzahlen der SLP, die Jahresenergieverbräuche der SLP sowie die Anzahl und installierte Leistung der PV-Anlagen als bekannt vorausgesetzt. /IAEW-01 19/

9.5.10 Anreizregulierung

Zum besseren Verständnis der aktuellen Herausforderungen im Kontext der Energienetze ist ein vertieftes Verständnis der Anreizregulierung erforderlich. Das nachfolgende Kapitel gibt eine Übersicht über die Begriffe und Funktionsweisen des aktuellen deutschen Regulierungsregimes. Im Anschluss erfolgt die Sammlung aktueller regulatorischer Hürden für die in C/sells relevanten Aspekte (Digitalisierung, Flexibilitätsintegration etc.) sowie die Entwicklung von sich daraus ableitenden Forderungen.

9.5.10.1 Grundlagen der Anreizregulierung

Da Netzbetreiber aufgrund ihrer natürlichen Monopolstellung keinen Anreiz haben, Kosten zu optimieren und diese Einsparungen an ihre Kunden weiterzugeben – daran hatte auch die Kostenregulierung zwischen 2006 und 2008 nichts geändert – wurde in Deutschland im Jahr 2009 ein System der Anreizregulierung eingeführt, welches bis mindestens zum Ende der aktuellen Regulierungsperiode im Jahr 2023 Bestand haben wird.

Dazu sind die Ziele der deutschen Netzregulierung in § 11 Abs. 1 EnWG geregelt. Sie verpflichten die Betreiber von Energieversorgungsnetzen, ein *„sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“* /ENWG-01 15/

Grundsätzlich beinhaltet dies eine teilweise Entkopplung von Erlös- und Kostenentwicklung sowie eine verbindliche Festlegung der Erlösobergrenze (Revenue-Cap) für die Dauer der Regulierungsperiode. Die Details sind in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) verankert.

Außerdem ist es das Ziel, eine künstliche Form des Wettbewerbs zu schaffen und den Netzbetreibern Anreize für Kostensenkung zu bieten. Da Netzbetreiber ihre Kosten über die Netznutzungsentgelte (NNE) auf die Netzkunden umlegen, sollen diese Kosten langfristig reduziert werden. /BOET-01 14/

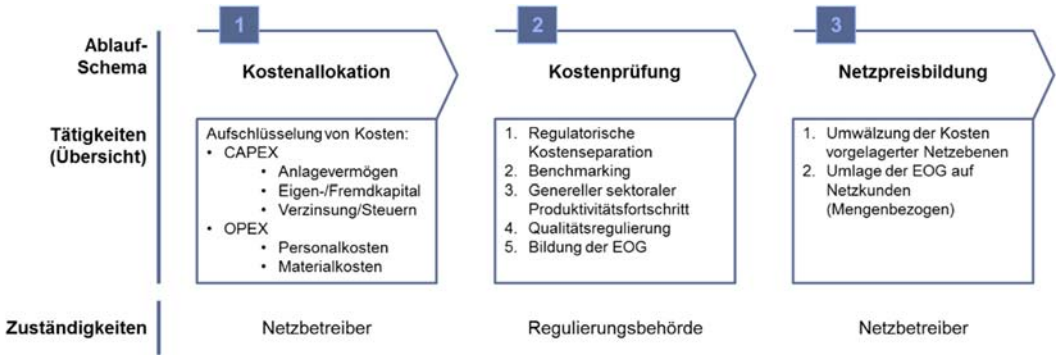


Abbildung 9-49: Schematischer Ablauf der Anreizregulierung

Das System der deutschen Anreizregulierung soll im Folgenden schrittweise erklärt werden.

Kostenallokation

Als Basis der Regulierung dient eine Kostenallokation. Dafür wird im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode[10], dem Basisjahr oder auch Fotojahr genannt, durch den Netzbetreiber eine Sammlung und Aufschlüsselung seiner im Netzbetrieb entstandenen Kosten getätigt. /AREGV-01 15/

Dies beinhaltet sowohl die CAPEX[11] (z. B. Anlagevermögen, Umlaufvermögen, Kapitalstrukturen[12], Verzinsungen und Steuern) als auch die OPEX (z. B. Personal-, Instandhaltungs- und Materialkosten). Diese Zahlen sind klassisch kaufmännische Kosten aus der Gewinn- und Verlustrechnung (aufwandsgleiche Kosten) sowie der Bilanz (Abschreibungen und Verzinsung) des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Sie bilden die regulatorische Kostenbasis des Netzbetreibers und werden an die zuständige Regulierungsbehörde übergeben. /BMWI-07 15/

Regulatorische Kostenprüfung

Die vom Netzbetreiber allokierten Kosten aus dem Netzbetrieb werden im nächsten Schritt von der Regulierungsbehörde geprüft. Diese Prüfung erfolgt unter den in § 4 StromNEV festgelegten Prämissen:

„Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen." /BMWI-07 15/

Auch werden nur Kosten anerkannt, die nach geltender Rechtssprechung Netzbetriebsmitteln zugeordnet werden können. *„Um die Belieferung mit Elektrizität durch jeden Anbieter zu*

[10] Eine Regulierungsperiode (RP) in Deutschland geht über 5 Jahre. Zum heutigen Zeitpunkt befinden wir uns in der dritten Regulierungsperiode (2019 bis 2023).
[11] Die Kapitalkosten machen bei Verteilnetzbetreibern ca. 21-25 % der Gesamtkosten aus. /BNETZA-17 15/
[12] Kapitalstruktur: Beschreibt den Anteil des Eigen- (EK) und Fremdkapitals (FK). Dabei ist ein gesetzliches Maximum von 40 % für Eigenkapital festgeschrieben. /BMWI-07 15/

ermöglichen, müssen grundsätzlich alle Anlagen, die einer Versorgung der Letztverbraucher dienen, dem Netzbegriff unterfallen" (Bundesgerichtshof in EnVR 10/13, Rn 35) /BGH-01 14/.

Kosten, die diesen Prämissen nicht entsprechen, werden demzufolge von der Regulierungsbehörde nicht anerkannt.

In einem nächsten Schritt werden die anerkannten Kosten des Netzbetreibers in verschiedene Kostenpositionen unterteilt. Dies wird im nächsten Kapitel im Detail erläutert.

Regulatorische Kostenseparation

Bei der regulatorischen Kostenseparation werden zwei Oberkategorien unterschieden: nicht beeinflussbare Kostenanteile und beeinflussbare Kostenanteile. Letztere können durch den einzelnen Netzbetreiber optimiert und daher zur Erreichung von Einsparpotenzialen genutzt werden.

Effizienzvergleich / Benchmarking

„Die Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode werden durch Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, der inflationsbereinigten Produktivitätsentwicklung, der Versorgungsqualität und auf diese bezogenen Qualitätsvorgaben (…) bestimmt." /ENWG-01 15/

In dieser und anderen Prämissen in § 21a EnWG wird zugrunde gelegt, dass für Netzbetreiber zwei verschiedene Effizienzparameter ermittelt werden: Eine allgemeine Effizienzvorgabe für die gesamte Branche (genereller sektoraler Produktionsfaktor) und eine individuelle Effizienzvorgabe für jeden einzelnen Netzbetreiber.

Im heutigen System der deutschen Anreizregulierung werden für den individuellen Effizienzparameter zwei standardisierte Verfahren verwendet, um systematische Fehler zu Ungunsten der Netzbetreiber zu vermindern[13]. Die **DEA** (Dateneinhüllungsanalyse bzw. Data Envelopment Analysis) ist eine nicht-parametrische Methode, welche als Ergebnis eines Optimierungsproblems die optimale Kombination von Aufwand (Input) und Leistung (Output) bestimmt. /AGR-01 07/

Bei der **SFA** (Stochastic Frontier Analysis) handelt es sich um eine parametrische Methode, welche a priori einen funktionalen Zusammenhang zwischen In- und Output unterstellt. *„Auf Basis der Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten werden im Anschluss die Ineffizienzen der Netzbetreiber ermittelt."* /AGR-01 07/

Beide Methoden verwenden dieselben Vergleichsparameter wie Kosten pro Anschlusspunkte, versorgter Fläche, Leitungslänge, Jahresarbeit, Jahreshöchstlast usw. (abhängig von der betrachteten Netzebene).

Aus den einzeln ermittelten Werten für alle teilnehmenden Netzbetreiber wird eine Effizienzgrenze ermittelt (effizienteste Unternehmen = Frontier-Unternehmen) und der relative Stand jedes Netzbetreibers bezüglich dieser Grenze ermittelt. Der relative Stand ergibt schließlich die ermittelte Ineffizienz /QEV-01 13/. Der Effizienzwert liegt zwischen 60 % und 100 %, wobei 60 % als Minimum durch die ARegV vorgegeben ist. Aus beiden Methoden und

[13] Details der Berechnungsmethoden sind in dieser Arbeit nicht vorgesehen

allen ermittelten einzelnen Effizienzwerten wird schließlich der Beste für das individuell bewertete Unternehmen ausgewählt („best-of-four"). /AGR-01 07/

Der Abbau dieser Ineffizienzen erfolgt durch einen Verteilfaktor über die gesamte Regulierungsperiode (RP). /AREGV-01 15/

Genereller sektoraler Produktionsfortschritt

Diese allgemeine Effizienzvorgabe für die gesamte Branche soll Abweichungen vom gesamtwirtschaftlichen Produktionsfortschritt (PF) ausgleichen. Er ist für alle Netzbetreiber identisch, betrug in der 1. RP 1,25 % und in der 2. RP 1,5 %; nahm also um 0,25 Prozentpunkte zu. /AREGV-01 15/

Dieser Faktor reduziert die EOG jährlich unter der Annahme technisch bedingter Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber. Zur besseren Verdeutlichung errechnete die BNetzA, dass eine Veränderung dieses Faktors in einer Regulierungsperiode um 0,5 % eine Auswirkung im Bereich von 750-800 Mio. € auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber bedeutet. /BNETZA-17 15/

Qualitätsregulierung

Um die Qualität der Energieversorgung über die Regulierung abzubilden und zu verbessern, wurde zusätzlich zum Effizienzvergleich ein Qualitätselement (Q) eingeführt. Dieses bildet die Netzzuverlässigkeit ab und verhindert, dass Netzbetreiber Kosten sparen, indem sie erforderliche Investitionen nicht mehr tätigen und somit die Versorgungssicherheit und -qualität gefährden. Grundlage bilden u. a. Kennzahlen zur Unterbrechungsdauer (SAIDI), -häufigkeit (SAIFI) und Menge der nicht gelieferten Energie. /HILL-01 14/

Netzbetreiber mit guter Versorgungsqualität erhalten einen Bonus von max. 2 % auf ihre Erlösobergrenze, Netzbetreiber mit schlechter Versorgungsqualität einen Malus von max. 2 %. Die Summe aus Boni und Mali gleicht sich aus, sodass kein Geld das System verlässt. /BNETZA-12 14/

Erlösobergrenze

Anhand der ermittelten Kostenbestandteile sowie der Ineffizienzen etc. wird in Folge die Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber individuell festgelegt. Dafür werden die beschriebenen Faktoren in die Regulierungsformel eingefügt. (Details siehe ARegV Anlage 1)

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) + \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (9\text{-}13)$$

EO	Erlösobergrenze (§4)
KA	Kostenanteile (§11)
	Dauerhaft nicht beeinflussbar (dnb)
	Vorübergehend nicht beeinflussbar (vnb)
	Beeinflussbar (b)
V	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen (§ 16)
B	Effizienzbonus (§12a)
VPI	Verbraucherpreisindex (§8 Satz 2)
PF	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (§ 9 f.)
KKA	Kapitalkostenaufschlag (§10a)
Q	Qualitätselement (§ 19)
VK	Volatiler Kostenanteil (§ 11 Absatz 5)
S	Saldo des Regulierungskontos (§ 5 Absatz 3)

Diese Erlösformel ist der Kern der Regulierung und schreibt für den einzelnen Netzbetreiber den Erlöspfad über die fünfjährige Regulierungsperiode vor. Der Erlöspfad ist die einzige Möglichkeit für einen Netzbetreiber, Umsätze zu generieren. Vereinfacht bedeutet das: Liegt er mit seinen Kosten in der Regulierungsperiode unterhalb des Erlöspfades, darf er die Zwischenerlöse einstreichen (= positiver Anreiz). Er deckt nicht nur seine Kosten, sondern erwirtschaftet auch einen Gewinn. Übersteigen seine Kosten jedoch diese Grenze, macht er Verluste.

Zwischenerlöse sind der Anreiz, effizienter zu sein als vorgegeben /STEG-01 08/. Da die Kosten im Fotojahr die Basis für die nächste Regulierungsperiode darstellen wird daher operativ versucht, der EOG so nahe wie möglich zu kommen, um die Kostenbasis für die folgende RP optimal zu gestalten.

Netzpreisbildung

Die Netzpreise berechnen sich nach StromNEV über die Verteilung der Erlösobergrenze auf die Abnahme des Stromes durch die angeschlossenen Netznutzer. Dabei ist die Distanz des Verbrauchers zum Einspeisepunkt irrelevant, die Anschlussnetzebene, die vorhandene Messvorrichtung und die jeweilige Benutzungsstundenzahl spielen jedoch bei der Berechnung der Netzentgelte eine Rolle.

Das Netznutzungsentgelt (NNE) besteht hierbei aus einem Jahresleistungs- und einem Arbeits- und Leistungspreis (ce, cp). Für Kunden der Niederspannungsebene ohne Leistungsmessung (SLP[14]-Kunden) wird hingegen nur ein Grundpreis (GP) und ein Arbeitspreis erhoben, jedoch kein Leistungspreis. Die Erlösobergrenze teilt sich so nach der vereinfachten[15] Formel (9-14) auf alle Netzkunden auf.

$$EO_t = \sum_{i=1}^{n} E_{i,t} * ce_{i,t} + \sum_{i=1}^{n} P_{i,t} * cp_{i,t} + \sum_{i=1}^{n} GP_{i,t} \qquad (9\text{-}14)$$

EO	Erlösobergrenze (§4)
E	Individueller Energieverbrauch je Verbraucher i
ce	Mengenbezogene Netzentgelte je Spannungsebene
P	Individueller Leistung je Verbraucher i (RLM-Kunden)
cp	Leistungspreis je Spannungsebene
GP	Grundpreis

Eine detailliertere Vorstellung der Berechnungsmethodik der Netzpreisbildung soll hier nicht erfolgen. Festzuhalten ist jedoch, dass die Kosten der Netzbetreiber – soweit von der Regulierungsbehörde geprüft, genehmigt und in die EOG einbezogen – auf die Netzkunden umgelegt werden. Wird ein bestehendes Netz ausgebaut oder in Erneuerung und Ersatz investiert, bedeutet dies einen Kostenanstieg für die Netznutzer.

An dieser Stelle ist es wichtig aufzuzeigen, dass Erzeugungseinheiten netznutzungsentgeltbefreit sind. Die Verursacher des vielerorts im Verteilnetz notwendigen Ausbaus sind daher nicht an den Kosten beteiligt. /HILL-01 14/

Die tatsächlich erzielten Erlöse eines Netzbetreibers können aufgrund der Mengenentwicklung von den zulässigen Erlösen abweichen. Die Differenz wird nach

[14] Für diese Kunden wird ein Standardlastprofil angenommen, da sie nicht über einen Zähler zur Leistungsmessung wie RLM-Kunden verfügen (= registrierte Leistungsmessung)
[15] Zusätzlich sind z. B. Befreiungstatbestände und Erlösminderungen zu berücksichtigen.

§ 5 ARegV auf ein vom Regulator verwaltetes Regulierungskonto gebucht und auch verzinst (wie Fremdkapital ohne Wagniszuschlag). Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt über gleichmäßige Zu- oder Abschläge in der folgenden Regulierungsperiode. Damit sind Netzbetreiber vollständig von unternehmerischen Risiken durch Absatzrückgänge befreit, aber auch Mehrerlöse durch Absatzsteigerungen sind nicht möglich. /HILL-01 14/

Über- bzw. unterschreiten die tatsächlich erwirtschafteten Erlöse die Vorgaben durch die EOG um mehr als 5 % pro Kalenderjahr, muss die EOG angepasst werden. /AREGV-01 15/ Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Erlösobergrenzen eingehalten werden.

Zusammensetzung des CAPM

Die in der Anreizregulierung regulatorisch verankerte Verzinsung auf eingesetztes Eigenkapital besteht aus drei Kernkomponenten. Diese umfassen den Basiszinssatz (2,49 %) aus der Rendite kapitalmarktüblicher Zinssätze. Zu diesem Zinssatz erfolgt die Berechnung eines mittels des CAPM berechneten Wagniszuschlages. Dieser errechnet sich aus den über den risikolosen Zinssatz hinausgehenden, zusätzlichen Renditen, die Anleger für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio erwarten, MRP und einem Betafaktor, welcher das Risiko quantifiziert. Die Verzinsung auf eingesetztes Eigenkapital im regulierten Netzbetrieb stellt per Definitionem eine Alternative zu Investitionen auf Kapitalmärkten unter Berücksichtigung eines äquivalenten Risikos dar.

9.5.10.2 Herausforderungen durch Digitalisierung und Energiewende

Als die Energienetzregulierung im Jahr 2009 in Kraft trat, befand sich das Energiesystem zu – zumindest aus physikalischer Sicht[16] – in einem eingeschwungenen Zustand. Elektrifizierung war bereits seit den 1970er Jahren abgeschlossen und die Energiewende hatte erst begonnen.

Seit 2009 veränderte sich der Zustand des „eingeschwungenen Systems" jedoch grundlegend. Die Folgen der Energiewende wurden vor allem ab dem Jahr 2010 durch die Folgen der Energiewende (vgl. Kosten und Volumina von Redispatch und EinsMan) deutlich erkennbar.

Mit Einführung des EEG wurde ein klarer Rahmen für den weiteren Ausbau abgesteckt. Parallel dazu wurde der Atomausstieg beschlossen (2011) und das Gesetz zur Digitalisierung (2016) verabschiedet. Der Kohleausstieg stellt die nächste kommende Veränderung dar.

Durch die Zunahme dezentraler und volatiler Erzeugungsanlagen steigt die Komplexität und erschwert die Planbarkeit eines sicheren Netzbetriebs. Folglich bedarf es einer Prozessoptimierung, welche durch digitale Ansätze ermöglicht werden können.

Nicht nur die grundlegenden Paradigmenwechsel „zentral wird dezentral", „fossil wird erneuerbar", „planbar wird volatil", sondern auch „analog wird digital" stellen die Netzbetreiber jedoch vor neue Herausforderungen. Die Regulierungspraxis zeigt, dass die im Jahr 2007 vorgesehen Mechanismen diesen Strukturwandel nur teilweise abdecken können und eine Reihe von Problematiken entstehen, die den Paradigmenwechsel erschweren oder ganz verhindern. Das nachfolgende Kapitel zeigt die im Projekt C/sells ermittelten Schwächen der Anreizregulierung auf und entwickelt Lösungsansätze, diese zu beheben.

[16] Die Liberalisierung und Marktöffnung wirkte sich primär auf den Vertrieb aus

Dabei wird in kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen unterschieden. Erstere könnten noch in der laufenden oder nächsten Regulierungsperiode umgesetzt werden. Mittelfristige Maßnahmen hingegen benötigen größere Anpassungen der ARegV, wohin gehend langfristige Maßnahmen große Veränderungen nach sich ziehen.

Prozesswende

Die Digitalisierung ermöglicht eine Neuordnung vorhandener, analoger Prozesse. Die BNA fordert als Grundlage dafür von Netzbetreibern die Umsetzung eines „Energieinformationsnetzes", welches den erhöhten Informations- und Datenaustausch sowohl mit anderen Netzbetreibern als auch angeschlossenen Anlagen ermöglicht. /BNETZA-125 17/ Netzbetreiber können durch die Digitalisierung neue Betriebsmittel (z.B. regelbare Ortsnetztrafos), moderne Sensorik sowie Softwarelösungen zur Datenverarbeitung einsetzen, um Prozesse effizienter abzuwickeln.

Ein Beispiel hierfür ist die Anpassung der BDEW Kaskade nach VDE-AR-N 4140, welche die standardisierte Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern aller Spannungsebenen bei kritischen Netzsituationen definiert. Im Rahmen von C/sells wird hier der Prozess für EnWG §13(2) optimiert, um den steigenden Anforderungen der volatilen Erzeugung- und Verbrauchsstrukturen gerecht zu werden.

Im bisherigen, teildigitalisierten und ineffizienten Prozess wurden Maßnahmen nach § 13(2) EnWG aus dem Übertragungsnetz kaskadiert an nachgelagerte Netzbetreiber kommuniziert. Dabei mussten aus telefonischer Ankündigung u. a. Formulare per Email versandt, gedruckt, unterschrieben, eingescannt und erneut versandt werden. Der innerhalb von C/sells entwickelte Ansatz ersetzt den analogen Prozess, wobei mittels digitaler Schnittstelle ein automatisierter Datenaustausch vorgesehen ist.

Ein weiteres Beispiel für die Prozesswende stellt die Digitalisierung bisher analoger Netzpläne dar. Vor allem im Verteilnetz (v. a. Niederspannung) sind diese bisher nicht flächendeckend digitalisiert.

Diese (und weitere) Aspekte der Digitalisierung sind eine Notwendigkeit vor dem Hintergrund der Energiewende (vgl. auch /BNETZA-125 17/). Jedoch ist die Prozesswende generell kostenintensiv. Die entstehenden Aufwendungen sind jedoch (mit der Ausnahme einiger Server) mit sehr hohen Betriebskosten verbunden. Da sich mittels Betriebskosten keine Rendite (durch Verzinsung) erwirtschaften, sind diese Maßnahmen grundsätzlich weniger wirtschaftlich als die Investition in zusätzliches Anlagevermögen.

Zwar können über effizientere Prozesse langfristig die Betriebskosten auch sinken und so ggf. Effizienzwerte steigen – gerade für kleine Unternehmen im vereinfachten Verfahren fehlt hier jedoch ein Anreiz. Durch kurzfristige Betriebskostenerhöhungen (z. B. durch Prozessumstellung) kann es hingegen auch zu Verschlechterung des Effizienzwertes kommen, was wiederum ein Umsetzungshemmnis darstellt.

Netzbetreibern fehlen für eine umfassende Prozesswende sowie der Umsetzung der Digitalisierung ergo regulatorische Anreize. Wie in /CONS-01 19/ und /EU-16 15/ angeführt können Anreize dabei entweder projektspezifisch basierend auf Umsetzungskosten bzw. dem Zeitbedarf oder projektübergreifend basierend auf dem Umfang der Bestandsoptimierungsmaßnahmen eingesetzt werden. Anreize sollten dabei technologieunabhängig sein und allein auf Effizienz und Effektivität basieren.

Vor dem Hintergrund der Digitalisierung empfiehlt es sich daher, als kurzfristige und vorübergehende Maßnahme die Kosten für notwendige Prozessoptimierungen den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zuzurechnen und diese Maßnahmen explizit in § 11 ARegV als solche zu listen.

Diese Maßnahmen umfassen beispielsweise:

- Digitalisierung und Automatisierung der Kommunikation zwischen Netzbetreibern, auch spannungsebenübergreifend (Kaskade)
- Digitalisierung analoger Netzpläne
- Erstellung von (georeferenzierten) Netzinformationssystemen
- Digitale Erfassung von Assetinformationen z. B. für vorrausschauende Wartung (predictive maintenance)
- Softwareeinsatz für ferngesteuerte Wartung und automatisierte Netzeingriffe /BNETZA-125 17/
- Einsatz von Simulierungs- und Planungssoftware basierend auf Echtzeit-Daten /BNETZA-125 17/

Ein Vorteil dieser Umstellung ist, dass die so entstehenden Kosten nicht im Benchmarking berücksichtigt werden und so zumindest in diesem Bereich keinen Nachteil bedeuten.

Benchmarking

Im Rahmen des regulatorischen Benchmarkings werden exogene mit endogenen Variablen verrechnet. So entstehen unterschiedliche Parameter für Kosten pro Strukturparameter (diese Darstellung ist Output-orientiert: DEA-Wert $^{-1}$).

Die herangezogenen Parameter umfassen unter anderem:

- Stromkreislängen je Spannungsebene
- installierte Leistung je Umspannebene
- entnommene Jahresarbeit je Netz- und Umspannebene
- Anzahl Anschlusspunkte je Netz- und Umspannebene
- Einwohnerzahl
- Fläche
- zeitgleiche Jahreshöchstlast je Umspannebene
- Installierte dezentrale Erzeugerleistung
- …

Grundsätzlich handelt es sich bei diesen Parametern um analoge Netzstrukturparameter. Bisher sind keinerlei digitale Parameter erfasst. Durch intelligente Maßnahmen, deren Ziel die Vermeidung des Netzausbaus sein kann, werden Unternehmen demzufolge regulatorisch benachteiligt, solange deren Effizienzwert auf z. B. der Stromkreislänge basiert.

Aus dem Projekt C/sells wird daher empfohlen, die nachfolgenden Parameter für das Benchmarking zu prüfen:

- Digitalisierte[17] Netzkilometer pro Spannungsebene
- Anzahl intelligenter Netzbetriebsmittel (wie rONT, Längsregler etc.)

[17] Dabei gilt, dass vorhandene Netzbetriebsmittel mindestens im Rahmen eines Netzinformationssystems georeferenziert vorliegen müssen.

- Eingesetzte Flexibilität[18] z.B. in kWh
- Verfügbare Flexibilitätsoptionen pro Spannungsebene

Wenngleich Anzahl digitalisierter Anschlusspunkte (mME/iMSys) auf den ersten Blick als Parameter denkbar wäre, ist dies aufgrund der Entflechtung nicht möglich. Der gesamte Metering-Bereich ist nicht mehr Teil der Anreizregulierung, sondern an die Preisobergrenzenregulierung (POG) gebunden.

Der gleiche Effekt wird auch erreicht, wenn teilweise endogene Parameter aus dem Benchmarking entfernt werden. Eine Alternative stellt entsprechend auch die Prüfung der vorhandenen Parameter auf tatsächliche Exoganität dar. So ist die Stromkreislänge nicht strikt exogen und auch die Jahreshöchstlast in Zukunft durch z. B. das zur Verfügung stehen von Flexibilität teilweise endogen.

Innovative Netzbetriebsmittel

Der Ausbau der Netze bis auf das „letzte Kilowatt" ist weder vor dem Hintergrund volkswirtschaftlicher Effizienz noch dem Aspekt der Akzeptanz eine sinnvolle Option.

Eine mögliche Lösung für den Umgang mit volatilen Erzeugern und Verbrauchern ist der Einsatz innovativer Betriebsmittel. Diese umfassen z. B. rONT, Längsregler und Hochtemperaturleiterseile.

Während zum Beispiel der rONT mittlerweile zu einem häufig gewählten Netzbetriebsmittel der Wahl geworden ist, entstehen beim Einsatz neuer Technologien oft höhere Aufwendungen für Wartung und Betrieb. Auch sind die Lebensdauern der Anlagen teilweise geringer als die regulärer Netzbetriebsmittel. So entspricht die Lebensdauer der Primärtechnik eines rONT der Lebensdauer klassischer Transformatoren; die Sekundärtechnik muss im Schnitt jedoch nach 20 Jahren getauscht werden. /FFE-23 15/, /MR-01 15/, /SCHN-01 12/

Trotz dieser Eigenheiten verfügen diese Technologien bisher über keine explizite Berücksichtigung in StromNEV Anlage 1 (Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern). Auch das entstehende Risiko für die Nutzung innovativer Betriebsmittel wird nicht eigens berücksichtig. So war der Zinssatz für 40 % Eigenkapital auf Anlagevermögen in der 2. RP lediglich 9,05 % und in der 3. RP. beträgt er 6,91 %. Die Berechnung des Zinssatzes beinhaltet jedoch lediglich einen risikolosen Basiszins und einen Wagnisaufschlag auf Basis des CAPM. Laut /CIRED-01 15/ soll die Höhe der MRP sowie der unternehmensspezifischen Risikoprämie auf realen Marktentwicklungen anstatt historischer Werte basieren sowie ein höheres Risiko für neue Technologien berücksichtigen.

Vor dem Hintergrund der Energiewende und Digitalisierung empfiehlt es sich daher, als kurzfristige Maßnahme die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in StromNEV Anlage 1 um innovative Betriebsmittel zu ergänzen und deren Eigenschaften zu berücksichtigen.

Zudem sollte das durch innovative Investitionen steigende Risiko entweder adäquat in der Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt oder geringfügig höhere Eigenkapitalzinssätze für innovative Investitionen festgelegt werden.

[18] Nach Einführung von FlexPlattformen ist dies transparent ausweisbar und von Kosten des Engpassmanagements (rote Ampelphase) klar trennbar.

Als Grundlage für die Berechnung kann unter anderem die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik des Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE herangezogen werden.

Eigen- und Fremdkapitalkosten vor dem Hintergrund sinkender Zinsen

Im Rahmen der Anreizregulierung wird Netzbetreibern auf bis zu 40 % Eigenkapital ein für eine Regulierungsperiode festgeschriebener Eigenkapitalzinssatz gewährt. Dies orientiert sich an der Entwicklung der Umlaufrendite.

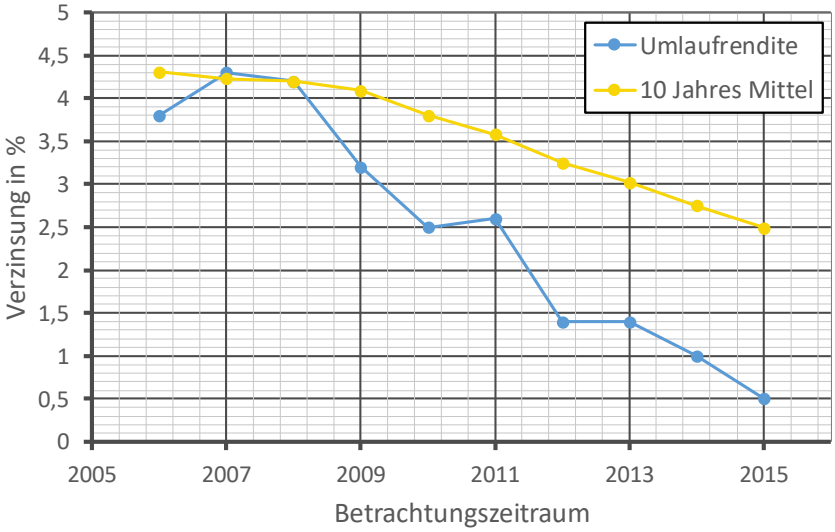


Abbildung 9-50: Entwicklung der Umlaufrendite und dem 10-Jahres Mittel

Der aus der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere berechnete Basiszins ist ein Teil der Eigenkapitalrendite, die nach der 2. Regulierungsperiode (9,05 %) deutlich auf 6,91 % sank.

Überschießendes Eigenkapital ist nach StromNEV bisher wie Fremdkapital zu verzinsen. Dabei liegt der Anerkennung der Kosten für Fremdkapital die Prämisse zugrunde, dass diese nur in der Höhe anerkannt wird, wie Netzbetreiber sich Kapital auf Kapitalmärkten beschaffen könnten. In einer Klarstellung 2013 wurde dies konkretisiert und auf den Durchschnitt der nachfolgenden drei Zinsreihen festgelegt:

1. Anleihen öffentlicher Hand (BBK01.WU0004)
2. Anleihen von Unternehmen (BBK01.WU0022)
3. Hypothekenpfandbriefe (BBK01.WU0018)

Die Verläufe dieser drei Zinsreihen inklusive ihres Durchschnittes sind in Abbildung 9-51 dargestellt.

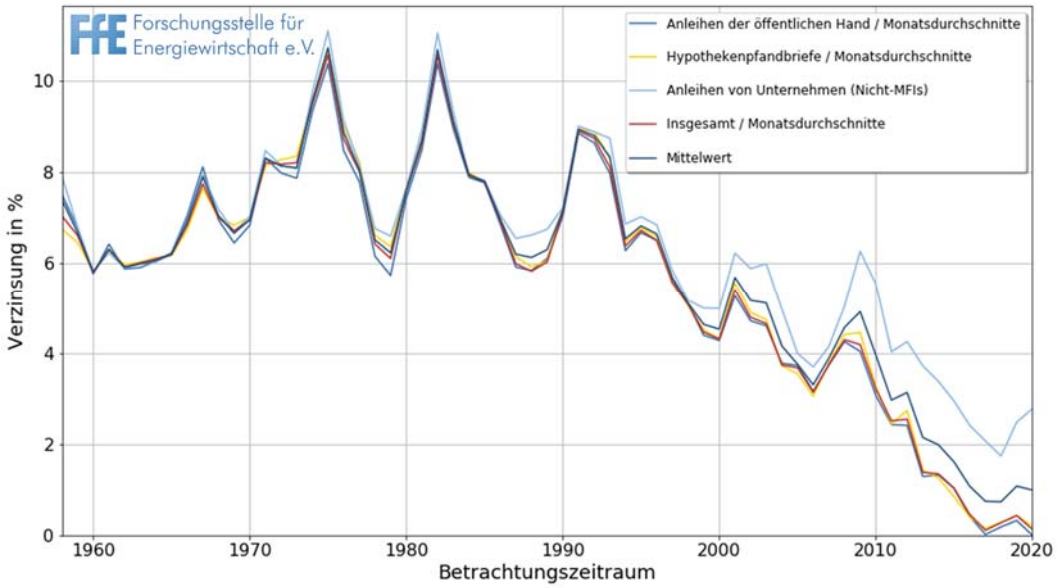


Abbildung 9-51: Langfristige Entwicklung der Umlaufrenditen

Aus Abbildung 9-51 ergeht, dass die langfristige Zinsentwicklung seit der Finanzkrise 2008 negativ ist und insbesondere risikolose Anleihen der öffentlichen Hand und Hypothekenpfandbriefe sehr niedrige und zeitweise bereits negative Zinsens aufweisen.

Da sich per definitionem die Fremdkapitalzinsen an diesem negativen Trend orientieren, droht der FK-Zins in der 4. Regulierungsperiode so gering zu werden, sodass Investitionen nur noch eine geringe Wirtschaftlichkeit aufweisen. Dies betrifft auch die Eigenkapitalverzinsung. Da hier jedoch neben einem Basiszins auch ein Wagnisaufschlag ergänzt wird, sind die Auswirkungen etwas geringer.

Eine Herausforderung insbesondere für den EK-Zins wird dies insbesondere dann, wenn die Kapitalmarktzinsen steigen, die Auswirkungen der Niedrigzinspolitik durch das 10-Jahres-Mittel allerdings noch für Netzbetreiber gelten. Dann sind Investitionen in den Kapitalmarkt lukrativer, sodass ein Risiko besteht, dass Investitionen in die Netze zurückgehen.

Es wird daher empfohlen, die derzeit bestehende Zinsbindung zu überarbeiten. Dabei ist es notwendig, diese analog zum EK-Zins mit einem angemessenen Risiko abzubilden. Es sollte daher frühzeitig statt des Vergleiches mit risikolosen Anleihen der öffentlichen Hand bzw. Hypotheken eine alternative Berechnung erarbeitet werden.

Flexibilität

Zur Vermeidung des Ausbaus der Netze bis auf das „letzte Kilowatt" kann neben flexiblen Netzbetriebsmitteln auch vorhandene Flexibilität genutzt werden. Bis in die Niederspannung können so Leistungsspitzen gezielt reduziert werden, um die Netze zu entlasten. Die zu diesem Zweck existierenden Konzepte sind vielseitig und reichen von eigens geschaffenen Flexibilitätsplattformen über flexible Netzentgelte bis hin zu „nodal pricing".

Grundsätzlich gilt, dass in vielen Fällen die Kosten für Netzengpässe durch die Netzbetreiber getragen werden müssen. So existieren auf Flexibilitätsplattformen Preisbildungsmechanismen, für die sowohl Angebote an Flexibilität als auch netzbetreiberseitige Nachfrage benötigen. Unter der Prämisse, dass diese Mechanismen eine annähernd kostenoptimale Kontrahierung von Flexibilität ermöglichen, ist es notwendig die dadurch entstehenden Kosten – als Teil der notwendigen Betriebsaufwendungen im

Netzbetrieb – auf die Netzentgelte umzulegen. Dabei ist entscheidend, dass diese Maßnahmen nicht alleine volkswirtschaftlich, sondern auch betriebswirtschaftlich für Netzbetreiber eine sinnvolle Alternative darstellen.

Da das heutige System der Anreizregulierung jedoch keine Handlungsparität zwischen OPEX und CAPEX gewährleistet, liegt an dieser Stelle ein großer Handlungsbedarf vor. Dieses Problem ist bereits seit Beginn der Anreizregulierung vorhanden und eine inhärente Eigenschaft der Anreizregulierung, da Renditen lediglich auf eingesetztes (Eigen-)Kapital gewährt werden. Operative Kosten werden hingegen rein im Basisjahr anerkannt und durchgereicht. Somit besteht derzeit kein Anreiz zum Einsatz von betriebsintensiven Netzstabilisierungsmaßnahmen wie Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.

Sammlung von Lösungsoptionen für das CAPEX-OPEX-Bias

Folgende Tabelle 9-9 stellt verschiedene in der Literatur diskutierte Lösungsansätze für kurz- und mittelfristige Handlungsoptionen zur Verbesserung der ARegV gegenüber und hebt die Vor- und Nachteile hervor.

Tabelle 9-9: Gegenüberstellung von regulatorischen Anpassungsmaßnahmen

	Kurzfristige Handlungsoption ARegV		Mittelfristige Handlungsoption ARegV			
Ansatz	**Anerkennung Investitionen in Innovations-maßnahmen als dnbKA**	**Kostenstelle für intelligente Lösungen in StromNEV Anlage 2**	**TOTEX-Ansatz**	**Investitions-prämien**	**Rendite-Adder**	**Sliding Scales bzw. Menü-Regulierung**
Mehrwert	Beseitigung der Benachteiligung durch Innovationsmaß-nahmen im Benchmarking	Verringerung des regulatorischen Risikos und rechtssichere Anerkennung in der Kosten-allokation	CAPEX-OPEX-Bias vermieden durch Wegfall der Unter-scheidung	Direkter Investitions-anreiz durch Prämien in innovative Technologien	Höhere Rendite für intelligente Investitionen	Auch bei höherem Risiko kann Rendite erzielt werden
Nachteile	Risiko für Ineffizienzen	Keine Lösung des Problems der Handlungsparität	Mögliche negative Rückkopplung mit anderen Zielen der ARegV (z.B. Effizienz, Qualität)	Tatsächlicher Mehrwert der geförderten Maßnahme schwer vorab feststellbar, komplexe Prämien-bestimmung	Ggf. aufwendige Einzelprüfungen notwendig zur Vermeidung Effizienzverluste und Über-investitionen	Vertiefte Einzelanalyse notwendig, offener Forschungs-bedarf bezgl. Auftretender Verzerrungen

Aus der Gegenüberstellung wird zwar eine Verbesserung der Anreize für Investition in intelligente Betriebsmittel und Prozesse ersichtlich, jedoch gehen auch etwaige Implikationen hervor. So sind bspw. aufwendige Einzelprüfungen für unterschiedliche Investitionen je Unternehmen erforderlich. Zudem wirken sich einzelne Anpassungen der bestehenden ARegV

ggf. negativ auf andere Mechanismen der Regulierung aus, welche sich bspw. in Qualitäts- oder Effizienzverlusten wiederspiegeln können.

Trotz jahrelanger Diskussion über Möglichkeiten zur Modifikation der ARegV lässt sich allgemein schlussfolgern, dass Anpassungen innerhalb des derzeitigen Regulierungsansatzes nur bedingt zu den langfristig notwendigen Rahmenbedingungen für Investitionen in intelligente Lösungskonzepte führen.

Es wird daher empfohlen, alternative Regulierungsmethoden für das deutsche System zu prüfen.

9.5.10.3 Yardstick-Regulierung als alternativer (langfristiger) Ansatz

Die Yardstick-Regulierung (YR) ist eine Sonderform der Anreizregulierung. /KHN-01 06/ Yardstick basiert auf der Theorie von Shleifer (1985), entkoppelt die Kosten und Erlöse vollständig und nutzt daher die tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers nicht mehr als Kostenbasis für die Folgeperiode. /SHL-01 85/ Stattdessen werden die Kosten aller Netzbetreiber (z. B. als Durchschnittskosten der Branche oder Peer-Group) herangezogen. Alle beteiligten Unternehmen müssen sich dieser exogen bestimmten Produktionsfortschrittsrate anpassen. /BNETZA-17 15/ Die Basis einer Yardstick-Competition ist das Benchmarking zwischen den teilnehmenden Monopolisten, wobei diese durch falsche Kostenangaben oder ineffiziente Produktion nicht mehr ihre eigenen Erlöse beeinflussen können. Eine Yardstick-Competition führt dazu, dass die *„(Gebiets-)Monopolisten effektiv miteinander konkurrieren und die Preise auf dem Niveau fixiert werden, zu dem alle Unternehmen gerade die bei einer effektiven Produktion anfallenden Kosten decken können"* /BOET-01 14/.

Yardstick-Competition zielt darauf ab, die Wettbewerbssituation freier Märkte bestmöglich abzubilden. Im Gegensatz zur heutigen Anreizregulierung handelt es sich entsprechend um einen Soll-Kosten-Ansatz. Die Erlösobergrenze der Folgeperiode (t+1) ist entsprechend vollständig entkoppelt von den Kosten der vorausgehenden Regulierungsperiode (t).

Grundsätzlich ist eine klare Abgrenzung zwischen Revenue-Cap-Regulierung und Yardstick je nach Ausprägung nicht immer konsistent. So beschreiben u. a. Agrell et al. als auch Meran und Hirschhausen ihre Yardstick-Modelle als Sonderformen der Revenue- bzw. Price-Cap-Regulierung.

Agrell et. al. beschreiben die Berechnung der genehmigten Erlöse für Netzbetreiber in dieser Form der Regulierung in ihrer einfachsten Form als ex-post Mechanismus, welcher die Kosten des einzelnen Unternehmens (k) an den Kosten der übrigen, vergleichbaren Unternehmen (h) im gleichen Regulierungszeitraum (t) orientiert. Nach Agrell et. al. kann sich dies an den minimalen oder mittleren Kosten orientieren (vgl. Formel (9-15)).

$$EO^k(t) = \frac{1}{K-1}\sum_{h \neq k} C^h(t) \qquad (9\text{-}15)$$

h mit 1,…,k-1, k+1,…K
$EO^k(t)$ Erlösobergrenze des Netzbetreibers k in der Periode k
C In Periode t entstandene Kosten

Bezogen auf innovative und betriebskostenlastige Maßnahmen hat die Yardstick-Regulierung den Vorteil, dass eventuelle Mehrerlöse am Ende der Regulierungsperiode nicht mehr

abgeschöpft werden, sondern dadurch der Gewinn dauerhaft erhöht werden kann. Die Anreize für langfristig kostensenkende Investitionen und Innovationen sind daher höher und die Anreize zur Kostensteigerung hin zum Basisjahr (=Basisjahreffekt) werden vollständig beseitigt. Zudem ist aufgrund der vollständigen Entkopplung von Kosten und Erlösen die volle Handlungsfreiheit für Netzbetreiber gegeben. Das CAPEX-OPEX-Bias wird dadurch beseitigt.

Die wichtigste Grundlage für diese Regulierungsform ist jedoch, dass alle verglichenen Unternehmen ein ähnliches Effizienzniveau aufweisen, damit eine einheitliche „Startbasis" für eine gemeinsame Produktivitätsfortschrittsrate gegeben ist. /BNETZA-17 15/

Dies trägt jedoch der Inhomogenität der deutschen Netzbetreiberlandschaft nicht vollständig Rechnung, da die zurzeit ca. 888 Netzbetreiber sowohl unterschiedlichen Konjunkturentwicklungen als auch unterschiedlich beeinflussbaren Effizienzentwicklungen unterliegen /BOET-01 14/. Die Vergleichbarkeit (comparability) ist ebenso ein Kritikpunkt wie die Möglichkeit kollusiven Verhaltens (Branchenabsprachen). /KHN-01 06/ Gerade kollusives Verhalten ist in Deutschland aufgrund der vielen Netzbetreiber eher unwahrscheinlich; dafür entstehen hierdurch Herausforderungen, die Netzbetreiber untereinander vergleichbar zu machen. Durch die Bildung von Referenzgruppen, sogenannten „Peer-Groups", kann dieser Effekt verringert werden. Da dies die Anzahl der Stakeholder wiederum reduziert, ist die Möglichkeit für Absprachen größer.

Yardstick-Ansätze werden heute bereits teilweise praktiziert, sind jedoch in verschiedenen Ländern nicht einheitlich und teilweise sehr verschieden umgesetzt. Vor allem das Beispiel Norwegens zeigt, dass Elemente einer Yardstick-Regulierung mit einer teilweise kostenbasierten Regulierung erfolgreich kombiniert wurden und dieser Ansatz als prüfenswert erachtet wird.

Da Norwegen über vergleichsweise viele Netzbetreiber verfügt, wurde der vom BDEW bemängelten Heterogenität durch die Bildung von Referenzgruppen (Peer-Groups) entgegengewirkt. /BNETZA-17 15/

Ursprünglich war es vorgesehen, die Anreizregulierung in der dritten Regulierungsperiode auf eine Yardstick-Regulierung umzustellen. Dies ist jedoch nicht geschehen.

Vor dem Hintergrund der steigenden Dringlichkeit des CAPEX-OPEX-Bias und der langen Regulierungsperioden wird daher aus dem Projekt C/sells empfohlen, die Anwendung einer Yardstick-Regulierung in deutscher Ausprägung zu entwickeln und umfangreich zu evaluieren. Insbesondere muss auf Basis vorliegender Daten evaluiert werden, inwiefern Peer-Gruppen gebildet werden können und diese über ausreichende Größen gegen kollusives Verhalten aufweisen. Auch sollten verschiedene Investitionsanreize, wie sie in anderen Ländern zum Einsatz kommen, intensiv geprüft werden.

9.5.10.4 Fazit Anreizregulierung

Die Anreizregulierung wurde mit dem Ziel entwickelt, Wettbewerb und Effizienzsteigerungen in einem natürlichen Monopol zu schaffen. Die Annahme dabei war, dass natürliche Monopolisten nicht effizient genug wirtschaften, da ihre „Kunden" aufgrund von fehlendem Wettbewerb keine Alternativen z. B. durch den Anbieterwechsel des Netzbetreibers haben.

Ein wesentliches Ziel der Anreizregulierung ist es daher, Ineffizienzen zu Gunsten der Verbraucher bestmöglich abzubauen. Dabei war in den Jahren, in denen die ARegV entwickelt wurde (ca. 2005 bis 2009) die Versorgungsaufgabe weitestgehend „eingeschwungen". Das

Energiesystem war zu diesem Zeitpunkt aus physikalischer Sicht keinen größeren Veränderungen ausgesetzt, wodurch sich ein Status Quo entwickelt hatte. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung, Energiewende und Digitalisierung und den noch anstehenden Veränderungen insb. hinsichtlich der Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors ist diese Annahme jedoch nicht mehr zeitgemäß.

Die im Rahmen dieser Studie analysierten Herausforderungen zeigen, dass sich die Rolle von Netzbetreibern aufgrund des zunehmenden Koordinationsaufwandes von einer Passiven zu einer Aktiven verändert. So steigen bereits seit Jahren im Übertragungsnetz die Kosten für Engpassmanagement exorbitant an und auch im Verteilnetz nimmt die Anzahl und Kritikalität von Engpässen zu. Die große Herausforderung für Regulierungsorgane ist es hierbei, der Heterogenität der Branche ausreichend Rechnung zu tragen. Während manche Netzbetreiber großen Leistungen durch Erzeugungsanlagen Herr werden müssen (insb. Flächennetzbetreiber im Norden und Süden durch PV und Wind) stehen Netzbetreiber in Städten in Zukunft vor steigenden lastbedingten Engpässen u. a. durch die Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors. Wieder andere Netzbetreiber in strukturschwächeren Gebieten stehen vor Herausforderungen des demographischen Wandels oder der de-industrialisierung. Diese Beispiele zeigen, dass die Anreizregulierung von 2009 einer Vielzahl an heterogenen und sich im Wandel befindenden Anforderungen und Herausforderungen genügen muss.

Ein moderner Regulierungsrahmen muss hierfür die Ziele der Sicherheit, Umweltfreundlichkeit und Bezahlbarkeit gewährleisten und auf der anderen Seite Netzbetreibern den notwendigen Gestaltungsfreiraum bieten, die individuell beste und effizienteste Lösung zu wählen und einen Erhalt und Ausbau der Kerninfrastruktur sicherstellen. Dies ist heute nur eingeschränkt gewährleistet, da im Falle von Investitionsentscheidungen aufgrund der regulierten Verzinsung auf eingesetztes Kapital keine Anreize für den Einsatz betrieblicher Maßnahmen bestehen. Die Nutzung von Flexibilität ist daher heute nur sehr eingeschränkt möglich und wirtschaftlich für die Netzbetreiber sinnvoll. Auch innovative Technologien sind aufgrund des nicht differenzierten EK-Zinses nur bedingt einsetzbar, da hier oft Eigenheiten bei der Abschreibung bzw. dem Risiko nicht im Regulierungsrahmen berücksichtigt sind.

Grundsätzlich ist daher Handlungsbedarf geboten. Die Möglichkeiten hierfür sind vielfältig. Dabei kann vereinfacht in zwei Handlungsfelder unterschieden werden:

4. Novellierung der Anreizregulierung vor dem Hintergrund der heterogenen Herausforderungen und Anforderungen mit höherem Detailgrad und steigender Komplexität des Regulierungsrahmens. Dabei müssen die identifizierten Handlungsfelder in Abschnitt 9.5.10.2 realisiert und die Anreizregulierung regelmäßig auf sich verändernde Rahmenfaktoren angepasst werden.
5. Entwicklung eines neuen Systems der Regulierung (z. B. auf Yardstick-Basis), welches den Netzbetreibern mehr Freiheiten des individuellen Wirtschaftens lässt und so gewährleistet, dass die aus technisch- und volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollsten Maßnahmen bei der Entwicklung der Netze gewählt werden und dabei die Ziele der Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und Sicherheit eingehalten werden. Der Regulator

sollte hier übergeordnete, messbare Ziele[19] vorgeben und Parität der Lösungsoptionen gewährleisten.

[19] In der Anreizregulierung sind messbare Ziele ohne konkrete Vorgabe zur Lösung bzgl. der Erlösobergrenzen auch enthalten. Jedoch sind nicht alle Lösungsoptionen aufgrund des CAPEX-OPEX-bias regulatorisch gleichwertig.