



Netz und Markt verbünden

Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

2020

Netz und Markt verbünden

Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen

Impressum

Beteiligte Partner:



U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T



Autor*innen:

Nikolai Klempf, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Erik Heilmann, Universität Kassel, Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft

Simon Köppl, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Julian Huber, FZI Forschungszentrum Informatik (FZI)

Weitere Beteiligte:

Tobias Fieseler, EAM Netz GmbH

Melanie Schutz, Siw Meiser, TenneT TSO GmbH

Andreas Zeiselmaier, Elisabeth Springmann, Thomas Estermann, FfE

Veröffentlicht am:

31. Juli 2020

Herausgeber:



Am Blütenanger 71, 80995 München

+49 (0) 89 158121-0

info@ffe.de

www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

FfE-Auftragsnummer: BMWi-39

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Förderkennzeichen:

03SIN132B (IER - Universität Stuttgart)

03SIN121 (FfE e.V.)

03SIN120 (Universität Kassel)

03SIN135 (FZI Forschungszentrum Informatik)

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

1	Herausforderung Netzengpassmanagement.....	9
1.1	Status Quo und Ursachen für Netzengpassmanagement	10
1.2	Lösungsoptionen zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen	13
1.2.1	Ortskomponente im Marktdesign	14
1.2.2	Erhöhung der Netzkapazität.....	14
1.2.3	Flexibilitätseinsatz.....	15
1.3	Netzengpassmanagementprozesse und rechtlicher Rahmen.....	17
1.3.1	Flexibilitätseinsatz und dessen rechtliche Grundlage	17
1.3.2	Netzbetreiberprozesse zur Durchführung von Netzengpassmanagement- maßnahmen	20
1.3.3	Anreizregulierung und Kostenanerkennung.....	22
1.4	Forschungsbedarf und Vorgehensweise.....	23
2	Plattformlösungen als Basis für die netzdienliche Nutzung von Flexibilität	25
2.1	Theoretische Einordnung von Plattformen als Enabler effizienter marktlicher Koordination	25
2.1.1	Framework zur Ausgestaltung einer FlexPlattform.....	27
2.1.2	Bestehende Vorschläge zur Weiterentwicklung von Netzengpassmanagementmechanismen in Deutschland.....	29
2.2	Mechanismen zur Kommunikation von Flexibilität.....	32
2.2.1	Systematisierung der Flexibilitätsmechanismen	32
2.2.2	Parameter für das Design von Flexibilitätsprodukten als Transaktionsobjekt	34
2.3	Einordnung von Flexibilitätsplattformen in das bestehende Strommarktssystem	39
2.3.1	Problem des strategischen Gebotsverhaltens bei marktbezogenen Ansätzen im Netzengpassmanagement	41
2.3.2	Prinzipielle Lösungsoptionen für strategisches Gebotsverhalten	44
2.4	Grobentwurf des C/sells-FlexPlattform-Konzeptes	49
2.4.1	Grundlegende Elemente und Akteure	49
2.4.2	Beitrag zur Verbesserung des Netzengpassmanagements	50
3	Anforderungen an das C/sells-FlexPlattform-Konzept.....	52
3.1	Anforderungen seitens Netzbetreiber als Flexibilitätsnachfrager	52
3.2	Anforderungen der möglichen Anbieter von Flexibilität.....	54
3.3	Charakterisierung relevanter Netzengpasssituationen	55
3.4	Zusammenfassung der Anforderungen	61
4	Das C/sells-FlexPlattform-Konzept	63

4.1	Akteure und übergeordnete Prozesse.....	63
4.2	Implementierte Flexibilitätsprodukte.....	66
4.3	Drei Fallbeispiele zur Konkretisierung des Auftretens strategischen Gebotsverhaltens und der Auswirkung möglicher Maßnahmen	72
4.3.1	Netzengpasssituation ① „Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“	74
4.3.2	Netzengpasssituation ② „PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“	76
4.3.3	Netzengpasssituation ③ „Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“	78
4.3.4	Schlussfolgerungen aus den Fallbeispielen.....	79
4.4	Implementierte Lösungsoptionen zur Eindämmung von strategischem Bieterverhalten	81
4.5	Funktionen und Prozesse im Detail	82
4.5.1	Prozesse Flexibilitätsanbieter.....	83
4.5.2	Registrierung.....	84
4.5.3	Prozesse Netzbetreiber	85
4.5.4	Netzbetreiberkoordination.....	87
4.5.5	Angebotseinstellung.....	87
4.5.6	Planungsprozesse.....	88
4.5.7	Ausführung (Abruf).....	89
4.5.8	Settlement.....	90
5	Drei prototypische Umsetzungen des C/sells-FlexPlattform-Konzeptes.....	92
5.1	ReFlex - regionaler Flexibilitätsmarkt Nordhessen	92
5.2	ALF - Altdorfer Flexibilitätsmarkt	94
5.3	comax.....	97
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	101
6.1	Erkenntnisse aus der Konzeptionierung des FlexPlattform-Konzeptes und Erfahrungen aus den Demonstratoren.....	101
6.2	Bewertungsmöglichkeiten für FlexPlattformen und weiterer Forschungsbedarf.....	102
7	Literaturverzeichnis	105

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
AbLaV	Abschaltbare Lastenverordnung
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aEMT	aktiver externer Marktteilnehmer
ALF	Altdorfer Flexmarkt
API	application programming interface
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEV	batterie-elektrisches Fahrzeug
BHKW	Blockheizkraftwerk
bK	beeinflussbare Kosten
BNetzA	Bundesnetzagentur
CLS	Controlable Local System
DA	Day Ahead
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
dnbK	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
EAM	EAM Netz GmbH
EAMP	EAM Energie Plus GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EIV	Einsatzverantwortlicher
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
FSV	freiwilligen Selbstverpflichtung
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ID	Intra Day
IDCF	Intraday Congestion Forecast
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
iMSys	intelligentes Messsystem
IT	Informationstechnik
KFZ	Kraftfahrzeug
KKM	Kältekompresseionsmaschinen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MS	Mittelspannung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NB	Netzbetreiber
NE	Netzebene
NOVA-Prinzip	Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau
NS	Niederspannung
P2X	Power-to-X
PF	Prognosefähigkeit

PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
ReFlex	Regionaler Flexibilitätsmarkt Dillenburg
RLT	raumluftechnische
SINTEG	Schaufenster für intelligente Energie
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TAF	Tarifanwendungsfall
TE	technische Einheit
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

1 Herausforderung

Netzengpassmanagement

Im Zuge der Energiewende erfährt das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem einen grundlegenden Wandel, bei dem konventionelle regelbare, häufig lastnahe Erzeugungskapazitäten durch dargebotsabhängige, teils lastferne Erneuerbare-Energien-(EE-) Anlagen ersetzt werden. Während der zeitliche Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage im europäischen Verbundnetz durch eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen¹ ortsunabhängig erbracht werden kann, ist die einzige Option für einen räumlichen Ausgleich das elektrische Verbundnetz selbst. Durch den Wandel ergeben sich hierbei geänderte Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze gegenüber dem ursprünglichen Auslegungszustand. Diesen geänderten Anforderungen begegnen Stromnetzbetreiber entsprechend der heute geltenden Planungsgrundsätze mit den Maßnahmen Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau (NOVA-Prinzip) unter Berücksichtigung einer begrenzten Abregelung von EE-Anlagen von derzeit drei Prozent der Jahresenergiemenge, um einem unwirtschaftlichen Netzausbau für Extremsituationen vorzubeugen. Die Berücksichtigung der Möglichkeit einer Abregelung von EE-Anlagen und der aufgrund aufwändiger Planungs- und Genehmigungsprozesse verzögert voranschreitende Netzausbau führen zusammen mit der geänderten Erzeugungssituation aktuell vermehrt zu Netzengpässen. Diese können zukünftig noch verstärkt auftreten, da zusätzlich zur veränderten Erzeugungssituation sich im Verteilnetz auch eine geänderte Stromnachfrage ergeben kann. Letztere resultiert aus der voranschreitenden Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors sowie einem zunehmend preissensitiven Strombezug, der am zonalen, ortsunabhängigen Preissignal ausgerichtet ist.

Energiesystem im Wandel: konventionelle regelbare, häufig lastnahe Erzeuger werden durch dargebotsabhängige, teils lastferne EE-Anlagen ersetzt.

Die veränderte Erzeuger- und Verbraucherstruktur bringt vermehrte Netzengpässe mit sich.

Neben den beschriebenen zunehmenden Herausforderungen für den sicheren und effizienten Netzbetrieb, die die Transformation des deutschen Energiesystems begleiten, eröffnen sich jedoch auch Chancen durch eine bessere Integration dezentraler EE-Anlagen und insbesondere der Nachfrageseite. Ohne grundlegende Änderungen im regulatorischen Rahmen vornehmen zu müssen, sollen hier Optionen aufgezeigt werden, wie die bestehenden Prozesse sinnvoll ergänzt und weiterentwickelt werden können.

Ausgehend von einer näheren Analyse des Status Quo und der Ursachen für vermehrt notwendiges Netzengpassmanagement (Kapitel 1.1), werden die prinzipiell zur Verfügung stehenden Lösungsoptionen zur Vermeidung und Behebung von Netzengpasssituationen beschrieben (Kapitel 1.2). Im Anschluss dargestellt, welche dieser Lösungsoptionen für Netzengpassmanagement bereits heute zur Verfügung stehen, wie die netzbetreiberseitigen Prozesse und die gesetzliche Grundlage hierfür aussehen und wie diese in das weitere regulatorische Umfeld eingebettet sind (Kapitel 1.3). Diese erste Analyse des Status Quo, der prinzipiellen Lösungsoptionen und der regulatorisch-prozessualen Ausgestaltung des heutigen Netzengpassmanagements dient als Ausgangspunkt, um die übergeordnete

¹ Die Bundesnetzagentur definiert Flexibilität als "die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc." /BNETZA-05 17/

Leitfrage nach Möglichkeiten für eine Ergänzung und Weiterentwicklung der Maßnahmen des Netzengpassmanagements in strukturierende Teilfragen zu zerlegen (Kapitel 1.4).

1.1 Status Quo und Ursachen für Netzengpassmanagement

Die Kosten für Entschädigungszahlungen überstiegen im Jahr 2015 erstmals eine Milliarde Euro und lösten in der Folge maßgeblich die Diskussion über Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung der Netzengpassmanagementprozesse aus. Abbildung 1-1 zeigt die im Zuge von Netzengpassmanagementmaßnahmen in Deutschland angefallenen Kosten (links) und die tatsächlich eingesetzte Arbeit für die Jahre 2008 bis 2018.

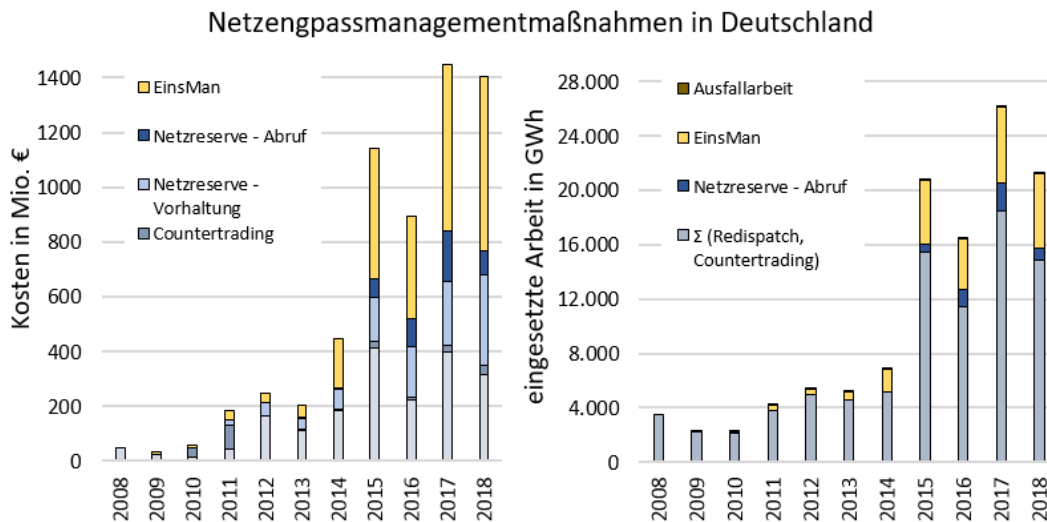


Abbildung 1-1: Kosten (in Mio. EUR, links) und eingesetzte Arbeit (in GWh, rechts) für Netzengpassmanagementmaßnahmen in Deutschland für die Jahre 2008-2018 (Datenbasis: /DIE-01 10/, /BNETZA-02 09/, /BNETZA-24 11/, /BNETZA-08 11/, /BNETZA-27 13/, /BNETZA-01 15/, /BNETZA-01 16/, /BNETZA-35 19/)

Nach dem sprunghaften Anstieg der Kosten für Netzengpassmanagementmaß im Jahr 2015, sind die Kosten 2016 lediglich aufgrund wetterbedingter Effekte gesunken. In den Jahren 2017 und 2018 stiegen die Kosten erneut auf rund 1,4 Mrd. EUR bei deutlichen Unterschieden der in Summe eingesetzten Arbeit zwischen den Jahren von rund 5 TWh. Eine Vergleichbarkeit zwischen den Jahren ist somit nicht ohne weiteres möglich und erfordert eine detaillierte Analyse der relevanten Netzengpasssituationen. Nachfolgende grundlegende Überlegungen im Zusammenhang mit Netzengpasssituationen können jedoch festgehalten werden:

Um die Entwicklung von Kosten und Umfang für das Netzengpassmanagement zu analysieren, muss das Gesamtsystem betrachtet werden.

1. Stets die Gesamtsituation, also das Zusammenwirken von Erzeugung, Last und Netztopologie, führt zu einem Netzengpass, sodass entsprechend eine systemische Betrachtung von Erzeugung, Last und Netz für eine dauerhafte, kosteneffiziente Lösung notwendig ist. Ein Beispiel für eine solche Betrachtungsweise ist das „Zielnetz“ im Netzentwicklungsplan 2030 /BNETZA-36 19/.² Jedoch ist, wie oben

² Eine Reduktion auf einzelne verursachende Netzebenen und -elemente vereinfacht stark. So zeigt /KIT-04 18/ für Einspeisemanagement (EinsMan) in Schleswig-Holstein, dass 2015 lediglich 11 % der Kosten für EinsMan dem Verteilnetz zugerechnet wurden, jedoch 86 % der EinsMan-Maßnahmen auch unter Vernachlässigung des diesem Netz überlagerten Übertragungsnetzes notwendig gewesen wären. Des Weiteren zeigt die Bundesnetzagentur in ihrem „Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen“ für das 1. Quartal 2018, dass sich nach Fertigstellung des Ausbaus des

- erwähnt, auch bei Erreichen des geplanten Netzausbauzustandes das Auftreten von Netzengpässen in begrenztem Umfang vorgesehen, da als volkswirtschaftlich kosteneffizient angesehen.
2. Netzengpässe treten regional und saisonal sehr unterschiedlich auf. Folglich müssen auch Maßnahmen zur Behebung eine entsprechende regionale Verteilung und zeitliche Verfügbarkeit aufweisen.
 3. Jede Maßnahme erfordert eine Gegenmaßnahme in betragsmäßig selber Höhe aber mit umgekehrter Wirkrichtung zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz. Die Gegenmaßnahme benötigt hierbei ebenfalls eine örtliche Komponente, um im Idealfall auch eine engpassbeseitigende Wirkung zu haben oder um zumindest sicherzustellen, dass sie außerhalb des bestehenden Netzengpassgebietes stattfindet und keinen neuen Engpass verursacht.

Abbildung 1-2 verdeutlicht die sehr unterschiedliche regionale Verteilung von Netzengpassmanagementmaßnahmen anhand der angewiesenen Erhöhung (unten links, 1) und Reduktion (unten Mitte, 2) der Einspeiseleistung von Kraftwerken sowie der Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan) (unten rechts) im Jahr 2018 /BNETZA-16 19/. Kraftwerksreduzierungen und EinsMan konzentrieren sich hierbei auf die nord- und ostdeutschen Bundesländer (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen) und Kraftwerkserhöhungen auf die südwestlichen Bundesländer (insbesondere Baden-Württemberg und Hessen). Die Standorte der für die Netzreserve kontrahierten Kraftwerke befinden sich ebenfalls in Süddeutschland.

Der Bedarf von Netzengpassmanagementmaßnahmen ist regional sehr unterschiedlich.

Netzelement „Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone“ der Netzengpass hier zwar aufgelöst wurde, jedoch nun das etwas südlicher gelegene Netzelement „Gebiet Landesbergen“ deutlich häufiger überlastet ist und es somit zu einer Verschiebung des Netzengpasses kam /BNETZA-28 18/.

Netzenpassmanagementmaßnahmen 2018:

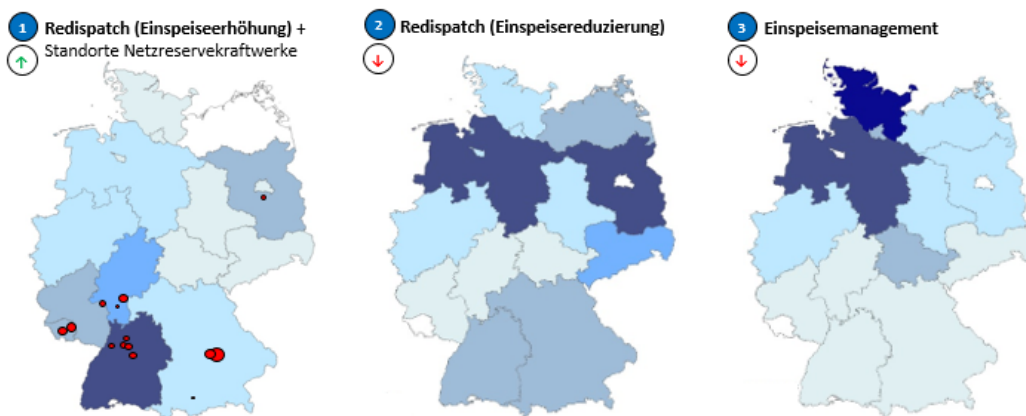
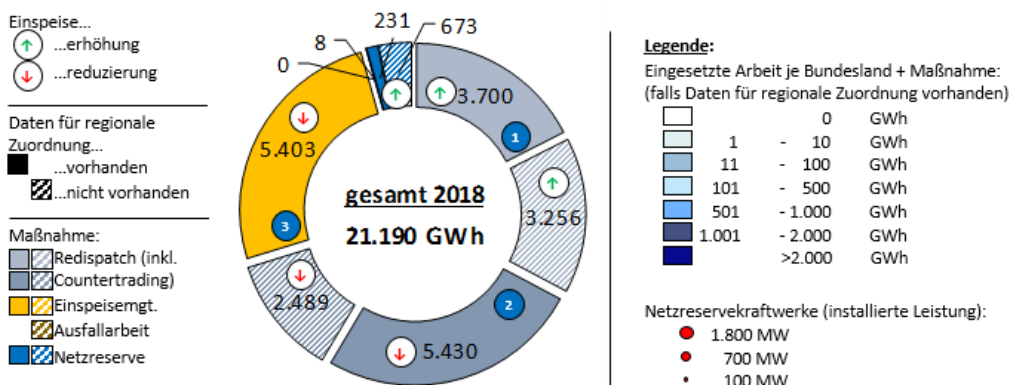


Abbildung 1-2: Kraftwerksreduzierungen (links) und -erhöhungen (rechts) auf Anforderungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2018, Datenbasis: /BNETZA-16 19/

Neben den beschriebenen heute bereits bestehenden Herausforderungen eines gestiegenen Transportbedarfs – insbesondere von Erzeugung aus Windenergieanlagen (WEA) – aus dem Norden und Osten Deutschlands in die Lastzentren in Süd- und Westdeutschland sowie einem verzögerten Netzausbau ist zukünftig auch ein geänderter Lastfluss im Verteilnetz zu erwarten.

Während früher große Energiemengen über das Übertragungsnetz von konventionellen Großkraftwerken zu den Verbrauchern transportiert wurden, entstehen heute viele EE-Anlagen im Verteilnetz. Dabei handelt es sich insbesondere um Photovoltaik (PV)- und Onshore-Windkraftanlagen, die in den unteren Spannungsebenen angeschlossen sind. Durch die Zunahme dieser fluktuierenden Einspeisung sind Erzeugungsspitzen auf Verteilnetzebene zu erwarten. Dies stellt die Verteilnetze vor neue Herausforderungen, da diese historisch bedingt lediglich auf die Verteilung der aus den Übertragungsnetzen bezogenen elektrischen Energien ausgelegt sind.

Herausforderungen bestehen sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene.

Neben der Erzeugungsstruktur verändert sich auch die Verbrauchsstruktur. Sowohl das Mobilitätsverhalten als auch die Wärmebereitstellung werden zunehmend durch die Nutzung von Strom als Energieträger bereitgestellt (batterie-elektrische Fahrzeuge, Wärmepumpen) und führen zu einem Anstieg der Verbrauchslast /SAM-01 17/. Variable Stromtarife können diesen Effekt noch verstärken, da sie zu einer hohen Gleichzeitigkeit bei den zeitlich gut verschiebbaren Ladungen von batterie-elektrischen Fahrzeugen (BEV) und Wärmespeicher führen. In der Konsequenz besteht die Gefahr, dass etablierte Planungs- und Betriebsgrundsätze nicht mehr zutreffend sind und vermehrt Netzengpässe auftreten.

Jedoch sind im Verteilnetz auch hohe, bislang nur in sehr begrenztem Umfang genutzte Flexibilitätspotentiale verfügbar. Hierzu zählen insbesondere Potentiale aus kleinteiligen Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat-Anlagen und Hausspeichersystemen. Zusätzlich gewinnen nachfrageseitige Flexibilitätspotentiale aufgrund des Rückbaus konventioneller Kraftwerkskapazitäten an Bedeutung. Bislang ist eine Aktivierung dieser Flexibilitätsoptionen mit den gegenwärtigen Prozessen des Netzengpassmanagements jedoch nur begrenzt möglich.

Mit Blick auf die steigenden Herausforderungen im Netzbetrieb und Belastungen der Verteil- und Übertragungsnetze müssen die derzeit existierenden Lösungsoptionen folglich erweitert und modifiziert werden. Ausgangspunkt für die Erweiterungen können die bereits durch den BDEW beschriebenen Grundüberlegungen zur Ampellogik sein, bei denen in der „gelben Ampelphase“ marktliche Flexibilitätspotentiale freiwillig den Netzbetreibern zur Lösung von Netzengpässen angeboten werden sollen (vgl. /BDEW-01 17/). Darauf aufbauende Konzepte zur Erschließung und netzebenenübergreifenden Einbindung sämtlicher Flexibilitätsoptionen für Netzdienstleistungen im Verteil- und Übertragungsnetz versprechen eine sinnvolle Erweiterung des Netzbetriebs.

Flexible Anlagen, sowohl Verbraucher als auch Erzeuger, sollen ihr Flexibilität zur Lösung von Netzengpässen anbieten können.

1.2 Lösungsoptionen zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen

Zur Berücksichtigung der limitierten Übertragungskapazitäten des Stromnetzes können entsprechend des benötigten zeitlichen Vorlaufs zur Implementierung drei prinzipielle Kategorien von Lösungsoptionen unterschieden werden (siehe Abbildung 1-3):

- Berücksichtigung der Ortskomponente von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bei der Investitions- und Einsatzplanung im Marktdesign,
- Erhöhung der Netzkapazität (NOVA-Prinzip),
- Anpassungen im Netz- und Anlagenbetrieb (Flexibilitätseinsatz).

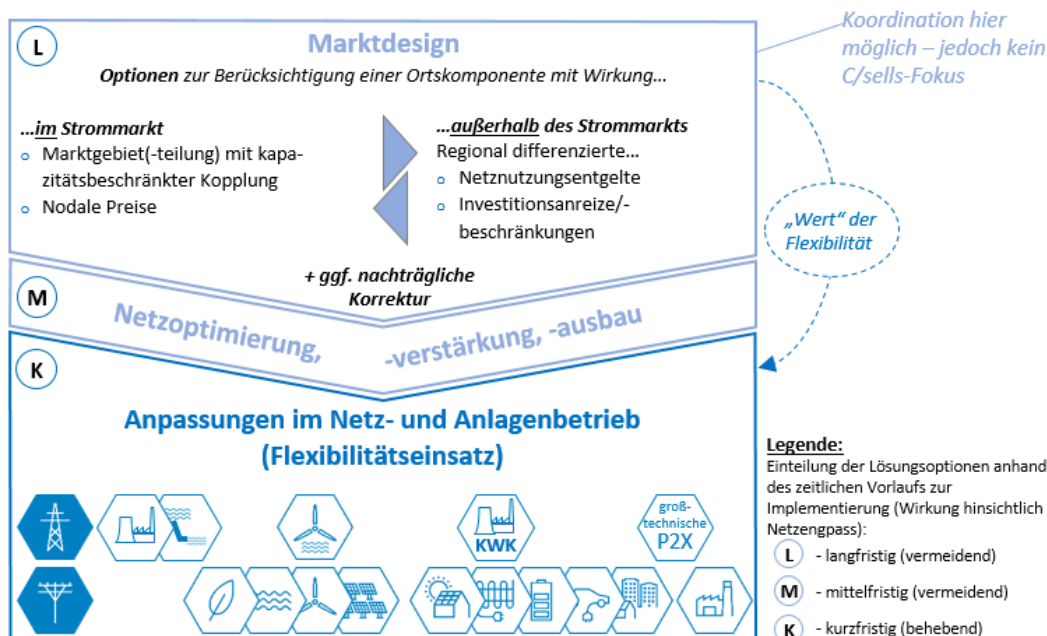


Abbildung 1-3: Übersicht über Lösungsoptionen zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen

1.2.1 Ortskomponente im Marktdesign

Durch die Berücksichtigung der Ortskomponente von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bei der Investitions- und Einsatzplanung im Marktdesign lässt sich bereits die Entstehung von Netzengpässen vermeiden. Erfolgen kann dies durch die Implementierung von Optionen mit Wirkung entweder direkt im Strommarkt oder außerhalb des Strommarktes. Bei Optionen mit Wirkung im Strommarkt werden netztechnische Limitierungen an den jeweiligen Grenzen eines Marktgebietes explizit im Marktergebnis berücksichtigt. Durch eine weitere Unterteilung dieser Marktgebiete entlang von Netzengpassgebieten (Market Splitting) lassen sich auch aufgrund einer veränderten Erzeugungs-, Nachfrage- oder Netzstruktur neuentstandene Netzengpässe direkt berücksichtigen, im Marktergebnis einpreisen und somit deren Entstehung verhindern. Die konsequenteste Variante hiervon, eine netzknotenscharfe Berücksichtigung von Netzrestriktionen, wird als Nodal Pricing bezeichnet.³ Zu den Optionen mit Wirkung außerhalb des Strommarktes zählen regional differenzierte Netznutzungsentgelte oder Investitionsanreize bzw. -beschränkungen (vgl. /ISI-04 18/). Dadurch lassen sich zugunsten eines geringeren Transport- und Verteilbedarfs der regionale Zubau von neuen Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern steuern. Aufgrund der Tiefe des notwendigen regulatorischen Eingriffs oder der Wirkungsbeschränkung auf langfristige Investitionsentscheidung stellen die Optionen zur Berücksichtigung der Ortskomponente im Marktdesign langfristige Lösungsoption dar. Sie stehen nicht im Fokus des in C/sells zu entwickelnden Konzeptes.

Die Berücksichtigung der Ortskomponente im Marktdesign kann zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen.

1.2.2 Erhöhung der Netzkapazität

Die zweite Lösungsoption zur Vermeidung von Netzengpässen stellt die Erhöhung der Netzkapazität dar, um in der Folge wieder einen Netzbetrieb innerhalb der zulässigen Netzbetriebsparameter zu ermöglichen. Dies erfolgt durch die mittelfristig realisierbaren, investiven Maßnahmen entsprechend der heutigen Netzplanungsgrundsätzen (NOVA). In vielen Studien wird bei häufig auftretenden Engpässen und bereits erfolgter Netzoptimierung die Netzverstärkung oder der Netzausbau aufgrund der langen technischen Lebensdauer von Netzbetriebsmitteln als kostengünstige Variante angesehen (/FFE-153 17/, /BEAR-01 18/, /EBR-01 14/, /DENA-07 12/). Bei seltenen hohen Einspeise- oder Bezugsspitzen ist dies jedoch eingeschränkt, da bezogen auf die transportierten Energiemengen hohe Kosten anfallen. Es bleibt festzuhalten, dass die Abwägung investiver Maßnahmen wie Netzausbau zur Vermeidung von Netzengpässen gegenüber operativer Anpassungen im Anlagenbetrieb zur Behebung von Netzengpässen eine vorgelagerte systemische Frage ist, deren Ergebnis sich jedoch in der Netzausbauplanung widerspiegeln muss. Im Fokus der vorliegenden Studie stehen nicht die Beantwortung der systemischen Frage und die Anpassung der bestehenden Netzplanungsprozesse für Netzbetreiber, sondern die Erweiterung und Optimierung der operativen Netzengpassmanagementprozesse (siehe Kapitel 1.2.3). Dennoch ist zu beachten, dass die Netzkapazität die Häufigkeit und Dauer von Netzengpässen determiniert und damit der Rahmen für optimierte Prozesse zur Anpassung des Netz- und Anlagenbetriebs setzt. Somit lassen sich gegebenenfalls mit den hier angestrebten Erkenntnissen zur Prozessoptimierung im Nachgang Schlussfolgerungen bezüglich einer Anpassung der Netzplanungsgrundsätze treffen.

Die Entscheidung bzgl. NOVA-Maßnahmen bildet eine vorgelagerte systemische Fragestellung gegenüber operativer Maßnahmen im Anlagenbetrieb, denn die Netzkapazität bestimmt die Häufigkeit und Dauer von Netzengpässen.

³ Eine Diskussion der Vor- und Nachteile ist beispielweise in der Kurzstudie /CONS-01 18/ zu finden.

1.2.3 Flexibilitätseinsatz

Die dritte Kategorie und einzig kurzfristig realisierbare Lösungsoption stellt die Behebung von Netzengpässen mittels Anpassungen im Netz- und Anlagenbetrieb, also die Nutzung von Netzschalthandlungen sowie bestehender erzeugungs- und verbrauchsseitiger Flexibilitätsoptionen, dar. Schalthandlungen zur Veränderung der netztopologischen Situation ohne Beeinträchtigung der angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bilden hierbei die am einfachsten realisierbare Option, da die Netzbetriebsmittel im Besitz der Netzbetreiber sind und somit ein direkter Zugriff sichergestellt ist. Allerdings ist das daraus resultierende Flexibilitätspotential im Netzbetrieb stark limitiert. Eingriffe in den Betrieb von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bieten zwar ausreichend Flexibilitätspotential, da theoretisch jede an das Stromnetz angeschlossene Anlage für eine Schalthandlung in Frage kommt. Jedoch sind diese Anlagen aufgrund der Vorgaben zur Entflechtung⁴ nicht im Besitz der Netzbetreiber, was eine vertragliche Grundlage für den Eingriff erforderlich macht.

Kurzfristig können Netzengpässe durch Veränderung der Netztopologie oder durch die Flexibilität angeschlossener Verbraucher und Erzeuger behoben werden.

Gestaltung der Eingriffsrechte

Die Eingriffsrechte können entweder mit regulatorisch festgelegtem, bilateral verhandeltem oder marktbasierendem Recht begründet werden /BDEW-12 19/. In Notfallsituationen kann basierend auf regulatorisch erteiltem Recht ein Eingriff entschädigungsfrei zum Wohle der Allgemeinheit erfolgen. Im Regelbetrieb steht ein entschädigungsfreier Eingriff jedoch im Widerspruch zum Schutz von Eigentum und zur Vorgabe für Netzbetreiber, einen diskriminierungsfreien Netzzugang bereitzustellen. Somit erfordert ein Eingriff entweder die Zustimmung des Anlagenbetreibers (bilateral verhandeltes oder marktbasierendes Recht) oder bei regulatorisch begründetem Eingriff eine Entschädigungszahlung. Beide Varianten haben Vor- und Nachteile.

Das Eingriffsrecht an flexiblen Anlagen kann regulatorisch festgelegt, bilateral verhandelt oder marktbasierend erteilt werden.

So besteht bei der Nutzung von freiwillig erteilten Eingriffsrechten die Gefahr, ein nicht intendiertes zweistufiges Marktdesign zu erhalten, in dem in einer Stufe der zeitliche Ausgleich ohne Berücksichtigung der Ortskomponente erfolgt und getrennt davon der regionale Ausgleich in einer zweiten Stufe. Dies kann zu einem inkonsistenten Marktdesign führen⁵. Vorteil ist jedoch, dass bei freiwillig erteiltem Eingriffsrecht des Anlagenbetreibers keine Kenntnisse über die technischen Eigenschaften (z.B. Verfügbarkeiten) oder die individuelle Kostenstruktur erforderlich beim Netzbetreiber erforderlich ist, da diese Informationen implizit durch entsprechende Gebote offenbart werden. In der Folge ist ein marktliches Verfahren geeignet die optimale Allokation von Flexibilität zu ermitteln.

Bei regulatorisch erteiltem Eingriffsrecht verknüpft mit einer Entschädigungszahlung besteht die Gefahr eines inkonsistenten Marktdesigns aufgrund der verpflichtenden Teilnahme mit regulierter Entschädigung nicht. Jedoch kann die korrekte Bemessung der Höhe der Entschädigungszahlungen eine Herausforderung darstellen, da diese die exakte Kenntnis über die originär lediglich anlagenbetreiberseitig vorhandenen Informationen zu technisch-ökonomischen Charakteristika erfordert und insbesondere Opportunitätskosten miteinschließt. Letzteres stellt eine besondere Herausforderung dar, falls opportune Einsatzzwecke außerhalb des Strommarkts bestehen und sich damit der Wert der Flexibilitätsoption nicht vollständig über den Strommarkt definiert.

⁴ Für Transport- und Verteilnetzbetreiber, ausgeschlossen Betreiber geschlossener Verteilnetze, ergibt sich die Anforderung der Entflechtung aus dem 3. EU-Binnenmarktpaket und dessen Umsetzung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, vgl. § 6ff) /ENWG-01 18/.

⁵ für eine ausführlichere Erörterung dieser Problematik siehe Kapitel 2.3

Der aktuelle Netzengpassmanagementprozess umfasst im Wesentlichen Erzeugungsanlagen mit hoher installierter Anschlussleistung je Standort und eindeutiger Kostenstruktur (bspw. regelbare Großkraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), WEA-Parks an Land). Die Höhe der Entschädigungszahlungen lassen sich hier gut im Voraus bestimmen, weshalb der Eingriff zur Vermeidung von Marktdesigninkonsistenzen über regulatorisch festgelegtes Recht mit Entschädigungen begründet wird. Durch die begrenzte Anzahl an beteiligten Akteuren ist der Koordinationsaufwand begrenzt und zusammen mit der vergleichsweise einfachen Kostenstruktur eine individuelle Prüfung der gemeldeten Kosten möglich.⁶

Schlussfolgerungen für die Einbindung kleinteiliger Flexibilität

Es ist festzuhalten, dass Anpassungen im Betrieb von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen das einzig kurzfristig in größerem Umfang verfügbare Potential zur Behebung von Netzengpassituationen darstellen. Jedoch erfordert der Eingriff eine rechtliche Grundlage, da die Anlagen nicht im Besitz der Netzbetreiber sein dürfen. Außerhalb von Notsituationen bedarf dieser Eingriff entweder die Zustimmung des Anlagenbetreibers oder eine Entschädigungszahlung bei einem regulatorisch begründeten Eingriff. Sowohl bei einer freiwilligen Anpassung des Anlagenbetriebs als auch bei einem regulatorisch begründeten Eingriff verbunden mit Entschädigungszahlungen sollten die Flexibilitätsoptionen zuerst genutzt werden, die aus systemischer Sicht die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten verursachen. Dies umfasst drei wesentliche Aspekte:

Der Einsatz neuer Flexibilitätsoptionen bedarf einer definierten rechtlichen Grundlage.

- Erstens die Integration aller verfügbaren Flexibilitätsoptionen, um die Auswahl der kostengünstigsten Option beim Abruf sicherzustellen.
- Zweitens umfasst dies effiziente Prozesse zur Koordination aller bestehenden Bedarfe und Angebote, sodass die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen unabhängig der Netzebene für alle Bedarfe zur Verfügung stehen, auf die sie potentiell wirksam sind. Hierfür sind bereits bestehende Prozesse für das Netzengpassmanagement im Hinblick auf einen geringen Implementierungsaufwand zu beachten.
- Drittens ist sicherzustellen, dass durch den Mechanismus zur Einbindung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen für das Netzengpassmanagement Rückkopplungen auf bestehenden Strommärkte beachtet werden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht müssen die positive Effekte bei der Behebung von Netzengpässen etwaige negative Auswirkungen auf bestehende Strommärkte überwiegen.

Für ausschließlich an den bestehenden Strommärkten vermarktete Erzeugungsanlagen mit hoher installierter Leistung und klarer Kostenstruktur erscheint ein regulatorisch festgelegtes Eingriffsrecht und die Definition von angemessenen Entschädigungszahlungen einfach umsetzbar und verbunden mit geringem Koordinationsaufwand sowie mit geringen Rückkopplungen auf bestehende Strommärkte. Dieser Ansatz stößt bei kleinteiligen dezentralen Anlagen und bei heterogener oder unklarer Kostenstruktur der Flexibilitätsoptionen an Grenzen, was insbesondere bei verbraucherseitiger und sektorintegrierenden Flexibilitätsoptionen der Fall ist. Gründe hierfür sind zum einen die aus der unklaren Kostenstruktur resultierende Schwierigkeit a priori angemessene Entschädigungszahlungen zu definieren und der erhöhte Koordinationsaufwand zielgerichtet Bedarfe und mögliche Flexibilitätspotentiale zusammenzuführen. Aufgrund der Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems werden aber gerade dezentrale,

⁶ Es bleibt festzuhalten, dass eine Kostenkontrolle auch bei einem regulatorisch festgelegten Eingriffsrecht mit Entschädigungszahlungen notwendig ist, da eine Informationsasymmetrie besteht. Einzig der Anlagenbetreiber besitzt die vollständigen Informationen zur Bestimmung der Kosten.

sektorintegrierende Anlagen insbesondere auch auf der Verbraucherseite eine zunehmend wichtigere Rolle einnehmen. Ein geeigneter Ansatz zur Integration dieser Anlagen ist deshalb von großer Relevanz.

1.3 Netzengpassmanagementprozesse und rechtlicher Rahmen

Von den in Kapitel 1.2 aufgezeigten Lösungsoptionen stehen im Fokus von C/sells die Weiterentwicklung der Prozesse für kurzfristige Anpassungen im Netz- und Anlagenbetrieb, um den in Kapitel 1.1 skizzierten neuen Herausforderungen im Netzbetrieb begegnen zu können. Um Weiterentwicklungspotential bei Netzengpassmanagementprozessen identifizieren zu können, wird im Folgenden ein Überblick über die bestehenden Prozesse und eine Einordnung in den rechtlichen Rahmen gegeben. Dies beinhaltet zum einen die Diskussion der rechtlichen Grundlagen, auf denen ein Eingriff in den Anlagenbetrieb heute erfolgen kann. Zum anderen werden die begleitenden Prozesse auf Seiten der Netzbetreiber dargestellt, die einem gezielten Eingriff in den Anlagenbetrieb vorangehen müssen (Prozesse zur Identifikation von Netzengpassituationen, Koordination zwischen Netzbetreibern) bzw. nach dem Eingriff notwendig sind (Abrechnung, bilanzieller Ausgleich).

1.3.1 Flexibilitätseinsatz und dessen rechtliche Grundlage

Entsprechend den im EnWG /ENWG-01 18/ definierten Pflichten sind Netzbetreiber für einen sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen verantwortlich. Dies umfasst Betrieb, Wartung, bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes, soweit Wirtschaftlich zumutbar (§11 EnWG). Der sichere und zuverlässige Betrieb umfasst dabei nach §13 EnWG auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) insbesondere die Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen im Übertragungsnetz, was nach §14 EnWG für Verteilnetzbetreiber (VNB) entsprechend gilt. Vorgaben zur Entflechtung nach §6 EnWG sind bei Eingriffen zu berücksichtigen. Entsprechend unterteilen sich die Maßnahmen zum einen in entschädigungsfreie Notfallmaßnahmen nach §13 II EnWG und zum anderen in Eingriffe nach §13 I EnWG, die ihrerseits folgende drei Maßnahmenarten umfassen:

1. netzbezogene Maßnahmen,
2. marktbezogene Maßnahmen,
3. zusätzliche Reserven.

Während für netzbezogene Maßnahmen keine Vergütung vorgesehen ist, sind Maßnahmen nach §13 I Nummer 2 oder 3 EnWG zu vergüten. Die Vergütungshöhe ist dabei so zu wählen, dass die Anlagen durch einen Abruf im Zuge des Netzengpassmanagements weder besser noch schlechter gestellt werden, als dies ohne den Abruf der Fall gewesen wäre. Die Höhe der Vergütung wird entsprechend einer nach §13a EnWG separaten Meldung zur Quantifizierung der dort aufgeführten Kostenkomponenten festgelegt, wobei die Meldung für Anlagen mit einer installierten Leistung größer 10 MW verpflichtend ist.⁷ In Einzelfällen können statt der Kostenmeldung auch direkt Gebote genutzt werden, beispielsweise im Zuge der Teilnahme an der Ausschreibung zur Abschaltbaren Lastenverordnung (AbLaV) /BMWI-44 16/. Bei Maßnahmen zur Nutzung zusätzlicher Reserven können weitere Kostenkomponenten geltend

Der Einsatz netzbezogener Maßnahmen wird nicht vergütet, der von marktbezogenen Maßnahmen wird so entschädigt, dass weder Vor- noch Nachteile durch den Abruf entstehen.

⁷ Zu beachten ist, dass sich hier während der Projektlaufzeit mit der Novelle des NABEG relevante Änderungen ergeben haben. So wird mit in Kraft treten der Änderungen des NABEG zum 1.10.2021 die verpflichtende Meldung seitens Erzeugungsanlagen von bislang >10 MW auf >0,1 MW abgesenkt, was dann auch insbesondere EE-Anlagen miteinschließt /BMWI-19 19/.

gemacht werden, die beispielsweise für die Netzreserve die unter §13c EnWG aufgelisteten umfasst. Die Kapazitätsreserve nach §13e wird entsprechend ihrer Gebote zu den Ausschreibungen vergütet /ENWG-01 18/.

Für VNB gelten nach §14 EnWG die Vorgaben analog, jedoch sind die verpflichtenden Meldungen nach §13a EnWG und die weiteren nutzbaren Maßnahmen bislang nicht auf Anlagen im Verteilnetz zugeschnitten. Lediglich in der NS existiert mit der Möglichkeit, Vereinbarungen mit flexiblen Verbrauchern nach §14a EnWG zu schließen, ein dezidierter Mechanismus /ENWG-01 18/. Da eine weitere Konkretisierung für diesen jedoch aussteht, nutzen flexible Verbraucher heute auch häufig noch die Möglichkeit zu reduzierten Netzentgelten nach §19 II Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) /STROMNEV-01 19/.

Falls Maßnahmen nach §13 I nicht ausreichen, werden Notfallmaßnahmen nach §13 II EnWG genutzt. Diese sind prinzipiell entschädigungsfrei. Abweichend davon fällt bei Eingriffen in den Betrieb der Einspeisevorrang genießenden EE- oder KWK-Anlagen (EinsMan) eine Entschädigungspflicht an (§§ 14, 15 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) /EEG-101 14/ und § 3 I KWKG /KWKG-04 15/). Dies ändert sich mit in Kraft treten der NABEG-Novelle /BMWI-19 19/ da hiermit das EinsMan in die Maßnahmen nach §13 I EnWG eingeordnet wird. Dies gilt für alle Anlagen >100 kW bzw. fernsteuerbare PV-Anlagen >30 kW je Netzanschlusspunkt.

Notfallmaßnahmen sind entschädigungsfrei, ausgenommen Einspeisemanagementmaßnahmen

Tabelle 1-1 fasst die rechtliche Grundlage verbundenen mit der jeweiligen Maßnahme zur Behebung von Netzengpässen zusammen und listet den Netzbetreiber auf, für den diese Maßnahme in Frage kommt sowie die Regelung zur Vergütung.

Tabelle 1-1: Rechtliche Grundlagen und Maßnahmen für das Engpassmanagement

Rechtliche Grundlage (EnWG) /ENWG-01 18/	Maßnahme	Netzbetreiber		Regelung zur Vergütung
		ÜNB	VNB	
Netzbezogene Maßnahmen: § 13 I Nr. 1, § 14	Netzschaltungen	x	x	ohne
	Einsatz von Regelenergie	x		Gebot (Regelleistungsmarkt)
	Ab-/zuschaltbare Lasten	x	(x)	Gebot (AbLaV, § 13 VI a)
	Information über und Mgmt. von Engpässen:			
Marktbezogene Maßnahmen: § 13 I Nr. 2, § 14 (§ 13 VI und AbLaV, § 13 VI a)	Redispatch, Countertrading, [EinsMan*]	x	(x)	Meldung gem. §13a i.V. mit freiwilliger Selbstverpflichtungen (verpflichtend für Anlagen >10 MW [>100kW])*
	Steuerbare Verbrauch- einrichtungen		x	Vereinbarung gem. §14a (bzw. §19 II StromNEV)
	Netzreserve (DE, EU-Ausland)	x		Meldung gem. §13c
Marktbezogene Maßnahmen: § 13 I Nr. 3, § 14 (§ 13d, § 13e)	Kapazitätsreserve	x		Gebot (§13e)
	Notfallmaßnahmen § 13 II, § 14 (§17 EEG, §3 I KWKG, § 13 IV EnWG)	EinsMan *	x	x
	Kaskadierte Anlagensteuerung	x	x	ohne

* Mit in Kraft treten der Änderung des NABEG zum 1.10.2021 wird der Eingriff in den EE-Anlagenbetrieb nicht mehr als EinsMan bezeichnet (§13 II), sondern in den Redispatch-Prozess nach §13 I eingegliedert.

Der am häufigsten genutzte Prozess zur Behebung von Netzengpässen heute ist das Management von Engpässen mittels Redispatch. Zu beachten ist hierbei zum einen, dass die Kostenkomponenten auch zeitpunktabhängige Opportunitätskosten umfassen und zum anderen eine Informationsasymmetrie besteht, da nur der Anlagenbetreiber über die vollständigen Informationen zu den anfallenden Kosten verfügt. Es besteht also ein gewisser Spielraum bei der Kostenmeldung, die durch die Kostenkontrolle des ÜNB eingeschränkt wird, der einen Nachweis zu den anfallenden Kosten anfordern kann. Zur weiteren Vereinheitlichungen werden ergänzende bilaterale oder branchenweite Festlegungen angewandt. Beispielsweise führte der Branchendialog bzgl. der standardisierten Definition von Opportunitätskosten aus einer entgangenen Intraday-Vermarktung zum Konsens der sogenannten „Freiwilligen Selbstverpflichtung“ (FSV) /BDE-02 18/.

Die aktuellen gesetzlichen Regelungen und Neuregelungen (vgl. Tabelle 1-1), beinhalten jedoch im Wesentlichen die Erzeugungsseite des Energiesystems ab einer gewissen Größe.

Abbildung 1-4 fasst qualitativ zusammen, für welche Flexibilitätsoptionen heute sowohl Eingriffsrechte im Regelbetrieb als auch beidseitig akzeptierte Regelungen zur Vergütung existieren.



Abbildung 1-4: Qualitative Einordnung zur Nutzbarkeit von Flexibilitätsoptionen mit den heutigen Mechanismen

Dabei wird deutlich, dass aktuell lediglich Flexibilität aus regelbaren Kraftwerken mit installierter Leistung >10 MW in den Netzengpassmanagementprozess eingebunden sind (grüne Punkte). Nach in Kraft treten der NABEG-Novelle wird der Prozess auf EE- und KWK-Anlagen erweitert (grünelbe Punkte) /BMWi-19 19/. Aufgrund einer deutlich heterogeneren Kostenstruktur für nachfrageseitige Flexibilität, ist die Bestimmung standardisierter Kosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen hier kaum möglich. Insbesondere die Berechnung der Opportunitätskosten⁸ erscheint nicht allgemein durchführbar. Dies zeigt sich auch bei den heute existierenden technologiespezifischen Einzelmechanismen zur Einbindung der Nachfrageseite. So sind die Mechanismen nach § 14 a EnWG, § 19 II StromNEV und AbLaV nicht bedarfsgerecht (gelbrote Punkte). Während Anlagen, die unter § 14 a EnWG und § 19 II StromNEV fallen, nicht für das netzebenenübergreifende Engpassmanagement zur Verfügung stehen, ist das Produktdesign der AbLaV sehr restriktiv. Dadurch wird der potentielle Teilnehmerkreis sehr stark beschränkt und es entstehen zu hohen Kosten. Die Mechanismen entfalten somit trotz hohen Aufwands nur einen begrenzten Nutzen bzgl. der Behebung von Netzengpässen (vgl. auch /MLUR-01 16/). Die Einbindung weiterer lastseitiger Flexibilität und Erzeugungsanlagen zur Eigenversorgung ist auch nach der NABEG-Novelle weiterhin stark limitiert (rote Punkte).

Derzeit werden lediglich Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW für das Engpassmanagement eingesetzt. Dieser Wert wird bereits durch die NABEG-Novelle deutlich herabgesetzt.

1.3.2 Netzbetreiberprozesse zur Durchführung von Netzengpassmanagementmaßnahmen

Zur Behebung von Netzengpässen muss der Prozess netzbetreiberseitig neben dem Eingriff in den Anlagenbetrieb auch die Identifikation von Netzengpassituationen, die netzebenenübergreifende Koordination von Bedarf und Flexibilitätspotential und unterstützende Prozesse umfassen. Unterstützende Prozesse sind hierbei insbesondere Abrechnungsprozesse der bilanzielle Ausgleich und Prozesse zur Dokumentation und Erfüllung der Transparenzanforderungen.

Die Prozesse zur Identifikation von Netzengpässen auf Transportnetzebene sind seitens der ÜNB europäisch harmonisiert. Ihre zeitliche Abfolge werden in Abbildung 1-5 dargestellt.

⁸ Opportunitätskosten beinhalten auf der Lastseite neben der Strommarktkomponente die weiteren Strom-preisbestandteile und insbesondere die Energiedienstleistung selbst (Produktion, Bereitstellung von Wärme, etc.).

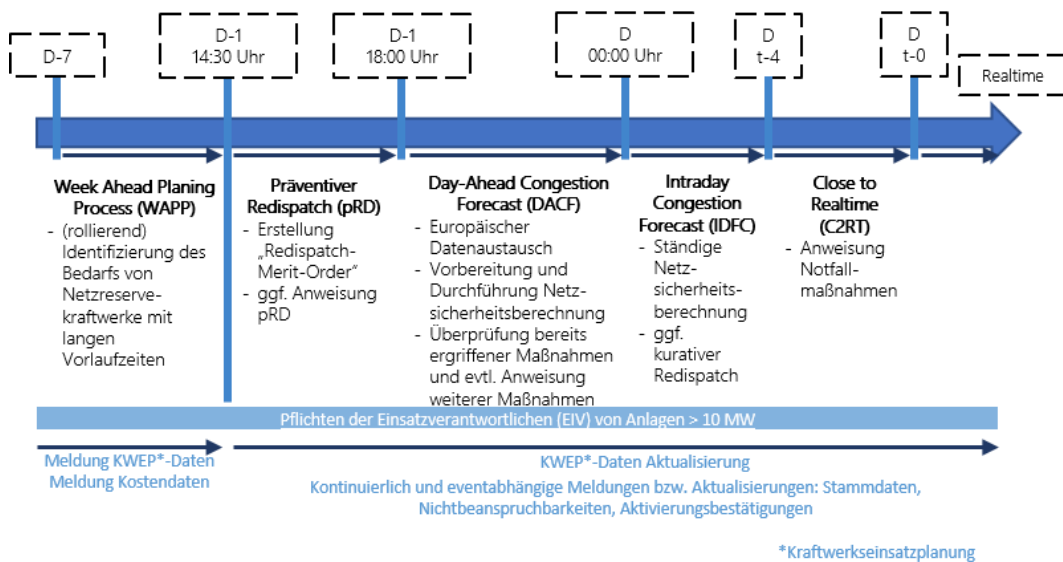


Abbildung 1-5: Zeitliche Abfolge und Datenaustausch der europäisch harmonisierten Prozesse des Netzengpassmanagements (eigene Darstellung basierend auf /BDEW-03 19/ und /BDEW-09 18/)

Während die Prozesse für den Netzbetrieb auf der Hochspannungsebene auch bei VNB analog ausgestaltet ist, existieren bei VNB mit Fokus auf niedrigeren Netzebenen (Mittel- und insbesondere Niederspannungsebene (MS / NS)) nicht zwingend einheitliche Prozesse. Darüber hinaus ist in Teilen der MS und in der NS bislang häufig lediglich eine rudimentäre Erfassung von Netzbetriebsdaten vorgesehen, was einen Prozess wie oben skizziert mit netzbetriebsmittelscharfer Identifikation von Netzengpässen verbunden mit einer Planung von geeigneten Gegenmaßnahmen mit ausreichend zeitlichem Vorlauf nicht realisierbar macht. Folglich sind hier bei Netzengpässen einzig Notmaßnahmen nach §13 II EnWG möglich.

Für Netzengpasssituationen im Übertragungsnetz, die Maßnahmen über Regelzongrenzen hinweg erfordern, können die ÜNB auf die dargestellten europäisch harmonisierten Prozesse zurückgreifen. Für den Einbezug von Anlagen, die im Verteilnetz angeschlossen sind, ist nach §13 EnWG ebenfalls eine Netzbetreiberkoordination vorgesehen. Die netzebenenübergreifende Koordination beschränkt sich bislang jedoch weitestgehend auf einen situationsabhängigen Austausch zwischen den ÜNB und den direkt verknüpften VNB erster Ordnung (Hochspannung) zur Realisierung von Eingriffen im Rahmen von EinsMan-Maßnahmen. Eine umfassende und insbesondere auch weitere VNB einbindende Lösung existiert bislang nicht. Eine standardisierte Lösung zur Visualisierung von Bedarf und Angebot in einem ersten Schritt und zur effizienten Koordination in einem zweiten Schritt stellt somit eine wesentliche Erweiterung des bestehenden Prozesses dar und ermöglicht erst die Nutzung von im Verteilnetz angeschlossen Flexibilitätsoptionen im Regelfall.

Lediglich ÜNB und VNB erster Ordnung können derzeit EinsMan-Maßnahmen netzebenenübergreifend koordinieren.

Weitere Prozesse, die zur Durchführung von Netzengpassmanagementmaßnahmen erforderlich sind, umfassen die Abrechnung verbunden mit dem bilanziellen Ausgleich sowie die Dokumentations- und Transparenzanforderungen. Bei den Abrechnungsprozessen ist ein entsprechender Datenaustausch zwischen den Einsatzverantwortlichen der Flexibilitätsoptionen und den Netzbetreibern festzulegen (vgl. /BDEW-03 19/). Dieser umfasst insbesondere auch eine Festlegung zur Sicherstellung des bilanziellen Ausgleichs und zur Verteilung des Bilanzkreisrisikos. Bei Beteiligung von mehreren Netzbetreibern ist neben der Abrechnung der erbrachten Leistung der Flexibilitätsoption gegebenenfalls auch ein

nutzengerechter Kostenausgleich zwischen den Netzbetreibern vorzusehen. Nach §13 VII EnWG, im Rahmen der regulatorischen Kostenanerkennung und zu Monitoringzwecken sind detaillierte Informationen an die Regulierungsbehörden (BNetzA, ACER) zu übermitteln, um die Notwendigkeit der Maßnahmen zu begründen, die korrekte Abrechnung zu ermöglichen und den Transparenzanforderungen nachzukommen.

1.3.3 Anreizregulierung und Kostenanerkennung

Für die Durchführung von Maßnahmen im Zuge des Netzengpassmanagements fallen auf Seiten der Netzbetreiber prozessuale Kosten und auf Seiten der Flexibilitätsoptionen Kosten für die erbrachte Leistung an. Diese übernimmt der Netzbetreiber und bekommt sie entsprechend der Festlegungen in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) größtenteils nach § 11 II ARegV direkt als sogenannte dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) erstattet. Für Teile der prozessualen Kosten, die für die Durchführung der Maßnahmen bei den Netzbetreibern entstehen, besteht mit der Berücksichtigung im Effizienzvergleich als beeinflussbare Kosten (bK) oder durch ein Bonus- / Malus-System im Rahmen von FSV ein Anreiz für eine möglichst kosteneffiziente Durchführung /BDEW-12 19/. Die einzelnen Kostenpositionen sind nachfolgend in Abbildung 1-6 aufgeführt.

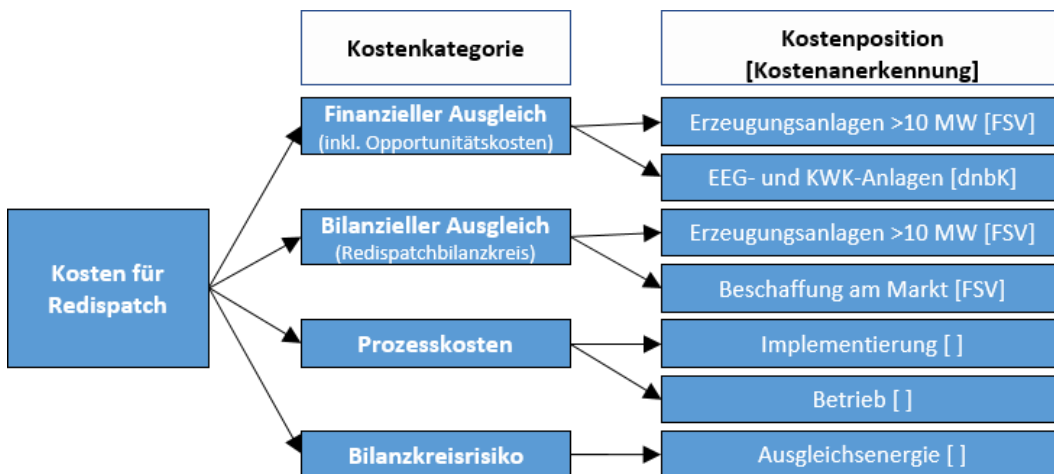


Abbildung 1-6: Netzbetreiberseitigen Kostenpositionen im Zuge von Netzengpassmaßnahmen (eigene Darstellung basierend auf /BDEW-12 19/)

Es bleibt festzuhalten, dass Stand heute lediglich ein sehr geringer Anreiz existiert, einen anfänglich kostenintensiven Implementierungsprozess zur Optimierung des Netzengpassmanagements anzustoßen, der nicht als dnbK anerkannt wird und erst später durch eine Reduktion der Kosten für den Flexibilitätseinsatz einen Mehrwert erzeugt. Zudem sind Kosten für den Flexibilitätseinsatz in der ARegV als dnbK behandelt und enthalten lediglich sehr begrenzte Effizianzanreize über Festlegungen mittels FSV, die sich auf die ÜNB beschränken. Für eine gleichwertige Behandlung von Maßnahmen zur Optimierung von Flexibilitätseinsätzen gegenüber investiven Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen existieren folglich nur bedingt Anreize auf Seiten der Netzbetreiber, was ein zentrales Hindernis für die Entwicklung und Umsetzung neuer Ansätze darstellt.

Derzeit bestehen sehr geringe Anreize, das Netzengpassmanagement zu optimieren, da Kosten für die Implementierung nicht zu den dnbK zählen.

1.4 Forschungsbedarf und Vorgehensweise

Um Flexibilität zur Lösung von Netzengpässen in das technische und regulatorische Umfeld zu integrieren, müssen einige offene Fragen geklärt werden. Für die Integration insbesondere nachfrageseitiger Flexibilitätspotentiale wird anerkannt, dass die Kostenstrukturen sehr individuell und daher im Allgemeinen unbekannt sind. Marktbezogene⁹, plattformbasierte Lösungen vereinen sowohl die Integration neuer Flexibilitätsoptionen durch die freiwillige Teilnahme (marktbasierend erteiltes Recht) als auch die Möglichkeit einer effizienten Koordination bei einer Vielzahl beteiligter Akteure und stellen somit einen geeigneten Ansatz zur Erweiterung und Verbesserung des Netzengpassmanagements dar. Daher wird die folgende übergeordnete Forschungsfrage formuliert.

Wie kann der Netzbetrieb hinsichtlich Engpassmanagement, insbesondere im Hinblick auf die Erschließung und freiwillige Einbindung zusätzlicher dezentraler Anlagen, durch einen marktbezogenen, plattformbasierten Ansatz, effizienter gestaltet werden?

Das vorliegende Dokument widmet sich der ausführlichen Diskussion des sogenannten C/sells FlexPlattform-Konzeptes. Dieses beschreibt eine Interpretation und prozessuale Ausgestaltung des Konzepts, das in der in der Branchendiskussion häufig als „regionale Flexibilitätmarkt“, „marktbasierter Redispatch“ oder einfach „Smart Market“ bezeichnet wird, basierend auf Projektergebnissen des SINTEG-Projekts C/sells. Die übergeordnete Fragestellung lässt sich in drei Teilbereiche differenzieren, welche im Folgenden erläutert werden:

Welche technischen Einheiten (TE) können für die Erbringung von Flexibilität erschlossen werden und welches technische Flexibilitätspotenzial ergibt sich daraus?

Technisch kommen unterschiedlichste Technologien als Lösungsoptionen in Frage (z.B. industrielles und privates nachfrageseitiges Flexibilitätspotential, Erzeuger aller Größenordnungen und Speicher). Zudem können neue Technologien, wie BEV in Zukunft eine größere Rolle spielen. Hierbei ist zunächst zu klären, wie diese Optionen hinsichtlich ihres Flexibilitätspotenzial charakterisiert werden können. Zuletzt ist die technische Integration einer sehr hohen Zahl an kleinen, räumlich verteilt installierten Anlagen eine bisher nicht gelöste Herausforderung. Hierbei gilt es geeignete Mechanismen und Prozesse zu finden, wie Flexibilitätspotentiale identifiziert, kommuniziert und abgerufen werden können. Hierfür sind zum einen geeignete Produkte auszugestalten und zum anderen die Möglichkeiten moderner Mess- und Kommunikationstechnologie zu berücksichtigen.

Es bedarf der Entwicklung von Mechanismen und Prozessen um Flexibilitätspotentiale zu identifizieren, kommunizieren und abzurufen.

Welche Anreizstruktur, welcher Koordinationsmechanismus und welche Vorgaben hinsichtlich Vergütungsmechanismen erfüllen die Anforderungen der Anbieter- und Nachfrageseite am besten und ermöglichen die Erschließung und Nutzung von Flexibilität am effizientesten?

Hinsichtlich der Produktgestaltung muss geklärt werden, wie netzdienliches Verhalten vergütet und angereizt werden sollte. Die unterschiedlichen Charakteristika der Technologien, deren Beitrag zum Netzengpassmanagement und deren Vergütung in einer Regulierung vollumfänglich abzubilden und vorzugeben, würden mutmaßlich zu sehr ausführlichen und sich ständig verändernden Vorschriften führen. Alternativ könnten daher Mechanismen entworfen

⁹ Der marktbezogene Ansatz ist im Einklang mit den Vorgaben der europäischen Gesetzgebung. Die Neufassung der „Elektrizitätsbinnenmarktlinie“ /EU-18 09/ fordert insbesondere in Artikel 32 eine Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren, sofern nicht „gewichtige Gründe“ dagegensprechen. Letzteres führt zu Gestaltungsspielraum der Mitgliedsländer.

werden, auf welcher die heterogenen Lösungsoptionen ihren Preis für das netzdienliche Verhalten selbst bestimmen können. Hierdurch sollten jeweils die kostengünstigsten Lösungsoptionen zum Einsatz kommen und Investitionsanreize gesetzt werden.

Dabei müssen auch die etwaigen unerwünschten Konsequenzen eines marktbezogenen Mechanismus beachtet werden. Insbesondere ist dabei zu analysieren, welche Interaktion mit bestehenden Mechanismen auftreten und ob dadurch auf Systemebene Kosten eingespart werden können. Hierbei ist die Integration in das Marktdesign mit geringen Rückkopplungen auf bestehende Strommärkte und die Einbindung in bestehende Prozesse des Netzengpassmanagements sicherzustellen, sodass der volkswirtschaftliche Nutzen etwaige negative Effekte und den Aufwand überwiegt.

Wie können die Prozesse zur Lösung der übergeordneten Fragestellung in die bestehenden Prozesse bei den Stakeholdern integriert werden?

Eine effiziente Integration von Flexibilität in das Netzengpassmanagement muss die bereits bestehenden Abläufe und Randbedingungen berücksichtigen. Zusätzlich ist eine möglichst interferenzfreie Koordination zwischen den Netzbetreibern notwendig. Hierzu zählt neben der Benachrichtigung über Abrufe aus anderen Netzen auch die Abrechnung der Abrufe. Die große Zahl an Netzbetreibern in Deutschland, die verschiedene Netzebenen verantworten, führt zu einer weiteren Herausforderung: Netzengpässe werden nicht immer in dem Netzgebiet verursacht, in dem sie auftreten. Umgekehrt bedeutet dies, dass ein Netzbetreiber auf Lösungsoptionen für Netzengpässe zugreifen möchte, die nicht in seinem eigenen Netzgebiet liegen. Zudem kann die Handlung eines Netzbetreibers im eigenen Netz auch den Netzzustand anderer Netzbetreiber beeinflussen.

Die Koordination zwischen der Vielzahl an Netzbetreibern stellt eine große Herausforderung dar.

Zur Beantwortung dieser Fragen ist das Dokument folgendermaßen aufgebaut. Kapitel 2 beinhaltet die theoretische Grundlage von marktbezogenen Plattformkonzepten für Netzengpassmanagement im Allgemeinen. Dabei werden neben der Einordnung in bestehende Literatur insbesondere Mechanismen zur Kommunikation von Flexibilität und das Gestaltungsspielraum für Flexibilitätsprodukte thematisiert. Außerdem werden mögliche Ausprägungen unerwünschten Gebotsverhaltens diskutiert. Auf dieser Grundlage schließt Kapitel 3 mit einem Grobentwurf des C/sells FlexPlattform-Konzeptes. Kapitel 3 arbeitet die Anforderungen sowohl aus Netzbetreiberseite als auch auf Flexibilitätsanbieterseite auf. Diese werden benötigt, um in Kapitel 4 aus dem Grobentwurf das detaillierte C/sells FlexPlattform-Konzept zu gestalten. Kapitel 5 enthält jeweils einen erweiterten Überblick zu den drei prototypischen Umsetzungen des C/sells FlexPlattform-Konzeptes, Altdorfer Flexmarkt (ALF), comax und Regionaler Flexibilitätsmarkt Dillenburg (ReFlex). Kapitel 6 schließt mit einer Zusammenfassung und dem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

2 Plattformlösungen als Basis für die netzdienliche Nutzung von Flexibilität

Das folgende Kapitel beschreibt die theoretische Grundlage für die angestrebte Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements durch das sogenannte C/sells FlexPlattform-Konzept. Zunächst wird in Kapitel 2.1 dargelegt, welcher Koordinationsbedarf zwischen den beteiligten Akteuren besteht und wie dieser technisch und organisatorisch durch eine Plattformlösung unterstützt werden kann. Neben der Beschreibung eines Frameworks zum Vorgehen bei der Ausgestaltung einer Plattformlösung befindet sich im ersten Unterkapitel die Würdigung thematisch verwandter Arbeiten. Anschließend wird in Kapitel 2.2 die Standardisierung von Kommunikationsformaten thematisiert. Die Abstimmung auf der FlexPlattform erfordert eine gemeinsame Sprache der Akteure. Dazu werden mögliche Mechanismen zur Kommunikation von Flexibilität beschrieben und die Ausgestaltungsmöglichkeiten eines geeigneten Transaktionsobjektes diskutiert. Kapitel 2.3 diskutiert die Einordnung der FlexPlattform in den energiewirtschaftlichen Kontext. Dabei werden die möglichen Problemstellungen von strategischem Gebotsverhalten sowie grundsätzlich geeignete Gegenmaßnahmen gegen diese aufgezeigt. Abschließend wird in Kapitel 2.4 der Grobentwurf des C/sells FlexPlattform-Konzeptes vorgestellt. Dabei werden insbesondere die Beiträge zur Verbesserung des Netzengpassmanagements hervorgehoben.

2.1 Theoretische Einordnung von Plattformen als Enabler effizienter marktlicher Koordination

Soll eine größere Zahl an Anlagen und ÜNB sowie VNB in die Prozesse des Netzengpassmanagements integriert werden, so steigt mit deren Zahl auch der Koordinations- und Kommunikationsbedarf. Um dennoch weiterhin einen effizienten Netzengpassmanagementprozess sicherzustellen, muss eine Abstimmung zwischen verschiedenen Akteuren, wie den Netzbetreibern und den für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen verantwortlichen Betreibern, stattfinden. Dies ist vor allem in liberalisierten Energiesystemen relevant, in denen das Netzengpassmanagement nicht von einem einzelnen integrierten Energieversorgungsunternehmen betrieben wird.

Digitale Plattformen können hierzu die IT-Infrastruktur und Anwendungsschicht bereitstellen. Damit kann beispielsweise der Austausch von Informationen über Flexibilitätspotenziale von Anlagen und Netzengpässe an verschiedenen Stellen des Stromnetzes zwischen den Netzbetreibern sichergestellt werden. Zusätzlich wird eine sinnvolle Koordination von Angebot und Nachfrage ermöglicht.

Grundsätzlich können hierfür Informationen sternförmig über eine Plattform oder über ein Netzwerk verteilt werden. Bei einer sternförmigen Verbindung über eine Plattform werden dabei weniger Verbindungen benötigt, da alle Teilnehmer nur mit der Plattform kommunizieren müssen. Bei einem Netzwerk ohne zentrale Plattform, bei dem alle Teilnehmer direkt miteinander kommunizieren, sind hingegen deutlich mehr Kommunikationsverbindungen nötig. Zudem werden durch eine gemeinsame Plattform Redundanzen und mögliche Unstimmigkeiten in der Datenhaltung reduziert. Auf Grund dieser Vorteile bietet sich eine Plattformlösung auch für die Integration vieler dezentraler Anlagen in

Mit der Anzahl integrierter Anlagen steigt der Bedarf an Koordination und Kommunikation zwischen den Netzbetreibern. Dafür bieten sich digitale Plattformen an.

das Netzengpassmanagement an. Abbildung 2-1 fasst die maßgebliche Funktion einer solchen Flexibilitätsplattform¹⁰ und die darauf agierenden Akteure zusammen.

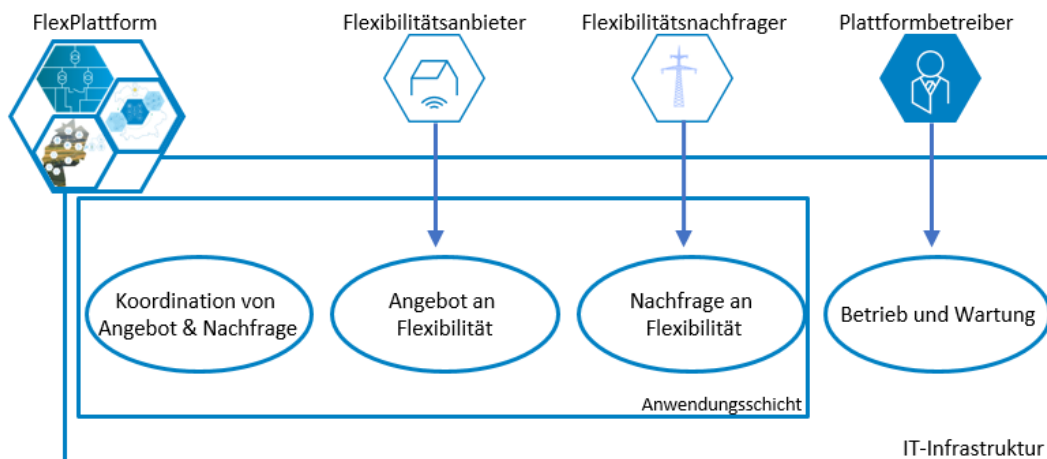


Abbildung 2-1: Grundsätzliche Funktionen und Akteure einer Flexibilitätsplattform

Auf einer FlexPlattform treten mindestens drei Rollen auf. Der Plattformbetreiber sichert den Betrieb der IT-Infrastruktur und der Anwendungsschicht der Plattform. Flexibilitätsanbieter und Flexibilitätsnachfrager sind Nutzer der FlexPlattform. Während Flexibilitätsanbieter als Einsatzverantwortlicher (EIV) der Flexibilitätsoptionen die Information über ihre Fähigkeit zur Last- oder Erzeugungsanpassung (Flexibilität) als Flexibilitätsangebot einstellen können, ermitteln Flexibilitätsnachfrager (VNB und ÜNB) ihren Bedarf an Flexibilität und geben diese an die FlexPlattform weiter.

Hauptaufgabe der FlexPlattform ist die Koordination von benötigter und vorhandener Flexibilität. Die Koordination kann zeitlich in unterschiedlicher Weise organisiert sein.

Die Koordinationsentscheidung welche Flexibilitätsangebote zur Deckung der Flexibilitätsnachfrage eingesetzt werden, kann auf deren Preisen und/oder deren Wirksamkeit auf den Engpass (Sensitivität) basieren. Die Charakteristika unterschiedlicher Technologien, deren Beitrag zum Netzengpassmanagement und deren Vergütung in einer Regulierung abzubilden und vorzugeben, würden mutmaßlich zu sehr ausführlichen und sich ständig verändernden Vorschriften führen. Daher müssen Mechanismen¹¹ entworfen werden, mit welchen die heterogenen Lösungsoptionen ihren Preis für das netzdienliche Verhalten selbst bestimmen können. Durch die Einbeziehung der Sensitivität sollen jeweils die kostengünstigsten Lösungsoptionen zum Einsatz kommen und Investitionsanreize gesetzt werden.

Die Koordination von Flexibilitätsangebot und -nachfrage sollte Preis und Sensitivität berücksichtigen, sodass die kostengünstigste Option eingesetzt wird und Innovationen angeregt werden.

¹⁰ Im Rahmen dieses Dokumentes wird einheitlich von „FlexPlattform“ gesprochen, so lange es sich um das Verständnis des C/sells FlexPlattform-Konzeptes handelt.

¹¹ Mechanismen, bei denen durch das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage ein freiwilliger Vertrag entsteht, werden in der Volkswirtschaftslehre als Märkte bezeichnet. Dabei können Vertragsdetails (z.B. eine Vergütung) durchaus reguliert sein. Eine freie Preisbildung ist also kein zwingendes Merkmal eines marktlichen Mechanismus. Jedoch sind nach allgemeinem Wettbewerbsrecht Diskriminierungsfreiheit und Transparenz wichtige Eigenschaften eines Marktes. Auktionen sind ein weit verbreiteter Marktmechanismus zur Bestimmung der Ressourcenallokation und zugehörigen Preisen, basierend auf Geboten von Auktionsteilnehmern /UWO-01 87/.

2.1.1 Framework zur Ausgestaltung einer FlexPlattform

Die Forschungsrichtung Market Engineering widmet sich der Entwicklung digitaler Plattformen zur Koordination von Angebot und Nachfrage und kann deswegen als Framework für die Konzeption und Umsetzung von Flexibilitätsplattformen genutzt werden. Ziel dieser Disziplin ist es, digitale Marktplattformen so zu designen und Anreize so zu gestalten, dass ein gewünschtes Verhalten der Plattformteilnehmer erreicht wird. Im Folgenden wird das Market Engineering-Framework nach /KIT-02 07/ angewandt.

Dieses gibt einen Prozessablauf für die Entwicklung digitaler Plattformen (Abbildung 2-2) und die in diesem Prozess zu berücksichtigenden Elementen (Tabelle 2-2) vor.

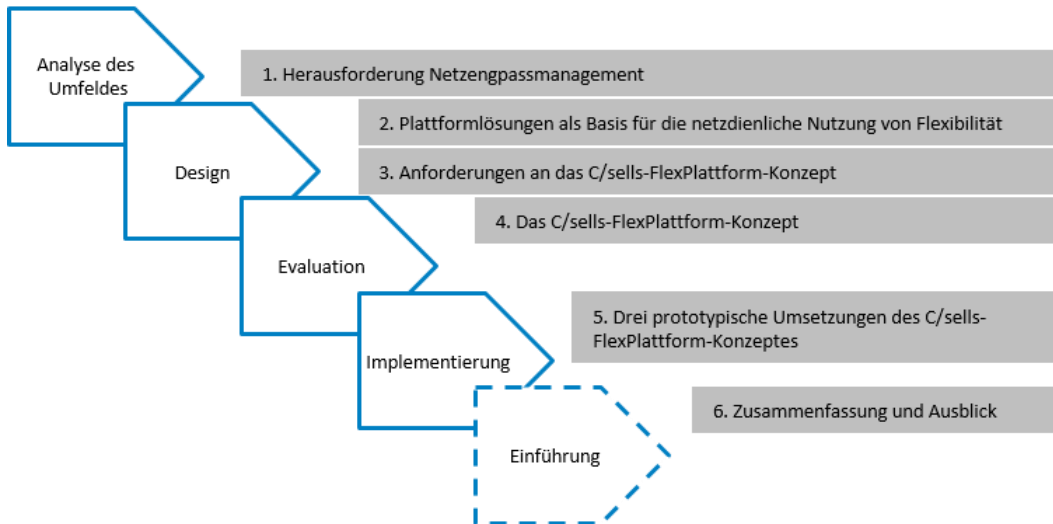


Abbildung 2-2: Anwendung des Market Engineering Prozess von /KIT-02 03/ zur Konstruktion einer Marktplattform und Abbildung in der Kapitelstruktur

Die Plattformentwicklung folgt dabei im Market Engineering Prozess nach /KIT-02 03/ dem in Abbildung 2-2 dargestellten Ablauf, der sich auf die grau hinterlegten Kapitel dieses Dokumentes erstreckt. In der Analyse des Umfeldes werden die Stakeholder und möglichen Marktteilnehmer identifiziert und der rechtlich-regulatorische Rahmen beschrieben. Hierzu wurden in Kapitel 1 die Herausforderungen des Netzengpassmanagements, der rechtliche Rahmen und die Stakeholder beschrieben. Die Designphase beschreibt mögliche Plattformen und Flexibilitätsmechanismen in Kapitel 2 und stellt diese den Anforderungen an die FlexPlattform entgegen, um hieraus ein Grobentwurf der FlexPlattform zu entwerfen (Kapitel 3). Die genaue Ausgestaltung der FlexPlattform wird in Kapitel 4 anhand einer Diskussion von Fallbeispielen und bezüglich der Möglichkeit eines strategischen Teilnehmerverhaltens evaluiert. Die prototypischen Implementierungen des FlexPlattform-Konzeptes werden in Kapitel 5 beschrieben. Kapitel 6 schließt mit den Erfahrungen des Demonstrationsbetriebs und einer Diskussion über Bewertungsmöglichkeiten für FlexPlattform-Konzepte.

Ziel des Market Engineerings ist es eine Plattform zu entwickeln, welche sich in ein bestehendes rechtlich-ökonomisches Umfeld eingliedert und das Teilnehmerverhalten in Richtung eines gewünschten Ergebnisses (Bereitstellung von Flexibilität für das Netzengpassmanagement) lenkt.

Inwieweit dieses Ergebnis erreicht wird hängt zum einen von der Motivation und dem Verhalten der Teilnehmer, zum anderen von der Ausgestaltung der Plattform ab.

Die Entwicklung einer FlexPlattform kann nach dem sogenannten Market Engineering Framework erfolgen.

Ziel ist es unter anderem, dass sich die Plattform in das bestehende rechtlich-ökonomische Umfeld integrieren lässt.

Die Designelemente, die Einfluss auf das Teilnehmerverhalten haben, sind das Transaktionsobjekt und die Marktstruktur. Die Marktstruktur ist dabei in folgende Elemente weiter unterteilbar. Die Mikrostruktur legt durch die Handelsregeln fest, wie die Akteure auf der Plattform miteinander kommunizieren. Die IT-Infrastruktur dient der Justierung der Kommunikationsmöglichkeiten und stellt die dazu notwendigen Schnittstellen und Visualisierungen bereit. Die Businessstruktur spiegelt das Geschäftsmodell des Betreibers wider, indem es beispielsweise Entgelte für Transaktionen festlegt.

Abbildung 2-3 gibt einen Überblick über die wesentlichen Designelemente des Market Engineering in Verbindung mit den sich ergebenden Kernfragen, die während der Entwicklung der FlexPlattform beantwortet werden müssen und zeigt an welcher Stelle im Prozesskonzept der FlexPlattformen (Kapitel 4) diese ausgestaltet werden.

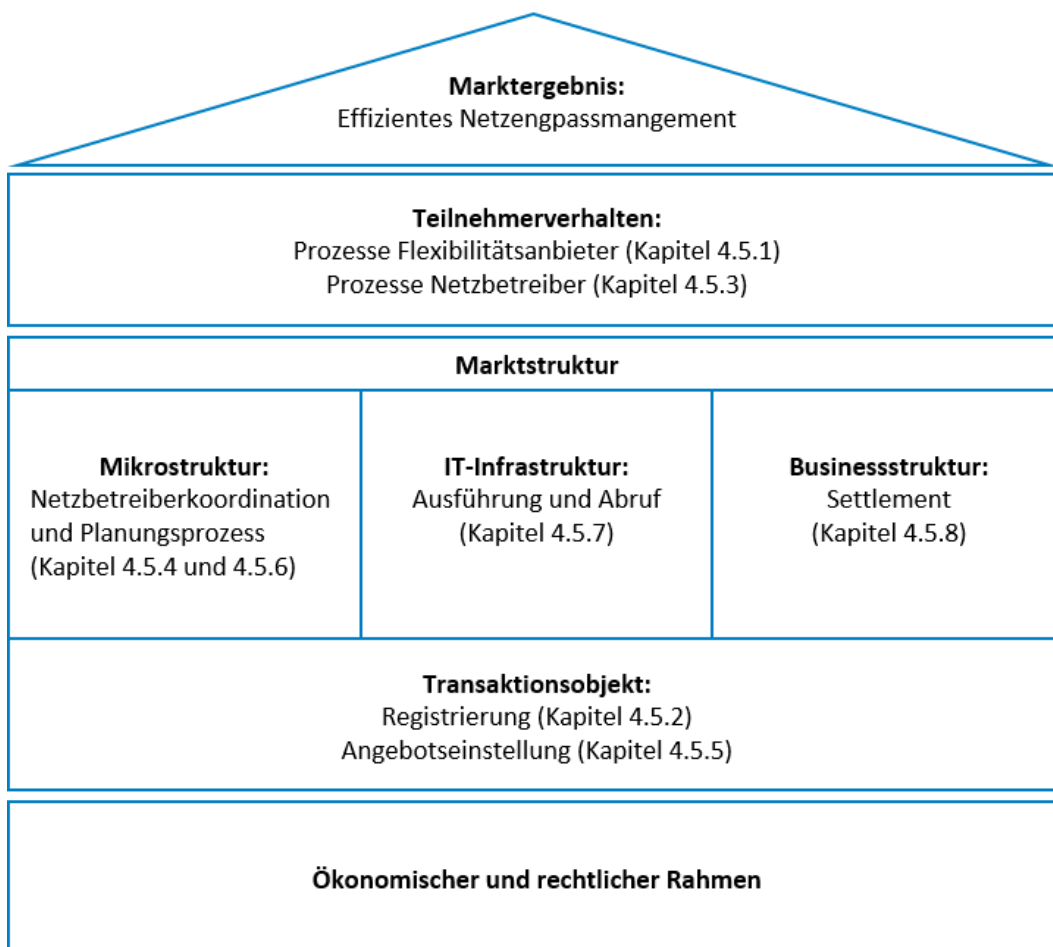


Abbildung 2-3: Komponenten des Market Engineering House und an welcher Stelle diese im FlexPlattform-Prozesskonzept ausgestaltet werden.

Zunächst müssen auf Basis des zu erwartenden Teilnehmerverhaltens von Flexibilitätsanbietern deren Interaktionsmöglichkeiten mit der Plattform festgelegt werden. Flexibilitätsanbieter können ihre Gewinnmaximierung auf der FlexPlattform, aber auch auf parallel existierenden Märkten verfolgen und je nach Ausgestaltung der Plattformen gegebenenfalls existierende lokale Monopole nutzen. Dieses Problem wird in Kapitel 2.3 detailliert analysiert. Flexibilitätsnachfrager hingegen verfolgen das Ziel ihren Flexibilitätsbedarf möglichst kostengünstig zu decken. Außerdem sollen negative Einflüsse durch Flexibilitätsabrufe auf andere Netzgebiete vermieden werden. Ziel der Flexibilitätsplattformen ist es, diese gegensätzlichen Ziele der Teilnehmer in Richtung eines

Die Interaktionsmöglichkeiten für die Flexibilitätsanbieter mit der Plattform müssen zunächst definiert werden.

gesamtwirtschaftlich effizienten Netzengpassmanagements zu lenken. Deswegen müssen diese Punkte in der Entwicklung der Flexibilitätsplattformen durch die Berücksichtigung und Anbindung an die Prozesse der Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber Anwendung finden. Diese werden in den Kapiteln 3.1 und 3.2 beschrieben.

Eine der wichtigsten Stellschrauben des Marktdesigns ist dabei die Gestaltung des Transaktionsobjekts, da dies definiert wer zu welchen Zeitpunkten Flexibilität auf der FlexPlattform anbieten kann. Mögliche Ausgestaltungen für Flexibilitätsmechanismen und Produkte werden in Kapitel 2.2 diskutiert. Im Prozesskonzept muss das Flexibilitätsprodukt in der Angebotseinstellung abgebildet werden. Hinsichtlich der Mikrostruktur muss festgelegt werden, wer als Teilnehmer wann mit der Marktplattform interagieren kann. Dies wird zum einen ebenfalls durch die Flexibilitätsprodukte vorgegeben, zum anderen muss hierzu der Registrierungsvorgang und die Angebotseinstellung für Flexibilitätsanbieter definiert werden.

Das Marktdesign wird durch das Transaktionsobjekt gestaltet, da dieses festlegt, in welchem Rahmen Flexibilität angeboten werden kann.

Die Koordination, welche Flexibilitätsanbieter ihre Leistung anpassen, um die Nachfrage zu decken ist ein weiterer Aspekt der Mikrostruktur. Die Koordination hängt davon ab, wie Flexibilitätsnachfrager Bedarfe anmelden und Gebote limitieren können, um negative Auswirkungen von Flexibilitätsabrufen aus ihrem Netzgebiet zu verhindern. Unabhängig von der Koordination durch die Mikrostruktur ist im Bereich der IT-Infrastruktur zu entscheiden, wann die Plattform welche Informationen für wen zugänglich macht und über welche Schnittstellen die Teilnehmer mit der Plattform interagieren können.

Abruf und Settlement finden nach Realisation des Marktergebnisses statt und haben dementsprechend nur eine Unterstützungsfunktion. Der Funktionsumfang einer FlexPlattform kann über das Bereitstellen einer Plattform zur Koordination hinausgehen und zusätzliche Mehrwerte bieten, indem sie die Interaktion der Plattformteilnehmer erleichtert. Viele Funktionen der FlexPlattform sind solche Unterstützungsfunktionen, die erst greifen nachdem Angebot und Nachfrage koordiniert wurden. Beispielsweise können FlexPlattformen die Ansteuerung der Flexibilitätsoptionen unterstützen oder die Abrechnung der Abrufe ermöglichen. Diese Unterstützungsfunktionen werden nicht im Market Engineering Framework abgebildet und haben keinen direkten Einfluss auf das Marktergebnis. Da sie jedoch die Attraktivität der Plattform beeinflussen und die Plattform damit für eine größere Zahl an Teilnehmern attraktiv machen, können sie mittelbar einen großen Einfluss auf die Marktliquidität und damit den Erfolg der Plattform (Businessstruktur) haben.

FlexPlattformen bieten neben der Koordination weitere Mehrwerte durch verschiedene Unterstützungsfunktionen.

2.1.2 Bestehende Vorschläge zur Weiterentwicklung von Netzengpassmanagementmechanismen in Deutschland

Vergleichbare Plattformlösungen werden seit einiger Zeit als sogenannte Smart Market Konzepte für regionalisierte Märkte (auch Flexibilitätsmärkte) diskutiert, die als Koordinationsmechanismus zwischen Markt- und Netzsphäre vermitteln sollen /AGORA-102 17/, /SGCG-01 14/. Sie dienen der Vermeidung und Behebung von regionalen Netzengpässen in der gelben Ampelphase und sind deshalb durch eine zeitliche und räumliche Komponente charakterisiert. Laut /AGORA-102 17/ hängt die Ausgestaltung eines künftigen Smart Market davon ab, vor welchen Herausforderungen eine Netzregion steht. Deshalb unterscheidet die Studie zwischen zwei wesentlichen Grundprinzipien zur Koordination der Flexibilität: Die Anwendung erstens einer Quote oder zweitens eines Flexibilitätsbezugs durch den Netzbetreiber. Im Quotenmodell gibt der Netzbetreiber mögliche Netzrestriktionen als indirekte Steuerungsanforderung vor und quotiert Erzeuger und Verbraucher innerhalb einer Netzregion auf Basis einer Engpassprognose. In einem Flexibilitätsbezugsmodell hingegen, treten die Netzbetreiber als Single Buyer in einem

Neben dem Flexibilitäts-einsatz bietet das Quotenmodell die Möglichkeit Engpässe zu vermeiden.

regionalen Markt für Flexibilität auf und kaufen bei den Marktteilnehmern Zu- beziehungsweise Abschaltungen ein, bis der Engpass behoben ist.

In Europa gibt es zurzeit eine Vielzahl von Forschungs- und Pilotprojekten, die einen Smart Market konzeptionieren oder Mechanismen für solch einen Markt entwickeln. Tabelle 2-1 gibt einen Überblick der identifizierten Attribute und der möglichen Eigenschaften, die ihnen zugeordnet werden können, eingeteilt in die Kategorien Grundprinzipien und Marktstruktur.

Tabelle 2-1: Überblick der identifizierten Attribute und die möglichen Eigenschaften von Konzepten zum marktbasieren Netzengpassmanagement

Kategorie	Attribut	Mögliche Ausprägungen			
	Koordinationsprinzip	Quote		Flexibilitätsbezug	
Grundprinzipien	Netzebene	NS und MS	gesamte Verteilnetzebene	Verteil- und Übertragungsnetz	
	Einschränkung der Flexibilitätsoptionen	keine	nur Erzeugungsanlagen <10 MW	nur Demand Response	
	Zeitraumen	(nahezu) Echtzeit	Intraday	Day-Ahead	>1 Tag im Voraus
Marktstruktur	Koordinator	neutraler Dritter		Netzbetreiber	
	Preisbildung	freie Preisbildung		Reguliert	
	Handelsform	freie Marktplattform		kein Flexibilitätsmarktplatz	
	Handelsparteien	Netzbetreiber als Single-Buyer		mehrere Nachfrager	

Eine Analyse der Smart-Market-Konzepte ermöglicht zusätzlich die Charakterisierung der Angebots- und Nachfrageseite im Rahmen des Flexibilitätsbezugsprinzips und der Gestaltung eines Flexibilitätsmarktes, welches ein entscheidender Schritt bei der Identifizierung der relevanten Interessengruppen ist. Diese Interessengruppen müssen bei der Marktgestaltung berücksichtigt und ihre Interaktionen koordiniert werden. Die Nachfrageseite der betrachteten Projekte wird in erster Linie durch den VNB repräsentiert. Allerdings können auch mehrere Nachfrager möglich sein, wie in einigen Projekten gezeigt wird. Beispiele für weitere Nachfrager sind der Bilanzkreisverantwortliche, der Flexibilität für den Bilanzkreisausgleich nutzen kann oder die ÜNB als Systemverantwortliche, die Flexibilität für Systemdienstleistungen wie die Erbringung von Regelleistung nutzen können. Die Angebotsseite hingegen wird durch die verschiedenen Flexibilitätsoptionen und deren Eigentümer oder Vermarkter repräsentiert. Im Vergleich zu bestehenden Energiemärkten wird die Anzahl an Akteuren in einem Smart Market voraussichtlich steigen, da die Verbraucherseite stärker in das Energiesystem integriert wird und vor allem kleinere Flexibilitätsoptionen die Möglichkeit bekommen, sich aktiv zu vermarkten. Dazu gehört auch, dass Prosumenten eine aktivere Rolle in zukünftigen Energiesystemen spielen.

Die Charakterisierung der Angebots- und Nachfrageseite ermöglicht die Identifikation relevanter Interessengruppen.

Tabelle 2-2 gibt einen Überblick der identifizierten Smart Market Konzepte. Die Mehrheit dieser identifizierten Projekte beschäftigen sich mit der Gestaltung und Erprobung eines Modells im Rahmen des Flexibilitätsbezugsprinzips. Dagegen wurden nur wenige Ansätze identifiziert, die ein Quotenmodell anstreben. So wird zum Beispiel im Projekt „grid-control“ und dessen Nachfolgeprojekt „flexQgrid“ mittels eines dynamischen quotenbasierten Ansatzes die gelbe Ampelphase weiter ausgestaltet, um die Stromflüsse auf Verteilnetzebene zu koordinieren und so Überlastungen zu vermeiden /VOLK-01 17/. Der Netzbetreiber prognostiziert mögliche Netzengpässe und alle Marktteilnehmer des betroffenen Netzclusters

Beim Quotenmodell weist der Netzbetreiber Marktteilnehmern in einzelnen Netzclustern über eine Quote Netzkapazität zu.

erhalten vom Netzbetreiber diskriminierungsfrei über eine Quote Netzkapazitäten zugewiesen. Dabei nimmt der VNB nicht die Rolle eines aktiven Marktteilnehmers ein, sondern stellt die Rahmenbedingungen für den Markt zur Verfügung.

Tabelle 2-2: Überblick existierender Smart Market Konzepte

Konzept	Koordinationsprinzip		Netzebene				Flex-Einschränkung		Zeitraumen		
	Flexibilitätsbezug	Quote	NS	MS	HS	HÖS	Nein	Ja	(nahezu) Echtzeit	Intraday/Day-Ahead	+1 Tag im Voraus
Flex4Energy	X		X	X			X			X	
ENKO	X				X		X			X	
WindNode	X		X	X	X	X	X			X	
Enera	X			X	X		X			X	
Grid-control	X	X	X	X	X		X			X	
Flex2Market	X		X	X			X		X	X	
NODES	X		X	X	X		X		X		
iPower	X		X	X	X			X		X	
TotalFlex	X		X					X		X	X
EcoGrid 2.0	X		X	X	X	X		X		X	X
ETPA	X				X			X		X	
Flex-DLM	X		X	X	X			X		X	X
EMPOWER	X		X	X			X			X	

Im Rahmen der Vorarbeit zur Gestaltung des C/sells FlexPlattform-Konzeptes wurden zwölf Smart Market Projekte mit einem Flexibilitätsbezugsansatz in Deutschland, Dänemark, den Niederlanden und Spanien identifiziert und näher betrachtet. Existierende Konzepte konnten so klassifiziert und gleichzeitig die notwendigen Aspekte, die bei der Entwicklung eines Smart Market Modells zu berücksichtigen sind, charakterisiert werden /FFE-37 19/. Der Fokus dieser Projekte liegt auf dem Aufbau eines Handelsplatzes für Engpassmanagement und zusätzlich auf der Vermeidung der EE-Abregelung oder hohen Netzausbaukosten. Diese Projekte erlauben die freiwillige, meistens auch diskriminierungsfreie, Marktteilnahme aller verfügbaren Flexibilitätsoptionen. Als Flexibilitätsanbieter können daher alle Betreiber von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen auftreten, die ihre Einspeise- oder Entnahmeleistung bei Bedarf anpassen können.

Obwohl alle Projekte das Netzengpassmanagement im Verteilnetz adressieren, unterscheidet sich der Abdeckungsgrad des Verteilnetzes von Projekt zu Projekt. Dies ist von Bedeutung, da die regionale Auflösung des Smart Markets die Größe des Marktgebietes und damit die möglichen Flexibilitätsanbieter bestimmt. Die meisten Projekte decken das NS- und MS-Netz ab. Drei der analysierten Smart-Market-Konzepte decken das ganze Verteilnetz ab, während nur zwei das gesamte Stromnetz abdecken. Die Projekte, die sich auf kleinere Flexibilitätsanbieter fokussieren, zielen nur auf die NE-Ebene ab. Darüber hinaus lässt der zeitliche Rahmen, in dem der Markt funktioniert und die Flexibilitätsengeschäfte abgeschlossen werden, eine Klassifizierung der Smart Market Konzepte innerhalb der bestehenden Strommärkte zu. Aus den existierenden Projekten lässt sich jedoch noch kein einheitlicher Ansatz diesbezüglich identifizieren.

In Abgrenzung zu den aufgeführten Ansätzen, strebt das C/sells-FlexPlattform-Konzept die Integration aller Netzebenen mittels einer entsprechenden Netzbetreiberkoordination an. Das Koordinationsprinzip inklusive der Einschränkungen und des zeitlichen Ablaufs können durch die Ausgestaltung verschiedener Flexibilitätsprodukte (siehe nächstes Kapitel) angepasst werden. In jedem Fall gründet das C/sells FlexPlattform-Konzept auf einer freiwilligen Teilnahme und kann demnach als „Smart Market“ interpretiert werden.

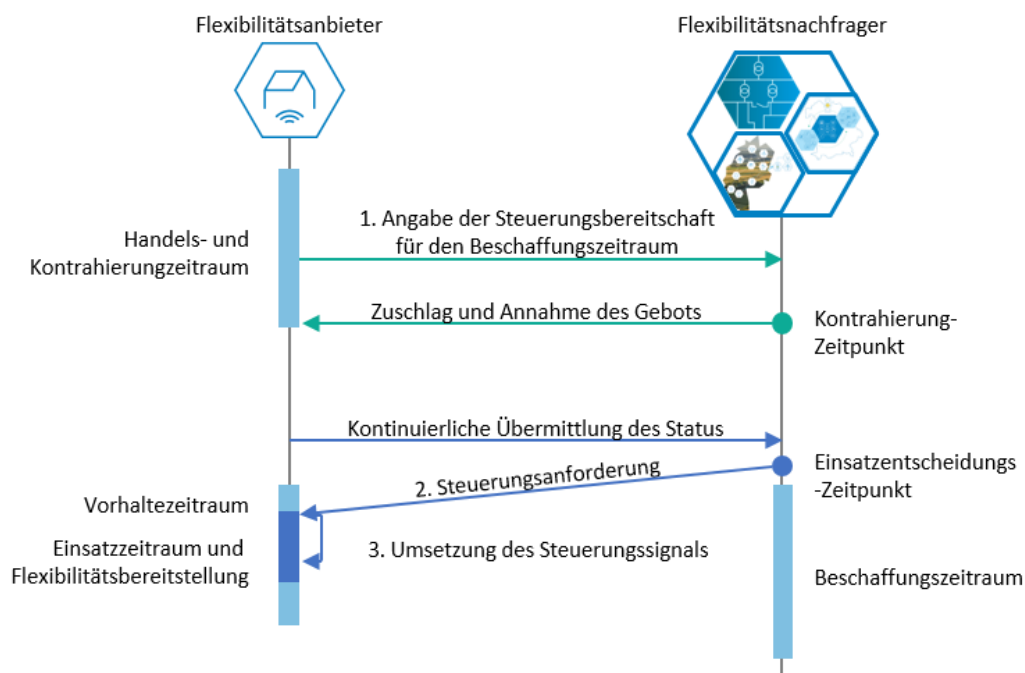
In C/sells wird bei der Entwicklung der FlexPlattform-Konzepte die Berücksichtigung aller Netzebenen angestrebt.

2.2 Mechanismen zur Kommunikation von Flexibilität

Zentral im Designprozess einer FlexPlattform ist die Ausgestaltung von Flexibilitätsprodukten als Transaktionsobjekt. Diese werden im folgenden Kapitel beschrieben. Zunächst müssen die Regeln der Kommunikation zwischen Flexibilitätsnachfrager und -anbieter bzw. mit der FlexPlattform festgelegt werden. Hierzu werden Mechanismen beschrieben, die eine Koordination von Flexibilität ermöglichen. Kapitel 2.2.2 erweitert die geeigneten Mechanismen um die Ausgestaltungsparameter von Flexibilitätsprodukten, sodass die Bereitstellung und Erbringung von Flexibilität als definierte Dienstleistung beschrieben werden kann.

2.2.1 Systematisierung der Flexibilitätsmechanismen

Im Folgenden wird zunächst der Lösungsraum an Mechanismen beschrieben und strukturiert, die die Kommunikation und Nutzung von Flexibilität zwischen Flexibilitätsanbieter und -nachfrager ermöglichen. Im zeitlichen Ablauf erfordert die Bereitstellung und der Abruf von Flexibilität die drei in Abbildung 2-4 dargestellten Schritte. Diese sind im Folgenden immer Flexibilitätsanbieter und -nachfrager zugeordnet, wobei im Fall der Flexibilitätsplattformen auch die Plattform die Rolle des Flexibilitätsnachfragers einnehmen könnte.



Mit der Steuerungsbereitschaft gibt der Flexibilitätsanbieter an, in welchem Maße er flexibel reagieren kann.

Abbildung 2-4: Zeitlicher Bezug von Flexibilitätsprodukten zwischen Anbieter- und Nachfrageseite

Zunächst erfolgt die Angabe der Steuerungsbereitschaft. Der Flexibilitätsanbieter bestimmt, in welchem Ausmaß er dazu bereit und in der Lage ist, flexibel zu reagieren und kommuniziert dieses Flexibilitätspotential an den Flexibilitätsnachfrager. Die Steuerungsbereitschaft gibt an, ob das Flexibilitätspotential (in Sinne der realisierbaren Fahrkurven) vorab explizit beschrieben wird oder nur implizit nach der Erbringung der Leistungspassung sichtbar wird. Wird das Flexibilitätspotential vorab mittels eines Modells an den Flexibilitätsnachfrager kommuniziert, wird von einer expliziten Steuerungsbereitschaft gesprochen. Findet diese Kommunikation nicht statt, ist die Steuerungsbereitschaft implizit.

Mit der Steuerungsanforderung übermittelt der Flexibilitätsnachfrager ein Steuerungssignal für die Lastanpassung.

In zweiten Schritt erfolgt die Steuerungsanforderung über einen geeigneten Signalweg. Der Flexibilitätsnachfrager übermittelt ein Steuerungssignal, um die Lastanpassung durch den Flexibilitätsanbieter zu veranlassen. Die Steuerungsanforderung kann eine direkte Vorgabe einer Soll-Fahrkurve oder ein indirektes anderes Signal sein. Wird kein dediziertes Informationssystem genutzt (zustandsgesteuert), findet die Steuerungsanforderung immer indirekt statt und muss vom Flexibilitätsanbieter aktiv in eine Leistungspassung übersetzt werden.

Für den Signalweg zur Übertragung eines Steuersignals, das die Leistungsanpassung veranlasst, stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Zum einen kann es über einen dedizierten Kommunikationskanal übertragen werden. Zum anderen wird bei anderen Mechanismen ein vorhandener Umweltparameter (z.B. die Netzfrequenz) als Signal für eine Lastanpassung genutzt. Über einen gesonderten Kommunikationskanal kann die Steuerungsinformation vom Energiesystem entkoppelt werden.

Zuletzt erfolgt die Umsetzung des Steuerungssignals. Der Flexibilitätsanbieter verändert seine Leistung in Reaktion auf das Steuerungssignal. Dabei kann unterschieden werden, an welcher Stelle die Verantwortung der Umsetzung des Steuersignals in eine Leistungsanpassung liegt. Im Falle eines indirekten Steuersignals verantwortet der Flexibilitätsanbieter aktiv die Umsetzung des Steuersignals in eine Leistungsanpassung. Dies kann auch bei einer direkten Steuerungsanforderung der Fall sein, wenn der Flexibilitätsnachfrager eine Lastkurve vorgibt, der Flexibilitätsanbieter jedoch aktiv entscheidet, durch welche technischen Komponenten er die Lastanpassung erbringt. Alternativ kann der Flexibilitätsanbieter jedoch auch die Steuerungsverantwortung an den Flexibilitätsnachfrager abgeben und bleibt beim Abruf passiv.

Die Umsetzung des Steuerungssignals erfolgt durch die Leistungsanpassung, welche aktiv durch den Flexibilitätsanbieter oder direkt durch den Flexibilitätsnachfrager erfolgen kann.

Tabelle 2-3 fasst die Ausprägungen der Unterscheidungskategorien in einem morphologischen Kasten zusammen. Hierbei schließt sich eine Kombination vorab aus: Ist der Signalweg zustandsgesteuert, so kann keine direkte Vorgabe einer Fahrkurve stattfinden. So ist die direkte Vorgabe einer Fahrkurve (direkte Steuerungsanforderung) nur dann sinnvoll, wenn die Flexibilität der Anlage explizit beschrieben wurde.

Tabelle 2-3: Systematisierung von Flexibilitätsmechanismen und Kennzeichnung deren Eignung für eine Flexibilitätsplattform (Häkchen)

Unterscheidungs-kategorie		
	explizit✓ durch Beschreibung des Flexibilitätspotentials in Reaktion auf die Steuerungsanforderung z.B. Übermittlung eines Abschaltpotentials als Leistungszeitreihe	implizit durch Teilnahme ohne Vorabbeschreibung des Flexibilitätspotentials z.B. durch das Akzeptieren eines zeitdynamischen Stromtarifes
Steuerungs-anforderung	direkt✓ durch Vorgabe einer Steuergröße die sich direkt in einer Lastanpassung überträgt z.B. Übermittlung einer Soll-Leistung als Leistungszeitreihe	indirekt✓ durch andere Information, die in einer Lastanpassung übersetzt werden muss. z.B. Übermittlung einer zeitvariablen Arbeitspreiszeitreihe, eine Quote, oder die Reaktion auf einen Netzparameter
Signalweg der Steuerungs-anforderung	kommunikationsgesteuert✓ über einen dedizierten Kommunikationskanal z.B. TLS-Kanal über ein SMGW oder Rundsteuersignal	zustandsgesteuert durch Überwachung des Zustandes eine Umwelt- oder Systemparameters z.B. Netzfrequenz oder Phasenwinkel
Verantwortung der Umsetzung des Steuersignals	aktiv✓ Flexibilitätsanbieter, der die Umsetzung des Steuersignals in eine Lastanpassung verantwortet z.B. Gebäude Energiemanagementsystem das auf einen zeitvariablen Arbeitspreis reagiert	passiv✓ Flexibilitätsanbieter, der externen Zugriff auf seine flexiblen Anlagen gewährt z.B. Laststeuerung über eine Steuerbox durch einen Aggregator

Von den verbleibenden Kombinationen sind einige für das Netzengpassmanagement nicht sinnvoll anwendbar. Die Abstimmung zwischen den Netzbetreibern erfordert, dass diese vorab über das Flexibilitätspotential informiert sind. Hierzu muss dies im Zuge der Mitteilung der Steuerungsbereitschaft explizit beschrieben werden. Zudem bietet sich ein zustandsgesteuerter Signalweg nicht an, da auch Flexibilitätsoptionen geschaltet werden müssen, die selbst in Unkenntnis über den Engpass sind. Es bleiben demnach vier mögliche Mechanismen übrig (mögliche Kombinationen der durch Haken gekennzeichneten Ausprägungen im morphologischen Kasten in Tabelle 2-3). Innerhalb dieses Lösungsraumes werden im Folgenden die Flexibilitätsprodukte ausdifferenziert.

2.2.2 Parameter für das Design von Flexibilitätsprodukten als Transaktionsobjekt

Als Flexibilitätsprodukt wird im Folgenden eine definierte Dienstleistung verstanden, die der Flexibilitätsanbieter auf der Flexibilitätsplattform zur Verfügung stellt. Bezugnehmend auf die zuvor vorgenommene Eingrenzung der Flexibilitätsmechanismen handelt es sich um die technische sowie zeitliche Beschreibung eines Formates zur Bereitstellung expliziter Flexibilität. Dieses dient der standardisierten Kommunikation zwischen Flexibilitätsnachfragern und -anbietern. Hierzu werden in diesem Abschnitt Ausgestaltungsspielräume von Flexibilitätsprodukten beschreiben, welche entsprechend der Anforderungen ausgestaltet werden können und müssen.

Im Folgenden werden die verschiedenen Produktparameter beschrieben. Die Auflistung beruht auf einer ausführlichen Literaturanalyse. Als weiterführende Referenzen können hierbei /PUM-01 20/, /VILL-01 18/ sowie /EDSO-01 18/ genannt werden. Abbildung 2-5 gibt einen Überblick über die Systematisierung der Produktparameter.

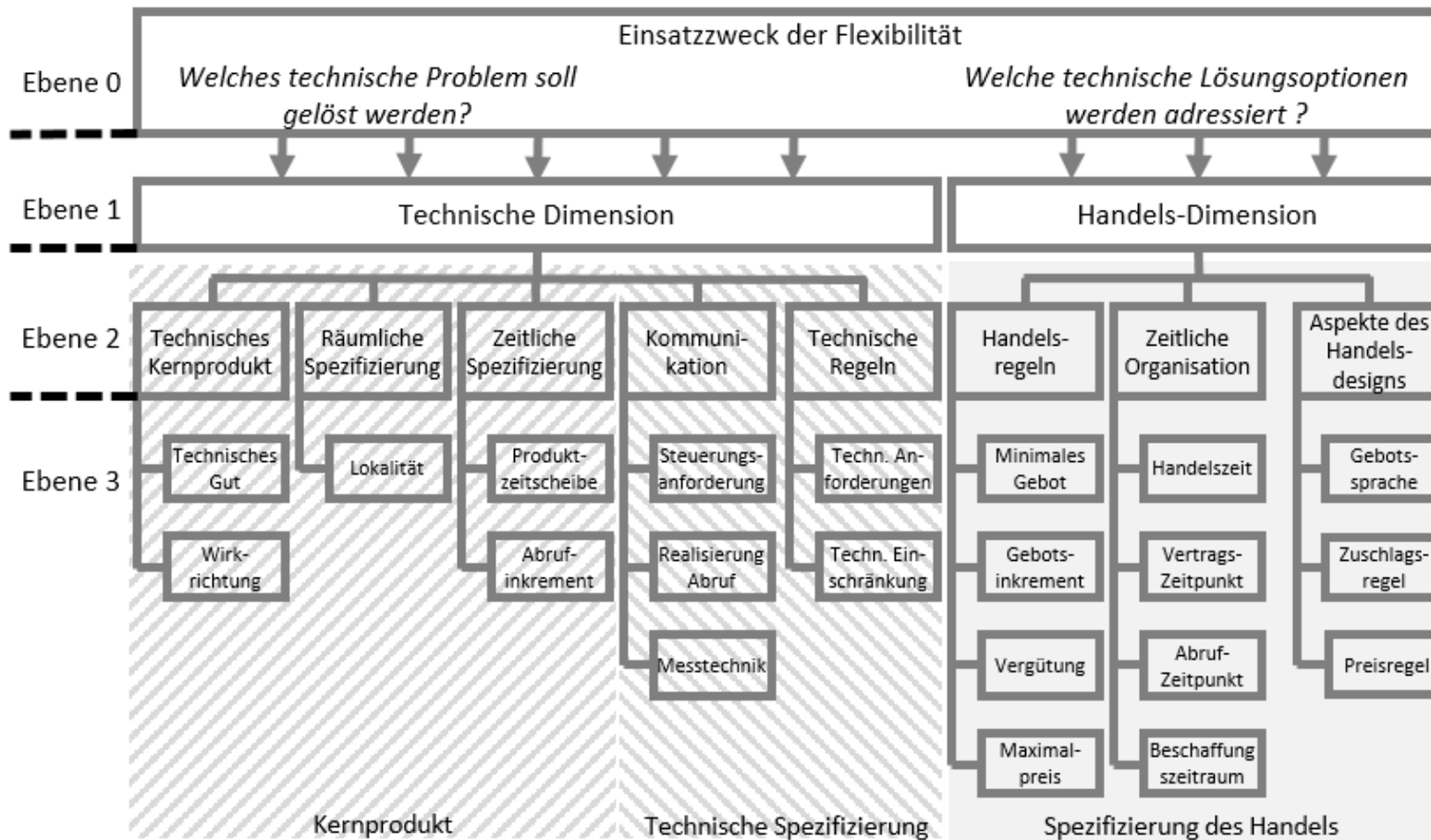


Abbildung 2-5: Übersicht Parameter Produktdesign

In der obersten Ebene (Ebene 0) wird der Einsatzzweck des Produktes geklärt. Dieser determiniert das eigentliche Produktdesign, das sowohl die technische als auch die handelsbezogene Dimension umfasst (Ebene 1). Gegliedert nach übergeordneten Produkteigenschaften (Ebene 2) folgen detaillierte Produkteigenschaften (Ebene 3). Nachfolgend werden Einsatzzweck sowie die Ausprägungen der eigentlichen Parameter, gruppiert nach übergeordneten Produkteigenschaften, erläutert.

Einsatzzweck der Flexibilität

Vor der eigentlichen Parametrisierung eines Flexibilitätsproduktes muss der Zweck definiert werden, den dieses Produkt erfüllen soll. Entsprechend verschiedener Netzengpasssituationen (vgl. Kapitel 3.3) können unterschiedliche grundsätzliche technische Lösungsoptionen und Mechanismen in Frage kommen. Eine technische Produktausprägung kann dabei gegebenenfalls für verschiedene Anwendungszwecke relevant sein.

Eng mit der Frage des Anwendungszweckes verbunden ist die Auswahl einer Technologie (oder eines technologischen Spektrums), die als flexible Anlagen das Flexibilitätsprodukt erbringen sollen.

Technisches Kernprodukt

Im Kern jedes Flexibilitätsproduktes steht das *technische Gut*, welches durch das Produkt erbracht werden soll. Im Regelfall wird dieses die Änderung der Wirkleistung sein, die sowohl positiv als auch negativ (*Wirkrichtung*) erbracht werden kann. Theoretisch denkbar sind jedoch auch andere technische Güter, wie zum Beispiel Blindleistung.

Räumliche Produktspezifizierung

Für praktisch jeden Fall des Netzengpassmanagements spielt zusätzlich die *räumliche Verortung* der Flexibilitätsoption im Stromnetz eine Rolle, da diese die Wirksamkeit auf die Lösung von Netzengpässen bestimmt. Deshalb muss durch das Flexibilitätsprodukt festgesetzt werden, wie die räumliche Verortung beschrieben wird, was beispielsweise über den Bezug zu einem bestimmten Netzknoten oder die Zuordnung zu einem Netzgebiet erfolgen kann.

Zeitliche Produktspezifizierung

Neben den technischen Aspekten der Produktgestaltung sind auch die zeitlichen Aspekte relevant. Die zeitliche Struktur eines Flexibilitätsproduktes wird dabei insbesondere durch zwei Zeiträume gekennzeichnet. Zum einen beschreiben die *Zeitscheiben* des Produktes auf welchen Zeitraum sich ein Handel bezieht. Das *minimale Abrufinkrement* beschreibt den Zeitraum, in dem die Flexibilität tatsächlich abgerufen wird. Im einfachsten Fall sind Zeitscheiben und Abrufinkrement gleich. Im Allgemeinen kann das Abrufinkrement jedoch jede Teilmenge einer Zeitscheibe sein.

Spezifizierung der Kommunikation

Die Kommunikation eines Flexibilitätsproduktes enthält verschiedene Aspekte. Naheliegend ist dabei die Definition der *technischen Realisierung des Abrufs* inklusive eines geeigneten Signalübertragungskanal. Im Wesentlichen sind hier eine direkte Steuerung durch den Flexibilitätsnachfrager von einer Steuerungsanforderung durch den Nachfrager, welche dann durch den Flexibilitätsanbieter realisiert wird, zu unterscheiden. Für beide Fälle sind entsprechende Datenformate zu definieren. Weiterhin fallen Anforderungen an die verwendete *Messtechnik* bzw. *Messmethodik* in diese Kategorie. Als wichtiger Punkt ist zusätzlich jedoch die Ausgestaltung der *Steuerungsanforderung* des Flexibilitätsproduktes zu nennen. Abhängig davon kann das entsprechende Flexibilitätsprodukt entweder als direkter

Die Steuerungsanforderung kann ein definierter Sollwert oder ein indirekter Grenzwert der Leistung (Quote) sein.

definierter Sollwert (bzw. mögliche Abweichung von einem Fahrplan) oder als indirekter Grenzwert einer Leistung (Quote) quantifiziert werden.

Technische Regeln

Die technischen wie auch handelsbezogenen Regeln eines Flexibilitätsproduktes bieten den größten Spielraum für eine Detailspezifizierung. Der Gestaltungsspielraum ist dabei beliebig groß. Er öffnet die Chance die jeweiligen technischen Anforderungen von sowohl Flexibilitätsnachfrageseite als auch -angebotsseite standardisiert zu würdigen, birgt jedoch auch das Risiko die Komplexität und somit die Markteintrittsbarrieren zu erhöhen. Demnach können einerseits *technische Anforderungen* (nachfrageseitig), andererseits *technische Einschränkungen* (anbieterseitig) definiert werden. Erstere können beispielsweise minimale Reaktions- und Rampenzeiten oder andere Qualitätsmerkmale des technischen Gutes sein. Als mögliche Einschränkungen der Bereitstellung können beispielsweise die minimale Zeit zwischen zwei Abrufen und die maximale Abrufzeit bzw. Anzahl definiert werden.

Die min. Zeit zwischen zwei Abrufen und die max. Abrufzeit bzw. Anzahl von Abrufen können mögliche Einschränkungen seitens der Bereitstellung sein.

Handelsbezogene Regeln

Die handelsbezogenen Regeln ergänzen die technischen Regeln und sind deshalb teilweise eng mit diesen verzahnt. Definiert werden können hier beispielsweise *minimale* und *inkrementelle Gebotsschritte*, welche als quasi-technische Anforderung interpretiert werden können. Darüber hinaus ist die *Ausgestaltung der Vergütung* ein wesentlicher Bestandteil der handelsbezogenen Regeln. Denkbar sind hier beispielsweise die Vergütung der flexiblen Energie (mit Arbeitspreisen), der erbrachten flexiblen Leistung (durch Leistungspreise), eine pauschale Vergütung für flexibles Verhalten in einem definierten Zeitraum oder eine Mischform der genannten Varianten. *Maximalpreise* können zur Regulierung der Vergütung definiert werden.

Zeitliche Organisation

Die zeitliche Organisation eines Flexibilitätsproduktes ergänzt die zeitliche Produktspezifizierung und beschreibt den Zeitrahmen für Handel und Abruf des entsprechenden Produktes. Abbildung 2-6 zeigt die Zusammenhänge verschiedener Zeitpunkte und -räume.

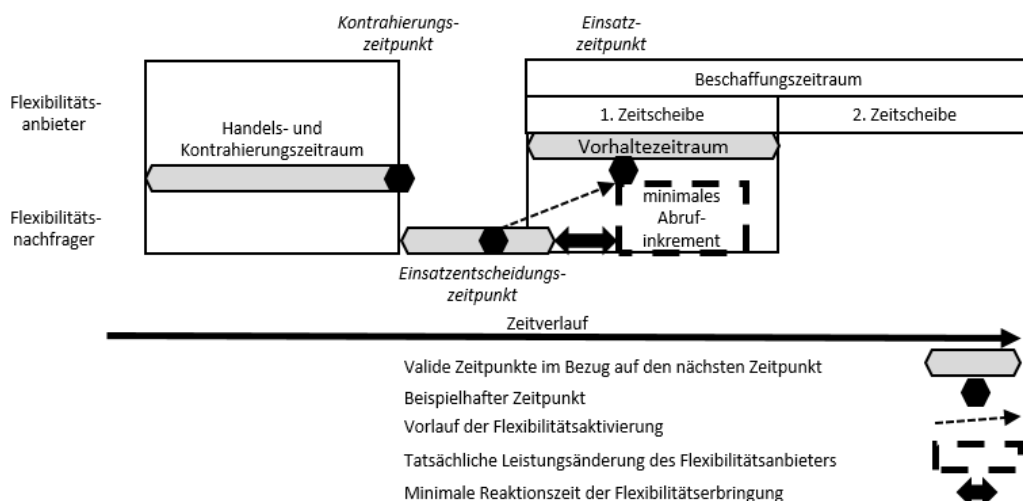


Abbildung 2-6: Zeitliche Parameter des Flexibilitätsproduktes

Der *Handels- und Kontrahierungszeitraum* ist entweder ein kontinuierlicher Zeitraum, währenddessen Verträge geschlossen werden können, oder ein rundenweiser Handelsmechanismus (Auktion). Der *Kontrahierungszeitpunkt* markiert den Abschluss des

Handels und kann während des kontinuierlichen Zeitraumes oder am Ende einer Auktionsrunde verortet sein. Der *Einsatzentscheidungszeitpunkt* legt fest, wann über Ansteuerung und Abruf entschieden wird. Liegt dieser Zeitpunkt nicht auf dem Kontrahierungszeitpunkt, so stellt der Flexibilitätsabruf eine Option dar, die bei Bedarf gezogen werden kann. In diesem Fall ist es notwendig den zeitlichen Vorlauf der Flexibilitätsaktivierung sowie den Vorhaltezeitraum zu definieren. Letzterer beschreibt das Zeitfenster, in welchem die Flexibilität zum optionalen Abruf zur Verfügung stehen muss (entspricht den *Zeitscheiben* eines Produktes). Der eigentliche Abruf kann dann bspw. als eine mittelfristige Fahrplananpassung (z.B. mehrere Stunden vor Erbringung) erfolgen oder auch als kurzfristige (Echtzeit-) Aktivierung.

Der Vorhaltezeitraum definiert das Zeitfenster in dem die Flexibilität zum Abruf verfügbar sein muss.

Aspekte des Handelsdesigns

Neben den bisher betrachteten Parametern des Transaktionsobjektes müssen auch Aspekte des Handelsplatzes gestaltet werden. Obwohl diese Aspekte keine Produktparameter im eigentlichen Sinne sind, werden sie für eine konsistente Beschreibung eines Flexibilitätsproduktes benötigt, da sich selbst ähnlich gestaltete Produkte unter verschiedenen Handelsregeln sehr unterschiedlich darstellen. Die Aspekte des Handelsdesigns lassen sich kaum in einfachen Parametern abbilden. Vielmehr umfassen sie im Allgemeinen eine detaillierte Beschreibung von Regeln bzw. Algorithmen.

Das Matching bzw. die Zuschlagsregel bezeichnet die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage.

Die *Gebotssprache* des Handelsplatzes beinhaltet alle Regelungen, die die Gebotsform sowie die Bedingungen zur Gebotsabgabe bzw. -änderung beschreiben. Die *Zuschlagsregel* beschreibt welche der Gebote berücksichtigt werden. Sie kann auch unter dem Begriff „Matching“ als Zusammenführung von Angebot und Nachfrage beschrieben werden. Die *Preisregel* determiniert die zu zahlenden Preise an die bezuschlagten Bieter. Die Preise können bspw. als Gebotspreise in einer freien Preisbildung ermittelt werden, oder über regulierte Preise bis hin zu pauschalen Vergütungen.

Preise können frei oder reguliert gebildet werden. Alternativ kann eine pauschale Vergütung erfolgen.

Zusammenspiel der Parameter

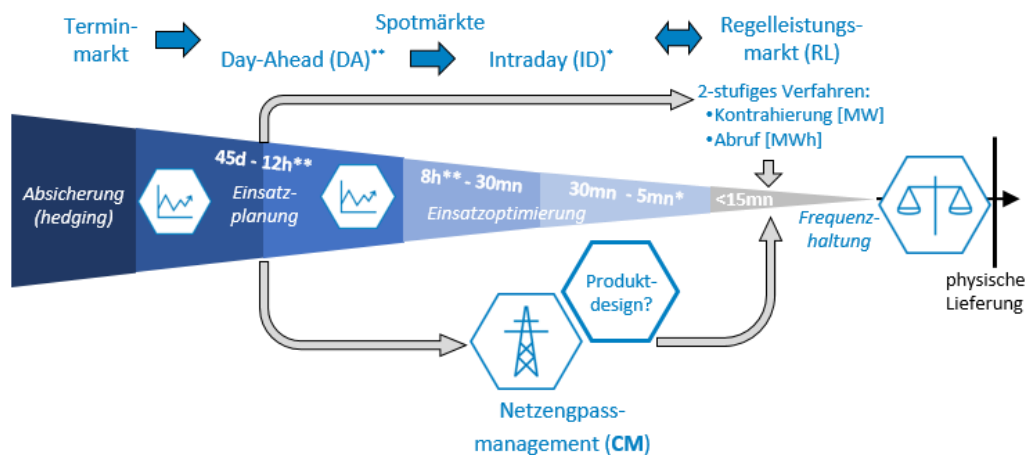
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das technische Kernprodukt im räumlichen und zeitlichen Bezug das Zentrum eines Flexibilitätsproduktes bilden. Die Ausgestaltung verschiedener Regeln ermöglicht die Einbeziehung von Präferenzen sowohl auf Anbieterseite als auch auf Nachfrageseite (Mindestanforderungen und Einschränkungen des Einsatzes). Strenge Mindestanforderungen führen zu homogenen Flexibilitätsprodukten mit hoher Vergleichbarkeit. Im Gegenzug können mit steigenden Mindestanforderungen immer weniger Flexibilitätsanbieter diese vollumfänglich erfüllen, was negative Auswirkungen auf die Angebotsmenge haben kann. Bei geringen Mindestanforderung werden viele heterogene Potentiale in einem Produkt gebündelt, was jedoch die Planbarkeit auf Netzbetreiberseite erschwert sowie die Transaktionskosten insgesamt erhöht. Dieser Trade-off führt dazu, dass das Produktdesign keine eindeutige optimale Lösung hat. Der vorgestellte Gestaltungsspielraum bildet die Grundlage für die Charakterisierung der prototypisch umgesetzten Produkte in Kapitel 4.2.

2.3 Einordnung von Flexibilitätsplattformen in das bestehende Strommarktsystem

Ausgangspunkt ist das heute gültige Marktsystem mit einer deutschen Gebotszone, in der potenziell auftretende Engpässe behoben werden müssen. In Kapitel 1.2 werden die grundsätzlichen Lösungsoptionen zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen beschrieben. Ansätze, wie die Einführung kleinerer Gebotszonen bis hin zu Nodal Pricing

werden derzeit kontrovers diskutiert (vgl. /BMW-09 18/). Eine Flexibilitätsplattform zielt dabei auf die Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone ab und setzt zur Engpassbehebung Anpassungen im Anlagenbetrieb um. In den Kapiteln 2.1 und 2.2 wurden die wesentlichen Gestaltungsspielräume bei der Ausgestaltung einer solchen Plattform diskutiert. Im Folgenden werden diese Überlegungen in den Kontext des bestehenden Energiesystems gesetzt.

Das Flexibilitätspotenzial steht bei den meisten Flexibilitätsoptionen nicht exklusiv dem Netzengpassmanagement zur Verfügung, sondern kann auch für andere Anwendungsfälle genutzt werden. Die folgende Abbildung 2-7 zeigt eine mögliche zeitliche Einordnung der Flex-Plattform in Relation zu den Spotmärkten und dem Regelleistungsmarkt.



Legende: d: Tag | h: Stunde | min: Minute

* innerhalb einer Regelzone ist der ID-Handel bis 5min vor Lieferung möglich; dieser öffnet 30min vor Lieferung

** am Vortag der Lieferung schließt der Day-Ahead-1h-Handel um 12 Uhr; der kontinuierliche Intraday-15-min-Handel öffnet um 16 Uhr

Flexibilitätspotenziale können meist für verschiedene Anwendungsfälle eingesetzt werden.

Abbildung 2-7: Zeitliche Einordnung des C/sells Flexplattform-Konzepts

Im Kern des Stromsystems ist der Handel über Termin- und Spotmärkte, über den Erzeugung und Verbrauch gebotszonenweit koordiniert wird. Der Terminhandel kann bereits Monate im Voraus stattfinden, die kurzfristige Optimierung erfolgt einige Stunde bis minimal fünf Minuten vor Erfüllung.

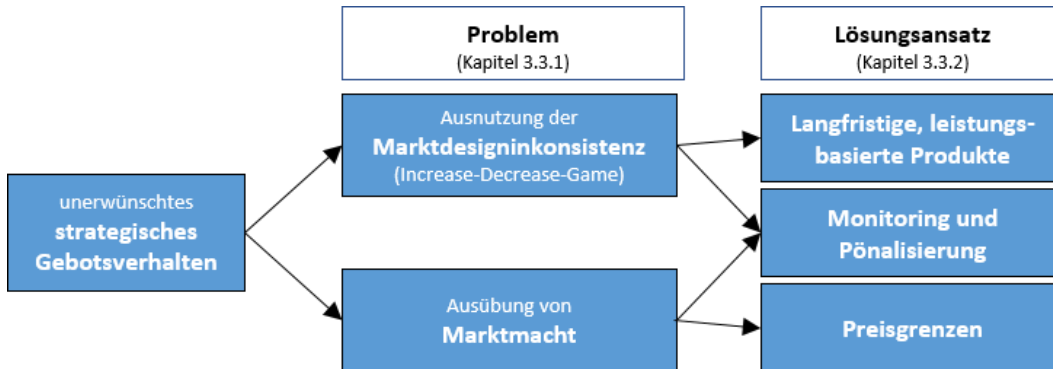
Die Netzengpassmanagementprozesse folgen üblicherweise dem kurzfristigen Handel und sind somit wenige Stunden bis Tage vor der Erfüllung angesiedelt. Im Extremfall kann eine noch kurzfristigere Anpassung notwendig sein, wenn es zu unerwarteten Ereignissen kommt, die für den Netzbetrieb relevant ist. Abweichungen der Systembilanz werden durch verschiedene Produkte der Regelleistung ausgeglichen.

Diese zeitliche Überschneidung in Kombination mit den unterschiedlichen Anforderungen der Anwendungsfälle lässt den Schluss zu, dass es hierbei zu Wechselwirkungen und Interferenzen kommen kann, welche die derzeit diskutierte Kritik am marktbasieren Netzengpassmanagement motiviert. Dies wird im folgenden Kapitel beschrieben.

Die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität bringen die Problematik von Wechselwirkungen und Interferenzen mit sich.

2.3.1 Problem des strategischen Gebotsverhaltens bei marktbezogenen Ansätzen im Netzengpassmanagement

Nachfolgend wird zunächst auf das strategische Gebotsverhalten bei marktbasierem Redispatch¹² näher eingegangen. Anschließend werden in Kapitel 2.3.2 prinzipielle Lösungsoptionen zur Berücksichtigung von strategischem Gebotsverhalten beschrieben.



Strategisches Gebotsverhalten kann in Form von Marktmacht oder durch das Ausnutzen von Marktdesigninkonsistenzen (im sogenannten Increase-Decrease-Game) auftreten.

Abbildung 2-8: Differenzierung des Begriffs „Strategisches Gebotsverhalten“ in die zugrundeliegende zwei Probleme und Zuordnung möglicher Lösungsansätze

Stand der wissenschaftlichen Diskussion zu marktbasierem Redispatch

In jedem Strommarktdesign muss neben der zeitlichen Koordination von Erzeugung und Verbrauch auch deren lokale Verortung, verbunden mit der vorhandenen Netzinfrastruktur, Beachtung finden. Die zwei grundsätzlichen Ausprägungen hierfür sind:

- Ein zonaler Strommarkt gleicht zunächst Erzeugung und Verbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt aus. Handelsbedingt entstandene Netzengpässe werden im Anschluss durch Anpassung des Anlageneinsatzes (Redispatch) auf regulatorischer Basis gelöst. Auf eine marktliche Beachtung von Netzrestriktionen wird somit zugunsten eines großen, liquiden Marktgebiets mit langfristig stabilen Preissignalen verzichtet.
- Ein nodaler Strommarkt berücksichtigt die Netzrestriktionen zusammen mit dem zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und führt somit zu regional unterschiedlichen Preisen (Local Marginal Prices, LMP). Zugunsten eines engpassfreien Anlageneinsatzes werden weniger stabile Preissignale akzeptiert, die zusätzliche Maßnahmen für Investitionsanreize erforderlich machen.

Beim zonalen Strommarkt werden Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen und dann handelsbedingte Netzengpässe regulatorisch gelöst.

Beim nodalen Strommarkt werden Netzrestriktionen berücksichtigt was zu regional unterschiedlichen Preisen führt.

In der Vergangenheit haben einige Länder eine Zwischenlösung implementiert, die einen zonalen Strommarkt mit einem rein marktbasierem Ansatz zur Behebung auftretender Engpässe verbindet. In einigen dieser Märkte konnte ein systematisches strategisches Gebotsverhalten beobachtet werden, welches in einzelnen Fällen ein Marktversagen zur Folge hatte. Die prominentesten Beispiele hier sind die Strommärkte in den USA, insbesondere Kalifornien (vgl. /UC-01 02/ /SU-02 06/), und im Vereinigten Königreich zwischen England und Schottland (vgl. /LECG-01 10/). In beiden Fällen wurde das zugrundeliegende System angepasst, um strategisches Bieten einzudämmen. Während in Kalifornien ein nodales System eingeführt wurde /ALAY-01 04/, setzt das Vereinigte Königreich auf eine deutliche stärkere Regulierung /EBR-04 19/.

¹² Im Zusammenhang mit marktbasierem Redispatch existiert kein einheitliches Wording. Oftmals werden Flexibilitätsmarkt, Redispatchmarkt, Flexibilitätsplattform, marktbasieretes Netzengpassmanagement synonym verwendet. Im Folgenden verwenden wir Redispatchmarkt bzw. marktbasieretes Redispatch für die Diskussion der allgemeinen Problemstellung. In Bezug auf das C/sells-Konzept sprechen wir von der C/sells FlexPlattform.

In nodalen Systemen ist die Problematik der engpassfreien Einsatzplanung zwar gelöst, jedoch verstärken sich hier insbesondere Marktmachtprobleme. Diese lassen sich durch verschiedene Maßnahmen eindämmen und sind in der Literatur ausführlich dokumentiert (vgl. /IEEE-03 16/ sowie /APE-01 08/ und /UOT-01 13/).

Die möglichen Probleme, die durch ein rein marktbasierendes Redispatch in einem zonalen Strommarkt auftreten können, sind in der akademischen Literatur ebenfalls erfasst (für einen Überblick siehe bspw. /IAEE-01 15/). Auf deren Untersuchung bauen mehrere aktuelle Studien auf (siehe bspw. /BMW-09 18/ und /HIRT-01 19/), die einen rein marktbasierenden Redispatch auf der Ebene des Übertragungsnetzes im Vergleich zum heutigen regulierten Redispatch-Prozess diskutieren. Sie empfehlen nicht auf ein derartiges Konzept zurückzugreifen. In /NEO-01 19/ werden Empfehlungen aus den Ergebnissen einer einfachen Modellierung des strukturellen „Nord-Süd-Engpasses“ in Deutschland abgeleitet, an der sie die Problematik des als „Increase-Decrease-Game“ bezeichneten strategischen Gebotsverhaltens veranschaulicht. Dieses wird im Folgenden detailliert beschrieben. Im Anschluss wird auf das Problem von Marktmacht eingegangen.

Problem 1: Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz (Increase-Decrease-Game)

Im Kern beinhaltet das Increase-Decrease-Game eine Ausnutzung der durch einen Redispatchmarkt entstehenden Marktdesigninkonsistenz im Stromhandelssystem. Die nachträgliche Bepreisung von entstehenden Engpässen führt systemtheoretisch zu denselben netzknottenscharfen Preisen, die sich bei einem nodalen Marktansatz einstellen würden. Unter der Annahme, dass alle beteiligten Akteure dem rationalen Kalkül folgend die Marktdesigninkonsistenz ausnutzen, stellen sich somit automatisch nodale Preise ein, was jedoch ohne zusätzlich notwendige tiefgreifende Anpassungen im Marktdesign¹³ zu einer hohen Ineffizienz führt.

Beim Increase-Decrease-Game werden Inkonsistenzen im Marktdesign ausgenutzt und durch die Kenntnis von Preisdifferenzen ein unerwünschtes Gebotsverhalten erzeugt.

Das rationale Kalkül ist dabei folgendermaßen begründet: der Redispatchmarkt stellt einen jeweils lokal begrenzten Sekundärmarkt zum Stromhandel auf den Termin- und Spotmärkten dar. Marktteilnehmer berücksichtigen diese Opportunitäten bei ihrer Angebotsabgabe. Die Voraussetzung dafür ist, dass Engpasssituationen antizipiert und Spotmarktpreise sowie nodale Redispatchmarktpreise prognostiziert werden können. Das Wissen über die Preisdifferenzen bildet die Grundlage für verschiedene Ausprägungen unerwünschten Gebotsverhaltens. Diese lassen sich am Beispiel einer Erzeugungsanlage illustrieren¹⁴:

- Werden am Redispatchmarkt höhere Erlöse als am Spotmarkt erwartet, wird ein entsprechend hohes Angebot abgegeben, wodurch faktisch Erzeugung am Spotmarkt zurückgehalten wird.
- Werden am Redispatchmarkt niedrigere Preise als am Spotmarkt erwartet, wird mehr Erzeugung am Spotmarkt verkauft (zum höheren Preis), um diese Energie später am Redispatchmarkt zurückzukaufen.

Die Marktdesigninkonsistenz kann, wenn entsprechende Kenntnisse über Engpässe und Preise vorliegen und eine rationale Entscheidung der anderen Akteure zu erwarten ist, von jedem

¹³ Anpassungen im Marktdesign betreffen insbesondere die Integration der regionalen Komponente in die bestehenden Elektrizitätsmärkte für einen einstufigen, zeitlich-regionalen Ausgleich. Des Weiteren müssen Elemente für den Umgang mit verstärkt auftretenden Knappheitssituationen (Marktmacht) und die Risikoabsicherung (z.B. „Transmission Rights“) vorgesehen werden (vgl. /IEEE-03 16/, /APE-01 08/ und /UOT-01 13/).

¹⁴ Ein detailliertes Beispiel ist /NEO-01 19/ sowie den detaillierten Beschreibungen der Fallbeispiele in Kapitel 4.3 zu entnehmen.

Akteur unabhängig ausgenutzt werden. Das Problem liegt daher grundsätzlich unabhängig von Marktmacht vor.

Die beschriebenen theoretischen Überlegungen basieren auf einigen wesentlichen Annahmen, die nachfolgend aufgeführt werden und deren Adressierung bei einer Vermeidung von unerwünschtem strategischem Gebotsverhalten relevant ist:

- Der regulierte Redispatch wird vollständig ersetzt.
- Der marktbasierete Redispatch ist technologieoffen (und wird insbesondere auch durch die Erzeugungseite bedient).
- Der marktbasierete Redispatch umfasst eine vollständig freie Preisbildung.
- Die Teilnahme am marktbasiereten Redispatch ist freiwillig.
- Es herrscht vollständige Informationstransparenz.
- Alle Akteure verhalten sich ökonomisch rational.

Aus den dargestellten Überlegungen werden in /HIRT-01 19/ drastische negative Konsequenzen bei Einführung eines reinen marktbasiereten Redispatch abgeleitet: Bei einem systematischen Verhalten wird in erster Linie der Spotmarkt geschwächt, da der Redispatch-Markt de facto zum Leitmarkt wird. Außerdem erhöhen sich der Bedarf an Flexibilität und die Kosten für Engpassmanagement signifikant. Zudem können Marktteilnehmer sogenannte Windfall-Profits¹⁵ realisieren. Da der Spotmarkt nicht mehr als Bezugsbasis für Terminmärkte gilt, werden zudem falsche Investitionsanreize gesetzt.

Problem 2: Ausübung von Marktmacht

Im Allgemeinen ist die Liquidität auf Redispatchmärkten immer geringer als auf dem zonalen Spotmarkt, da die räumliche Verortung aufgrund der damit verbundenen netztechnischen Sensitivität einen wesentlichen Einfluss bei der Behebung des Engpasses hat. Dies führt im Allgemeinen dazu, dass es Flexibilitätsanbieter gibt, die einen deutlich größeren Einfluss auf einen Engpass haben als andere. Im Extremfall hat nur ein Anbieter überhaupt einen signifikanten Einfluss auf den Engpass. Wenn einzelne Anbieter die Möglichkeit haben das (lokale) Marktergebnis in ihrem Sinne zu beeinflussen, also pivotal sind, liegt strukturelle Marktmacht vor, welche sich in einer potenziell immer vorliegenden Knappheitssituation begründet. Wird diese Marktmacht ausgeübt, entstehen Preise zur Lösung eines Engpasses, die über den sich im Wettbewerb ergebenden nodalen Preisen liegen.

Strukturelle Marktmacht liegt vor, wenn ein einzelner Anbieter einen signifikanten Einfluss auf den Netzengpass hat.

Marktmacht kann im Kontext von marktbasieretem Redispatch durch folgende Faktoren begründet sein:

- Es besteht Eigentumskonzentration der verfügbaren Flexibilität (z. B. bei großen Einzelanlagen oder dominierenden Aggregatoren 16).
- Das verfügbare Angebot ist begrenzt (z. B. durch geringe Flexibilitätspotenziale im Marktgebiet bzw. niedrige Beteiligungsquoten, technische Einschränkungen oder begrenztes Marktgebiet) und es besteht eine Spitzennachfrage nach Flexibilität.

Einordnung der Problematik zum C/sells FlexPlattform-Konzept

¹⁵ „Zufallsgewinn; [...] Nicht durch Leistungsabgabe, sondern durch eine Veränderung der Marktlage entsteht ein plötzlicher Vermögenszuwachs.“ /GAB-01 20/

¹⁶ Aggregatoren sind im C/sells FlexPlattform-Konzept grundsätzlich erwünscht, um die kleinteiligen Flexibilitätsoptionen zu bündeln und auf der FlexPlattform anzubieten. Sie treten dann ähnlich der Regelleistungsvermarktung als EIV auf. Der Netzanschlusspunkt jeder einzelnen Anlage muss dabei angegeben werden, um Netzbetreibern die Ermittlung der netztechnischen Wirksamkeit zu ermöglichen. Im Produktdesign können jedoch bei Angebot eines Anlagenpools Nebenbedingungen zur Teilbarkeit des Pools berücksichtigt werden.

Ein zonaler Strommarkt mit nachgelagertem Netzengpassmanagement bringt eine Inkonsistenz im Marktdesign mit sich, da der auf dem Sportmarkt ermittelte Preis lediglich den zeitlichen Ausgleich beinhaltet. Im nachträglich auf regulatorischer Basis erfolgenden lokalen Ausgleich besteht zwischen Anlagenbetreiber und Regulator zwangsläufig ein Spielraum bei den Kosten, die durch den Eingriff in den Anlageneinsatz verursacht wurden und somit zu erstatten sind. Dieser Spielraum entsteht durch eine schlechtere Informationsbasis des Regulators im Vergleich zum Anlagenbetreiber bezüglich dessen Angebotsstrategie und tatsächlichen Kosten ("Informationsasymmetrie"). Dies tritt prinzipiell bereits im heutigen System auf, wird jedoch durch verschiedene Maßnahmen, insbesondere einer regulatorischen Kostenkontrolle, reduziert.

Die Integration weiterer Anlagen in das heutige Netzengpassmanagement ist zwar aus Sicht der Kosteneffizienz insgesamt wünschenswert, wird aufgrund von zusätzlichen Informationsdefiziten auf Seiten des Regulierers und einer noch aufwendigeren Kostenkontrolle erschwert, wenn nicht unwirtschaftlich. Daher kann das Konzept der C/sells FlexPlattform eine Möglichkeit sein, derzeit nicht zum Netzengpassmanagement zugelassene Anlagen zu integrieren. Jedoch muss auch bei der Ausgestaltung dieses Konzeptes das Problem einer möglichen Ausnutzung von Marktdesigninkonsistenz berücksichtigt werden. Zusätzlich kann es zur Ausprägung struktureller Marktmacht kommen, wenn für einzelne Engpässe nicht genügend Flexibilitätsangebote auf der FlexPlattform existieren.

FlexPlattformen sind grundsätzlich anfällig für die Ausübung von Marktmacht und die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz.

Die beiden Ausprägungen von unerwünschtem strategischen Gebotsverhalten gelten somit grundsätzlich für die FlexPlattform genauso wie für den marktbasieren Redispatch. Allerdings ist das Zutreffen der zugrundeliegenden Annahmen und damit deren Relevanz von unterschiedlichen Faktoren abhängig:

- Das Marktmachtpotenzial schrumpft, wie bereits beschrieben, bei einer Erhöhung der Liquidität durch eine Vielzahl an Anbietern. Das Problem wird also potenziell auf niedrigen Spannungsebenen ausgeprägter sein als im Übertragungsnetz.
- Um das inkonsistente Marktdesign auszunutzen, muss Kenntnis über Engpasssituationen und nodale Preise vorliegen. Der Aufwand diese Kenntnis zu erlangen hängt beispielsweise von der Netzstruktur sowie der Anzahl der beteiligten Akteure ab. Grundsätzlich kann für jedes Netzgebiet ein entsprechendes Prognosemodell implementiert werden, wenn der Markt nur lange und detailliert genug beobachtet wird. Ob dieser Aufwand im Einzelfall gerechtfertigt ist, muss als betriebswirtschaftliche Entscheidung bewertet werden.

Aus den potenziellen negativen Konsequenzen wird in /HIRT-0119/ die Empfehlung abgeleitet, dass auf marktbasierter Redispatch in der dargestellten Form verzichtet werden sollte. Das C/sells FlexPlattform-Konzept beinhaltet jedoch keinen rein marktbasieren Redispatch, sondern baut auf den vorhandenen Prozessen auf und strebt deren Verbesserung an. Es beinhaltet einen großen Gestaltungsraum an Maßnahmen des Markt- und Produktdesigns, welche die Möglichkeit bieten, die beiden Problemstellungen des strategischen Gebotsverhaltens einzudämmen. Im Folgenden werden diese Maßnahmen näher beleuchtet.

2.3.2 Prinzipielle Lösungsoptionen für strategisches Gebotsverhalten

Da sowohl „Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz“ als auch „Ausübung von Marktmacht“ zu unerwünschten Marktergebnissen führen, muss das Ziel eines Markt- und Produktdesigns sein, beide Phänomene gleichermaßen einzudämmen. Wir stellen daher zunächst mögliche

Monitoring mit Pönalisierung, langfristige Verträge und Preisober- bzw. -untergrenzen können die Wahrscheinlichkeit von strategischem Gebotsverhalten 44 reduzieren.

Einzelmaßnahmen dar und diskutieren anschließend deren Zusammenwirken. Die Maßnahmen können dabei in folgender Weise eingeordnet werden:

- Maßnahmen, die Anreize für strategisches Gebotsverhalten reduzieren, indem sie beispielsweise das finanzielle Risiko strategischer Gebote erhöhen:
 - Monitoring und Pönalisierung von unerwünschtem Verhalten
 - Langfristige leistungsorientierte Kontrakte
- Maßnahmen, die die Folgen von strategischem Gebotsverhalten eingrenzen:
 - Preisgrenzen (Preisobergrenze sowie Preisuntergrenze)

Monitoring und Pönalisierung

In historisch problembehafteten Energiemärkten wie beispielsweise in Texas wurden Monitoringsysteme etabliert, um insbesondere ausgeübte Marktmacht zu identifizieren und zu pönalisieren (vgl. /APE-01 08/ und /UOT-01 13/). Dieser Ansatz wird beispielsweise im SINTEG-Projekt „enera“ aufgegriffen und um ein Monitoring des Ausnutzens der Marktdesigninkonsistenz erweitert /UDE-01 20/. Anbieter reichen ihren initialen Fahrplan ein und dürfen ihn bei absehbaren Fahrplanabweichungen weiterhin anpassen. Wird durch statistische Auswertungen eine systematische Abweichung im Sinne des strategischen Bietens festgestellt, kann der Anbieter pönalisiert werden. Damit eine Pönalisierung Wirksamkeit entfalten kann, muss der Sachverhalt des strategischen Bietens in den Marktregeln beschrieben und unter Strafe gestellt werden /HÖC-01 19/, /UOC-01 19/. In Großbritannien wurde beispielsweise eine Strafe von bis zu 10 % des Jahresumsatzes des jeweiligen Unternehmens eingeführt, womit das strategische Gebotsverhalten eingegrenzt werden konnte /EBR-04 19/.

Die genannten Beispiele zeigen, dass Monitoring und Pönalisierung gängige Maßnahmen zur Eindämmung von unerwünschtem strategischen Gebotsverhalten sind. Für essentielle Plattform-Funktionen, wie einem transparenten Settlement (Abrechnung und Dokumentation der Transaktionen), werden in jedem Fall Daten über die Marktaktivitäten der Teilnehmer sowie den erfolgten Anlageneinsatz benötigt. Diese können zusätzlich zur Identifikation jeglichen unerwünschten Verhaltens verwendet werden. Ein entsprechendes Monitoringsystem wird daher als obligatorischer Bestandteil einer massenfähigen FlexPlattform gesehen. Basierend auf den erhobenen Daten über die Plattformaktivitäten können Kennzahlen und Algorithmen implementiert werden, die

- strukturelle Marktmacht,
- ausgeübte Marktmacht und
- strategische Gebote zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz

identifizieren. Je nach identifiziertem Problem können dann entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Bei Marktmacht kann auf etablierte Methoden¹⁷ zurückgegriffen werden. Die Eindämmung der Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz gestaltet sich entsprechend schwieriger. In jedem Fall müssen exakte Regeln, welches Verhalten als unerwünscht und damit pönalisierbar gilt, sowie Strafen definiert werden (Strafzahlungen, Marktausschluss etc.). Für die Anbieter verringert sich mit dem Risiko von Strafzahlungen der Anreiz für strategisches Bieten. Darüber hinaus kann das Design der

Ein Monitoringsystem ist fester Bestandteil einer massenfähigen FlexPlattform.

¹⁷ Beispiele stellen einfache Methoden zur Identifikation potentieller Situationen mit Marktmacht dar, wie der „Residual Supply Index (RSI)“ oder aufwändigere wie das „Texas-two-step“-Modell, bei dem bei vorliegender Marktmacht die freie Preisbildung aufgehoben und ein reguliertes Referenzgebot eingesetzt wird (vgl. /IEEE-03 16/).

Flexibilitätsprodukte auf die vorliegende Situation angepasst werden, um das Ausnutzen von Marktdesigninkonsistenzen zu verhindern (siehe nächster Abschnitt).¹⁸

Über das Markt- und Produktdesign werden Anreize gesetzt und ein bestimmtes Akteursverhalten angestrebt. Ein detailliertes Monitoringsystem muss daher immer in Abhängigkeit des Markt- und Produktdesigns der FlexPlattform definiert werden. Da Analysen zu den Auswirkungen unterschiedlicher Produktdesigns ein Hauptbestandteil in C/sells ist, wurde in einem ersten Schritt auf die Ausgestaltung eines Monitoringsystems verzichtet. Ein Monitoring der Pilotplattformen würde darüber hinaus auch keinen Rückschluss auf das Auftreten von strategischem Gebotsverhalten im Allgemeinen zulassen, da der Teilnehmerkreis zu gering ist und der Testcharakter der Pilotplattformen stets bestehen bleibt.

Langfristige leistungsorientierte Produkte

Langfristige leistungsorientierte Produkte (auch als Langzeitkontrahierung bezeichnet) zeichnen sich im Kontext des strategischen Gebotsverhalten zum einen durch die Produkteigenschaft aus, dass die Zeitscheibe des gehandelten Produktes sich über einen längeren Zeitraum als das eigentliche Abrufinkrement erstreckt. Eine Leistung muss über diesen vorgehalten werden und wird im Bedarfsfall abgerufen. Zum anderen wird insbesondere die Vorhaltung von Leistung (hier Flexibilität) und nicht zwangsläufig deren Abruf vergütet.

Durch die Langzeitkontrahierung enthält der Kontrakt in der Regel sowohl Zeiträume mit als auch ohne Engpässe. Dadurch wird der direkte Vergleich mit den Spotmarktpreisen und somit die Bewertung der Marktopportunitäten erschwert. Wenn der Kontrahierungszeitraum den Prognosehorizont zur Vorhersage von Netzengpässen übersteigt, wird dieser Effekt verstärkt.

Neben der Länge des Kontraktes kann insbesondere die Ausgestaltung der Vergütung genutzt werden, um unerwünschtes strategisches Gebotsverhalten einzuschränken. Leistungspreise, bei denen vor allem die Vorhaltung von Flexibilität vergütet wird, erscheinen hier vielversprechend. Diese können durch Arbeitspreise ergänzt werden, die die tatsächlichen Abrufkosten berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass die Abrufkosten aus Anbietersicht durchaus negativ sein können, wenn bereits ein Vorteil durch die nutzbare Energiemenge bei einem Flexibilitätsabruf entsteht. Die Preiskomponenten können als Marktpreise ermittelt werden oder in Form regulierter oder pauschaler Preise Vertragsbestandteile sein¹⁹.

Im Idealfall besteht durch die Gestaltung des Langzeitvertrags kein Anreiz einen Abruf von Flexibilität herbeizuführen (also die Inkonsistenz des Marktdesigns auszunutzen). Langfristige leistungsorientierte Produkte verringern somit den Anreiz, insbesondere zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz, indem sie die direkte Opportunität zwischen Spotmarkt und Redispatchmarkt auflösen.

Neben diesem Vorteil stellt sich die Ausgestaltung langfristiger leistungsorientierter Produkte im Detail als nicht trivial dar, da die Anzahl der Ausgestaltungsmöglichkeiten für diese Produkte immer noch sehr groß ist. Bei der Ausgestaltung müssen sowohl die Anforderungen der Flexibilitätsnachfrageseite, also der Netzbetreiber, als auch der Flexibilitätsangebotsseite durch Ausnutzen des Gestaltungsspielraums beim Produktdesign berücksichtigt werden.

Bei Langzeitverträgen wird die Vorhaltung der Leistung vergütet und nicht zwingend auch die einzelnen Abrufe. Damit besteht kein Anreiz den Abruf herbeizuführen

¹⁸ Im Extremfall kann sogar das Strommarktdesign insgesamt angepasst werden, wie historische Beispiele zeigen. Dieser Fall kann im Allgemeinen durch andere Maßnahmen zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten vermieden werden. Je komplexer jedoch das Design der FlexPlattform und dessen Regulierung, desto mehr könnte eine Debatte über das Systemdesign an Relevanz gewinnen.

¹⁹ Aufwand entsteht hierbei sowohl bei der anlagen- und informationstechnisch anspruchsvollen Gewährleistung einer hohen Verfügbarkeit, als auch durch Opportunitätskosten, da alternative Einsatzmöglichkeiten ausgeschlossen werden.

Tabelle 2-4 fasst die besonders relevanten Produktausgestaltungsmerkmale in Abhängigkeit zur Position der Flexibilität zum Engpass zusammen und nennt beispielhaft Flexibilitätsoptionen.

Tabelle 2-4: Beispielhafte Ausprägung von Langzeitkontrakten

Position zum Engpass	Produktausgestaltung			Beispiele für Aktivierung im Bedarfsfall
	Bezeichnung	Vorhaltung	Parameter (insb. Vergütung)	
(potenzielle) Überschussregion/ „vor dem Engpass“	„Zugeschaltete Last“	unbedingt ²⁰	Leistungspreis (z.B. bei Kleinanlagen pauschal)	P2X-Anlage wird aktiviert
		bedingt oder stochastisch	ggf. Arbeitspreis für Abruf (z.B. auch negativ)	Wärmepumpenpool wird zugeschalten
(potenzielle) Mangelregion/ „hinter dem Engpass“	„Abgeschaltete Last“	unbedingt	Nebenbedingungen für Verfügbarkeit, Anzahl Abrufe, etc.	Industrie-/GHD: Prozessunterbrechung
		bedingt oder stochastisch		Wärmepumpenpool wird abgeschaltet

Die Anforderungen an die Verfügbarkeiten der Flexibilität bestimmen, wie aufwändig deren Vorhaltung ist. Beispielweise kann eine unbedingte Vorhaltung, besonders über einen langen Zeitraum, sehr aufwändig für die Anbieterseite und damit teuer sein. Außerdem ist zu beachten, dass individuelle Preiskalkulationen, die auf Anbieterseite über die Teilnahme an solchen Verträgen entscheiden, bei längeren Bezugszeiträumen auch anspruchsvoller werden. Eine bedingte Vorhaltung kann hingegen die anbieterseitigen Hürden verringern, verschlechtert aber auch die Planbarkeit für die Netzbetreiber. Zudem ist bei stochastisch verfügbarer Flexibilität (z. B. aufgrund der Witterung) gegebenenfalls eine externe Prognose der Verfügbarkeit notwendig. Der genaue Vertragszeitraum, also die Zeitscheibe des Produktes, bestimmt die Dauer der Vorhaltung. Dieser kann eine oder wenige Stunden beinhalten, sich aber auch auf Monate oder ein Jahr beziehen. Ein kürzerer Zeitraum ist dabei grundsätzlich anfälliger für die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz, ein längerer Zeitraum kann hingegen die bedarfsgerechte Kontrahierung von Flexibilität erschweren. Letzteres führt beispielsweise zur Bildung von Redundanzen bei der Vorhaltung und zu geringerem Potential aufgrund längerer Zeiträume mit dadurch schwierigerer Verfügbarkeitsprognose. Anbieterseitige Nebenbedingungen, wie zum Beispiel maximale Anzahl oder Dauer von Abrufen, können Eintrittsbarrieren senken. Diese müssen auf Seiten des Netzbetreibers als Flexibilitätsnachfrager entsprechend berücksichtigt werden. Unter Umständen müssen für unterschiedliche Situationen und Akteursgruppen unterschiedliche Langzeitverträge implementiert werden.

Die Anforderungen des Produktdesigns von Langzeitverträgen sind komplex und können zu großem Aufwand führen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass langfristige leistungsorientierte Produkte dazu geeignet sind, den Anreiz für die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz deutlich zu reduzieren, wenn kein Vorteil durch den einzelnen Abruf der Flexibilität besteht. Dadurch wird

²⁰ „Unbedingte“ Verfügbarkeit bedeutet in diesem Kontext, dass keine Einschränkungen seitens des Flexibilitätsanbieters angegeben werden können. Bei „bedingter“ Verfügbarkeit werden Einschränkungen zur Verfügbarkeit gemeldet oder diese als „stochastisch“, also mit einer durchschnittlichen Verfügbarkeit, angegeben.

der kurzfristige Dispatch nicht von strategischen Geboten beeinträchtigt. Die detaillierte Ausgestaltung solcher Produkte bedarf jedoch der Abwägung unterschiedlicher Anforderungen. In diesem Zusammenhang ist auch die genaue Ausgestaltung des Beschaffungsprozesses für langzeitkontrahierte Flexibilität offen. Für den Beschaffungsprozess ist eine Manipulation der Bedarfsanalyse²¹ grundsätzlich denkbar. Daher sollten insbesondere die Höhe der zu beschaffenden Leistung und die zeitliche Organisation der Beschaffung besonders bedacht werden.

Preisgrenzen

Die Einführung von Preisgrenzen ist ein bekannter Ansatz zur Eingrenzung der Auswirkung von Marktmacht. Sie können auch gegen strategisches Bieten auf der FlexPlattform eingesetzt werden. Durch Preisobergrenzen wird dabei verhindert, dass Flexibilität beliebig teuer verkauft wird. Preisuntergrenzen können einen Mindestpreis festsetzen, zu dem flexible Verbraucher Energie beziehen können. Diese Preisuntergrenze kann dabei auch negativ sein, d.h. ein Verbraucher müsste beispielweise die Energie mit einem Mindestpreis bezahlen.

Aufgrund des gewählten „hybriden Ansatzes“ können die regulierten Kosten des bestehenden Netzengpassmanagements als implizite Preisgrenzen im C/sells FlexPlattform-Konzept betrachtet werden. Übersteigen die Kosten des marktbezogenen Flexibilitätseinsatzes der FlexPlattform die Kosten der alternativen Optionen, wird der Netzengpass durch die bestehenden Maßnahmen gelöst.

Regulierte Kosten des Redispatch können als Preisgrenzen für marktbezogene Flexibilitätseinsätze wirken.

Preisgrenzen sind geeignet, um den Gewinn aus unerwünschten Verhalten zu verringern und begrenzen somit den Anreiz zu strategischem Gebotsverhalten. Allerdings verringern sie nicht den Anreiz zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz an sich. Bei Kenntnis über Engpässe und Fähigkeit zur Prognose von entsprechenden Preisen ist es weiterhin möglich unerwünschte Gewinne zu erzielen.

Die Definition einer stets angemessenen Preisgrenze ist darüber hinaus nicht möglich, da eine Motivation für marktbezogene Mechanismen die Unkenntnis über die Kostenstruktur der Anbieter ist, diese jedoch zur Definition erforderlich wäre (vgl. kostenbasierter Redispatch). Preisgrenzen sind somit zur Begrenzung der Auswirkungen von Situationen mit mangelndem Wettbewerb geeignet, sollten jedoch in Verbindung mit einem konsequenten Monitoring genutzt werden, um Rückschlüsse auf die Effizienz des Markt- und Produktdesigns ziehen zu können.

Zusammenfassung - Einsatz der Maßnahmen

Zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten stehen somit verschiedene Maßnahmen zur Verfügung. Ein zielgerichtetes Produktdesign kann Anreize für das Ausnutzen der Marktdesigninkonsistenz vermindern. Zudem gibt es etablierte Ansätze wie Preisgrenzen, die zur Eindämmung von Auswirkungen von lokaler Marktmacht, genutzt werden können. Beide Ansätze können auch bei der FlexPlattform zum Einsatz kommen.

In jedem Fall ist die Einführung eines sinnvollen Monitoringsystems empfehlenswert, um unerwünschtes Marktverhalten identifizieren zu können. Darauf aufbauend können einerseits Gegenmaßnahmen eingeführt bzw. angepasst werden. Zudem können mit einem

²¹ Anders als das in Kapitel 3 beschriebene strategische Gebotsverhalten, das sich auf den kurzfristigen Dispatch auswirkt, müsste längerfristig ein Bedarf an Flexibilität suggeriert werden. Dies wäre beispielsweise durch ein besonders intensives (hohes oder niedriges) Verbrauchsverhalten über einen gewissen Zeitraum möglich. In diesem Zeitraum werden dann jedoch ggf. Kosten verursacht, deren Rückerstattung nicht systematisch bedingt ist, also im Risiko des Verursachers liegt.

entsprechenden Regelwerk und angedrohter Pönalisierung das Risiko für strategisches Gebotsverhalten gesteigert und damit die Anreize gesenkt werden. Letztendlich bleibt das Bietverhalten der Akteure eine individuelle, ökonomische Entscheidung, die immer den Nutzen einem Risiko gegenüberstellt.

Die Ausgestaltung der vorgestellten Maßnahmen bieten einen relativ großen Spielraum. Diesen gilt es bei der Implementierung einer FlexPlattform sinnvoll zu berücksichtigen. Gegebenenfalls ist ein iterativer Prozess notwendig, um zu einem Plattformdesign zu gelangen, welches nur minimale Möglichkeiten zu strategischem Gebotsverhalten bietet.

Um minimale Möglichkeiten für strategisches Bietverhalten auf FlexPlattformen zu erhalten, könnte ein iterativer Prozess notwendig sein.

2.4 Grobentwurf des C/sells-FlexPlattform-Konzeptes

Die Überlegungen aus den vorangehenden Kapiteln werden im Folgenden in einem ersten Entwurf des C/sells FlexPlattform-Konzeptes vereint. Zunächst werden die grundlegenden Elemente und Akteure in einem Bild vereinigt, was die Grundlage für die spätere Prozessbeschreibung in Kapitel 4 darstellt. Abschließend werden die erwarteten Mehrwerte der FlexPlattform, welche die Motivation für die detaillierte Ausgestaltung darstellen, nochmals zusammengefasst.

2.4.1 Grundlegende Elemente und Akteure

Abbildung 2-9 zeigt schematisch die grundlegenden Elemente des C/sells-FlexPlattform-Konzeptes (hellgrüne Boxen) auf. Die Entwicklung eines zusätzlichen Marktes für Netzdienstleistungen als Vermittlungsmechanismus für Flexibilität erfolgt hierbei unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Märkte in Form der Spot- und Regelleistungsmärkte (graue Boxen).

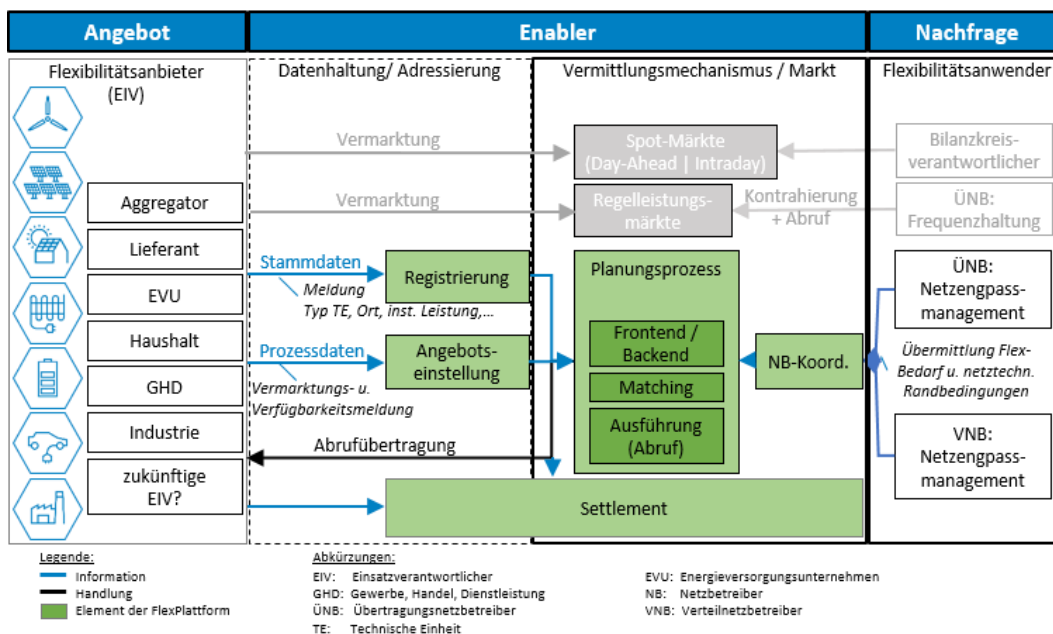


Abbildung 2-9: Schematische Darstellung der Elemente und Akteure im C/sells-FlexPlattform-Konzept

Auf der linken Seite der Abbildung 2-9 ist die Angebotsseite dargestellt, die potentiell für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität zur Verfügung steht. Bei der Nachfrageseite rechts und den Vermittlungsmechanismen (Enabler) in der Mitte sind neben dem Netzengpassmanagement und dem zugehörigen geplanten Vermittlungsmechanismus, der

Netzdienliche Flexibilität steht als Angebot zur Verfügung, auf der Nachfrageseite steht das Netzengpassmanagement der Netzbetreiber. Die FlexPlattform fungiert mit dem Mechanismus als enabler zwischen Angebot und Nachfrage

FlexPlattform, auch die aktuell bestehenden Anwendungen und Märkte in hellgrau aufgeführt. Diese sind nicht Teil des FlexPlattform-Konzeptes. Sie beeinflussen jedoch das verfügbare Flexibilitätsangebot, da sie opportune Vermarktungsoptionen für Flexibilität darstellen und werden deshalb zur Vollständigkeit mit aufgeführt.

Das FlexPlattform-Konzept lässt sich in fünf übergeordnete Elemente unterteilen. Das erste Element umfasst die Registrierung von TE, für die der Einsatzverantwortliche (EIV) plant, zukünftig netzdienliche Flexibilität bereitzustellen. Die TE werden hierbei hinsichtlich ihrer netztechnischen Wirksamkeit durch die Netzbetreiber, in deren Netzgebiet sie sich jeweils befinden (Anschlussnetzbetreiber und überlagerte Netzbetreiber), verortet. Nach Abschluss der Registrierung können entsprechend der Anlagenverfügbarkeiten Gebote durch den Einsatzverantwortlichen auf der FlexPlattform eingestellt werden (zweites Element). Bedarfsseitig wird Input durch die Netzbetreiber auf der FlexPlattform eingestellt, die mittels Netzzustandsprognosen und Sensitivitätsanalysen ihren Flexibilitätsbedarf sowie potentielle Einschränkungen für den Abruf von TE in ihrem Netzgebiet ermitteln und koordinieren. Dieser Koordinationsprozess der Netzbetreiber stellt das dritte Element dar.

Der Planungsprozess als viertes Element beinhaltet neben einer Benutzerschnittstelle zur Dateneingabe und zur Visualisierung von verfügbaren Flexibilitätsangeboten (Frontend), der Datenverarbeitung (Backend) insbesondere das Zusammenführen (Matching) von Angebot und Bedarf zur Behebung von Netzengpasssituationen, den energetischen Ausgleich und die Ausführung eines Flexibilitätsabrufs im Bedarfsfall.

Nachdem der Abruf entsprechend der Auswahl der TE übertragen wurde und damit abgeschlossen ist, umfasst das anschließende fünfte Element der FlexPlattform (Settlement) die dem Abruf nachgelagerten Funktionen. Dazu zählen der Nachweis zur Erbringung der angeforderten Flexibilität, die Abrechnung, der bilanzielle Ausgleich und die Erfüllung der Dokumentationspflichten, mit denen der FlexPlattform-Prozess abgeschlossen ist.

Grobes FlexPlattform-Konzept:

1. Registrierung der TE
2. Einstellen von Geboten
3. Koordinationsprozess der Netzbetreiber (Nachfrage)
4. Planungsprozess mit Matching, energetischem Ausgleich

2.4.2 Beitrag zur Verbesserung des Netzengpassmanagements

Die vorangegangenen Kapitel zeigen, dass der Ansatz der Flex-Plattformen grundsätzlich sinnvoll ist und daher auch bereits in verschiedenen Pilotprojekten erprobt wird. Allerdings gibt es auch noch offene Probleme insbesondere im Hinblick auf das Gebotsverhalten und die Wechselwirkung mit anderen Anwendungsfällen für Flexibilität, die jedoch aus heutiger Perspektive lösbar erscheinen.

Das beschriebene Konzept, das im Rahmen von C/sells erarbeitet wurde, zeichnet sich dabei insbesondere durch folgende Eigenschaften aus:

- Die FlexPlattform kann unter Berücksichtigung der Anforderungen und bestehende Prozesse ausgestaltet werden.
- Das Konzept berücksichtigt die Perspektive verschiedener Netzebenen und beinhaltet daher auch die Netzbetreiberkoordination insgesamt. Untergelagerte Netzebenen können dadurch für Probleme in übergelagerten Netzebenen eingebunden werden.
- Flexibilität, welche durch aktuelle Mechanismen dem Netzengpassmanagement noch nicht zur Verfügung stehen (lastseitig sowie kleinere Erzeugungsanlagen), kann technologieoffen in die bestehenden Prozesse eingebunden werden.
- Die Planungsprozesse der FlexPlattform beinhalten einen gezielten Einsatz von Flexibilität unter Berücksichtigung der jeweiligen Sensitivität auf das Problem.
- Die neu geschaffene Smart-Meter-Architektur wird grundsätzlich berücksichtigt und kann grundsätzlich auch zur Übertragung von Steuerungssignalen genutzt werden.
- Die Abregelung von EE kann potenziell verringert werden, was den Einspeisevorrang selbiger sichert.

- Verschiedene Flexibilitätsprodukte können auf der FlexPlattform implementiert werden. Dies ermöglicht eine Anpassung des Produktdesigns an wechselnde Anforderungen der Akteure.
- In mehreren Feldversuchen mit unterschiedlichen Ausprägungen des Konzeptes wurde der „proof-of-concept“ erbracht.
- Die FlexPlattform ist grundsätzlich geeignet, das bestehende System der Netzreserve zu ergänzen. Ob eine Reduktion des Umfangs der Netzreserve bei gleichbleibendem Niveau der Versorgungssicherheit möglich ist, muss separat analysiert werden.

3 Anforderungen an das C/sells-FlexPlattform-Konzept

In der Anforderungsanalyse werden die in mehreren Workshops erhobenen Anforderungen an ein zukünftiges Konzept für Netzengpassmanagement dargestellt. Die Koordination von Flexibilitätsnachfrage und -angebot soll hierbei über die FlexPlattform erfolgen.

Im ersten Schritt werden Anforderungen der Flexibilitätsnachfrageseite, also der Übertragungs- und VNB, diskutiert. Ergänzend werden anschließend zusätzliche Anforderungen der Flexibilitätsangebotsseite erfasst. Hieraus werden als relevant erachtete Netzengpasssituationen näher charakterisiert. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung der Anforderungen.

3.1 Anforderungen seitens Netzbetreiber als Flexibilitätsnachfrager

Um den Anforderungen der Nachfrageseite in C/sells gerecht zu werden, wurde zwei Workshops durchgeführt. Während bei ersterem alle Akteure, die potentiell an der Flexibilitätsbereitstellung und deren netzdienlichen Einsatz beteiligt sind, gemeinsam grundlegende Anforderungen an eine FlexPlattform erörterten, zielte der zweite Workshop speziell auf Netzengpassmanagementprozesse von ÜNB und VNB, heutige und zukünftige Herausforderungen beim Netzengpassmanagement und mögliches Weiterentwicklungspotential ab. Dies wurde anschließend mit dem Grobentwurf des FlexPlattform-Konzeptes gespiegelt, um sicherzustellen, dass die entwickelten Plattformen den Ansprüchen, Erwartungen und Prozessen der Praxis gerecht werden. Am zweiten Workshop beteiligten sich die im Projekt vertretenen Netzbetreiber: Bayernwerk AG, DB Energie GmbH, EAM Netz GmbH, LEW Verteilnetze GmbH, NetzeBW GmbH, Stadtwerke Augsburg GmbH, Stadtwerke SchwäbischHall GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Unterstützt wurden diese durch die Forschungsinstitute Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e.V., dem IER Universität Stuttgart und der Universität Kassel. Abbildung 3-1 zeigt Impressionen vom zweiten Workshop.

Die Anforderungen von Seiten der Nachfrager wurden im Rahmen von zwei Workshops mit den im Projekt vertretenen Netzbetreibern ermittelt.



Abbildung 3-1: Impressionen vom zweiten Workshop („Netzbetreiber-Workshop“) zur Erfassung von Anforderungen an das FlexPlattform-Konzept.

Vorab beantworteten die Netzbetreiber im Vorfeld des Workshops einen umfassenden Fragebogen zum Thema Engpassmanagement. Dieser beinhaltete Fragen zu Prozessen, zeitlichem Ablauf, Prognosen, Netzbetreiberkoordination, Informationsaustausch, Entscheidungskriterien sowie Nachweis und Abrechnung. Auch die Ursachen von Netzengpässen, deren Häufigkeit, zukünftig erwartete Entwicklung, Einsatz von Speichern, technischen Anforderungen, Steuerungswege, bilanzieller Ausgleich sowie die Dokumentation und Entschädigungszahlungen wurden im Rahmen des Fragebogens erfasst. Dabei zeigte sich eine deutliche Heterogenität der Antworten zwischen den beteiligten ÜNB und VNB. Im Folgenden werden die Anforderungen beschrieben, die von Seiten der Netzbetreiber an eine FlexPlattform gestellt werden.

Insbesondere die ÜNB betonten, dass sich eine FlexPlattform in die bestehenden Netzbetriebsplanungsprozesse integrieren lässt und die Prozesse auf der Plattform möglichst kompatibel zu bisherigen Prozessen sein muss. Auf Seiten der ÜNB wurde für die Flexibilitätsmeldung ein Format analog zum bestehenden Redispatch-Prozess vorgeschlagen, was eine Flexibilitätsprognose, Bepreisung und Lastgangmessung im 15 Minuten Raster sowie eine Reaktionszeit unter 15 Minuten umfasst.

Die Zuverlässigkeit der Erbringung und damit die Planbarkeit des Flexibilitätseinsatzes wurde als bedeutendes Kriterium von ÜNB und VNB betont. Die Verfügbarkeit sollte dabei möglichst bekannt sein, bevor bestehenden Netzengpassmaßnahmen ergriffen werden, wobei seitens der ÜNB der DACF (Day-Ahead-Congestion-Forecast) als wesentlicher Prozess bei der Netzsicherheitsrechnung betont wurde. Folglich sollte das erste Angebot vor 14.30 Uhr Day-Ahead vorliegen.

Die Planbarkeit des Flexibilitätseinsatzes bildet das wichtigste Kriterium der Netzbetreiber.

Einigkeit unter den Netzbetreibern herrschte, dass eine Grundbedingung für Flexibilitätsoptionen, die in den Prozess miteinbezogen werden, im Netz verortbar sein müssen. Dies bedeutet, dass eine zwar zeitlich veränderliche aber eindeutige Zuordnung zu einem oder mehreren Netzanschluss- und Netzverknüpfungspunkten möglich sein muss, um die Wirksamkeit eines Flexibilitätseinsatzes über alle Netzebenen hinweg bestimmen zu können. Zudem muss der Prozess datenseitig und zeitlich abbildbar sein, was insbesondere Datenaufbereitung, Koordinierung, Aktivierung und Supportfunktionen umfasst. Eine Möglichkeit zur Dokumentation wird ebenfalls betont, da eine hohe Automatisierung, vor allem auf unteren Spannungsebenen, erforderlich erscheint.

Von allen Netzbetreibern gefordert wurde eine Erleichterung der Kommunikation unter den Netzbetreibern, die durch die Plattform sichergestellt werden soll, um eine gute Koordination zu ermöglichen. Ein modularer Aufbau der Plattform erlaubt Anpassungen, wodurch zunächst mit kleineren Prozessen gestartet werden kann, die nachträglich ausgeweitet werden können. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Businessstruktur, so wurde vor Implementierung einer Plattform unter anderem auf die Festlegung einer klaren Governance-Struktur verwiesen, die Haftungs- und Finanzierungsfragen umfasst.

Von den Netzbetreibern wird eine Kommunikation untereinander gefordert um eine gute Koordination sicherzustellen.

Als mögliche Problematik wurde die Frage nach der Wirksamkeit flexibler Anlagen auf einen Netzengpass und die damit verbundene Frage nach der Anzahl an prinzipiell verfügbarer Anlagen, also der Liquidität eines möglichen Marktes, insbesondere auf den unteren Spannungsebenen betont.

Auch außerhalb der Plattform müssen einige Voraussetzungen erfüllt sein. So wurde bekräftigt, dass neben dem Flexibilitätseinsatz auch insbesondere solche Lösungsoptionen relevant sind, die für eine bessere Prognostizierbarkeit von Netzzuständen sorgen. Hierunter wurde die Standardisierung des Anschlusses von neuen Verbrauchern (z.B. der Infrastruktur bei Elektromobilität), Prognosen zu stochastischen Vorgängen (z.B. Ladevorgänge oder das

Eine bessere Prognostizierbarkeit der Netzzustände ist Voraussetzung für den Einsatz einer FlexPlattform.

Eigenverbrauchsverhalten von Prosumern) und eine umfassende Netzmesstechnik, wo noch nicht vorhanden, gezählt.

Abschließend wurde die Einschätzung gegeben, dass sich Spannungsbandverletzungen gut durch technische Maßnahmen lösen lassen (z.B. Blindleistungssteuerung für BEV und Wärmepumpen mit vorgegebenen Q-Kennlinie) und somit der Fokus einer FlexPlattform auf stromstärke- bzw. leistungsseitigen Netzengpässen liegen sollte.

3.2 Anforderungen der möglichen Anbieter von Flexibilität

Zur Erfassung der Anforderung und potentieller Hemmnisse seitens der Flexibilitätsanbieter, die bei der Konzeption einer FlexPlattform berücksichtigt werden sollten, wurde ein Expertenworkshop mit Einsatzverantwortlichen von flexiblen TE durchgeführt (Unternehmen mit flexiblen Anlagen und Aggregatoren). Darin wurde seitens der Akteure bekräftigt, dass es nicht einzelne maßgebliche Anforderungen gibt, die eine Teilnahme kategorisch verhindern, sondern mit steigenden technischen Anforderungen an die Flexibilitätsoption das zur Verfügung stehende Flexibilitätspotenzial und der für eine wirtschaftliche Vermarktung erforderliche Erlös ebenfalls ansteigt. So wurden Bedenken geäußert, dass bei einem tendenziell höheren spezifischen Aufwand bei der Vermarktung (kleinteiliger) dezentraler Flexibilität in einem begrenzten regionalen Gebiet die Wirtschaftlichkeit fraglich ist. Geschuldet ist dies unter anderem der höheren Risikobewertung von Einzelanlagen oder kleinen Anlagenpools im Vergleich zu überregionalen Anlagenpools. Dies würde sich bei hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) je Standort noch verstärken (z.B. redundante Anbindung entsprechend den definierten Anforderungen für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten).

Insbesondere für kleinteilige, dezentrale Anlagen ist die Wirtschaftlichkeit durch die hohen technischen Anforderungen fraglich.

Hieraus wurde gefolgert, dass bei der Konzeption einer FlexPlattform auf möglichst niedrige Transaktionskosten im Vermarktungsprozess geachtet werden sollte. Als Lösungsoptionen wurden insbesondere die Möglichkeiten der Standardisierung von Schnittstellen und Prozessen sowie der Automatisierung identifiziert und deshalb folgende Anforderungen abgeleitet:

Die Angebotsseite sollte einen „Single-Point-of-Contact“ haben, also lediglich eine Plattformschnittstelle zur Angebotseinstellung und nicht für jedes Netzgebiet ein eigenes Eingabeinterface. Standardisierung ist nicht nur bei der IKT wichtig, sondern auch im Sinne von standardisierten Verträgen. Die Settlementprozesse (z.B. Dokumentationspflichten, Abrechnung) müssen für den Flexibilitätsanbieter nachvollziehbar und möglichst einfach sein.

Seitens eines Unternehmens mit potenziell flexiblen TE (Anlagenbetreiber) wurden als Anforderungen definiert, dass die Bereitstellung flexibler Leistung nach initialer Gebotsabgabe nochmals anpassbar sein sollte, wobei nicht näher spezifiziert wurde, in welchem Zeitfenster dies geschehen können soll. Des Weiteren soll der Abruf von Flexibilität bei aktiv vermarkteten Anlagen mittels einer Sollwertübergabe (Fahrplan) erfolgen und nicht in Form einer direkten Ansteuerung der TE. Eine weitere Anforderung für den Fall, dass kein Aggregator als Drittpartei zwischen dem Anlagenbetreiber und der FlexPlattform auftritt, besteht an eine Vertragslaufzeit, die beim Endkunden geringe Aufwände verursacht. Sie könnte sich beispielsweise an heutigen Stromlieferverträgen orientieren.

Seitens der Anbieter wird die Möglichkeit der Anpassung des initialen Angebots gewünscht.

Seitens eines Betreibers eines virtuellen Kraftwerks wurden darüber hinaus folgende Anmerkungen eingebracht, die bei der Konzeption berücksichtigt werden sollten:

- Es gibt einen systemseitigen Implementierungsaufwand. Außerdem ist ein erheblicher Anteil der Kosten der Erschließung der Flexibilitätsoptionen zuzuordnen. Beides verursacht einen initialen Aufwand, der über eine gewisse Zeit refinanziert werden muss. Es ist folglich notwendig, dass ein voraussichtlich temporärer Markt (perspektivisch aufgehoben durch Netzausbau) eine gewisse Sicherheit zur Refinanzierung bietet.
- Die meisten Kosten lassen sich nicht oder nicht sinnvoll einzelnen Teilnehmern (Anlagen) und auch nicht einzelnen Ereignissen (Flexibilitätsabruf) zuordnen. Solche Kosten müssen umgelegt werden. Eine solche Komponente muss berücksichtigt werden und die Ermittlung von reinen Abruf- und Opportunitätskosten würde zu kurz greifen. Es ist auch fraglich, ob sich hier volle Kostentransparenz herstellen lässt.
- Einige Kostenpositionen können durch Marktdesign und Regulierung reduziert werden. Standardisierung, Automatisierung und Synergien zu anderen Märkten (Spotmärkte, Regelleistungsmärkte) sind dabei mögliche Hebel.
- Eine offene Frage ist die Gestaltung der Pönalisierung bei Nichterbringung. Als Risikofaktor kann dies, je nach Granularität des Gebotes, einen signifikanten Einfluss auf die Preisbildung ausüben. In puncto Verfügbarkeit sind die Interessen von Flexibilitätsanbieter- und Flexibilitätsnachfrageseite demnach entgegengesetzt: während die Anbieterseite eine geringere Mindestverfügbarkeit und geringe Strafen bei Ausfall mit geringeren Flexibilitätspreisen honorieren könnte, hat die Nachfrageseite ein Interesse an einer möglichst hohen Verfügbarkeit der angeforderten (sicherheitsrelevanten) Flexibilität. Andernfalls müssten entsprechend Notfallmaßnahmen ergriffen werden.

Zusammenfassend ist die Vermarktung von Flexibilität aus Sicht heute bereits aktiver EIV keine große Umstellung. Es ist darauf zu achten, Markteintrittsbarrieren und operative Kosten möglichst gering zu halten, um die Preise für lokale Flexibilität nicht zusätzlich zu erhöhen. Für einen Flexibilitätsanbieter erhöht sich die betriebswirtschaftliche Komplexität bei der Einsatzplanung seiner Anlagen, da eine FlexPlattform eine zusätzliche Vermarktungsoption darstellt. Um die Teilnahme an der FlexPlattform interessant zu machen, müssen über einen Planungszeitraum die zu erwartenden Erlöse die Kosten übersteigen.

Die Kosten und Markteintrittsbarrieren der FlexPlattform müssen möglichst gering gehalten werden.

Bezogen auf kleinere Flexibilitätsanbieter (z. B. Haushalte), welche heute üblicherweise nicht selbst als Vermarkter tätig sind, können die Anforderungen im Wesentlichen übernommen werden. Die Implementierungskosten sind entsprechend höher, da das notwendige technische und prozessuale Wissen erst aufgebaut werden müsste. Daher ist zu erwarten, dass kleine Anbieter auf Flex-Plattformen auf einen professionellen Vermarkter (Aggregator) zurückgreifen werden. Diese miteinzubinden, ist wichtig, um Netzengpässe auf den unteren Spannungsebenen zu lösen.

3.3 Charakterisierung relevanter Netzengpasssituationen

Es existiert nicht eine einzige typische Netzengpasssituation, sondern eine Vielzahl unterschiedlicher, weshalb zuerst wesentliche Merkmale zur Charakterisierung von Netzengpasssituationen vorgestellt werden (siehe Abbildung 3-2). Darauf aufbauend werden die Merkmalausprägungen entsprechend der Charakterisierung für vier Netzengpasssituationen erfasst, die durch die in „C/sells“ vertretenen Netzbetreiber in einem

Workshop²² als besonders relevant erachtet wurden. Die vier Netzengpasssituationen werden im weiteren Verlauf der Konzeption der FlexPlattform als Referenzfälle herangezogen.

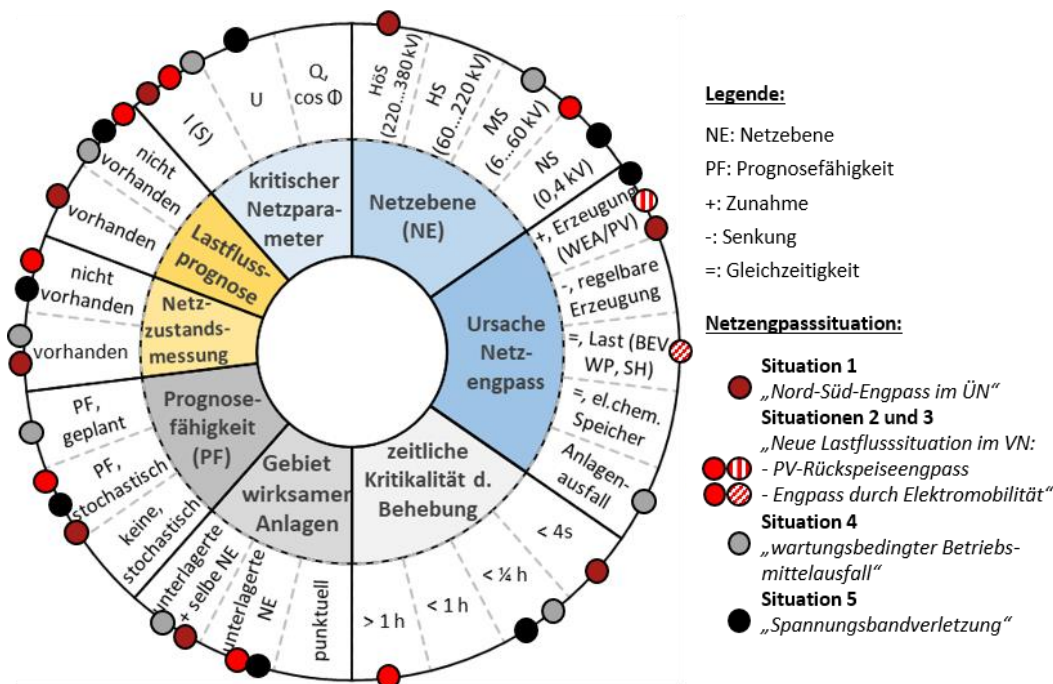


Abbildung 3-2: Charakterisierung von vier als relevant erachteten Netzengpasssituationen

Charakterisierungsmerkmale für Netzengpasssituationen

Netzengpasssituationen lassen sich beispielsweise anhand des kritischen Netzparameters unterscheiden, also der Über- bzw. Unterschreitung des zulässigen Betriebsbereichs für ein Netzelement. So wird zwischen spannungs- (Spannung U) und stromstärkebedingtem (Stromstärke I) Netzengpass unterschieden, wobei auch die Abweichung des Phasenwinkels ($\cos \varphi$) bzw. der bereitgestellten Blindleistung (Q) einen unzulässigen Betriebszustand hervorrufen kann. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal stellt die Netzebene (NE) dar. Hier wird zwischen horizontalen (innerhalb einer der vier Netzebenen HÖS, HS, MS und NS) und vertikalen Netzengpässen (zwischen zwei Netzebenen an Umspannwerken bzw. einzelnen Transformatoren) unterschieden.

Anhand der Ursache eines Netzengpasses lässt sich ebenfalls differenzieren, wobei beachtet werden muss, dass stets die gesamte Last- und Erzeugungssituation sowie die aktuelle Netztopologie zu einem Netzengpass führt, hier jedoch die Veränderung gegenüber dem Auslegungszeitpunkt des Netzes gemeint ist. Folgende Ausprägungen des Merkmals werden betrachtet:

- +fEE: Zunahme der fluktuierenden Einspeisung aus EE-Anlagen wie PV- und Windenergieanlagen.
- regelbare Erz.: rückläufige Einspeisung aus regelbaren konventionellen Kraftwerken.
- = Last: Gleichzeitigkeiten im Strombezug (beispielsweise durch steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen, Ladung von BEV oder Speicherheizungen).

Netzengpasssituationen unterscheiden sich u. a. in der Größe (U , I , $\cos \varphi$, Q) und Richtung der Abweichung und der Netzebene.

²² Am Workshop haben Vertreter folgender Netzbetreiber teilgenommen (alphabetisch): Bayernwerk AG, LEW Verteilnetz GmbH, Netze BW GmbH, Stadtwerke Augsburg Energie GmbH, Stadtwerke München GmbH, Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

- = Speicher: Gleichzeitigkeiten in Strombezug bzw. der -einspeisung eines elektrochemischen Speichers.
- Anlagenausfall: geplanter (z.B. wartungsbedingter) oder ungeplanter Ausfall eines Netzbetriebsmittels bzw. einer Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit in relevanter Größenordnung.

Zu beachten ist, dass auch Fälle auftreten können, in der erst die Kombination von Ursachen zu einem Netzengpass führen (beispielsweise führt die Wartung an einem Transformator in Kombination mit hoher Einspeisung aus PV-Anlagen zu einem Netzengpass).

Mit dem Merkmal zeitliche Kritikalität der Behebung wird berücksichtigt, dass einzelne Netzbetriebsmittel kurzzeitig auf Kosten der technischen Lebensdauer überlastet werden können. Dies ermöglicht ein kuratives Engpassmanagement in Echtzeit, wohingegen bei einer hohen zeitlichen Kritikalität Planungsmaßnahmen im Voraus getroffen werden müssen. Letzteres stellt den Regelfall auf höheren Spannungsebenen dar.

Das Gebiet wirksamer Anlagen beschreibt ein räumlich abgegrenztes Gebiet, in dem sich auf ein überlastetes Netzbetriebsmittel potenziell wirksame TE zur Erbringung von Flexibilität befinden müssen. Eine exakte Quantifizierung der Wirksamkeit lässt sich lediglich mittels eines Netzmodells durchführen, in dem neben der Netztopologie auch sämtliche Erzeuger und Lasten abgebildet sind. Vereinfacht werden an dieser Stelle in der Kategorisierung lediglich die drei Ausprägungen „punktuell“, „unterlagerte Netzebene (NE)“ und „unterlagerte und selbe Netzebene (NE)“ berücksichtigt. Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass bei den kritischen Netzparameter Spannung und Phasenwinkel die Wirksamkeit direkt von der örtlichen Differenz zwischen Flexibilitätsoption und dem überlasteten Netzbetriebsmittel abhängt (Ausprägung „punktuell“) und sich somit keine Vereinfachung treffen lässt. Bei einer stromstärkebedingten Überlastung von Netzbetriebsmitteln wird hingegen die Annahme getroffen, dass in unterlagerten Netzebenen angeschlossene Flexibilitätsoptionen entsprechend ihrer Leistung (ggf. Anteilig bei vermaschten Netzen) auf überlagerte Netzebenen wirksam sind. Die Wirksamkeit von TE der selben Spannungsebene ist wiederum im Einzelfall zu prüfen. Trotz der Bedeutung des Merkmals, da hierüber das Marktgebiet für potenzielle Lösungsoptionen für Netzengpässe definiert ist, wird aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Netztopologien, insbesondere im Verteilnetz, an dieser Stelle auf eine tiefgreifende Kategorisierung verzichtet und auf die bestehende Literatur verwiesen (/EBR-01 14/, /FFE-153 17/, /DENA-07 12/).

Das Gebiet wirksamer Anlagen bezeichnet ein räumliches Gebiet in dem sich die Flexibilität befinden muss um dem Netzproblem entgegenwirken zu können.

Eng verknüpft mit der zeitlichen Kritikalität der Behebung und den nächsten beiden Merkmalen, der Netzzustandsmessung und der Lastflussprognose, ist das Merkmal der Prognosefähigkeit (PF) einer Netzengpasssituation. Folgende Ausprägungen lassen sich differenzieren:

- Die Netzengpasssituation ist prognostizierbar und ein Auftreten ist sehr wahrscheinlich, zum Beispiel aufgrund eines wartungsbedingten, geplanten Ausfall eines Netzbetriebsmittels (PF, geplant).
- Die Netzengpasssituation ist prognostizierbar, jedoch lediglich mit kurzem zeitlichen Vorlauf und mit einer höheren Unsicherheit behaftet. Hierunter fallen beispielsweise Netzengpässe aufgrund der aktuellen Einspeisesituation dargebotsabhängiger EE-Anlagen, bei denen auch Prognosefehler berücksichtigt werden müssen (PF, stochastisch).
- Die Netzengpasssituation ist nicht prognostizierbar und resultiert aus stochastischen, ungeplanten Ereignissen, wie zum Beispiel einem ungeplanten Kraftwerks- oder Netzbetriebsmittelausfalls (nicht PF, stochastisch). Da hierfür außerhalb der

Die Prognosefähigkeit von Netzengpässen kann je nach Ursache unterschiedlich ausfallen: planbar, stochastisch oder nicht prognosefähig.

marktbasierten Mechanismen Notfallmaßnahmen existieren („rote Ampelphase“), werden diese nicht durch das Flexibilitätsplattformkonzept adressiert.

Eine Netzzustandsmessung dient der Zustandserfassung der Netzbetriebsmittel in Echtzeit. Um Netzengpässe präzise detektieren zu können, ist eine zeitlich hochaufgelöste Erfassung der Netzparameter erforderlich. Andernfalls sind nur präventive Maßnahmen möglich. Aufgrund der hohen Anzahl an Netzbetriebsmittel, der nicht zu vernachlässigenden Kosten für Messtechnik und der bislang fehlenden Notwendigkeit ist zu berücksichtigen, dass noch keine flächendeckende Ausstattung mit IKT in der NS- und MS-Ebene vorausgesetzt werden kann. Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen (iMSys) könnte sich das ändern, da sich mit den Messungen auch die Netzzustandsüberwachung in den unteren Spannungsebenen verbessern lässt (TAF 10).

Aufbauend auf einer vorhandenen Netzzustandsmessung werden für die Höchst- und Hochspannungsebene in den Betriebsplanungsprozessen der zuständigen Netzbetreiber die zu erwartende Lastflusssituation berechnet (Prognose Lastflüsse) und somit kritische Belastungen von Netzbetriebsmitteln im Voraus detektiert. Dies ist die Voraussetzung für einen optimierten Beschaffungsprozess für Flexibilität, da dieser eine gewisse Vorlaufzeit zum physikalischen Eintreten eines Netzengpasses erfordert. Andernfalls sind nur präventive Maßnahmen möglich.

Kritische Netzbelastungen werden anhand prognostizierter Lastflüsse und vorhandener Netzzustandsmessungen für die HÖS- und HS-Ebene ermittelt.

Die Charakterisierung möglicher Netzengpassituationen bildet die Grundlage zur präziseren Einordnung der heute und zukünftig seitens Netzbetreiber in C/sells als relevant erachteten Netzengpassituationen.

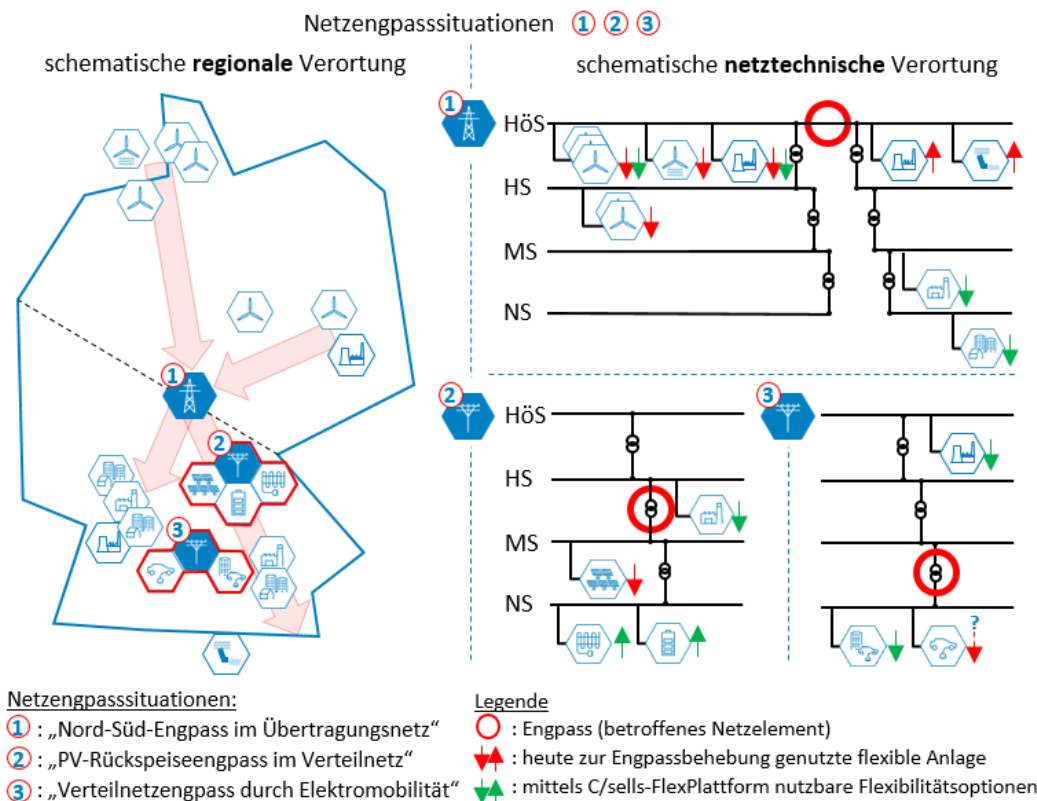


Abbildung 3-3: Drei exemplarische Netzengpassituationen mit schematischer Verortung der beteiligten Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen regional (links) und netztechnisch (rechts).

Netzengpasssituation 1 „Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“

Das örtliche Ungleichgewicht von Erzeugung, insbesondere aus Windenergieanlagen in Nord- und Ostdeutschland, und den Lastzentren in Süd- und Westdeutschland sowie einem verzögerten Netzausbau führt zu einer steigenden Anzahl an stromstärkebedingten, horizontalen Engpässen im Übertragungsnetz. Die zeitliche Kritikalität ist hoch, d.h. es müssen bereits vor physikalischem Eintreten der Situation Anpassungen im Netz- und Anlagenbetrieb getroffen werden. In Frage kommen hierfür wirksame TE auf derselben und den unterlagerten Netzebenen. Der Netzzustand ist vollständig erfasst und europäisch harmonisierte Netzbetriebsplanungsprozesse zur Prognose und Behebung etabliert.

Dies ist die heute häufigste Netzengpasssituation, die sich bei verzögertem Netzausbau, weiterem EE-Ausbau (insb. WEA) im Norden oder Wegfall konventioneller Erzeugungskapazitäten im Süden/Westen verstärken könnte.

Netzengpasssituationen 2 und 3 „Neue Lastflusssituation im Verteilnetz“

Die Netzengpasssituationen 2 und 3 beschreiben eine gegenüber dem aktuellen Zustand zukünftig geänderten Lastflusssituation im Verteilnetz. Dies kann zwei unterschiedliche maßgebliche Ursachen haben (rot-weiße Punkte). Bei den weiteren Parametern stimmen sie jedoch überein (rote Punkte).

Netzengpasssituation 2 beschreibt eine aus dem weiteren Ausbau von PV-Anlagen resultierende stromstärkebedingte Überlastungen an den Ortsnetztransformatoren durch Rückspeisung in die MS-Ebene, die insbesondere in der NS und in ländliche Regionen auftreten.²³ Erschwerend kommt hinzu, dass auf der NS-Ebene häufig fehlende messtechnische Ausstattung ein präzises Erfassen und prognostizieren kritischer Netzzustände erschwert. Aktuell existieren zwar bereits punktuell Probleme, jedoch nicht im selben Maß wie bei Netzengpasssituation 1. Dies könnte sich verstärken für den Fall eines gesteigerten Zubaus von PV-Anlagen und insbesondere im Falle einer gekoppelten Installation mit elektrochemischen Speichern, die bei fehlenden Anreizen eines netzdienlichen Verhaltens hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren beim Speicherbetrieb aufweisen können.

Netzengpasssituation 2.2 weist dieselben Charakteristika auf, hat als maßgebliche Ursache jedoch Gleichzeitigkeiten in der Netzbezugsleistung von Verbrauchern, beispielsweise beim Ladeverhalten von BEV in städtischen Gebieten. Diese Gleichzeitigkeit kann einerseits durch unkoordinierte Ladevorgänge der BEV bei Berufspendlern auftreten. Andererseits kann dies jedoch auch bei koordiniertem Ladeverhalten und bei weiteren steuerbaren Verbraucher wie Wärmepumpen auftreten, im Fall, dass diese ihre Bezugsleistung zukünftig an den Großhandelspreisen ausrichten (sogenannter „Herdeneffekt“). Die Gleichzeitigkeit in der Bezugsleistung stellt heute kein flächendeckendes Problem dar, kann jedoch aufgrund hoher möglicher Bezugsleistungen von BEV bei höheren Durchdringungsraten sehr schnell bedeutend werden. Als kritisch wird hierbei desweiteren insbesondere die bislang noch fehlende technische Standardisierung und unsichere Entwicklung der Ladeinfrastruktur, deren Betreibermodelle und der Ladestrategien selbst wahrgenommen.

Netzengpasssituation 4 „wartungsbedingter Betriebsmittelausfall“ (nicht in Abbildung 3-3)

Ein wartungsbedingter, geplanter Betriebsmittelausfall wurde ebenfalls als relevant angesehen, da dies heute eine häufige Netzengpasssituation für VNB darstellt. Gegenüber Situation 1 und 2 weist er eine sehr gute Planbarkeit auf, da die Wartungsintervalle lange im Voraus bekannt sind. Zum Teil führt auch erst die Kombination aus einem wartungsbedingten Betriebsmittelausfall und einer hohen Einspeisung aus PV-Anlagen zu einem Netzengpass. Es

²³ Dies ist als beispielhaft anzusehen. Netzengpässen können aufgrund der Rückspeisung entlang des gesamten Verteilnetzes auftreten (NS, MS/NS, MS, HS/MS).

ist zu erwarten, dass Lösungen, die für Netzengpasssituation 2 entwickelt werden, auch für diese Situationen adäquat sind.

Netzengpasssituation 5 „Spannungsbandverletzung“ (nicht in Abbildung 3-3)

Die vierte als relevant erachtete Netzengpasssituation beschreibt einen spannungsbedingten horizontalen Netzengpass auf NS-Ebene durch PV-Einspeisung. Aufgrund der gesteigerten Komplexität bezüglich der Bedarfsermittlung und der Quantifizierung des Gebiets der wirksamen Anlagen bei gleichzeitig einer höheren Anzahl an Lösungsoptionen abseits von Anpassungen im Anlagenbetrieb, wurde diese Netzengpasssituation jedoch gegenüber den anderen geringer priorisiert.

3.4 Zusammenfassung der Anforderungen

Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, müssen im C/sells FlexPlattform Konzept sowohl die individuellen Anforderungen der Netzbetreiber als Nachfrageseite als auch die Sichtweise verschiedener Anbieter vereinigt werden. Allem übergeordnet steht jedoch das volkswirtschaftliche Interesse, dass die FlexPlattform zur Verbesserung der aktuellen Situation beiträgt. Sie soll die aktuellen Netzengpassmanagementprozesse verbessern und erweitern, um insgesamt eine Reduktion der spezifischen Netzengpassmanagementkosten²⁴ zu bewirken. Dabei müssen die heute bereits gültigen Prinzipien der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit weiterhin beachtet und gestärkt werden.

Das übergeordnete Ziel der FlexPlattform ist es, die Prozesse des Netzengpassmanagements zu verbessern und die Kosten zu reduzieren.

Der allgemeine Anspruch auf Verbesserung des derzeitigen Systems enthält implizit die Anforderung den Anpassungsbedarf für die heute üblichen Prozesse zu minimieren. Konkret heißt das, dass die FlexPlattform an den etablierten Prozessen der beteiligten Akteure ausgerichtet wird, nicht umgekehrt. Die Anpassung von Prozessen darf demnach nur der Verbesserung der Gesamtsituation und nicht ausschließlich dem FlexPlattform-Design geschuldet sein.

In Kapitel 2.1 wurde bereits dargestellt, dass marktbezogene, plattformbasierte Lösungen sowohl die Integration neuer Flexibilitätsoptionen durch die freiwillige Teilnahme (marktbasiert erteiltes Recht) als auch die Möglichkeit einer effizienten Koordination bei einer Vielzahl beteiligter Akteure vereinen und somit einen geeigneten Ansatz zur Erweiterung und Verbesserung des Netzengpassmanagements darstellen. Hierbei ist insbesondere die anreizkompatible Integration in das bestehende Strommarktdesign sicherzustellen (vgl. Kapitel 2.3) , sodass der volkswirtschaftliche Nutzen etwaige negative Effekte und den Aufwand überwiegt.

Als zusätzliche Prämisse kann gefordert werden, dass die neu geschaffene IKT-Infrastruktur, konkret die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur und dazugehörige Prozesse genutzt werden sollen. Außerdem soll der EE-Einspeisevorrang respektiert werden können.

Basierend auf diesen übergeordneten Anforderungen können jeweils allgemeine akteursspezifische Aussagen zusammengefasst werden.

Netzbetreiberseite:

Für die Netzbetreiberseite beinhaltet die FlexPlattform in erster Linie ein Werkzeug zur Erfüllung der gesetzlich verankerten Aufgaben. Die übergeordnete Anforderung ist daher, dass diese Aufgaben möglichst zuverlässig und effizient erfüllt werden können. Dies beinhaltet mehrere Aspekte:

- Die FlexPlattform muss eine effiziente Netzbetreiberkoordination ermöglichen. Diese enthält insbesondere die Abstimmung des Flexibilitätsbedarfs inklusive des energetischen Ausgleichs, die Möglichkeit Limitierungen zu berücksichtigen sowie eine Abwicklung des bilanziellen Ausgleichs. Zu diesem Zweck ist ein einheitliches Modell für Datenhaltung und –austausch notwendig.
- Aus Netzbetreibersicht ist die Planbarkeit essentiell, Daher sollten Flexibilitätsoptionen eine möglichst hohe Verfügbarkeit aufweisen. Das Prognoserisiko der Verfügbarkeit sollte möglichst anbieterseitig liegen.

Netzbetreiber erwarten sich von der FlexPlattform insbesondere ein zuverlässiges und effizientes Instrument für das Engpassmanagement.

²⁴ Ob die Netzengpassmanagementkosten absolut sinken, hängt wesentlich vom Engpassvolumen ab.

- Die FlexPlattform sollte in der Lage sein die verschiedenen relevanten Netzengpassituationen gleichermaßen zu beheben.
- Bei der Auswahl von möglichen Flexibilitätsoptionen müssen sowohl der Preis als auch die jeweilige Sensitivität zum Engpass berücksichtigt werden (techno-ökonomische Optimierung).

Darüber hinaus sollten die folgenden formalen Aspekte beachtet werden:

- Die energiewirtschaftlich definierten Rollen sollten weiterhin Bestand haben. Bei Bedarf müssen neue Rollen definiert werden.
- Für den Plattformbetrieb muss ein Haftungs- und Finanzierungs-konzept eingeführt werden.

Anbieterseite:

Für die Anbieterseite müssen Anreize geschaffen werden, möglichst technologieoffen Flexibilität bereit zu stellen. Dies beinhaltet insbesondere die Einbeziehung der Lastseite. Dafür müssen verständliche Flexibilitätsprodukte definiert werden, die Flexibilität als Handelsgut spezifizieren (vgl. dazu auch Kapitel 2.2.2). Die Anbieterseite hat hierbei ein Interesse an möglichst geringen Markteintrittsbarrieren. Dies beinhaltet verschiedene Aspekte:

- Es sollte eine möglichst hohe Standardisierung und klar definierte Regeln vorliegen.
- Die technischen Anforderungen sollten möglichst gering sein.
- Die Anforderung zur Verfügbarkeit einzelner Anlagen sollte möglichst gering sein. Aus Anbietersicht ist es in diesem Zusammenhang wünschenswert möglichst viele Anlagen aggregieren zu können, da die Verfügbarkeit in einem Anlagenpool einfacher zu gewährleisten ist.

Flexibilitätsanbieter wollen mit möglichst geringem Aufwand ihre Flexibilität vermarkten.

Die genannten Anforderungen sind sehr vielschichtig und weisen punktuelle Zielkonflikte auf. Dennoch muss eine massenfähige FlexPlattform diese Anforderungen beachten und geeignete Kompromisse finden. Dies ist eine wesentliche Zielstellung der Ausführungen der folgenden Kapitel.

4 Das C/sells-FlexPlattform-Konzept

Aufbauend auf dem vorgestellten Grobentwurf aus Kapitel 2.4, den in Kapitel 3 erfassten Anforderungen und den prinzipiell verfügbaren technischen Lösungsoptionen wird im folgenden Kapitel das C/sells FlexPlattform-Konzept detailliert vorgestellt. Dieses beinhaltet die Darstellung eines effizienten Gesamtprozesses zur Visualisierung und Vermittlung von Flexibilitätsoptionen für das Netzengpassmanagement.

Zunächst geben wir einen Überblick über die Gesamtprozess des FlexPlattform-Konzeptes, wobei wir insbesondere das Zusammenspiel der Akteure näher beleuchten (Kapitel 4.1). Die einzelnen Prozessschritte werden in Kapitel 4.5 jeweils einzeln detailliert beschrieben. Darüber hinaus geben wir einen Überblick über die Produktlandschaft, welche auf den unterschiedlichen Plattformen umgesetzt ist und diskutieren in diesem Zusammenhang die Wirksamkeit der implementierten Maßnahmen hinsichtlich der Eindämmung des strategischen Gebotsverhaltens (Kapitel 4.2, 4.3 und 4.4).

Das Konzept kann als Rahmen für die drei prototypischen Umsetzungen – den Altdorfer Flexibilitätsmarkt (ALF), die comax-Plattform und den regionalen Flexibilitätsmarkt Nordhessen (ReFlex) – interpretiert werden. Es definiert die notwendigen Funktionen und Abläufe, die ein massentaugliches Plattformkonzept spezifizieren muss. Die drei Pilotumsetzungen realisieren die einzelnen Prozessschritte teilweise unterschiedlich, was unterschiedlichen Forschungsschwerpunkten geschuldet ist.

Im Rahmen von C/sells entstanden drei prototypische Umsetzungen für FlexPlattformen: ALF, comax und ReFlex.

In den Kapiteln 4.4 und 4.5 wird daher bei Bedarf Bezug auf die Implementierung der drei prototypischen Plattformen in C/sells genommen.

4.1 Akteure und übergeordnete Prozesse

Kapitel 2.4.1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Elemente einer FlexPlattform. Auf diesen basiert grundsätzlich auch das C/sells FlexPlattform-Konzept. Als relevante Akteure können dabei auf Netzbetreiber- bzw. Nachfrageseite sowohl der Anschlussnetzbetreiber als auch der überlagerte Netzbetreiber identifiziert werden. Auf Angebotsseite muss zwischen Einsatzverantwortlichen flexibler TE und Flexibilitätsanbietern ohne aktive Vermarktung unterschieden werden.

Basierend auf den Funktionen aller beteiligten Akteure wird die prinzipielle Interaktion über die Plattformprozesse von Netzbetreibern untereinander und mit flexiblen TE über Einsatzverantwortliche bzw. den Anschlussnetzbetreiber beschrieben. Abbildung 4-1 skizziert die Aspekte des Zusammenspiels.

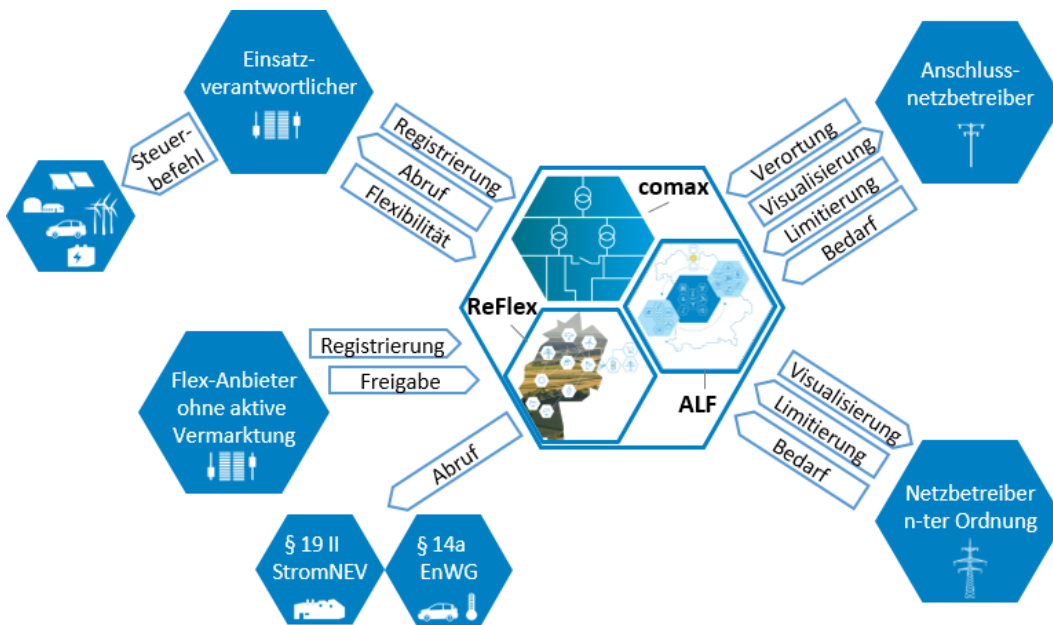


Abbildung 4-1: Zusammenspiel der Akteure

Der Einsatzverantwortliche interagiert mit der Plattform primär bei der Registrierung der TE als Flexibilitätsoption. 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 erfolgreichem Zuschlag liefert der Einsatzverantwortliche Flexibilität an die Nachfrageseite.

Nach der Registrierung einer Flexibilitätsoption 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.

Die FlexPlattform ist zentraler Vermittler und hält Funktionen zur Datenhaltung und Abstimmung vor.

Aufbauend auf dem grundsätzlichen Zusammenspiel der Akteure kann im Folgenden das Prozesskonzept der FlexPlattform vorgestellt werden. Dieses beinhaltet die Abbildung 4-2 aufgezeigten wesentlichen Prozessschritte innerhalb der FlexPlattform selbst (dunkelblau) sowie mit den als technische Schnittstellen (hellblau) bezeichneten Prozessen, die außerhalb

der FlexPlattform ablaufen. Letztere sind nicht Teil der konzeptionellen Entwicklung der FlexPlattform. Aufgrund der hohen Relevanz von netzebenen- und netzbetreiberübergreifenden Aspekten der FlexPlattform wird mittels des Grünen Punktes „L“ aufgezeigt, an welcher Stelle eine Berücksichtigung und Übermittlung netztechnischer Randbedingungen stattfindet. Für eine ausführliche Beschreibung des detaillierten Prozesskonzeptes mit allen Funktionsblöcken und deren Zusammenspiel sei bereits an dieser Stelle auf das Kapitel 4.5 verwiesen.

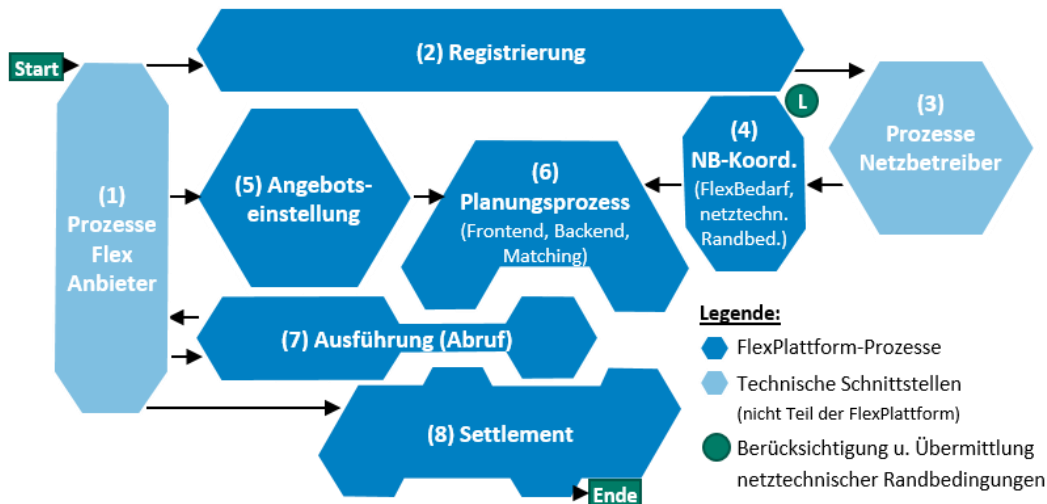


Abbildung 4-2: Überblick zum Aufbau und den Prozessen des C/sells-FlexPlattform-Konzeptes

Das FlexPlattform-Konzept beginnt mit dem (1) Entscheidungsprozess eines Flexibilitätsanbieters (EIV einer flexiblen TE), der sich dazu entscheidet, zu einem späteren Zeitpunkt ein Flexibilitätsangebot auf die FlexPlattform einzustellen.

Die Funktionen Stammdatenübertragung, netztechnische Verortung und das erste Festlegen netztechnischer Randbedingungen werden unter dem Prozess (2) Registrierung zusammengefasst. Hierbei schickt der Anbieter Stammdaten der flexiblen TE und des EIV an die FlexPlattform. Daraufhin wird die flexible TE hinsichtlich ihrer netztechnischen Wirksamkeit verortet. Dieser Prozess ist kaskadiert und beginnt mit der netztechnischen Verortung durch den Anschlussnetzbetreiber, der anschließend den entsprechenden Netzverknüpfungspunkt an den überlagerten Netzbetreiber weitergibt und endet nach der netztechnischen Verortung durch den ÜNB.

Im nächsten Schritt erfolgen die (3) Prozesse der Netzbetreiber bestehend aus der Plattforminitialisierung in einem Gebiet mit potentiellen Netzengpässen durch den verantwortlichen Netzbetreiber und Netzberechnungen zur Ermittlung von Flexibilitätsbedarf, Sensitivitäten eines potentiellen Flexibilitätsabrufes auf die Netzbetriebsparameter und das Ableiten möglicher netztechnischer Randbedingungen („Limitierungen“ L). Limitierungen können dabei einerseits statischen Charakter haben, also fixe Grenzwerte darstellen, die nur bei Änderung der grundsätzlichen Netzsituation (z.B. durch netztopologische Schaltungen) angepasst werden. Andererseits können Limitierungen als dynamische Vorgabe in Abhängigkeit der aktuellen Netzsicherheitsrechnung und des vorliegenden Angebotes erstellt werden.

Die Netzberechnungen sind zwar ein wesentlicher Input für die FlexPlattform, jedoch sind sie nicht Teil des FlexPlattform-Konzeptes selbst, sondern stellen technische Schnittstellen dar. Es werden somit keine Netzberechnungen direkt auf der FlexPlattform ausgeführt.

Netzberechnungen sind nicht Bestandteil der Plattform, sondern müssen als Input über eine Schnittstelle bereitgestellt werden.

Anschließend an die Prozesse der Netzbetreiber erfolgt der plattforminterne Prozess der (4) Netzbetreiberkoordination (NB-Koord.). Das Ergebnis der Netzberechnungen, also die Flexibilitätsbedarfsermittlung und gegebenenfalls aktualisierte netztechnische Randbedingungen werden hierbei in einem vordefinierten Format an die FlexPlattform gesandt und dort als Teil des Planungsprozesses in einer gemeinsamen Datenbank hinterlegt. Die in der Datenbank hinterlegte Flexibilitätsnachfrage ist für die Angebotsseite nicht zugänglich.

Im selben Zeitraum wie die Bedarfsermittlung durch die Netzbetreiber erfolgt auf Seiten der Flexibilitätsanbieter die Gebotslegung und die anschließende (5) Angebotseinstellung. Hierbei wird mittels standardisierter Produkte die verfügbare Flexibilität einer vorher registrierten TE zusammen mit einem Gebotspreis durch den EIV an die FlexPlattform geschickt und als Teil des Planungsprozesses in einer gemeinsamen Datenbank hinterlegt. Die genaue Ausgestaltung der Flexibilitätsprodukte ist Gegenstand des Kapitel 4.2.

Nachdem sowohl der Flexibilitätsbedarf durch die Netzbetreiber als auch das Flexibilitätsangebot durch die EIV eingestellt wurden, können die (6) Planungsprozesse ablaufen. Diese bestehen im Wesentlichen aus dem Matching und dem energetischen Ausgleich, welche durch das Plattform Front- und Backend unterstützt werden. Der Matching-Prozess dient der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage und wird, wie der Verortungsprozess, in der Registrierung kaskadiert ausgeführt. Beginnend mit dem Anschlussnetzbetreiber und abschließend mit dem ÜNB werden die Flexibilitätsbedarfe kostenminimal durch verfügbare Flexibilitätsangebote gedeckt. Um ein Ungleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -nachfrage zu verhindern und somit ein sicheres Elektrizitätsversorgungssystem zu garantieren, werden nach erfolgtem Matching positive und negative Flexibilitätsabrufe durch den ÜNB saldiert und für eine ausgeglichene Systembilanz fehlende (positive oder negative) Leistung beschafft (energetischer Ausgleich).

Im Matching werden Angebot und Nachfrage kaskadiert kostenoptimal zusammengebracht.

Nach erfolgtem Matching inklusive energetischen Ausgleichs kann der Prozess (7) Ausführung (Abruf) gestartet werden. Hierbei werden die Abrufentscheidungen in einem Register hinterlegt und an die EIV übertragen. Dies erfolgt in der Regel mittels der Übermittlung eines Fahrplans. Für Kleinstanlagen, deren Einsatz nicht fahrplanbasiert erfolgt, wird dies über eine direkte Anlagenschaltung realisiert. Hierfür kann zukünftig idealerweise auf standardisierte Mess- und Steuertechnik zurückgegriffen werden. Der EIV bestätigt den Empfang des Abrufsignals (Fahrplan oder Steuersignal), was an die FlexPlattform zurückgesandt und im Abrufregister erfasst wird.

Flexibilitätsabrufe werden als Fahrplan oder über eine direkte Anlagensteuerung umgesetzt.

Abschließend erfolgt der (8) Settlement-Prozess bestehend aus dem Empfang des Erbringungsnachweises seitens des EIV, der Übermittlung des Abrufregisters der FlexPlattform zu Dokumentations- und Transparenzzwecken, der Abrechnung und dem bilanziellen Ausgleich. Bei bestehenden Prozessen, beispielsweise im Zuge der Bilanzkreiskoordination, wird auf diese Prozesse aufgebaut.

4.2 Implementierte Flexibilitätsprodukte

Wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, ist das FlexPlattform-Konzept modular aufgebaut. Im Schritt (5) Angebotseinstellung erfolgt obligatorisch die Übermittlung des Flexibilitätspotenzials. Um diesen Prozessschritt möglichst effizient zu gestalten wird auf standardisierte Transaktionsobjekte zurückgegriffen. Der Gestaltungsspielraum dieser Flexibilitätsprodukte ist entsprechend der Ausführungen in Kapitel 2.2.2 sehr groß. Wir stellen im Folgenden diejenigen Produktspezifikationen vor, die im Rahmen der FlexPlattform-Demonstratoren implementiert wurden. Zu beachten ist hierbei, dass die FlexPlattform-

Umsetzungen auf eine Auswahl der prinzipiell möglichen Produkte fokussieren und nicht jedes Produkt auf allen drei FlexPlattform-Umsetzungen berücksichtigt wird.

Anforderungen an den Flexibilitätsmechanismus

Zunächst werden wiederholend (vgl. Kapitel 3) verschiedene allgemeine Anforderungen an die Gestaltung der Flexibilitätsprodukte als Flexibilitätsmechanismus (vgl. Kapitel 2.2.1) diskutiert.

Die Flexibilitätsprodukte müssen mehreren Netzbetreibern die Abstimmung des Flexibilitätsabrufes ermöglichen. Dies erfordert eine verlässliche Planung. Dementsprechend müssen die Flexibilitätsprodukte es ermöglichen, die Flexibilitätspotentiale vorab explizit darzustellen.

Als Steuerungsanforderungen bieten sich sowohl direkte Vorgaben einer Fahrkurve oder indirekte Signale (Limitierungen bzw. Quotierungen von Leistung) an. Eine direkte Vorgabe von Fahrkurven wird dabei von den beteiligten Netzbetreibern bevorzugt, da diese die Planbarkeit erhöht und etablierten Prozessen entsprechen.

Die Vorgabe von Fahrkurven erhöht die Planbarkeit und wird daher gegenüber indirekten Signalen bevorzugt.

Durch die Anforderung einer expliziten Steuerungsbereitschaft, muss das Flexibilitätspotential regelmäßig kommuniziert werden. Hierzu wird in jedem Fall ein Kommunikationskanal benötigt, der diese Information übermittelt. Entsprechend kann auch das Steuersignal über denselben kommunikationsgesteuerten Signalweg (Smart Meter Gateway, FNN-Steuerbox, etc.) übermittelt werden. Eine zustandsgesteuerte Übermittlung ist ebenfalls möglich, bietet aber in diesem Fall keine Vorteile, da bereits ein Kommunikationskanal besteht.

Implementierte Flexibilitätsproduktausprägungen

Basierend auf den definierten Anforderungen wurden fünf Flexibilitätsprodukte innerhalb des C/sells Plattformkonzeptes konzeptioniert. Tabelle 4-1 gibt einen Überblick über diese Spezifikationen, basierend auf der in Kapitel 2.2.2 vorgestellten Systematik.

Tabelle 4-1: Produktspezifikationen innerhalb des C/sells FlexPlattform-Konzeptes

Pilotplattform	ALF	ALF	Comax	ReFlex	ReFlex
Produktbezeichnung	Langzeit-kontrahierte Flex	Kurzfristige Flex	Flexible Leistung	Flexible Leistung	Quoten
Einsatzzweck der Flexibilität	Engpassmanagement (EPM) im Verteilnetz		EPM im Übertragungs- und Verteilnetz	Engpassmanagement im Verteilnetz	
Vorgesehene Technologie für flexible Anlagen	kleine flexible Anlagen (WP, PV-Anlagen, Ladestation (E-Fahrzeug), elektr. Heizsysteme)	flexible steuerbare Anlage mit Fahrplan	flexible steuerbare Anlage mit Fahrplan	flexible steuerbare Anlage	EE-Anlage (Wind/PV), Ladestation (E-Fahrzeug)
Technisches Kernprodukt	Technisches Gut		elektrische Leistung		
	Wirkrichtung		positiv oder negativ		max. Bezug oder Erzeugung
Räumliche Spezifizierung	Lokale Komponente		Netzknoten		

Produktspezifikationen innerhalb des C/sells FlexPlattform-Konzeptes
(Fortsetzung Tabelle 4-1)

Pilotplattform		ALF	ALF	Comax	ReFlex	ReFlex
Produktbezeichnung		Langzeit-kontrahierte Flex	Kurzfristige Flex	Flexible Leistung	Flexible Leistung	Quoten
Zeitliche Spezifizierung	Zeitscheiben des Produktes	keine (kontinuierl. Produkt)	Viertelstunden	Viertelstunden (in beliebigen Blöcken)	Stunden	
	Abrufinkrement	Viertelstunden (=Zeitscheiben der kurzfristigen Flexibilität)		Viertelstunden	Zeitscheiben	
Kommunikation	Steuerungsanforderung (Quantifizierbarkeit)	direkter Abruf (exakter technischer Wert)			indirekter Abruf (Vorgabe Grenzwert)	
	Technische Realisierung des Abrufs	Aktivierung durch Marktplattform über SG-Infrastruktur	Flexanbieter verantwortlich für Anpassung des Fahrplans			
	Messtechnik	Smart Meter Infrastruktur	existierende Infrastruktur	nicht definiert		
Technische Regeln	Technische Anforderungen	nicht definiert		Teilbarkeit von Geboten (Leistungsmenge)	nicht definiert	
	Technische Beschränkungen	definiert		nicht definiert	definiert	nicht definiert
Handelsbezogene Regeln	Minimalgebot	nicht notwendig		(noch) nicht definiert		
	Gebotsinkrement	nicht notwendig		(noch) nicht definiert		
	Preisgrenzen	nicht notwendig		(noch) nicht definiert		
	Vergütung	pauschaler Preis	€/kWh	€/MWh	€/kW und €/kWh	
Zeitliche Organisation	Handelszeitraum	jederzeit möglich	Gebote bis 16.00 day-ahead	14.30 day-ahead bis 15 Min. vor Lieferung	Day-ahead Auktion zwischen 14.00 und 15.00	
	Vertragszeitpunkt	Registrierung einer geeigneten Anlage	Zuschlag nach Ende des Handelszeitraums	jederzeit während des Handelszeitraums möglich	Zuschlag nach der Auktion	
	Abrufzeitpunkt	Vertragszeitpunkt der kurzfristigen Flexibilität	Vertragszeitpunkt	Vertragszeitpunkt	2 Stunden vor Lieferung	
	Beschaffungszeitraum	langfristig	nächster Tag	nächster / aktueller Tag	nächster Tag	
Aspekte des Handelsdesigns	Preisregel	regulierter Preis	Pay-as-bid	Pay-as-bid (regulierte Preiskomponenten)	Pay-as-bid	
	Gebotsregeln	individuelle Gebotsregeln				
	Zuschlagsregel	techno-ökonomische Optimierung				

Die Gegenüberstellung zeigt, dass die Produkte in drei Parametern übereinstimmen: für den Einsatzzweck „Engpassmanagement“ (unabhängig von der Netzebene) wird eine elektrische

Leistungsänderung benötigt, die im Netz eindeutig verortet werden muss. Die Zuschlagsregel, die sich auch im Prozessschritt 6 des FlexPlattform-Konzeptes wiederfindet, basiert demnach in jedem Fall auf einer techno-ökonomischen Optimierung, die jedoch im Detail unterschiedlich ausgestaltet sein kann (siehe hierzu auch Kapitel 4.5.6). In allen weiteren Parametern unterscheiden sich die Produkte in mindestens einer Ausprägung. Auf die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale wird im Folgenden systematisch eingegangen.

Die Zuschlagsregel basiert auf einer techno-ökonomischen Optimierung.

Einordnung der Produktspezifikationen

Als erstes zentrales Unterscheidungsmerkmal kann die Steuerungsanforderung genannt werden. Wie bereits ausgeführt, kann diese direkt oder indirekt erfolgen. Bei direkten Leistungsanforderungen wird die Flexibilität durch eine geplante Abweichung von einem vorher bekannten Betriebspunkt quantifiziert. Im Unterschied dazu werden bei Quotenprodukten Begrenzungen der Bezugs- und Einspeiseleistung während des Einsatzzeitraumes an teilnehmende Anlagen übermittelt. Bis zu diesem Grenzwert kann der Arbeitspunkt frei angepasst werden. Es wurde eine Quotenproduktausprägung auf der ReFlex-Plattform implementiert. Quotenprodukte sind prinzipiell für alle möglichen zeitlichen Organisationen vorstellbar.

Die zweite Möglichkeit zur Kategorisierung der Produktausprägungen besteht durch die verschiedenen Merkmale der zeitlichen Organisation. Besonders entscheidend ist hier die Zeitspanne des Vorhaltezeitraumes und der Abstand zwischen Kontrahierungszeitpunkt (Vertragszeitpunkt) und Einsatzentscheidungszeitpunkt (Abrufzeitpunkt). Daraus ergeben sich drei grundsätzliche Produktansätze:

1. „Langzeitverträge“,
2. „Vortägige Kurzzeitprodukte“ und
3. „Kurzzeitprodukte +“.

Da der zeitlichen Produkteinordnung eine besondere Wichtigkeit zukommt, wird im Folgenden jede der drei Kategorien näher beleuchtet.

Bei der ersten Produktkategorie, den Langzeitverträgen, werden mit Einsatzverantwortlichen Verträge über Beschaffungszeiträume von Monaten bzw. Jahren geschlossen, die im Bedarfsfall einen netzdienlichen Einsatz der flexiblen TE (z.B. einer Wärmepumpe) ermöglichen. Das netzdienliche Verhalten kann nach Vertragsabschluss auf zwei Arten gewährleistet werden. Zum einen lässt sich über die Angabe von Sperrzeiten sicherstellen, dass die Anlage ihren Bezug auf Zeitpunkte außerhalb der Höchstlastzeitfenster verlagern (entsprechend § 19 Abs. 2 StromNEV /STROMNEV-01 19/). Dies ist allerdings nur für nicht dargebotsabhängige Flexibilitätsoptionen möglich. Zum anderen kann eine netzdienliche Steuerung durch den Anschlussnetzbetreiber direkt im Bedarfsfall erfolgen (entsprechend § 14a EnWG /ENWG-01 18/). Als Vergütung eines solchen Langzeitvertrages bietet sich eine Pauschale, beispielsweise durch reduzierte Netzentgelte, an. Im Falle von Erzeugungsanlagen lässt sich eine ähnlich pauschale Vergütungsform definieren.

Die Nutzung von Langzeitkontrahierung bietet sich insbesondere bei Anlagen ohne aktive Vermarktung an. Diese sind in der Regel Letztverbraucher oder Prosumenten mit BEV, Wärmepumpen oder PV-Anlagen. Die zugehörigen Flexibilitätsanbieter sind dabei aktuell nicht in der Lage, ihre Anlagen aktiv auf bestehenden Märkten anzubieten. In der Regel können sie auch keine eigenen Prognosen oder individuelle Fahrpläne liefern und damit Flexibilität nicht vorab explizit bereitstellen. Deswegen ist ihr Einsatz abhängig von bestimmten Einflussfaktoren nur stochastisch bewertbar.

Die Langzeitkontrahierung weist niedrige Einstiegshürden auf und bietet sich damit insbesondere für Kleinanlagen ohne aktive Vermarktung an.

Langzeitkontrahierte Produkte bieten insbesondere für die Nutzung von Kleinanlagen eine niedrige Einstiegshürde. Durch das Definieren von anbieterseitigen technischen Beschränkungen als Randbedingungen für den Einsatz von Flexibilität (siehe unten), können die Präferenzen des Flexibilitätsanbieters in verschiedenen Aspekten transportiert werden. Ein langzeitkontrahiertes Flexibilitätsprodukt wurde auf der ALF-Plattform implementiert.

Vortägige Kurzzeitprodukte zeichnen sich durch einen Vertragsabschluss in einem Day-ahead-Handelsprozess aus. Je nachdem, ob dieser Vertragsabschluss eine Leistungsvorhaltung oder bereits die Anpassung eines Fahrplans beinhaltet, können diese als Kurzzeitkontrahierung oder Fahrplanprodukte bezeichnet werden.

Fahrplanprodukte stellen eine Flexibilitätsproduktausprägung dar, die sich für Anlagen mit bereits vorhandener aktiver Vermarktung anbietet. Diese Flexibilitätsoptionen verfügen über bereits im Vorfeld geplante Arbeitspunkte, die für die explizite Bestimmung ihrer Flexibilität und den anschließenden Nachweis als „Baseline“ dienen können. Dies wird beispielsweise für den Stromhandel, direkte Lieferverträge oder das Bilanzkreismanagement benötigt und ist in der Regel bei Anlagen der Fall, über deren Einsatz ein EIV entscheidet (Nennleistung > 10 MW) oder die direkt oder über einen Aggregator vermarktet werden. Ein Flexibilitätsangebot besteht in so einem Fall aus den geplanten Arbeitspunkten (Fahrplan) und der möglichen Abweichung. Bei Vertragsabschluss wird der Fahrplan entsprechend angepasst. Die Vergütung erfolgt auf Basis der bereitgestellten flexiblen Energie (als Arbeitspreis). Ein vortägiges Fahrplanprodukt wurde auf der ALF-Plattform implementiert („Kurzfristige Flexibilität“).

Die Flexibilitätsvermarktung als Fahrplanprodukt bietet sich für Anlagen mit bereits vorhandener aktiver Vermarktung an.

Bei kurzzeitkontrahierten Produkten wird die angebotene flexible Leistung einer TE am Vortag für den Beschaffungszeitraum fix kontrahiert und anschließend im Bedarfsfall ein Abrufsignal gesendet. Sobald der Abruf erfolgt, wird der Fahrplan entsprechend angepasst, wodurch die eigentliche Flexibilitätserbringung analog zu Fahrplanprodukten erfolgt. Während in jedem Fall ein Leistungspreis für die kontrahierte flexible TE gezahlt werden muss, kann die zusätzliche Zahlung einer energiemengenabhängigen Arbeitspreiskomponente für den Fall hoher Transaktionskosten durch einen höheren, pauschalen Leistungspreis ersetzt werden. Eine vortägige Kurzzeitkontrahierung wurde auf dem ReFlex implementiert („flexible Leistung“).

Als Erweiterung der vortägigen Kurzzeitprodukte ist eine untertägige Aktualisierung des Gebotes, also der angebotenen flexiblen Leistung und/oder des Angebotspreises, möglich. Dies scheint vor allem für Fahrplanprodukte sinnvoll. Im C/sells-FlexPlattform-Konzept wird diese Ausprägung als „Kurzzeitprodukt+“ bezeichnet. Ein solches Produkt ist auf der comax-Plattform implementiert.

Technische Regeln

Wie in Kapitel 2.2.2 ausgeführt, ist der Zweck der technischen Regeln die technischen Rahmenbedingungen von sowohl Angebotsseite (technische Beschränkungen) als auch Nachfrageseite (technische Anforderungen) zu detaillieren.

Im Rahmen der implementierten Produktausprägungen wurden dabei insbesondere technische Einschränkungen als Randbedingungen des Flexibilitätseinsatzes berücksichtigt. Diese haben, wie beschrieben, vor allem bei langzeitkontrahierten Produkten eine besondere Relevanz, werden aber auch bei den vortägigen Produktausprägungen teilweise berücksichtigt.

Die definierten Randbedingungen können, in Anlehnung an die heutigen Abrufkriterien nach § 14a EnWG, die folgenden Punkte umfassen:

- Maximale Anzahl an Abrufen der TE pro Tag,

Technische Einschränkungen, wie z. B. die max. Dauer des Abrufs, bilden die Randbedingungen des Flexibilitätseinsatzes.

- Maximale Abrufdauer pro Tag,
- Minimale Dauer eines Abrufs,
- Maximale Dauer eines Abrufs,
- Minstdauer zwischen zwei aufeinanderfolgenden Abrufen in Stunden,
- Bedingung, ob die Betriebszeit mindestens der Unterbrechungszeit entsprechen muss.

Entsprechend ihrer kurzfristigen Ausprägung sind derartige Randbedingungen bei Kurzfristprodukten nicht zielführend. Dafür wird hier als nachfrageseitige technische Anforderung die Teilbarkeit der flexiblen Leistung gefordert, durch welche auch Teilabrufe möglich werden.

Abschließende Würdigung

Die beschriebenen implementierten Produktausprägungen haben einen mehr oder weniger prototypischen Charakter. Dies wird besonders dadurch deutlich, dass einige Produktparameter (noch) nicht definiert wurden. Dennoch handelt es sich um grundsätzlich funktionsfähige Spezifikationen, deren Einsatzfähigkeit in den einzelnen Test-Cases nachgewiesen wurde. Das C/sells Plattform-Konzept würdigt alle diese Produktausprägungen als mögliche Bausteine einer zukünftigen, massenfähigen FlexPlattform. Dabei ist zu beachten, dass bei der Auswahl der zu implementierenden Produkte eine Kompatibilität dieser sichergestellt werden muss. Sowohl die zeitliche Organisation, als auch das Risiko von Zielkonflikten, insbesondere im Zusammenspiel mit anderen Märkten, bietet die Möglichkeit sich ergänzende Produkte zu nutzen.

Abbildung 4-3 ordnet die möglichen Produkte für das Netzengpassmanagement zeitlich ein. Als Hinweis auf mögliche Wechselwirkungen mit den bestehenden Produkten organisierter Elektrizitätsmärkte sind diese ebenfalls aufgetragen.

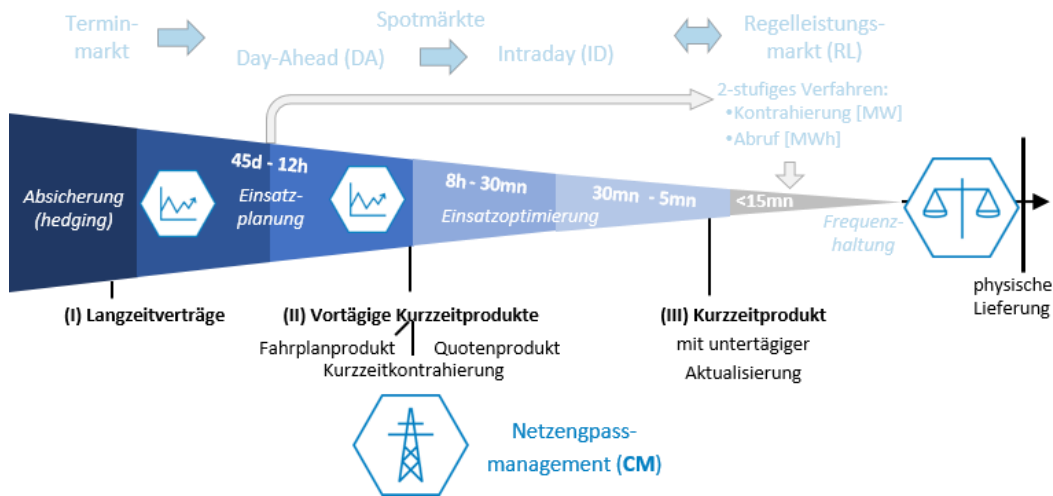


Abbildung 4-3: Zeitliche Einordnung der drei im C/sells-FlexPlattform-Konzept betrachteten Kategorien der Flexibilitätsprodukte für Netzengpassmanagement

4.3 Drei Fallbeispiele zur Konkretisierung des Auftretens strategischen Gebotsverhaltens und der Auswirkung möglicher Maßnahmen

Aufbauend auf den Kapiteln 2.3.1 und 2.3.2, in denen mit Fokus auf Allgemeingültigkeit die Problemstellung mit ihren zugrundeliegenden Mechanismen und die prinzipiellen Wirkweisen verfügbarer Lösungsoptionen zur Eindämmung strategischen Gebotsverhaltens skizziert wurden, zielt dieses Kapitel auf eine Beschreibung der Problemstellung und Lösungsoptionen anhand von Fallbeispielen ab. Dies erlaubt es, detailliert und situationsspezifisch Änderungen durch das C/sells FlexPlattform-Konzept bei Behebung von Netzengpässen aufzuzeigen und aktorenspezifische Anreize in Abhängigkeit des Produktdesigns darzustellen. Als Fallbeispiele wurden drei exemplarische Netzengpasssituationen aus Kapitel 3.3 ausgewählt, die typische aktuell auftretende aber auch absehbare zukünftige Netzengpässe umfassen. In Abbildung 4-4 sind die drei Situationen, „Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“, „PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“ und „Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“ schematisch mit den beteiligten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen dargestellt.

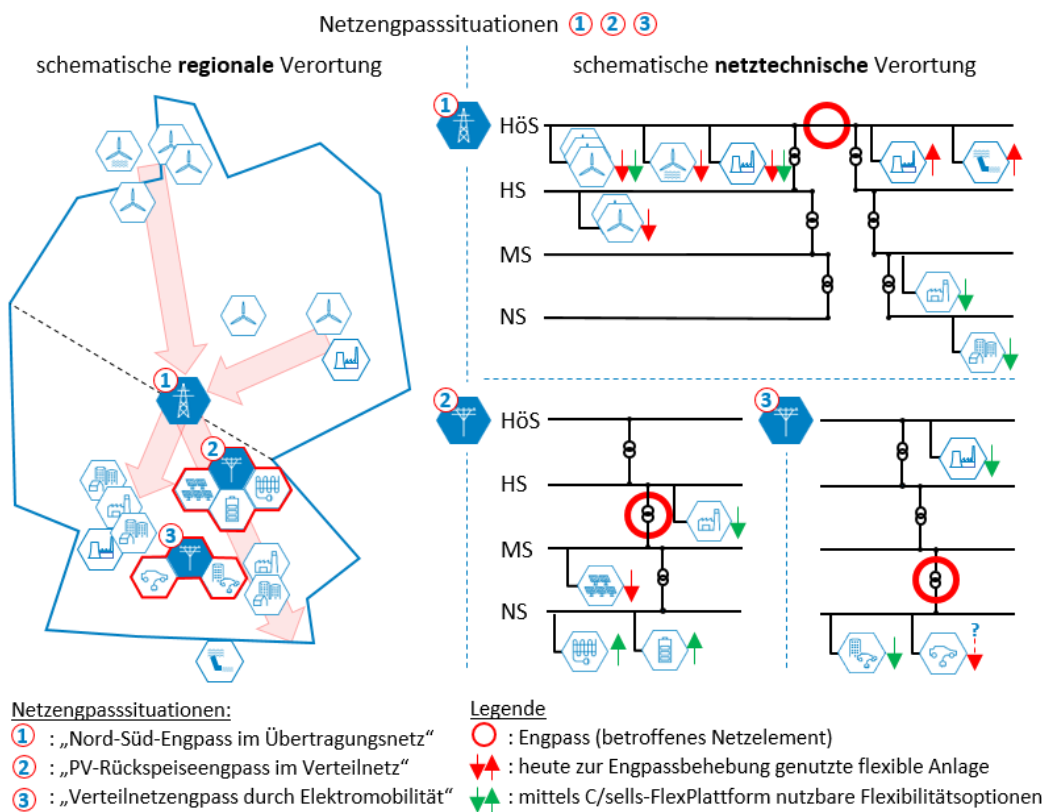


Abbildung 4-4: Drei exemplarische Netzengpasssituationen mit schematischer Verortung der beteiligten Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen regional (links) und netztechnisch (rechts).

Je Netzengpasssituation wird nachfolgend eine Beschreibung der netzengpassverursachenden Anlagen²⁵ und der zur Behebung heute genutzten Flexibilitätsoptionen²⁶ gegeben (siehe Tabelle 4-2). Ergänzend wird aufgezeigt, welche Flexibilitätsoptionen nach der Umsetzung genutzt und welche Vorteile durch das C/sells FlexPlattform-Konzept dadurch aus Systemsicht realisiert werden können. Darüber hinaus wird anhand der Anzahl relevanter Anlagen zur Behebung der Engpasssituation eine Einschätzung gegeben, ob potentiell Marktmacht von Anbietern auf der FlexPlattform ein Risiko darstellt und ob Informationstransparenz zur Prognose des Auftretens einer solchen Situation und der Bestimmung der zugehörigen nodalen Preise besteht. Dies bildet die Grundlage für strategisches Gebotsverhalten (siehe Kapitel 2.3.1). Abschließend wird anhand von zwei Ausgestaltungsvarianten für Flexibilitätsprodukte die Auftretenswahrscheinlichkeit von strategischem Gebotsverhalten qualitativ bewertet.

In der ersten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt wird als Anreiz für den Einsatz der nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen ausschließlich ein Arbeitspreis für den Abruf über die FlexPlattform gezahlt, der vom Anbieter ohne Einschränkung und bis 15 Minuten vor physikalischer Erbringung gemeldet werden kann (sog. „Fahrplanprodukt“).

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt ist ein längerer Vertragszeitraum vorgesehen (z.B. Tag, Woche, Jahr), für den ein Leistungspreis in Abhängigkeit der verfügbaren Bezugsleistungsreduktion oder -erhöhung gezahlt wird. Als Nebenbedingung ist die Anzahl der Abrufe begrenzt, die durch den Netzbetreiber möglich ist. Der Arbeitspreis ist reguliert und auf den Spotmarktpreis²⁷ festgelegt, der bei einer Bezugsleistungsreduktion vom Netzbetreiber an den Anbieter und bei einer Bezugsleistungserhöhung vom Anbieter an den Netzbetreiber gezahlt wird (sog. „Langzeitkontrahierung“).

Zu beachten ist, dass die in Kapitel 1 aufgezeigten Verbesserungen durch das C/sells FlexPlattform-Konzept, insbesondere die Prozessoptimierungen, weiterhin bestehen, jedoch in den Beispielen nicht erneut aufgezählt werden. Des Weiteren ist hinsichtlich der in Kapitel 2 erwähnten Bedingungen für strategischen Gebotsverhalten zu berücksichtigen, dass das C/sells FlexPlattform-Konzept ein „hybrides Modell“ vorsieht, also die parallele Existenz bestehender Mechanismen für Netzengpassmanagement und der FlexPlattform. Die Teilnahme an der FlexPlattform ist somit auf nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen und kleinere Erzeugungsanlagen beschränkt und für diese freiwillig. Die Erzeugungsseite, die einen Großteil der an strategischem Gebotsverhalten beteiligten Anlagen in der Untersuchung von Hirth et al. (2019) ausmacht, wird folglich weitestgehend ausgeschlossen. Da es jedoch auch auf der Nachfrageseite zu strategischem Gebotsverhalten kommen kann, ist die qualitative

²⁵ „Ursache“ für einen Netzengpass ist die gesamte Erzeugungs-, Verbrauchs- und netztopologische Situation. Vereinfachend wird hier als Ursache von Netzengpässen auf die Anlagen verwiesen, die zu einer gegenüber dem ursprünglichen Auslegungszustand des Übertragungs- und Verteilnetzes geänderten Anforderung geführt haben.

²⁶ In allen Beispielen werden zunächst netztopologische Maßnahmen genutzt, wobei ein zusätzlicher Bedarf an Anpassungen im Anlagenbetrieb bestehen bleibt.

²⁷ Zur Komplexitätsreduktion wird hier auf „einen Spotmarktpreis“ verwiesen. Dieser existiert aufgrund der unterschiedlichen Spotmärkte (z.B. Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion, kontinuierlicher Intraday-Handel) und der je nach Informationsstand zeitlich unterschiedlich ausfallenden Bewertung nicht in einheitlicher und unveränderlicher Form. Zur Bestimmung des Spotmarktpreises kann hier ähnlich dem Vorgehen bei der Definition des Ausgleichsenergiepreises der ID3 bzw. ID1 genutzt werden.

Bewertung des Anreizes zu strategischem Gebotsverhalten anhand der Produktvarianten weiterhin sinnvoll.

4.3.1 Netzengpasssituation ① „Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“

Ursache für Netzengpasssituation ①

Ursache für den heute am häufigsten vorkommenden Engpassfall, Netzengpasssituation ①, liegt in der nicht ausreichenden Übertragungs- und Verteilnetzkapazität. Die hohe Einspeisung von Anlagen im Norden und Osten Deutschlands kann dabei nicht in die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands transportiert werden. Es entsteht ein Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz, d. h. ein horizontaler Netzengpass auf Höchstspannungsebene (HÖS). Als mittelfristige Lösungsoption wird die investive Erhöhung der Netzkapazitäten angestrebt, wobei bis zur Fertigstellung dieser Maßnahmen Netzengpässe zu erwarten sind.

Behebung der Netzengpasssituation heute

Zur Behebung der Netzengpasssituation heute werden als Maßnahmen zur Anpassung des Anlagenbetriebs die Einspeiseleistung von netztechnisch relevanten Anlagen „vor“ dem Engpass reduziert und „hinter“ dem Engpass erhöht.²⁸ Die Reduktion wird im Beispiel im Osten und Norden Deutschlands durch konventionelle Kraftwerke (z. B. Braunkohle) und Windenergieanlagen an Land und auf See erbracht. Die Einspeiseerhöhung erfolgt durch konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland (z. B. Gaskraftwerke) und Pumpspeicherwerke (PSW) in Österreich. Der Einsatz der fossilen Kraftwerke und der PSW erfolgt nach § 13 I EnWG und die Entschädigungszahlung auf Basis der in der freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV festgehaltenen Kostenkomponenten (z.B. Energieträgerkosten, Laständerungskosten, Opportunitätskosten). Diese werden durch die Einsatzverantwortlichen (EIV) der Kraftwerke quantifiziert, an die ÜNB gemeldet und von den ÜNB geprüft. Bei Reduktion der Einspeiseleistung sind vermiedene variable Kosten an den Netzbetreiber zu erstatten. Die Reduktion der Einspeiseleistung der WEA erfolgt nach § 13 II EnWG in Verbindung mit § 17 EEG²⁹, wobei die Entschädigungszahlung neben den Erlösen am Spotmarkt insbesondere die nach EEG regulierte Vergütung enthält.³⁰

Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts

Das C/sells-FlexPlattform-Konzept hat folgende Vorteile: anstelle der Einspeiseerhöhung „hinter“ dem Engpass durch konventionelle Kraftwerke und PSW, die hohe Entschädigungszahlungen aufgrund der variablen Kosten und der Opportunitätskosten erfordern, kann nun günstiger die Bezugsleistung auf der Nachfrageseite durch flexible Verbraucher reduziert werden (z.B. Querschnittstechnologien im Industrie- und GHD-Sektor: Kältekompressionsmaschinen (KKM) in Kühlhäusern oder Supermärkten; raumlufttechnische (RLT-) Anlagen in großen Liegenschaften).³¹

Mit dem FlexPlattform-Konzept kann teure Einspeisung von Kraftwerken durch günstige Verbrauchsreduktion flexibler Verbraucher als Engpassmanagement Maßnahme vermieden werden.

²⁸ Siehe Fußnoten 17 und 18.

²⁹ Dies entspricht dem heutigen Netzengpassmanagementprozess, der durch die Umsetzung der NABEG-Novelle angepasst wird. Eingriffe bei EEG-Anlagen erfolgen dann ebenfalls nach § 13 I EnWG, wobei die Höhe der Entschädigungszahlungen davon unberührt bleibt.

³⁰ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass durch die Abregelung von EE-Anlagen zwar hohe Kosten für das Netzengpassmanagement anfallen, die Letztverbraucher über Netzentgelte zahlen müssen, diese jedoch im selben Maß zu einer reduzierten EEG-Umlage führen.

³¹ Theoretisch denkbar ist auch die Zuschaltung flexibler Lasten „vor“ dem Engpass, um weniger WEA abzuregulieren. Dieser Fall ist strukturell vergleichbar mit Beispiel 2, weshalb er im ersten Beispiel ausgespart wird.

Informationstransparenz

Die Prognose des Auftretens ist durch die zugrundeliegende strukturelle Ursache gut möglich und Informationstransparenz für die benötigten Eingangsdaten gegeben, was sich auch anhand heute existierender kommerzieller Anbieter für Netzengpassprognosen zeigt.

Marktmacht

Unabhängig von der Ausgestaltung des Flexibilitätsprodukts ist das Risiko, dass Situationen mit potentieller Marktmacht durch einzelne flexible Verbraucher entstehen, als gering einzustufen. Dies liegt darin begründet, dass anstelle einer Lastreduktion auch stets eine Einspeiserhöhung vorgenommen werden kann und somit eine hohe Zahl auf den Engpass wirksamer Anlagen alternativ genutzt werden kann. Trotz geringem Risiko ist ein geeignetes Monitoring einzuführen und die Einführung von Preisgrenzen zu prüfen (s. Kapitel 2.3.2).

Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt

In der ersten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt („Fahrplanprodukt“) bieten flexible Verbraucher, die sich „hinter“ dem Netzengpass befinden (Süd- und Westdeutschland), ihre Flexibilität (Lastreduktion) auf der FlexPlattform zu einem Arbeitspreis oberhalb des Spotmarktpreises an. Die Gebote beziehen sich dabei auf kleine Zeitscheiben (bspw. Viertelstunden) und sind kurzfristig änderbar (bspw. bis 15 Minuten vor physikalischer Erfüllung). Sie werden abgerufen, falls sie günstiger sind als alternative „hinter“ dem Engpass befindliche und nicht eingesetzte konventionelle Kraftwerke. Für den flexiblen Verbraucher stellt die Differenz zwischen den am Spotmarkt zu zahlenden Kosten und den durch den Abruf auf der FlexPlattform generierten Erlösen den Anreiz zur Teilnahme dar. Aus Systemsicht sinken in diesem Fall die Gesamtkosten, da eine im Vergleich zum Kraftwerksredispatch günstigere Option genutzt werden kann als dies ohne FlexPlattform der Fall wäre.

Fahrplanprodukte werden abgerufen, wenn sie günstiger als alternative Maßnahmen sind. Der Anbieter profitiert durch die Differenz der Kosten am Spotmarkt zu den Erlösen der FlexPlattform.

Vorteil der Ausgestaltungsvariante ist, dass sie auf den bestehenden europäisch harmonisierten Netzbetreiberprozessen aufbaut und somit eine direkte Integration möglich ist. Zudem bietet die Option zur kurzfristigen Gebotsanpassung den Anbietern die Möglichkeit, auf Änderungen in der Verfügbarkeit flexibler Anlagen zu reagieren und diese zu melden. Allerdings trägt in diesem Fall das Produktdesign nicht zur Verhinderung von strategischem Gebotsverhalten bei. Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen haben einen Anreiz möglichst häufig auf der FlexPlattform zum Einsatz zu kommen und können durch strategisches Bieten die Anzahl der Abrufe erhöhen, indem sie ihre ursprüngliche Einsatzplanung wie folgt verändern: Die erwähnten Anlagen „hinter“ dem Netzengpass verschieben ihren ursprünglich zu einem anderen Zeitpunkt geplanten Einsatz auf den Zeitraum eines potentiellen Netzengpasses, was die Gesamtlast „hinter“ dem Engpass erhöht. Damit wirkt die nachfrageseitige Flexibilitätsoption in diesem Fall engpassverstärkend und führt zu einem Anstieg des benötigten Volumens an Maßnahmen zur Engpassbehebung. Der Korridor der aus Anbietersicht gewinnbringenden Gebote ist dabei durch das „hybride“ Modell eingeschränkt. Dies ist zum einen bedingt durch die Begrenzung der Höhe der Gebote auf der FlexPlattform durch alternative Flexibilitätsoptionen, die sich im regulierten Redispatch befinden. Zum anderen reduziert sich der Erlös durch die Kosten für die Strombeschaffung am Spotmarkt und gegebenenfalls entstehende Kosten durch den Abruf. Der zugrundeliegende Anreiz für strategisches Gebotsverhalten bleibt jedoch davon unberührt.

Aus Systemsicht ist die Integration günstigerer Flexibilitätsoptionen erstrebenswert. Jedoch können bei einem durch engpassverstärkendes Verhalten gesteigerten Volumen an Netzengpassmaßnahmen auch die damit verbundenen Gesamtkosten ansteigen, was zu

verhindern ist. Ein solches Produktdesign würde folglich alternative Maßnahmen zur Eindämmung des beschriebenen Gebotsverhaltens erfordern.

Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt („Langzeitkontrahierung“) ist ein beispielhafter Vertragszeitraum von einer Woche vorgesehen. Der Flexibilitätsanbieter bietet für eine limitierte Anzahl an Abrufen in diesem Zeitraum eine Bezugsleistungsreduktion an und erzielt ausschließlich durch den erhaltenen Leistungspreis einen Erlös. Der Arbeitspreis auf der FlexPlattform ist auf den Spotmarktpreis reguliert und im Falle eines Abrufs bekommt der flexible Verbraucher den Spotmarktpreis erstattet. Dies entspricht den Kosten, die dem flexiblen Verbraucher zuvor für die Bilanzkreisdeckung am Spotmarkt entstanden sind und stellt keinen zusätzlichen Erlös dar. Da keine Differenz zwischen Arbeitspreis auf der FlexPlattform und Spotmarktpreis existiert, aus der der flexible Verbraucher einen Vorteil von einem Abruf ziehen könnte, existiert auch kein Anreiz den Engpass zu verstärken. Ein solches Produktdesign würde folglich ein strategisches Gebotsverhalten stark einschränken.

Bei der Langzeitkontrahierung erhält der Anbieter einen Leistungspreis und im Falle eines Abrufs einen Arbeitspreis der sich über den Spotmarkt reguliert.

4.3.2 Netzengpasssituation ② „PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“

Ursache für Netzengpasssituation ②

Ursache für Netzengpasssituation ②, die einen heute vereinzelt bereits auftretenden Fall darstellt, ist eine hohe Rückspeisung aus PV-Anlagen in der MS und NS. Dies führt zu einer Überschreitung des zulässigen Betriebsbereichs der Netzbetriebsmittel in der Umspannung von Mittel- auf Hochspannung („PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“ – vertikaler Netzengpass in der Mittel-/Hochspannungsebene, MS/HS). Falls der Netzengpass in nur wenigen Stunden im Jahr auftritt, ist eine dauerhafte Lösung durch Erhöhung der Netzkapazität nicht wirtschaftlich. Da diese Situation isoliert betrachtet keine dauerhafte wirtschaftliche Lösung zulässt, jedoch in einer Vielzahl an Netzabschnitten vorkommt, wird eine kosteneffiziente Lösung zur Behebung des Engpasses in diesen Stunden relevant.

Behebung der Netzengpasssituation heute

Zur Behebung der Netzengpasssituation wird heute in einer solchen Situation die PV-Freiflächenanlage seitens des VNB angewiesen die Einspeisung zu reduzieren und für die entgangenen Erlöse wird eine Entschädigung nach § 13 II EnWG in Verbindung mit § 17 EEG gezahlt.³² Ein energetischer Ausgleich zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz erfolgt seitens des Netzbetreibers nicht und muss vom EIV der PV-Anlage vorgenommen werden. Falls letzteres zeitlich nicht mehr möglich ist, wird der Ausgleich durch den Einsatz von Regelleistung sichergestellt, was jedoch die Verfügbarkeit der Regelleistung für weitere Ausgleichsmaßnahmen einschränkt.

Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts

Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts bestehen darin, dass einerseits gezielt Maßnahmen für den energetischen Ausgleich durch den Netzbetreiber sichergestellt werden können und damit die Regelleistung für ihren eigentlichen Bestimmungszweck verfügbar bleibt. Andererseits können sich genau wie in Engpasssituation ① durch die C/sells-FlexPlattform anstelle konventioneller Kraftwerke auch flexible Verbraucher am Engpassmanagement beteiligen. So können über die FlexPlattform auch flexible Lasten zugeschaltet werden, die in einer auf den Engpass am HS-/MS-Umspannwerk wirksamen unterlagerten Netzebene angeschlossen sind (bspw. in Haushalten befindliche

³² siehe Fußnote 6

Batteriespeicher oder Wärmepumpen³³). Dadurch werden Entschädigungszahlungen an die PV-Anlagenbetreiber verhindert und der Einspeisevorrang von EE-Anlagen sichergestellt.

Informationstransparenz

Die Prognose des Auftretens ist erneut durch die zugrundeliegende strukturelle Ursache gut möglich. Jedoch ist die Informationstransparenz für die benötigten Eingangsdaten im Verteilnetz zum Teil eingeschränkter, die Anzahl an prinzipiell möglichen Netzstrukturen höher. Da es kaum einheitliche Planungsgrundsätze bei VNB gibt, lassen sich Erkenntnisse eines speziellen Netzgebietes nicht auf ein anderes Netzgebiet übertragen. Dadurch kann der Aufwand für Prognose von Netzengpässen und Näherungen für nodale Preise steigen, was jedoch strategisches Gebotsverhalten im Kern nicht ausschließt.

Marktmacht

Die Wahrscheinlichkeit, dass Situationen entstehen, in denen einzelne Anbieter auf der FlexPlattform pivotal sind und damit Marktmacht ausüben können, steigt mit sinkender Netzebene an, da die Anzahl der angeschlossenen und insbesondere der potentiell für Netzengpassmanagement verfügbaren Anlagen abnimmt. Als Obergrenze für die Kosten sind allerdings die Entschädigungszahlungen für die PV-Anlagenbetreiber anzusehen, da die Option der Abregelung der PV-Anlage weiterhin bestehen bleibt. Trotz mäßigem Risiko ist ein geeignetes Monitoring einzuführen, die Einführung von Preisgrenzen zu prüfen und bei Bedarf die Implementierung weiterer etablierter Maßnahmen gegen die Ausübung von Marktmacht in Erwägung zu ziehen (s. Kapitel 2.3.2).

Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt

In der ersten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt („Fahrplanprodukt“) bieten die flexiblen Verbraucher in der unterlagerten NS-Ebene diesmal als Flexibilität eine Bezugsleistungserhöhung an³⁴. Der Anreiz für strategisches Bieten ist hier höher als in Engpasssituation ①, da neben dem (ggf. negativen) Arbeitspreisgebot auf der FlexPlattform insbesondere der mit der bezogenen Energiemenge verbundene Nutzen für den Verbraucher als Erlös betrachtet werden kann. Die Kosten zur Behebung der Engpasssituation können im theoretischen Fall durch den flexiblen Verbraucher erneut gesenkt werden (Arbeitspreisgebot auf der FlexPlattform muss für einen Abruf geringer sein als die Entschädigungszahlung der PV-Anlage). Jedoch beinhaltet das Produktdesign einen starken Anreiz für flexible Verbraucher, die Engpasssituation durch Verschiebung ihrer geplanten Bezugsleistung verbunden mit einer Teilnahme auf der FlexPlattform zu verstärken. Ein solches Produktdesign würde folglich alternative Maßnahmen zur Eindämmung des beschriebenen Gebotsverhaltens erfordern.

In der Engpasssituation durch PV-Rückspeisung im Verteilnetz ist der Anreiz für strategisches Bietverhalten höher als bei einem Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz.

Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt wird ein Vertragszeitraum von einem Jahr vorgesehen, um hohe Transaktionskosten für eine häufige Vermarktungsentscheidung der kleinteiligen flexiblen Verbraucher zu vermeiden. Bei Bedarf kann dies in Absprache mit den Anbietern flexibel angepasst werden. Die Erlöse, die der

³³ Grundsätzlich ist die Zuschaltung flexibler Lasten nur dann energetisch sinnvoll, wenn diese einen Nutzen aus dem Strombezug haben (hier bei vorhandenem Wärmebedarf).

³⁴ Einsatzverantwortliche bei flexiblen Verbrauchern müssen in der Lage sein ein Fahrplangebot mit Arbeitspreisgeboten abzugeben und über bestehende Messtechnik die Erbringung abzurechnen. Bei den heute im Rahmen des Strombelieferungsvertrags meist bestehenden Tarifen mit statischen Preisen je Energiemenge würde der Anreiz zur Verschiebung des Verbrauchs in Engpasszeitpunkte nicht bestehen.

flexible Verbraucher über den Leistungspreis generiert, müssen den in diesem Fall vom Anbieter an den Netzbetreiber zu zahlenden regulierten Arbeitspreis in Höhe des Spotmarktpreises berücksichtigen. Es entsteht erneut kein Anreiz einen Abruf zu forcieren und folglich würde ein solches Produktdesign ein strategisches Gebotsverhalten stark einschränken.

4.3.3 Netzengpasssituation ③ „Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“

Ursache für Netzengpasssituation ③

Die Ursache für Netzengpasssituation ③ liegt in einer Gleichzeitigkeit der mit hohen Bezugsleistungen einhergehenden Ladevorgänge mehrerer BEV im selben NS-Netzabschnitt. Dies führt zu einer Überschreitung des maximal zulässigen Betriebsbereichs eines Netzbetriebsmittels in der Umspannung von MS auf NS oder den Zuleitungen zum Transformator („Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“ – vertikaler Netzengpass auf der NS- und MS-Ebene). Die Situation stellt einen heute in den meisten Netzgebieten noch nicht relevanten Netzengpass dar. Aufgrund der zu erwartenden höheren Durchdringungsraten von BEV und bislang unkoordiniert bzw. bedingungslos möglichen Ladevorgänge mit hohen Ladeleistungen, wird eine hohe Relevanz für den zukünftigen Verteilnetzbetrieb, insbesondere in urbanen Netzen, vermutet.

Behebung der Netzengpasssituation heute

Die Behebung der Netzengpasssituation wäre heute über § 14a EnWG möglich, falls die für die BEV-Ladung verantwortlichen Akteure oder andere Akteure auf der gleichen Seite des Engpasses, wie bspw. Wärmepumpen, vorab freiwillig zur Teilnahme eingewilligt haben. Alternativ wären kurzfristig nur entschädigungslose Notmaßnahmen nach § 13 II EnWG möglich. Falls eine Überschreitung des maximal zulässigen Betriebsbereichs des NS/MS-Transformator bereits bei gleichzeitigem Ladevorgang weniger BEV auftritt, ist zusätzlich als investive Maßnahme der Einsatz eines leistungsfähigeren Transformators bzw. die Erhöhung der Leitungskapazität in Betracht zu ziehen. Darüber hinaus werden in der Branche verschiedene Konzepte zur Beschränkung der maximal zulässigen Bezugsleistung am Netzanschluss diskutiert.

Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts

Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts bestehen in der Möglichkeit zur gezielten Ansteuerung aller auf den Engpass sensitiver Anlagen, was neben Lasten in der NS (bspw. BEV, Wärmepumpen, Speicherheizungen) auch Hausspeichersysteme beinhaltet. Zur Integration möglichst vieler Verbraucher einerseits und zur Vermeidung einer für einzelne Technologien zu hohen pauschalen Vergütung, können hierbei technologiespezifische Einschränkungen und Vorteile im Produktdesign berücksichtigt werden. Bei Bedarf können Maßnahmen für den energetischen Ausgleich mit anderen Netzbetreiber koordiniert und somit der Bedarf aggregiert kostengünstig gedeckt werden.

Informationstransparenz

Die Informationstransparenz hinsichtlich Netztopologie und angeschlossener Anlagen ist in der NS gering, entsprechende Daten sind jedoch aufgrund der begrenzten Anzahl an Anlagen mit mittlerem Aufwand zu erheben. Das Ladeverhalten einzelner BEV ist schwierig zu

prognostizieren. Erneut führt die begrenzte Anzahl an Anlagen zur Möglichkeit von kollusivem Verhalten³⁵ und macht damit Prognosen obsolet.

Marktmacht

Auf NS-Ebene ist die Gefahr sehr hoch, dass einzelne Anlagen und Akteure (z. B. Aggregatoren) pivotal sind, da die Anzahl relevanter Anlagen niedrig ist. Im Gegensatz zu Netzengpasssituation ② ist nicht sichergestellt, dass eine erzeugungsseitige Alternative über bestehende regulierte Maßnahmen zur Verfügung steht. Es existiert also keine indirekte Preisobergrenze. Somit sind Maßnahmen gegen die Ausübung von Marktmacht erforderlich. Dies sollte in jedem Fall ein geeignetes Monitoring sowie weitere Maßnahmen zum Umgang mit Knappheitssituationen umfassen (s. Kapitel 2.3.2).

Durch die geringe Anzahl an Anlagen besteht auf NS-Ebene eine größere Gefahr für Marktmacht.

Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt

In der Ausgestaltungsvariante „Fahrplanprodukt“ kann strategisches Gebotsverhalten in beiden Ausprägungen auftreten, da sowohl die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz als auch der Missbrauch von Marktmacht möglich sind. Durch koordiniertes engpassverursachendes Anpassen der geplanten Bezugsleistung zur Fahrzeugladung entsteht ein Bedarf, den die beteiligten BEV auch selbst wieder lösen können. Aufgrund einer möglichen pivotalen Stellung auf der FlexPlattform können sie hierbei im Gegensatz zum Fallbeispiel Netzengpasssituation ② zusätzlich beliebige Arbeitspreise verlangen. Ein solches Produktdesign würde folglich zwingend alternative Maßnahmen zur Eindämmung des beschriebenen Gebotsverhaltens erfordern.

Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt wird entsprechend der Ausgestaltung im Fallbeispiel Netzengpasssituation ② ein Vertragszeitraum von einem Jahr vorgesehen und der Arbeitspreis an den Spotmarktpreis gekoppelt. Hier besteht für die Ladung der BEV im Gegensatz zum „Fahrplanprodukt“ kein Anreiz abgerufen zu werden und es kommt somit nicht zu strategischem Gebotsverhalten. Der Anreiz zur Teilnahme besteht durch die Vergütung mit Leistungspreis sowie durch die bei nicht ausreichender Teilnahmebereitschaft drohenden alternativen entschädigungsfreien Maßnahmen nach § 13 II EnWG.

Auch wenn die FlexPlattform die Aufgabe der Engpassbewirtschaftung bei Wahl dieses Produktdesigns hinreichend erfüllen kann und somit einen sinnvollen Baustein im zukünftigen Netzbetrieb darstellt, bleibt festzuhalten, dass ohne ergänzende Maßnahmen ein hoher Koordinationsaufwand für den VNB entstehen würde. Diese Problematik trifft im selben Maß auch auf die aktuelle Ausgestaltung von § 14a EnWG zu. Als mögliche ergänzende Maßnahmen erscheinen präventive, also engpassvermeidende, Mechanismen zielführend, die entweder regulatorisch die maximale Bezugsleistung begrenzen („bedingte Netznutzung“) oder einen tariflichen Anreiz zur Reduzierung einer möglichen hohen Gleichzeitigkeit bei Ladevorgängen von BEV beinhalten.

Ohne zusätzliche Maßnahmen würde durch FlexPlattformen ein großer Koordinationsaufwand für den VNB entstehen.

4.3.4 Schlussfolgerungen aus den Fallbeispielen

Die Betrachtung der Beispielsituationen verdeutlicht, dass es nicht eine typische Netzengpasssituation gibt, die für die Erweiterung des bestehenden Netzengpassmanagements isoliert betrachtet werden kann, sondern eine Vielzahl

³⁵ „Kollusives Verhalten“ bezeichnet das „Verhalten von zwei oder mehreren Personen im Zusammenwirken zum Nachteil anderer, "dritter" Personen [...]“ /GABLE-01 20/.

unterschiedlicher Situationen existiert. Es lässt sich festhalten, dass die Informationstransparenz im Verteilnetz im Vergleich zum Übertragungsnetz geringer sein kann, dies jedoch lediglich den Aufwand zur Informationsbeschaffung erhöht (und somit letztendlich als gegeben angesehen werden). Marktmachtprobleme nehmen im Verteilnetz tendenziell zu und machen insbesondere auf der NS-Ebene zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Die beispielhaften Ausgestaltungsvarianten für die Flexibilitätsprodukte „Fahrplanprodukt“ und „Langzeitkontrahierung“ weisen unterschiedliche Stärken und Schwächen auf.

Marktmachtprobleme treten vermehrt auf Verteilnetzebene auf und erfordern zusätzliche Maßnahmen.

Bei „Fahrplanprodukten“ ist aufgrund der Möglichkeit zur kurzfristigen Anpassung von Geboten die Angebotslegung für Flexibilitätsanbieter mit fahrplanbasierten Anlagen vergleichsweise einfach. Zusätzlich ist die Integration in die heutigen Netzengpassmanagementprozesse aufgrund der Verwendung der selben Datenstandards einfach. Jedoch ist bei Fahrplanprodukten die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz möglich, was alternative Maßnahmen, insbesondere Monitoring und Pönalisierung, zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten erforderlich macht.

Bei der „Langzeitkontrahierung“ kann das Produktdesign zur Vermeidung von strategischem Gebotsverhalten beitragen, wenn sichergestellt wird, dass der Abruf von Flexibilität keine Anreizkomponente enthält. Ein solches Produktdesign erscheint somit empfehlenswert. Allerdings sind für die finale Ausgestaltung noch weitere Parameter im Markt- und Produktdesign abzustimmen. Dies beinhaltet insbesondere das Verfahren zur Festlegung der Beschaffungsmenge an für Netzdienstleistung zur Verfügung stehender Flexibilität, die Länge des Vertragszeitraums sowie die Verfügbarkeit und den Prozess des Erbringungsnachweises, verbunden mit einer gegebenenfalls erfolgenden Sanktionierung bei Nichterfüllung.

Tabelle 4-2: Übersicht über die beschriebenen Netzengpasssituationen

Netzengpasssituation	①	②	③
Ursache	„Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“ (horizontal, HÖS)	„PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“ (vertikal, MS/HS)	„Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“ (vertikal, NS/MS)
Behebung heute	Eingriff nach § 13 I EnWG	Eingriff nach § 13 I EnWG	Eingriff nach § 14 a EnWG
	Netzausbau		
	Zusätzliche Einbindung kostengünstiger (lastseitiger) Flexibilitätsoptionen		
Vorteile durch C/sells FlexPlattform	Kostenreduktion durch Ersatz konventioneller Kraftwerke für den energetischen Ausgleich	Kostenreduktion und Nutzung des PV Stroms anstatt Abregelung	Kostenreduktion; technologiespezifisches Produktdesign stellt kosten-/bedarfsgerechte Integration sicher
Informationstransparenz	Geringer spez. Aufwand für Prognostizierbarkeit	Mittlerer spez. Aufwand für Prognostizierbarkeit	Hoher spez. Aufwand für Prognostizierbarkeit, jedoch kollusives Verhalten möglich
Marktmacht?	Geringes Potential	Gesteigertes Potential mit sinkender Netzebene	Hohes Potential
Marktdesigninkonsistenz bei „Fahrplanprodukt“?	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring einführen • Ggf. Gegenmaßnahmen implementieren (s. Kapitel 2) • Umsetzung mit begrenzten Anpassungsbedarf der bestehenden Prozesse • Kurzfristige Angebotsanpassungen möglich • Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz prinzipiell möglich • Regulatorische Maßnahmen nötig • Monitoring einführen 		
Marktdesigninkonsistenz bei „Langfristkontrahierung“?	<ul style="list-style-type: none"> • Geringer Anreiz für Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz • Ausgestaltungsmöglichkeiten im Hinblick auf die Vertragslänge, Verfügbarkeit und den Erhebungsnachweis • Monitoring einführen 		

4.4 Implementierte Lösungsoptionen zur Eindämmung von strategischem Bieterverhalten

Das vorangegangene Kapitel zeigt beispielhaft, wie Maßnahmen des Produktdesigns grundsätzlich geeignet sind die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz einzudämmen. In Kapitel 2.3.2 werden insgesamt drei mögliche Ansätze zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten aufgeführt. Diese sind in jedem Fall Bestandteil des C/sells FlexPlattform-Konzeptes, wurden jedoch nur punktuell in den einzelnen Pilotausprägungen umgesetzt, da die prototypische Umsetzung und die räumliche und zeitliche Begrenzung der Feldtests, nicht dazu geeignet sind, Aussagen über die tatsächliche Wirksamkeit von Maßnahmen gegen strategisches Bieterverhalten zu treffen. Vielmehr wird ein technischer und prozessualer Proof-of-Concept des FlexPlattform-Konzeptes insgesamt, inklusive der enthaltenen Maßnahmen angestrebt.

Als übergeordnete Feststellung wird nochmals darauf hingewiesen, dass der Fokus des Konzeptes auf der Verbesserung der Effizienz der bestehenden

Netzengpassmanagementprozesse und nicht auf der Ablösung selbiger durch einen rein marktbasieren Prozess liegt (siehe Kapitel 1.4). Dies hat zwei Konsequenzen. Zum einen können Anlagen, die in den bestehenden Prozessen adressiert werden, keine Anreize durch Preissignale der FlexPlattform nutzen. Zum anderen besteht in jedem Fall die Rückfalloption auf die heutigen Prozesse, was als implizite Preisobergrenze für den Einsatz von Flexibilität betrachtet werden kann.

Auch explizite Preisobergrenzen sind als Maßnahmen gegen strategisches Bieterverhalten, speziell das Ausüben von Marktmacht (siehe Kapitel 2.3.2), in den verschiedenen Produktausprägungen möglich. Diese sind leicht zu implementieren und bei Bedarf anzupassen. Die exakte Höhe einer solchen Preisobergrenze muss jedoch durch empirische Daten oder analytisch ermittelt werden, was nicht im Rahmen der Pilotumsetzungen erfolgt.

Verschiedene Aspekte des implementierten Produktdesigns können als Maßnahmen gegen die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz interpretiert werden (siehe Kapitel 2.3.2 und 4.3). Dies gilt zum einen für die Preisstruktur von Geboten. Besonders bei kurzzeitkontrahierter Flexibilität hat die Gestaltung der Bepreisung (Leistungspreis vs. Leistungspreis + Arbeitspreis) einen wesentlichen Einfluss auf das Gebotskalkül. Auch dieser Aspekt wird im Einzelfall implementiert und in qualitativer Weise evaluiert. Zum anderen kann die Ausgestaltung von Langzeitverträgen angeführt werden. Diese beinhalten, auf einer konzeptionellen Ebene, eine dauerhafte Leistungsvorhaltung und deren Vergütung (über eine Pauschale). Für eine derartige Flexibilitätskontrahierung ist der Anreiz zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz wesentlich gemindert. Die Langzeitverträge sind jedoch als Pilotumsetzung nur für Kleinstanlagen konzeptioniert.

Über das Markt- und Produktdesign werden Anreize gesetzt und ein bestimmtes Akteursverhalten angestrebt. Ein detailliertes Monitoringsystem muss daher immer in Abhängigkeit des Markt- und Produktdesigns der FlexPlattform definiert werden. Da Analysen zu den Auswirkungen unterschiedlicher Produktdesigns ein Hauptbestandteil in C/sells ist, wurde in einem ersten Schritt auf die Ausgestaltung eines Monitoringsystems verzichtet. Ein Monitoring der Pilotplattformen würde darüber hinaus auch keinen Rückschluss auf das Auftreten von strategischem Gebotsverhalten im Allgemeinen zulassen, da der Teilnehmerkreis zu gering ist und der Testcharakter der Pilotplattformen stets bestehen bleibt.

Ein Monitoringsystem muss anhängig vom Markt- und Produktdesign der FlexPlattform definiert werden

4.5 Funktionen und Prozesse im Detail

Im Folgenden werden die vorgestellten Prozessschritte aus Kapitel 4.1 detailliert dargestellt. Jeder Prozessschritt besteht dabei aus mehreren Funktionsblöcken, die in wechselseitiger Interaktion stehen können. Abbildung 4-5 gibt einen Überblick über das detaillierte Prozessdiagramm des C/sells FlexPlattform-Konzeptes.

Die Einzelbeschreibungen der Funktionsblöcke enthalten Informationen darüber, welcher Akteur beteiligt ist, welche Informationen wie übermittelt oder verarbeitet werden, in welchem zeitlichen Bezug die Funktion steht und mit welchem Ziel diese durchgeführt wird. Zur besseren Nachvollziehbarkeit wird die wörtliche Bezeichnung der Funktionsblöcke verwendet sowie bei Bedarf auf die Nummerierung der Pfeile verwiesen.

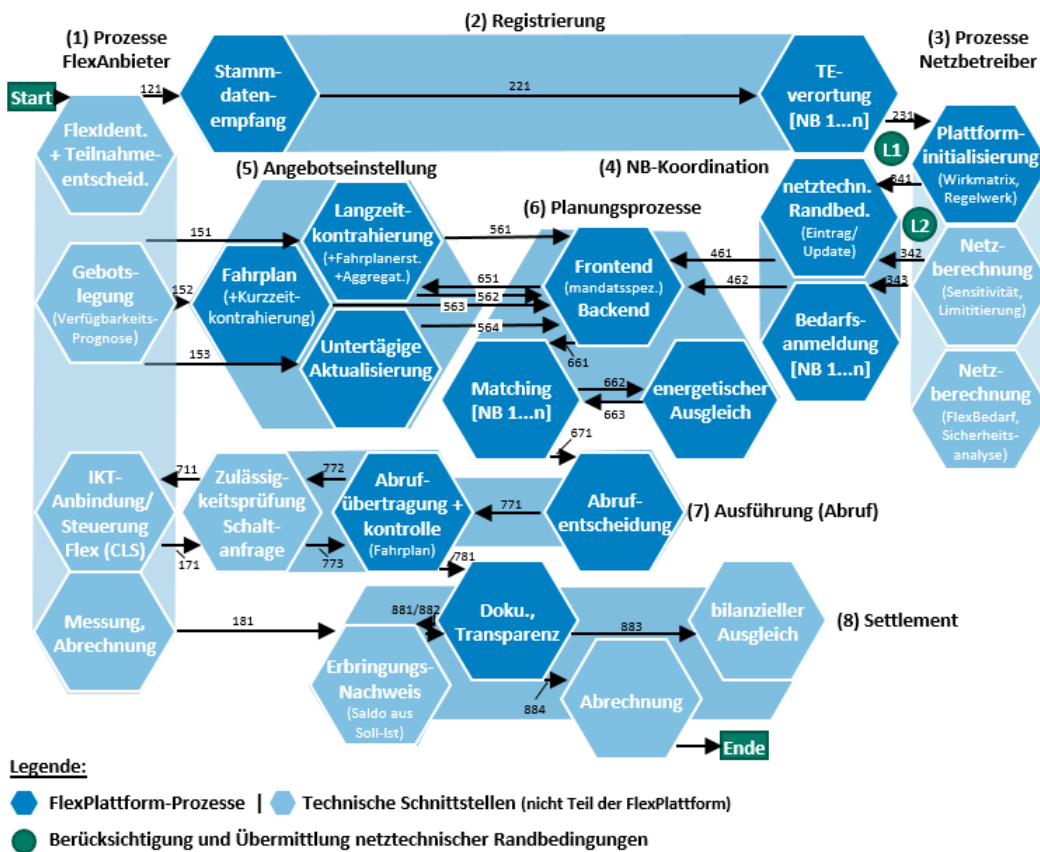


Abbildung 4-5: Detailliertes Prozessdiagramm mit den Funktionsblöcken und deren Zusammenspiel im C/sells-FlexPlattform-Konzeptes

4.5.1 Prozesse Flexibilitätsanbieter

Der logisch erste Prozessschritt auf Seiten des Flex-Anbieters ist die Flexibilitätsidentifikation (FlexIdent.). Dieser beschreibt die Identifikation potenziell vermarktungsfähiger Anlagen bzw. Flexibilitätsoptionen, die dem Anbieter zur Verfügung stehen. Um zu diesem Schritt zu gelangen, ist es notwendig, dass der Anbieter über ausreichend Informationen hinsichtlich der Anforderungen an die Flexibilitätsoptionen verfügt und ggf. Kontakt zu entsprechenden Vertriebskanälen hat. Darauf folgt die aktive Teilnahmeentscheidung anhand von extrinsischen oder intrinsischen Erwägungen, welche letztlich in der Registrierung bzw. Übergabe der Stammdaten an die FlexPlattform (121) mündet. Die Flexibilisierungsidendifikation bis hin zur Stammdatenübergabe ist jederzeit möglich.

Bei der Flexibilitätsidentifikation werden vermarktungsfähige Anlagen ermittelt.

Ist die Registrierung und Freigabe zur Teilnahme an der Flex-Plattform abgeschlossen, kann die Gebotslegung, unterschieden nach den verschiedenen Produktarten (vgl. Kapitel 4.2), erfolgen:

Bei Langzeitkontrahierung (151) erfolgt lediglich eine einmalige Entscheidung zur Nutzungsfreigabe unter den gegebenen Randbedingungen (Vergütung und Nutzungsansprüche) im Rahmen der Übergabe der Stammdaten (121).

Zur Ermittlung von Fahrplanangeboten (152) sind folgende Schritte auf Seiten des Flex-Anbieters notwendig:

1. Bestimmung des Baseline-Fahrplans als Referenz

2. Bestimmung der verfügbaren und vermarktungsfähigen Flexibilität der technischen Anlage
3. Bepreisung der verfügbaren Flexibilität
4. Erstellung des Angebots nach dem vorgegebenen Format (vgl. Kapitel 4.2)
5. Übergabe des Angebots an die Plattform über das Web-Interface (ggf. mit der Möglichkeit einer untertägigen Aktualisierung (153) des Angebots)

Die IKT-Anbindung und Steuerung der Flexibilitätsoption (TE) wird ebenfalls nach den verschiedenen Produktarten (vgl. Kapitel 4.2) unterschieden:

Bei *Langzeitkontrahierung* ermittelt die Plattform nach erfolgreichem Matching die entsprechenden Abrufe der kontrahierten Anlagen und übersetzt diese in einzelne Schaltsignale („Jobs“, i.e. Setzen / Rücksetzen des Schaltbefehls). Daraufhin wird der Schaltbefehl als Jobliste an den aktiven externen Marktteilnehmer (aEMT) übergeben. Der aEMT übernimmt die Schaltung der Anlage zu Beginn des kontrahierten Zeitraums und setzt den Schaltbefehl nach Ende des Zeitraums wieder zurück.

Bei *Fahrplanangeboten* wird nach erfolgreicher Kontrahierung der angepasste Fahrplan an den EIV im standardisierten Format (via E-Mail oder definierter API-Schnittstelle) übergeben. Der EIV passt daraufhin den Fahrplan seiner Anlage selbständig an. Die Flex-Option verhält sich nach Steuerung durch den EIV entsprechend der kontrahierten Flexibilität.

Bei Fahrplanprodukten erfolgt die Gebotslegung über Webinterface und wird in der Datenbank auf der Plattform abgelegt; die Abrufübermittlung erfolgt per E-Mail oder die Infrastruktur intelligenter Messsysteme (iMSys); die Messung erfolgt ebenfalls über iMSys-Infrastruktur.

Im Sonderfall *Kurzzeitkontrahierung* wird im Vorfeld eine Verpflichtung zur Vorhaltung der zugesicherten Leistung im entsprechenden Zeitfenster (=optionales Fahrplanprodukt) zugesichert. Bei Erbringungsaufforderung wird aus der Option ein Fahrplanprodukt mit entsprechendem Abruf.

Der Sonderfall *Quotenprodukte* ist prinzipiell auch als Langzeitkontrahierung, Kurzzeitkontrahierung oder Quasi-Fahrplan umsetzbar. Der Unterschied liegt darin, dass statt definiertem Verbrauchs-/Einspeisewert ein Grenzwert vorgegeben wird, welcher entweder direkt gesteuert oder vom EIV einzuhalten ist.

Die Messung und Abrechnung erfolgt im Kontext des Erbringungsnachweises in definierten Intervallen (z. B. wöchentlich). Dabei werden die Messwerte der kontrahierten Anlagen für diesen Zeitraum abgerufen (Tarifanwendungsfall (TAF) 7). Die erfassten Messwerte werden mit den übergebenen kontrahierten Angebotsdaten (Baseline, verfügbare Flexibilität) abgeglichen. Dadurch kann die Flexibilitätserbringung nachvollzogen werden (181) und eine Visualisierung anhand des Abgleichs von kontrahiertem und tatsächlichem Lastgang zur Verfügung gestellt werden. Die Abrechnung erfolgt anhand dieser Daten.

Für den Erbringungsnachweis werden Messwerte der kontrahierten Anlagen abgerufen und mit den Angebotsdaten verglichen.

4.5.2 Registrierung

Das Ziel der Registrierung einer Flexibilitätsoption ist der Stammdatenempfang der TE und des EIV sowie die Verortung im Netz.

Die Registrierung der Anbieter ist ein einmaliger Prozess, der Grundvoraussetzung für eine spätere Angebotsabgabe ist. Sie kann zu beliebiger Zeit geschehen und umfasst Stammdaten, wie zum Beispiel Angaben zur Kontaktperson (EIV) sowie Anschrift und Rechnungsadresse (121).

Zur Registrierung gehört neben der Angabe von Stammdaten durch den Anbieter auch die Verortung der Anlage durch den Netzbetreiber.

Zudem können je Anbieter eine oder mehrere Flexibilitätsoptionen an einem Standort registriert werden, welche grundsätzlich unabhängig verwaltet und angeboten werden können. Die Registrierung einer Flexibilitätsoption geschieht mittels Stammdatenübermittlung an die FlexPlattform, welche u.a. den Anschlussnetzbetreiber und den zugeordneten Bilanzkreis enthält.

Nachdem Flexibilitätsoptionen durch den EIV angelegt wurden, erhält der jeweilige Anschlussnetzbetreiber relevante Informationen, um diese innerhalb seines Netzgebietes zu verorten (231) und einem Netzknoten zuzuweisen. Diese Verortung erfolgt schnellstmöglich nach der Registrierungsanfrage. Die Verortung kann als Metadaten durch die Netzbetreiber auf der FlexPlattform hinterlegt werden, indem der Netzanschlusspunkt inklusive Sensitivität angegeben oder beim jeweiligen Netzbetreiber (NB) dokumentiert wird. Sie beginnt beim Anschlussnetzbetreiber und wird entsprechend an die überlagerten Netzbetreiber kommuniziert (TE-Verortung [NB 1...n]). Hierbei besteht erstmalig die Möglichkeit bei der Meldung der Netzverknüpfungspunkte auch netztechnische Randbedingungen („Limitierungen“, L1) zu setzen, um sicherzustellen, dass durch den Abruf einer flexiblen TE zur Lösung von Netzengpässen im überlagerten Netz keine netztechnischen Randbedingungen im unterlagerten Netz verletzt werden. Da sich diese Parameter in Abhängigkeit des netztopologischen Schaltzustandes sowie der Erzeugungs- und Lastsituation kurzfristig ändern, können diese Werte bei Bedarf nachträglich angepasst werden, sollen jedoch bereits durch Übermittlung eines „Default-Wertes“ eine erste Indikation über die netztechnischen Randbedingungen ermöglichen. Diese Default-Sensitivität bezieht sich auf mindestens einen Netzknoten (Netzanschlusspunkt). Gegebenenfalls müssen in diesem Rahmen zusätzlich neue Netzknoten durch den Netzbetreiber initialisiert werden, um die Anlage verorten zu können. In diesem Fall kann der unterlagerte Netzbetreiber anstoßen, dass der überlagerte Netzbetreiber eine Mitteilung mit der Aufforderung die Angaben zu vervollständigen erhält.

Durch die Verortung der Anlage durch die Netzbetreiber ist die Anlage registriert. Erst wenn der Pfad bis zum ÜNB bestimmt ist, kann die Anlage durch die Plattform für den vollständigen Flexibilitätsprozess freigegeben werden.

Der Anbieter wird über die Freischaltung der Anlage informiert und kann die Stammdaten bei Bedarf aktualisieren. Nach der beschriebenen Registrierung ist die Anlage für die Erbringung von Flexibilität freigegeben.

4.5.3 Prozesse Netzbetreiber

Die Prozesse der Netzbetreiber bilden die Flexibilitätsnachfrageseite ab. Je nach Ausprägung der FlexPlattform finden diese mehr oder weniger auf der Plattform oder direkt beim Netzbetreiber statt. Als relevante Funktionen werden im Folgenden die Plattforminitialisierung sowie die notwendigen Netzberechnungen, einerseits zur Bestimmung von Sensitivitäten und Limitierungen, andererseits zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs beschrieben.

Ziel der Plattforminitialisierung ist das Anlegen eines (rudimentären) Knotenmodells, inklusive der Sensitivitäten und (Default-)Limitierungen, durch den Netzbetreiber, um Wirkbeziehungen abbilden zu können.

Ein Netzknoten beinhaltet dabei die folgenden Informationen:

- Default Limitierung
- Default Sensitivität auf überlagerten Netzknoten
- Über- und unterlagerten Netzknoten bzw. angeschlossene TE

Netzknoten werden angelegt, wenn diese für die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs oder die Kommunikation von Flexibilitätspotenzial und Limitierungen erforderlich sind. Dies kann in den folgenden Fällen der Fall sein:

- Der Netzbetreiber will die maximale Flexibilität am Knoten beschränken.
- Der Netzknoten hat eine Verbindung zu einem anderen Netzbetreiber.
- Der Netzbetreiber hat (perspektivisch) einen Flexibilitätsbedarf für den Netzknoten.
- Der Netzbetreiber will die verfügbare Flexibilität an dem jeweiligen Netzknoten einsehen können.

Dieser Prozess kann auch als Teil der Netzberechnung direkt beim Netzbetreiber verortet sein. Er findet normalerweise direkt nach der Registrierung der Flexibilitätsoptionen und damit mit deutlichem zeitlichem Vorlauf zur eigentlichen Nachfrageerstellung statt. Updates sind, je nach Plattformausrüstung, auch kurzfristig möglich. Neben der Feststellung der Sensitivitäten, z.B. durch eine Wirkmatrix oder ein explizites Netzmodell, wird auch ein allgemeines Regelwerk aufgestellt.

Verschiedene Netzberechnungen sind auf Seiten des Netzbetreibers notwendig. Das erste Ziel ist dabei die Berechnung von Sensitivitäten zwischen zwei Knoten und Limitierungen an Knoten. Diese findet nicht auf der FlexPlattform statt, sondern in den netzbetreibereigenen Programmen und Modellen. Die dadurch beschriebenen impliziten Netzinformationen können, je nach Plattformausrüstung, auf der FlexPlattform hinterlegt werden. Im Gegensatz zur statischen Plattforminitialisierung sind Updates und dynamische Werte (in Form von Zeitreihen) vor allem für die Limitierungen (L2) auch kurzfristig möglich.

Die Netzberechnung zur Ermittlung der Sensitivität und Limitierungen zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs findet beim Netzbetreiber statt.

Ein weiteres Ziel der Netzberechnungen ist die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs (FlexBedarf) durch die Netzbetreiber. Eine Sicherheitsanalyse, die außerhalb der FlexPlattformen individuell in den Systemen der einzelnen Netzbetreiber nach ihren Regeln stattfindet, führt zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs. In der Regel findet hierbei eine Ausfallvariantenrechnung zur Berechnung der Lastflüsse auf Basis von Plandaten statt. Hierfür können beispielsweise gemeldete Fahrpläne sowie die Prognose von Einspeisung und Entnahmen oder ggf. auch historische Daten in entsprechenden Algorithmen berücksichtigt werden. Zu berücksichtigen sind hier perspektivisch die bereits bestehenden nationalen und internationalen Prozesse, wie die europäischen DACF und IDCF-Vorschauprozesse³⁶, in die die lokalen Prozesse eingebettet werden müssen.

Die ermittelten Bedarfe werden pro Netzbetreiber an die Plattform übermittelt (343). Dies geschieht mittels Zeitreihen beispielsweise einen Tag im Voraus. Der genaue Zeitpunkt variiert zwischen den Plattformen. Aktualisierungen einer Meldung für den gleichen Zeitraum sind, je nach Ausprägung der FlexPlattform, auch kurzfristig möglich.

Flexibilitätsbedarfe werden von den Netzbetreibern als Zeitreihen an die Plattform übermittelt. Dies erfolgt zum Beispiel am Vortag des Bedarfs.

Da eine Bedarfsmeldung grundsätzlich für einen konkreten Zeitraum definiert wird, ist die Bedarfsmeldung nach Ablauf des Zeitraums für den Prozess nicht mehr relevant. Allerdings können im Prozess jederzeit neue Bedarfsmeldungen für Folgezeiträume abgegeben werden.

Wichtig für die spätere Dokumentation ist die Zuordnung einer eindeutigen Maßnahmen-ID.

³⁶ Day-Ahead Congestion Forecast und Intra-Day Congestion Forecast als standardisierte Prozesse des Europäischen Verbandes der ÜNB (ENTSO-E)

4.5.4 Netzbetreiberkoordination

Ziel der Netzbetreiberkoordination ist die Koordinierung der Einschränkungen der Netzbetreiber und Wirksamkeiten der Flexibilitätsoptionen entsprechend der Netztopologie, so dass ein sicherer Netzbetrieb allzeit gewährleistet ist. Zugehörige Funktionen sind die Eintragung beziehungsweise das Update der netztechnischen Rahmenbedingungen sowie die Koordinierung des Flexibilitätsbedarfs.

Die Netzbetreiberkoordination ist ein wesentlicher Bestandteil eines konsistenten Plattformkonzeptes, welches über mehrere Netzebenen hinweg operieren soll. Im Rahmen der Pilotumsetzungen wird diese jedoch nicht notwendigerweise implementiert, da die Demonstratoren lokal sehr begrenzt sind. Im Folgenden wird daher als Muster die Ausprägung des Prozesses auf der comax Plattform diskutiert. Dieser wird jedoch nicht auf die weiteren Pilotplattformen angewendet und angepasst.

Als erstes Input dienen die in den Netzbetreiberprozessen ermittelten Limitierungen und Sensitivitäten auf übergelagerten Knoten (342), welche durch die Netzbetreiber kommuniziert wurden. Diese werden in der Funktion netztechnische Randbedingungen zu koordinierten Einschränkungen (d.h. beschränkenden Limitierungen) und End-to-End-Sensitivitäten (Sensitivität entlang jedes Netzpfades über mehrere Knoten) zusammengefügt. Dabei werden alle Sensitivitäten zwischen Knoten sowie Limitierungen an Knoten gesammelt und logisch zu einem vereinfachten Knotenmodell verknüpft, so dass dieses vollständig vorliegt.

Für Netzbetreiber gibt es zwei Möglichkeiten, Sensitivitäten und Limitierungen zu melden. Beim Anlegen eines Knotens gibt der Netzbetreiber Default-Werte einer statischen Sensitivität (Prozentzahl der Wirkung auf den überlagerten Knoten) und einer Limitierung (jeweils positiver und negativer Leistungswert je Knoten) an. Diese können dynamisch mit Zeitreihen überschrieben werden (siehe Kapitel 4.5.3), zum Beispiel durch Upload einer entsprechenden csv-Datei.

Weiterhin wird die Flexibilitätsnachfrage von jedem Netzbetreiber knotenscharf übermittelt (343) und in der Funktion Bedarfsmeldung [NB 1...n] kumuliert³⁷.

Der koordinierte Flexibilitätsbedarf sowie die netztechnischen Randbedingungen sind ein wesentlicher Input für den Planungsprozess (461 und 462). Durch die Koordinierung wird sichergestellt, dass der Flexibilitätsbedarf eines überlagerten oder angrenzenden Netzbetreibers nicht zur Verletzung der netztechnischen Vorgaben eines anderen Netzbetreibers führt. Dadurch wird sichergestellt, dass insgesamt nur eine effiziente Menge an Flexibilität beschafft werden muss.

Die Netzbetreiberkoordination stellt sicher, dass eine effiziente Menge an Flexibilität eingesetzt wird und dabei keine netztechnischen Restriktionen verletzt werden.

4.5.5 Angebotseinstellung

Die Angebotseinstellung hat das Ziel das vom Anbieter identifizierte Flexibilitätspotenzial dem Netzbetreiber standardisiert auf der FlexPlattform sichtbar zur Verfügung zu stellen. Die Gebote folgen dabei den zugrundeliegenden Produktformaten und Gebotsregeln. Insbesondere determinieren die Handelszeiträume, wann Gebote abgegeben werden können.

³⁷ Dabei kann für stark vermaschte Netzgebiete eine koordinierte Netzssicherheitsrechnung erforderlich sein. Dies ist in der Regel für Übertragungsnetz und 110kV-Netze mit Transportaufgabe und starker Vermaschung der Fall.

Die Zeitscheiben der Produkte und die Abrufzeitpunkte beschreiben die zeitliche Dimension der Flexibilitätserbringung. Die detaillierte Systematisierung der Flexibilitätsprodukte ist den Kapitel 2.2.2 und 4.2 zu entnehmen.

Die Langzeitkontrahierung bezieht sich auf Anlagen ohne aktive Vermarktung. Bei solchen TE erfolgt bereits bei der Registrierung einer Flexibilitätsoption die Freigabe zur Nutzung der Anlage (561) unter den vom Anschlussnetzbetreiber vorgegebenen Randbedingungen (vgl. Kapitel 4.2). Dieser Prozess ist einmalig und kann je nach Ausgestaltung in regelmäßigen zeitlichen Abständen angefragt werden, was dem Vertragszeitraum bzw. der Zeitscheibe des Produktes entspricht. Die Nutzungsfreigabe kann unter Umständen auch ausgesetzt oder zurückgenommen werden.

Die TE in der Langzeitkontrahierung werden entsprechend im Angebotsregister gekennzeichnet und stehen für die spätere Aggregation und somit der Bildung eines aggregierten Angebots zur Verfügung. Dabei wird aus der Vielzahl an im Pool enthaltenen TE ein gemeinsames Flexibilitätspotenzial als flexibler Fahrplan abgeleitet und in den Planungsprozess übergeben (562).

Die Angebotseinstellung bei Anlagen mit aktiver Vermarktung (Fahrplanprodukte wie auch kurzzeitkontrahierte Produkte) erfolgt über die Plattformoberfläche oder definierte Schnittstellen (653). Dabei kann sowohl der Baseline-Fahrplan als auch die verfügbare Flexibilität mit entsprechenden Preisen als Zeitreihe übergeben werden (vgl. Kapitel 4.2). Die Einstellung und Aktualisierung ist im Allgemeinen im gesamten Handelszeitraum möglich. Dies kann im speziellen Fall auch eine untertägige Aktualisierung und damit Anpassung eines bestehenden Angebotes (564) beinhalten.

4.5.6 Planungsprozesse

Unter den Planungsprozessen werden mehrerer Funktionalitäten zusammengefasst. Prinzipiell ist das Ziel, den Flexibilitätseinsatz als Teil der Netzbetriebsplanung einzuberechnen.

Hierzu wird ein Backend, in welchem alle internen Plattformprozesse und -funktionen stattfinden, und ein Frontend benötigt. Über das Frontend stehen den beteiligten Akteuren Oberflächen und Schnittstellen zum Austausch und zur Visualisierung (651) der relevanten Daten zur Verfügung. Sowohl das Frontend als auch das dahinterliegende Backend werden mandatspezifisch ausgeführt, sodass jeder Teilnehmer der FlexPlattform ausschließlich auf die für ihn relevanten Daten zugreifen kann

Die Funktion Matching beinhaltet allgemein das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage. Auf einer abstrakten Ebene kann das Matching als Blackbox betrachtet werden, in welcher der Flexibilitätsbedarf eines Netzbetreibers als Nachfrage, sowie die verschiedenen Angebote als Input eingehen (661). Der Output beinhaltet genau diejenigen Angebote, die zur Deckung der Nachfrage notwendig sind mit den jeweils zu zahlenden Preisen (671).

Im Matching Prozess werden Angebot und Nachfrage zusammengeführt. Dabei wird ein Optimierungsproblem gelöst.

Das Matching kann demnach in jedem Fall als Optimierungsproblem beschrieben werden, welche die Kosten des Flexibilitätseinsatzes minimiert unter der Nebenbedingung, dass alle identifizierten Probleme gelöst werden. Die globale Optimierung beinhaltet dabei die Probleme über alle Netzebenen [NB 1...n].

Die genaue Ausgestaltung dieses Optimierungsansatzes sowie der Lösungsstrategie für selbiges bietet erheblichen Spielraum und unterscheidet sich in den einzelnen Pilotplattformen beispielsweise in den Aspekten:

- Welche Netzebenen werden betrachtet?
- Welche technischen Probleme werden betrachtet?
- Wie ist das Optimierungsverfahren gestaltet?
- Welche Nebenbedingungen werden beachtet?

Die konkreten Umsetzungen der Planungsprozesse variieren auf den drei Pilotplattformen teilweise deutlich. Im Folgenden werden daher jeweils die wesentlichen Aspekte der Umsetzung der Planungsprozesse beschrieben. Die drei Beispiele sollen verdeutlichen, dass der Spielraum bei der exakten Umsetzung der Planungsprozesse als Kernstück der FlexPlattform erheblich ist.

Auf der ReFlex-Plattform selbst wird keine (netz-)technische Bewertung der angebotenen Flexibilität durchgeführt. Stattdessen werden die Gebote ohne entsprechende Preisinformation an den Netzbetreiber übermittelt. Dort findet eine netztechnische Optimierung statt, die als Output eine Liste mit möglichen Angebotskombinationen liefert, die zur Lösung der technischen Probleme geeignet sind. Diese wird zurück an die Plattform übermittelt, welche mittels der Preisinformationen die günstigste Lösung auswählt und das Flexibilitätshandelsgeschäft entsprechend abschließt.

Bei ALF besteht die Option mit einem Flexibilitätshfahrplan und einer Preiszeitreihe ein Gebot abzugeben. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit, eine Anlage, die hierzu nicht mit vertretbarem Aufwand in der Lage ist, auf der Plattform zu registrieren und mit Einschränkungen einer Nutzung durch die Plattform dort freizugeben. Hierfür wird eine pauschale Vergütung gewährt. ALF bildet anschließend aus allen Anlagen eines Flexibilitätstyps ein aggregiertes Angebot, was mit einem Preis von Null Euro im Matching berücksichtigt wird. Das eigentliche Matching wird über eine Kostenoptimierung aller Flexibilitätshabrufe eines Tages durchgeführt.

Auf der comax bedeutet Matching die Deckung der Netzbetreiberbedarfe je Knoten durch die, durch die Flexibilitätshanbieter, auf der comax eingestellten Angebote. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Sensitivitäten zwischen den Knoten und Einschränkungen je Knoten. Dabei wird vereinfachend der Bedarf zunächst auf unterster Knotenebene gedeckt. Die Grundlagen zur Bildung der Merit Order Liste und eine beispielhafte Deckung des Flexibilitätshbedarfs auf der comax-Plattform ist in Kapitel 5.3 aufgeführt.

4.5.7 Ausführung (Abruf)

Nach Durchlaufen der Planungsprozesse führt der Abruf zur Ausführung der angebotenen Flexibilität. Dabei begründet die Kontrahierung als Ergebnis des Matchings (671) formal Abrufberechtigung. Allerdings unterscheidet sich der Abruf in Abhängigkeit des zugrundeliegenden Flexibilitätshproduktes, insbesondere hinsichtlich des zeitlichen Vorlaufes sowie der technischen Umsetzung. Allen gemein ist dabei die Mitteilung der Abrufentscheidung vom Netzbetreiber, die die Plattform an den Einsatzverantwortlichen übermittelt (771). Dadurch wird der Prozess der Abrufübertragung und -kontrolle angestoßen, der sich je nach Produktart, unterschiedlich darstellt.

Über Langzeitprodukte kontrahierte (und im Matching ausgewählte) Anlagen werden zum Abrufzeitpunkt direkt gesteuert. Der Abruf erfolgt demnach über ein Schaltsignal, welches direkt von der Plattform oder vom Netzbetreiber übermittelt wird. Die Abrufentscheidung

Der Abruf der Flexibilitätsherbringung unterscheidet sich zwischen den Produkten. Langzeitkontrahierte Anlagen werden direkt gesteuert während Fahrplanprodukte adressierte Anlagen einen angepassten Fahrplan erhalten.

wird bereits mit dem Vorliegen des Marktergebnisses getroffen, das Schaltsignal erfolgt allerdings entsprechend in Echtzeit.

Über Fahrplanprodukte adressierte Anlagen erhalten einen angepassten Fahrplan, welchen Sie eigenverantwortlich umsetzen müssen. Der Abrufentscheidungszeitpunkt fällt in diesem Fall zusammen mit der Bekanntgabe des Marktergebnisses und stellt demnach das eigentliche Handelsgeschäft dar.

Bei Kontrahierungsprodukten wird die bezuschlagte Leistung vorgehalten, bis die eigentliche Abrufentscheidung erfolgt. Der Abruf kann dann ebenfalls als Fahrplananpassung (mit zeitlich definiertem Vorlauf) oder auch als direktes Schaltsignal (quasi Echtzeit) erfolgen.

Wird eine TE direkt von der Plattform abgerufen, so muss die Abrufentscheidung einer Zulässigkeitsprüfung unterzogen werden (vgl. /FFN-01 18/). Hierbei wird die Schaltanfrage hinsichtlich der Eindeutigkeit und Konfliktfreiheit geprüft (772). Dieser Prozess läuft außerhalb der FlexPlattform ab. Der Abruf wird bei erfolgreicher Prüfung über eine geeignete Informations- und Kommunikationsinfrastruktur an die flexible TE weitergeleitet (711), wodurch eine Anpassung der Bezugs- bzw. Erzeugungsleistung erfolgt. Abschließend erfolgt als Feedback ein Signal zur Abrufkontrolle (171 und 773).

4.5.8 Settlement

Ziel des Settlements ist die finanzielle und bilanzielle Abrechnung sowie das Reporting. Das Settlement besteht aus den Funktionen Dokumentation, Nachweiserbringung, bilanzieller Ausgleich und Abrechnung. Es findet zum Teil unmittelbar nach dem Abruf (bilanzieller Ausgleich, Dokumentation), zum Teil erst nach der Erbringung (Erbringungsnachweis, Abrechnung) statt. Voraussetzung für das Settlement ist die Dokumentation der Maßnahme als Handelsgeschäft.

Die Settlementfunktionen stehen bei den Plattforummsetzungen in C/sells nicht im Fokus. Sie sind weitestgehend an bestehende Prozesse angelehnt oder können über Standardprozesse abgewickelt werden. So kann der heutige Settlementprozess beim Redispatch als Vergleichsprozess angesehen werden. Dieser beachtet unter anderem die folgenden Transparenzpflichten:

- Die EU Verordnung 543/2013 Artikel 13.1.A wird durch Veröffentlichung auf der ENTSO-E Transparenz-Plattform³⁸ erfüllt.
- Die ursprüngliche BNetzA-Festlegung BK6-11-098 wird durch die Veröffentlichungen auf netztransparenz.de erfüllt. Diese Transparenzvorgabe wurde nach Außerkraftsetzen des BNetzA-Beschlusses in FSV beibehalten.
- Hinzu kommt die Meldepflicht nach §13 Abs. 7 EnWG, durch welche direkt an die BNetzA gemeldet wird.

In Anlehnung an die Redispatchvorgaben können Aussagen über die Settlement-Funktionen der FlexPlattform getroffen werden.

Zum bilanziellen Ausgleich stellt der Netzbetreiber, der einen Flexibilitätsabruf mit einer Anlage anweist, ex ante einen Ausgleichsfahrplan über die Höhe der Anpassung ein. Dies erfolgt über den „Flexibilitäts“-Bilanzkreis (vgl. heutiger Redispatch-Bilanzkreis) (883) des Netzbetreibers, in dem die Anlage sich befindet. Dabei muss auch der energetische Ausgleich

Nach dem Abruf muss dieser dokumentiert werden und eine Nachweiserbringung erfolgen, um eine Abrechnung durchführen zu können. Zudem muss der bilanzielle Ausgleich ausgeführt werden.

³⁸ <https://transparency.entsoe.eu/>

beachtet werden (siehe Kapitel 4.5.6). Die genaue zukünftige Realisierung des bilanziellen Ausgleichs ist Gegenstand der aktuellen Branchendiskussion.

Jede Flexibilitätskontrahierung wie auch die Abrufentscheidung (781) wird grundsätzlich dokumentiert. Selbiges gilt für die Nachweiserbringung (881 und 882), für welche die gemessenen Ist-Werte (181) mit den gemeldeten Fahrplanwerten inklusive der erwarteten Anpassung durch die Flexibilität verglichen werden. Dies dient der Sicherstellung von Transparenz und ermöglicht (884) eine konsistente Abrechnung.

Die Funktionen des Settlements werden überwiegend nicht in den C/sells Pilotumsetzungen implementiert. Dennoch komplettieren Sie das C/sells-FlexPlattform-Konzept, indem Sie den Abschluss der Flexibilitätsbereitstellung klarstellen und die allgemeinen Transparenzvorgaben würdigen.

5 Drei prototypische Umsetzungen des C/sells-FlexPlattform-Konzeptes

Im Folgenden werden die drei prototypisch implementierten FlexPlattformen, ReFlex, ALF und comax, jeweils detaillierter beschrieben. Die Ausführungen enthalten dabei einen Überblick über die beteiligten Akteure und deren Motivation, eine Kurzbeschreibung der konkreten Implementierung (inklusive IT-Spezifikation) und die implementierten Flexibilitätsprodukte sowie einen Ausblick auf den Feldtest. Die Informationen doppelten sich teilweise mit vorhergehenden Kapiteln. Weiterführende Informationen können den Projektdokumentationen der einzelnen C/sells Arbeitspakete entnommen werden.

5.1 ReFlex - regionaler Flexibilitätsmarkt Nordhessen

Die ReFlex Pilotplattform wird im Netzgebiet der EAM Netz GmbH (EAM) im hessischen Dillenburg implementiert und getestet. Beteiligt sind, neben der EAM als zuständiger Netzbetreiber, die EAM Energie Plus GmbH (EAMP), welche als Anbieter für Flexibilität auftritt sowie die Universität Kassel, welche die forschungsseitige Betreuung sowie die Implementierung der Plattformsoftware übernimmt. Außerdem werden Verfahren zur Prognose des Netzzustandes und frühzeitigen Engpasserkennung entwickelt.

Heute bestehen im betroffenen Netzgebiet quasi keine Engpassprobleme, da das Gebiet in der Mitte Deutschlands weder eine besonders hohe Durchdringung mit Windkraft- noch mit PV-Anlagen aufweist. Für die nächsten Jahre wird jedoch erwartet, dass sich diese Situation ändert, was zum einen dem weiteren Ausbau von EE-Anlagen, zum anderen der Zunahme der Sektorkopplung im Haushaltsbereich, speziell Wärmepumpen und E-Mobilität, geschuldet ist. Unter dem Gesichtspunkt, dass der notwendige Netzausbau vermutlich hinter den zeitlichen Anforderungen zurückbleiben wird, besteht auf Seite der Netzbetreiber bereits heute Interesse, Erfahrungen mit dem netzdienlichen Einsatz von Flexibilität zu erlangen. Auch wenn dies in den bisherigen Prozessen des (Verteil-)Netzbetriebs kaum eine Rolle spielt. Anbieterseitig steht die Erschließung von Flexibilitätspotenzial im Vordergrund der Forschung, welche grundsätzlich auf verschiedenen Märkten (Energy-only-Markt, Regelleistungsmarkt, regionaler Flexibilitätsmarkt), genutzt werden kann, was im Pilotversuch für den ReFlex demonstriert wird.

Die Pilotumsetzung des ReFlex zielt daher darauf ab Erkenntnisse und Erfahrungen für die folgenden Fragestellungen und Themengebiete zu sammeln:

- Wie können Netzengpasssituationen frühzeitig erkannt werden? (Prognoseprozess)
- Wie kann der Prozess für den Handel von Flexibilität (Prozesse der FlexPlattform) in die Prozesse des VNB integriert werden?
- Eignet sich das gewählte Flexibilitätsproduktdesign sowie der Handelsmechanismus grundsätzlich zur Behebung identifizierter Engpasssituationen?
- Eignet sich das gewählte Flexibilitätsproduktdesign sowie der Handelsmechanismus grundsätzlich zur standardisierten Bereitstellung von Flexibilität?
- Welche unerwünschten Verhaltensweisen (strategisches Bieten, Marktmachtmissbrauch, absichtliche Engpasserzeugung, etc.) können auftreten und welche Gegenmaßnahmen sind denkbar?

Das Plattformdesign entspricht im Wesentlichen der Prozessdarstellung des Kapitels 4.5. Allerdings werden an einigen Stellen Vereinfachungen vorgenommen und einzelne Prozessschritte vernachlässigt. Konkret zu nennen ist der gesamte Nachweis- und Settlementprozess. Außerdem wurde die Netzbetreiberkoordination für die Pilotphase vernachlässigt. Das heißt, der Fokus der Forschung liegt auf der Erkennung und Behebung von Netzengpässen im eignen Netzgebiet. Dabei wird zunächst die MS-Ebene fokussiert. Der geltende gesetzlich-regulatorische Rahmen wird grundsätzlich beachtet, punktuell jedoch auch vernachlässigt, speziell um verschiedene Produktdesigns zu testen.

Der Fokus der Forschung im Rahmen von ReFlex liegt auf der Erkennung sowie der Behebung von Netzengpässen in der MS-Ebene.

Kurzbeschreibung der konkreten Umsetzung der Plattformprozesse ReFlex

Zur Durchführung des Feldtests wird das Plattformdesign prototypisch umgesetzt. Sie enthält grafische Benutzeroberflächen für die Nachfragerseite (Netzbetreiber) sowie für die Angebotsseite.

Verschiedene Anbieter können sich auf der Plattform registrieren und anschließend einzelne Anlagen anmelden. Auf der ReFlex-Plattform werden einzelne TE am Netzverknüpfungspunkt zu sogenannten Standorten aggregiert. Das heißt, Flexibilitätsgebote beziehen sich jeweils auf die aggregierten Anlagen am Standort und können mit diesem erbracht werden. Der Registrierungsprozess enthält eine vereinfachte Plausibilitätsprüfung durch den Netzbetreiber, in deren Zug eine Verortung im Netzmodell vorgenommen wird.

Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt werden auf ReFlex zu einem Angebot aggregiert.

Der eigentliche Marktprozess, mit dem die Flexibilität beschafft werden soll, findet als Day-Ahead-Auktion statt. In dieser Auktion gibt der Netzbetreiber an, für welche Netzgebiete in welchen Zeiträumen des Folgetages ein grundsätzlicher Flexibilitätsbedarf besteht. Dafür ist eine Day-ahead-Prognose des Netzzustandes erforderlich. Art und genauer Ort des Problems werden nicht preisgegeben, sondern nur ein Netzgebiet (üblicherweise Umspannwerksgebiet) sowie eine stundenweise zeitliche Einordnung. Die Anbieter, welche in den betroffenen Gebieten Standorte registriert haben, können nun Flexibilität im ihnen möglichen Umfang anbieten. Dabei sollen möglichst alle Leistungsrichtungen und verschiedenen Flexibilitätsprodukte berücksichtigt werden. Zur Vereinfachung des Bietprozesses sind auch längerfristige Termin- und Dauergebote möglich.

Die gesammelten Gebote werden zunächst technisch bewertet. Dieser Schritt findet abseits der Plattform statt, da die Plattform keine expliziten Netzinformationen enthält. Über eine heuristische Optimierung werden dabei Kombinationen von Geboten identifiziert, die zur Lösung aller vorliegenden Probleme im Netzgebiet geeignet sind. Dabei wird insbesondere auch ausgeschlossen, dass neue Probleme durch den Einsatz einer Flexibilitätsoption entstehen. Anschließend findet auf der Plattform die wirtschaftliche Bewertung anhand der gebotenen Preise statt. Daraus entsteht als Marktergebnis eine Liste an Flexibilitätsoptionen, die für bestimmte Stunden des Folgetages ein definiertes Verhalten vorhalten müssen.

Die technische Bewertung der Angebote erfolgt außerhalb von ReFlex, da der Plattform keine Netzinformationen bekannt sind.

Die Einsatzentscheidung erfolgt drei Stunden vor Erbringung auf Basis einer aktualisierten Kurzfristprognose. Über die Plattform wird vom Netzbetreiber an den Anbieter die Aufforderung zur Erbringung gesendet. Der Anbieter ist danach selbst für die tatsächliche Erbringung der angebotenen Flexibilität verantwortlich - es wird kein Steuersignal über die Plattform gesendet.

Beschreibung der eingeführten Flexibilitätsprodukte:

Auf dem ReFlex werden verschiedene Produktausprägungen realisiert, die teilweise stark prototypischen Charakter haben. Alle Produkte beruhen auf dem Gedanken der Flexibilitätsvorhaltung (kurzfristige Kontrahierung). Das heißt, der Kontrahierungszeitpunkt

Die Flexibilitätsprodukte von ReFlex richten sich nach dem Prinzip der Vorhaltung, die Kontrahierung erfolgt kurzfristig.

(Ende der Auktion) liegt vor dem Zeitpunkt zur Einsatzentscheidung. Erst wenn eine Flexibilität konkret angefordert wird, führt dies zur Anpassung des jeweiligen Verhaltens. Entsprechend liegt nahe, dass - vergleichbar mit der Regelleistungsvorhaltung - sowohl ein Leistungspreis zur Vergütung der Vorhaltung als auch ein Arbeitspreis bei erbrachtem Abruf, gezahlt werden kann. Die Erprobung verschiedener Ausprägungen des Vergütungssystems ist Teil des Feldtests.

Die Zeitscheiben, in denen die verschiedenen Produkte gehandelt werden, sind jeweils eine Stunde. Demnach bezieht sich jede Auktionsrunde auf 24 Einzelstundenzeitscheiben des Folgetages.

Folgende technische Produktausprägungen werden implementiert:

- Wirkleistungsänderung: kann von beliebigen direkt steuerbaren Anlagen sowohl positiv (Erzeugung) als auch negativ (Verbrauch) erbracht werden.
- Quote PV/Wind: da Windkraft sowie PV-Anlagen nur prognostizierbar, jedoch nicht gesichert vorgehalten werden können, wird für diese Technologien jeweils ein Quotenprodukt eingeführt. Ein Gebot für diese Produkte beinhaltet einen maximalen Erzeugungswert, entsprechend beinhaltet die Erfüllung die Abregelung der jeweiligen Anlage auf diesen Wert. Das Vorgehen ist vergleichbar mit dem heutigen EinsMan, weshalb ein gleichzeitiges existieren eines solchen Flexibilitätsmechanismus und der existierenden EinsMan-Regeln nicht sinnvoll ist.
- Quote E-Mobilität: analog zu den stochastischen Erzeugern ist auch der Verbrauch an E-Ladepunkten nur schwierig als fixe Leistung vorzuhalten. Die E-Mobilitätsquote ist daher das Gegenstück zu den Erzeugungsquoten. Hier wird der maximale Bezug eines Ladepunktes auf den gebotenen Quotenwert begrenzt.
- Blindleistungsänderung: die Bereitstellung von Blindleistung kann grundsätzlich auch in das beschriebene Marktdesign implementiert werden. Wie die technische Vorhaltung und Bereitstellung im Detail erfolgen kann, ist Forschungsgegenstand.

Ausgestaltung des Feldtests

Der Feldtest fand im Netzgebiet des Umspannwerks Dillenburg statt. Als Anbieter nahmen neben der EAMP als Vertreter der Industrie auch virtuell erzeugte Haushalte mit PV, Wärmepumpen und Batteriesystemen teil. Da aktuell keine realen Netzprobleme existieren wurde durch die Verschiebung von Grenzwerten eine Situation geschaffen, in der künstlich Engpässe entstehen. Dies erfolgte weitestgehend mittels Simulation auf Basis eines Demonstrationsnetzmodells. Die verschiedenen Anbieter wurden ebenfalls in dieses Modell integriert. Die Koppelung von realer Infrastruktur und Simulationsmodell ermöglichte die Einbeziehung von Anbietern, die eigentlich nicht im entsprechenden Netzgebiet angeschlossen sind. Über die Plattformsoftware konnte der gesamte Prognose- und Beschaffungsprozess geprobt werden, während die Flexibilitätsanbieter reale Gebote abgaben und sich entsprechend ihrer Bezuschlagung verhalten sollten. Der netztechnische Effekt wurde wiederum im Pilotnetzmodell erprobt. Dementsprechend war der Abruf von der Flexibilität kein notwendiger, jedoch optionaler Bestandteil des Feldtests.

Die Netzprobleme werden für die Feldtests simuliert und mit der realen Infrastruktur gekoppelt.

5.2 ALF - Altdorfer Flexibilitätsmarkt

Mit ALF setzt die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. in Zusammenarbeit mit der Bayernwerk AG die in Kapitel 4.5 beschriebene FlexPlattform um. Der Fokus liegt dabei auf dem MS- und NS-Netz, somit ist der VNB alleiniger Nachfrager für Flexibilität. ALF stellt eine Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Flexibilität im Netz dar. Dabei gilt es zu zeigen, wie

Netzbetreiber in ihrer Betriebsplanung flexibel auf Netzengpässe reagieren können und durch die Nutzung vorhandener Flexibilität Engpässe vermeiden.

Die Beteiligung der Altdorfer Bürger ist für die erfolgreiche Umsetzung des Projekts entscheidend. Daher werden diese seit Beginn des Projekts aktiv eingebunden. Der Feldversuch findet im ersten Quartal 2020 statt und wird ca. 30 Probanden umfassen.

Grundlage für die erfolgreiche Durchführung des Feldversuches ist dabei die Ausstattung der Haushalte mit iMSys. Diese ermöglichen den Abruf von Messdaten und im Bedarfsfall die Steuerung der Flexibilität. Zudem müssen die Flexibilitätsoptionen über einen eigenen Zählpunkt verfügen, um den Nachweis und die Dokumentation der Erbringung sicherzustellen. Dafür sind eine Anbindung über das sogenannte Smart Meter Gateway sowie eine Schnittstelle zur Datenübertragung erforderlich. Diese kann über eine CLS-Schnittstelle oder über eine Steuerbox erfolgen.

Für die Feldversuche von ALF werden Haushalte mit der iMSys Infrastruktur ausgestattet.

Der Feldversuch in Altdorf soll demonstrieren, wie die Flexibilität von dezentralen, kleinteiligen Anlagen nutzbar gemacht und über einen marktbasierten Mechanismus dem Netzengpassmanagement zur Verfügung gestellt werden kann.

Kurzbeschreibung der Umsetzung der Plattform

In Form einer Markt- und Koordinationsplattform dient ALF als Schnittstelle zwischen dem Netzbetreiber als Flexibilitätsnachfrager und den Flexibilitätsanbietern im Netzgebiet. Flexibilitätsanbieter sind die Besitzer von Flexibilitätsoptionen, die über ein iMSys gesteuert werden können und auf Basis eines externen Steuersignals ihren Betriebspunkt anpassen können. Dies umfasst neben Industrie und Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen auch kleine Anlagen, wie Wärmepumpen, BEV oder elektrische Speicherheizungen, die keinen eigenen Fahrplan ex ante bereitstellen können, sondern über eine Langfristkontrahierung ihre Anlagen auf ALF freigeben. Auf Basis digital abgebildeter Netze sowie Last- und Erzeugungsprognosen können Netzbetreiber ihre Netze am Vortag simulieren, um etwaige Engpässe zu ermitteln. Wenn der Netzbetreiber für den Folgetag einen Netzengpass prognostiziert, stellt er als Flexibilitätsnachfrager einen Flexibilitätsbedarf auf der Plattform ein. Dabei übermittelt er die Verortung des Problems sowie Leistung und Dauer des Netzengpasses (Flex-Nachfrage) an die ALF-Plattform.

ALF dient als Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und im Verteilnetz vorhandenen Flexibilitätsoptionen.

Flexibilitätsanbieter sind Besitzer, Betreiber und Vermarkter von im Netzgebiet vorhandener Flexibilität (Flex-Optionen).

ALF übernimmt das Matching, was die Auswahl passender Flex-Angebote sowie die Allokation der Angebote und Bedarfe umfasst, um den Netzengpass kostenoptimal zu lösen. Dabei werden kleine Anlagen ohne eigenen Fahrplan (zum Beispiel Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) von ALF auf Basis ihres Einflusses auf den Netzengpass und ihrer statistischen Verfügbarkeit aggregiert. Im Anschluss erfolgt die Gewichtung der angebotenen Leistung bzgl. ihres Einflusses auf den Netzengpass. Eine mathematische Optimierung wählt im Anschluss unter Berücksichtigung von Randbedingungen (z.B. Abrufdauer, technische Restriktionen) die kostenoptimalste Lösung (einzelne Anlage oder Kombination aus Flex-Optionen) für den Abruf aus.

ALF trifft durch eine mathematische Optimierung die Auswahl der abzurufenden Flexibilitätsoptionen.

Um das Entstehen eines anderen Engpasses durch das Schalten einer Flex-Option zu vermeiden, hinterlegt der Netzbetreiber auf der Plattform Limitierungen. Schließlich trifft die Plattform die Abrufentscheidung.

Beschreibung der eingeführten Flexibilitätsprodukte

Als Flex Optionen gelten Anlagen, die über die iMSys-Architektur gesteuert werden und somit ihre Leistung anpassen können und in der NS sowie MS angeschlossen sind. Beispiele sind Erzeugungs-, Verbrauchsanlagen oder Speichersysteme wie PV-Anlagen, elektrische Speicherheizungen, BEV, Hausspeichersysteme, Wärmepumpen oder auch Energiemanagementsysteme im GHD-Bereich. Der sogenannte Flexumer ist hierbei wegen seiner aktiven Möglichkeit zur Steuerung die nächste Entwicklungsstufe nach dem Consumer und Prosumer /BAY-01 19/.

Bei den Flex-Optionen wird zwischen Optionen ohne aktive Vermarktung und Optionen mit aktiver Vermarktung unterschieden. Ersteres bedeutet, dass kleine Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, die keine eigenen Prognosen und Fahrpläne liefern können, über einen virtuellen Zusammenschluss („pooling“) an der Plattform teilnehmen. Dabei stellt die Teilnahme eine Langzeitkontrahierung dar. Das heißt die Option wird einmalig registriert und muss keine spezifischen Verfügbarkeiten übermitteln. Dies reduziert den Aufwand für die Besitzer dieser Anlagen auf ein Minimum und reduziert die Hürde einer Teilnahme auf die einmalige Registrierung. Über eine stochastische Verfügbarkeitsermittlung werden diese Flex-Optionen aggregiert im Markt angeboten. Flex-Anbieter mit guten Kenntnissen des Strommarktes können Flex-Optionen mit aktiver Vermarktung in Form eines Fahrplans anbieten. Die folgende Abbildung erläutert diesen hybriden Ansatz.

Flexibilitätsoptionen können auf ALF mit oder ohne aktive Vermarktung angeboten werden.

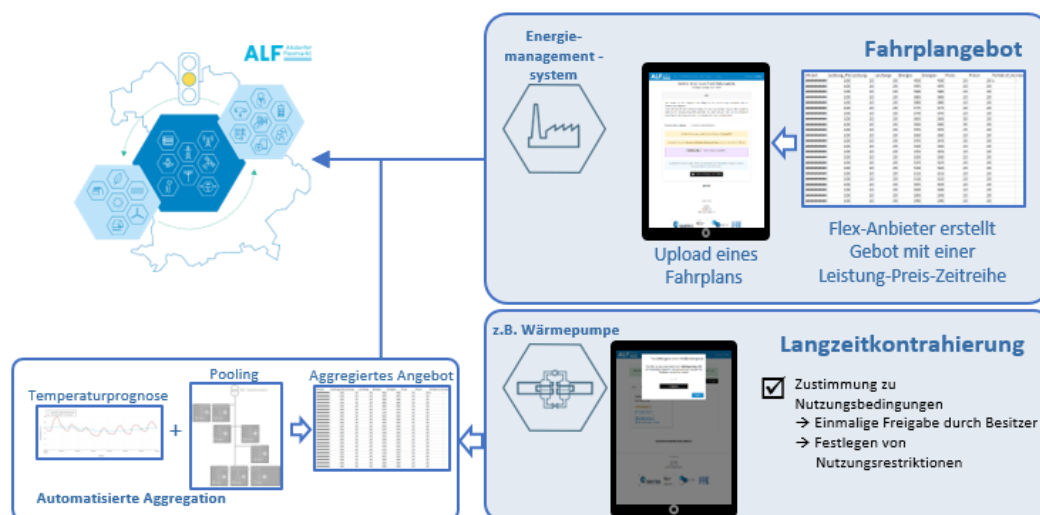


Abbildung 5-1: Hybrider Ansatz für das Flex-Angebot auf ALF

Im Gegensatz zur ReFlex-Plattform ist die Produktausgestaltung auf ALF im Rahmen des Feldversuches auf die Erhöhung bzw. Reduktion von Wirkleistung beschränkt. Auf die Nutzung einer Quote oder das Angebot von Blindleistung wird verzichtet. Insbesondere letzteres ist jedoch grundsätzlich wissenschaftlicher Untersuchungsgegenstand, da der in ALF realisierte Algorithmus zur Bewertung des Einflusses einer Flex-Option für Herausforderungen der Spannungshaltung nicht äquivalent nutzbar ist.

Produkte stellen bei ALF eine Erhöhung bzw. Reduktion der Wirkleistung dar.

Die so auf ALF angebotenen Produkte (Leistung, Preis, Dauer) wird über das Matching kostenoptimal einem Engpass zugeordnet.

Ausgestaltung des Feldtests

Die Demonstrationsregion – geprägt durch zahlreiche potenzielle Flexibilitätsoptionen (insbesondere PV-Anlagen) und eine ländliche Netzstruktur – umfasst nicht nur das Gebiet des Marktes Altdorf, sondern auch die vom selben Umspannwerk versorgten umliegenden

Kommunen. Durch bereits vergangene Feldversuche in der Projektregion konnte die Eignung zu Demonstrationszwecken bestätigt werden /FFE-85 19/.

Da allerdings heute keine Netzengpässe im dortigen Netzgebiet auftreten, werden diese simuliert. Die so entstandene Flexibilitätsnachfrage wird dann mit Flexibilitätsoptionen gedeckt, die tatsächlich ab- bzw. zugeschaltet werden.

Grundlage für die erfolgreiche Durchführung des Feldversuches ist dabei die Ausstattung der Haushalte mit iMSys. Diese ermöglichen den Abruf von Messdaten und im Bedarfsfall die Steuerung der Flexibilität. Zudem müssen die Flex-Optionen über einen eigenen Zählpunkt verfügen, um den Nachweis und die Dokumentation der Erbringung sicherzustellen. Dafür sind eine Anbindung über das sogenannte Smart Meter Gateway sowie eine Schnittstelle zur Datenübertragung erforderlich. Diese kann über eine CLS-Schnittstelle oder über eine Steuerbox erfolgen. In der untenstehenden Abbildung ist die Systemlandschaft von ALF abgebildet.

Die Netzengpässe werden für die Feldtests von ALF simuliert. Das Zu- bzw. Abschalten von Flexibilität erfolgt real, unter Einsatz der iMSys-Infrastruktur.

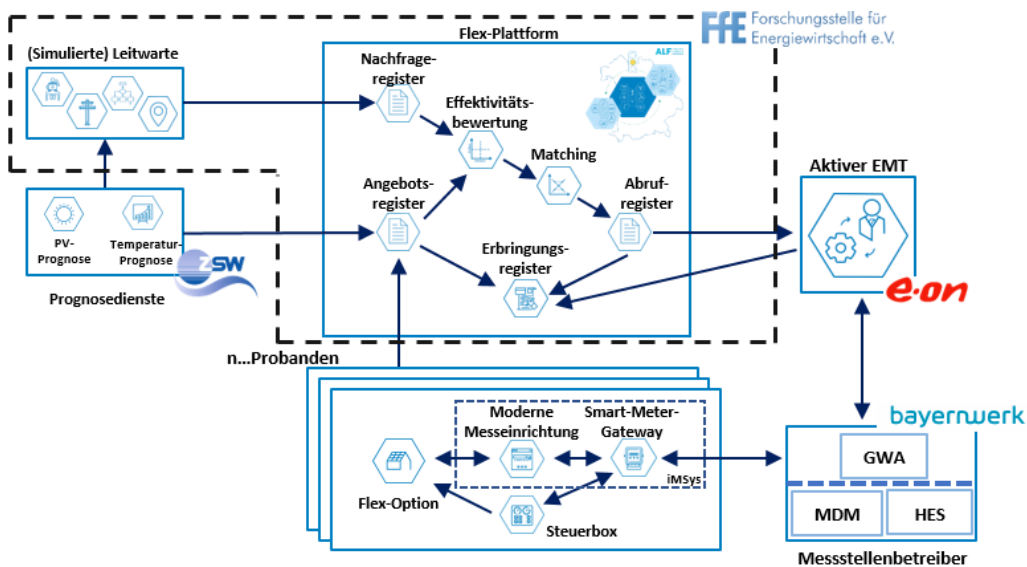


Abbildung 5-2: Systemlandschaft des Altdorfer Flexmarktes

Der Feldversuch in Altdorf sollte demonstrieren, wie die Flexibilität von dezentralen, kleinteiligen Anlagen nutzbar gemacht werden und über einen marktbasieren Mechanismus dem Netzengpassmanagement zur Verfügung gestellt werden kann.

5.3 comax

Insbesondere der steigende Transportbedarf und die Integration der europäischen Strommärkte führen zu einer veränderten Lastflusssituation und belasten das Übertragungsnetz anders als früher. Netzerweiterungen und -erneuerungen können dies nur verzögert abfangen.

Durch die Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur, sowie die unterschiedlichen Anforderungen der Netzbetreiber liegt es nahe, eine Lösung zu erarbeiten welche diese Herausforderungen gemeinsam mit allen Netzbetreibern und Marktakteuren löst. Dafür wurde im Projekt C/sells die comax-Plattform erarbeitet und in einem Pilotversuch umgesetzt. Die Umsetzung erfolgte aus dem Blickwinkel des ÜNB TenneT TSO GmbH und ist darauf ausgelegt, unter Berücksichtigung der Anforderungen von VNB, die Herausforderungen im

Comax löst Herausforderungen im Übertragungsnetz unter der Berücksichtigung der Anforderungen von VNB.

Übertragungsnetz zu lösen, ohne Probleme in anderen Netzen zu verursachen. Netzbetreiber können mit der comax Flexibilitäten im eigenen oder unterlagerten Netz nutzen, den Abruf von Flexibilität für netzdienliche Zwecke durch überlagerte Netzbetreiber einschränken (z.B. durch Limitierungen), den Einsatz von Flexibilitäten mit anderen Netzbetreibern koordinieren um Synergiepotenziale zu heben und Informationen als Eingangsgröße für die eigene Netzprognose erhalten.

Es wird untersucht, ob dezentrale, kleinteilige Anlagen für Netzengpassmanagement genutzt werden können, welches Potenzial besteht und welche Kosten und weitere konzeptionelle oder technische Anforderungen entstehen. Zusätzlich wird die Plattform genutzt, um konzeptionelle und technische Fragestellungen zu beantworten, insbesondere ob andere Konzepte mit dem FlexPlattform-Konzept kompatibel sind, welche Wechselwirkungen entstehen und wie ein Marktdesign aussehen muss. Der Fokus liegt darauf, zu versuchen, Großkraftwerke, die heute den Großteil der Engpassmanagementleistung bereitstellen, durch eine Vielfalt anderer, dezentraler Technologien zu ergänzen.

In erster Linie dient die comax-Plattform dem „Proof-of-Concept“ des C/sells-FlexPlattform-Konzeptes im Allgemeinen. Verschiedene Projektpartner (Netzbetreiber wie auch Anbieter von Flexibilität) können dabei eingebunden werden. Ziel ist es, den technischen Prozess sowie die Koordinationsprozesse und Abwicklungsprozesse abbilden zu können.

Die so gewonnenen Erkenntnisse fließen in weiterführende Umsetzungsprojekte sowie in die Entwicklung von branchenweiten Lösungen inklusive der Formulierung von Anforderungen an Rahmenbedingungen ein. Dabei kann die comax auch zum Test von diskutierten Konzeptänderungen verwendet werden.

Kurzbeschreibung der konkreten Umsetzung der Plattform:

Bei der Implementierung der comax werden in besonderem Maße bestehende Prozesse berücksichtigt. Das betrifft insbesondere die internen Netzbetreiberprozesse, welche eng mit der bestehenden Prozesslandschaft der nationalen und internationalen Betriebsplanungsprozesse der ÜNB verbunden sind. Die Koordinierungsprozesse auf der comax fügen sich daher vor allem zeitlich in die bestehenden Strukturen ein.

Bei der Umsetzung von comax wird insbesondere deren Integration in bestehende Prozesse der Netzbetreiber angestrebt.

Das System besitzt drei unterschiedliche Zugänge mit jeweils eigenen Benutzeroberflächen (Webinterface): erstens für den Plattformadministrator, zweitens für Netzbetreiber und drittens für Anbieter.

Der Plattformadministrator hat vollständigen Zugang zu allen Plattformbereichen und sichert den Betrieb der Plattform ab. Im Demonstrationsprojekt ist er außerdem zuständig für das Setzen bzw. Auslösen der Markträumung (Gate Closure).

Netzbetreibern stehen die folgenden Funktionen zur Verfügung:

- Registrierung auf der comax als Netzbetreiber (ÜNB, VNB),
- Anlegen von eigenen Netzknoten mit Default-Limitierung und Default-Beziehungen zu anderen Knoten (Sensitivitäten),
- Freigabe von TE, indem die Zuordnung zum Anschluss-Knoten und die Information zum überlagerten Netzbetreiber ergänzt werden,
- Einstellung/Aktualisierung dynamischer Limitierungen sowie dynamischer Sensitivitäten (jeweils optional in Form von Zeitreihen),
- Übermittlung eines Flexibilitätsbedarfs an einem Knoten,
- Übersicht über voraussichtlich abgerufene Flexibilität, mit Wirkung auf das eigene Netzgebiet,

- Information über Abruf von Flexibilität, mit Wirkung auf das eigene Netzgebiet,
- Abruf von Flexibilität als Handelsgeschäft,
- Erstellung eines Erbringungsnachweises zu abgeschlossenen Handelsgeschäften,
- Abrechnung von abgeschlossenen Handelsgeschäften.

Konzeptionell steht dem ÜNB neben den Funktionen, die er als Netzbetreiber hat, die Option einen energetischen Ausgleich durchzuführen zur Verfügung. Im Rahmen des Demonstrationsprojektes wird diese Funktion jedoch nicht genutzt.

Ein Anbieter kann die folgenden Funktionen auf der comax ausführen:

- Registrierung als Flexibilitätsanbieter (enthält im Wesentlichen die Kenndaten als EIV: Kontaktdaten, relevante Bilanzkreise, etc.),
- Registrierung und Verwaltung (inklusive Abmeldung) von TE,
- Einstellung und Verwaltung von Flexibilitätsgeboten,
- Empfang von Flexibilitätsabrufen.

Beschreibung der eingeführten Flexibilitätsprodukte und des Koordinierungsprozesses:
 Auf der comax werden ausschließlich sogenannte Fahrplanprodukte (siehe Kapitel 4.2) implementiert. Voraussetzung für eine TE, um Flexibilität an der comax anbieten zu können, ist die eindeutige Verortung im Netz (Zählpunktbezeichnung, Anschlussnetzbetreiber bekannt), die Prognostizierbarkeit der Einspeise- bzw. Bezugsleistung (Baseline) sowie eines entsprechenden Flexibilitätspotentials (positives, negatives Potential, sowie verfügbare Energiemenge) inklusive einer Bepreisung, im 15-Minuten-Raster. Darüber hinaus muss die TE innerhalb von 15 Minuten auf einen Abruf reagieren können und zu Nachweiszwecken über eine Lastgangsmessung verfügen.

Das erste Flexibilitätsgebot muss bis 14:30 Uhr day-ahead eingestellt werden. Dieses gilt jedoch nur als Indikation und kann bis zum Abrufzeitpunkt aktualisiert werden.

Auf Basis der eingegangenen Gebote und Bedarfsmeldungen wird pro Knoten eine Merit-Order-Liste (MOL) verwendet, um den Bedarf pro Netzknoten zu decken. Dafür wird die verfügbare Flexibilität sowie die Kosten für die verfügbare Flexibilität berechnet und in einer Liste nach aufsteigenden Kosten sortiert. Anhand dieser Liste wird der gemeldete Bedarf nach aufsteigenden Kosten gedeckt. Beispielhaft ist dies in Tabelle 5-1 dargestellt. Werden beispielsweise 30 kW benötigt, so werden die Gebote 5, 2 und 1 abgerufen.

Auf comax wird für jeden Netzknoten ein MOL erstellt anhand welcher die Auswahl der eingesetzten Flexibilität gewählt wird.

Tabelle 5-1: Beispielhafte Merit Order

Gebot Nr.	Leistung [kW]	Kosten [€/MWh]	Wirksamkeit	Effektive Leistung [kW]	Limitierung [kW]	verfügbare Leistung [kW]	Kosten verfügbare Flexibilität [€/kW]
5	20	20	90%	18	100	18	22
2	10	200	100%	10	4	4	200
1	20	150	50%	10	8	8	300
4	20	250	75%	15	6	6	333
3	10	100	25%	2,5	1	1	400
6	10	50	10%	1	7	1	500

In dieser MOL sind die Gebote aus unterlagerten Netzebenen mit Wirksamkeit verrechnet bereits enthalten. Ab einem festgelegten Zeitpunkt des „Gate-Closure“ können die Gebote nicht mehr geändert werden und eingehende Gebote für einen spezifischen Zeitraum werden nicht mehr berücksichtigt. Nach Gate Closure beginnt die Berechnung der Bedarfsdeckung.

Je nach Netzebene kann eine unterschiedliche Anzahl an Geboten zur Deckung des Bedarfs genutzt werden. Da für die unteren Spannungsebenen (d.h. unterste Ebene der Netzhierarchie) sowohl Auswahl als auch Alternativen am geringsten sind, wird der Bedarf für diese zuerst gedeckt. Danach werden nach und nach die Bedarfe auf den höheren Ebenen gedeckt. Dabei werden die folgenden Grundsätze beachtet:

- Wurde an einem unterlagerten Netzknoten bereits ein Bedarf gedeckt und hat dieser eine Wirksamkeit auf den betrachteten Netzknoten, so wird dies vom restlichen Bedarf auf überlagerter Ebene subtrahiert.
- Steht nicht ausreichend Flexibilität (Angebot) zur Verfügung, wird der Bedarf soweit gedeckt wie Angebote vorhanden sind.
- Besteht eine Limitierung an einem überlagerten Netzknoten, die durch die Bedarfsmeldung verletzt wird, so wird der Bedarf an unterlagerten Knoten trotzdem gedeckt und eine Meldung an den betroffenen NB versandt (kritisches Gebot).
- Besteht eine Limitierung an einem unterlagerten Netzknoten, so darf diese Limitierung nicht überschritten werden. D.h. der Bedarf wird nur bis zur Limitierung gedeckt.
- Ist der Bedarf an einem unterlagerten Knoten gegenläufig zum Bedarf an einem überlagerten Knoten, so darf an dem unterlagerten Knoten keine gegenläufige Flexibilität abgerufen werden.

Ein Abruf wird durch die Mitteilung der Plattform an den Anbieter ausgelöst. Die Schritte zur Umsetzung der Aktivierung liegen beim Anbieter selbst. Die Settlement-Prozesse, die sich an die Erstellung des Handelsgeschäfts anschließen, werden konzeptionell umgesetzt und im Piloten manuell durchgeführt.

Der Abruf der Flexibilität erfolgt bei comax durch den Anbieter selbst.

Ausgestaltung des Feldtests

Im Pilotbetrieb konnte die Umsetzung des Gesamtprozesses des Flexibilitätsabrufs über die Plattform erfolgreich demonstriert werden. Dieser Pilotbetrieb umfasste Tests mit verschiedenen Anbietern, die Flexibilitätspotenzial aus verschiedenen dezentralen Anlagen (z.B. Biogasanlagen, BHKWs, BEV / Ladesäulen) anboten. Testabrufe zur technischen Umsetzung fanden über das Jahr 2019 verteilt statt. Dabei konnten Anbieter, d.h. einzelne Anlagen oder Zellen der C/sells-Projektpartner, ihre Flexibilität anbieten und der Prozess inkl. Netzbetreiberkoordination erprobt werden. Auf Settlementprozesse wurde verzichtet. Die Anlagen waren dabei in unterschiedlichen Regionen verortet, sodass verschiedene Modellnetze auf comax hinterlegt wurden. Darüber hinaus wurde im März 2020 ein Abruf mit dem SINTEG-Projekt enera realisiert. Hier wurden comax und der enera-Flexibilitätsmarkt gekoppelt, um das Flexibilitätspotenzial dezentraler Anlagen für die Behebung von Engpässen auf Übertragungsnetzebene einzusetzen. Die Demonstration der comax-Plattform beinhaltet im Wesentlichen den „Proof-of-Concept“ der Netzbetreiberkoordination. Über Fahrplanprodukte können vor allem TE

Für den Feldtest wurden Anlagen aus unterschiedlichen Regionen eingesetzt.

mit eigener aktiver Vermarktung von ihrem Einsatzverantwortlichen als Flexibilität angeboten werden. Die jeweiligen anbieter- und netzbetreiberseitigen Prozesse sind nicht Teil der Plattform selbst. Die comax ist daher primär als Koordinierungsinstrument des zukünftigen Netzengpassmanagements zu sehen. Die Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt fließen in die derzeit laufenden Umsetzungsprojekte (siehe NABEG-Novelle /BMWI-19 19/) ein.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Erkenntnisse aus der Konzeptionierung des FlexPlattform-Konzeptes und Erfahrungen aus den Demonstratoren

Ausgehend von den sich wandelnden Anforderungen an elektrische Netze besteht der Bedarf, das bestehende Netzengpassmanagement weiter zu entwickeln. Durch die zusätzliche Komplexität aufgrund kleinteilig verfügbarer Flexibilität, welche im Netzengpassmanagement genutzt werden könnte, und einer steigenden Verzahnung der Prozesse zwischen den Netzbetreibern, aber auch zwischen Netzbetrieb und Markt, ist eine effiziente Netzbetreiber-Koordination unabdingbar. Hierfür wurde in C/sells ein Konzept für eine sogenannte FlexPlattform entwickelt mit den Zielen, netzebenenübergreifend Bedarfe und Lösungsoptionen effizient zu koordinieren (Prozessoptimierung) und in diesen Prozess zukünftig alle verfügbaren Ressourcen einbinden zu können (Prozesserweiterung). Letzteres umfasst dabei insbesondere die für Bedarfe aktuell ungenutzten, jedoch kurzfristig verfügbaren nachfrageseitigen Flexibilitätspotentiale. Entscheidend für die breite Erschließung und Integration von Flexibilitätsoptionen ist hierbei die Produktausgestaltung. Daher wurde in den C/sells FlexPlattform Implementierungen 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, ineffizienter Prozesse notwendig.

Die zunehmende Verzahnung zwischen Netz und Markt sowie der Prozesse zwischen den Netzbetreibern machen eine effiziente Koordination der Netzbetreiber unabdingbar.

Die Prozessoptimierung und -erweiterung bauen dabei auf die bestehenden Prozesse im Netzbetrieb auf und setzen zugunsten eines geringen Implementierungsaufwand 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.

Mithilfe des in diesem Dokument beschriebenen Konzepts für eine FlexPlattform sind folgende Vorteile für ein zukunftsfähiges Netzengpassmanagement verbunden:

- Kleinteilige Flexibilität, insb. lastseitig, kann technologieoffen in die bestehenden Netzengpassmanagementprozesse eingebunden werden. Der Plattform-Ansatz ermöglicht dabei einen einfachen und standardisierten Zugang für alle Akteure.
- Die Einsatzkosten der Flexibilität sind dabei grundsätzlich durch die bestehenden Prozesse gedeckelt.
- Die Planungsprozesse der FlexPlattform beinhalten einen gezielten Einsatz von Flexibilität unter Berücksichtigung der jeweiligen Sensitivität auf das Problem.
- Verschiedene Flexibilitätsprodukte können auf der FlexPlattform implementiert werden. Dies ermöglicht eine Anpassung des Produktdesigns an wechselnde Anforderungen der Akteure. Das Produktdesign in der oben beschriebenen modularen Ausführung (Fahrplanprodukte und Langzeitkontrahierung) deckt dabei

die Anforderungen von Anbieter und Nachfrager ab. Darüber hinaus stellt es eine wirkungsvolle Design-Maßnahmen gegen strategisches Bietverhalten dar.

- Durch den Einsatz von FlexPlattformen können untergelagerte Netzebenen für Probleme in übergelagerten Netzebenen eingebunden werden. Die Abregelung von EE kann potenziell verringert werden, was den Einspeisevorrang selbiger sichert.

Zusammenfassend lässt feststellen, dass mit dem C/sells-FlexPlattform-Konzept ein wirkungsvoller Baustein für ein zukunftsfähiges Netzengpassmanagement entwickelt wurde. Dieses Konzept wurde in den drei Umsetzungen ALF, comax und ReFlex in Feldversuchen erprobt. Die wichtigsten Erkenntnisse werden im folgenden Kapitel beschreiben, bevor das Dokument mit einem Ausblick die Limitierung des Konzepts und dem daraus resultierenden Forschungsbedarf abgeschlossen wird.

Das C/sells Plattform-Konzept bildet einen wirkungsvollen Baustein für das künftige Netzengpassmanagement.

Die in Kapitel 6 erläuterten Umsetzungen der FlexPlattform unterscheiden sich gerade in der konkreten Demonstration deutlich. Für eine Aussage über die genauen Spezifika der jeweiligen Umsetzung sei daher auf die weiterführende Literatur verwiesen. Im Folgenden werden daher die Erfahrungen aus den Demonstrationen aufgeführt, die auf das übergeordnete FlexPlattform-Konzept abzielen:

- Grundsätzlich stand bei den Demonstrationen der technische Proof-of-Concept im Vordergrund. Der Proof-of-Concept wurde dabei in alle drei Umsetzungen erbracht, wodurch gezeigt werden konnte, dass dezentrale Flexibilität über geeignete Prozesse in das Netzengpassmanagement eingebunden werden kann.
- Die iMSys-Infrastruktur zur Erfassung von Messwerten und für die Übermittlung von Steuersignalen hat sich aufgrund der Performance und Funktionalität als geeignet erwiesen. Zwar weisen die Gateways der ersten Generation nur unzureichende Funktionalitäten auf, jedoch ändert sich dies mit der bereits in der Zertifizierung befindlichen zweiten Generation.
- Durch Partizipationskonzepte und Anreizmechanismen konnte in allen Feldversuchen eine ausreichende Zahl an Probanden gewonnen werden.
- Durch standardisierte Schnittstellen und eine Berücksichtigung der Anforderungen aus dem Netzbetrieb konnten auf der FlexPlattform die Flexibilitätsbedarfe verschiedener Netzbetreiber koordiniert werden.

6.2 Bewertungsmöglichkeiten für FlexPlattformen und weiterer Forschungsbedarf

Für eine bewertende Aussage über die verschiedenen Ausprägungen der FlexPlattform und einen Vergleich mit anderen Ansätzen in der Literatur stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Die Auswirkungen einer großflächigen Implementierung der FlexPlattform und wie sie genau im Energiesystem der Zukunft wirken, kann im Rahmen der Energiesystemanalyse mithilfe von energiewirtschaftlichen Modellen untersucht werden. Mit diesen wird die langfristige Entwicklung des Energiesystems abgebildet werden. Als Grundlage für die Analyse werden mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems, sogenannte Szenarien, genutzt. Szenarien beschreiben mögliche Zukunftsbilder und den Weg dorthin. Ziel einer Szenarioanalyse ist es, Entscheidungen, die mögliche Entwicklungen treiben bzw. hemmen und Wirkzusammenhänge zu identifizieren. Im entsprechenden Arbeitspaket in C/sells werden die Szenarien verwendet, um die Wirkung der C/sells-Lösungen unter verschiedenen Rahmenbedingungen und in unterschiedlichen Kontexten zu bewerten. Als Zwischenergebnis wird von der entsprechenden Arbeitsgruppe folgende qualitative Aussage propagiert: *Unter der Annahme der Beteiligung neuer Flexibilitätsanbieter an*

Die FlexPlattform ist grundsätzlich geeignet die Gesamtkosten des Energiesystems zu senken.

Netzengpassmanagementmaßnahmen senkt die FlexPlattform die Gesamtkosten des Energiesystems, leistet einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit angesichts zurückgehender Kraftwerkskapazitäten, die für Redispatch zur Verfügung stehen und kann zu einer Reduktion der Abregelung von EE führen. Im Hinblick auf die Systemeffizienz werden durch die Flexplattform mehr Einheiten zur Netzentlastung eingebunden und deren Einsatz zielgerichteter gesteuert.

Zu den Limitierungen der Energiesystemanalyse ist zu nennen, dass hierzu komplexe Mechanismen mit ihren vielfältigen Wechselwirkungen einem energiewirtschaftlichen Modell abgebildet werden müssen. Ein Modell kann dabei nur ein vereinfachtes Abbild der Wirklichkeit darstellen. Der Philosoph Herbert Stachowiak führt dazu in seiner allgemeinen Modelltheorie als Eigenschaften von Modellen unter anderem auf, dass Modelle nicht alle Attribute des Originals enthalten können ("Verkürzung") und nur unter bestimmten Einschränkungen gelten ("Pragmatismus"). Dies gilt auf für energiewirtschaftliche Modelle, was die Aussagekraft der Energiesystemanalyse limitiert.

In der Literatur wird daher oft einen auf einen multikriterielle Bewertungsansatz zurückgegriffen. So werden in /AGORA-102 17/, /DEA-05 19/, /BMWI-09 18/ oder /EBC-01 17/ Konzepte des Netzengpassmanagements bewertet. Hierbei werden oft qualitative Einordnung für eine Vielzahl an Kriterien verwendet, z.B. über eine Nutzwertanalyse. Diese erlaubt das Einbeziehen mehrerer Faktoren, die die Güte eines markbasierten Netzengpassmanagements beeinflussen. Die Heterogenität der untersuchten Konzepte stellt dabei neben der Auswahl der Untersuchungskriterien die größte Herausforderung dar. Hierzu muss von Beginn klar abgesteckt werden, welche Zielsetzung mit der Bewertung erfolgen soll.

Neben einer vertieften Bewertung der FlexPlattform durch die Energiesystemanalyse und anderen Ansätzen können in einzelnen Teilaspekten der FlexPlattform Limitierungen identifiziert werden, woraus sich weiterer Forschungsbedarf ableitet.

Die FlexPlattform zielt in ihrer derzeitigen Ausprägung auf eine Verbesserung der Prozesse im Netzbetrieb. Das Maß der Nutzung von Flexibilität hat jedoch auch Auswirkungen auf die Netzplanung. Eine verstärkte Einbettung bzw. Berücksichtigung der Erkenntnisse aus den erweiterten Netzbetriebsprozessen in den Netzplanungsprozessen erscheint daher ratsam. Die FlexPlattform ist grundsätzlich geeignet, das bestehende System der Netzreserve zu ergänzen. Ob eine Reduktion des Umfangs der Netzreserve bei gleichbleibendem Niveau der Versorgungssicherheit möglich ist, muss separat analysiert werden.

Die Auswirkungen der Nutzung von Flexibilität sollte in der Netzplanung berücksichtigt werden.

Auch die genaue Differenzierung zwischen der gelben und der roten Ampelphase bedarf weiterer Forschung und Erprobung: Hierbei wäre grundsätzlich eine Abwicklung von netzkritischen Schaltungen über Plattform-Prozesse denkbar, sofern diese in Bezug auf Zuverlässigkeit und Sicherheit im Einklang mit den Anforderungen steht.

Ein deutlicher Erkenntnisgewinn ist zudem aus einer verstärkten, großskaligen Erprobung zu erwarten. In technischer Hinsicht bleibt die Frage offen, inwiefern die Performance des Mobilfunknetzes für die Integration einer großen Zahl von dezentralen Flex-Optionen geeignet ist und wie weit hierfür die Backend-Prozesse der Stakeholder angepasst werden müssen. Darüber hinaus lässt sich in den C/sells-Demonstrationen aufgrund der begrenzten Anzahl der Probanden in allen drei Demonstrationen keine verallgemeinerbaren Aussagen über marktliche Aspekte wie beispielsweise dem Gebotsverhalten treffen oder die Partizipation möglichen Flex-Anbieter abschließend bewerten.

Es bleibt offen ob die Performance des Mobilfunknetzes für einen großflächigen Einsatz von Flexibilität ausreicht.

Zusätzlich sei darauf hingewiesen, dass das hier vorliegende Konzept (netzdienlichen Nutzung) einen isolierten Anwendungsfall für die Nutzung von dezentraler Flexibilität beschreibt. In der energiewirtschaftlichen Praxis stehen die verschiedenen Anwendungsfällen von Flexibilität zumindest zum Teil in Konkurrenz zueinander. Die Wechselwirkung der Anwendungsfälle sollte daher vertieft betrachtet werden.

Abschließend kann konstatiert werden, dass für valide Aussagen über die Benefits aber auch der Schwächen von FlexPlattformen, aber auch ihre energiewirtschaftlichen Rückwirkungen eine großflächige Erprobung anzuraten ist.

7 Literaturverzeichnis

- AGORA-102 17 SmartMarket-Design in deutschen Verteilnetzen - Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Ecofys, 2017.
- ALAY-01 04 Alaywan, Ziad et al.: Transitioning the California market from a zonal to a nodal framework: an operational perspective. New York: IEEE, 2004.
- 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.
- 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.
- BDE-02 18 BDEW: Branchenleitfaden - Vergütung von Redispatch-Maßnahmen. Berlin: BDEW, 2018.
- BDEW-01 17 Oschatz, Bert; Mailach, Bettina: BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2017 - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2017
- BDEW-01 17 Zacharias, Jan: Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz - Diskussionspapier. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2017.
- BDEW-09 18 BDEW: Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements. Berlin: BDEW, 2018.
- BDEW-03 19 Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen. Ausgefertigt am 2019-05-21; Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019.
- BDEW-12 19 Stellungnahme - Bewertung möglicher Anreizmechanismen für Engpassmanagement-Kosten. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2019.
- BEAR-01 18 Braun, Martin et al.: Verteilnetzstudie Hessen 2024 - 2034. Frankfurt am Main, Kassel: BearingPoint GmbH, 2018.
- 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-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-19 19 Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG). Ausgefertigt am 2019-05-13; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.
- BNETZA-02 09 Monitoringbericht 2009. Bonn: Bundesnetzagentur, 2009
- BNETZA-08 11 Monitoringbericht 2011 - gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2011
- BNETZA-24 11 Monitoringbericht 2010. Berlin: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2011
- BNETZA-27 13 Monitoringbericht 2012. Berlin: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telemunikation, Post und Eisenbahnen, 2013

BNETZA-01 15	Monitoringbericht 2015. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (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-05 17	Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität - Diskussionspapier Stand 03. April 2017. Bonn: Bundesnetzagentur, 2017
BNETZA-28 18	Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 1. Quartal 2018. Bonn: Bundesnetzagentur, 2018.
BNETZA-16 19	Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
BNETZA-35 19	Monitoringbericht 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, 2020.
BNETZA-36 19	Bedarfsermittlung 2019-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
CONS-01 18	Maurer, C.; Zimmer, C.; Hirtz, L.: Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Studie im Auftrag des BMWi. consentec, neon: Berlin: 2018.
DEA-05 19	Severin, Yannick et al.: Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2019.
DENA-07 12	Agricola, Annegret-Cl.; Höflich, Bernd; Richard, Philipp et al.: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 - dena-Verteilnetzstudie. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
DIE-01 10	Verlängerung von Restlaufzeiten von Atomkraftwerken – Auswirkungen auf die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt und auf den Ausbau der erneuerbaren Energien - Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Ulrich Kelber, Marco Bülow, Rolf Hempelmann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD– Drucksache 17/832 – Berlin: Bundesregierung, 2010.
EBC-01 17	E-Bridge Consulting GmbH: Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2017.
EBR-01 14	Büchner, Dr.-Ing. Jens; Katzfey, Dr.-Ing. Jörg; Flörcken, Ole; Moser, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert; Schuster, Dr.-Ing. Henning; Dierkes, Sebastian; van Leeuwen, Tobias; Verheggen, Lukas; Uslar, Dr.-Ing. Mathias; van Amelsvoort, Marie: Moderne Verteilernetze für Deutschland - Verteilernetzstudie. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2014
EBR-04 19	Büchner, Jens et al.: Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2019.
EDSO-01 18	Flexibility in the energy transition - A toolbox for electricity DSOs. Brüssel: European Distribution System Operators for Smart Grids, 2018.
EEG-101 14	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). Ausgefertigt am 2014-07-21, Version

- vom 2017-06-07; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017.
- 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.
- 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.
- FFE-153 17 Samweber, Florian et al.: Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen - Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017.
- FFE-37 19 Köppl, Simon et al.: Altdorfer Flexmarkt – Decentral flexibility for distribution networks. In: Internationaler ETG-Kongress 2019. Esslingen: VDE ETG, 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.
- FFN-01 18 KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene - FNN-Hinweis. Berlin: FNN Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, 2018.
- GAB-01 20 Krämer, Hagen: Windfall-Profit. In: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/windfall-profit-48481/version-271733>. (Abruf am 2020-07-09); Wiesbaden: Gabler Wirtschaftslexikon, 2020.
- GABLE-01 20 Krammig, Andreas: Kollusives Handeln. In: <https://www.gabler-banklexikon.de/definition/kollusives-handeln-70632/version-346440>. (Abruf am 2020-07-09); Wiesbaden: Gabler Banklexikon, 2020.
- 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 Netzengpassmanagement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfrage 69/2019. Essen: Universität Duisburg-Essen, 2019.
- IAEE-01 15 Holmberg, Pär et al.: Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal, and Discriminatory Pricing. Stockholm: International Association for Energy Economics (IAEE), 2015.
- 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.
- 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.
- KIT-02 03 Weinhardt, Christof et al.: Market-Engineering. Karlsruhe: Universität Karlsruhe, 2003.
- KIT-02 07 Neumann, Dirk: Market Engineering - A Structured Design Process for Electronic Markets. Karlsruhe: Universität Karlsruhe, 2007.

KWKG-04 15	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung – KWKG 2017 (KWKG 2017). Ausgefertigt am 2015-12-21, Version vom 2017-07-17; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017.
LECG-01 10	Perekhodtsev, Dmitri et al.: UK Transmission Congestion Problem: Causes and Solutions. Emeryville: LECG Consulting, 2010.
MLUR-01 16	Antoni, Oliver; Hilpert, Johannes; Kahles, Markus; Klobasa, Marian; Eßer, Anke: Gutachten zu zuschaltbaren Lasten - für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig- Holstein. Kiel: Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein, 2016
NEO-01 19	Hirth, Lion et al.: Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland - Studie im Auftrag des BMWi. Berlin: Neon, 2019.
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.
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
SGCG-01 14	Overview of the main concepts of flexibility management. Brüssel, Belgien: Smart Grid Coordination Group, 2014
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-02 06	Sweeney, James: California Electricity Restructuring, Crisis and Its Aftermath. Stanford: Stanford University, 2006.
UC-01 02	Borenstein, Severin et al.: Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market. Berkeley: University of California, Berkeley, 2002.
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.
UOC-01 19	Cramton, Peter: Local Flexibility Market. Köln, Maryland: University of Cologne, 2019.
UOT-01 13	Adib, Parviz et al.: Texas Electricity Market: Getting Better. Austin: The University of Texas at Austin, 2013.
UWO-01 87	McAfee, Preston et al.: Auctions with Entry. London: University of Western Ontario, 1987.
VILL-01 18	Villar, Jose et al.: Flexibility products and markets. Literature review. In: Electric Power Systems Research 154. United Kingdom: Science Direct, 2018.
VOLK-01 17	Volk, Katharina; Rupp, Linda; Konermann, Martin: grid-control - Optimiertes Engpassmanagement durch dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz. Stuttgart: Netze BW GmbH, 2017