



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL



Fraunhofer
IEE

Grid Integration

**Technische Integration und Steuerung von
marktgetriebenen dezentralen Flexibilitäten in ein
Verteilnetzautomatisierungssystem**

Gemeinsamer Schlussbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Wuppertal, Darmstadt, Kassel

STROMNETZE

Forschungsinitiative der Bundesregierung

Frederik Paulat, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal (Förderkennzeichen 0325907A)
Gaußstraße 20, 42119 Wuppertal

Bernhard Fenn, David Petermann
ENTEKA AG (Förderkennzeichen 0325907E)
Frankfurter Straße 110, 64293 Darmstadt

Andreas Liebelt, Clemens Hedwig
Fraunhofer IEE (Förderkennzeichen 0325907B)
Königstor 59, 34119 Kassel

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	II
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VII
1 EINLEITUNG	1
1.1 ÜBERSICHT DER ARBEITSPAKETE IM VERBUNDVORHABENS	1
2 KURZDARSTELLUNG DES VERBUNDVORHABENS	1
2.1 AUSGANGSBASIS	1
2.2 AUFGABENSTELLUNG	2
2.3 VORAUSSETZUNGEN UND STAND DER TECHNIK	3
2.3.1 <i>Entwicklung erster marktfähiger (proprietärer) Steuerungskonzepte für Virtuelle Kraftwerke, bzw. für flexible Erzeuger und Verbraucher</i>	<i>4</i>
2.3.2 <i>Fortschreitende Einbindung von Flexibilitäten in Spot- und RL-Märkte über Aggregatoren, welche auf Verteilungsnetzebene angeschlossen sind</i>	<i>4</i>
2.4 PLANUNG UND ABLAUF DES VORHABENS	6
3 EINGEHENDE ERGEBNISDARSTELLUNG	6
3.1 NETZANALYSE	6
3.1.1 <i>Auswahl eines geeigneten Testnetzgebietes</i>	<i>6</i>
3.1.2 <i>Merkmale des Mittelspannungsnetzes</i>	<i>6</i>
3.2 NETZUSTANDSPROGNOSE VON MITTELSPANNUNGSNETZEN ZUM PRÄVENTIVEN NETZENGPAßMANAGEMENT	7
3.2.1 <i>Analyse der Netztopologie</i>	<i>7</i>
3.2.2 <i>Bottom-Up Ansatz</i>	<i>7</i>
3.3 LOKALER FLEXIBILITÄTSMARKT ZUM PRÄVENTIVEN NETZENGPAßMANAGEMENT	16
3.3.1 <i>Anforderungen der BDEW Netzkapazitätsampel</i>	<i>16</i>
3.3.2 <i>Algorithmus zur Flexibilitätsbedarfsbestimmung</i>	<i>21</i>
3.4 OPTIMAL POWER FLOW	22
3.5 SENSITIVITÄTSVERFAHREN	23
3.5.1 <i>Algorithmus zur Flexibilitätsbewertung und Optimierung</i>	<i>26</i>
3.5.2 <i>Prozesse der Handelsplattform</i>	<i>26</i>
3.5.3 <i>Datenmodell der Handelsplattform</i>	<i>31</i>
3.5.4 <i>Smart-Grid-System im Modell des regionalen Flexibilitätsmarktes (Paulat)</i>	<i>35</i>
3.5.5 <i>Rechtliche Einordnung des Konzepts</i>	<i>36</i>
I. ZU BEACHTENDE UMSETZUNGSVORGABEN	37
I. KOSTEN- UND RECHTSFOLGENSEITE	37
3.5.6 <i>Wirtschaftlichkeitstendenzabschätzung</i>	<i>38</i>
3.6 UMSETZUNG DER VIRTUELLEN KRAFTWERKE UND DES LOKALEN FLEXIBILITÄTSMARKTES	43

3.6.1	Verteilnetz-Flexibilitäts-Handels-Plattform der BUW	43
3.6.2	Virtuelles Kraftwerk der ENTEGA	44
3.6.3	Virtuelles Kraftwerk des Fraunhofer IEE	45
3.7	SYSTEMARCHITEKTUR UND IMPLEMENTIERUNG	49
3.7.1	Systemarchitektur	49
3.7.2	Schnittstellendefinition zwischen den Teilsystemen	51
3.8	FELDTTEST	56
3.8.1	Anlagenbereitstellung	56
3.8.2	Aufbau der Simulationsumgebung	59
4	EVALUATION UND BEWERTUNG DER ERGEBNISSE	60
4.1	AUSWERTUNG FELDTTEST	60
4.1.1	Technische Funktionsfähigkeit der Teilsysteme	60
4.1.2	Physikalische Wirksamkeit der Handelsplattform (Paulat)	64
4.2	ERKENNTNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	68
4.2.1	Erkenntnisse	68
4.2.2	Handlungsempfehlungen	69
4.3	VORAUSSICHTLICHER NUTZEN UND VERWERTBARKEIT DES ERGEBNISSES	69
4.3.1	Wissenschaftliche Verwertbarkeit	69
4.3.2	Wirtschaftliche Verwertbarkeit	70
4.4	FORTSCHRITTE VON ANDEREN STELLEN	70
5	ANHANG A: SPEZIFIKATION DES MARKTMODELLS	74
5.1	ÜBERBLICK	74
5.2	ANFORDERUNGSMODELL	75
5.3	AKTEURE	75
5.4	MOTIVATIONEN	76
5.5	GESCHÄFTSMODELL »VFH-PLATTFORM BETREIBEN«	78
5.5.1	Geschäftssystemkontext	78
5.5.2	Geschäftsprozesse	78
5.6	GESCHÄFTSMODELL »ROTE NETZPHASE MINIMIEREN«	80
5.6.1	Geschäftssystemkontext	80
5.6.2	Geschäftsprozesse	81
5.7	GESCHÄFTSMODELL »ELEKTRISCHE FLEXIBILITÄT IM VERTEILNETZ BEREITSTELLEN«	81
5.7.1	Geschäftssystemkontext	81
5.7.2	Geschäftsprozesse	82
5.8	GESCHÄFTSMODELL »AUSSCHREIBUNGS-WEITERGABE DURCHFÜHREN«	83
5.8.1	Geschäftssystemkontext	83
5.8.2	Geschäftsprozesse	83

5.9	GESCHÄFTSDATENMODELL	84
5.9.1	Authentifizierungs-Daten	84
5.9.2	VNB-Daten	85
5.9.3	Bieter-Daten	86
5.9.4	Netzengpass-Daten	87
5.9.5	Ausschreibung	90
5.9.6	Ausschreibungs-Weitergabe	92
5.9.7	Gebot	94
5.9.8	Clearing-Ergebnis	95
5.9.9	Clearing-Bewertung	96
5.9.10	Ausschreibungs-Ergebnis	97
5.9.11	Momentan-Daten	97
5.9.12	Flexibilitäts-Abruf	98
5.9.13	Erfüllungsnachweis	99
6	ANHANG B: GESCHÄFTSPROZESSE DES HANDELSTOOLS DES FRAUNHOFER IEE	100
6.1	SUPPORTPROZESS „STAMMDATEN KONFIGURIEREN“	100
6.2	KERNPROZESS „AUTONOMER HANDEL“	101
6.3	KERNPROZESS „AUTONOME ERBRINGUNG“	102
7	ANHANG C: FELDTTEST / WERKZEUGE	103
7.1	ÜBERSICHT ÜBER DIE KOMPONENTEN UND VERBINDUNGEN IM FELDTTEST	104
7.2	TECHNISCHE ARCHITEKTUR DES FELDTTESTS	105
8	ANHANG D: KOMMUNIKATION / SZENARIO	106
8.1	ÜBERSICHT ÜBER DEN KOMMUNIKATIONSABLAUF	107
8.2	KOMMUNIKATIONSFRAGMENT: AUSSCHREIBUNG & FIX-GEBOT	108
8.3	NACHRICHT: GET AUSSCHREIBUNGEN FÜR ENTEGA	109
8.4	NACHRICHT: POST FIX-GEBOT DER ENTEGA	110
8.5	NACHRICHT: GET GEBOTE DER ENTEGA	111
8.6	KOMMUNIKATIONSFRAGMENT: AUSSCHREIBUNGS-ERGEBNIS	112
8.7	NACHRICHT: GET AUSSCHREIBUNGS-ERGEBNISSE FÜR ENTEGA	113
9	ANHANG C: RECHTSRAHMEN	114
A.	ERGEBNISZUSAMMENFASSUNG	1
II.	UMSETZBARKEIT IM GELTENDEN RECHT	1
III.	ZU BEACHTENDE UMSETZUNGSVORGABEN	2
IV.	KOSTEN- UND RECHTSFOLGENSEITE	2
B.	EINLEITUNG UND HINTERGRUND	3

C.	GRUNDLAGEN: NETZSICHERHEITS- UND INFORMATIONSMANAGEMENT DER VNB.....	4
V.	RECHTE UND PFLICHTEN DER VNB IM RAHMEN DES NETZSICHERHEITSMANAGEMENTS, § 14 I.V.M. §§ 13 FF. ENWG.....	4
1.	<i>Einbindung der VNB in das Netzsicherheitsmanagement</i>	4
2.	<i>Maßnahmenkatalog und wesentliche Vorgaben im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements der VNB</i>	8
3.	<i>Einordnung des Konzeptes der Netzsammel in das Netzsicherheitsmanagement nach §§ 13 ff. EnWG...</i>	12
VI.	DAS INFORMATIONSMANAGEMENT DER VNB, § 12 Abs. 2, 4-7 ENWG	14
1.	<i>Informationsanspruch nach § 12 Abs. 4-7 EnWG.....</i>	14
2.	<i>Informationsanspruch nach § 12 Abs. 2 EnWG</i>	16
3.	<i>Informationspflichten nach § 13 Abs. 7 EnWG.....</i>	16
D.	RECHTSRAHMEN FÜR SMART GRIDS UND SMART MARKETS.....	16
VII.	DEFINITION UND ABGRENZUNG.....	16
VIII.	RECHTLICHE REGELUNGEN ZU SMART GRIDS UND SMART MARKETS IM GESETZ ZUR DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE	17
4.	<i>Rollout intelligenter Messsysteme</i>	18
5.	<i>Datenkommunikation.....</i>	19
6.	<i>Messstellenbetreiber und Smart-Meter-Gateway als Datendrehscheine</i>	21
7.	<i>Messwertverwendung.....</i>	21
8.	<i>Zwischenergebnis</i>	22
IX.	WEITERE ANSÄTZE EINES RECHTSRAHMENS FÜR DEN SMART MARKET IM GELTENDEN RECHT	22
9.	<i>Bedeutung von § 14a EnWG.....</i>	23
10.	<i>Bedeutung von § 40 Abs. 5 EnWG.....</i>	23
X.	ALLGEMEINE RECHTLICHE HEMMNISSE BEI DER SCHAFFUNG VON SMART MARKETS	24
11.	<i>Kostenseitige Hemmnisse für Akteure eine smart markets</i>	24
12.	<i>Kostenseitige Hemmnisse durch die Regelungen des Bilanzkreismanagements</i>	25
13.	<i>Faktische Hemmnisse aufgrund des regulatorischen Redispatch nach § 13a EnWG.....</i>	27
XI.	BESONDERHEITEN FÜR ANBIETER IM SMART MARKET	28
14.	<i>Besonderheiten bei EE-/KWK-Anlagen.....</i>	28
15.	<i>Besonderheiten bei gleichzeitiger Vermarktung am Regelenenergiemarkt</i>	30
E.	RECHTLICHE BEWERTUNG DES IM PROJEKT ANGEDACHTEN MARKTMODELLS.....	30
I.	UMSETZBARKEIT IM GELTENDEN RECHT.....	31
16.	<i>Zulässigkeit der Ausschreibung von Flexibilitäten durch die VNB.....</i>	31
17.	<i>Informationsansprüche der VNB.....</i>	32
18.	<i>Zulässige Datenkommunikation im Rahmen des MsbG.....</i>	32
19.	<i>Besonderheiten bei Sekundärausschreibungen</i>	33
20.	<i>Exkurs: Könnte am Flexibilitätsmarkt auch Blindleistung gehandelt werden?</i>	34
II.	ZU BEACHTENDE UMSETZUNGSVORGABEN.....	35
21.	<i>Einhaltung von § 13 Abs. 6 EnWG bei der Beschaffung von Lasten</i>	35

22.	<i>Vorgaben bei der Anlagenauswahl im Rahmen der merit order.....</i>	36
23.	<i>Gleichzeitige Vermarktung am Regelenergiemarkt.....</i>	38
III.	KOSTEN- UND RECHTSFOLGENSEITE.....	38
24.	<i>Hemmnisse für lastseitige Flexibilitäten aufgrund der staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile</i>	38
25.	<i>Weitergabe der Kosten für Flexibilitäten durch den VNB</i>	39
26.	<i>Weitergabe der Kosten für eine Kurzkupplung durch den VNB.....</i>	39
27.	<i>(Kosten-)folgen aufgrund des Bilanzkreismanagements für lastseitige Flexibilitäten</i>	41

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1 BOTTOM UP KONZEPT	7
ABBILDUNG 2 PROGNOTISierter SPANNUNGSVERLAUF	8
ABBILDUNG 3 ANALYSE DER MODELLBASIERTEN EINSPEISUNG	9
ABBILDUNG 4 WINDEINSPEISEPROGNOSE FLEX UND FIX	10
ABBILDUNG 5 - ABWEICHUNG 24 H PROGNOSE.....	
ABBILDUNG 6 - 24 H PROGNOSE.....	
ABBILDUNG 7 - 1 H PROGNOSE.....	
ABBILDUNG 8: PROGNOSEGÜTE	15
ABBILDUNG 9 - ZUSAMMENSPiEL DER AMPELPHASEN	17
ABBILDUNG 10 HANDELSPLATTFORM	18
ABBILDUNG 11 - ABGEBILDETE VDE-AR-N 4140 ENGPÄSSE	
ABBILDUNG 12 - KASKADENSTUFEN	21
ABBILDUNG 13 - SENSITIVITÄT DER KNOTEN	
ABBILDUNG 14 – SENSITIVITÄTSBERECHNUNG SPANNUNGSBAND	
ABBILDUNG 15 – SENSITIVITÄTSBERECHNUNG THERMISCHER GRENZSTROM.....	
ABBILDUNG 16 – FLEXIBILITÄTSBEDARFSBESTIMMUNG U FÜR SPANNUNGSBANDVERLETZUNGEN.....	
ABBILDUNG 17 - FLEXIBILITÄTSBEDARFSBESTIMMUNG FÜR THERMISCHEN GRENZSTROM	
ABBILDUNG 18 – ANGEBOTSBEWERTUNG UND AUSWAHL	26
ABBILDUNG 19 GESCHÄFTSSYSTEMKONTEXT DER HANDELSPLATTFORM.....	27
ABBILDUNG 20 GESCHÄFTSPROZESSLANDKARTE DER MARKTPLATTFORM.....	28
ABBILDUNG 21 KERNPROZESS „FLEXIBILITÄTSBEDARF AUSSCHREIBEN“ DER MARKTPLATTFORM	29
ABBILDUNG 22 KERNPROZESS „CLEARING DURCHFÜHREN“ DER MARKTPLATTFORM.....	30
ABBILDUNG 23 INFORMATIONENSLUSS „NETZENGPASS-DATEN“	31
ABBILDUNG 24 INFORMATIONENSLUSS „AUSSCHREIBUNG“	32
ABBILDUNG 25 INFORMATIONENSLUSS „AUSSCHREIBUNGS-WEITERGABE“	33
ABBILDUNG 26 INFORMATIONENSLUSS „GEBOT“	33
ABBILDUNG 27 INFORMATIONENSLUSS „CLEARING-ERGEBNIS“	34
ABBILDUNG 28 INFORMATIONENSLUSS „CLEARING-BEWERTUNG“	34
ABBILDUNG 29 INFORMATIONENSLUSS „AUSSCHREIBUNGS-ERGEBNIS“	35
ABBILDUNG 30 - AKTORPRIORISIERUNG	35
ABBILDUNG 31 VORGEHENSWEISE UND RESULTATE DER GESCHÄFTSMODELLENTWICKLUNG UND -BEWERTUNG	39
ABBILDUNG 32 WTA-TENDENZKURVE FÜR DIE GMA-VK-01 MODIFIZIERT 1	42
ABBILDUNG 33 ARCHITEKTUR DES VIRTUELLEN KRAFTWERKS DES FRAUNHOFER IEE	45
ABBILDUNG 34 GESCHÄFTSPROZESSLANDKARTE DES VIRTUELLEN KRAFTWERKS DES FRAUNHOFER IEE	46
ABBILDUNG 35 KERNPROZESS „AUTONOMER HANDEL“ DES HANDELSTOOLS DES FRAUNHOFER IEE	47

ABBILDUNG 36 KERNPROZESS „AUTONOME ERBRINGUNG“ DES HANDELSTOOLS DES FRAUNHOFER IEE	48
ABBILDUNG 37 TECHNISCHE ARCHITEKTUR DER AM FELDTTEST BETEILIGTEN SYSTEME	49
ABBILDUNG 38 ÜBERSICHT ÜBER DEN KOMMUNIKATIONSABLAUF MIT DER VFH-PLATTFORM	52
ABBILDUNG 39 KOMMUNIKATIONSFRAGMENT: AUSSCHREIBUNG & FIX-GEBOT	53
ABBILDUNG 40 KOMMUNIKATIONSFRAGMENT: AUSSCHREIBUNGS-ERGEBNIS	54
ABBILDUNG 41 ÜBERSICHT ÜBER DIE IM FELDTTEST BETEILIGTEN TOOLS UND DEREN VERBINDUNGEN.....	56
ABBILDUNG 42 QUARTIERSPEICHER IN GROSß-UMSTADT	
ABBILDUNG 43 SCREENSHOT DER WEB-GUI DER WINDPARK-EMULATOREN.....	58
ABBILDUNG 44 SIMULIERTES TESTNETZ.....	59
ABBILDUNG 45 JSON-REST SCHNITTSTELLE IN ECLIPSE UND DATENBANK DER HANDELSPLATTFORM	60
ABBILDUNG 46 VNC REMOTE-DESKTOP DES VIRTUELLEN SERVERS MIT LAUFENDEM HANDELSTOOL.....	63
ABBILDUNG 47 - AUSSCHREIBUNG IN DER PRIMÄRZELLE FÜR DAS FRAUNHOFER IEE	65
ABBILDUNG 48 - AUSSCHREIBUNG IN SEKUNDÄRZELLE 1 (NIEDERSpannung) FÜR DIE ENTEGA AG.....	65
ABBILDUNG 49 - AUSSCHREIBUNG SEKUNDÄRZELLE FRAUNHOFER IEE.....	65
ABBILDUNG 50 – GEBOt FRAUNHOFER IEE PRIMÄRZELLE	66
ABBILDUNG 51 – GEBOt ENTEGA AG	66
ABBILDUNG 52 – GEBOt FRAUNHOFER IEE SEKUNDÄRZELLE	66
ABBILDUNG 53 - ERGEBNISLISTE FRAUNHOFER IEE PRIMÄRZELLE	67
ABBILDUNG 54 - ERGEBNISLISTE ENTEGA AG SEKUNDÄRZELLE	67
ABBILDUNG 55 - ERGEBNISLISTE FRAUNHOFER IEE SEKUNDÄRZELLE.....	67
ABBILDUNG 56 – PROGNOStIZIERTER FEXIBILITÄTSBEDARF	68
ABBILDUNG 57 – MARKTERGEBNIS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES TATSÄCHLICHEN NETZZUSTANDES	68
ABBILDUNG 58 DAS ANFORDERUNGSMODELL DES GESCHÄFTLICH ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN KONTEXTES.....	75
ABBILDUNG 59 „GRID INTEGRATION“ 1.1 AKTEURE.....	76
ABBILDUNG 60 „GRID INTEGRATION“ 1.2 MOTIVATIONEN	77
ABBILDUNG 61 „GRID INTEGRATION“ 1.3.1 GESCHÄFTSSYSTEMKONTEXT VFH-PLATTFORM BETREIBEN.....	78
ABBILDUNG 62 „GRID INTEGRATION“ 1.4.1 GESCHÄFTSPROZESSE GESCHÄFTSPROZESSLANDKARTE VFH-PLATTFORM BETREIBEN	79
ABBILDUNG 63 „GRID INTEGRATION“ 1.4.1.1 GESCHÄFTSPROZESSE KERNPROZESS FLEXIBILITÄTSBEDARF AUSSCHREIBEN	79
ABBILDUNG 64 „GRID INTEGRATION“ 1.4.1.2 GESCHÄFTSPROZESSE KERNPROZESS CLEARING DURCHFÜHREN.....	80
ABBILDUNG 65 „GRID INTEGRATION“ 1.3.2 GESCHÄFTSSYSTEMKONTEXT ROTE NETZPHASE MINIMIEREN.....	80
ABBILDUNG 66 „GRID INTEGRATION“ 1.4.2 GESCHÄFTSPROZESSE GESCHÄFTSPROZESSLANDKARTE ROTE NETZPHASE MINIMIEREN.....	81
ABBILDUNG 67 „GRID INTEGRATION“ 1.3.3 GESCHÄFTSSYSTEMKONTEXT ELEKTRISCHE FLEXIBILITÄT IM VERTEILNETZ BEREITSTELLEN.....	82
ABBILDUNG 68 „GRID INTEGRATION“ 1.4.3 GESCHÄFTSPROZESSE GESCHÄFTSPROZESSLANDKARTE ELEKTRISCHE FLEXIBILITÄT IM VERTEILNETZ BEREITSTELLEN.....	82
ABBILDUNG 69 „GRID INTEGRATION“ 1.3.4 GESCHÄFTSSYSTEMKONTEXT AUSSCHREIBUNGS-WEITERGABE DURCHFÜHREN.....	83

ABBILDUNG 70 „GRID INTEGRATION“ 1.4.4 GESCHÄFTSPROZESSE GESCHÄFTSPROZESSLANDKARTE AUSSCHREIBUNGS- WEITERGABE DURCHFÜHREN.....	84
ABBILDUNG 71 „GRID INTEGRATION“ 1.5.01 GESCHÄFTSDATENMODELL AUTHENTIFIZIERUNGSDATEN.....	84
ABBILDUNG 72 „GRID INTEGRATION“ 1.5.02 GESCHÄFTSDATENMODELL VNBDATEN.....	85
ABBILDUNG 73 „GRID INTEGRATION“ 1.5.03 GESCHÄFTSDATENMODELL BIETERDATEN	86
ABBILDUNG 74 „GRID INTEGRATION“ 1.5.04 GESCHÄFTSDATENMODELL NETZENGPASSDATEN.....	87
ABBILDUNG 75 „GRID INTEGRATION“ 1.5.05 GESCHÄFTSDATENMODELL AUSSCHREIBUNG	90
ABBILDUNG 76 „GRID INTEGRATION“ 1.5.06 GESCHÄFTSDATENMODELL AUSSCHREIBUNGSWEITERGABE	92
ABBILDUNG 77 „GRID INTEGRATION“ 1.5.07 GESCHÄFTSDATENMODELL GEBOT.....	94
ABBILDUNG 78 „GRID INTEGRATION“ 1.5.08 GESCHÄFTSDATENMODELL CLEARINGERGEBNIS.....	95
ABBILDUNG 79 „GRID INTEGRATION“ 1.5.09 GESCHÄFTSDATENMODELL CLEARINGBEWERTUNG	96
ABBILDUNG 80 „GRID INTEGRATION“ 1.5.10 GESCHÄFTSDATENMODELL AUSSCHREIBUNGSERGEBNIS.....	97
ABBILDUNG 81 „GRID INTEGRATION“ 1.5.11 GESCHÄFTSDATENMODELL MOMENTANDATEN.....	97
ABBILDUNG 82 „GRID INTEGRATION“ 1.5.12 GESCHÄFTSDATENMODELL FLEXIBILITAETSABRUF	98
ABBILDUNG 83 „GRID INTEGRATION“ 1.5.13 GESCHÄFTSDATENMODELL ERFÜLLUNGSNACHWEIS	99

1 Einleitung

1.1 Übersicht der Arbeitspakete im Verbundvorhabens

Das Verbundvorhaben gliedert sich insgesamt in 5 Arbeitspakete, welche sich um die einzelnen Themenschwerpunkte des Konzepts, der Implementierung und Erprobung der Komponenten anordnen. Gemeinsames Ziel war es, das Zusammenspiel von Markt und Netz mit der BDEW Kapazitätsampel als Grundlage zu entwickeln und zu erproben.

Arbeitspaket 2 - Analyse der technischen Machbarkeit und ökon. rechtl. Rahmenbedingungen

In diesem Arbeitspaket werden die Grundlagen für ein netzdienliches Verhalten marktgetriebener Flexibilität gelegt. Es wird unter anderem der Einfluss von Flexibilitäten auf das Verteilnetz, die Anforderungen zur Realisierung der BDEW-Ampelphasen und die rechtlichen Rahmenbedingungen untersucht.

Arbeitspaket 3 - Entwicklung und Validierung des Regelungskonzepts/Algorithmus

In diesem Arbeitspaket wird die Grundlage für die netzdienliche Steuerbarkeit marktgetriebener Flexibilitäten gelegt. Die VK-Software des Fraunhofer IEE wird dabei erweitert um an einem lokalen netzdienlichen Markt antizipieren zu können. Das Markt Ergebnis kann dadurch anlagenscharf im VK umgesetzt werden.

Arbeitspaket 4 – Zusammenführung der Systeme

In diesem Arbeitspaket wird der übergeordnete Regelungsmechanismus, welcher alle Akteure koordiniert inklusive aller Schnittstellen implementiert und simulatorisch validiert. Das übergeordnete System ist dabei der in AP2 entwickelte lokale Flexibilitätsmarkt.

Arbeitspaket 5 – Durchführung Feldtest

In dem Feldtest werden reale Anlagen an die VK-Software angebunden und die entwickelten Algorithmen getestet. Schwerpunkt liegt dabei auf dem Verhalten der VKs bei netzdienlichen, anlagenspezifischen Marktergebnissen.

2 Kurzdarstellung des Verbundvorhabens

2.1 Ausgangsbasis

In den vergangenen Forschungsprojekten wurden bereits Netzautomatisierungssysteme entwickelt, welche die rote BDEW-Ampelphase managen können. Dabei wird in Echtzeit auf angeschlossenen Anlagen im Netz zugegriffen und im Sinne des Einspeisemanagements geregelt. Auch Betriebsmittel wie Transformatoren und Querspannungsregler werden berücksichtigt. Gemäß EnWG müssen solchen Notmaßnahmen jedoch Marktlösungen vorrausgehen, d.h. die Probleme müssen bevorzugt über Marktmechanismen gelöst werden. Hier setzt das Projekt Grid

Integration an, welches zum Ziel hat, einen solchen Marktmechanismus für die Verteilnetzebene zu entwickeln und zu erproben.

2.2 Aufgabenstellung

Dieses Projekt erforscht dazu den optimalen Einsatz dezentraler Erzeuger (z.B. BHKW) und weiterer Flexibilitäten in verschiedenen Verteilernetzzuständen (insb. gelbe und rote Ampelphase des BDEW Ampelkonzepts) und mögliche Stabilisierungs- und Austauschaktionen (SDL) zwischen benachbarten Zellen.

Ein zunehmend auf fluktuierendes und dezentrales Energiedargebot ausgerichtetes Energiesystem erfordert auch in städtischen Verteilungsnetzen einen hochdynamischen und bidirektionalen Betrieb. Im Interesse eines sicheren und effizienten Netzbetriebes (und optimalen Einbindung der Netzzelle ins Gesamtsystem), muss das Verhalten der dort angeschlossenen Einspeiser (PV-Anlagen, Windkraftanlagen, BHKW, Speicher) möglichst genau prognostizierbar (Netz-Monitoring) und ggf. beeinflussbar sein (Netz-Management). Flexible Anlagen, wie BHKW werden zunehmend in Virtuellen Kraftwerken marktorientiert betrieben.

Die Entwicklung solcher virtueller Kraftwerkssteuerungen findet sich vielerorts bereits im Demonstrations-, bzw. Praxisstadium. Netzaspekte (physikalische Grenzen der Transportkapazitäten oder der Bedarf dezentraler Systemdienstleistungen z.B. für Spannungshaltung etc.) vor Ort im Verteilernetz sind dagegen noch nicht berücksichtigt und stehen im Mittelpunkt dieser Untersuchungen. Im Sinne einer smarten Netzentwicklung werden hierbei alternative oder ergänzende Lösungen zum klassischen Netzausbau gesucht, in dem durch eine intelligente Orchestrierung der dezentral verfügbaren Betriebsmittel die vorhandenen Netzkapazitäten optimal auszuschöpfen sind.

Dieses Projekt strebt dabei die synergetische Verknüpfung von vorhandenen BHKW Anlagen und elektrischen Speichern mit fluktuierenden Einspeisern wie PV- und Windkraftanlagen an. In Feldtests wird die Bereitstellung von Leistungen für Systemdienstleistungen zur Optimierung des Verteilungsnetzbetriebes – auch im horizontalen Austausch zwischen zwei Verteilungsnetzen – erforscht.

Um zu verstehen, welchen destabilisierenden Einfluss der zunehmend marktorientierte Betrieb dezentraler Flexibilitäten auf die Systemsicherheit ausübt, wird in Stress-Tests das künftige marktorientierte hochdynamische Verhalten flexibler und fluktuierender Einspeiser erforscht. Dazu ist ein eingehendes Verständnis künftiger Marktmechanismen (Weißbuch) notwendig. Für hilfreiche Abstimmungsprozesse zwischen Netz- und Markt-Interessen (gelbe Phase der BDEW-Ampel) sind die vorhandenen oder zu gestaltenden rechtlichen Rahmenbedingungen zu erforschen, zu bewerten und ggf. Änderungsbedarfe zu identifizieren.

Darüber hinaus soll in diesem Projekt untersucht werden, inwieweit Systemdienstleistungen zu Systemstabilisierungen, nicht nur für die Übertragungsnetze, sondern bereits auf der regionalen Verteilungsnetzebene erbracht werden können. Diese sollen dabei nicht nur dem eigenen Verteilungsnetz dienen können, sondern auch direkt unter Verteilungsnetzbetreibern ausgetauscht werden. Mittels Simulation soll dieser horizontale Ausgleich (Netz-Netz) sowohl bilanziell als auch physikalisch erfolgen. Dazu ist es notwendig, eine IT-basierte Kommunikation über standardisierte Schnittstellen zwischen den „Netzbetreibern“ aufzubauen und entsprechende Prozessabläufe zu definieren. Ziel ist es, durch ein nachhaltiges Netz-Monitoring die Energieflüsse in den Netzgebieten zu beherrschen und mit Hilfe der Prognosen dem Übertragungsnetzbetreiber eine solide Grundlage zur Planbarkeit für den Kraftwerkseinsatz zu liefern. Der Austausch von Systemdienstleistungen durch den flexiblen Einsatz von Erzeugern und Verbrauchern (bereits auf der Verteilungsnetzebene) in den sich selbst bilanzierenden Zellen kann somit zu einer Minimierung des Netzausbaus beitragen. In einem Feldtest zwischen den „Netzbetreibern“ werden diese Fragestellungen erforscht und umgesetzt.

2.3 Voraussetzungen und Stand der Technik

Zunehmend werden zur Ansteuerung dezentraler Flexibilitäten Kommunikationsstandards verwendet. Auf maßgebliche Arbeiten aus dem E-Energy-Programm (RegModHarz, DKE) kann in diesem Projekt aufgrund der beteiligten Partner (IWES) direkt zurückgegriffen werden.

Die Arbeiten im Projekt setzen teilweise auf Vorläuferaktivitäten des IEEs auf. So wurde die Software für das virtuelle Kraftwerk über mehrere Jahre, teils mit der Unterstützung verschiedener Forschungsprojekte, entwickelt. Das System ist modular aufgebaut, um verschiedensten Anforderungsspezifikationen zu genügen. Zur Kommunikation werden einschlägige Standards und Konzepte verwendet, um die Entwicklung offen für den Anschluss weiterer Komponenten zu halten, wie beispielsweise:

- Modbus-TCP (Die Adressbelegung muss individuell für den Einzelfall konfiguriert werden, es existiert allerdings schon ein Mapping für Biogasanlagen)
- OPC XML DA (Datenmodell von SMA und Enercon)
- IEC 61400-24 (Servion)
- IEC 61850 – MMS (Die Logical Nodes müssen individuell konfiguriert werden)
- IEC 60870-5-104 (Die Adressbelegung muss individuell für konfiguriert werden)
- VHP Ready 3.0

Einsatzzweck des VK kann der Einsatz eines Energiemanagements sein, um die vorhandenen Energieerzeuger und Verbraucher eines Standorts optimal zu vernetzen, oder Erzeugungsanlagen in einer Region derart zusammen zu fassen, dass ein ökonomisch optimaler Betrieb (Vermarktung auf unterschiedlichen Zielmärkten wie Börsen- oder Regelenegiehandel zu erlauben

oder Etablierung eines regionalen Grünstromtarifs) ermöglicht wird. Das VK dient als Basis für die Weiterentwicklung der im Rahmen des Projekts erarbeiteten Konzepte für die Verbindung der Steuerungsanforderungen unter der Berücksichtigung aller Nebenbedingungen aus Markt und Netzbetrieb.

Auch im Rahmen des Smart Grid-Projektes der ENTEGA Web2Energy (europäisches Forschungsprojekt von 2010-2012) wurde mit diesem Standard bereits gearbeitet: Im Projekt Web2Energy hat die ENTEGA als Konsortialführer ein Virtuelles Kraftwerk aufgebaut bei dem neben verschiedenen Erzeugungsanlagen (Wind, PV, Wasser, Biogas, Deponiegas, BHKWs) auch 6 verschiedene Batteriespeicher und insgesamt 200 Haushaltskunden in Neubaugebieten miteinander auf Basis des Standards IEC 61850 miteinander kommunizieren. Dabei standen die praktische Erprobung der Kommunikation und der Aufbau des Virtuellen Kraftwerks im Vordergrund. Die Optimierung wurde auf das Netzgebiet der ENTEGA beschränkt.

2.3.1 Entwicklung erster marktfähiger (proprietärer) Steuerungskonzepte für Virtuelle Kraftwerke, bzw. für flexible Erzeuger und Verbraucher

Auf dem Gebiet der Unterstützung des Verteilungsnetzbetriebs und des Portfoliomanagements existieren verschiedene Ansätze und Aktivitäten. Insbesondere Letzteres stellt bereits einen Bereich dar, in dem kommerzielle Produkte zur Verwaltung von Portfolien entwickelt worden sind. Auch stellen verschiedene Systeme von Direktvermarktern Lösungen dar, die die kommerzielle Bewirtschaftung von Erzeugungs- und/oder Verbrauchsportfolien ermöglichen. Beispiele sind Vermarkter wie Energy2Market oder Aggregatoren wie die Entellios AG, die Lastportfolien mit dem Ziel der Regelennergiebereitstellung verwaltet.

Daneben sind verschiedene Forschungsprojekte in Bearbeitung oder bereits abgeschlossen worden, die sich mit Fragestellungen von Aggregationen, beispielsweise zum Zweck der Regelleistungsbereitstellung, befassen. Diese Initiativen legen den Fokus jedoch auf ökonomische Aspekte oder die Erbringung von Systemdienstleistungen, *wohingegen beim Projekt Grid-Integration die Untersuchung des Zielkonflikts Markt/Netz die zentrale Rolle spielt.*

2.3.2 Fortschreitende Einbindung von Flexibilitäten in Spot- und RL-Märkte über Aggregatoren, welche auf Verteilungsnetzebene angeschlossen sind

Bereits heute werden bestimmte Flexibilitäten am Regelenenergiemarkt angeboten. Regelenenergieprodukte sind klar definiert. Die Präqualifikationsbedingungen wurden mehrfach erleichtert, um kleineren Erzeugungseinheiten, Industriekunden und Aggregatoren eine Teilnahme zu ermöglichen bzw. zu erleichtern. Abschaltbare Lasten für Großkunden/Industrieanlagen sind eine gesonderte Ausprägung von Flexibilität. Diese sind allerdings aufgrund der kürzlich in Kraft getretenen speziellen gesetzlichen Regelung derzeit nicht mit anderen Flexibilitätsoptionen austauschbar, selbst wenn diese wirtschaftlich günstiger sind, da sie nicht nach den Preissignalen im Markt bewertet werden.

Mit der Realisierung von intelligenten Verteilungsnetzen wird das Ziel verfolgt, dargebotsabhängige Erzeugung mit der Nachfrage lokal aufeinander abzustimmen und einen effizienten Netzaus- und -umbau sowie eine hohe Versorgungsqualität zu erreichen. Die Marktakteure tragen durch Flexibilisierung zur Optimierung des Energiesystems bei. Der BDEW hat hierzu als mittel- und langfristige Lösung das sogenannte Ampelkonzept entwickelt und in einer Roadmap vorgestellt. Künftig wird es zu einer engeren Interaktion von smart Grid und smart Market kommen, gemäß dem im Bundesverband gemeinsam erarbeiteten Konzept „BDEW Ampelkonzept“ wird es drei Unterscheidungen aus Netzsicht im Hinblick auf Betriebsmittel und angeschlossene Einheiten geben:

In der grünen Ampelphase findet der Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Flexibilität ausschließlich zwischen nicht regulierten Marktteilnehmern statt. Der Netzbetreiber greift nicht in den Markt ein (Ausnahme: Regelleistung).

In der gelben Ampelphase liegt eine potenzielle Gefährdung des Netzes vor, die der Netzbetreiber dadurch behebt, dass er zielgerichtet auf einem zu etablierenden Flexibilitätsmarkt geeignete netz- und systemdienliche Flexibilität nachfragt.

In der roten Ampelphase liegt eine akute Gefährdung des Netzes vor, die der Netzbetreiber nur dadurch beheben kann, dass er außerhalb des Marktes direkt in Erzeugung und Verbrauch eingreift und auf Basis des entsprechenden Rechtsrahmens ein bestimmtes Verhalten anweist.

Nach aktuellem Stand der Wissenschaft gibt es unterschiedliche Konzepte einer Verteilungsnetz-automatisierung. Grundsätzlich wird zwischen einem zentralen Ansatz, bei dem die Überwachung und Steuerung des Netzes zentral in der Leitwarte des Netzbetreibers eingebunden ist, und einem dezentralen Ansatz unterschieden. Der dezentrale Ansatz zeichnet sich durch eine dezentral agierende Fernwirktechnik aus, die autonom und unabhängig von der Leitwarte den Netzzustand identifiziert und in Abhängigkeit von diesem das Netz steuert. Gemein ist bei den Ansätzen allerdings, dass sie rein auf die Gewährleistung eines ordnungsgemäßen Netzbetriebes ausgelegt sind und daher keine Marktmechanismen berücksichtigen. Hier sind zum einen das Forschungsprojekt RiesLing, welches sich u.a. mit der standardisierten Realisierung einer Online-Überwachung und Fernbedienbarkeit von Ortsnetzstationen befasst und das Projekt Smart Operator, welches die Möglichkeit des Ausgleichs schwankender Stromerzeugung und variierender Verbrauchslasten mittels Steuerung einzelner intelligenter Komponenten im Ortsnetz untersucht, zu nennen. Zum anderen ist das Forschungsprojekt IRENE, in dem ein verteiltes Messsystem zur Erfassung und Regelung des aktuellen Netzzustandes entwickelt wurde zu erwähnen.

Im Gegensatz dazu werden virtuelle Kraftwerke in derzeitigen Entwicklungsansätzen entweder marktgetrieben eingesetzt oder versuchen Energieangebot und Energienachfrage lokal begrenzt zu harmonisieren. In diesem Kontext ist auch auf die Forschungsprojekte im Rahmen des

E-Energy Förderprogramms hinzuweisen, welche unterschiedlichen Aspekte zukünftiger Smart Grid Konzepte theoretisch und in Feldtests untersucht haben. Ein Schwerpunkt lag hierbei auf der Entwicklung von Smart Market Konzepten, die zum Beispiel über dynamische Tarife eine Verlagerung des Stromverbrauches in Zeiten günstiger Strompreise motivieren.

2.4 Planung und Ablauf des Vorhabens

Zunächst müssen die theoretischen Grundlagen für das Vorhaben gelegt werden. Dazu wurden die Anforderungen der BDEW-Ampel untersucht und ein darauf basierendes Konzept entwickelt. Im Anschluss wurden die nötigen Schnittstellen zwischen den Systemen der Projektpartner definiert und umgesetzt. Zugleich wurden die Systeme angepasst und erweitert, um den neuen Anforderungen des Konzepts gerecht zu werden. Abschließend wurde der Gesamtsystemablauf in einem Feldtest erprobt.

3 Eingehende Ergebnisdarstellung

Dieser Abschnitt zeigt die wesentlichen Ergebnisse der Arbeiten im Projekt Grid-Integration von der Konzeption, über die Entwicklung von Algorithmen, hin zur Durchführung des Feldtests.

3.1 Netzanalyse

3.1.1 Auswahl eines geeigneten Testnetzgebietes

Für die Umsetzung des Feldtests wurde zunächst ein passender Speisebereich ausgewählt, der auf Grund seiner Datenlage, Infra- und Abnahmestruktur am ehesten geeignet war. Die Auswahl fiel auf einen Industriepark in Ober-Roden. Das Netz in diesem Gebiet besteht aus einem offenen Ring mit zwei Speiseleitungen und insgesamt 33 Ortsnetzstationen.

3.1.2 Merkmale des Mittelspannungsnetzes

Innerhalb des Versorgungsrings wurden drei Ortsnetzstationen mit fernsteuerbaren Lasttrennschaltern und ferngemeldeten Kurzschlussstromanzeiger ausgestattet. Weiterhin sind drei Stationen mit ferngemeldeten Kurzschlussstromanzeigern ausgestattet. In allen 6 Stationen ist zur Überwachung der Netzspannung Strom- und Spannungswandler und die zur Übertragung an die Querverbundleitstellen entsprechende IKT-Infrastruktur installiert.

3.2 Netzzustandsprognose von Mittelspannungsnetzen zum präventiven Netzengpassmanagement

Ein wesentlicher Bestandteil des Projekts war die Erweiterung der Mittelspannungsautomatisierung um ein Prognosemodul. Dieses Modul ist notwendig, um die gelbe Ampelphase der BDEW-Kapazitätsampel identifizieren zu können. Grundsätzlich wird der Netzzustand durch die Betriebsspannungen an den Netzknoten und den Netzströmen in den Betriebsmitteln charakterisiert. Im Projekt wurde daher ein Konzept entwickelt und für den Feldtest implementiert, der die Spannungen und Ströme für das ausgewählte Netzgebiet der ENTEGA prognostiziert.

3.2.1 Analyse der Netztopologie

Um eine Spannungs- und Stromprognose für ein Netz zu erhalten, können mehrere Ansätze gewählt werden. Die direkte Prognose der Strom und Spannungswerten hat sich in Untersuchungen jedoch als schwierig und sehr fehlerbehaftet herausgestellt. Daher wird in Grid Integration die Netzzustandsprognose über einen Bottom-Up Ansatz realisiert.

3.2.2 Bottom-Up Ansatz

Beim Bottom-Up Ansatz wird der Netzzustand aus den Einspeise- und Lastprognosen an den einzelnen Netzknoten gewonnen. Diese werden dann durch eine Leistungsflussberechnung in Verbindung mit den Topologie Daten des Netzes in Strom- und Spannungswerte umgerechnet.

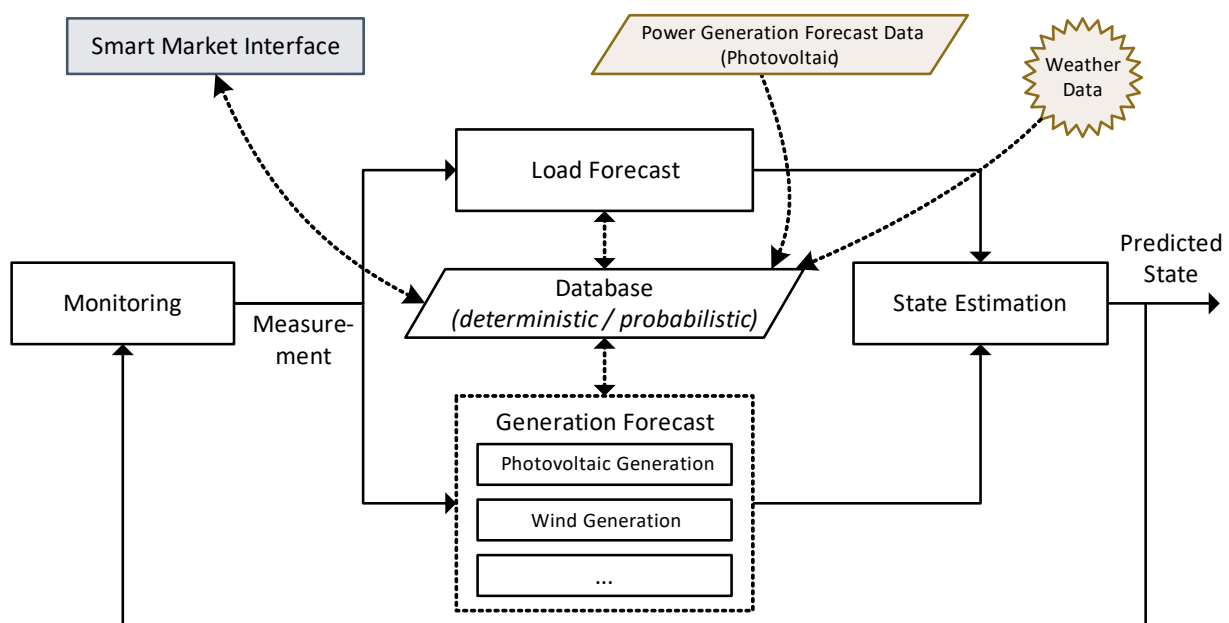


Abbildung 1 Bottom Up Konzept

Grundsätzlich werden in diesem Projekt zwei Prognosen erstellt, ein Fix- und eine Flex Prognose. Die Flex-Prognose stellt dabei die Netzzustandsprognose dar, die aus dem Worst-Case-Szenario der Einspeiseleistungen erstellt wird.

3.2.2.1 Leistungsflussberechnung

Mit den Leistungsprognosen der Netzknoten wird eine Newton-Raphson Leistungsflussberechnung durchgeführt. Dabei handelt es sich um ein numerisches Verfahren, welches iterativ die Lösung errechnet. Nachdem der Algorithmus konvergiert, ist der Netzzustand vollständig bestimmt. Die Leistungsflüsse der einzelnen Betriebsmittel lassen sich über die Spannungen und die Knotenpunktadmittanzmatrix berechnen.

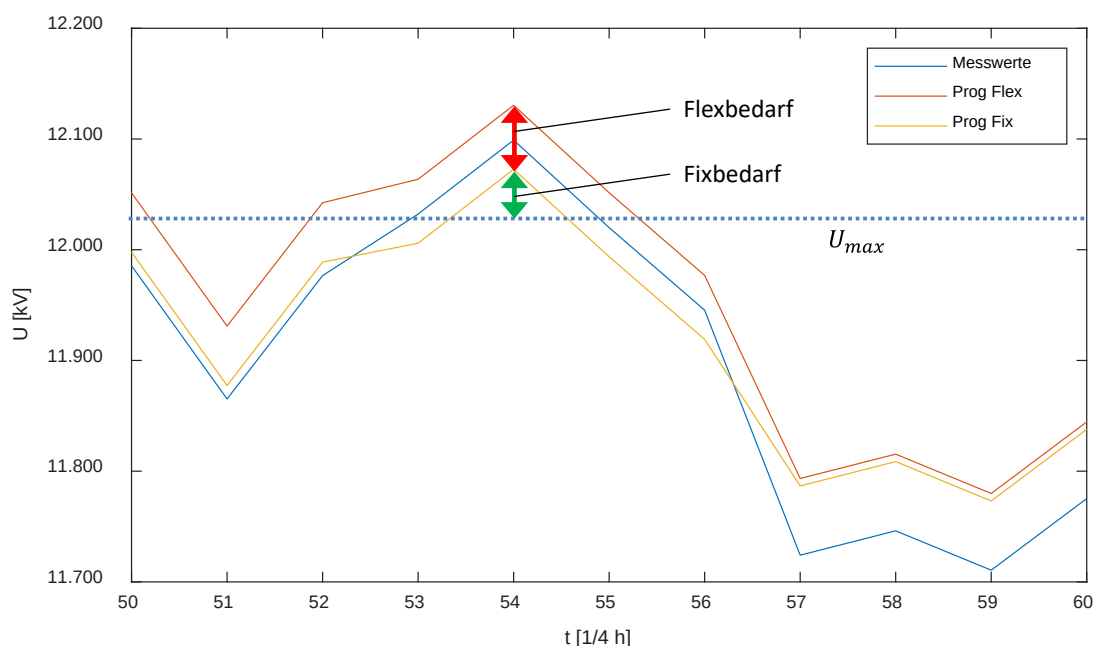


Abbildung 2 prognostizierter Spannungsverlauf

3.2.2.2 Windleistungsprognose

Zur Erstellung der Leistungsprognose an den Knoten eines Mittelspannungsnetzes, gehört sowohl die Einspeise- als auch die Lastprognose. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des Pro-

Leistung des Windes

Parkwirkungsgrad

$$P_{Park} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot c_P \cdot \eta_{Abs.} \cdot \eta_{sonstiges} \cdot n_{Anlagen}$$

Leistungsbeiwert

sonstige Verluste

jekts eine Windleistungsprognose erstellt, um die Leistungseinspeisung von Windenergieanlagen zu prognostizieren. Für die Erstellung des Algorithmus werden zunächst die wesentlichen Parameter analysiert, die sich aus den theoretischen Grundlagen ergeben haben. In einer Parameteranalyse werden die Einflussgrößen in Bezug auf die Auswirkung auf die Leistungsbestimmung, der Datenverfügbarkeit und den programmiertechnischen Aufwand bewertet. Im Anschluss wird die Datengrundlage bestimmt und der Algorithmus u. a. auf Basis der Spline-Interpolation und der Analyse der Parkwirkungsgrade entwickelt.

Wesentliche Erkenntnisse sind zum einen, dass bei der Bestimmung der Parkwirkungsgrade die theoretischen Ansichten durch die ausgewerteten Daten bestätigt werden können. Demnach wirken sich die Abschattungsverluste bei niedrigen Windgeschwindigkeiten stärker auf die Anlagenleistung aus, als bei höheren Windgeschwindigkeiten. Basierend auf den zur Verfügung gestellten Messwerten ergaben sich Wirkungsgrade von **95,77 %** bei 0 - 5 m/s bis hin zu **99,68 %** bei Windgeschwindigkeiten zwischen 15 und 28 m/s.

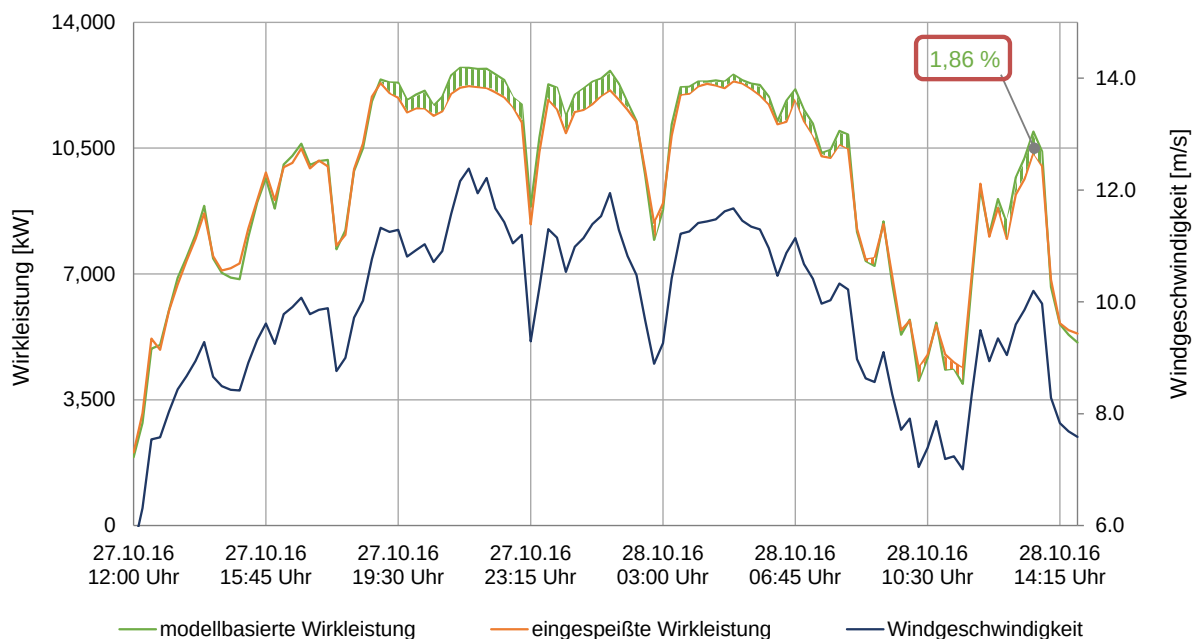


Abbildung 3 Analyse der modellbasierten Einspeisung

Die Ergebnisanalyse hat gezeigt, dass der entwickelte Algorithmus die aufgezeichneten Daten der Windparks annähernd genau abbilden kann. Insbesondere in den Spitzenlastbereichen kann die Modellierung überzeugen. Die durchschnittliche Abweichung der Leistungskennlinien entspricht diesbezüglich zwischen **1,15 %** und **2,06 %**. Die höchsten absoluten Abweichungen der Leistungsspitzen liegen bei **7,35 %** und konnten bei näherer Betrachtung auf äußere Einflüsse zurückgeführt werden. Die Abweichungen in den Niedriglastbereichen, speziell bei den Windparks I, II und III scheinen um einen konstanten Faktor verschoben zu sein. Die genauen Ursachen für diese Differenzen lassen sich nicht eindeutig bestimmen, allerdings liegt es nahe, dass

in den Windparks leistungsoptimierte Anlagen der Enercon E-70 und E-82 verwendet werden. Da diese Auffälligkeiten durch die Analysen von Windpark IV, in denen der Anlagentyp Senvion M114 verbaut ist, nicht gestützt werden kann.

Eine weitere Erkenntnis, die aus den Untersuchungen hervorgeht, ist, dass eine detailgenaue Beschreibung der Anlagentypen und der Windparks für eine hinreichende Prognosegüte erforderlich ist. Trotz der Unklarheiten bezüglich der Parkkonstellation sowie der äußeren, netzregulatorischen Eingriffe, konnten die gewonnenen Kenntnisse reproduziert und schließlich bestätigt werden. Die Güte der Prognose ist in erster Linie von den abzubildenden Parametern und insbesondere von der Wetterdatengrundlage abhängig. Zur Erhöhung der Netzzustandsprognosegüte in Smart-Grid-Systemen sollten daher hochauflösende Wetterdaten berücksichtigt werden.

Zudem hat sich gezeigt, dass bei fluktuierenden Anlagen wie Photovoltaik- und Windanlagen eine Aufteilung in Flex und Fix- Prognose nötig ist. Damit kann unterschieden werden, wieviel Leistung definitiv und wieviel Leistung maximal eingespeist wird. Diese zweite Prognose, der maximalen Leistung, ergibt sich aus der Differenz des letzten Verfügbaren Messwertes und seines Prognosewertes. Die Unterscheidung findet daher auch nur im kurzfristigen Prognosehorizont statt.

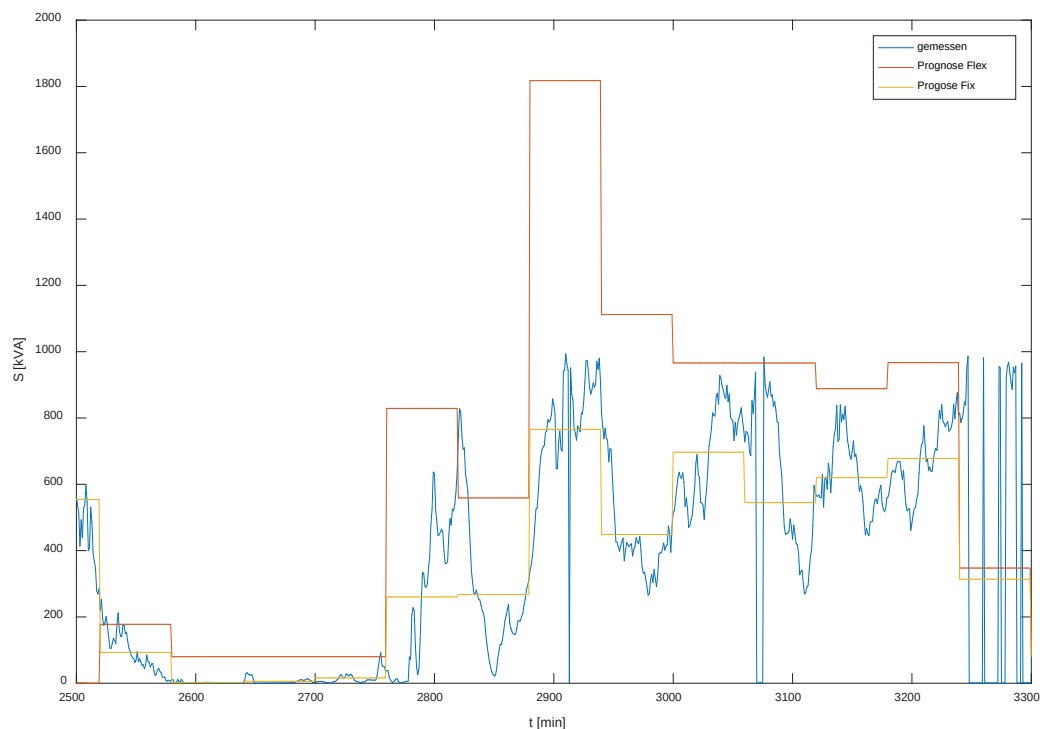


Abbildung 4 Windeinspeiseprognose Flex und Fix

Abbildung 4 zeigt die dabei entstehende 1 h Prognose mit einem 1 h Vorhersageraster. Vorteil der Aufteilung liegt hierbei in der Möglichkeit die darauf basierende Netzzustandsprognose in

Flex- und Fixprognose aufzuteilen und eine systematische Über- bzw. Unterbewertung der Netzzustände zu vermeiden.

3.2.2.3 Lastprognose

Die Lastprognose in Mittelspannungsnetzen erfolgt durch das Heranziehen der Messwerte gleicher Typtage mit abnehmender Gewichtung. Somit ergibt sich für die 24 h Lastprognose:

$$S_{\text{est},24\text{h}} = \sum_{i=1}^n S_n \cdot g_n$$

Die 1 h Prognose wird auf Basis der 24 h Prognose mit Korrekturfaktor k erstellt:

$$S_{\text{est},1\text{h}} = \sum_{i=1}^n S_n \cdot g_n - k_n$$

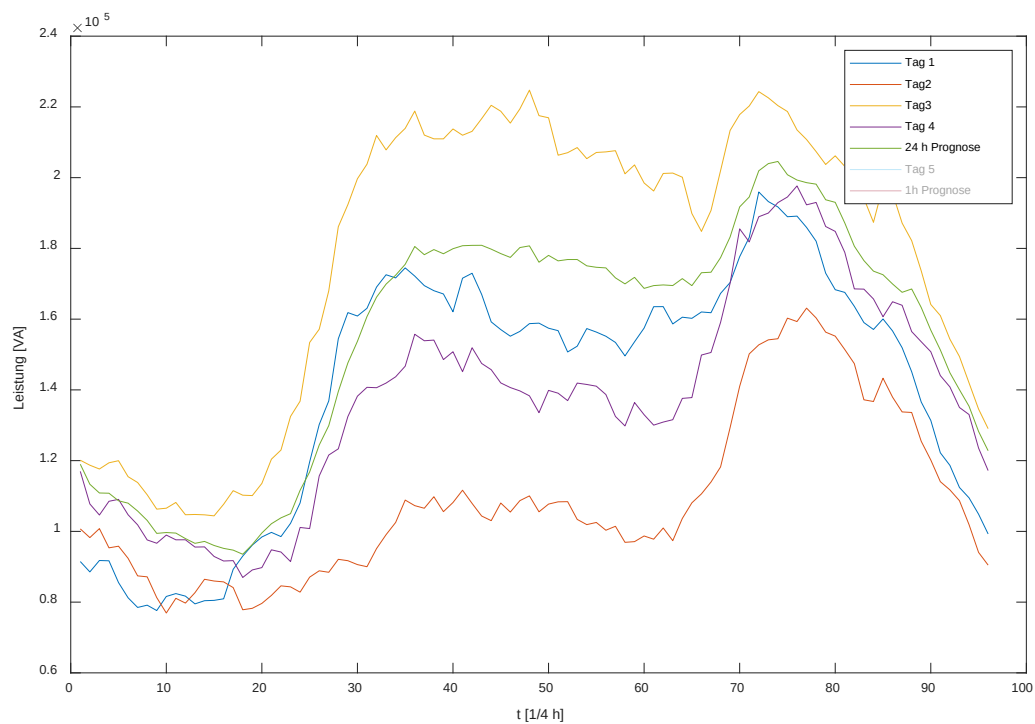


Abbildung 6 - 24 h Prognose

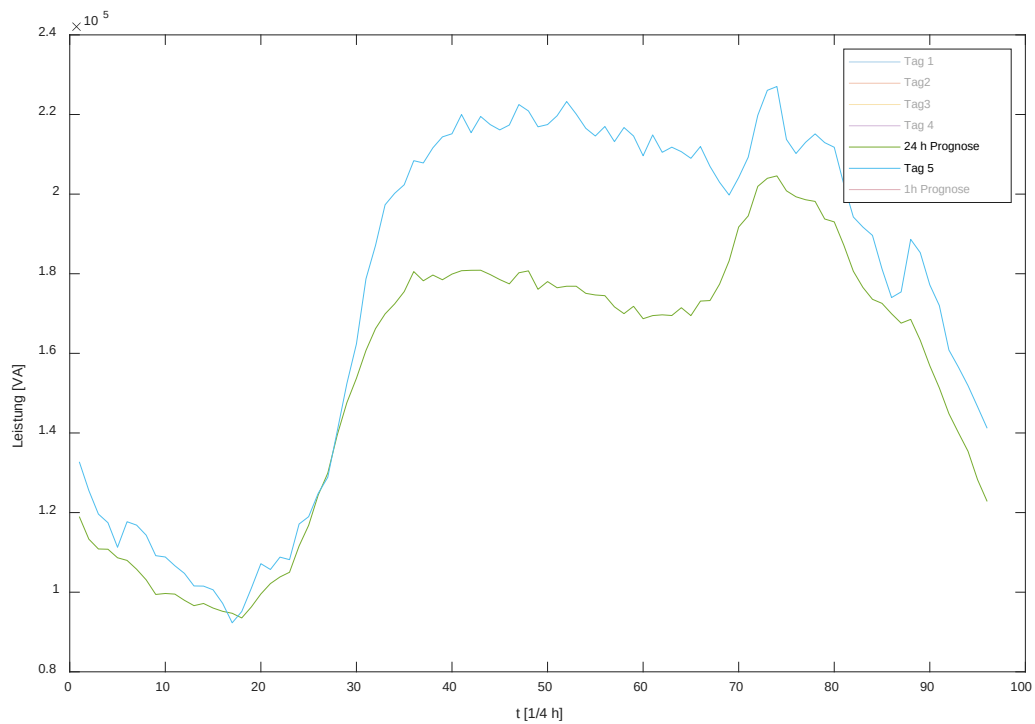


Abbildung 5 - Abweichung 24 h Prognose

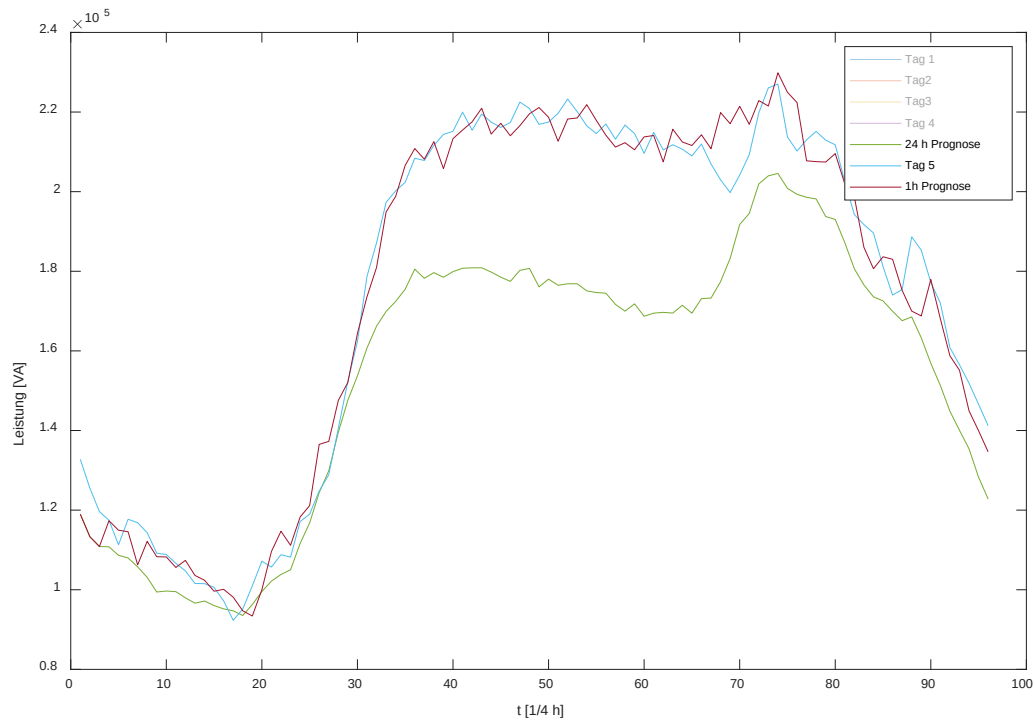


Abbildung 7 - 1 h Prognose

Der Korrekturfaktor k ist dabei die Abweichung des letzten verfügbaren Messwerts und des 24 h Prognosewerts. Ungemessene Lasten werden mit dem einem Auslastungsfaktor a verworfen.

$$S_{\text{est}} = a \cdot S_r - P_{f,\text{Pred}}$$

Der Auslastungsfaktor ergibt sich über das Verhältnis der Schleppzeigerwerte der einzelnen Ortsnetzstationen.

3.2.2.4 PV - Prognose

Prognosen für Photovoltaikanlagen basieren auf den prognostizierten Einstrahlungswerten der Wetterprognose. Bei Wetterprognosen handelt es sich um Vorhersagen des Wetters aufgrund von aufgenommenen Daten, Beobachtungen und Rechenmodellen. Da die Abläufe, die das Wetter bestimmen, hochkomplex sind und es nahezu unmöglich ist, alle Einflüsse zu beachten, ist es auch nicht möglich, eine absolut sichere und exakte Aussage über das Wetter beziehungsweise die für die Leistungsprognose für Photovoltaikanlagen relevante Globalstrahlung der zukünftigen Tage zu treffen. Die Prognosen werden jedoch ständig verbessert und erreichen für kurze Vorhersagezeiträume mittlerweile sehr hohe Genauigkeiten. [1]

Wettervorhersagen werden in drei Gütekategorien eingeteilt: Kurz-, Mittel- und Langfrist-Vorhersagen.

Die **Kurzfristvorhersage** (KFP) bezieht sich auf einen Zeitbereich von ein bis sieben Tagen. Genau beschrieben werden die Windverhältnisse, Niederschlagsmengen und –orte, Temperatur, Sonne und Bedeckung. Die folgende Tabelle 1 nach [2] zeigt die Prognosegüte bei sicherer und unsicherer Großwetterlage. Großwetterlagen bestimmen das charakteristische Wetter in einem größeren Gebiet (z.B. Europa) über einen längeren Zeitraum.

Tabelle 1: Prognosegüte Kurzfristvorhersagen

Prognosegüte	Tag 1	Tag 2	Tag 3	Tag 4	Tag 5	Tag 6	Tag 7
Unsichere Großwetterlage	80 – 90 %	72 – 82 %	62 – 73 %	50 – 64 %	38 – 54 %	24 – 43 %	11 – 31 %
Sichere Großwetterlage	89 – 95 %	81 – 93 %	72 – 88 %	62 – 82 %	50 – 72 %	37 – 61 %	23 – 50 %

Die **Mittelfristvorhersage** (MFP) wird für eine weitere Woche herausgegeben. Sie ist im Vergleich zur Kurzfristprognose sehr grob berechnet und gibt an, welche Wetterereignisse wahrscheinlicher sind als andere (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Prognosegüte Mittelfristvorhersagen

Prognosegüte	Tag 8	Tag 9	Tag 10	Tag 11	Tag 12	Tag 13	Tag 14
Unsichere Großwetterlage	40 – 75 %	38 – 71 %	35 – 65 %	28 – 59 %	21 – 52 %	14 – 44 %	7 – 35 %
Sichere Großwetterlage	50 – 85 %	48 – 82 %	45 – 78 %	38 – 71 %	31 – 61 %	23 – 51 %	15 – 40 %

Die **Langfristprognose** (LFP) versucht einen Trend für die weitere Zukunft zu geben. Die Berechnungen sind noch gröber als bei der Mittelfristvorhersage, wodurch sich die Prognosegüte weiter verringert.

Tabelle 3: Prognosegüte Langfristvorhersagen

Prognosegüte	Tag 15	Tag 16	Tag 17	Tag 18	Tag 19	Tag 20	Tag 21
Unsichere Großwetterlage	20 – 55 %	15 – 50 %	12 – 45 %	10 – 39 %	8 – 32 %	6 – 24 %	3 – 15 %
Sichere Großwetterlage	30 – 60 %	28 – 55 %	25 – 50 %	20 – 44 %	17 – 37 %	12 – 29 %	6 – 20 %

Die Tabellen sind in Abbildung 8 nochmals graphisch dargestellt. Dass die Prognosen nach jeweils sieben Tagen wieder weniger fehlerbehaftet sind, liegt daran, dass die Bewertungskriterien größer werden.

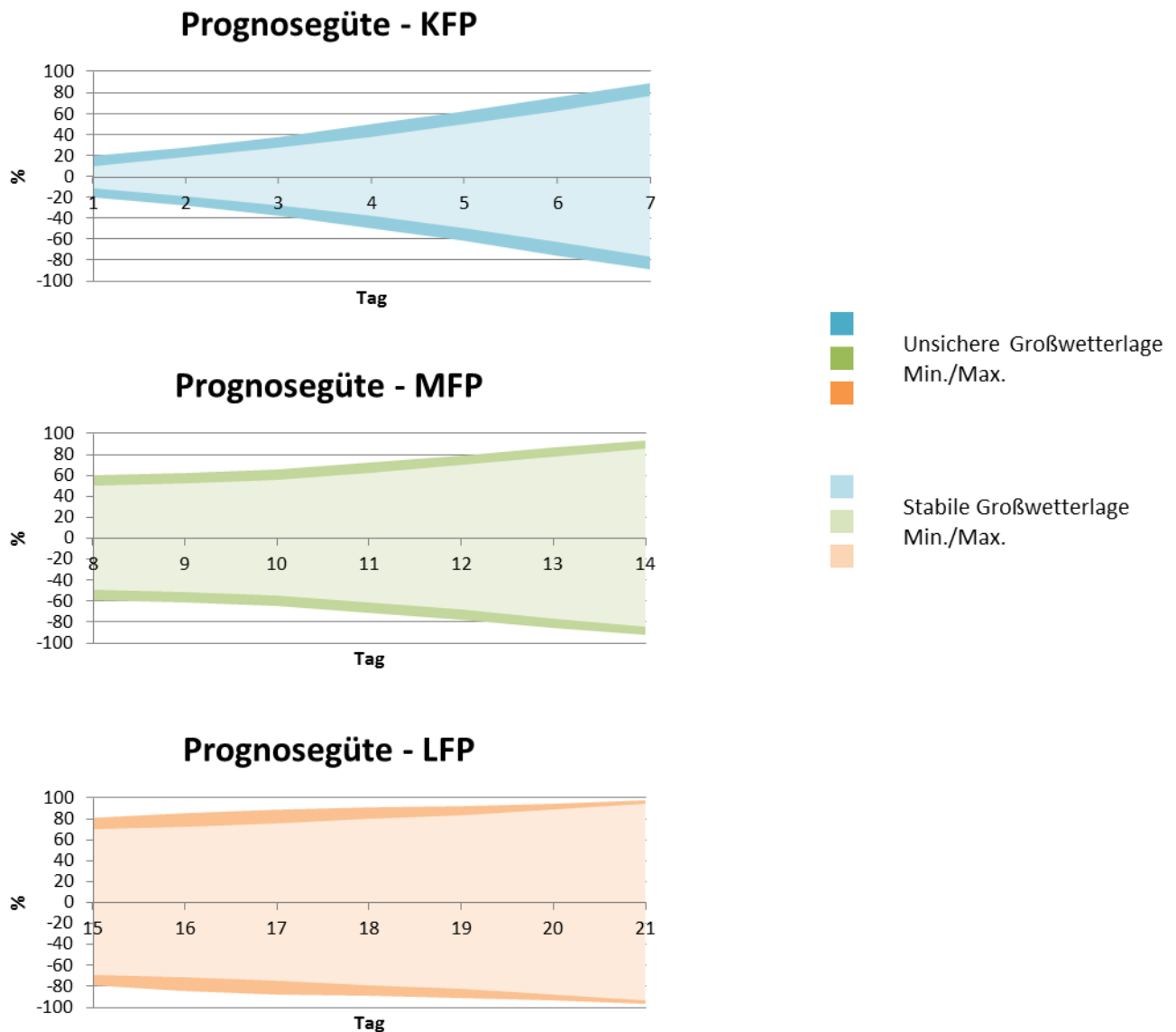


Abbildung 8: Prognosegüte

Die Prognosen werden für die Flexibilitätsbestimmung herangezogen, sind aber in diesem Fall nur für eine Berechnung der zeitlich mögliche Abregelung.

3.2.2.5 BHKW-Prognose

Da das BHKW das in dem Projekt zum Einsatz kam in der Fahrweise kaum Flexibilitätspotenziale aufwies wurde im Projekt das BHKW simuliert auf Marktbetrieb umgestellt. Das heißt, bei günstigen Strompreisen an der Börse versucht das BHKW durch Angebote an der regionalen Börse weitere Erlöse zu erwirtschaften. Zu diesem Zweck wurden Strompreismarktdaten für die

Zukunft prognostiziert und für die Flexibilitätsbestimmung herangezogen. Für das Projekt wurden hier nur kurzfristige Prognosen bis zu einem Tag erstellt die im 15 min Raster überschrieben wurden.

3.3 Lokaler Flexibilitätsmarkt zum präventiven Netzengpassmanagement

3.3.1 Anforderungen der BDEW Netzkapazitätsampel

Dem Konzept wird die BDEW-Kapazitätsampel zugrunde gelegt. Die Netzkapazitätsampel unterteilt das Netz in drei Betriebszustände.

Grüne Ampelphase

In der grünen Ampelphase befindet sich das Netz in einem ordnungsgemäßen Betriebszustand. Daher können alle angeschlossenen Kunden frei an den etablierten Marktplätzen agieren und unterliegen keiner Einschränkung. Dieser Zustand wird in der Netzplanung stets angestrebt, kann heutzutage aber durch die geänderte Versorgungsaufgabe in älteren Netzen nicht immer gewährleistet werden.

Gelbe Ampelphase

In der gelben Ampelphase befindet sich das Netz immer noch Netz in einem ordnungsgemäßen Betriebszustand. Jedoch zeichnet sich für die nahe Zukunft ein Engpass im Netz ab, welcher ohne das Ergreifen von Gegenmaßnahmen eintreten wird. Für diesen Betriebsfall gibt es bisher noch keine wirksamen Mechanismen im Verteilnetz. Der Ansatz in diesem Projekt ist daher einen lokalen Markt zu etablieren, an dem die Engpässe im Vorfeld ausgehandelt werden können. Voraussetzung hierfür ist jedoch die Fähigkeit einen Engpass zu prognostizieren. Als Engpass werden dabei Spannungsband und thermische Grenzstromverletzungen der Betriebsmittel im Netz betrachtet. Die Prognose muss vom Netzbetreiber selbst vorgenommen werden, da hier eine Reihe sensibler Daten notwendig ist. So müssen die statischen und dynamischen Netzparameter in die Prognose einfließen. Diese Parameter in Kombination mit Leistungsprognosen großer Erzeuger und Verbraucher können zu einer Netzzustandsschätzung genutzt werden. Die Überprüfung des Netzzustandes auf Grenzwertverletzungen ist dann einfach zu bewerkstelligen.

Rote Ampelphase

In der roten Ampelphase ist ein kritischer Netzzustand bereits eingetreten. Zur Lösung der Grenzwertverletzung kann daher nicht mehr der gleiche Mechanismus wie in der gelben Ampelphase genutzt werden. Hier sind Zwangsmaßnahmen durch den Netzbetreiber zu treffen. Auch der Einsatz von Netzautomatisierungen ist denkbar und in dem hier entwickelten Konzept berücksichtigt. Der Einsatz einer Netzautomatisierung liegt auch in der Bereitstellung der Netzzustände für die Prognose. Das Zusammenspiel der Ampelphasen, so wie hier entwickelt, ist nachfolgend dargestellt.

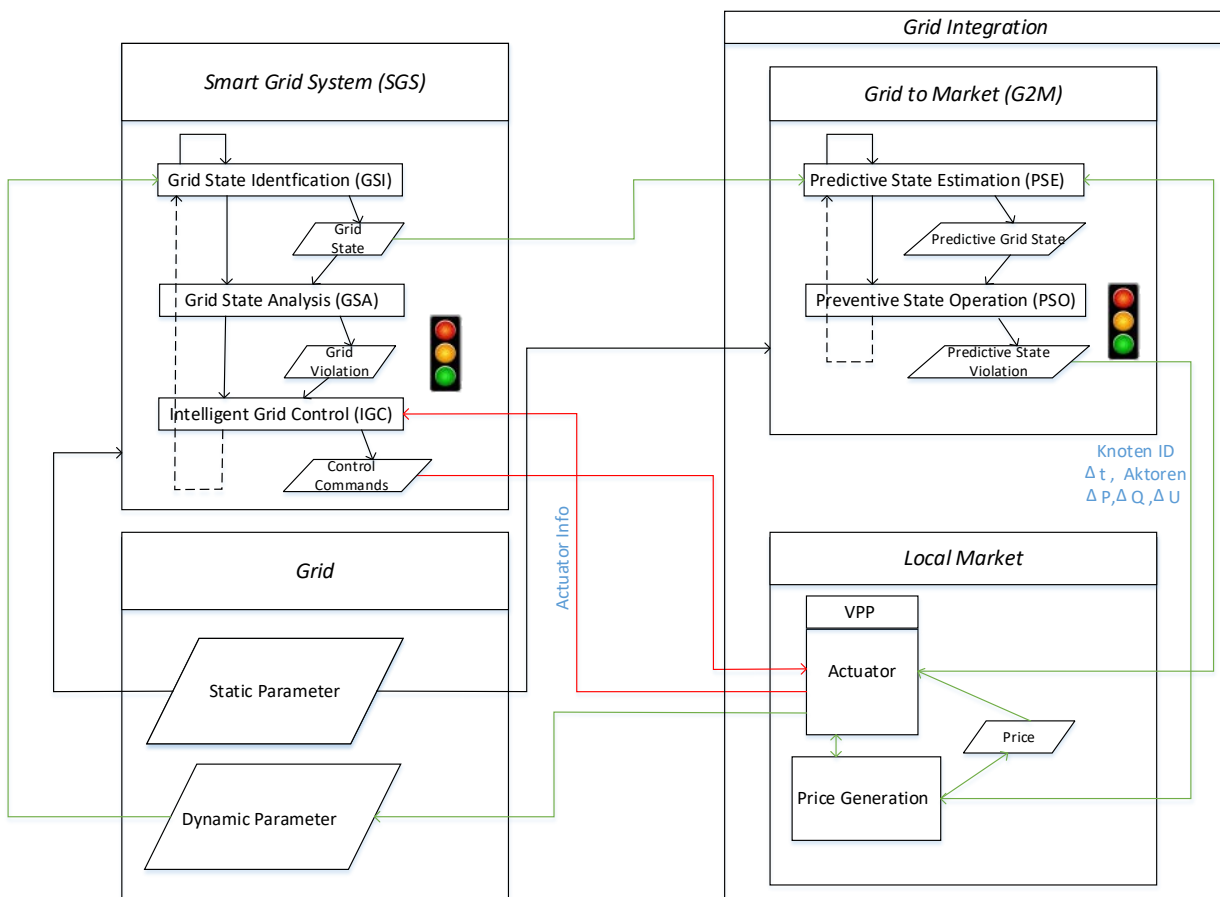


Abbildung 9 - Zusammenspiel der Ampelphasen

Die Abbildung 9 zeigt das Zusammenspiel der Ampelphasen, so wie im Projekt umgesetzt.

Neben der Prognose muss der angesprochene Marktplatz ausgestaltet werden. Da hier lokale Engpässe gemanagt werden sollen, muss diese lokale Information ebenfalls berücksichtigt werden.

3.3.1.1 Aufteilung der Handelsplätze

Bei der Ausgestaltung eines solchen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene ist darauf zu achten, dass die technische Wirksamkeit der Anlagen auf eine Zustandsverletzung stets gewahrt wird. In dem hier vorgestellten Ansatz zur Etablierung eines solchen Marktes wird daher die Aufteilung in einzelne Handelsplätze als sinnvoll erachtet.

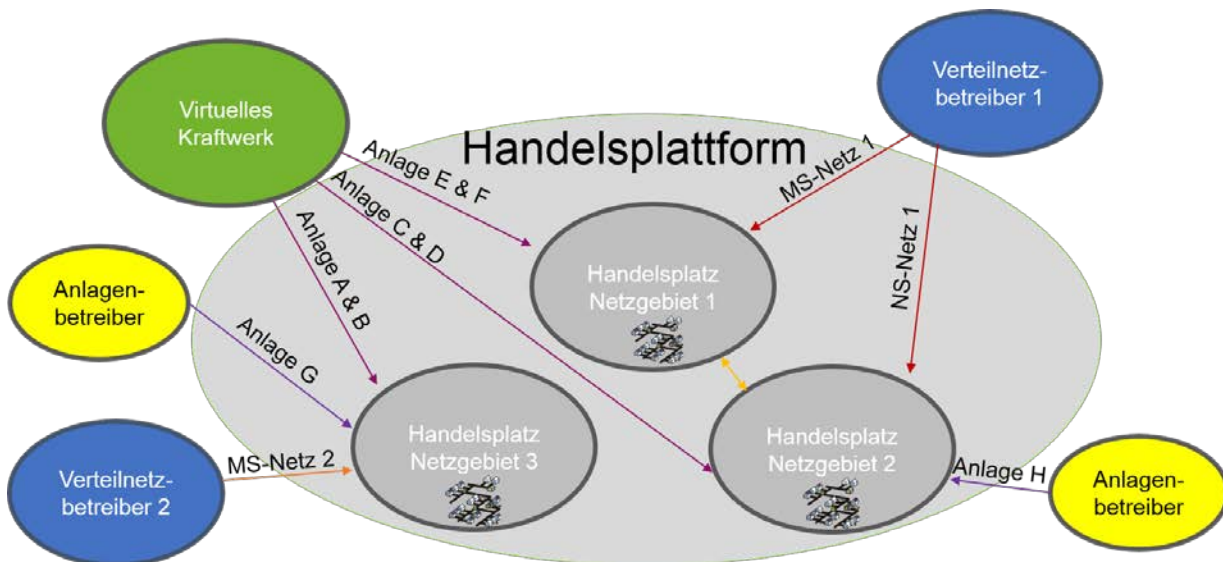


Abbildung 10 Handelsplattform

Durch die Unterteilung der Handelsplattform in einzelne Handelsplätze (siehe Abbildung 10) wird sichergestellt, dass die Anlagen, die an dem Markt teilnehmen wollen, auch dem physikalisch dazugehörigen Netzbereich zugeordnet werden. Jeder Handelsplatz stellt ein Monopson dar, d.h. nur der Verteilnetzbetreiber des abgebildeten Netzgebiets kann Flexibilität nachfragen. Bei einem Engpass im eigenen Netzgebiet wird die Ausschreibung benötigter Flexibilität an die zugeordneten Anlagen adressiert. Grundsätzlich berücksichtigt dieses Modell sowohl die Mittelspannungsebene als auch die Niederspannungsebene. Da zwischen den Spannungsebenen ebenfalls physikalische Verbindungen bestehen und somit auch hier ein Flexibilitätsaustausch sinnvoll sein kann, müssen auch die dazugehörigen Handelsplätze miteinander interagieren können. Dabei kann ein Handelsplatz (MS-Ebene) als Nachfrager von Flexibilität an den untergeordneten Handelsplatz (NS-Ebene) herantreten. Eine Voraussetzung ist die hinterlegte Verbindung der beiden Handelsplätze im Flexibilitätsmarkt. Auch steht der Flexibilitätsmarkt den Betreibern virtueller Kraftwerke offen, da ihre weit gestreuten Anlagen ebenfalls auf die einzelnen Handelsplätze verteilt werden können.

3.3.1.2 Berücksichtigung horizontaler und vertikaler Austausch

Durch den Austausch von Flexibilitäten zwischen zwei benachbarten Netzbetreibern sollten auf der Verteilnetzebene Systemdienstleistungen erbracht werden können, die der Stabilisierung des Gesamtsystems dienen.

Zur Simulation des physikalischen und bilanziellen Ausgleichs zwischen den Netzzellen musste ein geeignetes Testnetzgebiet ausgewählt werden. Die ENTEGA entschied sich für das Testgebiet Ober-Roden, da hier die besten Daten zur Verfügung gestellt werden konnten.

Der verteilnetzübergreifende Flexibilitätsausgleich (über Mittelspannung) sollte einen Teil der Übertragungsnetzdienstleistung ersetzen können. Der dazugehörige Flexibilitätsaustausch sollte eine sinnvolle Alternative zum Regelenenergiemarkt darstellen. Um einen Flexibilitätsaustausch zu simulieren, stellte die ENTEGA geeignete Daten zu ihren Mittelspannungsverbindungen zur Verfügung. Beim Feldtest sollte der vollautomatisierte Marktplatz, an dem die Flexibilitäten gehandelt werden mit einem System verglichen werden, bei welchem die Virtuellen Kraftwerke direkt Flexibilitäten miteinander austauschen. Auch mussten die Anreize, die der neue Markt zum regionalen Flexibilitätsausgleich bietet, in Konkurrenz zu den bereits etablierten Märkten bewertet werden.

Das Mittelspannungsnetzgebiet des Entega Konzerns grenzt an mehreren Stellen zu benachbarten Netzbetreibern. Diese Grenzen werden im Normalfall nicht verbunden, da es teilweise keine frühere Veranlassung dazu gab. Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung wird sich ein zellular aufgebautes Energiesystem etablieren, in dem auch die lokalen und regionalen Verteilnetze einen Beitrag zur Systemstabilität bringen müssen. Als Instrument eines Netzzellenbetreibers soll der Flexibilitätsmanager bzw. Smart Market diesem die Möglichkeit bieten, unter Berücksichtigung der bestehenden Netztopologie Erzeugung und Verbrauch von Energie auszuregeln, die physikalischen Abhängigkeiten lokal zu beherrschen und damit ungeplante starke Belastungen der Netze zu vermeiden. Dabei spielen gute lokale Prognosen für dezentrale Erzeugungsanlagen und Verbraucher eine entscheidende Rolle.

3.3.1.3 Unterstützung der VDE-AR-N 4140

Die VDE-Anwendungsregel „Kaskade“ (VDE-AR-N 4140) standardisiert die Zusammenarbeit von Netzbetreibern über alle Netzebenen hinweg im Falle einer Gefährdung bzw. Störung der Systemsicherheit.

Fünf Szenarien werden in der operativen Kaskade beschrieben:

- *ff* Netzengpass wegen Erzeugungsüberschuss oder zu geringer Netzlast,
- *ff* Systembilanzabweichung wegen Erzeugungsüberschusses oder geringer Netzlast,
- *ff* Netzengpass wegen zu hoher Netzlast oder zu geringer Erzeugung,

- *ff* Systembilanzabweichung wegen Erzeugungsmangel oder zu hoher Netzlast,
- *ff* Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps).

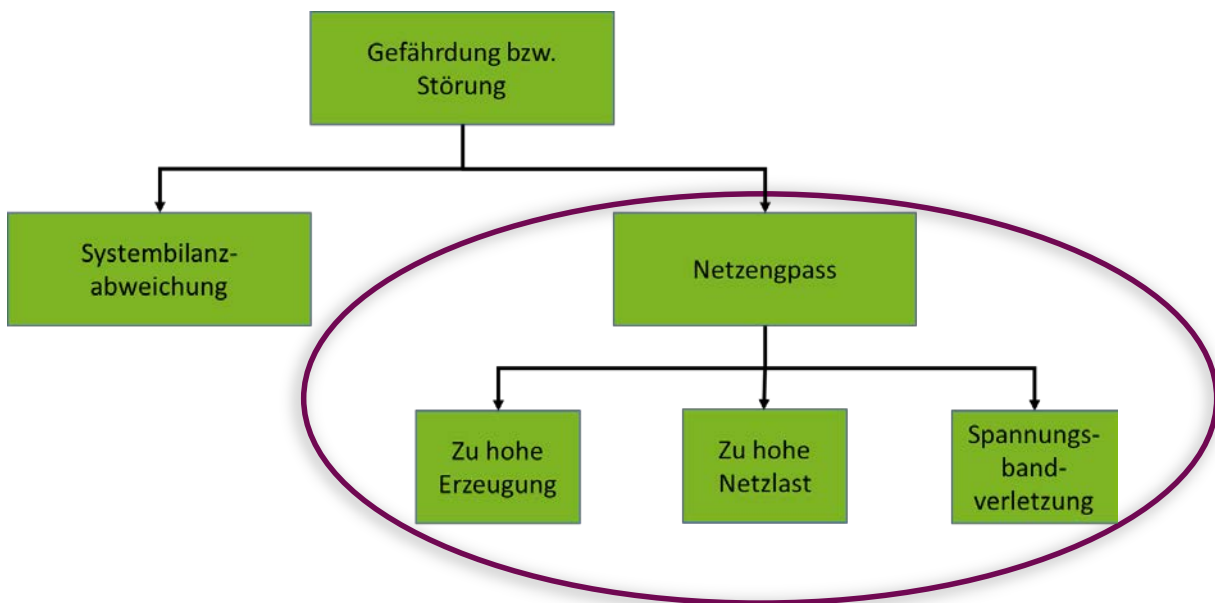


Abbildung 11 - Abgebildete VDE-AR-N 4140 Engpässe

Deswegen ist es auch nötig, dass man sich um die reibungslose Umsetzung dieser Kaskade Gedanken machen. Wegen den kurzen Reaktionszeiten ist hier eine automatische Abwicklung mit Einbezug der Marktteilnehmer und der benachbarten und unterlagerten Netzbetreiber nahelegend. Die hier betrachteten Gebahrungen sind in der Abbildung 11 dargestellt. Die Systembilanzabweichung wird hier noch nicht mit betrachtet.

Erstmals werden Reaktionszeiten zwischen den Netzbetreibern vorgeschrieben (siehe Abbildung 12).

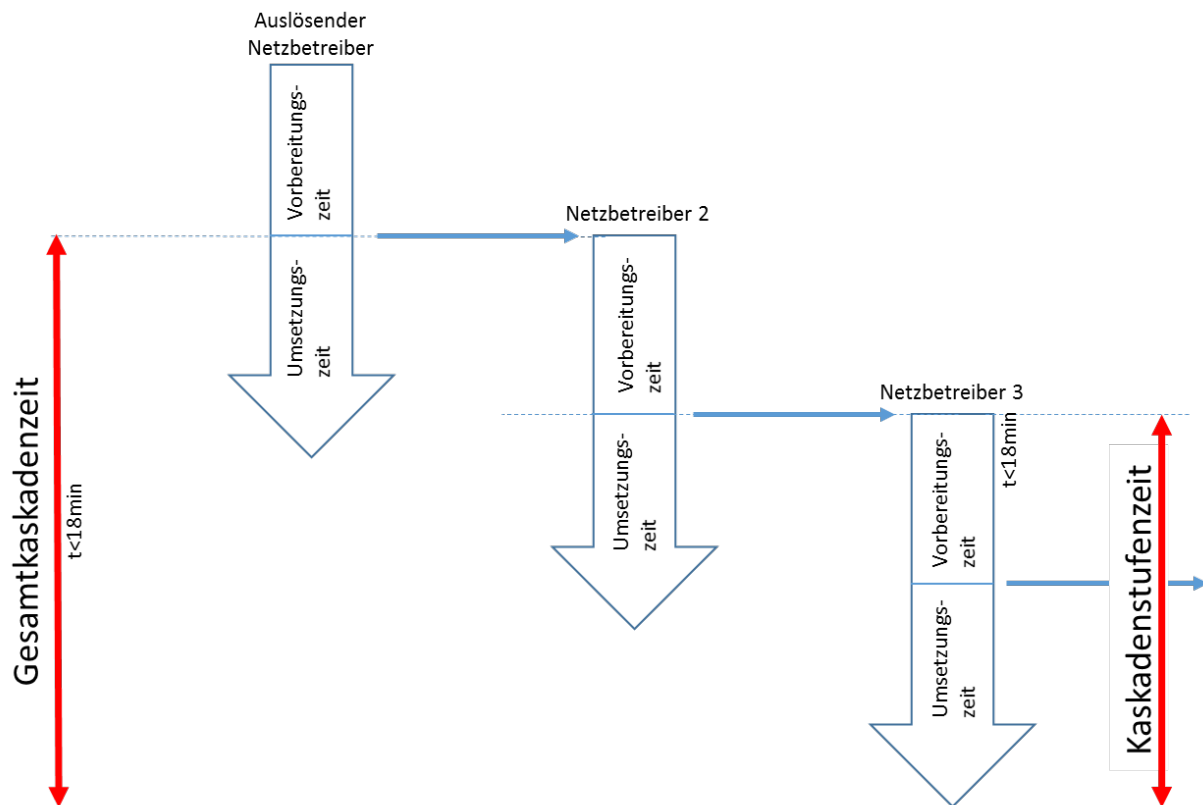


Abbildung 12 – Kaskadenstufen

3.3.2 Algorithmus zur Flexibilitätsbedarfsbestimmung

Um ein möglichst großes Angebot an Flexibilität zur Netzengpassbehebung zu erhalten, ist es notwendig die Ausschreibung auf die im Netzgebiet ansässigen Anlagen anzupassen. Das ist insbesondere deshalb wichtig, da die einzelnen Anlagen je nach topographischer Verortung eine unterschiedliche Wirkung (Sensitivität) auf den Engpass haben. Demnach unterscheidet sich auch die benötigte Leistung der einzelnen Anlagen (siehe Abbildung 13).

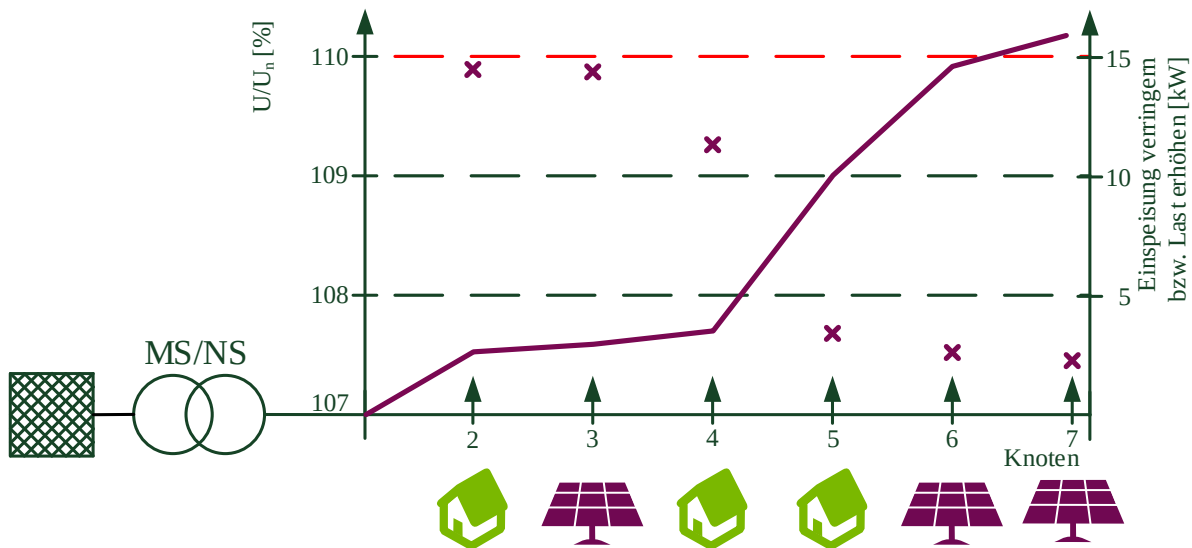


Abbildung 13 - Sensitivität der Knoten

Im Folgenden werden 2 Verfahren zur Flexibilitätsbestimmung näher untersucht und auf ihre Eignung hinsichtlich der Verwendung in einem Flexibilitätsmarkt bewertet. Bei der Ausschreibung kann somit jeder Knoten im Netz individuell ausgeschrieben werden.

3.4 Optimal Power Flow

Ein Ansatz zur knotenscharfen Bedarfsermittlung zur Behebung lokal auftretender Spannungsbandverletzungen sowie thermischer Betriebsmittelüberlastungen basiert auf der MATPOWER Simulationsumgebung [4]. Dieses ursprünglich für die Optimierung von Kraftwerkseinsatzplanungen und Reduzierung von Verlusten auf Übertragungsnetzebene konzipierte Software-Tool inkludiert einen umfangreichen Satz an diversen Leistungsflussalgorithmen. Die Adaption dieses Prinzips in diesem Beitrag auf die Verteilnetzebene und unter Berücksichtigung gegebener Netzrestriktionen ermöglicht als Ergebnis den kostenoptimalen Einsatz lokaler Flexibilitäten. Auktionsbasiert erfolgt anhand dieser Optimierungsergebnisse die Zuschlagserteilung bereitgestellter Flexibilitäten am dargestellten regionalen Flexibilitätsmarkt zum präventiven Netzengpassmanagement in Verteilnetzen. Für den folgenden Vergleich wurde die AC Version der vorliegenden Standard OPF Problemstellung verwendet, wobei alle relevanten Knoten- und Zweigparameter als Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen bei Erfüllung der allgemeinen Zielfunktion berücksichtigt werden. Mögliche knotenscharfe Leistungsänderungen aufgrund örtlich verfügbarer Flexibilität, die ihre Bereitschaft über die Teilnahme an einer Online Auktion signalisiert, werden wie parametrierbare Spannungsbänder als variable Grenzen formuliert. Flexible Erzeugungsanlagen und Lasten werden weiterhin als Generatoren mit spezifischen Eigenschaften modelliert.

3.5 Sensitivitätsverfahren

Zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs können auch die Sensitivitäten des Netzes verwendet werden. Dem Voraus geht eine Sensitivitätsanalyse des Netzgebietes, dem der Handelsplatz zugewiesen wird. Die daraus resultierende quadratische Matrix enthält alle Sensitivitätsbeziehungen der Netzknoten untereinander. Tritt an einem Knoten beispielsweise eine Spannungsbandverletzung auf, so kann die Leistungsänderung, die an einem anderen Knoten zur Behebung erbracht werden muss, berechnet werden. Grundsätzlich wird dabei eine Linearisierung im Arbeitspunkt vorgenommen, welche eine Abweichung zur Folge hat. Diese wird mit zunehmender Entfernung vom angenommenen Arbeitspunkt größer.

Die Sensitivität eines Knotens sagt aus, wie eine Stromänderung an Knoten j eine Spannungsänderung am Knoten i zur Folge hat. Oder anders ausgedrückt:

$$\Delta \vec{U}_i = z'_{ij} \cdot \Delta \vec{I}_j \quad (1.1)$$

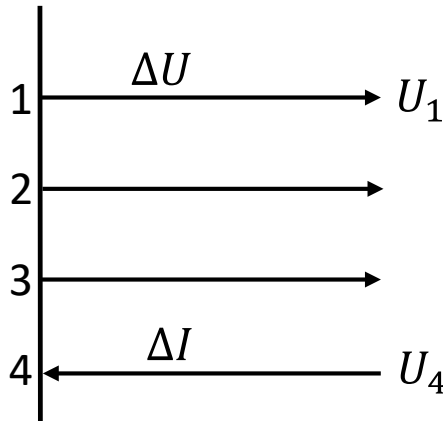


Abbildung 14 – Sensitivitätsberechnung Spannungsband

Im Beispiel von Abbildung 14 wird die Stromänderung an Knoten 4 eine Spannungsänderung an Knoten 1 zur Folge haben. Die Höhe der Spannungsänderung lässt sich mithilfe der Sensitivität z_{14} berechnen. Gesucht ist bei der Flexibilitätsbedarfsermittlung im Allgemeinen die Leistung in Abhängigkeit von ΔU daher:

$$\underline{\Delta S_j} = 3 \cdot U_j \cdot \underline{\Delta \vec{I}_j}^* \quad (1.2)$$

Durch einsetzen von 1.1 und Umformung ergibt sich:

$$\underline{\Delta S_j} = 3 \cdot U_j \cdot \left(\frac{\Delta \vec{U}_i}{z'_{ij}} \right)^* = 3 \cdot U_j \cdot \Delta \vec{U}_i \cdot \left(\frac{1}{z'_{ij}} \right)^* \quad (1.3)$$

Der konkrete Leistungsbedarf lässt sich nun mit der Spannungsabweichung am Zielknoten, der Spannung am Aktorknoten und der Sensitivität zwischen Ziel- und Aktorknoten bestimmen.

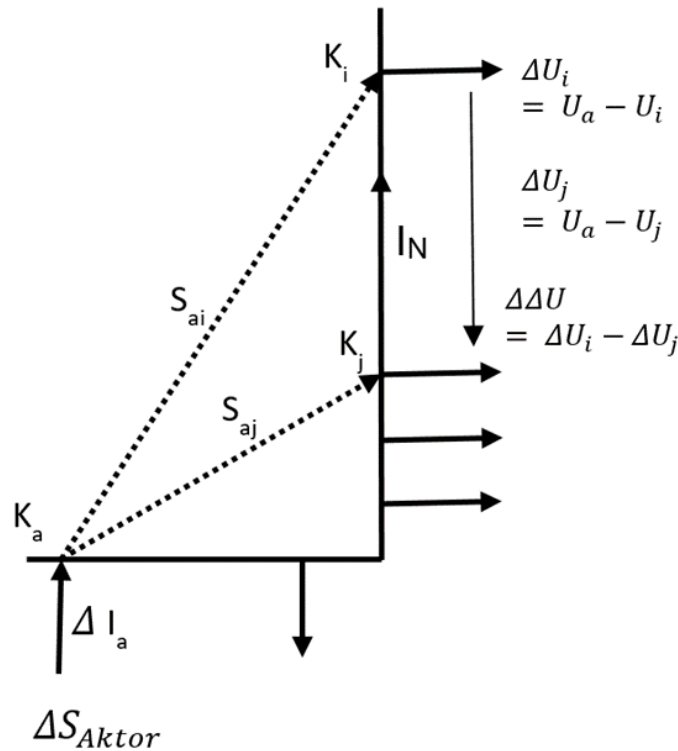


Abbildung 15 – Sensitivitätsberechnung thermischer Grenzstrom

Ähnlich verhält es sich bei einer thermischen Grenzstromverletzung. Dem liegt wieder die Formel 1.1 zugrunde. Gesucht wird die Leistung in Abhängigkeit der thermischen Grenzstromüberschreitung ($\Delta S_A = f(\Delta I_{th})$). Abbildung 15 verdeutlicht, dass die thermische Grenzstromänderung über den Spannungsabfall der überlasteten Leitung berechnet werden kann.

$$\Delta I_N = Y_{ij} \cdot (\Delta U_i - \Delta U_j) \quad (1.4)$$

Die Spannungen werden durch Einsetzen von Formel 1.3 ersetzt:

$$(z_{ai} - z_{aj}) \cdot \left(\frac{\Delta S_A}{3 \cdot U_a} \right) = Y_{ij}^{-1} \cdot \Delta I_N \quad (1.5)$$

$$\Delta S_A = \frac{Y_{ij}^{-1} \cdot \Delta I_N \cdot 3 \cdot U_a}{(z_{ai} - z_{aj})} \quad (1.6)$$

Mithilfe der Formel 1.6 kann nun der Flexibilitätsbedarf an jedem Knoten ermittelt werden. Dies stellt die Grundlage für eine Ausschreibung am Markt dar.

Im Folgenden ist der Ablauf für das Sensitivitäts-Verfahren dargestellt:

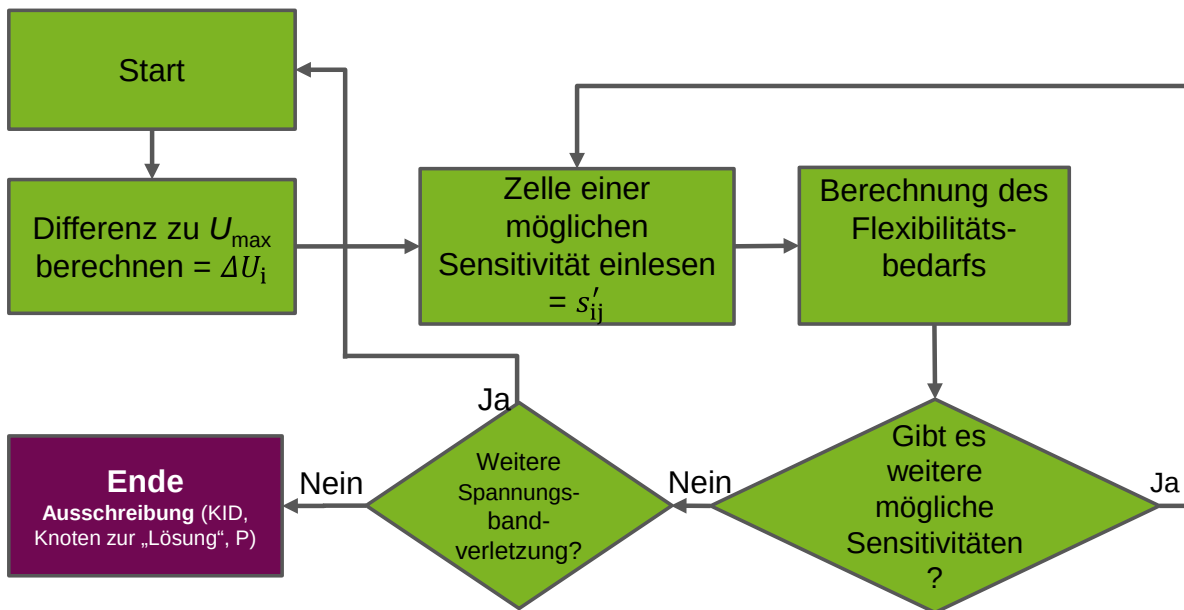


Abbildung 16 - Flexibilitätsbedarfsbestimmung U für Spannungsbandverletzungen

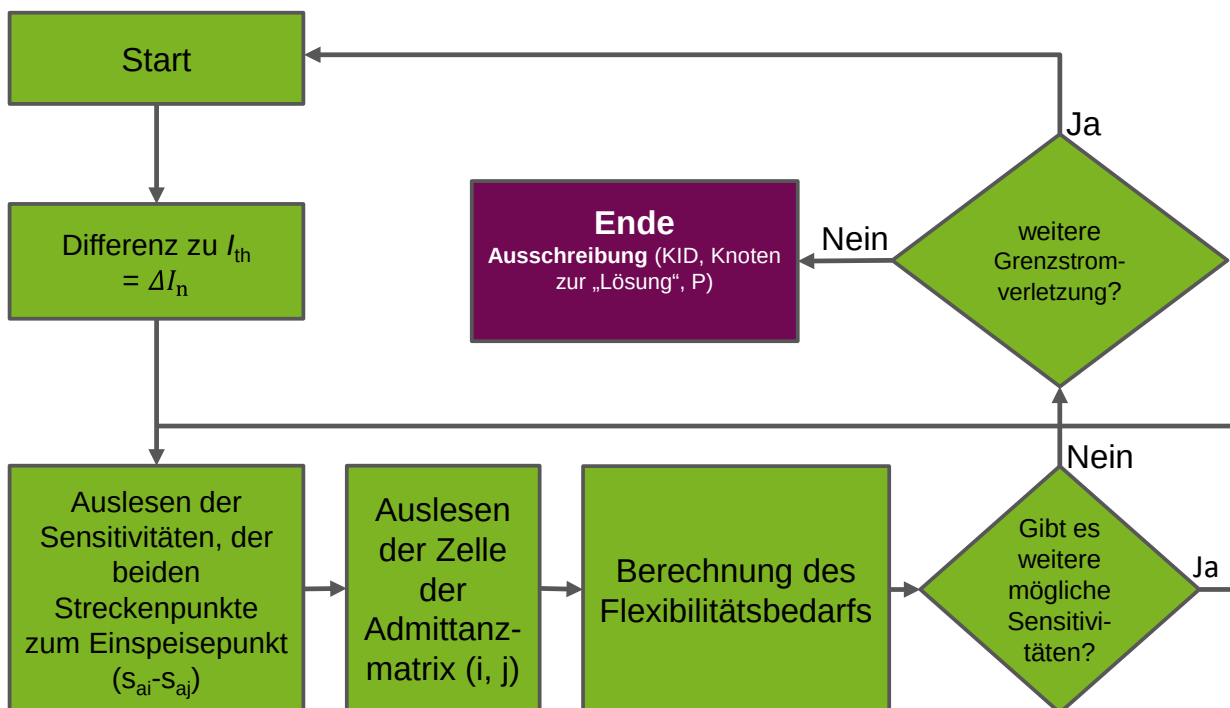


Abbildung 17 – Flexibilitätsbedarfsbestimmung für thermischen Grenzstrom

3.5.1 Algorithmus zur Flexibilitätsbewertung und Optimierung

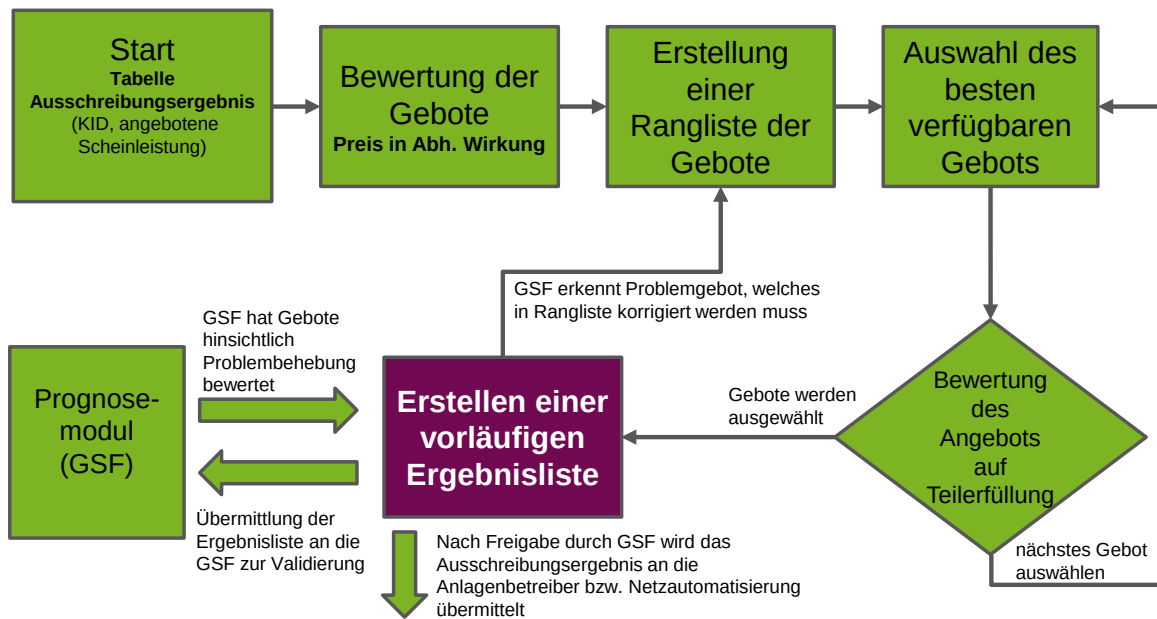


Abbildung 16 – Angebotsbewertung und Auswahl

3.5.2 Prozesse der Handelsplattform

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Prozesse der Handelsplattform („VFH-Plattform“, **V**erteilnetz-**F**lexibilitäts-**H**andels-**P**lattform) beschrieben, um einen Eindruck davon zu vermitteln, wie die VFH-Plattform (auf konzeptueller Ebene) funktioniert. Ausgehend von dem Geschäftssystemkontext der Handelsplattform (siehe Abbildung 19) erfolgt die Darstellung der Geschäftsprozesslandkarte (siehe Abbildung 20) und abschließend der beiden Kernprozesse (siehe Abbildung 21 und Abbildung 22). Als Modellierungsnotation wird die UML 2 angewendet. Außerdem werden alle Akteure in Form ihrer Rolle genannt, um lösungsneutral bzgl. konkreter technischer Systeme zu sein (z.B. VNB statt Netzautomatisierung). Eine umfangreichere, aber auch kompaktere Darstellung aller wesentlichen Details rund um die VFH-Plattform ist im Anhang in Kapitel 5 zu finden.

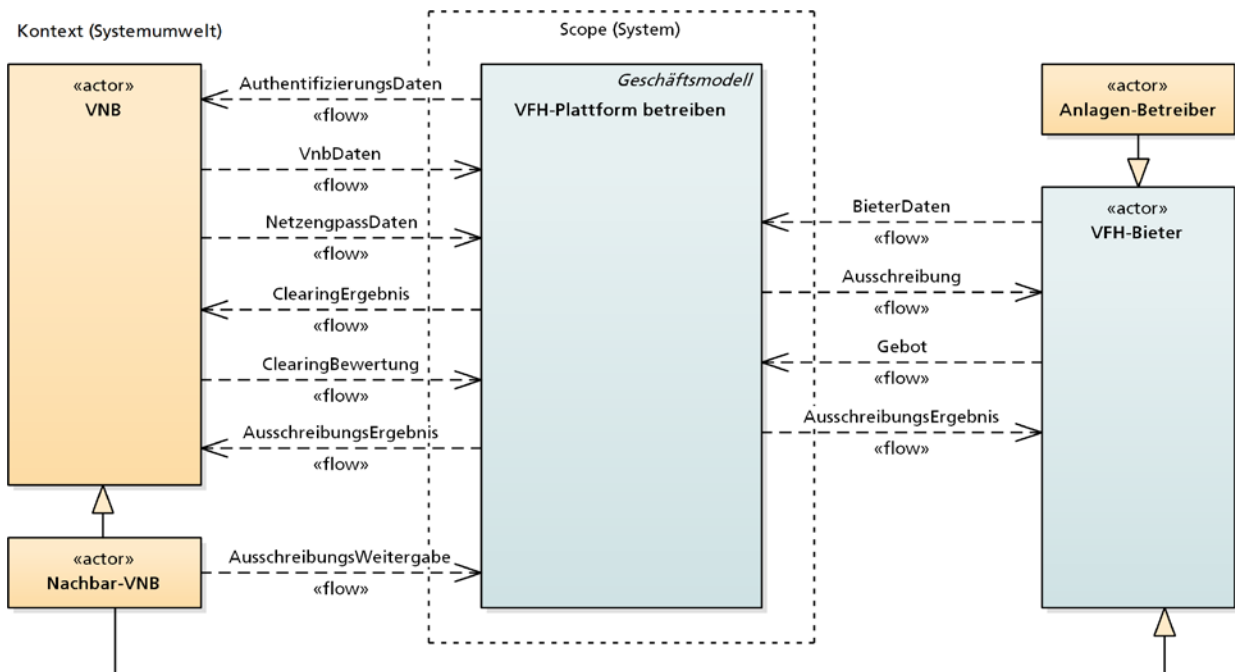


Abbildung 17 Geschäftssystemkontext der Handelsplattform

Der Geschäftssystemkontext (siehe Abbildung 19) zeigt alle Informationsflüsse über die Systemgrenze zur Realisierung des Geschäftsmodells „VFH-Plattform betreiben“ (Blackbox-Sicht). Das Diagramm stellt weder eine konkrete Reihenfolge der Informationsflüsse dar, noch sagt es etwas über deren tatsächliches Auftreten aus. Es stellt lediglich (vollständig) sämtliche Informationsflüsse dar, die grundsätzlich auftreten können. Tatsächliches Auftreten und Reihenfolge werden erst in der folgenden Geschäftsprozessmodellierung spezifiziert (Whitebox-Sicht).

Für das Geschäftsmodell „VFH-Plattform betreiben“ sind die Kommunikationspartner der VNB, der Nachbar-VNB und der VFH-Bieter (welcher entweder ein Anlagen-Betreiber oder ein Nachbar-VNB sein kann). Verschiedene Informationen werden ausgetauscht, wovon im Folgenden nur *Netzengpass-Daten*, *Ausschreibung*, *Ausschreibungs-Weitergabe*, *Clearing-Ergebnis*, *Clearing-Bewertung* und *Ausschreibungs-Ergebnis* weiter behandelt werden.

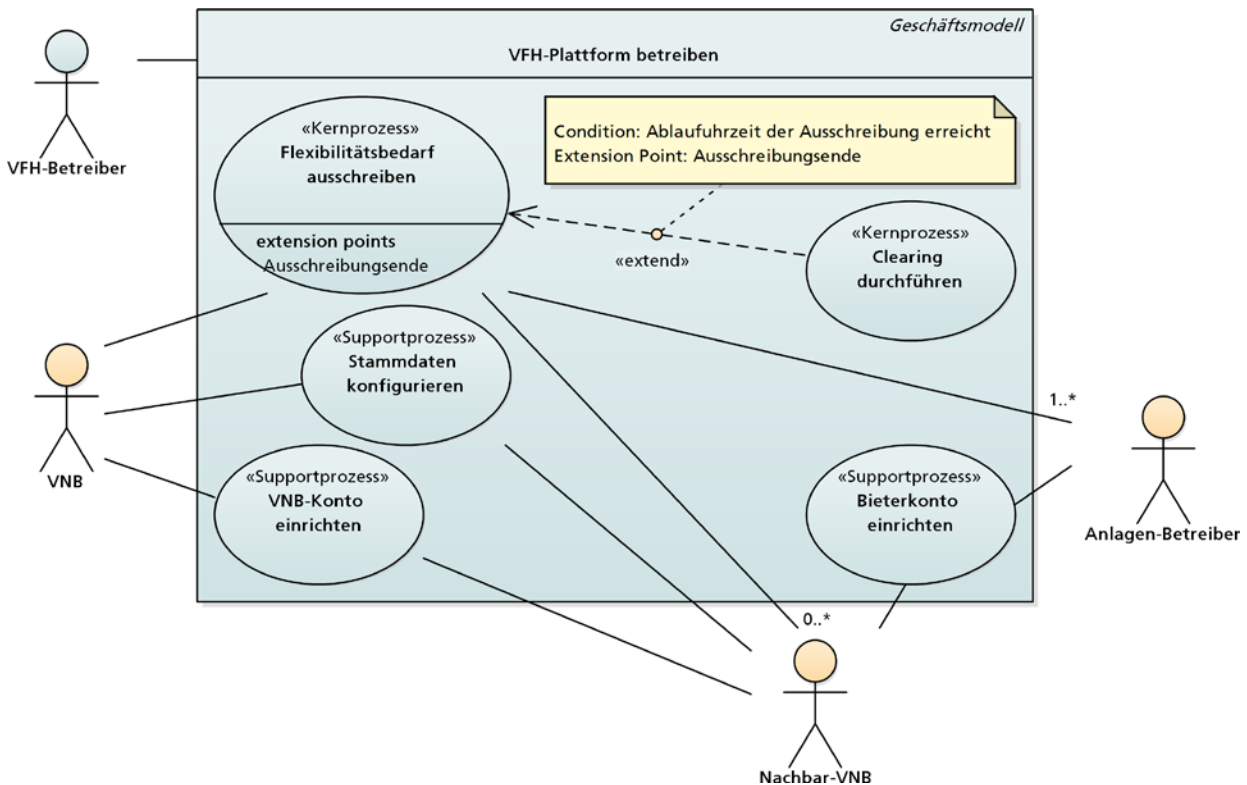


Abbildung 18 Geschäftsprozesslandkarte der Marktplattform

Die Geschäftsprozesslandkarte (siehe Abbildung 20) zeigt die Geschäftsprozesse zur Umsetzung des Geschäftsmodells „VFH-Plattform betreiben“ des VFH-Betreibers. Die Geschäftsprozesse werden entweder mit dem Stereotyp *Kernprozess* und *Supportprozess* versehen. Die Kernprozesse generieren direkt die Wertschöpfung und die Supportprozesse dienen dazu, die Kernprozesse zu ermöglichen. Im Folgenden werden nur die Kernprozesse näher beschrieben.

Es gibt zwei Kernprozesse der Handelsplattform: „Flexibilitätsbedarf ausschreiben“ und „Clearing durchführen“. „Flexibilität ausschreiben“ beschreibt die Abläufe zur Veröffentlichung einer Ausschreibung auf Basis eines gemeldeten Netzengpasses. An diesem Kernprozess ist ein VNB, kein oder mehr Nachbar-VNB sowie ein oder mehr Anlagen-Betreiber beteiligt. Der VFH-Betreiber ist als ausführender Akteur des Geschäftsprozesses selbstverständlich ebenfalls beteiligt. „Clearing durchführen“ beschreibt die Abläufe zur Prüfung, Freigabe und Veröffentlichung der Clearing-Ergebnisse durch die beteiligten VNB. Hier sind dieselben Akteure wie vorher beteiligt. Der zweite Kernprozess steht in einer «extend»-Beziehung mit einer Auslösebedingung zum ersten Kernprozess. Dies bedeutet, dass „Clearing durchführen“ dann ausgeführt wird, wenn im Rahmen von „Flexibilitätsbedarf ausschreiben“ die Ablaufuhrzeit einer Ausschreibung erreicht wird. Die Abläufe der beiden Kernprozesse werden im Folgenden genauer vorgestellt.

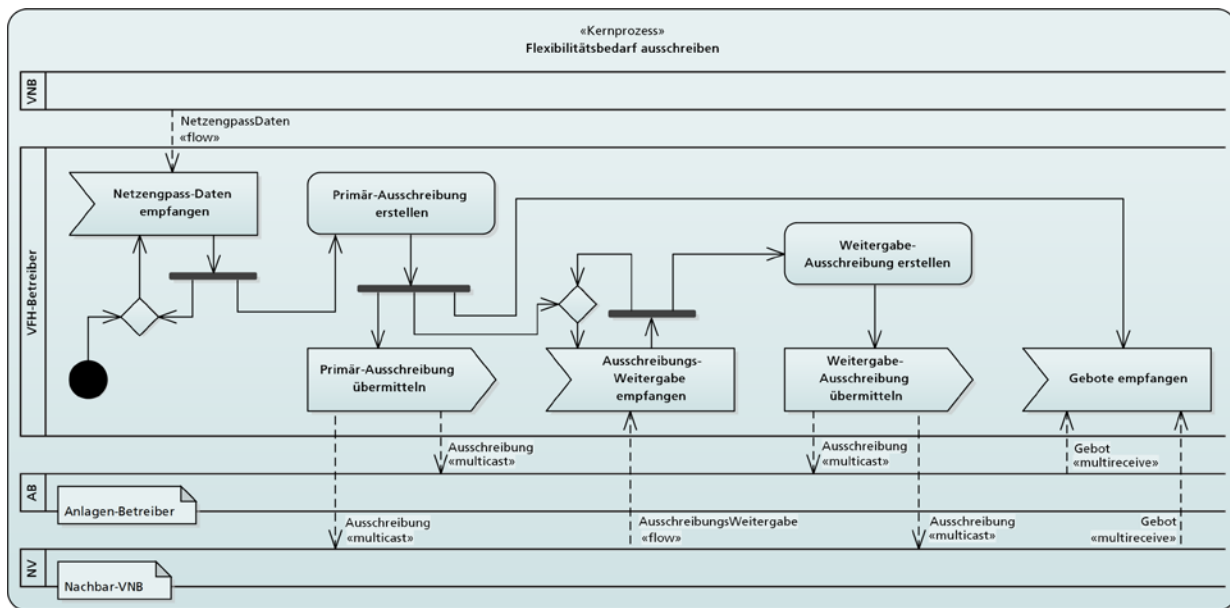


Abbildung 19 Kernprozess „Flexibilitätsbedarf ausschreiben“ der Marktplattform

Der Ablauf des Kernprozesses „Flexibilitätsbedarf ausschreiben“ (siehe Abbildung 21) zeigt alle beteiligten Akteure in Form sogenannter Swimlanes. Im Zentrum steht der ausführende Akteur, der VFH-Betreiber. Der Ablauf beginnt mit der Aktivität „Netzengpass-Daten empfangen“. Der VFH-Betreiber ist nun in der Lage *Netzengpass-Daten* zu empfangen (Details zum Datenmodell siehe Kapitel 3.5.3 und im Anhang). Sobald solche durch den VNB übermittelt wurden ist augenblicklich der erneute Empfang möglich und parallel wird eine Primär-Ausschreibung auf Basis der empfangenen Daten erstellt. Diese Primär-Ausschreibung wird nun an registrierte Anlagen-Betreiber aus der Netzzelle des VNB sowie an registrierte Nachbar-VNB übermittelt. Gleichzeitig ist der VFH-Betreiber nun in der Lage Flexibilitäts-Gebote zur Behebung des Netzengpasses von allen Bietern zu empfangen aber auch *Ausschreibungs-Weitergaben* der Nachbar-VNB. Nachbar-VNB, welche den ausgeschriebenen Flexibilitätsbedarf weitergeben möchten, übermitteln eine solche Ausschreibungs-Weitergabe. Daraufhin kann der VFH-Betreiber weitere Ausschreibungs-Weitergaben empfangen aber vor allen Dingen erstellt er eine Weitergabe-Ausschreibung und übermittelt diese an registrierte Anlagen-Betreiber aus der Netzzelle des Nachbar-VNB und an die wiederum daran angrenzenden registrierten Nachbar-VNB. Der Empfang von hieraus resultierenden Geboten wird über den bereits laufenden Empfang von Geboten abgedeckt. Dieser Zustand des Prozesses bleibt nun erhalten, bis die Ablaufuhrzeit der Ausschreibung erreicht ist. Sobald dies geschehen ist, wird der Kernprozess „Clearing durchführen“ gestartet, welcher als nächstes genauer vorgestellt wird.

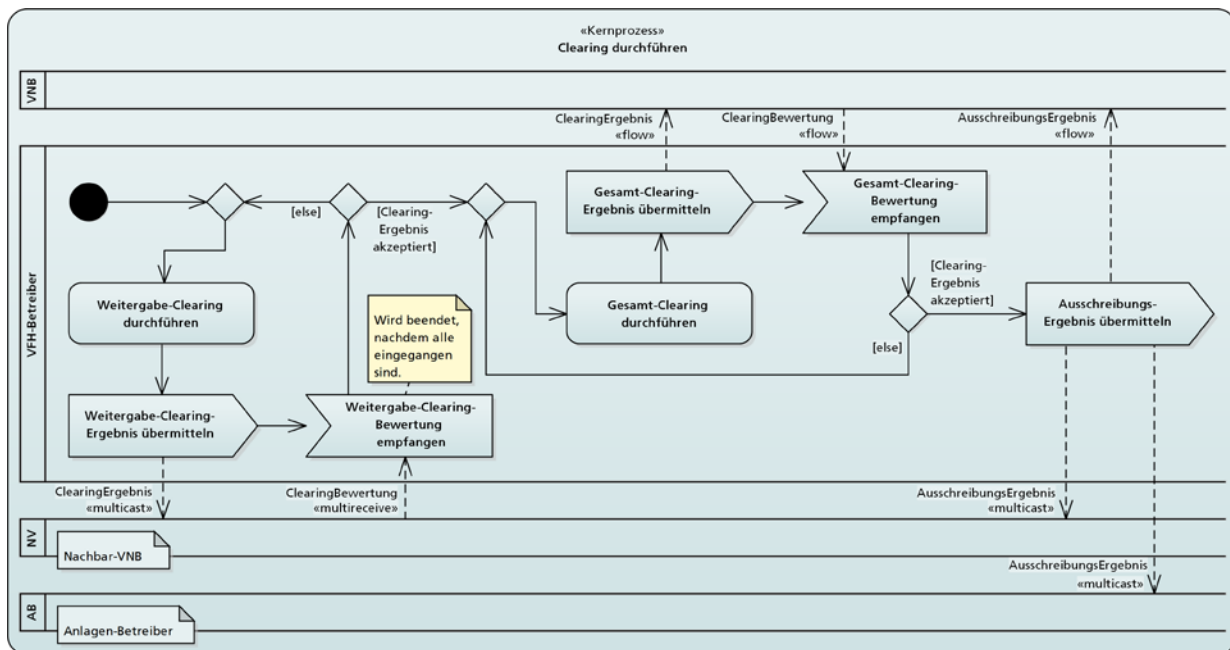


Abbildung 20 Kernprozess „Clearing durchführen“ der Marktplattform

Der Ablauf des Kernprozesses „Clearing durchführen“ (siehe Abbildung 22) zeigt ebenfalls alle beteiligten Akteure in Form sogenannter Swimlanes, es sind dieselben wie beim vorhergehenden Kernprozess. Im Zentrum steht der ausführende Akteur, erneut der VFH-Betreiber. Da dieser Kernprozess durch das Erreichen der Ablaufuhrzeit der Ausschreibung ausgelöst wird, beginnt dieser Ablauf direkt mit der Aktivität „Weitergabe-Clearing durchführen“. Hier wird zunächst für jede der Ausschreibungs-Weitergaben ein Clearing durchgeführt. Hierfür sind zunächst nur die Kosten der beteiligten Gebote relevant, da das Clearing für die Wirksamkeit auf die Netzkupplestelle durchgeführt wird und noch nicht auf den eigentlichen Netzengpass (eine Berücksichtigung der Leitungsverluste in Abhängigkeit des Abstands von Anlage zu Kupplung könnte zukünftig Berücksichtigung finden). Dieses *Clearing-Ergebnis* wird dann an alle beteiligten Nachbar-VNB übermittelt, damit diese das jeweilige Ergebnis prüfen können (z.B. auftreten eine Folge-Netzengpasses) und ggf. einzelne Gebote ausschließen können. Diese *Clearing-Bewertung* wird von allen Nachbar-VNB an den VFH-Betreiber zurückübermittelt. Sobald sämtliche Clearing-Ergebnisse eingegangen sind, wird geprüft, ob alle akzeptiert wurden. Ist dies nicht der Fall, wird das Weitergabe-Clearing unter Berücksichtigung der vorherigen Bewertung für diejenigen erneut durchgeführt, bei denen einzelne Gebote nicht akzeptiert wurden. Dies wird solange wiederholt, bis für sämtliche Ausschreibungs-Weitergaben alle Clearing-Ergebnisse akzeptiert wurden. Sobald dies der Fall ist, wird das Gesamt-Clearing durchgeführt. Vereinfacht gesagt wird hier nun eine Reihenfolge der Gebote nach deren Verhältnis von Kosten zu Wirksamkeit auf den Netzengpass gebildet (Details siehe Kapitel 3.5.1). Es fließen hierbei alle Gebote ein, welche zuvor das Weitergabe-Clearing gewonnen haben und alle Gebote aus der Primär-Ausschreibung selbst. Auch dieses *Clearing-Ergebnis* wird wieder in Form einer *Clearing-Bewertung* bewertet, aber diesmal durch den VNB mit dem Netzengpass. Dieser Prozess wird

wie zuvor so oft mit dem VNB durchgeführt, bis alle durch den VFH-Betreiber ausgewählten Gebote durch den VNB akzeptiert wurden. Sobald dies der Fall ist wird das Clearing abgeschlossen indem es in Form des *Ausschreibungs-Ergebnisses* an alle beteiligten Akteure übermittelt wird. Dieser Zustand des Prozesses bleibt nun erhalten.

3.5.3 Datenmodell der Handelsplattform

Im vorherigen Kapitel wurden die Prozesse der Handelsplattform beschrieben, dort waren an verschiedenen Stellen bereits die Informationsflüsse mit ihren Namen dargestellt. Der Inhalt der Informationsflüsse der Kernprozesse wird nun in diesem Kapitel beschrieben.

Auslöser der Kernprozesse ist, wie oben beschrieben, die Übermittlung von Netzenspass-Daten durch einen VNB. Daher beginnt auch die Darstellung des Datenmodells mit den Netzenspass-Daten.

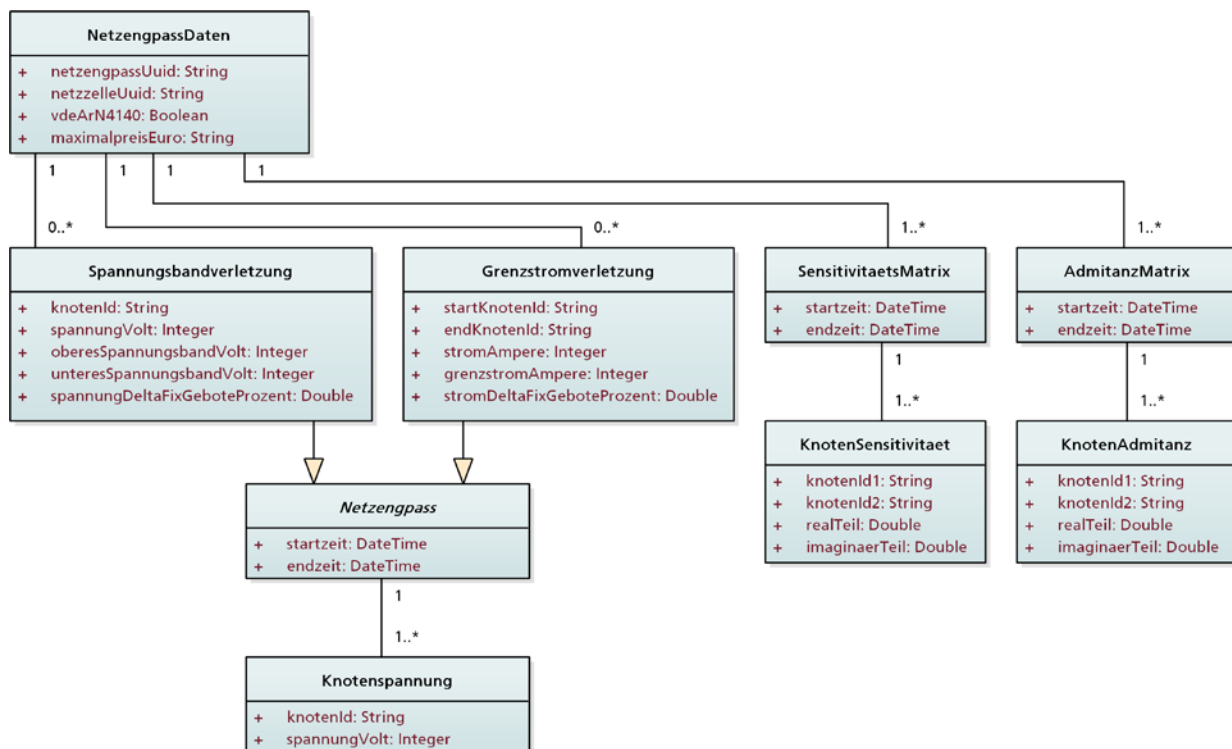


Abbildung 21 Informationsfluss „Netzenspass-Daten“

Die *Netzenspass-Daten* (siehe Abbildung 23) enthalten die Informationen, die notwendig sind, um durch die Handelsplattform eine Ausschreibung zur Behebung desselben zu starten. Eine vollständige tabellarische Beschreibung ist im Anhang in Kapitel 5.9.4 zu finden. Es kann ein Netzenspass gemeldet werden, der eine normale Ausschreibung auslöst oder aber ein beschleunigtes Verfahren, welches die VDE Anwendungsregel *VDE-AR-N 4140* umsetzt. Im Falle einer normalen Ausschreibung kann der *Maximalpreis* angegeben werden, welcher der VNB bereit ist für die Behebung des Netzenspasses zu bezahlen. Welche Netzenspässe genau ge-

meldet werden wird durch die Angabe der jeweiligen *Spannungsband-* und/oder *Grenzstromverletzung* ersichtlich. Diese werden mit den dann gültigen Toleranzen, entsprechender *Start-* und *Endzeit* und mit den *Knotenspannungen* im restlichen Netz versehen, um mehrere verschiedene Netzengpasssituationen zusammen mit dem jeweiligen Netzzustand anzugeben. Die *Sensitivitäts-* bzw. *Admitanz-Matrix* beschreiben die Wirksamkeitssituation zwischen verschiedenen Netzpositionen (Details siehe Kapitel 3.5.1). Durch die Übermittlung von Netzengpass-Daten wird in Folge eine Ausschreibung ausgelöst (siehe Abbildung 24).

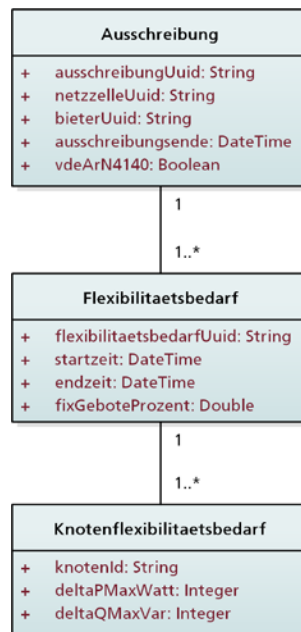


Abbildung 22 Informationsfluss „Ausschreibung“

Die *Ausschreibung* (siehe Abbildung 24) enthält die für jeden Bieter maßgeschneiderten Informationen zur Erstellung von Geboten. D.h. es ist nicht so, dass eine allgemeingültige Ausschreibung veröffentlicht wird, sondern jeder potentielle Bieter erhält eine eigens für ihn erstellte Ausschreibung. Diese enthält die allgemeinen Informationen über das *Ausschreibungsende* und ob es sich um ein beschleunigtes Verfahren nach *VDE-AR-N-4140* handelt. Die Ausschreibung enthält eine Liste von *Flexibilitätsbedarfen* mit der jeweiligen *Start-* und *Endzeit* sowie der Angabe, wie hoch der *Anteil Fix-Gebote* ist, durch die der Flexibilitätsbedarf gedeckt werden soll. Für jeden dieser Zeiträume ist wiederum für jeden *Knoten*, an dem der Bieter eine Anlage betreibt, angegeben, wie hoch die benötigte *maximale Wirkleistungs-* oder *Blindleistungsflexibilität* ist. Wobei für jeden Knoten die Flexibilität angegeben ist, mit welcher der Engpass vollständig behoben werden könnte. Diese Ausschreibung kann nun durch einen Nachbar-VNB in seine Netzzelle weitergegeben werden (siehe Abbildung 25).

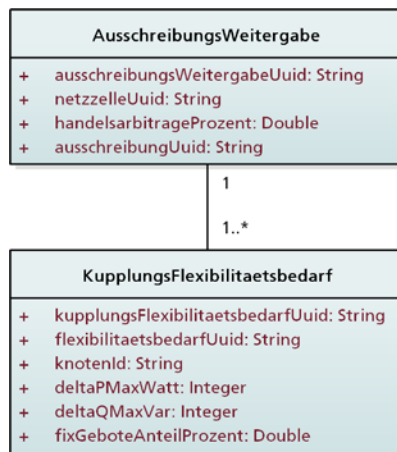


Abbildung 23 Informationsfluss „Ausschreibungs-Weitergabe“

Die *Ausschreibungs-Weitergabe* (siehe Abbildung 25) enthält die Informationen, welche die Handelsplattform benötigt, um aus der *ursprünglichen Ausschreibung* eine weitergegebene Ausschreibung für die *Nachbarzelle* zu erzeugen. Außerdem gibt der Nachbar-VNB seine *Handelsarbitrage* an, welche auf die Gebote aus seiner Netzzelle aufgeschlagen werden sollen. Da für die weitergegebene Ausschreibung nicht der Netzengpass der Bezugspunkt ist, sondern die Netzkuppelstelle zwischen Primär- und Nachbarzelle, gibt der Nachbar-VNB *Kupplungs-Flexibilitätsbedarfe* als Basis der Ausschreibung an. Hier kann der Nachbar-VNB den *maximalen Wirkleistungs-* und *Blindleistungsbedarf* sowie den *Anteil Fix-Gebote* gegenüber des ursprünglichen Knoten-Flexibilitätsbedarfs an der Kupplung aufgrund eigener Netzrestriktionen reduzieren. Es werden nun Ausschreibungen an alle potentiellen Bieter in der Nachbarzelle gesendet, äquivalent zu Abbildung 24. Auf diese und die ursprüngliche Ausschreibung können die Bieter nun mit *Geboten* reagieren (siehe Abbildung 26).

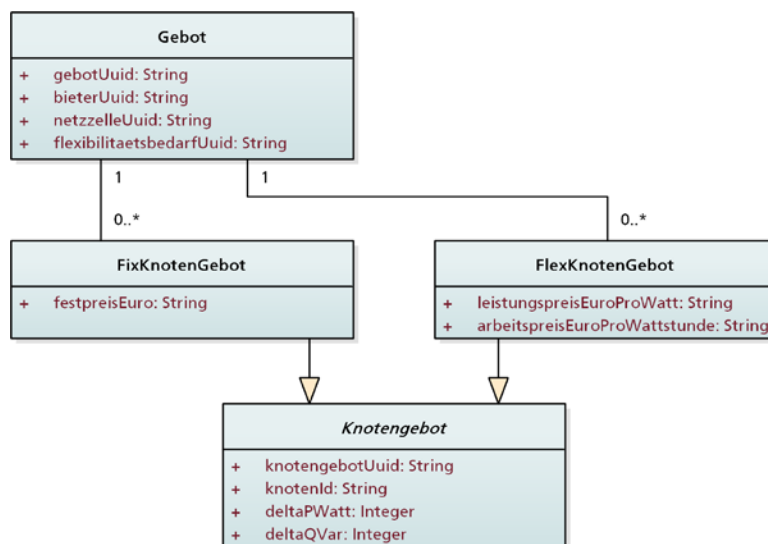


Abbildung 24 Informationsfluss „Gebot“

Das *Gebot* (siehe Abbildung 26) enthält die Informationen des Bieters, welche die Marktplattform für das Clearing und somit für das Endergebnis der Ausschreibung benötigt. Als wichtiges Unterscheidungskriterium wird die *Netzzelle* angegeben, in der geboten wird (Primär- oder Nachbarzelle). Es können nun beliebig viele *Fix-Gebote* und *Flex-Gebote* für jeden *Knoten* mit der entsprechenden möglichen *Wirk-* und/oder *Blindleistungsflexibilität* angegeben werden. Fix-Gebote werden in jedem autonom erbracht, werden also nicht abgerufen, dies erlaubt auch einfacheren Anlagen (z.B. private PV-Einzelanlagen) an der Netzstabilisierung teilzunehmen. Daher wird für diese Gebote auch lediglich ein *Festpreis* angegeben. Flex-Gebote werden ähnlich wie bei der Regelleistung zunächst vorgehalten und dann vom VNB mithilfe von IKT beim Bieter abgerufen, sobald der tatsächliche Bedarf vorliegt (falls er überhaupt entsteht). Hierfür werden dementsprechend ein *Leistungspreis* für die Vorhaltung und ein *Arbeitspreis* für die abgerufene Energie angegeben. Nachdem das Ausschreibungsende erreicht wurde, beginnt das Clearing mit dem Austausch der *Clearing-Ergebnisse* (siehe Abbildung 27).

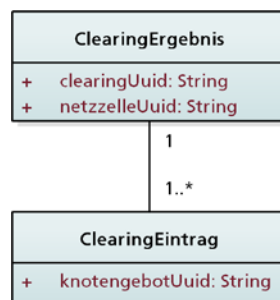


Abbildung 25 Informationsfluss „Clearing-Ergebnis“

Das *Clearing-Ergebnis* (siehe Abbildung 27) enthält die Informationen, welche *Gebote* für einzelne *Knoten* durch die Marktplattform aufgrund des besten Kosten-Nutzen-Verhältnisses ausgewählt wurden. Dies wird durch den jeweiligen VNB geprüft und als *Clearing-Bewertung* zurückübermittelt (siehe Abbildung 28).

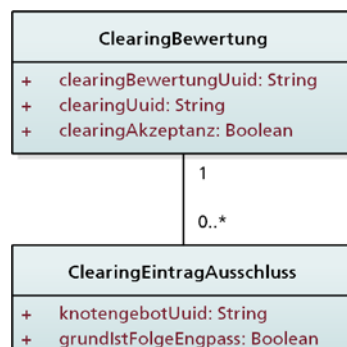


Abbildung 26 Informationsfluss „Clearing-Bewertung“

Die *Clearing-Bewertung* (siehe Abbildung 28) enthält die Informationen über die *Akzeptanz* des Clearing-Ergebnisses durch den VNB. Der VNB listet alle *Gebote* für *Knoten* auf, die *ausgeschlossen* werden sollen (unabhängig davon, ob er das Clearing insgesamt akzeptiert oder nicht). Eine genauere Spezifizierung des Ausschlussgrundes könnte zukünftig Berücksichtigung

finden. Nachdem der Clearing-Prozess erfolgreich durchgeführt wurde, wird das *Ausschreibungs-Ergebnis* veröffentlicht (siehe Abbildung 29).

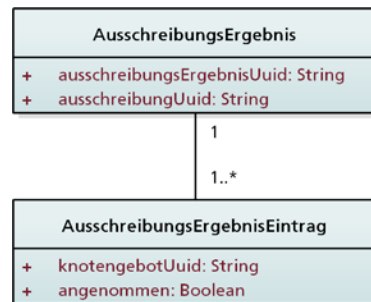


Abbildung 27 Informationsfluss „Ausschreibungs-Ergebnis“

Das *Ausschreibungs-Ergebnis* (siehe Abbildung 29) enthält die Informationen zu jedem *Gebot* für einen *Knoten*, ob es *angenommen* wurde oder nicht.

3.5.4 Smart-Grid-System im Modell des regionalen Flexibilitätsmarktes

Wie bereits zuvor erklärt, wird ein Teil der benötigten Flexibilität durch die Flex-Gebote abgedeckt. Die Flex-Leistung muss bedarfsgerecht in Echtzeit abgerufen werden. Dies ist nur durch eine entsprechende Regelung möglich. Ein Ansatz dazu ist die Installation einer Netz Automatisierung, welche in Ihrer Aktor Priorisierung angepasst wird. Die Priorisierung erfolgt durch das Clearing des Marktes. Über eine entsprechende Schnittstelle wird das Ergebnis inklusive seiner Leitungsgrenzen an die Automatisierung übergeben.

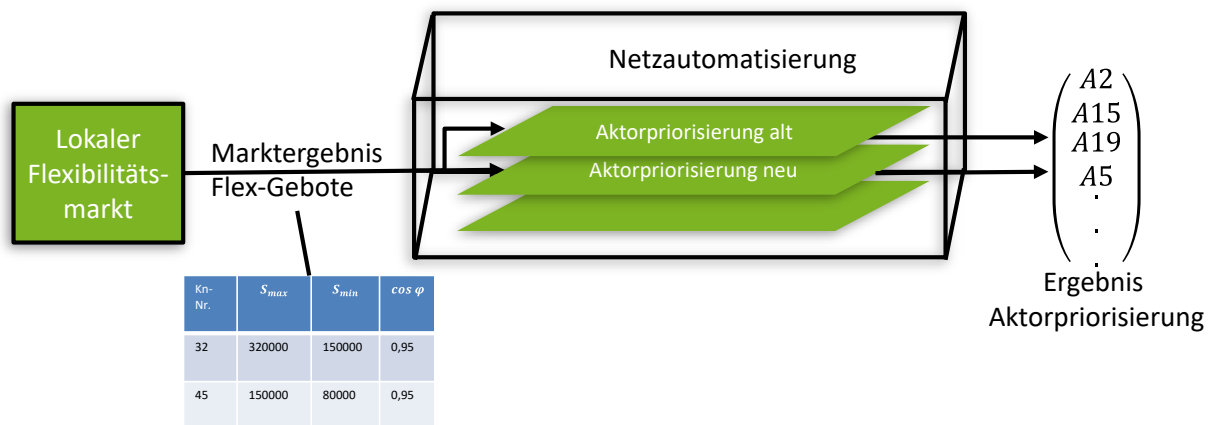


Abbildung 28 - Aktorpriorisierung

Die Automatisierung erkennt bei Überschreitung der zulässigen Betriebsgrenzen eine Grenzwertverletzung und regelt die Anlagen gemäß des Clearing-Ergebnisses bis die Grenzwertverletzung behoben ist. Ist die Priorisierungsliste leer, wird bei Bedarf nach der herkömmlichen Methode priorisiert. Dabei wird nur nach technischer Sensitivität der Aktor ausgewählt.

3.5.5 Rechtliche Einordnung des Konzepts

Im Rahmen des Projekts wurde eine Studie bei der Stiftung Umweltenergierecht in Auftrag gegeben, die das entwickelte Konzept in den bestehenden Rechtsrahmen einordnet. Im Folgenden ist die Ergebniszusammenfassung dargestellt, das gesamte Gutachten befindet sich im Anhang.

Das im Projekt „Grid Integration“ entworfene Modell zur Umsetzung eines Flexibilitätsmarktes auf Verteilernetzebene ist – soweit bekannt und an die Unterauftragnehmer übermittelt – grundsätzlich rechtlich umsetzbar.

VNB sind bereits im geltenden Recht dazu berechtigt, einen Flexibilitätsmarkt zu errichten und zu betreiben. Relevante Vorschriften hierzu finden sich im Bereich des Netzsicherheitsmanagements nach §§ 13 ff., 14 EnWG. Eine Ausgestaltung der sog. „gelben Ampelphase“ unterfällt dem Bereich der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Die Einbindung des Nachbarzellbetreibers bzw. die Ausdehnung der Ausschreibung auf benachbarte Netzzellen wirkt – soweit ersichtlich – keine rechtlichen Probleme auf. Gewisse Zweifel bestehen allerdings daran, ob ein rein fakultativer Zugriff auf einen bestehenden Flexibilitätsmarkt unter allen Umständen zulässig ist.

Zur praktischen Umsetzung des Marktmodells bestehen umfassende Informationsansprüche der Netzbetreiber gem. § 12 Abs. 4-7 EnWG, die aber bislang für VNB nicht näher ausgestaltet wurden. Die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes zur Datenkommunikation sind zu beachten, soweit Daten aus intelligenten Messsystemen genutzt werden. Soll ein Dritter als Betreiber eines Marktplatzes zur Kontrahierung von Flexibilitäten eingesetzt werden, ist gesondert zu prüfen, inwiefern diesem Dritten Kompetenzen zur Informationserlangung bzw. Nutzung von Messdaten eingeräumt werden können. Grundsätzliche rechtliche Bedenken gegen eine solche Konstruktion bestehen aber nicht; ggf. können von den Anschlussnutzern bzw. sonstigen Beteiligten Einwilligungen eingeholt werden.

Bei der Freigabe von Sekundärausschreibungen durch den angrenzenden VNB (Sekundär-VNB) in seinem eigenen Netzgebiet ist zu beachten, dass die Vertragsverhältnisse zwischen dem auslösenden VNB (Primär-VNB), dem Sekundär-VNB und den Anbietern an den Sekundärausschreibungen gesondert geregelt werden müssen. Hier kommt etwa in Betracht, dass nur die VNB untereinander und die Anlagenbetreiber nur mit jeweils ihrem Anschluss-VNB (hier also dem Sekundär-VNB) Verträge abschließen. Eine Teilnahme des Sekundär-VNB mit eigenen Flexibilitäten an der Primärausschreibung ist im Hinblick auf die Vorgaben zur Entflechtung (§§ 6 ff. EnWG) rechtlich nicht unproblematisch.

I. Zu beachtende Umsetzungsvorgaben

Da an dem Marktmodell im Rahmen des Projektes auch Verbrauchsanlagen teilnehmen können/sollen, sind die Vorgaben von § 13 Abs. 6 EnWG zu beachten, so dass ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren durchzuführen und eine gemeinsame Internetplattform hierfür einzurichten ist. Dem genügt das vorgeschlagene Modell, da ein technologieoffener Umsetzungsweg vorgesehen ist, bei dem kein Betreiber einer bestimmten Anlagenform von vornherein ausgeschlossen wird. Bei der Umsetzung ist darauf zu achten, dass die Teilnahmevoraussetzungen der Anbieter unter den VNB einheitlich auszugestalten sind. Werden die Marktplätze statt durch den VNB durch Dritte betrieben, so dürfte dies grundsätzlich mit § 13 Abs. 6 EnWG vereinbar sein.

Die Erstellung einer merit order nach dem Prinzip „Preis pro Wirkung“ erscheint geeignet, den Vorgaben einer insbesondere effizienten, preisgünstigen und diskriminierungsfreien Anlagenauswahl zu genügen (§§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG). Sie stellt die effiziente Beseitigung einer Gefährdung in den Mittelpunkt, wobei die Kosten bei der Engpasswirkung mitabgebildet werden. Ungleichbehandlungen bestimmter Anlagentypen sind nicht ersichtlich. Die Aufnahme zusätzlicher Randbedingungen in die Anlagenauswahl zur Korrektur der zunächst wirkungsgetriebenen merit order ist grundsätzlich zulässig. EE-Anlagen sind aufgrund des Einspeisevorrangs, der auch bei marktbezogenen Maßnahmen greift, an das Ende der merit order zu setzen.

Soll es den Teilnehmern am Flexibilitätsmarkt ermöglicht werden, ihre Anlagen parallel auch an anderen Märkten zu vermarkten, so kann dies vertraglich geregelt werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass andere Märkte ggf. ihrerseits keine Doppelvermarktung gestatten und bei Zuwiderhandlung Haftungsfolgen ausgelöst werden können.

I. Kosten- und Rechtsfolgende

Häufig sind die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile, die sog. SIP (EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.), auch bei netzdienlichem Verhalten in voller Höhe zu zahlen. Eine Verbrauchsanlage, die am Flexibilitätsmarkt teilnimmt und sich in diesem Sinne netzdienlich verhält, muss also im Normalfall sämtliche SIP tragen. Der insoweit bestehende Rechtsrahmen könnte damit ein Hemmnis für das Funktionieren eines Flexibilitätsmarktes sein.

Soweit für den VNB im Rahmen des Rückgriffs auf Flexibilitäten Kosten entstehen, unterliegen diese grundsätzlich dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung. Allerdings bietet § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, Kosten als wirksam verfahrensreguliert anzuerkennen, so dass diese als dauerhaft unbeeinflussbar gelten. Soweit für Investitionen in

Kurzkupplungen Kosten entstehen, könnte § 10a ARegV herangezogen werden. Derzeit kann jedoch nicht rechtssicher beurteilt werden, ob Kurzkupplungen als betriebsnotwendige Anlagegüter im Sinne von § 10a ARegV eingeordnet werden können und insoweit ein Kapitalkostenaufschlag stattfinden kann.

Erfolgen im Zuge des Rückgriffs auf Flexibilitäten im smart market vermehrt Veränderungen der Ein- oder Ausspeisung von Strom, führt dies ggf. zu Abweichungen in den Bilanzkreisen, denen die Anlagen der Teilnehmer des smart markets zugeordnet sind. Hieraus können sich zusätzliche Kosten bei den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und ggf. den Teilnehmern ergeben. Hierauf ist unter Umständen gesetzgeberisch zu reagieren.

Die ausführliche rechtliche Bewertung findet sich im Anhang.

3.5.6 Wirtschaftlichkeitstendenzabschätzung

3.5.6.1 Darstellung der untersuchten Systeme

Innerhalb des Projektes Grid Integration, wurde für die Marktteilnehmer VK-Betreiber und VNB des lokalen Flexibilitätshandels eine Wirtschaftlichkeitstendenzabschätzung (WTA) durchgeführt. Diese wurde im Rahmen einer methodisch basierten Geschäftsmodellentwicklung und -bewertung für die jeweiligen Marktteilnehmer angewendet. Als weiterer Bestandteil der Geschäftsmodellbewertung wurde eine SWOT-Analyse durchgeführt. Die Ergebnisse beider Methoden der Geschäftsmodellbewertung wiesen unter der Annahme bestimmter Prämissen, für beide Marktteilnehmer eine Tendenz zur Wirtschaftlichkeit auf. Im Folgenden ist eine kurze Beschreibung der Methodik und der Ergebnisse gegeben. Weitergehende Informationen sind in der Masterarbeit „Geschäftsmodellbewertung für einen Handel mit elektrischen Flexibilitäten in Verteilnetzen“ (Clemens Hedwig, Fraunhofer IEE, HAWK Göttingen) zu finden.

3.5.6.2 Methodik

Unter der Anwendung verschiedener methodischer Schritte der Geschäftsmodellentwicklung, wurden für die Marktakteure VK-Betreiber und VNB jeweils zwei konsistente Geschäftsmodellalternativen (GMA) entwickelt und in einem an dem *Business Modell Canvas* angelehnten Geschäftsmodellrahmen, dargestellt (Abbildung 31). Die konsistenten GMA wurden innerhalb eines SWOT-Analyse-Workshops durch Experten aus dem Fraunhofer IEE ganzheitlich auf ihre Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken qualitativ bewertet. Zur weiteren ökonomisch qualitativen Bewertung der GMA, wurde die Methode der WTA verwendet. Die WTA ist eine vom Fraunhofer IEE eigens entwickelte Methode um ein Geschäftsmodell mit überschaubarem Aufwand grundlegend auf seine Tendenz zur Wirtschaftlichkeit zu bewerten und konzentriert sich ausschließlich auf die finanziellen Aspekte der GMA. Sie stellt prinzipiell eine Szenarien- und kombinations-basierte Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse des Geschäftsmodells dar, dessen Herangehensweise nachfolgend erläutert wird. Die WTA stellt eine Vorstufe zur Entwicklung von

Trendszenarien oder anderen vertiefenden Analyseverfahren für ein GM dar. Sie ist bei guter Aussagefähigkeit jedoch weit weniger aufwendig und damit ein hervorragendes Instrument um aus mehreren Ideen für neue oder weiterentwickelte GM die vielversprechendsten für eine genauere Untersuchung herauszufiltern.

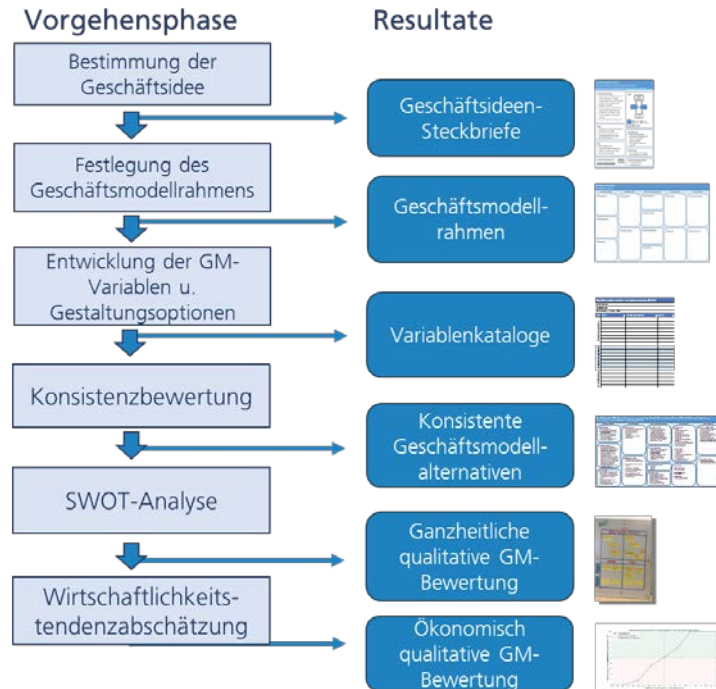


Abbildung 29 Vorgehensweise und Resultate der Geschäftsmodellentwicklung und -bewertung

3.5.6.3 Geschäftsmodellalternativen

Die entwickelten konsistenten Geschäftsmodellalternativen für die jeweiligen Marktteilnehmer unterscheiden sich zum Teil in wenigen, jedoch essentiellen Aspekten. Die für den VK-Betreiber entwickelte GMA „VK-01“ ist durch die Marktleistung der Bereitstellung von erzeugungsseitigen Flexibilitäten aus Unternehmen und Gesellschaften an einen VNB über die Grid Integration-Handelsplattform geprägt. Da ein einziger VNB der alleinige Abnehmer der Flexibilitäten ist, stellt er den wichtigsten Kunden der GMA dar. Dies gilt auch für die weitere GMA für den VK-Betreiber „VK-02“, deren Marktleistung sich jedoch auf die Bereitstellung von lastseitigen Flexibilitäten aus Haushalten über die Grid Integration-Handelsplattform konzentriert. Die für den VNB entwickelte konsistente Geschäftsmodellalternative „VNB-01“ ist durch den gleichzeitigen Betrieb und der Nutzung der Grid Integration-Handelsplattform zur Vermeidung der roten Netzphase gekennzeichnet. Im Gegensatz dazu, sieht die GMA „VNB-02“ lediglich die Nutzung der Grid Integration-Handelsplattform zur Vermeidung der roten Netzphase vor, wodurch hier der Betreiber der Grid Integration-Handelsplattform als wichtigster Schlüsselpartner agiert.

3.5.6.4 Finanzmodell/Korridore

Um die GMA auf ihre Tendenz zu Wirtschaftlichkeit zu analysieren, wurden den innerhalb der Geschäftsmodellentwicklung festgestellten Kosten- und Erlöspositionen der Finanzmodelle, sog. Korridore zugeordnet. Diese Korridore bestehen aus von- und bis-Werten, die im Rahmen von Experteninterviews ermittelt wurden und sind in Euro pro Jahr und Euro pro MWh angegeben. Die Kostenpositionen der VK-Betreiber-GMA bestehen aus *Anteiligen Gesamtfixkosten-VK-Betrieb*, einer *Abschreibung der Investitionskosten zur Anpassung der Systeme auf 20 Jahre* sowie den *Handelsplattformtransaktionskosten* (Tabelle 4). Die *Anteiligen Gesamtfixkosten-VK-Betrieb* stellen einen 10-prozentigen Anteil der Gesamtfixkosten eines regulären VK-Betriebs dar.

Tabelle 4 Korridore der Kostenstruktur der GMA-VK-01 u.a. nach Expertengesprächen

Korridore der Kostenstruktur	Unterer Wert	Oberer Wert	Einheit
Anteilige Gesamtfixkosten-VK-Betrieb (10%)	37.960	76.380	€/a
Abschreibung der Investitionskosten zur Anpassung der Systeme auf 20 Jahre	2.500	5.000	€/a
Handelsplattformtransaktionskosten	0,045	0,135	€/MWh

Das Erlös-konzept setzt sich lediglich aus dem *Entgelt für VK-Betriebs/Vermarktung* zusammen, welches in einem iterativen Verfahren für verschiedene Berechnungsvarianten der WTA angepasst wurde (Tabelle 5).

Tabelle 5 Korridore des Erlös-konzepts der GMA-VK-01 u.a. nach Expertengesprächen

Korridore des Erlös-konzepts	Unterer Wert	Oberer Wert	Einheit
Entgelt für VK-Betrieb/Vermarktung kons.	0,25	0,75	€/MWh

Für Korridore mit der Einheit Euro pro MWh wie z.B. des Korridors „*Entgelt für VK-Betrieb/Vermarktung*“ des Erlös-konzeptes der VK-Betreiber, ist ein *übergeordneter Korridor* erforderlich. Dieser *übergeordnete Korridor* bestimmt die Größe des Korridors des Finanzmodells und ist in dem Fall das „*Flexibilitäts-potenzial für einen VK-Betreiber nach Marktanteilen*“ (MWh/a), welches mittels verschiedener Rechenschritte und Annahmen bestimmt wurde.

Die Korridore der Kostenstruktur der GMA für den VNB bestehen aus den *Gesamtfixkosten der GMA* und den Kosten für *Flexibilitäten* (Tabelle 6). Die Gesamtfixkosten setzen sich in erster Linie aus Betriebs- und Investitionskosten des Verteilnetzautomatisierungssystems, der Grid Integration-Handelsplattform sowie der Anschaffung einer Kurzkupplung zusammen. Die Kosten für Flexibilitäten beruhen auf den Grenzkosten von Flexibilitäten aus dem Verteilnetz zuzüglich des Entgeltes des VK-Betreibers.

Tabelle 6 Korridore der Kostenstruktur der GMA-VNB-01 nach Expertengesprächen

Korridore der Kostenstruktur	Unterer Wert	Oberer Wert	Einheit
Gesamtfixkosten für GMA	353.954	859.361	€/a
Flexibilitäten kons.	26,25	80,75	€/MWh

Die Kosten für Flexibilitäten sind abhängig vom übergeordneten Korridor „*Flexibilitätsbedarf eines VNB durch vermied. Netzausbau und Einspeisemanagement*“ (MWh/a). Dieser stellt den durchschnittlichen Flexibilitätsbedarf dar, der entsteht, wenn das Netzengpassmanagement eines VNB nicht durch den Ausbau der Netze und das Einspeisemanagement vollzogen werden würde. Dessen Herleitung ist in der Masterarbeit *Geschäftsmodellbewertung für einen Handel mit elektrischen Flexibilitäten in Verteilnetzen*“ nachzulesen.

Als Korridor des Erlöskonzeptes der VNB-GMA dienen die *vermiedenen Kosten für Netzausbau und Einspeisemanagement* eines VNB, die mit Hilfe von Durchschnittswerten bestimmt wurden (Tabelle 7).

Tabelle 7 Korridore des Erlöskonzeptes der GMA-VNB-01

Korridor des Erlöskonzeptes	Unterer Wert	Oberer Wert	Einheit
Vermiedene Kosten für Netzausbau und Einspeisemanagement	1.000.000	6.268.235	€/a

3.5.6.5 WTA-Berechnung und Tendenzkurve

Die Korridore stellen nur die Ober- und Untergrenzen der jeweiligen Kosten- und Erlöspositionen der GMA dar. Durch die Festlegung einer bestimmten Anzahl von Zwischenschritten für alle Korridore, ergeben sich verschiedene Zwischenwerte, die die Anzahl der möglichen Kombinationen erhöht.

Aus den Zwischenwerten der Korridore wurden Szenarien gebildet. Jedes Szenario berechnet das betriebswirtschaftliche Jahresergebnis (BWJE) der GMA und besteht aus der Kombination jeweils eines Zwischenwertes jedes Finanzmodell-Korridors. Da alle Zwischenwerte aller verschiedenen Korridore miteinander kombiniert werden, ergibt sich die hohe Anzahl an Szenarien.

Die Darstellung der Ergebnisse der WTA erfolgt über die sog. WTA-Tendenzkurve (Abbildung 32).

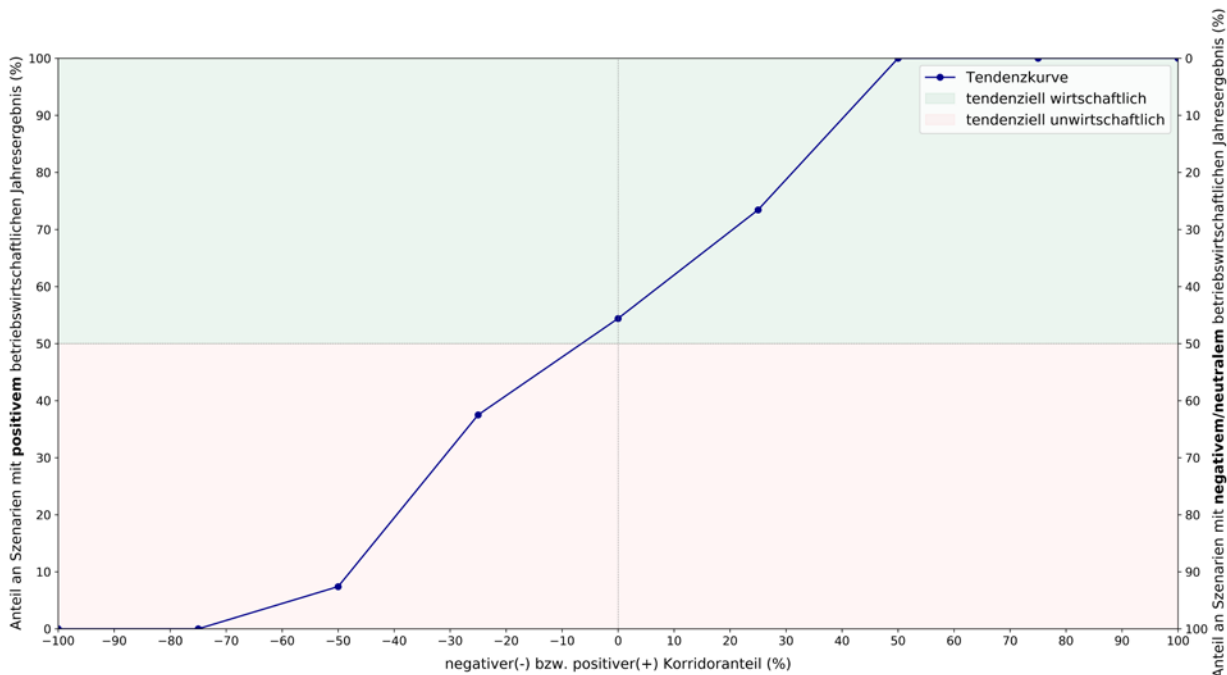


Abbildung 30 WTA-Tendenzkurve für die GMA-VK-01 modifiziert 1

Der Punkt der Tendenzkurve bei 0 % der X-Achse fasst alle ermittelten Szenarien der WTA zusammen und gibt über die Y-Achse an, wie viel Prozent der Szenarien ein positives BWJE aufweisen (in dem Fall ca. 55 % positive BWJE). Ausgehend von diesem Punkt, werden z.B. für die weiteren Punkte des steigenden Verlaufs der Tendenzkurve, die negativen Anteile der Korridore sozusagen abgeschnitten und der daraus sich ergebende Anteil an positiven BWJE durch die Y-Achse dargestellt. Daraus ergibt sich, dass nach Abschneiden von 50 % der schlechtesten Werte der Korridore, 100% der ermittelten Szenarien ein positives BWJE aufweisen. Andersherum ergibt sich nach dem Abschneiden von 75 % der positiven Korridoranteile, ein Anteil von 0 % an ermittelten Szenarien mit positivem BWJE. Eine Erläuterung der jeweiligen Rechenschritte mitsamt Formeln ist in der Masterarbeit „Geschäftsmodellanalyse für Leitsysteme virtueller Kraftwerke im deutschen Strommarkt - Entwicklung und Anwendung einer Wirtschaftlichkeitstendenzabschätzung“ (Jonathan Schütt, Fraunhofer IEE; 2018) zu finden.

Für die Interpretation der Ergebnisse wurde aufgrund der Neuheit der Methode lediglich der Punkt der Tendenzkurve bei 0 % der X-Achse herangezogen und angenommen, dass ab einem

Wert von 50 % positive BWJE von einer Tendenz zur Wirtschaftlichkeit auszugehen ist. Diese Grenze ist jedoch nicht allgemein gültig, da ein in Schütt, 2018 untersuchtes Geschäftsmodell für VK-Betreiber einen Wert von 27 % positivem BWJE aufwies, obwohl es in der Branche etabliert und verbreitet ist.

3.5.6.6 Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitstendenzabschätzung konnten unter bestimmten Annahmen **für alle Geschäftsmodellalternativen eine tendenzielle Wirtschaftlichkeit festgestellt** werden. Das begrenzte Angebotspotenzial für den VK-Betreiber der GMA „VK-01“ und „VK-02“, welches sich aus dem einzigen Flexibilitätsabnehmer und dem geringen Bestand an Power-to-Heat-Anlagen in Haushalten ergibt, führte dazu, dass die Entgelte für den VK-Betrieb/Vermarktung auf 3 bis 15 €/MWh angesetzt wurden. Obwohl diese Werte im Vergleich mit üblichen Werten für VK-Betreiber relativ hoch sind, konnten für die **Geschäftsmodellalternativen der VNB** unter Anwendung der hohen Entgelten der VK-Betreiber, eine **deutliche Tendenz zur Wirtschaftlichkeit** abgeschätzt werden. Dies gilt insbesondere für die GMA „VNB-02“, da diese aufgrund der Auslagerung der Grid Integration-Handelsplattform durch geringere Kosten geprägt ist.

Folglich ist nach den Ergebnissen der WTA und den Annahmen dieser Arbeit, der **Handel und die Nutzung von Flexibilitäten** aus dem Verteilnetz zur Vermeidung von Netzengpässen **tendenziell wirtschaftlicher als der Netzausbau und das Einspeisemanagement**.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit durch die **SWOT-Analyse ergab weitestgehend deckungsgleiche Ergebnisse**. Im Rahmen der der SWOT-Analyse wurden, abgesehen von der GMA „VK-2“, alle Geschäftsmodellalternativen als eher gewinnbehaftet eingestuft. Als einzig nennenswerte Schwäche, stellte sich das begrenzte Angebotspotenzial für den VK-Betreiber heraus, welche sich unter Berücksichtigung mehrerer Flexibilitätsabnehmer im Rahmen einer weiteren Untersuchung, vermutlich erübrigen würde.

3.6 Umsetzung der virtuellen Kraftwerke und des lokalen Flexibilitätsmarktes

3.6.1 Verteilnetz-Flexibilitäts-Handels-Plattform der BUW

Die Verteilnetz-Flexibilitäts-Handelsplattform besteht in der Umsetzung aus 3 wesentlichen Komponenten. Das Flexibilitätshandel- und Optimierungsprogramm, welches in Matlab entwickelt wurde. Eine Datenbank in der die Ausschreibungen, Angebote und Ergebnislisten (MeritOrder) gespeichert werden und eine JSON-Rest Schnittstelle, welche in Java implementiert wurde und den Zugriff auf die Datenbank ermöglicht.

Es wurde zunächst die Flexibilitätsbedarfsbestimmung implementiert. Sobald vom Verteilnetzbetreiber ein Engpassdatensatz in die Datenbank der Handelsplattform übermittelt wurde, wird im nächsten Zyklus diese ausgewertet und der Flexibilitätsbedarf für alle Anlagen in der betroffenen Netzzelle berechnet. Auch wird der Bedarf für etwaige unterlagerte bzw. benachbarte Netzzellen berechnet (horizontaler Austausch). Der Flexibilitätsbedarf wird in der Datenbank gespeichert und den Anlagenbetreibern über die JSON-Rest Schnittstelle zur Verfügung gestellt. Der Vorgang wird in jedem Zyklus neu durchlaufen, sodass stets auf neue Engpassdaten reagiert wird.

Anschließend werden die Angebote aus der Datenbank abgerufen. Sind neue Angebote vorhanden, werden sie zunächst dem zugehörigen Engpass zugeordnet. Erst nach Ablauf des Ausschreibungsendes (Flexibilitätsbedarf), werden die zugeordneten Gebote gewichtet. Dies geschieht nach Sensitivität und Preis. Anschließend wird die vorläufige Ergebnisliste wieder der Prognose zugeführt, damit auch die Nebenbedingung, keinen neuen Engpass durch die Angebote zu erzeugen, überprüft werden kann. Ist dies nicht der Fall, werden die Ergebnislisten für die Anlagenbetreiber erstellt und in die Datenbank geschrieben.

3.6.2 Virtuelles Kraftwerk der ENTEGA

Das virtuelle Kraftwerk (Flexmanager) der ENTEGA ist ein Kisters System, das mehrere Applikationen umfasst. Zum einen besitzt es eine Energiedatenbanksystem in dem alle auflaufenden Daten (wie Wetterdaten, Leistungs- und Energiewerte von Anlagen) gespeichert und einfache mathematischen Funktionen durchführen kann aber auch Prognosen für die Zeitreihen aufsetzen kann. Ein weiteres wichtiges Modul ist ein Optimierungsrechner, der je nach Vorgabe und Zielrichtung eine Simulation durchführen kann. In diesem Vorhaben wurden damit die Flexibilitätspotenziale und auch die Angebotspreise für den Smart Market ermittelt.

Der Flexibilitätsmanager der ENTEGA wurde an den Smart Market der BUW angekoppelt und die entsprechende Schnittstelle (JSON-REST) implementiert. Die Datenübertragung wurde mit Hilfe von Open VPN zu den Partnern aufgebaut.

Der Flexibilitätsmanager bündelt generell dezentral verteilte Flexibilitätspotentiale und bietet diese zur Weitervermarktung an. Unabhängig Die damit erzielbaren Einnahmen kommen den Bereitstellern der Flexibilität zugute und können dort die Refinanzierung der eingesetzten Anlagen unterstützen. Ein Speichersystem, das in einem Gewerbebetrieb zur Pufferung von Lastspitzen eingesetzt wird, bleibt z. B. die meiste Zeit ungenutzt. In den aufgrund der Produktionsplanung meist bekannten Leerlaufzeiten kann das System prinzipiell anderweitig genutzt werden, z. B. im überregionalen Regelenergiemarkt oder in einem regionalen Energiemarkt. Der Betreiber des Speichersystems ist aber häufig aufgrund der unpassenden Dimensionierung des

Systems oder fehlender Kompetenz nicht in der Lage, diese Zweitnutzung selbst zu übernehmen. Diese Aufgabe kann an den Flexibilitätsmanager delegiert werden.

Grundlegende Aufgabe des Flexibilitätsmanagers ist es, komplementäre Flexibilitätsangebote zur Deckung zu bringen und eine entsprechende Nutzungsvereinbarung zwischen den betroffenen Partnern zu vermitteln. Da sich nur selten zwei komplementäre Angebote exakt entsprechen, besteht die größte Herausforderung für den Flexibilitätsmanager darin, in einem Verhandlungsprozess die größtmögliche Übereinstimmung zu erzielen. Bei länger entfernt liegenden Angebotspaketen müssen dazu andere Mechanismen greifen als bei unmittelbar bevorstehenden Zeiträumen.

3.6.3 Virtuelles Kraftwerk des Fraunhofer IEE

Das virtuelle Kraftwerk des Fraunhofer IEE besteht aus 3 eigenständigen, miteinander kommunizierenden Applikationen (siehe Abbildung 33 und Kapitel 3.7.1). Als erstes ist dies das „Handelstool für virtuelle Kombikraftwerke“ als Schnittstelle zur Marktplattform und verantwortlich für die Orchestrierung des gesamten Prozesses, als zweites das „Energiemanagement für virtuelle Kombikraftwerke“ als Werkzeug zur Erstellung von Geboten (typischerweise) als Resultat einer Optimierung und als drittes das „Leitsystem für virtuelle Kombikraftwerke“ als Werkzeug zur Durchführung der physikalischen Prozesse.

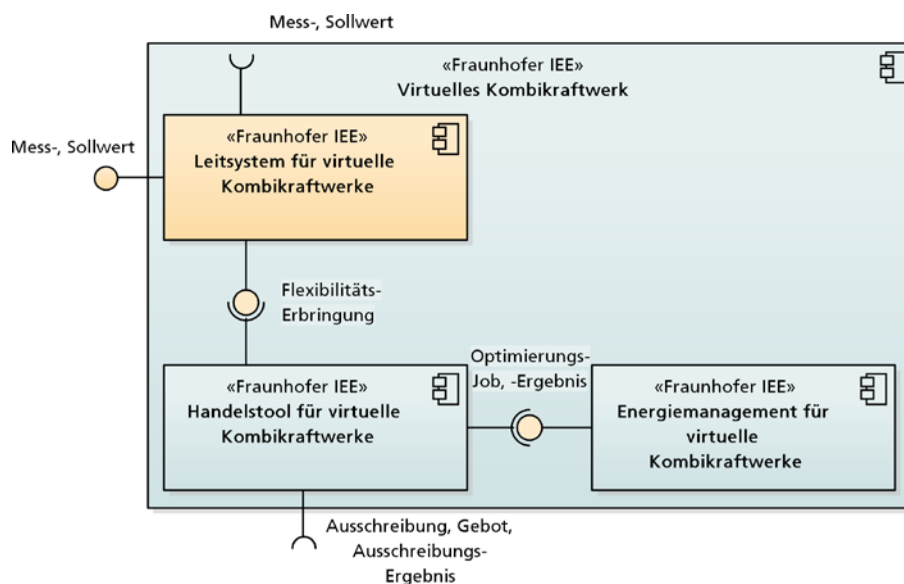


Abbildung 31 Architektur des virtuellen Kraftwerks des Fraunhofer IEE

Die Anwendungsfälle (bzw. Geschäftsprozesse) des virtuellen Kraftwerks sind in Abbildung 34 dargestellt. Es existieren zwei Kernprozesse „Autonomer Handel“ und „Autonome Erbringung“. Der Schwerpunkt der Entwicklungstätigkeit im Projekt lag auf dem Handelstool, weswegen die folgenden Detaillierungen der Kernprozesse aus der Perspektive des Handelstools erfolgen.

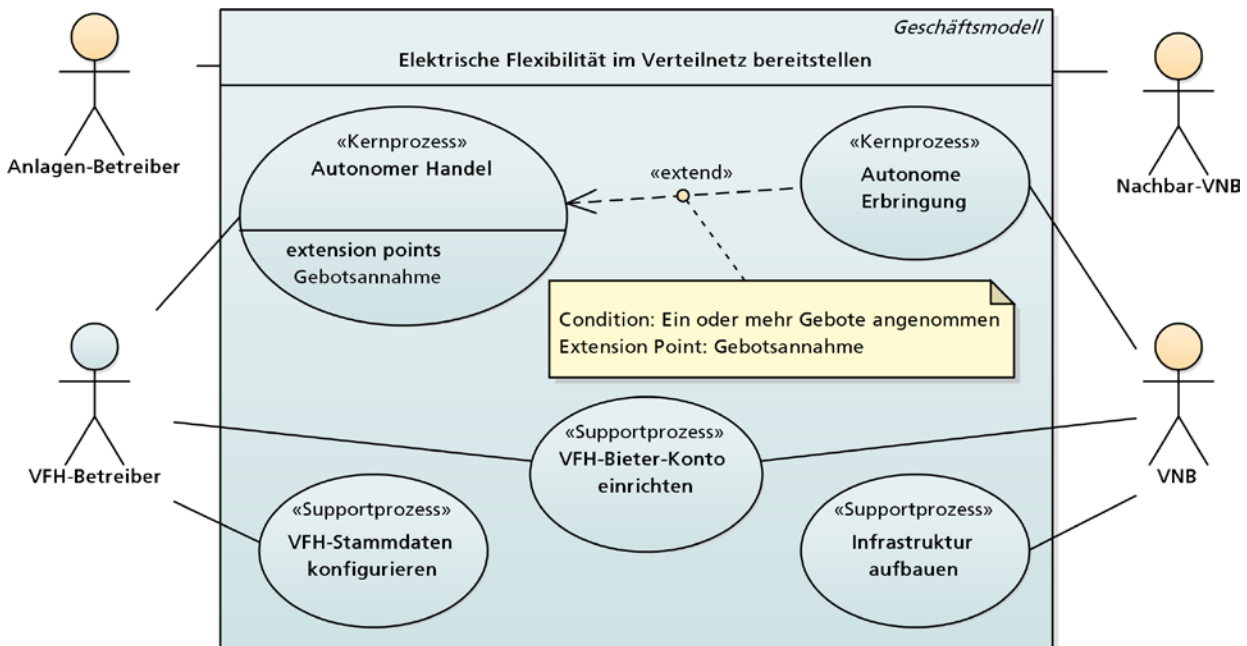


Abbildung 32 Geschäftsprozesslandkarte des virtuellen Kraftwerks des Fraunhofer IEE

Die Kernprozesse wurden so gestaltet, dass sie vollkommen autonom ablaufen können (wie im Übrigen die Kernprozesse aller anderen Beteiligten auch). Dies ist erforderlich, da je Transaktion nur geringe Umsätze bzw. Gewinne erzielt werden können und damit die Beteiligung von Händlern oder anderen manuellen Schritten unwirtschaftlich wären. Die Notwendigkeit für die Implementierung des Handelstools ist darauf zurückzuführen, dass ein derartiges Tool am Fraunhofer IEE noch nicht operativfähig vorlag, aber eine 24/7 Kopplung über mehrere Wochen zwischen Leitsystem und Marktplattform im Rahmen des Feldtests realisiert werden sollte. Für die Umsetzung des Handelstools wurde die FOSS (Free and Open Source Software) Workflow Engine „Camunda BPM“ eingesetzt und die Geschäftsprozesse mithilfe von „Camunda Modeler“ (ebenfalls FOSS) in BPMN 2.0 modelliert (siehe Abbildung 35 und Abbildung 36). Die Diagramme wurden mithilfe des „Camunda Modeler“ mit Meta-Informationen ausgestattet, damit „Camunda BPM“ in der Lage ist, die Diagramme zusammen mit dem implementierten Java-Programmcode auszuführen. Alle BPMN-Diagramme sind in höherer Auflösung im Anhang in Kapitel 6 zu finden.

der Windparks 2015 verwendet, auch wird nur auf negative Flexibilitätsbedarfe geboten (Abregelung der Windparks). Zur Ermittlung der verfügbaren Wirkleistung für Fix- und Flex-Gebote wird auf Basis einer hochaufgelösten Messzeitreihe die mögliche Eispeisung und damit die mögliche Flexibilität der 4 beteiligten Windparks (siehe Kapitel 3.8.1.2) ermittelt. Im Falle einer Teilerfüllung (prognostizierte Wirkleistung kleiner als gesamter Flexibilitätsbedarf) wird zunächst ein Flex-Gebot erstellt, da hier ein höherwertiges Produkt angenommen wird. Für den Rest, sofern einer übrig ist, wird ein Fix-Gebot erstellt. Als Preisbildungsstrategie wird vereinfachend angenommen, dass lediglich die verlorene Marktprämie für die abgeregelte Energie ersetzt werden soll (gleicher Mechanismus wie bei der Regelleistung), plus 50 % Fixkostendeckung und Gewinn. Somit wurde der Leistungspreis zu 0 €/MWh angesetzt, da für die Vorhaltung negativer Flexibilität keine direkten Kosten anfallen. Der Arbeitspreis der Flex-Gebote (die verlorene Marktprämie, Formel 2017) wird gebildet aus dem anzulegenden Wert des jeweiligen Windparks minus Monatsmarktwert (erhöhte Anfangsvergütung aus 2015 noch gültig) für den aktuellen Monat (jedoch 2017) minus Managementprämie 2017. Beispielsweise würde die Berechnung im Juni folgendes ergeben: Arbeitspreis = verlorene Marktprämie = (Anzulegender Wert 2015 Windpark 1 (89,00 €/MWh) - Monatsmarktwert Juni 2017 (25,49 €/MWh) - Managementprämie 2017 (4,00 €/MWh)) * Fixkostendeckung/Gewinn (1,5) = 89,27 €/MWh. Für die Fix-Gebote hingegen wird dieser Arbeitspreis zusammen mit der angebotenen Wirkleistungsflexibilität und der Dauer zu einem Festpreis zusammengerechnet, beispielsweise: Festpreis = Arbeitspreis (59,51 €/MWh) * Verfügbare Wirkleistung (1 MW) * Flexibilitätsbedarfsdauer (0,5 h) = 44,63 €.

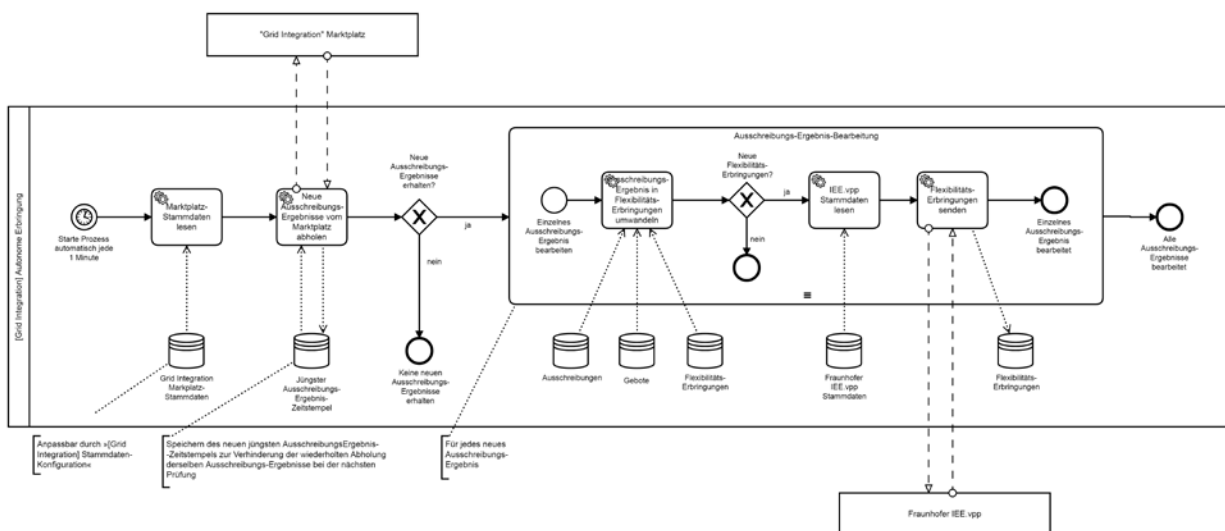


Abbildung 34 Kernprozess „Autonome Erbringung“ des Handelstools des Fraunhofer IEE

Der Kernprozess „Autonome Erbringung“ (siehe Abbildung 36 und vergrößert im Anhang in Kapitel 6.3) zeigt den fachlichen Ablauf dieses Geschäftsprozesses mit den einzelnen Aufgaben, Informationsflüssen, Entscheidungen und Persistierungen. Der Prozess wird automatisch einmal pro Minute gestartet und beginnt mit der Abfrage neuer Ausschreibungs-Ergebnisse von der Marktplattform. Hierfür verwendet der Prozess die zugehörigen Stammdaten (URL und Bieter-

UUID), sowie den Zeitstempel des jüngsten bereits abgeholten Ausschreibungs-Ergebnisses um immer nur die neuen Ausschreibungs-Ergebnisse abzuholen. Wurde kein neues Ausschreibungs-Ergebnis abgeholt endet diese Prozessinstanz und mit der nächsten (eine knappe Minute später) wird erneut abgefragt. Neue Ausschreibungs-Ergebnisse werden sequenziell in einem Subprozess abgearbeitet. Dieser beginnt mit der Umwandlung des aktuellen Ausschreibungs-Ergebnisses in eine Flexibilitäts-Erbringung für das Leitsystem. Hierfür werden die Informationen aus den abgespeicherten Ausschreibungen und Geboten benötigt. Außerdem wird sichergestellt, dass dieselbe Flexibilitäts-Erbringung nicht schon mal erstellt wurde. Neue Flexibilitäts-Erbringungen werden dann mithilfe der Stammdaten (URL) an das Leitsystem übermittelt und diese Informationen abgespeichert. Der Subprozess wird nun ggf. für weitere neue Ausschreibungs-Ergebnisse wiederholt.

Das Leitsystem ist dann für die physikalische Bereitstellung der beauftragten Flexibilität in Zusammenarbeit mit der Netzautomatisierung des VNB verantwortlich (siehe Kapitel 3.7.2.4).

Insgesamt wurden für das neu entstandene Handelstool des Fraunhofer IEE 3 Prozessdefinitionen in BPMN 2.0 fachlich modelliert und für die Java-Implementierung der einzelnen Prozessaufgaben 98 Klassen mit 4.289 Lines of Code und 12.507 Total Instructions geschrieben.

3.7 Systemarchitektur und Implementierung

3.7.1 Systemarchitektur

In diesem Kapitel wird die Systemarchitektur (siehe Abbildung 37 und vergrößert im Anhang in Kapitel 7.2) beschrieben, so wie sie tatsächlich für den Feldtest aufgebaut und betrieben wurde. Es werden alle beteiligten Komponenten und Schnittstellen dargestellt. Konkrete IP- und URL-Adressen wurden aus Sicherheitsgründen unkenntlich gemacht.

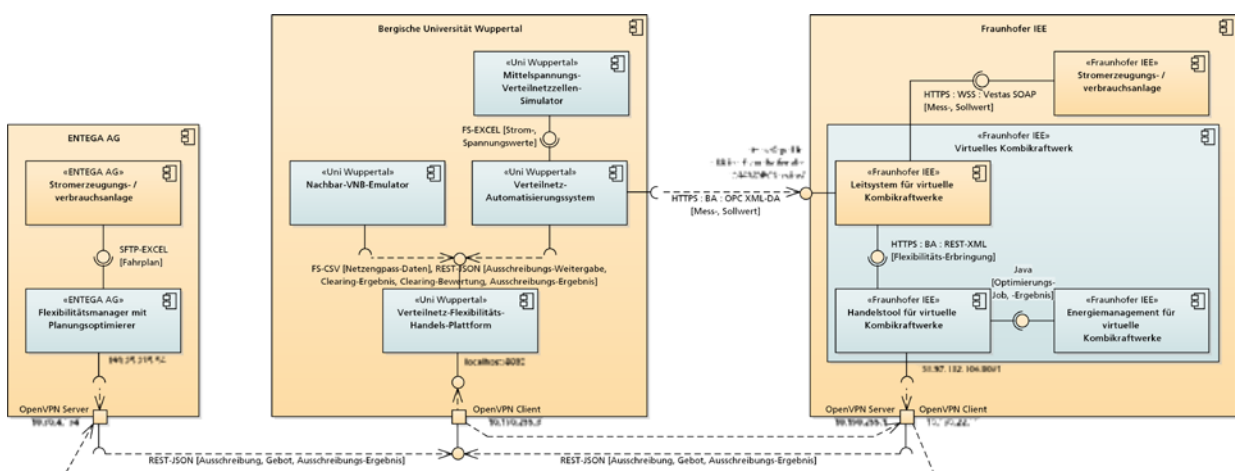


Abbildung 35 Technische Architektur der am Feldtest beteiligten Systeme

Am unteren Rand der Systemarchitektur (siehe Abbildung 37) sind die Verbindungen zur Realisierung des sicheren VPN-Netzwerks abgebildet, über welche sämtliche Kommunikation zwischen den Partnern verschlüsselt ablaufen soll. Aufgrund der individuellen Sicherheits- und Netzwerkarchitektur der beteiligten Partner wurde eine Lösung mit zwei Teilnetzen realisiert, welche untereinander verbunden sind. Das erste VPN-Teilnetz wurde zwischen dem Fraunhofer IEE (OpenVPN-Server) und der BUW (OpenVPN-Client) aufgebaut. Das Zweite zwischen der ENTEGA (OpenVPN-Server) und dem Fraunhofer IEE (OpenVPN-Client). Auf Seiten des Fraunhofer IEE wurden diese beiden VPN-Netze dann so miteinander verbunden, dass eine sichere Kommunikation zwischen ENTEGA und BUW stattfinden konnte.

Über dieses VPN-Netzwerk wurde die gesamte Kommunikation der Partner mit der bei der BUW laufenden VFH-Plattform abgewickelt. Diese bietet hierfür eine REST-Schnittstelle an, über welche die JSON-Nachrichten *Ausschreibung* abgeholt, *Gebot* hingesendet und *Ausschreibungs-Ergebnis* abgeholt werden können (Details zu den Schnittstellen siehe Kapitel 3.7.2). Nach innen bietet die VFH-Plattform eine Dateisystem-Schnittstelle an, über welche das *Verteilnetz-Automatisierungssystem* die *Netzengpass-Daten* in Form von CSV-Dateien zur Verfügung stellen kann. Diese werden zur Erzeugung einer Primär-Ausschreibung verwendet. Außerdem bietet die VFH-Plattform eine REST-Schnittstelle an über welche durch den *Nachbar-VNB-Emulator* und das *Verteilnetz-Automatisierungssystem* die JSON-Nachrichten *Clearing-Ergebnis* abgeholt, *Clearing-Bewertung* hingesendet und das *Ausschreibungs-Ergebnis* abgeholt werden können. Zusätzlich kann der Nachbar-VNB-Emulator die JSON-Nachricht *Ausschreibungs-Weitergabe* hinsenden. Das *Verteilnetz-Automatisierungssystem* wiederum nutzt die durch den *Mittelspannungs-Verteilnetzzellen-Simulator* bereitgestellte Dateisystem-Schnittstelle zum Austausch von *Strom- und Spannungswerten* in Form von EXCEL-Dateien. Außerdem kann im Rahmen von Flex-Geboten eine OPC XML-DA-Schnittstelle des *Leitsystems des Fraunhofer IEE* genutzt werden um *Messwerte* abzuholen und *Sollwerte* hinzusenden. Diese Schnittstelle besteht außerhalb des VPN-Netzwerks im offenen Internet und ist daher durch die Nutzung einer verschlüsselten HTTP-Verbindung (HTTPS) zusammen mit HTTP-Basisauthentifizierung (Benutzername und Passwort) abgesichert.

Das *Fraunhofer IEE* setzt das bereits in Kapitel 3.6.3 beschriebene *virtuelle Kraftwerk* ein, wovon das *Handelstool* die REST-Schnittstelle der VFH-Plattform der BUW nutzt. Außerdem greift das *Handelstool* auf eine Java-Schnittstelle des *Energiemanagement* zu die Objekte *Optimierungs-Job* hinzusenden und *Optimierungs-Ergebnis* abzuholen. Des Weiteren kann das *Handelstool* eine gesicherte REST-Schnittstelle (HTTPS mit Basisauthentifizierung) des *Leitsystems* nutzen um die *Flexibilitäts-Erbringung* in Form von XML-Nachrichten zu übermitteln. Das *Leitsystem* wiederum bietet die oben bereits beschriebene OPC XML-DA-Schnittstelle an, um dem *Verteilnetz-Automatisierungssystem* *Messwerte* anzubieten und *Sollwerte* für die einzelnen Windparks anzunehmen. Außerdem greift das *Leitsystem* auf die gesicherte SOAP-Schnittstelle (HTTPS

mit WS-Security) der *Windpark-Emulatoren* zu um deren *Messwerte* abzuholen und ggf. *Sollwerte* hinzusenden.

Die *ENTEGA* setzt auf ihrer Seite das in Kapitel 3.6.2 beschriebene virtuelle Kraftwerk *Flexibilitätsmanager mit Planungsoptimierer* ein um auf die REST-Schnittstelle der VFH-Plattform der BUW zuzugreifen. Außerdem greift das Tool auf die gesicherte FTP-Schnittstelle des realen Batteriespeichers zu um Fahrpläne in Form von EXCEL-Dateien zu übermitteln. Hierdurch sollte im Projekt die reale Umsetzbarkeit der Gebote durch Energieanlagen demonstriert werden.

3.7.2 Schnittstellendefinition zwischen den Teilsystemen

3.7.2.1 Schnittstelle zwischen Verteilnetz-Automatisierungssystem und Verteilnetz-Flexibilitäts-Handels-Plattform

Die Schnittstelle zwischen der VFH-Plattform und der Netzautomatisierung wurde im Rahmen des Projekts durch den Abruf einer Ergebnisliste in Excel realisiert. Bei jedem zyklischen durchlauf der Netzautomatisierung wird die Liste eingelesen und Änderungen somit übernommen. Befüllt und geleert wird die Liste von der VFH-Plattform. Die Liste enthält die Reihenfolge der Aktoren, sowie die Zulässigen Leistungsgrenzen, in denen die Aktoren geregelt werden dürfen. Ist ein Zeitschritt vorbei, wird die Liste geleert. Bei einer leeren Liste gilt die ursprüngliche Aktorpriorisierung, welche nur auf Grundlage der Sensitivität entscheidet.

3.7.2.2 Schnittstelle zwischen Verteilnetz-Flexibilitäts-Handels-Plattform und Bietern

Die Schnittstelle zwischen der VFH-Plattform und den (potentiellen) Bietern ist das verbindende Kommunikationsrückgrat zwischen den Projektpartnern und deren Tools. In diesem Kapitel soll ein überblicksartiges Verständnis des gesamten Kommunikationsablaufs anhand eines beispielhaften Szenarios (siehe Abbildung 38 und vergrößert im Anhang in Kapitel 8.1) und ein vertiefendes Verständnis ausgewählter Kommunikationsfragmente (siehe Abbildung 39 und Abbildung 40 und vergrößert im Anhang in den Kapiteln 8.2 und 8.6) vermittelt werden.

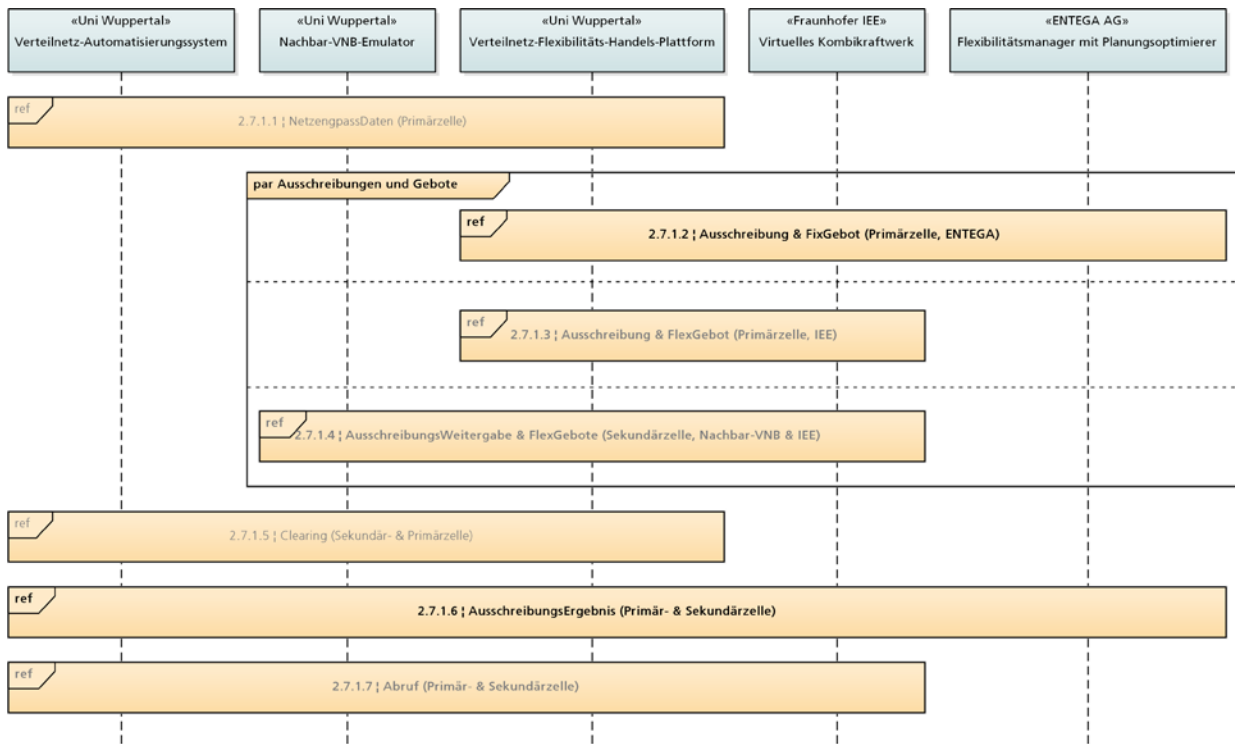


Abbildung 36 Übersicht über den Kommunikationsablauf mit der VFH-Plattform

Zum allgemeinen Verständnis des Kommunikationsablaufs mit Beteiligung der VFH-Plattform dient das Übersichtsdiagramm (siehe Abbildung 38). UML Sequenzdiagramme sind von oben nach unten entlang der Lebenslinien der beteiligten Kommunikationspartner als chronologische Abfolge zu lesen, wobei hier eine reine Darstellung der festen Reihenfolge und der logischen Ablaufbedingungen erfolgt (keine zeitlichen Angaben). Die Kommunikationsfragmente, welche im Folgenden zur Beschreibung der Schnittstelle detaillierter dargestellt werden sind im Diagramm mit schwarzer Schrift geschrieben, die anderen in grauer. Zunächst beginnt die Kommunikation mit der Übermittlung von *Netzengpass-Daten* durch das *Verteilnetz-Automatisierungssystem* an die *VFH-Plattform* (2.7.1.1, wird hier nicht weiter dargestellt). Daraus resultiert die Kommunikation zum Austausch von *Ausschreibungen*, *Ausschreibungs-Weitergaben* und *Geboten*. In dem hier gewählten beispielhaften Szenario existieren 3 parallel ablaufende Kommunikationsfragmente: (2.7.1.2) beschreibt die Übermittlung einer *Ausschreibung* in der Primärzelle von der *VFH-Plattform* an den *Flexibilitätsmanager mit Planungsoptimierer* der ENTEGA AG und eine Rückübermittlung eines *Fix-Gebots* (siehe Abbildung 39) & (2.7.1.3) beschreibt die Übermittlung einer *Ausschreibung* in der Primärzelle von der *VFH-Plattform* an das *Virtuelle Kombikraftwerk* der Fraunhofer IEE und eine Rückübermittlung eines *Flex-Gebots* (wird hier nicht weiter dargestellt) & (2.7.1.4) beschreibt die Übermittlung einer *Ausschreibung* von der *VFH-Plattform* an den *Nachbar-VNB-Emulator* der BUW und eine Rückübermittlung einer *Ausschreibungs-Weitergabe* sowie die darauf folgende *Ausschreibung* in der *Sekundärzelle* von der *VFH-Plattform* an das *Virtuelle Kombikraftwerk* des Fraunhofer IEE und eine Rückübermittlung

eines weiteren *Flex-Gebots* (wird hier nicht weiter dargestellt). Nach Erreichen des Ausschreibungsendes endet der parallele Ablauf und das *Clearing* wird durchgeführt, durch Austausch von *Clearing-Ergebnissen* und *Clearing-Bewertungen* durch *VFH-Plattform*, *Nachbar-VNB-Emulator* und *Verteilnetz-Automatisierungssystem* (2.7.1.5, wird hier nicht weiter dargestellt). Hiernach wird das Ausschreibungs-Ergebnis für alle Kommunikationspartner veröffentlicht (2.7.1.6, siehe auch Abbildung 40). Als letztes Kommunikationsfragment dieses Szenarios erfolgt ein *Abruf* von Flexibilität durch das *Verteilnetz-Automatisierungssystem* der BUW bei dem *Virtuellen Kombikraftwerk* des Fraunhofer IEE (wird hier nicht weiter dargestellt).



Abbildung 37 Kommunikationsfragment: Ausschreibung & Fix-Gebot

Von der Übersichtsebene wird nun in die konkrete technische Umsetzungsebene gesprungen, welche derart detailliert ist, sodass eine Implementierung in den Tools ohne weiteres möglich sein sollte. Es wird mit „2.7.1.2 Ausschreibung & Fix-Gebot“ des Szenarios begonnen. Der exakte Ablauf des technischen Nachrichtenaustauschs für Ausschreibung und Fix-Gebot ist in Abbildung 39 dargestellt. Es beginnt damit, dass der *Flexibilitätsmanager mit Planungsoptimierer* eine *HTTP GET* Anfrage (Request) an die *VFH-Plattform* stellt. Hierzu ruft dieser die *URL* unter Verwendung der eigenen *Bieter-UUID* (Universally Unique Identifier) und der *Erzeugungs-Zeit* der zuletzt abgeholten Ausschreibung auf. Er erhält nun eine Antwort (Response) von der *VFH-Plattform* mit einer *Liste von Ausschreibungen* im *JSON-Format*, welche nach der angegebenen Erzeugungs-Zeit (einziges aus technischen Gründen ergänztes Attribut im Datenmodell) erstellt wurden (in diesem Fall eine, siehe Anhang 8.3). Nachdem ein *Fix-Gebot* durch den *Flexibilitätsmanager mit Planungsoptimierer* erstellt wurde, wird dieses im *JSON-Format* per *HTTP POST* Anfrage an die entsprechende *URL* gesendet (siehe Anhang 8.4). In der Antwort der *VFH-Plattform* ist die durch sie generierte Gebot-UUID für das übermittelte Fix-Gebot angegeben. Hierauf folgt eine *HTTP GET* Anfrage durch den *Flexibilitätsmanager mit Planungsoptimierer* an die *VFH-Plattform*. Hierzu ruft dieser die *URL* unter Verwendung der eigenen *Bieter-UUID* und

der *Erzeugungs-Zeit* des zuletzt abgeholten Gebots auf. Er erhält nun eine Antwort (Response) von der VFH-Plattform mit einer *Liste von Geboten* im *JSON-Format*, welche nach der angegebenen Erzeugungs-Zeit erstellt wurden (in diesem Fall das eine soeben übermittelte Fix-Gebot, siehe Anhang 8.5). Nach Ablauf der Ausschreibung wird das Ergebnis veröffentlicht, dieses Kommunikationsfragment wird nun dargestellt.

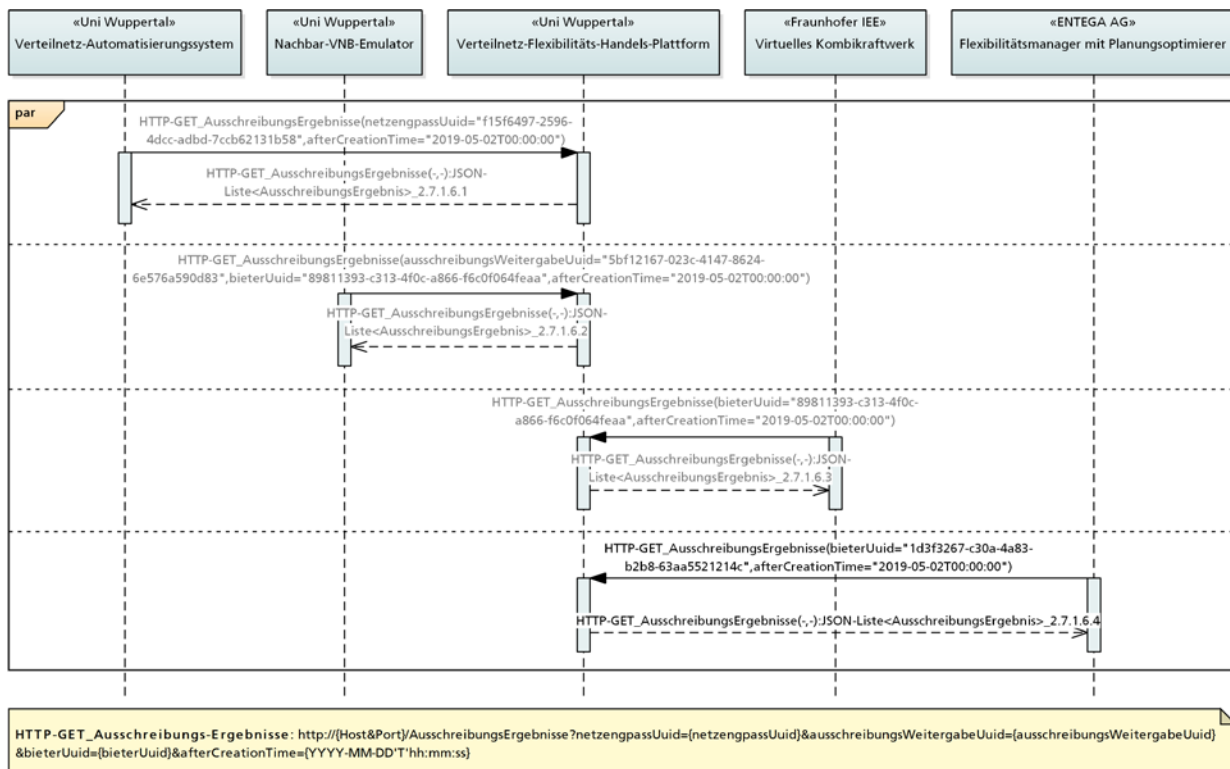


Abbildung 38 Kommunikationsfragment: Ausschreibungs-Ergebnis

Nun folgt die Beschreibung des Kommunikationsfragments „2.7.1.6 Ausschreibungs-Ergebnis“ in dem das *Ausschreibungs-Ergebnis* parallel an alle Kommunikationspartner übermittelt wird (siehe Abbildung 40). Hier wird das Beispiel von oben fortgesetzt und weiterhin nur die Kommunikation zwischen *VFH-Plattform* und *Flexibilitätsmanager mit Planungsoptimierer* vorgestellt. Der *Flexibilitätsmanager mit Planungsoptimierer* stellt eine *HTTP GET* Anfrage an die *VFH-Plattform*. Hierzu ruft dieser die *URL* unter Verwendung der eigenen *Bieter-UUID* und der *Erzeugungs-Zeit* des zuletzt abgeholten Ausschreibungs-Ergebnisses auf. Er erhält nun eine Antwort von der VFH-Plattform mit einer *Liste von Ausschreibungs-Ergebnissen* im *JSON-Format*, welche nach der angegebenen Erzeugungs-Zeit erstellt wurden (in diesem Fall eins, siehe Anhang 8.7).

3.7.2.3 Schnittstelle zwischen Verteilnetz-Flexibilitäts-Handels-Plattform und Nachbar-VNB

Bei der Schnittstelle handelt es sich ebenfalls um die bereits vorgestellte JSON-Rest Schnittstelle. Der Nachbar-VNB ist in diesem Fall ein Teilnehmer an dem Handelsplatz der Netzzelle

des VNB. Erhält der Nachbar-VNB eine Flexibilitätsausschreibung, erstellt er seinerseits eine Ausschreibungsweitergabe (siehe Abbildung 15) mit allen relevanten Informationen für die Handelsplattform. Dadurch wird eine Ausschreibung in der Nachbar-Netzzelle gestartet.

3.7.2.4 Schnittstelle zwischen Verteilnetz-Automatisierungssystem und Virtuellem Kraftwerk des Fraunhofer IEE

Das Leitsystem für virtuelle Kombikraftwerke „IEE.vpp“ des Fraunhofer IEE bietet eine OPC XML-DA 1.0 konforme Schnittstelle an, um Zugriff auf die Online-Daten des virtuellen Kraftwerks zu erhalten und Sollwerte übermitteln zu können. Diese Schnittstelle wurde zur Verfügung gestellt, um an das Leitsystem dieses Projekts angeschlossene Windpark-Emulatoren steuern zu können. Im Folgenden wird lediglich eine kurze Darstellung stattfinden, da es sich um vertrauliche Informationen und eine operative Schnittstelle der Leitsysteme aller laufenden Forschungsprojekte handelt, an denen reale Energieanlagen mit einer Nennleistung von insgesamt deutlich mehr als 1 GW angeschlossen sind. Um eine detaillierte Beschreibung der grundsätzlichen Schnittstellendefinition zu erhalten, wird auf die "OPC XML-DA Spezifikation Version 1.00" der OPC Foundation verwiesen.

Die OPC XML-DA Schnittstelle (IEE.vpp OPC Service) wird in der Standardkonfiguration unter einer definierten URL bereitgestellt. Es werden nur TLS-basierte Verbindungen unterstützt, was eine kommunikationsbasierte Verschlüsselung ermöglicht. Die Authentifizierung erfolgt über die HTTP Basic Authentication. Weitere Sicherheitsmechanismen zur Sicherung des zugehörigen Kommunikationskanals werden unter Umständen empfohlen.

Ausgehend von der Kenntnis des grundlegenden OPC XML-DA Datenmodells behandelt dieser Absatz das Thema, wie die internen Datenpunkte auf die OPC Baumstruktur abgebildet werden. In OPC-Schnittstellen sind die Daten als Baum organisiert und über Pfadausdrücke zugänglich. Die Root-Ebene des IEE.vpp OPC-Dienstes besteht aus einem einzigen Knoten, dem VPP-Knoten. Auf der Ebene des VPP-Knotens werden alle Informationen für das gesamte virtuelle Kraftwerk bereitgestellt. Auf der nächsten Ebene werden die Kraftwerke in verschiedene Portfolios unterteilt, die als Cluster bezeichnet werden. Das virtuelle Kraftwerk kann verschiedene Cluster enthalten und jeder Cluster kann verschiedene Energieanlagen enthalten. Der OPC-Dienst IEE.vpp zeigt nur Cluster an, für die der Kraftwerksbetreiber dem Benutzer Zugang gewährt hat. Auf Clusterebene werden alle Informationen für das zugehörige Portfolio bereitgestellt (z.B. die aggregierte elektrische Wirkleistungserzeugung). Die letzten beiden Ebenen zeigen Informationen über die konkreten Anlagen, genauer gesagt die Kraftwerke und deren Teile. Die OPC-Item-Namen von Kraftwerken und Kraftwerksteilen entsprechen den Namen, die beim Hinzufügen in das Leitsystem für virtuelle Kombikraftwerke angegeben wurden (Sonderzeichen werden durch Unterstriche ersetzt und deutsche Umlaute werden durch zwei Buchstaben kodiert). Auf dieser Ebene werden alle Informationen für das Kraftwerk und die verfügbaren Teile

bereitgestellt. Während die Kraftwerksdaten direkt auf Werte von Einträgen im zugehörigen Anlagenknoten abgebildet werden, werden Kraftwerksteile als separate Unterknoten modelliert, die die relevanten Teildaten enthalten.

Einer dieser Einträge auf der Ebene von Kraftwerken ist die Sollwert-Vorgabe. Hier kann ein Leistungs-Sollwert geschrieben werden, welcher dann durch das Leitsystem direkt an das betreffende Kraftwerk über die jeweilige Schnittstelle weitergeleitet und die Umsetzung sichergestellt wird.

3.8 Feldtest

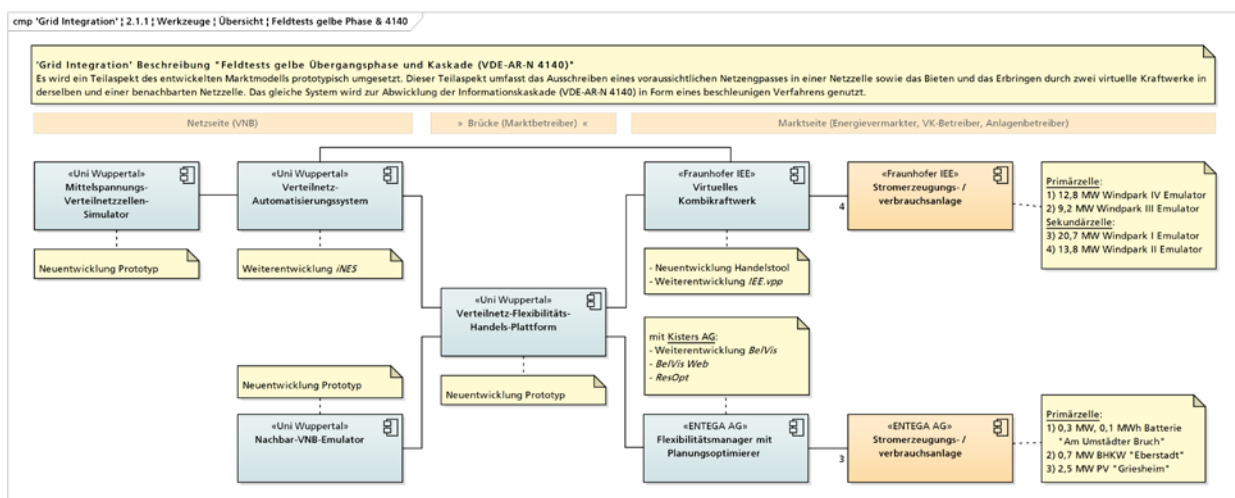


Abbildung 39 Übersicht über die im Feldtest beteiligten Tools und deren Verbindungen

3.8.1 Anlagenbereitstellung

3.8.1.1 Anlagen Eckdaten der ENTEGA

In dem Feldtest wurden Anlagen in das Netzmodell eingebunden. Die Anlagenflexibilität wurde anhand der Anlagenfahrpläne bzw. der Anlagenprognose erstellt.

BHKW Max. Leistung therm	2 x 788 kW (BHKW)
	2 x 14.000 kW (Kessel)
	1 x 6.000 kW (Kessel)
Max. Leistung elektr.	2 x 598 kW (BHKW)
Brennstoffverbrauch bei max. Leistung	2 x 1.749 kWh/h (BHKW)
Min. Leistung therm	ca. 60%
Min. Leistung elektr.	ca. 60%
Brennstoffverbrauch bei min. Leistung	ca. 64%

Das BHKW wurde anhand von Marktpreisen gefahren (weitere Erläuterungen siehe Kapitel 3.2.3.5).

Solarpark

Die Anlage ist eine nicht nachgeführte Freiflächenanlage mit einer Modulleistung von 2,8 MWp und einer Wechselrichter-Anschlussleistung von 2,552 MW. Die Angebotsberechnung für die zukünftig zur Verfügung stehenden Leistungen basiert auf den Wetterprognosen.

Eckdaten Quartierspeicher:

Elektrische Leistung 250 kW

Nutzbare Kapazität 115 kWh ausgebaut bis zu 805 kWh erweiterbar

Gewicht 11t

Abmessungen ca. 2,5 m x 6 m

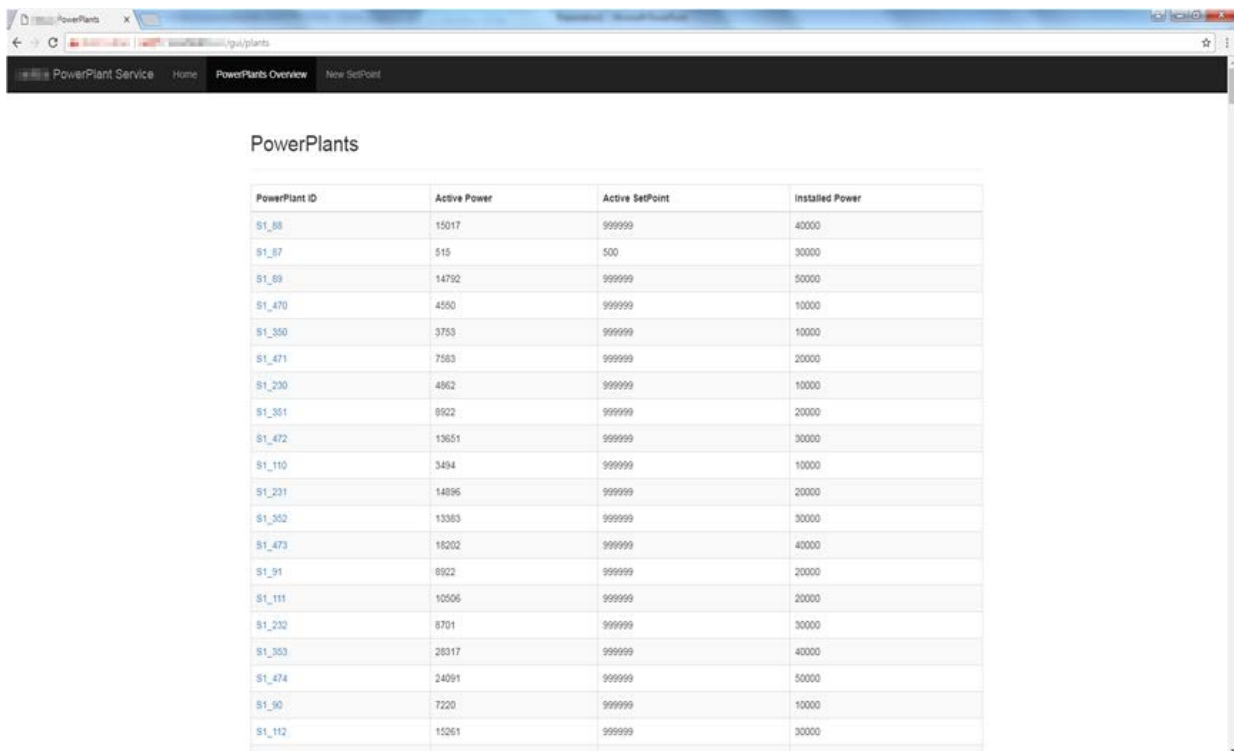
Im Feldversuch wurde die Anlage komplett für die Angebotserstellung genutzt.



Abbildung 40 Quartierspeicher in Groß-Umstadt

3.8.1.2 Windpark-Emulatoren des Fraunhofer IEE

Für dieses Projekt wurden insgesamt 4 Windpark-Emulatoren aufgesetzt, betrieben und an das Leitsystem für virtuelle Kombikraftwerke des Fraunhofer IEE angeschlossen. Die Windpark-Emulatoren des Fraunhofer IEE (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) dienen dazu, reale Windparks virtuell abzubilden, indem sie deren realitätsnahes Verhalten über realitätsnahe Schnittstellen zur Verfügung stellen. Die Windpark-Emulatoren für dieses Projekt wurden auf Basis realer Windparks und deren Daten des assoziierten Partners ARGE Netz konfiguriert.



The screenshot shows a web browser window with the URL <http://localhost:8080/gpu/plants>. The page title is "PowerPlants". Below the title is a table with the following data:

PowerPlant ID	Active Power	Active SetPoint	Installed Power
S1_88	15017	999999	40000
S1_87	515	500	30000
S1_69	14792	999999	50000
S1_470	4550	999999	10000
S1_350	3753	999999	10000
S1_471	7583	999999	20000
S1_230	4862	999999	10000
S1_351	8922	999999	20000
S1_472	13651	999999	30000
S1_110	3494	999999	10000
S1_231	14896	999999	20000
S1_352	13363	999999	30000
S1_473	16202	999999	40000
S1_91	8922	999999	20000
S1_111	10506	999999	20000
S1_232	8701	999999	30000
S1_353	26317	999999	40000
S1_474	24091	999999	50000
S1_90	7220	999999	10000
S1_112	15261	999999	30000

Abbildung 41 Screenshot der Web-GUI der Windpark-Emulatoren

Die Windpark-Emulatoren für das Projekt waren wie folgt konfiguriert:

- Primärzelle
 - o Emulator für Windpark 3 mit 9,2 MW Nennleistung
 - o Emulator für Windpark 4 mit 12,8 MW Nennleistung
- Sekundär- / Nachbarzelle
 - o Emulator für Windpark 1 mit 20,7 MW Nennleistung
 - o Emulator für Windpark 2 mit 13,8 MW Nennleistung

Für alle Windparks wurde zwecks Preisbildung das Inbetriebnahmejahr 2015 gewählt, wodurch sich in Kombination mit historischen Leistungsmessungen von 2017 eine dann nach wie vor gültige erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 89,00 €/MWh ergab.

3.8.2 Aufbau der Simulationsumgebung

Um im Feldtest die entwickelten Systeme und Algorithmen erproben zu können, ist eine Simulation des Netzgebietes der Entega nötig. Dabei wurden die Anlagen der Projektpartner in das Netzgebiet virtuell integriert.

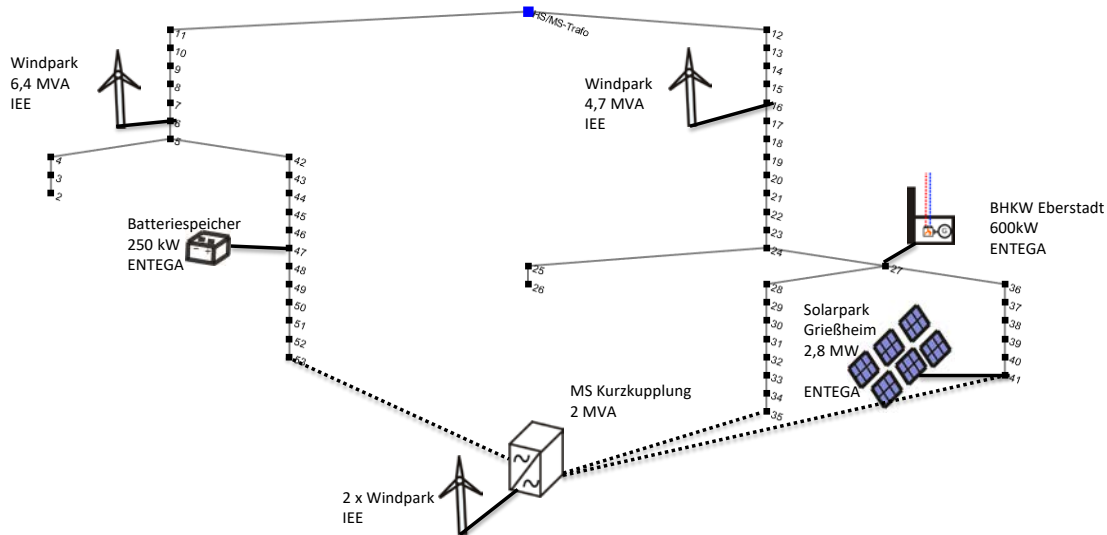


Abbildung 42 simuliertes Testnetz

Durch die Einspeiseprognosen der Anlagen, und der durch die ENTEGA bereitgestellten Messwerte aus dem Netzgebiet können entsprechende Netzauslastungsszenarien simuliert werden. Dazu wurde ein Newton-Raphson Lastfluss in Matlab implementiert. Die Szenarien werden dann im nächsten Schritt auf Grenzwertverletzungen überprüft und ob die Stufung des UW bereits zur Behebung reicht. Bei Überschreitungen der Grenzwerte (Strom / Spannung) werden dann die Engpassdaten an die Handelsplattform übermittelt. Nach Abschluss des Handels wird eine weitere Simulation, mit dem korrigierten Netzauslastungsszenario durchgeführt um die Wirksamkeit des Flexibilitätshandels nachzuweisen. Zudem kann so auch der Einfluss von Prognosefehlern untersucht werden. Insgesamt ist es mit der Simulation möglich, die Prognose und den tatsächlich eintretenden Netzzustand zu simulieren und den Einfluss des Marktergebnisses zu untersuchen.

4 Evaluation und Bewertung der Ergebnisse

4.1 Auswertung Feldtest

4.1.1 Technische Funktionsfähigkeit der Teilsysteme

4.1.1.1 Verteilnetz-Flexibilitäts-Handels-Plattform der BUW

Die technische Funktionsfähigkeit der Handelsplattform der BUW wurde nachgewiesen. Die Handelsplattform war während des gesamten Feldtests online und für die Projektpartner und beteiligten Systeme erreichbar. Auf alle Engpassdaten wurde mit entsprechenden Ausschreibungen reagiert und auch das zugehörige Clearing der Gebote durchgeführt. Im gesamten Zeitraum

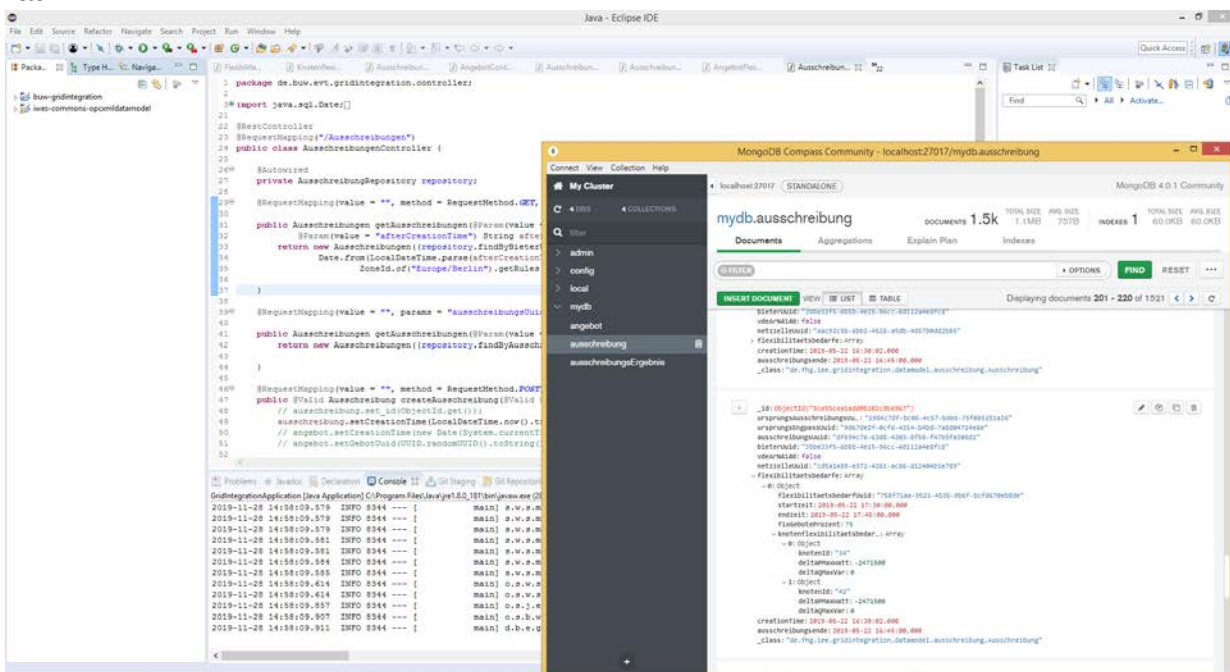


Abbildung 43 JSON-Rest Schnittstelle in Eclipse und Datenbank der Handelsplattform

Die maximale Zeit zwischen Eingang der Engpassdaten und Erstellung der Ausschreibung betrug 1,6 Sekunden. Die Gebote auf die Ausschreibungen, erstellt durch die Systeme der ENTEGA und des IEE, wurden spätestens 5 Minuten nach Ausschreibungserstellung zurückgemeldet. Das Clearing fand nach dem Ausschreibungsende statt, und dauerte maximal 2 Sekunden. Das zeigt zum einen, wie kurzfristig ein solcher Flexibilitätshandel möglich ist und auch, dass die Unterstützung der VDE 4140 durch die Handelsplattform mit Einhaltung der Kaskadenzeiten kein Problem darstellt. Der Code in Matlab, der die Flexibilitätsbedarfsbestimmung und das Clearing aus der Simulationsgrundlage erstellte, lief ohne Probleme durch und konnte sowohl mit Fraunhofer und ENTEGA System interagieren als auch mit der Netzautomatisierung. Tabelle 7 zeigt die in dem Feldtestzeitraum getätigten Ausschreibungen und Gebote.

	Ausschreibungen	darin enthaltene Flexibilitätsoptionen	erhaltene Gebote	darin enthaltene Knoten-Gebote	Angenommene Knoten-Gebote
1. Phase					
(16.05. bis 04.06.2019)	250	252	74	167	101
2. Phase					
(04.06. bis 05.07.2019)	1260	1.800	210	550	240
Summe	<u>757</u>	<u>1.514</u>	<u>262</u>	<u>660</u>	<u>302</u>

Tabelle 7 Feldtest-Statistik der Handelsplattform

4.1.1.2 Virtuelles Kraftwerk der ENTEGA

Der Stand der Technik zur Bereitstellung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen in Energienetzen im Allgemeinen und zum Einsatz von Energiespeichersystemen im Besonderen hat sich in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt. Der Begriff „virtuelle Kraftwerke“ beschreibt hier die Kombination von unterschiedlichen, dezentralen Erzeugungsanlagen und/oder Verbrauchern, die durch eine gemeinsame Steuerung gegenüber Dritten wie eine zusammengehörende Großanlage arbeiten. Wie bei einem Kraftwerk können durch Zuschaltung von Erzeugern oder Wegschalten von Lasten zusätzliche Energiemengen im Netz angeboten werden. Analoges gilt für die Abnahme von Energie aus dem Netz.

Virtuelle Kraftwerke sind seit über 10 Jahren bekannt. Mittlerweile sind zahlreiche virtuelle Kraftwerke aktiv und viele Hersteller (z.B. ABB, Kisters, TSB) bieten IKT-Lösungen zum Aufbau virtueller Kraftwerke an. Bekannte Beispiele für virtuelle Kraftwerke sind das „Virtuelle Kraftwerk Rheinland-Pfalz“, das Schwarmstromkonzept von Lichtblick oder das Verbundkraftwerk von Energy2Market. Der Verbundpartner ENTEGA hat im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts „Web2Energy“ ein virtuelles Kraftwerk implementiert und erprobt.

Die überwiegende Zahl virtueller Kraftwerke ist auf das Angebot von Regelenergie im Übertragungsnetz ausgerichtet. Während Sekundärregelleistung und Minutenreserve schon länger möglich waren, konnte Anfang Januar 2014 die e2m auch eine Zulassung für den Markt für Primärregelleistung erhalten. Daneben dürfte künftig die Bündelung von EE-Anlagen zur Direktvermarktung zunehmende Bedeutung erhalten, da der Ausgleichsenergiebedarf durch den „Portfolioeffekt“ dadurch reduziert werden kann.

Eine Gemeinsamkeit der bekannten virtuellen Kraftwerke ist, dass die angeschlossenen Anlagen vertraglich fest an den Betreiber des Kraftwerks gebunden sind und direkt von diesen gesteuert werden. Dadurch sind virtuelle Kraftwerke im Abruf von Leistung im Rahmen der angeschlossenen Anlagen und getroffenen Vereinbarungen sehr reaktionsschnell. Veränderungen in der Zusammensetzung angeschlossener Anlagen sowie im Umfang und den Konditionen zu deren Nutzung sind jedoch mit einigem zeitlichen Aufwand verbunden.

Im Unterschied zum Konzept virtueller Kraftwerke sollten in Grid Integration die an den Flexibilitätsmanager angebundenen Flexibilitäten nicht direkt von diesem gesteuert werden. Die einzige Ausnahme war der oben beschriebene Batteriespeicher mit 250 kW. Im Feldtest wurde dieser für die Angebotserstellung der Ausschreibungen des Smart Markets genutzt und bei Erfolg im Bieterverfahren auch entsprechend gefahren. Der Flexibilitätsmanager benötigt demzufolge keine Information über die genaue technische Ausführung der angeschlossenen Flexibilität, sondern nur bestimmte Kenngrößen, die im Rahmen von Grid Integration definiert werden sollten.

4.1.1.3 Virtuelles Kraftwerk des Fraunhofer IEE

Die technische Funktionsfähigkeit des virtuellen Kraftwerks des Fraunhofer IEE, insbesondere des Handelstools wurde nachgewiesen. Es nahm ab dem Start des Feldtests am 16.05.2019 bis zu dessen Ende am 05.07.2019 teil (gut 7 Wochen). Während der ersten Phase der Teilnahme vom 16.05.2019 bis 04.06.2019 wurde das Handelstool auf einem lokalen Rechner zusammen mit einer JAVA Prozessüberwachungssoftware betrieben. Dies diente dazu Laufzeitprobleme, wie z.B. Memory-Leaks, aufzudecken. Nachdem diese Phase fehlerfrei absolviert war, wurde das Handelstool für die zweite Phase vom 04.06.2019 bis 05.07.2019 auf einem virtuellen Server mit CentOS 7 betrieben (siehe Abbildung 46).

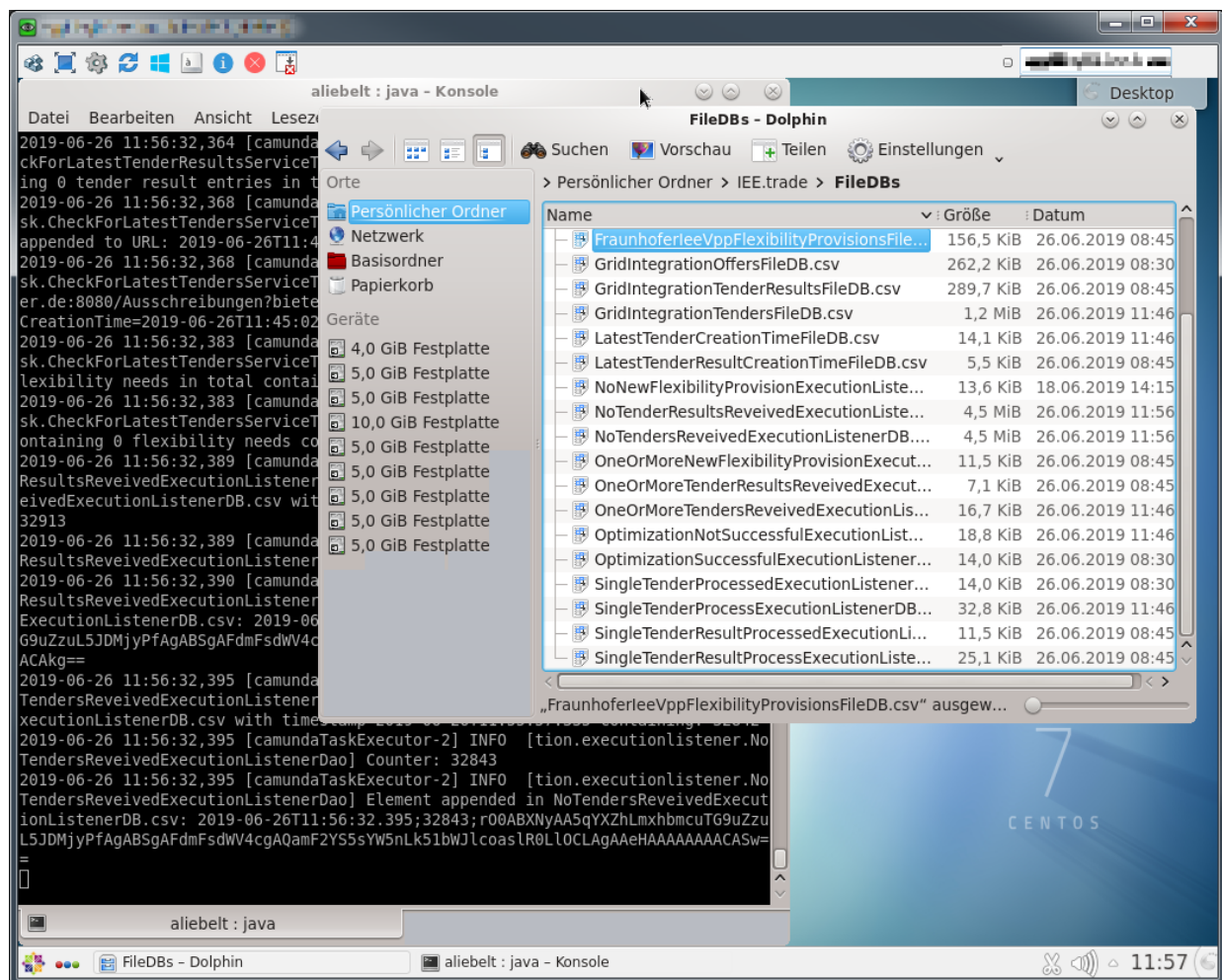


Abbildung 44 VNC Remote-Desktop des virtuellen Servers mit laufendem Handelstool

Tabelle 8 zeigt die Statistik der Teilnahme des Virtuellen Kraftwerks des Fraunhofer IEE an dem Feldtest des Projekts. Es wurden im Laufe der 7 Wochen insgesamt 757 Ausschreibungen von der VFH-Plattform abgeholt. Wobei diese insgesamt 1.514 Knoten-Flexibilitätsbedarfe enthielten. Auf insgesamt 262 der Ausschreibungen konnte mit einem eigenen Gebot geantwortet werden. In den Geboten waren insgesamt 660 Knoten-Gebote (Fix und Flex) enthalten. Aus den Geboten wurden insgesamt 302 Knoten-Gebote angenommen und hierfür konnten die eigenen Kraftwerke genutzt werden um Flexibilität zur Netzengpassbeseitigung bereitzustellen und damit zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften.

	Abgeholte Ausschrei- bungen	darin enthal- tene Knoten- Flexibilitätsbe- darfe	Abgege- bene Gebote	darin ent- haltene Knoten-Ge- bote	Angenom- mene Knoten-Ge- bote
1. Phase					
(16.05. bis 04.06.2019)	126	252	74	167	101

2. Phase					
(04.06. bis 05.07.2019)	631	1.262	188	493	201
Summe	<u>757</u>	<u>1.514</u>	<u>262</u>	<u>660</u>	<u>302</u>

Tabelle 8 Feldtest-Statistik des Virtuellen Kraftwerks des Fraunhofer IEE

4.1.2 Physikalische Wirksamkeit der Handelsplattform

Jeder getätigten Ausschreibung im Feldtest lag eine prognostizierte Grenzwertverletzung zugrunde. Im Folgenden wird anhand einiger Beispiele, der daraus berechnete Flexibilitätsbedarf ausgewertet und mit den erzielten Markt Ergebnissen verglichen. Zudem wird analysiert, wie ob das zugehörige Marktergebnis zur Behebung des Problems ausreichend war. Auch die Auswahl der Gebote wird betrachtet und die Optimierung überprüft. Ein Beispiel für eine thermische Grenzstromverletzung ist hier vom 04.07.2019:

Dabei wurde für zwei aufeinanderfolgende 15 min Abschnitte eine Verletzung prognostiziert. Jeweils 1 std. vor Eintritt wurde eine Ausschreibung erstellt, welche nach 15 min beendet wurde. Die Prognostizierten Ströme lagen bei 356 A für 9:30 und 358,3 A um 9:45. Der thermische Grenzstrom des Kabels betrug 320A. als einzuhaltende Grenze war 109,8% des thermischen Grenzwertes parametrisiert, was somit auf 4,5 A (156 kW) für 9:30 und 6,94 A (240 kW) für 9:45 an Flexibilitätsbedarf hinauslief. Das betroffene Kabel lag zwischen Netzknoten 6-und 7, d.h. nur Anlagen in diesem halb-Ring hatten eine Sensitivität auf den Streckenabschnitt. In Frage kamen also die Windkraftanlage an Knoten 2, sowie aus der Batteriespeicher in der unterlagerten Nachbarzelle (Niederspannung) und Windkraftanlagen aus der Nachbarzelle (Mittelspannung mit

```

_id: ObjectId("5d1d8edc1add0b202c9b6f60")
ursprungsAusschreibungsUu... : "0"
ursprungsEngpassUuid: "3ebd6965-4374-4e2a-8a76-eb67fe3ca001"
ausschreibungsUuid: "a568ca41-720f-4d3b-8b30-7e66257b82df"
bieterUuid: "3bbe33f5-6b5b-4e15-96cc-6d112a4e8fc8"
vdeArN4140: false
netzzelleUuid: "aac92c5b-6bb2-4528-a5db-4d5790dd2b85"
flexibilitaetsbedarfe: Array
  0: Object
    flexibilitaetsbedarfUuid: "b8bcd85-830a-4517-82b3-446cc3cd2d09"
    startzeit: 2019-07-04 09:30:00.000
    endzeit: 2019-07-04 09:45:00.000
    fixGeboteProzent: 85
  knotenflexibilitaetsbedar... : Array
    0: Object
      knotenId: "6"
      deltaPMaxWatt: -159500
      deltaQMaxVar: 0
    1: Object
      knotenId: "16"
      deltaPMaxWatt: 0
      deltaQMaxVar: 0
creationTime: 2019-07-04 07:30:04.000
ausschreibungsende: 2019-07-04 07:45:00.000

```

Abbildung 45 - Ausschreibung in der Primärzelle für das Fraunhofer IEE

```

_id: ObjectId("5d1d8edb1add0b202c9b6f5f")
ursprungsAusschreibungsUu... : "362403f5-7f52-4ea2-821b-5e89e7e2ff07"
ursprungsEngpassUuid: "3ebd6965-4374-4e2a-8a76-eb67fe3ca001"
ausschreibungsUuid: "63b1584c-92bf-4112-a754-e01db44b7b4d"
bieterUuid: "1d3f3267-c30a-4a83-b2b8-63aa5521214c"
vdeArN4140: false
netzzelleUuid: "fef0ed03-0cef-4f31-a397-e80526916db9"
flexibilitaetsbedarfe: Array
  0: Object
    flexibilitaetsbedarfUuid: "755bca51-58a4-4cda-9cac-a6bd466b173f"
    startzeit: 2019-07-04 09:30:00.000
    endzeit: 2019-07-04 09:45:00.000
    fixGeboteProzent: 85
    knotenflexibilitaetsbedar... : Array
      0: Object
        knotenId: "2"
        deltaPMaxWatt: -156500
        deltaQMaxVar: 0
    creationTime: 2019-07-04 07:30:03.000
    ausschreibungsende: 2019-07-04 07:45:00.000

```

Abbildung 46 - Ausschreibung in Sekundärzelle 1 (Niederspannung) für die ENTEGA AG

```

_id: ObjectId("5d1d8edc1add0b202c9b6f61")
ursprungsAusschreibungsUu... : "a568ca41-720f-4d3b-8b30-7e66257b82df"
ursprungsEngpassUuid: "3ebd6965-4374-4e2a-8a76-eb67fe3ca001"
ausschreibungsUuid: "992c1bdf-2d33-4a4b-8678-35e68ff22990"
bieterUuid: "3bbe33f5-6b5b-4e15-96cc-6d112a4e8fc8"
vdeArN4140: false
netzzelleUuid: "cd5a1e89-e372-4281-ac86-d12404b1e789"
flexibilitaetsbedarfe: Array
  0: Object
    flexibilitaetsbedarfUuid: "44101168-d8f3-415b-b38f-12247ea19566"
    startzeit: 2019-07-04 09:30:00.000
    endzeit: 2019-07-04 09:45:00.000
    fixGeboteProzent: 85
    knotenflexibilitaetsbedar... : Array
      0: Object
        knotenId: "34"
        deltaPMaxWatt: -156500
        deltaQMaxVar: 0
      1: Object
        knotenId: "42"
        deltaPMaxWatt: -156500
        deltaQMaxVar: 0
    creationTime: 2019-07-04 07:30:04.000
    ausschreibungsende: 2019-07-04 07:45:00.000

```

Abbildung 47 - Ausschreibung Sekundärzelle Fraunhofer IEE

MS-Kurzkupplung). Die entsprechenden Flexibilitätsbedarfe wurden demensprechend automatisch adressiert. Die Systeme der ENTEGA und des Fraunhofers haben innerhalb der 15 min ihre Gebote abgegeben. Nach Ausschreibungsende wurden diese bewertet und ausgewählt.

```

_id: ObjectId("5d1d8f101add0b202c9b6f62")
gebotUuid: "4cd672c6-a9bc-4702-b056-d1ec34e17e8c"
bieterUuid: "3bbe33f5-6b5b-4e15-96cc-6d112a4e8fc8"
flexibilitaetsbedarfUuid: "b8bcdb85-830a-4517-82b3-446cc3cd2d09"
netzzelleUuid: "aac92c5b-6bb2-4528-a5db-4d5790dd2b85"
fixGebote: Array
  0: Object
    knotengebotUuid: "0114c768-0331-4705-8efe-862872a57d6a"
    knotenId: "6"
    deltaPWatt: -135575
    festpreisEuro: "4.89"
flexGebote: Array
  0: Object
    knotengebotUuid: "976ae184-1644-4472-926f-fe85ae9c88a6"
    knotenId: "6"
    deltaPWatt: "-23925"
    leistungspreisEuroProwatt: "0.00"
    arbeitspreisEuroProwattst... : "96.12"
creationTime: 2019-07-04 07:30:56.770

```

Abbildung 48 – Gebot Fraunhofer IEE Primärzelle

```

_id: ObjectId("5d1d900a1add0b202c9b6f64")
gebotUuid: "bfcec7af-ee3b-4455-8a38-70c75d78ff09"
bieterUuid: "1d3f3267-c30a-4a83-b2b8-63aa5521214c"
flexibilitaetsbedarfUuid: "755bca51-58a4-4cda-9cac-a6bd466b173f"
netzzelleUuid: "fef0ed03-0cef-4f31-a397-e80526916db9"
fixGebote: Array
  0: Object
    knotengebotUuid: "90f9f832-b141-4a1e-8ec7-317b50231f22"
    knotenId: "2"
    deltaPWatt: -133025
    festpreisEuro: "2.5623940625"
creationTime: 2019-07-04 07:35:06.023

```

Abbildung 49 – Gebot ENTEGA AG

```

_id: ObjectId("5d1d8f101add0b202c9b6f63")
gebotUuid: "a203bab2-0196-4a59-b32e-6960208d03a8"
bieterUuid: "3bbe33f5-6b5b-4e15-96cc-6d112a4e8fc8"
flexibilitaetsbedarfUuid: "44101168-d8f3-415b-b38f-12247ea19566"
netzzelleUuid: "cd5a1e89-e372-4281-ac86-d12404b1e789"
fixGebote: Array
  0: Object
    knotengebotUuid: "e8b9002c-2ae3-4127-9b09-0c30010b172d"
    knotenId: "34"
    deltaPWatt: -133025
    festpreisEuro: "4.79"
  1: Object
    knotengebotUuid: "5fb45918-ecbe-4c77-8ace-9e0d77e9452a"
    knotenId: "42"
    deltaPWatt: -133025
    festpreisEuro: "4.79"
flexGebote: Array
  0: Object
    knotengebotUuid: "3f72288f-29e7-488b-a12d-eb6333d08444"
    knotenId: "34"
    deltaPWatt: "-23475"
    leistungspreisEuroProwatt: "0.00"
    arbeitspreisEuroProwattst... : "96.12"
  1: Object
    knotengebotUuid: "53fbbba9b-2f9c-44d1-a6b5-99474a08fbc7"
    knotenId: "42"
    deltaPWatt: "-23475"
    leistungspreisEuroProwatt: "0.00"
    arbeitspreisEuroProwattst... : "96.12"
creationTime: 2019-07-04 07:30:56.833

```

Abbildung 50 – Gebot Fraunhofer IEE Sekundärzelle

Abbildung 50-52 zeigt die erhaltenen Gebote von den Projektpartnern (ENTEGA und IEE). Aus diesen Angeboten wird dann bezüglich des Engpasses die günstigste Kombination aus Fix und Flex-Geboten erstellt. Die Bieter bekommen das Ergebnis in jeweils eigenen Listen zur Verfügung gestellt (Abbildung 42-44), wobei jedoch nur die eigenen Anlagen mitsamt Ergebnis abrufbar sind. Insgesamt konnte in diesem Fall der Engpass durch das Angebot behoben werden. Dabei wurde nicht das gesamte Potential des bezuschlagten Flex Gebots, aufgrund der Prognoseungenauigkeiten gebraucht

```

_id: ObjectId("5d1d92601add0b202c9b6f6a")
bieterUuid: "3bbe33f5-6b5b-4e15-96cc-6d112a4e8fc8"
ausschreibungsErgebnisUuid: "c457e3ad-d88b-40ba-aa03-6b7eb7b72484"
ausschreibungsUuid: "a568ca41-720f-4d3b-8b30-7e66257b82df"
✓ ausschreibungsErgebnisEin... : Array
  ✓ 0: Object
    knotengebotUuid: "976ae184-1644-4472-926f-fe85ae9c88a6"
    angenommen: true
  ✓ 1: Object
    knotengebotUuid: "0114c768-0331-4705-8efe-862872a57d6a"
    angenommen: false
creationTime: 2019-07-04 07:45:04.000

```

Abbildung 51 - Ergebnisliste Fraunhofer IEE Primärzelle

```

_id: ObjectId("5d1d92601add0b202c9b6f69")
bieterUuid: "1d3f3267-c30a-4a83-b2b8-63aa5521214c"
ausschreibungsErgebnisUuid: "fbf67909-4552-4590-b0d3-9b48035820e3"
ausschreibungsUuid: "63b1584c-92bf-4112-a754-e01db44b7b4d"
✓ ausschreibungsErgebnisEin... : Array
  ✓ 0: Object
    knotengebotUuid: "90f9f832-b141-4a1e-8ec7-317b50231f22"
    angenommen: true
creationTime: 2019-07-04 07:45:04.000

```

Abbildung 52 - Ergebnisliste ENTEGA AG Sekundärzelle

```

_id: ObjectId("5d1d92601add0b202c9b6f6b")
bieterUuid: "3bbe33f5-6b5b-4e15-96cc-6d112a4e8fc8"
ausschreibungsErgebnisUuid: "7650ff2a-0b66-4916-892b-edcbea094a98"
ausschreibungsUuid: "992c1bdf-2d33-4a4b-8678-35e68ff22990"
✓ ausschreibungsErgebnisEin... : Array
  ✓ 0: Object
    knotengebotUuid: "3f72288f-29e7-488b-a12d-eb6333d08444"
    angenommen: false
  ✓ 1: Object
    knotengebotUuid: "53fbbba9b-2f9c-44d1-a6b5-99474a08fbc7"
    angenommen: false
  ✓ 2: Object
    knotengebotUuid: "e8b9002c-2ae3-4127-9b09-0c30010b172d"
    angenommen: false
  ✓ 3: Object
    knotengebotUuid: "5fb45918-ecbe-4c77-8ace-9e0d77e9452a"
    angenommen: false
creationTime: 2019-07-04 07:45:04.000

```

Abbildung 53 - Ergebnisliste Fraunhofer IEE Sekundärzelle

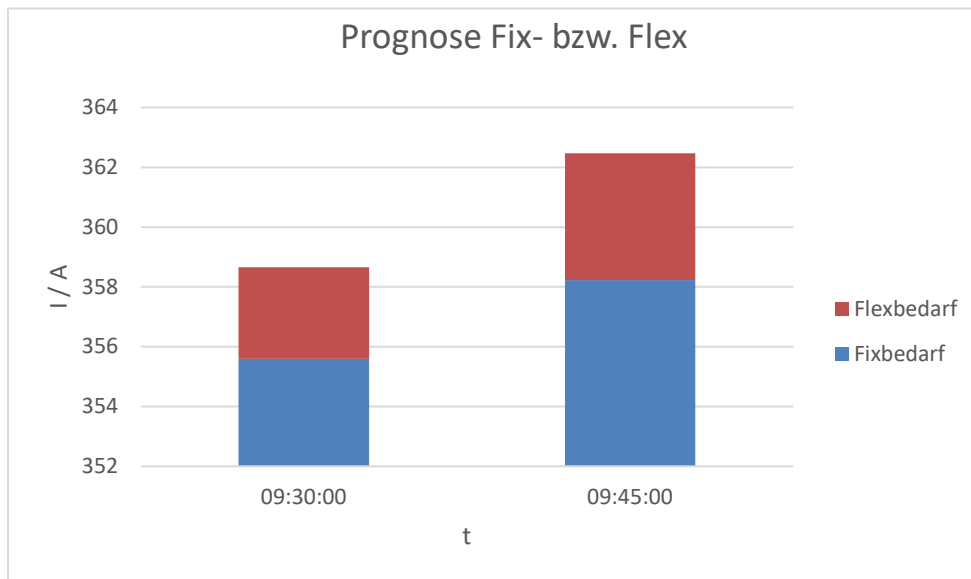


Abbildung 54 – prognostizierter Flexibilitätsbedarf

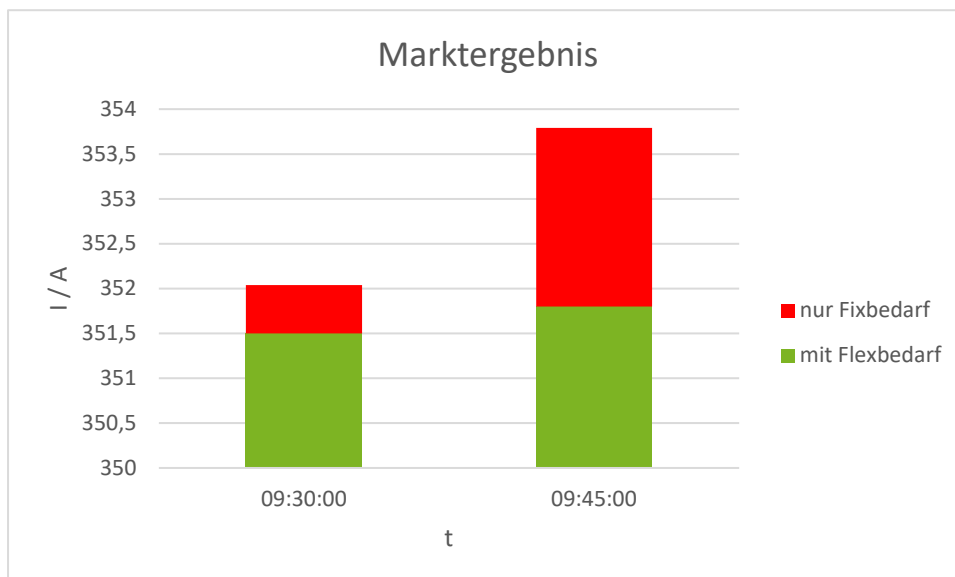


Abbildung 55 – Marktergebnis unter Berücksichtigung des tatsächlichen Netzzustandes

Dieses konkrete Beispiel zeigt, dass der entwickelte Handelsprozess helfen kann, um Netzengpässe im Verteilnetz zu managen. Darüber hinaus wird der Wert des zusätzlichen Flex-Gebots deutlich, welches einen zu großen Leistungsabruf, verursacht durch Prognoseungenauigkeiten verhindert.

4.2 Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

4.2.1 Erkenntnisse

- 1) Es konnte ein konsistentes Marktmodell durch die Spezifikation von Akteuren, Informationsflüssen, Datenmodellen und Prozessen erarbeitet werden, in dem sämtliche Prozesse automatisierbar und damit sehr kosteneffizient sind.

- 2) Das Marktmodell setzt die gelbe Ampelphase des BDEW in Form einer Brücke zwischen Netzseite und Marktseite um.
- 3) Das gleiche Konzept lässt sich in Form eines beschleunigten Verfahrens so einsetzen, dass die Informationspflichten gemäß der VDE Anwenderregel VDE-AR-N 4140 erfüllt werden können.
- 4) Es konnte durch einen 7-wöchigen Feldtest die grundsätzliche IKT-seitige Umsetzbarkeit des Marktmodells realitätsnah nachgewiesen werden.
- 5) Es konnte der positive Beitrag zur Netzstabilität nachgewiesen werden.
- 6) Ein regionaler Marktplatz zur kosteneffizienten Beschaffung von elektrischer Flexibilität im Verteilnetz zur Netzengpassvermeidung kann Wertschöpfungsvorteile für alle beteiligten Akteure bieten.
- 7) Für Verteilnetzbetreiber können diese Wertschöpfungsvorteile potentiell sehr groß werden, wenn Netzausbau durch die Flexibilitätsbeschaffung gespart werden kann.
- 8) Für Anlagen- und VK-Betreiber sind die Wertschöpfungspotentiale geringer, aber bei vollständiger Automatisierung kann dieser zusätzliche Markt zusätzliche Gewinne ermöglichen.

4.2.2 Handlungsempfehlungen

- 1) Die Wirtschaftlichkeit lokaler Flexibilitätsmärkte ist insbesondere für Verteilnetzbetreiber sowie Anlagen- und VK-Betreiber detaillierter zu untersuchen.
- 2) Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen lokaler Flexibilitätsmärkte sind ebenfalls zu untersuchen.
- 3) Ein wirksamer Mechanismus gegen das „Gaming“ einzelner Marktakteure muss etabliert werden
- 4) Das hier erarbeitete Marktmodell sollte mit anderen entstandenen und noch entstehenden Konzepten zur Ausgestaltung der gelben BDEW-Ampelphase verglichen werden.

4.3 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses

4.3.1 Wissenschaftliche Verwertbarkeit

- 1) Eine Dissertation zu dem Meta-Modell der Anforderungsanalyse und -darstellung in diesem Projekt wird voraussichtlich 2021 fertiggestellt.
- 2) Weitere Projekte mit dem Schwerpunkt lokaler Flexibilitätsmärkte werden von den Ergebnissen dieses Projekts profitieren.
- 3) In dem internationalen ERA-Net-Projekt *REgions* sollen die Erkenntnisse zu lokalen Flexibilitätsmärkten gemeinsam mit französischen und österreichischen Partnern auf die europäische Ebene übertragen und Know-How hierzu ausgetauscht werden.

4.3.2 Wirtschaftliche Verwertbarkeit

Im Nachgang zum Projekt ist es nun möglich, die erarbeiteten Ergebnisse in die VK-Lösung der Projektpartner zu integrieren. Dazu waren weitere Implementationsschritte und Konzepte notwendig, die eine Übertragbarkeit der Mechanismen sicherstellen.

Es wurden Erkenntnisse zur optimalen Steuerung des Lastverhaltens gewonnen, was zu einem deutlichen Wissensgewinn bezüglich des Flexibilitätseinsatzes geführt hat. Der Einsatz und die Steuerung von Flexibilitäten kann in Zukunft noch besser und netzdienlicher koordiniert werden. Der Netzausbau kann langfristig reduziert werden, dem Einsatz von Flexibilitäten kommt eine immer größer werdende Rolle zu.

Über das Projekt an sich und über die Ergebnisse wurde in verschiedenen Fachzeitschriften, auf Fachtagungen und Veranstaltungen der Energiebranche berichtet (z.B. Sitzung des Fachausschusses Energiespeicher beim BDEW am 27.11.2019 durch ENTEGA). Bei diesen Gelegenheiten war und ist es Interessierten weiterhin möglich, Beratungsleistungen zu Energiemarkt- und Netzthemen entweder direkt vor Ort in Anspruch zu nehmen oder ggf. Termine hierfür zu vereinbaren.

4.4 Fortschritte von anderen Stellen

Während der Laufzeit des Projekts gab es auch andere Forschungsprojekte, die sich mit dem Thema der lokalen Flexibilitätsmärkte beschäftigt haben. Während bei der Ausgestaltung durchaus einige Gemeinsamkeiten auftreten, sorgt der hier gewählte Fokus auf die Mittel- und Niederspannung und der dort auftretenden Engpässe für ein Alleinstellungsmerkmal. Auch die Einführung eines Flex-Gebot Anteils unter Einbeziehung einer Netzautomatisierung findet sich kein zweites Mal.

4.5 Veröffentlichungen

Projektbezogene Veröffentlichungen im Rahmen des Forschungsprojektes Grid Integration:

- @ ENTEGA, Ausgabe 3 (Oktober 2019):
Forschungsprojekt Grid Integration – Verteilnetze stabilisieren das Gesamtsystem
- netzpraxis, Ausgabe 11/2019:
Austausch von Energie zwischen benachbarten Netzzellen
- Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze“, Berlin (2019)
Paulat, F.; Kotthaus, K.; Zdrallek, M.; Petermann, D.; Fenn, B.:
Doppelnutzung einer lokalen Flexibilitätshandelsplattform zum Netzengpassmanagement nach VDE-AR-N 4140
- Tagungsband zum 15. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2018)
Paulat, F.; Hermanns, J.; Kotthaus, K.; Pack, S.; Meese, J.; Zdrallek, M.:
Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene

- Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2018)
Antoni, O.; Hilpert, J.; Paulat, F.; Zdrallek, M.:
Rechtliche Rahmenbedingungen für den Aufbau eines Flexibilitätsmarktes
- Proceedings of the Solar Integration Workshop, Berlin (2017)
Paulat, F.; Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Zdrallek, M.; le Pivert, X.:
State Forecasting in Smart Distribution Grids: Experiences of State Forecasting by using Solar Generation Forecasts in real Distribution Grids
- Tagungsband zum 158 internationalen ETG Kongress (2019)
F. Paulat, K. Korotkiewicz, M. Zdrallek, A. Liebelt
Local flexibility markets as complement of the Smart Grid

Literaturverzeichnis

- [1] J. Meese, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek, J. Winkler, J. Antoni, M. Stiegler und W. Friedrich, „Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz,“ 145 ETG Fachtagung "von Smart Grids zu Smart Markets", Kassel, 2015.
- [2] R. Apel und e. al, „Regionale Flexibilitätsmärkte,“ VDE ETG, Frankfurt am Main, 2015.
- [3] C. E. M.-S. ,. R. J. T. Ray D. Zimmerman, „MATPOWER's Extensible OptimalPower Flow Architecture“.
- [4] K. Korotkiewicz, M. Ludwig, M. Stötzel, M. Zdrallek, T. Braje, U. Dietzler und W. Friedrich, „State Forecasting in Smart Distribution Grids: A Modular Approach using CAR-MA-Algorithm,“ Cired, Glasgow, 2017.
- [5] BDEW, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz,“ BDEW, Berlin, 2017.

5 Anhang A: Spezifikation des Marktmodells

Hauptautor: Andreas Liebelt

Dieser Anhang enthält die vollständige Spezifikation des energiewirtschaftlichen Marktmodells als Ergebnis einer UML-basierten Systemanalyse.

5.1 Überblick

Das Marktmodell des Forschungsprojektes »Grid Integration« zeichnet sich insbesondere durch folgende Eigenschaften aus:

- **Flexibilität:** Große Gestaltungsspielräume im Aufbau und in den Prozessen des Marktes (z.B. beliebiger Ausschreibungsvorlauf und -intervall) und damit Übertragbarkeit auf alle Umgebungsbedingungen.
- **Datensparsamkeit:** Vollständige Anonymisierung der Marktteilnehmer bei gleichzeitig sicherer Authentifizierung.
- **Netzdatenabstraktion:** Stark abstrahierte Netzdaten in Form von Sensitivitäts- und Admittanzmatrix, aus denen die Netztopologie nicht zurückgerechnet werden kann.
- **Automatisierung:** Vollständige Automatisierung für eine schnelle und kosteneffiziente Abwicklung des Handels zwischen den Marktteilnehmern.
- **Informationskaskade:** Zusätzliche Abwicklung des sehr schnellen Informationsaustauschs im Kontext der VDE-AR-N 4140 Anwendungsregel »Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen«.

Gleichzeitig gibt es aktuell noch gewisse Einschränkungen, welche beim Design nicht berücksichtigt werden konnten:

- Vorgelagerte und nachgelagerte Aktionen, die nicht spezifisch für dieses Marktmodell sind, werden weggelassen (z.B. Gründung, Abrechnung)
- Es wird in allen Fällen angenommen, dass
 - o keine Fehler bei Informationsflüssen oder in Aktionen auftreten
 - o immer mit »Friendly Actors« interagiert wird, welche immer die richtigen Dinge immer rechtzeitig liefern und tun

- Wechselwirkungen durch Änderungen von Daten, welche aktiven Aktionen und darauffolgenden Aktionen zugrunde liegen (Nebenläufigkeiten bzw. Racing-Conditions) werden nicht betrachtet
- Das Löschen von Konten und das Zurücknehmen bzw. Übertragen von Berechtigungen wird ebenfalls nicht betrachtet, genau so wenig wie ein Abwickeln des Marktes
- Einzelne Teile des Marktdesigns, welche für das Projekt nicht essentiell waren wurden nicht ausspezifiziert, dies wird an den entsprechenden Stellen erwähnt

5.2 Anforderungsmodell

Das Marktmodell (siehe Abbildung 58) besteht aus *Akteuren*, angetrieben durch *Motivationen*, an einem *Wertschöpfungssystem* teilzunehmen. Motivationen können z.B. Geschäftsmodelle oder die Einhaltung regulatorischer Vorgaben sein. Zur Realisierung der Motivation bedarf es eines Geschäftsprozesses, welcher im *Geschäftssystemkontext* als Black-Box betrachtet wird. Hier werden alle Systeme erfasst, die außerhalb des direkten Einflussbereichs des Geschäftsprozesses liegen. Für diese Systeme werden alle Informationsflüsse über die Systemgrenze erfasst. Im *Geschäftsdatenmodell* wird der Inhalt der Informationsflüsse detailliert dargestellt. Im letzten Schritt wird der *Geschäftsprozess* als White-Box betrachtet, um zu erfassen wie dieser intern abläuft. Elemente, die Gegenstand von F&E sind, werden in Helltürkis und alle anderen (z.B. Reales, Operatives) in Oker dargestellt.

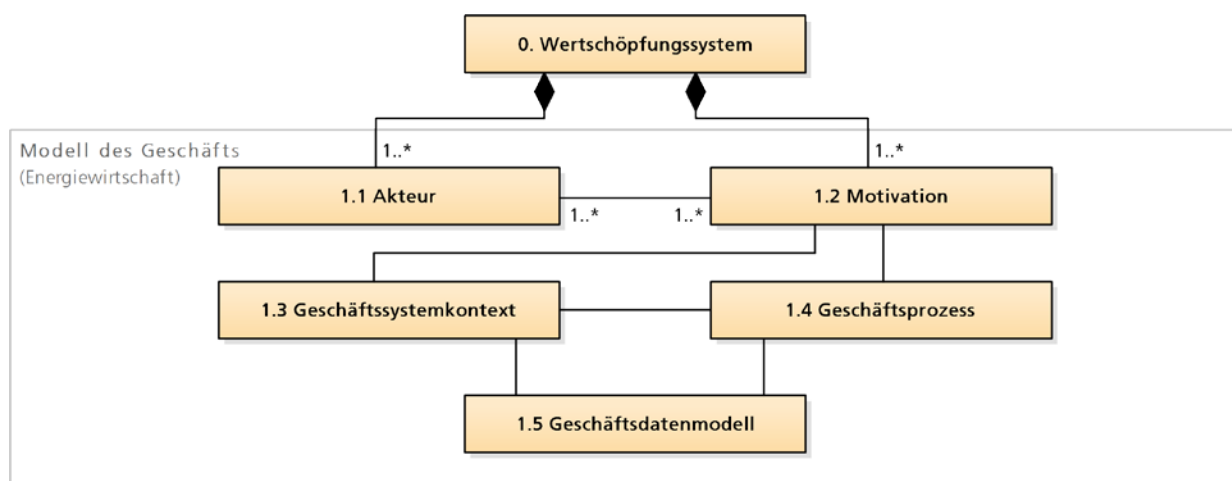


Abbildung 56 Das Anforderungsmodell des geschäftlich energiewirtschaftlichen Kontextes

5.3 Akteure

Am *Wertschöpfungssystem* »Grid Integration« Verteilnetz-Flexibilitäts-Handel« beteiligen sich insgesamt bis zu vier Akteure (siehe Abbildung 59):

- VFH-Betreiber
- VNB

- *Nachbar-VNB* (tritt u.a. als VFH-Bieter auf)
- *Anlagen-Betreiber* (kann ein *Einzel-Anlagen-Betreiber* oder ein *VK-Betreiber* sein)

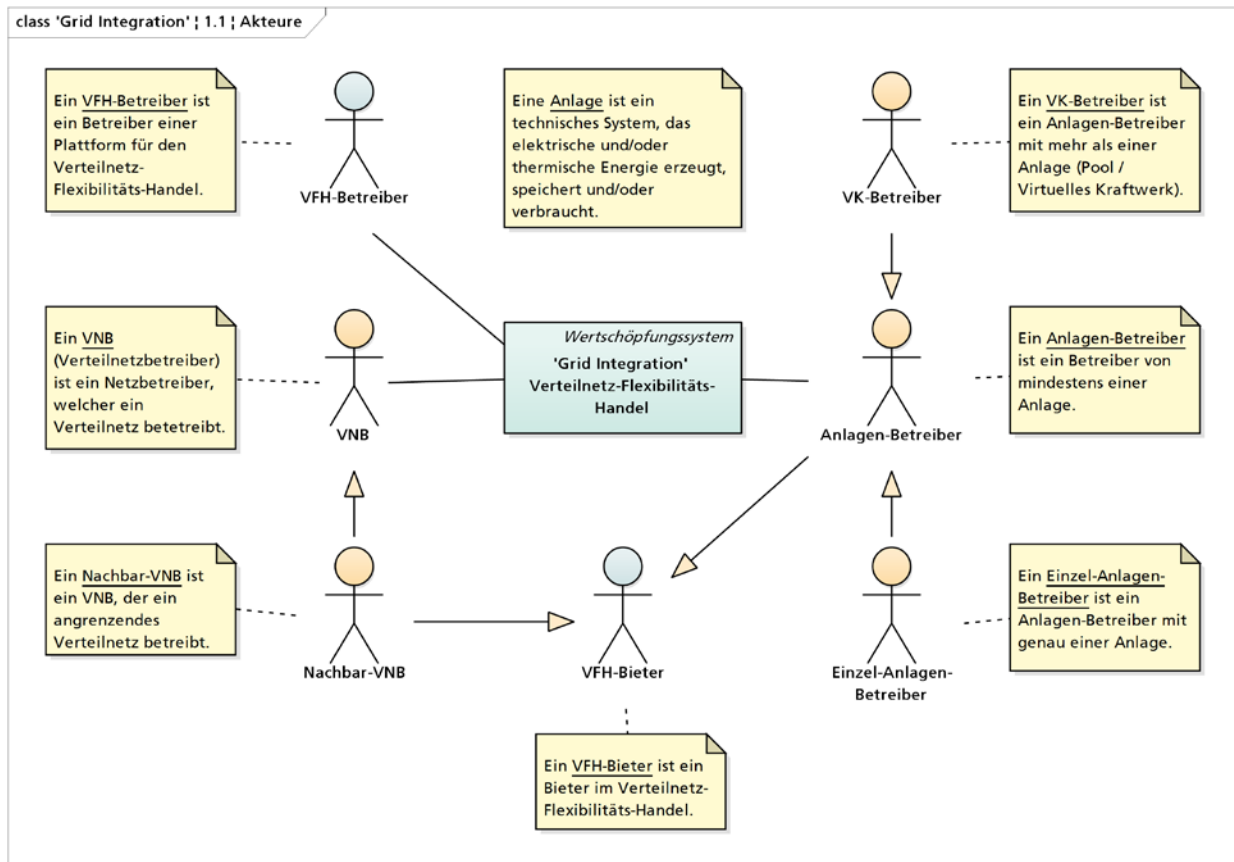


Abbildung 57 „Grid Integration“ | 1.1 | Akteure

5.4 Motivationen

Abbildung 60 zeigt alle *Motivationen* der Akteure zur Teilnahme am *Wertschöpfungssystem* »'Grid Integration' Verteilnetz-Flexibilitäts-Handel«. Als Prämisse wurde in diesem Projekt angenommen, dass für jeden Akteur ein *Geschäftsmodell* als Motivation besteht.

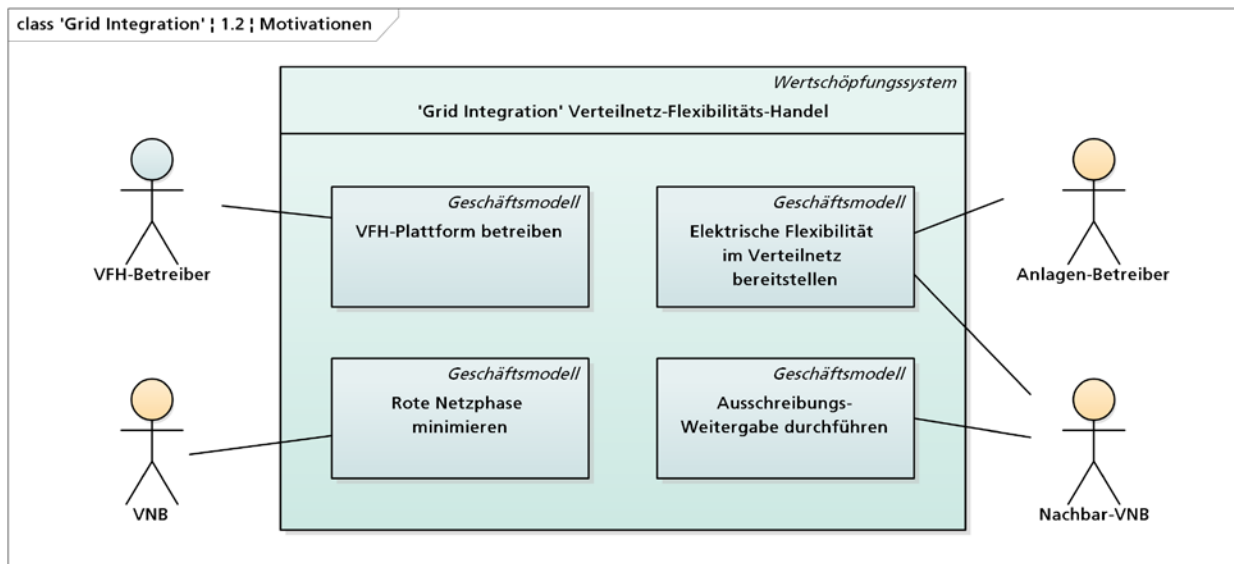


Abbildung 58 „Grid Integration“ | 1.2 | Motivationen

Die folgende Tabelle zeigt die Motivationen mit wichtigen Attributen.

Akteur	Motivationstyp	Bezeichnung	Notizen
VFH-Betreiber	Geschäftsmodell	VFH-Plattform betreiben	
VNB	Geschäftsmodell	Rote Netzphase minimieren	Es wurde angenommen, dass für VNB zukünftig ein Anreiz existieren muss, intelligente Lösungen im Sinne einer Kostenvermeidung für Investments zu bevorzugen.
Anlagen-Betreiber, Nachbar-VNB	Geschäftsmodell	Elektrische Flexibilität im Verteilnetz bereitstellen	
Nachbar-VNB	Geschäftsmodell	Ausschreibungs-Weitergabe durchführen	

Tabelle 9 Übersicht über die Motivationen

5.5 Geschäftsmodell »VFH-Plattform betreiben«

5.5.1 Geschäftssystemkontext

Abbildung 61 zeigt den *Geschäftssystemkontext* mit dem Geschäftsmodell und allen Informationsflüssen, welche im Rahmen des Geschäftsmodell auftreten, von und zu allen externen Systemen (in diesem Fall Akteure).

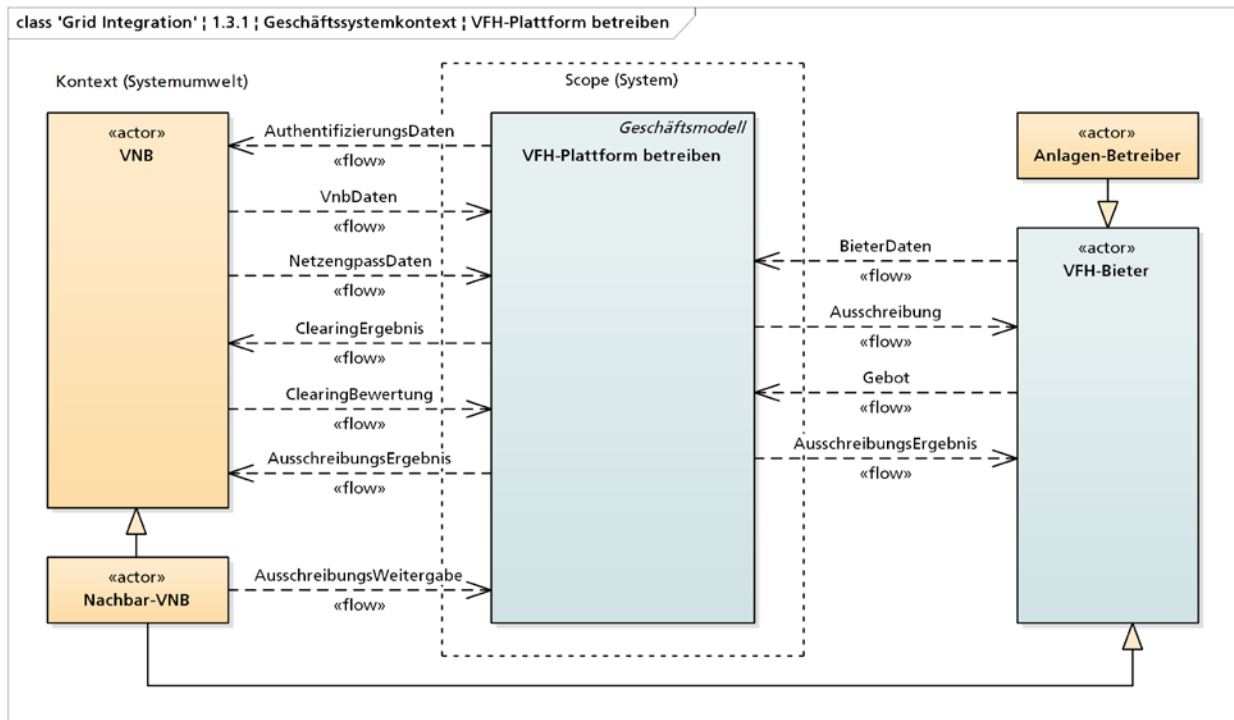


Abbildung 59 „Grid Integration“ | 1.3.1 | Geschäftssystemkontext | VFH-Plattform betreiben

5.5.2 Geschäftsprozesse

5.5.2.1 Geschäftsprozesslandkarte

Die Geschäftsprozesslandkarte (siehe Abbildung 62) zeigt alle geschäftlichen Anwendungsfälle (Business-Use-Cases) zur Umsetzung des Geschäftsmodells. Hierfür werden im Folgenden nur die Kernprozesse ausspezifiziert.

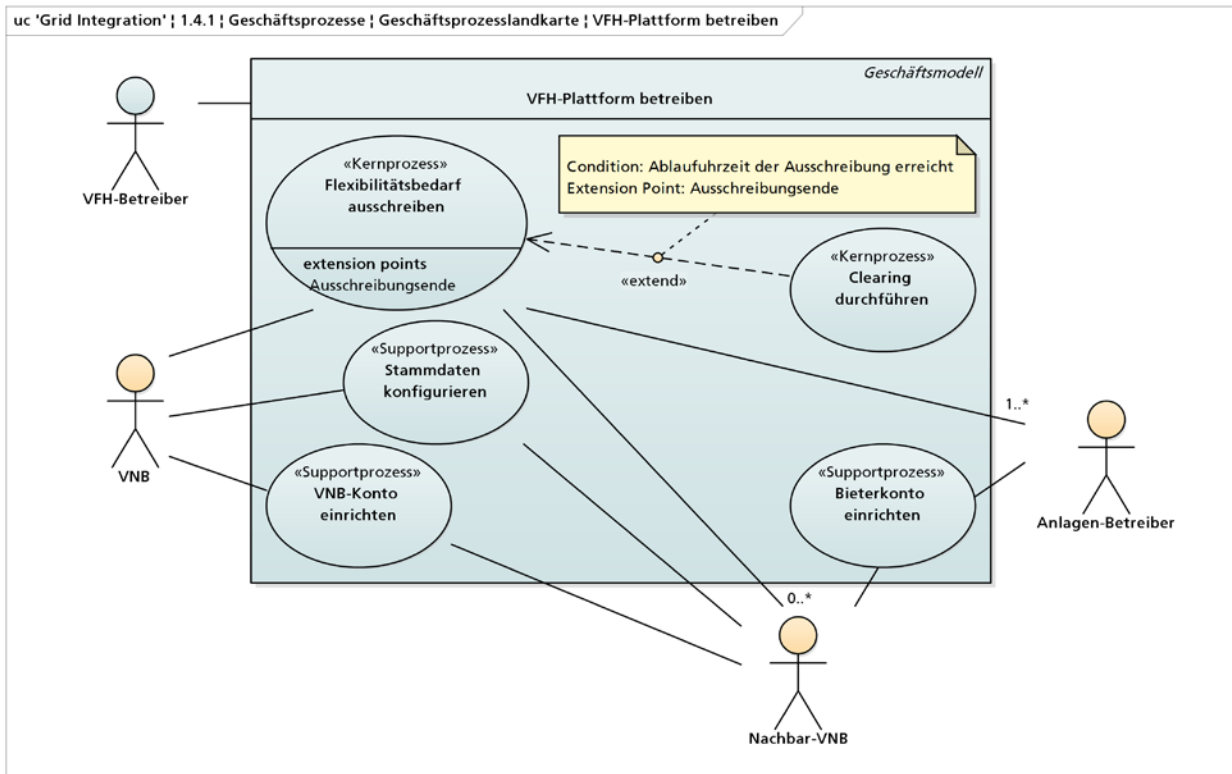


Abbildung 60 „Grid Integration“ | 1.4.1 | Geschäftsprozesse | Geschäftsprozesslandkarte | VFH-Plattform betreiben

5.5.2.2 Kernprozess »Flexibilitätsbedarf ausschreiben«

Das Aktivitätsdiagramm (siehe Abbildung 63) zeigt den Ablauf des Kernprozesses.

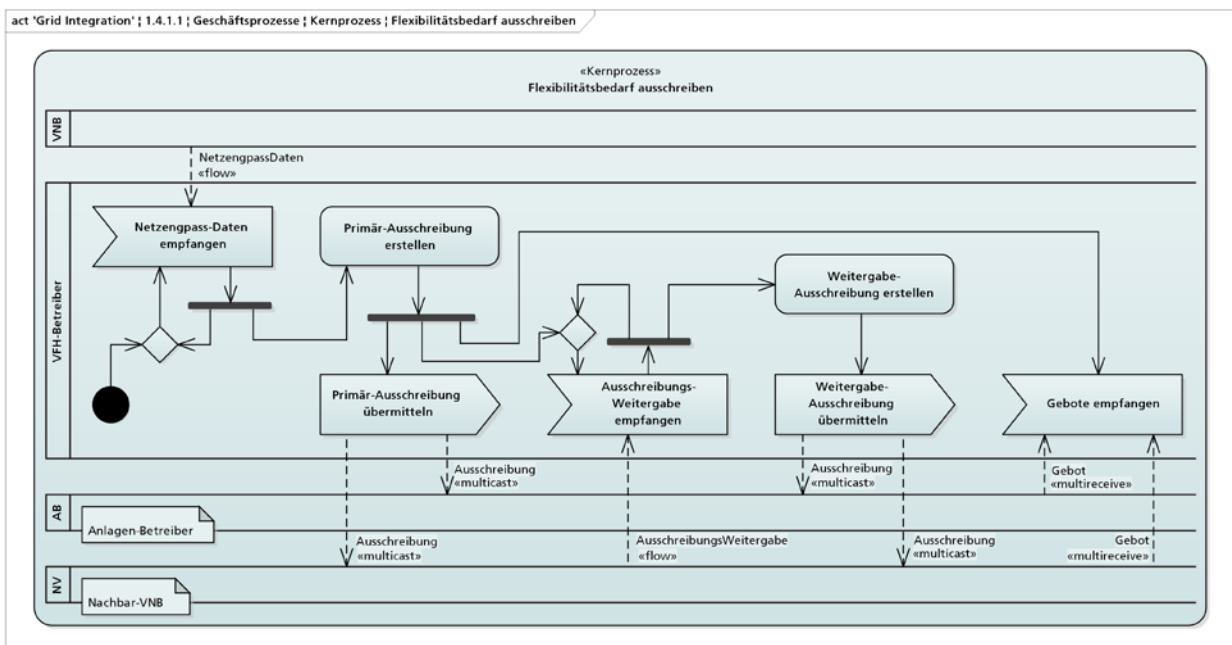


Abbildung 61 „Grid Integration“ | 1.4.1.1 | Geschäftsprozesse | Kernprozess | Flexibilitätsbedarf ausschreiben

5.5.2.3 Kernprozess »Clearing durchführen«

Das Aktivitätsdiagramm zeigt den Ablauf des Kernprozesses.

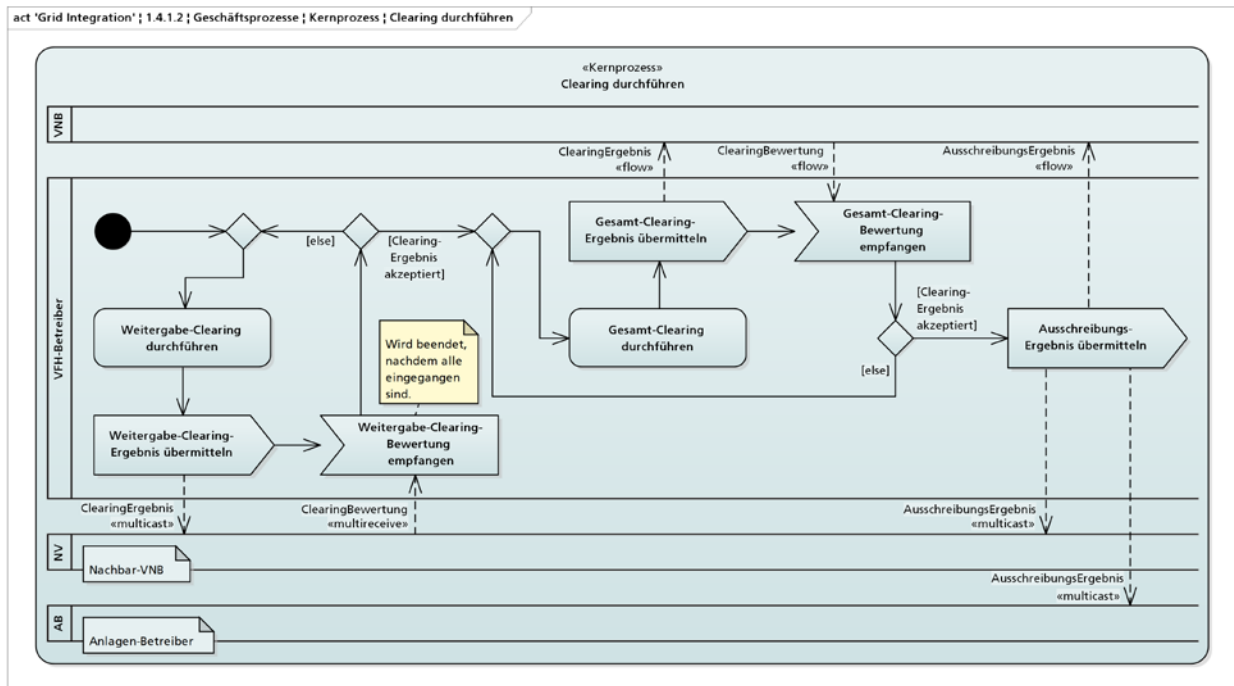


Abbildung 62 „Grid Integration“ | 1.4.1.2 | Geschäftsprozesse | Kernprozess | Clearing durchführen

5.6 Geschäftsmodell »Rote Netzphase minimieren«

5.6.1 Geschäftssystemkontext

Abbildung 65 zeigt den *Geschäftssystemkontext* mit dem Geschäftsmodell und allen Informationsflüssen, welche im Rahmen des Geschäftsmodell auftreten, von und zu allen externen Systemen (in diesem Fall Akteure).

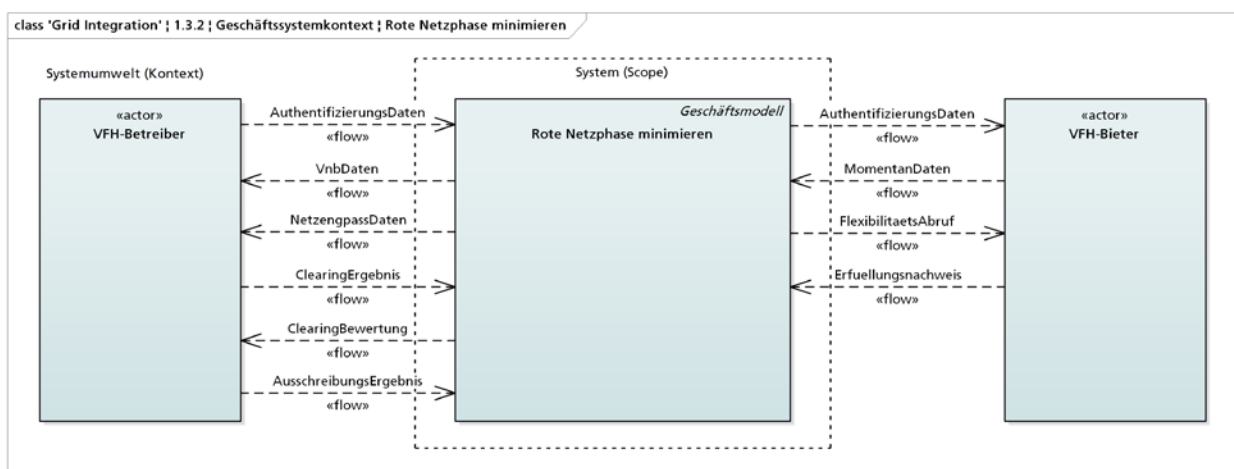


Abbildung 63 „Grid Integration“ | 1.3.2 | Geschäftssystemkontext | Rote Netzphase minimieren

5.6.2 Geschäftsprozesse

5.6.2.1 Geschäftsprozesslandkarte

Die Geschäftsprozesslandkarte (siehe Abbildung 66) zeigt alle geschäftlichen Anwendungsfälle (Business-Use-Cases) zur Umsetzung des Geschäftsmodells. Hierfür werden im Folgenden keine Geschäftsprozesse ausspezifiziert.

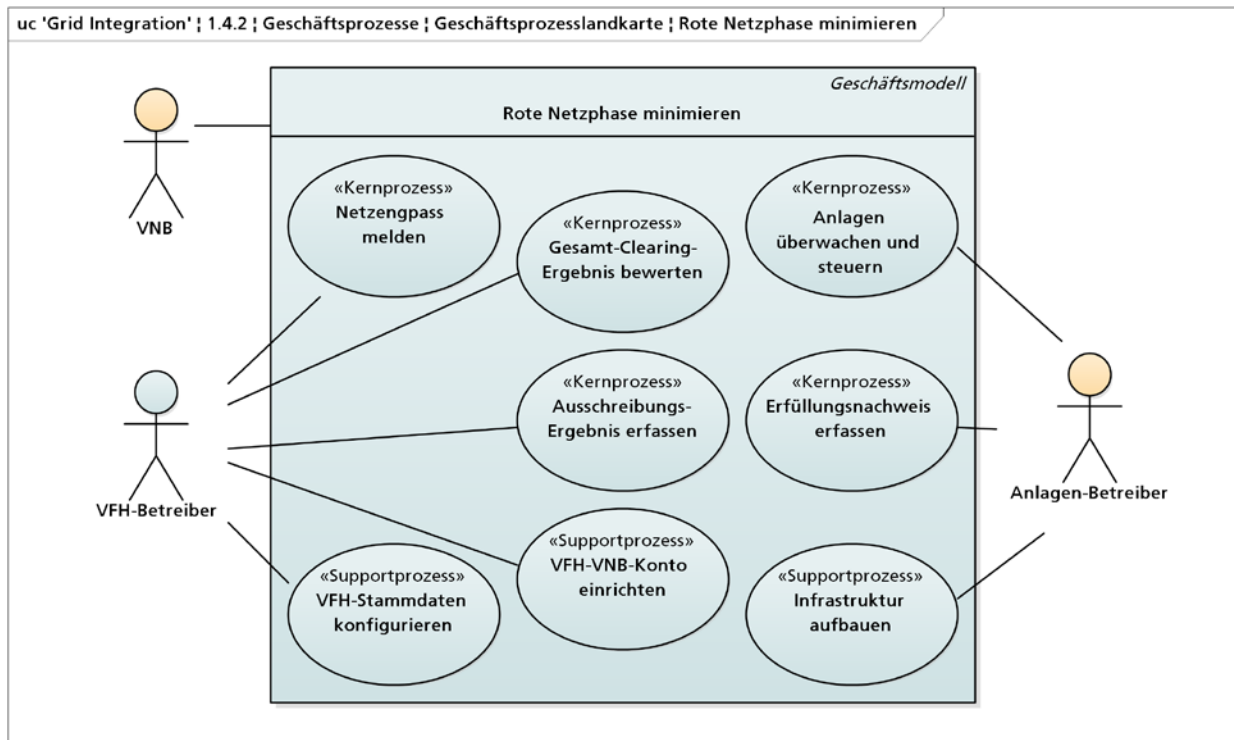


Abbildung 64 „Grid Integration“ | 1.4.2 | Geschäftsprozesse | Geschäftsprozesslandkarte | Rote Netzphase minimieren

5.7 Geschäftsmodell »Elektrische Flexibilität im Verteilnetz bereitstellen«

5.7.1 Geschäftssystemkontext

Abbildung 67 zeigt den *Geschäftssystemkontext* mit dem Geschäftsmodell und allen Informationsflüssen, welche im Rahmen des Geschäftsmodell auftreten, von und zu allen externen Systemen (in diesem Fall Akteure).

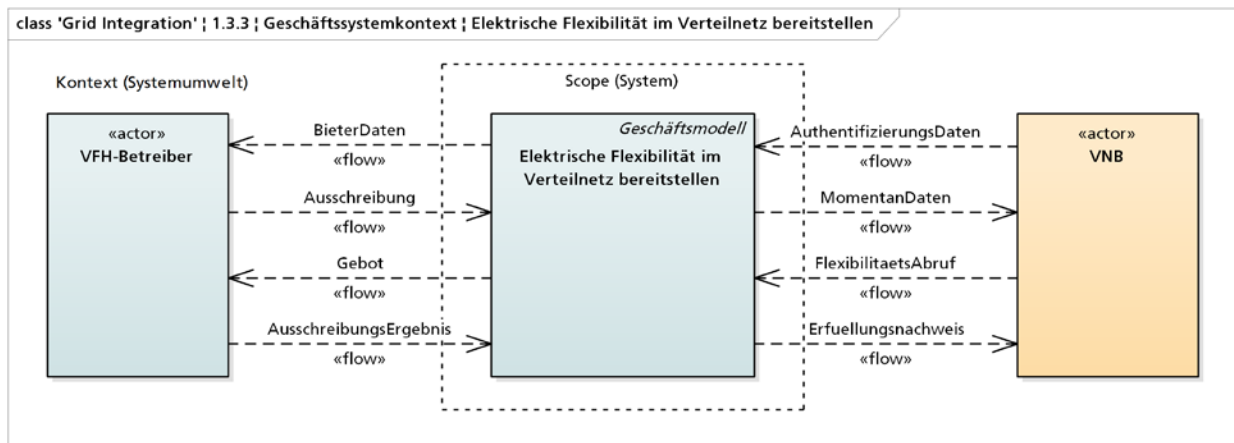


Abbildung 65 „Grid Integration“ | 1.3.3 | Geschäftssystemkontext | Elektrische Flexibilität im Verteilnetz bereitstellen

5.7.2 Geschäftsprozesse

5.7.2.1 Geschäftsprozesslandkarte

Die Geschäftsprozesslandkarte (siehe Abbildung 68) zeigt alle geschäftlichen Anwendungsfälle (Business-Use-Cases) zur Umsetzung des Geschäftsmodells. Hierfür werden im Folgenden keine Geschäftsprozesse ausspezifiziert.

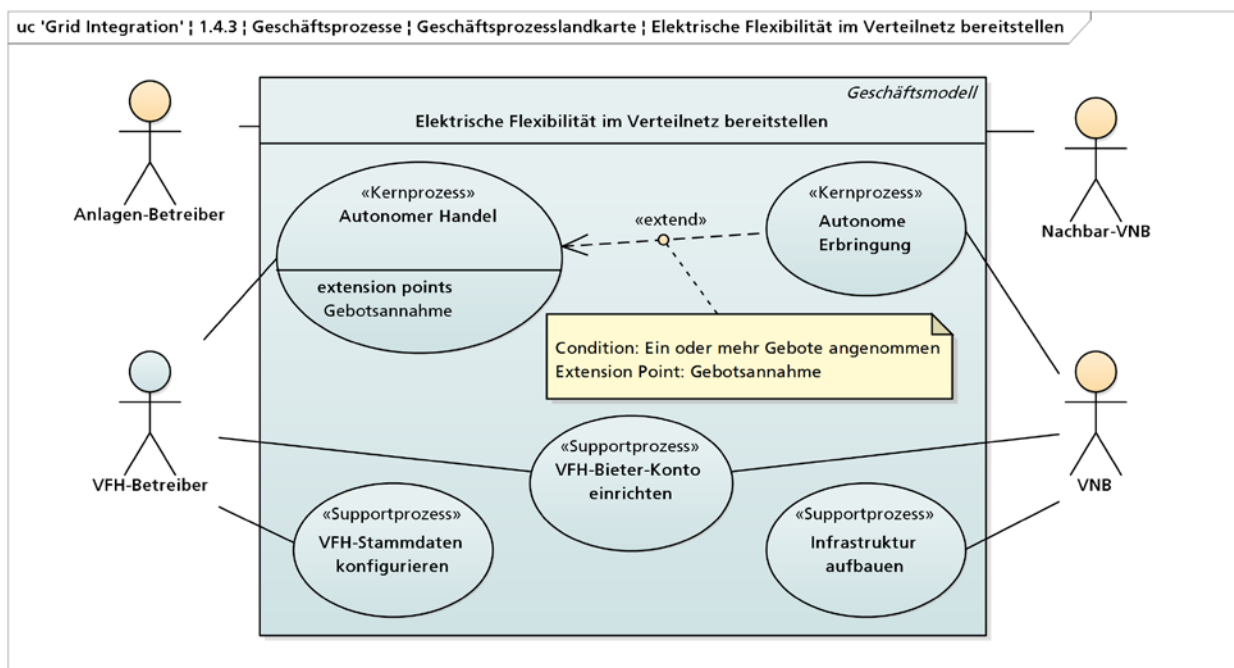


Abbildung 66 „Grid Integration“ | 1.4.3 | Geschäftsprozesse | Geschäftsprozesslandkarte | Elektrische Flexibilität im Verteilnetz bereitstellen

5.8 Geschäftsmodell »Ausschreibungs-Weitergabe durchführen«

5.8.1 Geschäftssystemkontext

Abbildung 65 zeigt den *Geschäftssystemkontext* mit dem Geschäftsmodell und allen Informationsflüssen, welche im Rahmen des Geschäftsmodell auftreten, von und zu allen externen Systemen (in diesem Fall Akteure).

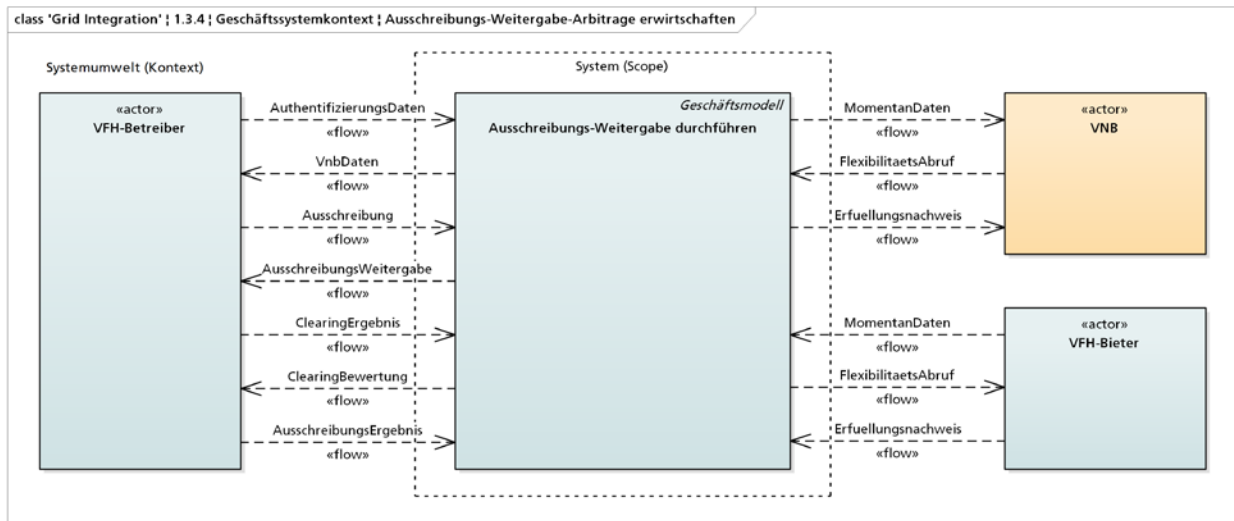


Abbildung 67 „Grid Integration“ | 1.3.4 | Geschäftssystemkontext | Ausschreibungs-Weitergabe durchführen

5.8.2 Geschäftsprozesse

5.8.2.1 Geschäftsprozesslandkarte

Die Geschäftsprozesslandkarte (siehe Abbildung 70) zeigt alle geschäftlichen Anwendungsfälle (Business-Use-Cases) zur Umsetzung des Geschäftsmodells. Hierfür werden im Folgenden keine Geschäftsprozesse ausspezifiziert.

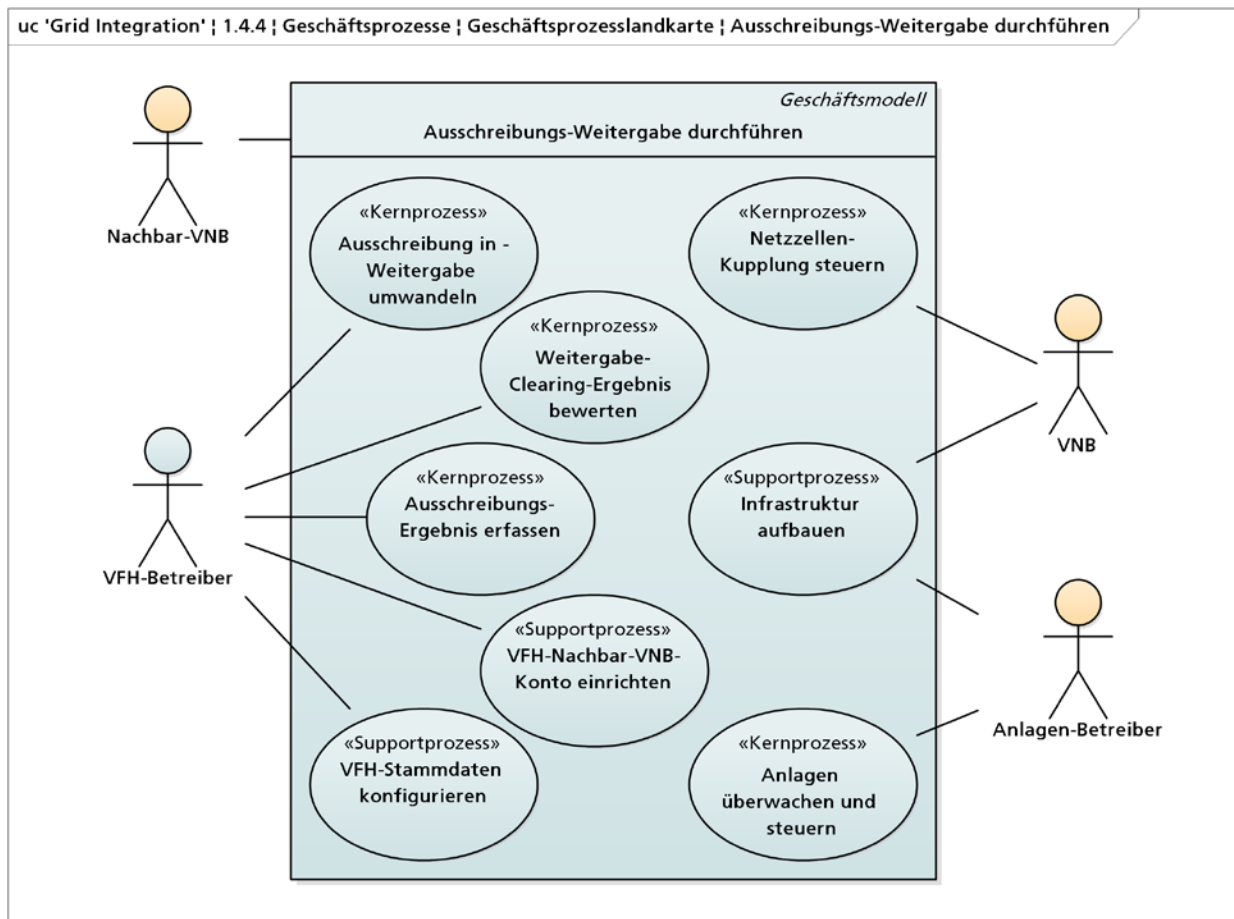


Abbildung 68 „Grid Integration“ | 1.4.4 | Geschäftsprozesse | Geschäftsprozesslandkarte | Ausschreibungs-Weitergabe durchführen

5.9 Geschäftsdatenmodell

5.9.1 Authentifizierungs-Daten

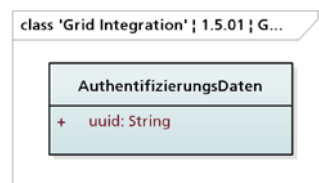


Abbildung 69 „Grid Integration“ | 1.5.01 | Geschäftsdatenmodell | AuthentifizierungsDaten

Element	Beschreibung
AuthentifizierungsDaten	Diese Klasse kapselt die Informationen für die Authentifizierung von VNB und VFH-Bietern.
+ uuid	Für die Authentifizierungs-Prozesse des VFH-Betreibers werden durch diesen generierte UUIDs verwendet.

5.9.2 VNB-Daten

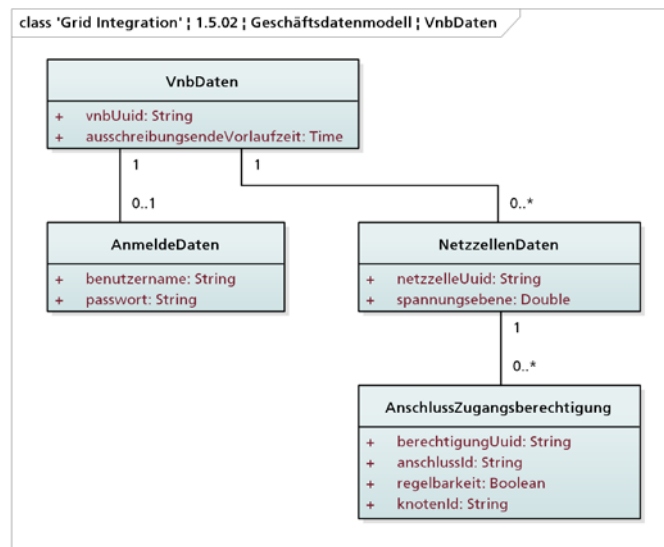


Abbildung 70 „Grid Integration“ | 1.5.02 | Geschäftsdatenmodell | VnbDaten

Element	Beschreibung
VnbDaten	Diese Klasse kapselt die Informationen für den VNB. Sie kann 0..1 <i>AnmeldeDaten</i> referenzieren. Sie kann 0..* <i>NetzzellenDaten</i> referenzieren, welche wiederum 0..* <i>AnschlussZugangsberechtigung</i> referenzieren kann.
+ vnbUuid	Die UUID, welche dem VNB durch den VFH-Betreiber zugewiesen und übermittelt wurde.
+ ausschreibungsendeVorlaufzeit	Über die <i>Ausschreibungsende-Vorlaufzeit</i> kann jeder VNB angegeben, wie lange vor einem Netzengpass jede Ausschreibung enden soll.
AnmeldeDaten	Ein VNB vergibt erstmalig seine <i>Anmelde-Daten</i> nachdem er sich mithilfe der UUID authentifiziert hat, welche er vom VFH-Betreiber erhalten hat, und richtet somit ein VNB-Konto ein.
+ benutzername	
+ password	
NetzzellenDaten	Ein VNB übermittelt die Daten für alle seine Netzzellen an den VFH-Betreiber.
+ netzzelleUuid	Deutschlandweit eindeutige UUID der Netzzelle.
+ spannungsebene	Spannungsebene der Netzzelle.
AnschlussZugangsberechtigung	Ein VNB legt diese Daten fest. Ein potentieller VFH-Bieter erhält vom VNB für jede <i>Anschluss-ID</i> eine <i>Berechtigung-UUID</i> zur Authentifizierung, welche vom VFH-Betreiber generiert wurde. Mit der ersten Berechtigung-UUID kann

ein Bieter-Konto eingerichtet und mit jedem weiteren Zugang zu weiteren Netzzellen erlangt werden. Passende Bieter zu einer Ausschreibung werden über die *Knoten-IDs* gefunden. Einer Knoten-ID können mehrere Anschluss-IDs zugeordnet sein.

+ berechtigungUuid

+ anschlussId

+ regelbarkeit

Regelbarkeit bedeutet, dass für den Anschluss *Momentan-Daten* geliefert werden und *Flexibilitäts-Abrufe* durchgeführt werden können. *Flex-Gebote* zusätzlich zu *Fix-Geboten* werden hiermit möglich.

+ knotenId

5.9.3 Bieter-Daten

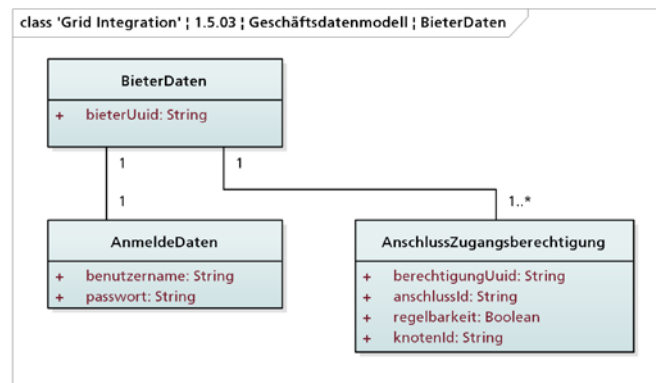


Abbildung 71 „Grid Integration“ | 1.5.03 | Geschäftsdatenmodell | BieterDaten

Element	Beschreibung
BieterDaten	Diese Klasse kapselt die Informationen für den VNB. Sie referenziert 1 <i>AnmeldeDaten</i> . Sie referenziert 1..* <i>AnschlussZugangsberechtigung</i> .
+ bieterUuid	Die Bieter-UUID wird automatisch durch den VFH-Betreiber bei der erstmaligen Kontoeinrichtung generiert.
AnmeldeDaten	Ein VFH-Bieter vergibt erstmalig seine <i>Anmelde-Daten</i> nachdem er sich mithilfe der ersten <i>Berechtigung-UUID</i> authentifiziert hat, welche er von einem VNB erhalten hat, und richtet somit ein Bieter-Konto ein.
+ benutzername	
+ password	

AnschlussZugangsberechtig

(siehe Kapitel 5.9.2) Ein VNB legt diese Daten fest. Jede Anschluss-Zugangsberechtigung ist mit einem Bieter verknüpft und verknüpft Bieter somit über die Knoten-ID mit den Ausschreibungen.

+ berechtigungUuid

+ anschlussId

+ regelbarkeit

+ knotenId

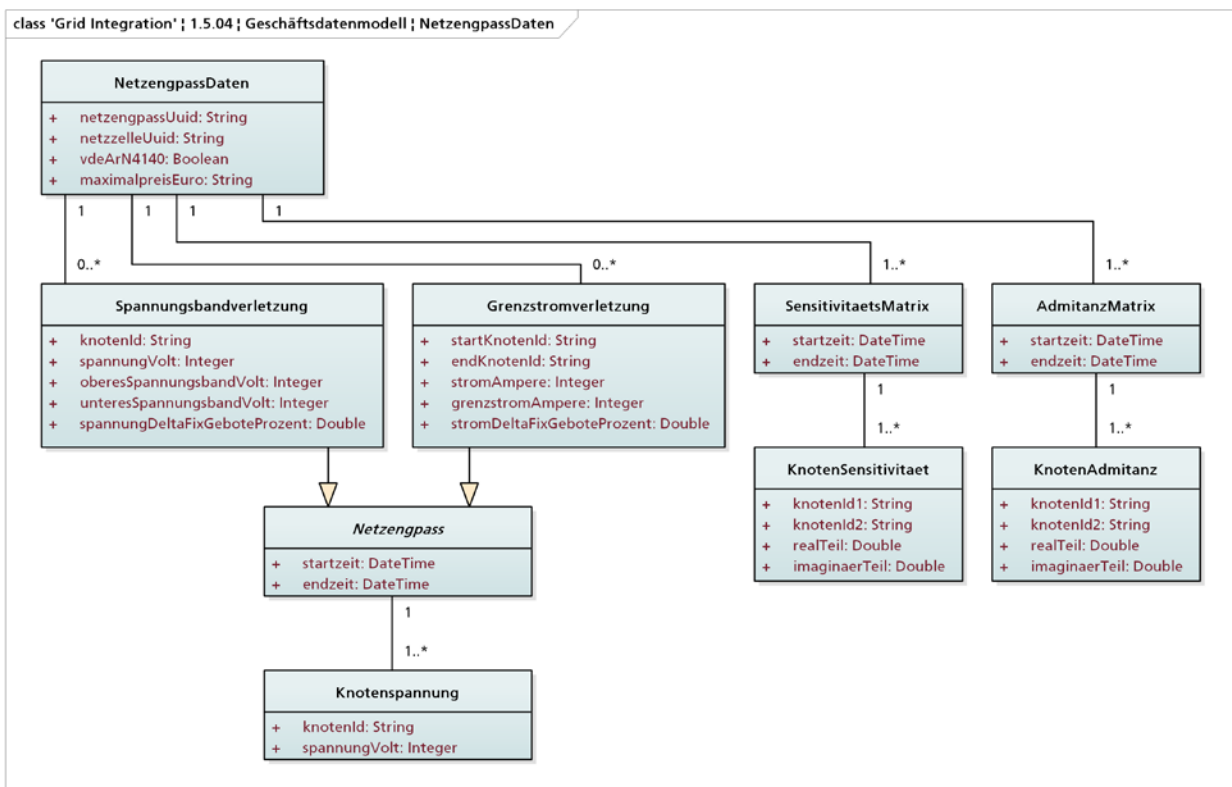
5.9.4 Netzengpass-Daten

Abbildung 72 „Grid Integration“ | 1.5.04 | Geschäftsdatenmodell | NetzengpassDaten

Element**Beschreibung****NetzengpassDaten**

Diese Klasse kapselt die Informationen für die *NetzengpassDaten* eines VNB. Sie referenziert 0..* *Spannungsbandverletzungen* und 0..* *Grenzstromverletzungen*, welche beide auf *Netzengpass* basieren und wiederum 1..* *Knotenspannungen* referenziert. Außerdem referenziert *NetzengpassDaten* auf 1..* *SensitivitaetsMatrixen*, welche wiederum auf 1..* *KnotenSensitivitaeten* referenziert. Außerdem

	referenziert NetzengpassDaten auf 1..* <i>Admintanz-Matrixen</i> , welche wiederum auf 1..* <i>KnotenAdmitanzen</i> referenziert.
+ netzengpassUuid	UUID dieser NetzengpassDaten (wird durch Marktplattform vergeben).
+ netzzelleUuid	UUID der Netzzelle, in welcher der Netzengpass/die Netzengpässe erkannt wurde/n.
+ vdeArN4140	Signalisiert, ob dies eine normale Ausschreibung ist (=false) oder ein beschleunigter Informationsaustausch entsprechend VDE AR-N 4140 (=true).
+ maximalpreisEuro	Maximalpreis, welcher der VNB bereit ist für die Behebung des Netzengpasses zu bezahlen.
Netzengpass	Abstrakte Klasse mit den gemeinsamen Attributen beider Ausprägungen von Netzengpassen (s.u.).
+ startzeit	Beginn des Netzengpasses.
+ endzeit	Ende des Netzengpasses.
Spannungsbandverletzung	Repräsentiert den Netzengpass Spannungsbandverletzung.
+ knotenId	Knoten-ID, an dem die Spannungsbandverletzung auftritt.
+ spannungVolt	Die Spannung an diesem Knoten.
+ oberesSpannungsbandVolt	Obere Grenze des erlaubten Spannungsbands.
+ unteresSpannungsbandVolt	Untere Grenze des erlaubten Spannungsbands.
+ spannungDeltaFixGeboteProzent	Anteil der Spannungsbandverletzung, die als sicher eintreffend gewertet wird.
Grenzstromverletzung	Repräsentiert den Netzengpass Grenzstromverletzung.
+ startKnotenId	Von dieser Knoten-ID zu der nächsten tritt die Grenzstromverletzung auf.
+ endKnotenId	Zu dieser Knoten-ID von der vorherigen tritt die Grenzstromverletzung auf.
+ stromAmpere	Die Stromstärke zwischen den beiden Knoten.
+ grenzstromAmpere	Die obere erlaubte Stromstärke zwischen den beiden Knoten.
+ stromDeltaFixGeboteProzent	Anteil der Grenzstromverletzung, die als sicher eintreffend gewertet wird.
Knotenspannung	Repräsentiert die Spannungen an allen anderen Knoten.

+ knotenId	
+ spannungVolt	Spannung an diesem Knoten.
SensitivitaetsMatrix	Repräsentiert den Einfluss einer Stromänderung an einem Knoten auf die Spannung eines anderen Knotens.
+ startzeit	Beginn der Gültigkeit dieser <i>SensitivitaetsMatrix</i> .
+ endzeit	Ende der Gültigkeit dieser <i>SensitivitaetsMatrix</i> .
KnotenSensitivitaet	Repräsentiert den komplexen Wert einer Sensitivität zwischen den beiden Knoten.
+ knotenId1	
+ knotenId2	
+ realTeil	
+ imaginaerTeil	
AdmitanzMatrix	Repräsentiert die Admitanz (Begriff aus der Elektrotechnik, gleichwertig mit komplexer Leitwert. Sie bezeichnet das Verhältnis von sinusförmigem Wechselstrom, der durch einen linearen Verbraucher (Bauelement, Leitung usw.) fließt, zur daran anliegenden Wechselspannung.) zwischen zwei Knoten.
+ startzeit	Beginn der Gültigkeit dieser <i>AdmitanzMatrix</i> .
+ endzeit	Ende der Gültigkeit dieser <i>AdmitanzMatrix</i> .
KnotenAdmitanz	Repräsentiert den komplexen Wert einer Admitanz zwischen den beiden Knoten.
+ knotenId1	
+ knotenId2	
+ realTeil	
+ imaginaerTeil	

5.9.5 Ausschreibung

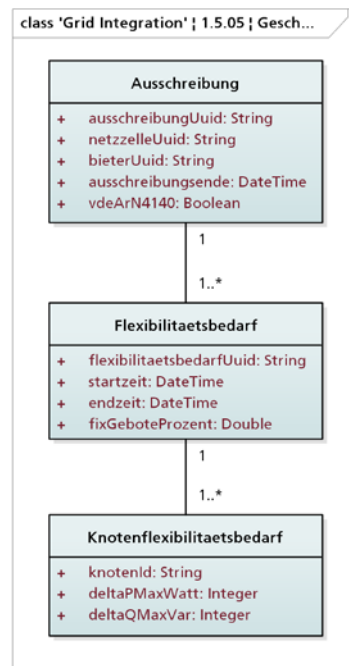


Abbildung 73 „Grid Integration“ | 1.5.05 | Geschäftsdatenmodell | Ausschreibung

Element	Beschreibung
Ausschreibung	Diese Klasse kapselt die Informationen für die <i>Ausschreibung</i> durch die Marktplattform. Diese resultiert aus einer Übermittlung von Netzengpass-Daten oder einer Ausschreibungs-Weitergabe und ist für jeden Bieter in der jeweiligen Netzzelle-UUID, entsprechend seiner Knoten-IDs an welchen er Anschluss-IDs hat maßgeschneidert. Die Ausschreibung referenziert 1..* <i>Flexibilitaetsbedarfe</i> , welche wiederum 1..* <i>Knotenflexibilitaetsbedarfe</i> referenziert.
+ ausschreibungUuid	UUID dieser Ausschreibung.
+ netzzelleUuid	Netzzelle, für welche diese Ausschreibung gilt.
+ bieterUuid	UUID des Bieters, für welchen diese Ausschreibung maßgeschneidert wurde.
+ ausschreibungsende	Das <i>Ausschreibungsende</i> muss größer gleich 30 Min. vor der <i>Startzeit</i> liegen und wird nur angegeben, wenn keine Ausschreibung nach VDE-AR-N 4140 vorliegt.
+ vdeArN4140	Ist dies eine Ausschreibung nach VDE-AR-N 4140 (=true), dann muss umgehend der maximale physikalisch mögliche Flexibilitätsbedarf als Gebot ohne Preis zurück übermittelt werden.
Flexibilitaetsbedarf	Repräsentiert einen Flexibilitätsbedarf zur Behebung eines Netzengpasses.

+ flexibilitaetsbedarfUuid	UUID dieses Flexibilitätsbedarfs.
+ startzeit	Startzeit des Flexibilitätsbedarfs.
+ endzeit	Endzeit des Flexibilitätsbedarfs.
+ fixGeboteProzent	<i>Fix-Gebote-Prozent</i> $W=[0; 100]$ gibt an, welcher Anteil des Flexibilitätsbedarfs aus Fix-Geboten gedeckt wird. Der restliche Flexibilitätsbedarf wird aus Flex-Geboten gedeckt. Werden keine Fix-Gebote abgegeben, dann kann der Bedarf auch aus Flex-Geboten gedeckt werden.
Knotenflexibilitaetsbedarf	Jeder <i>Knotenflexibilitätsbedarf</i> repräsentiert eine <i>Knoten-ID</i>, an welcher der Bieter mindestens eine Anschluss-ID hat und damit von dortaus eine Wirkung auf den Netzenspass hat. Für die vollständige Erfüllung eines Flexibilitätsbedarfs würde die volle Erbringung an einer Knoten-ID ausreichen. Für eine Mischerbringung an verschiedenen Knoten-IDs kann näherungsweise ein linearer Zusammenhang angenommen werden. Für die vollständige Erfüllung eines Flexibilitätsbedarfs würde entweder die Erbringung des vollen Wirkleistungsbedarfs (<i>Delta-P-Max-Watt</i> $W=[-\text{unendlich}; \text{unendlich}]$) oder des vollen Blindleistungsbedarfs (<i>Delta-Q-Max-Var</i> $W=[-\text{unendlich}; \text{unendlich}]$) ausreichen. Negative Werte bedeuten eine Leistungsminderung und positive eine Leistungserhöhung gegenüber dem Fahrplan. Für eine PQ-Mischerbringung kann näherungsweise ein linearer Zusammenhang angenommen werden.
+ knotenId	
+ deltaPMaxWatt	
+ deltaQMaxVar	

5.9.6 Ausschreibungs-Weitergabe

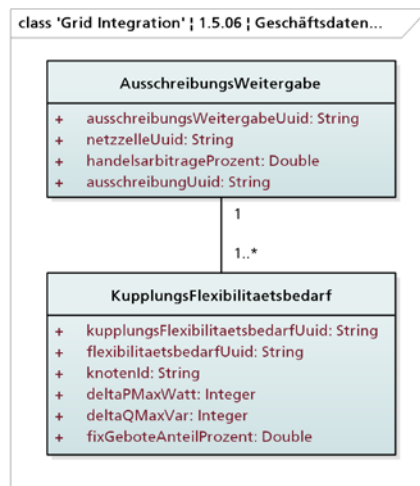


Abbildung 74 „Grid Integration“ | 1.5.06 | Geschäftsdatenmodell | AusschreibungsWeitergabe

Element	Beschreibung
AusschreibungsWeitergabe	Diese Klasse kapselt die Informationen für die <i>AusschreibungsWeitergabe</i> durch einen VNB einer Nachbarzelle (elektrisch kuppelbar) des ursprünglichen Netzganges in dieser. Die AusschreibungsWeitergabe resultiert aus einer Ausschreibung, welche der Nachbar-VNB für den Knoten einer Netzverknüpfungsstelle erhalten hat und löst eine kaskadierte Ausschreibung in der Nachbarzelle aus (das VDE-AR-N 4140 Attribut wird aus der ursprünglichen Ausschreibung übernommen). Die AusschreibungsWeitergabe referenziert 1..* <i>KupplungsFlexibilitaetsbedarfe</i> . (Eine VerlustMatrix könnte hier perspektivisch ergänzt werden um die unterschiedlichen Entfernungen der Knoten in der Nachbarzelle von der Kupplung zu berücksichtigen)
+ ausschreibungsWeitergabeUuid	UUID dieser AusschreibungsWeitergabe (wird durch Marktplattform vergeben)..
+ netzzelleUuid	UUID dieser Nachbarzelle.
+ handelsarbitrageProzent	Arbitrage $W=[0; \text{unendlich}]$, welche auf jedes Gebot aus der Nachbarzelle aufgeschlagen wird und dem Nachbar-VNB als Erlös aus der Transaktion zukommt (für jedes angenommene Gebot).
+ ausschreibungUuid	UUID der Ausschreibung, welche die Basis für diese AusschreibungsWeitergabe ist.

KupplungsFlexibilitaetsbedarf	Repräsentiert den Flexibilitätsbedarf an einer Kupplung zum Leistungsaustausch mit der Netzzelle mit dem ursprünglichen Netzengpass.
+ kupplungsFlexibilitaetsbedarfUuid	UUID dieses KupplungsFlexibilitaetsbedarfs (wird durch Marktplattform vergeben)..
+ flexibilitaetsbedarfUuid	UUID des Flexibilitaetsbedarfs (aus der ursprünglichen Ausschreibung), auf dem dieser KupplungsFlexibilitaetsbedarf basiert. Z.B. ergibt sich der Intervall über den Flexibilitaetsbedarf der ursprünglichen Ausschreibung.
+ knotenId	Knoten-ID der Kupplung, für den die Ausschreibung weitergegeben wird.
+ deltaPMaxWatt	Delta-P-Max-Watt kann gegenüber der ursprünglichen Ausschreibung reduziert sein, da ggf. durch den dort angegebenen Bedarf ein Netzengpass in der Nachbarzelle entstehen würde.
+ deltaQMaxVar	Delta-Q-Max-Var kann gegenüber der ursprünglichen Ausschreibung reduziert sein, da ggf. durch den dort angegebenen Bedarf ein Netzengpass in der Nachbarzelle entstehen würde.
+ fixGeboteAnteilProzent	Fix-Gebote-Anteil-Prozent kann gegenüber der ursprünglichen Ausschreibung verändert sein (z.B. wegen angepasster Bedarfswerte und/oder abweichender Risikobewertung).

5.9.7 Gebot

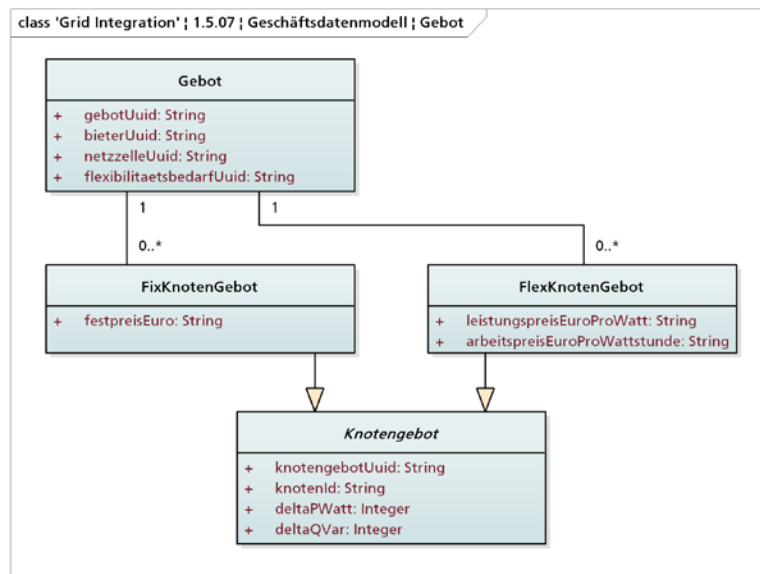


Abbildung 75 „Grid Integration“ | 1.5.07 | Geschäftsdatenmodell | Gebot

Element	Beschreibung
Gebot	Diese Klasse kapselt die Informationen für das <i>Gebot</i> eines Bieters. Es referenziert 0..* <i>FixKnotenGebote</i> und 0..* <i>FlexKnotenGebote</i> , welche beide auf <i>Knotengebot</i> basieren.
+ gebotUuid	UUID dieses Gebots (wird durch Marktplattform vergeben).
+ bieterUuid	UUID des Bieters.
+ netzzelleUuid	UUID der Netzzelle, für welche dieses Gebot gilt.
+ flexibilitaetsbedarfUuid	UUID des Flexibilitaetsbedarfs (aus der Ausschreibung), auf dem dieses Gebot basiert. Z.B. ergibt sich der Intervall über den Flexibilitaetsbedarf der Ausschreibung.
Knotengebot	Abstrakte Klasse mit den gemeinsamen Attributen beider Ausprägungen von Knotengeboten (s.u.). Knotengebote werden immer ganz oder gar nicht angenommen. Daher können auch mehrere Knotengebote für dieselbe Knoten-ID mit unterschiedlichen Leistungshöhen abgegeben werden (eine ergänzende Strukturierung, z.B. mit Ankerpunkten und Interpolation könnte perspektivisch ergänzt werden). Teilbehebung (ggf. durch Teilerfüllung) von Netzenpässen sind immer möglich
+ knotengebotUuid	UUID dieses Knotengebots (wird durch Marktplattform vergeben).

+ knotenId	Knoten-ID, für den ein Knotengebot abgegeben wird.
+ deltaPWatt	Angebotene Wirkleistungs-Flexibilität. Ein positiver Wert signalisiert eine Leistungserhöhung und ein negativer eine Leistungsminderung gegenüber dem Fahrplan.
+ deltaQVar	Angebotene Blindleistungs-Flexibilität. Ein positiver Wert signalisiert eine Leistungserhöhung und ein negativer eine Leistungsminderung gegenüber dem Fahrplan.
FixKnotenGebot	Knotengebot, welches bei Bezuschlagung ohne Steuerung (ggf. autonom) erbracht wird.
+ festpreisEuro	Festpreis für dieses FixKnotenGebot.
FlexKnotenGebot	Knotengebot, bei dem durch den zuständigen VNB die angebotene Flexibilität entsprechend des tatsächlichen Bedarfs per Abruf durch eine Kommunikationsverbindung aktiviert wird.
+ leistungspreisEuroProWatt	Preis für die vorgehaltene Leistung.
+ arbeitspreisEuroProWatt-stunde	Preis für die abgerufene Energie.

5.9.8 Clearing-Ergebnis

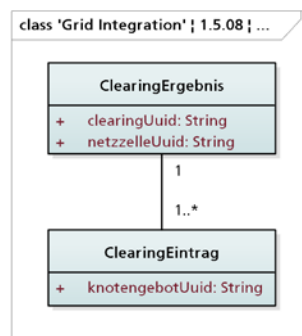


Abbildung 76 „Grid Integration“ | 1.5.08 | Geschäftsdatenmodell | ClearingErgebnis

Element	Beschreibung
ClearingErgebnis	Diese Klasse kapselt die Informationen für ein <i>ClearingErgebnis</i> welches durch den zuständigen VNB auf resultierende Netzengpässe untersucht werden muss. Das <i>ClearingErgebnis</i> referenziert 1..* <i>ClearingEintrage</i> .
+ clearingUuid	UUID dieses ClearingErgebnis.
+ netzzelleUuid	UUID der Netzzelle für welche dieses ClearingErgebnis durch die Marktplattform bestimmt wurde.

ClearingEintrag	Repräsentiert die Einträge (Gebote), welche die beste Kosten-Nutzen-Relation haben um den Netzengpass zu beheben und alle Randbedingungen einhalten (z.B. Kostenobergrenze, keine neuen Netzengpässe).
+ knotengebotUuid	UUID des Knotengebots, welches in das ClearingErgebnis mit aufgenommen wurde. Leistungen, Knoten etc. können aus dem entsprechenden Gebot ermittelt werden.

5.9.9 Clearing-Bewertung

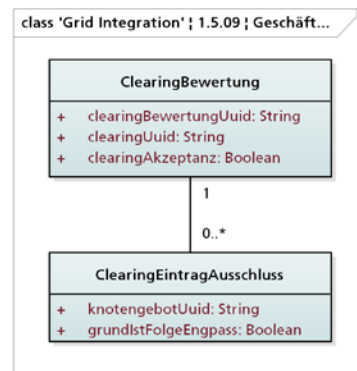


Abbildung 77 „Grid Integration“ | 1.5.09 | Geschäftsdatenmodell | ClearingBewertung

Element	Beschreibung
ClearingBewertung	Diese Klasse kapselt die Informationen für eine <i>ClearingBewertung</i> durch den zuständigen VNB als Antwort auf die Übermittlung eines ClearingErgebnisses. Die <i>ClearingBewertung</i> referenziert 0..* <i>ClearingEintragAusschlüsse</i> .
+ clearingBewertungUuid	UUID dieser ClearingBewertung (wird durch Marktplattform vergeben).
+ clearingUuid	UUID des ClearingErgebnisses, welches die Basis dieser Bewertung darstellt.
+ clearingAkzeptanz	Angabe ob das Clearing-Ergebnis angenommen wurde (Clearing-Prozess endet) oder nicht (Clearing wird wiederholt). Angabe von ausgeschlossenen Geboten auch bei angenommenem Clearing möglich.
ClearingEintragAusschluss	Repräsentiert alle Knotengebote, welche durch den VNB ausgeschlossen werden.
+ knotengebotUuid	UUID des Knotengebots, welches ausgeschlossen werden soll.
+ grundlstFolgeEngpass	Angabe, ob der Grund für den Ausschluss ein Folge-Engpass ist, welcher durch diese Flexibilitätserbringung entstehen würde. Andere Gründe liegen im Ermessen des VNB.

5.9.10 Ausschreibungs-Ergebnis

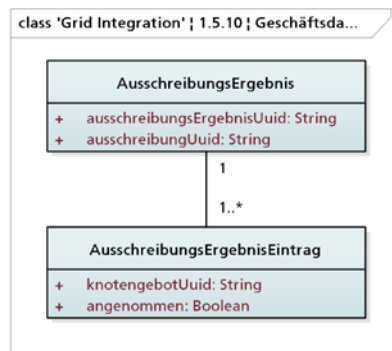


Abbildung 78 „Grid Integration“ | 1.5.10 | Geschäftsdatenmodell | AusschreibungsErgebnis

Element	Beschreibung
AusschreibungsErgebnis	Diese Klasse kapselt die Informationen für ein <i>AusschreibungsErgebnis</i> welches nach Erfolgreichem Clearing durch die Marktplattform veröffentlicht wird. Das <i>AusschreibungsErgebnis</i> referenziert 1..* <i>AusschreibungsErgebnisEintrage</i> .
+ ausschreibungsErgebnisUuid	UUID dieses AusschreibungsErgebnis.
+ ausschreibungUuid	UUID der Ausschreibung, für welche dieses Ergebnis gilt.
AusschreibungsErgebnisEintrag	Repräsentiert das Ergebnis für alle abgegebenen Knotengebote, ob es angenommen wurde oder nicht.
+ knotengebotUuid	UUID eines Knotengebotes.
+ angenommen	Angabe, ob es angenommen wurde (=true) oder nicht (=false).

5.9.11 Momentan-Daten

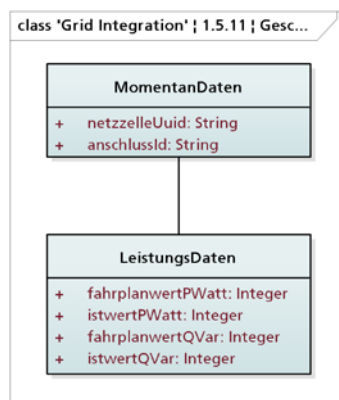


Abbildung 79 „Grid Integration“ | 1.5.11 | Geschäftsdatenmodell | MomentanDaten

Element	Beschreibung
---------	--------------

MomentanDaten	Diese Klasse kapselt die Informationen für <i>MomentanDaten</i> welche Online zwischen den beteiligten Akteuren ausgetauscht werden. <i>MomentanDaten</i> referenziert 1 <i>LeistungsDaten</i> .
+ netzzelleUuid	UUID der Netzzelle aus welcher die MomentanDaten stammen.
+ anschlussId	Anschluss-ID von dem die MomentanDaten stammen.
LeistungsDaten	Repräsentiert die Leistungswerte, welche momentan vorliegen.
+ fahrplanwertPWatt	Angabe des Fahrplanwertes der Wirkleistung (bei fluktuierenden Erzeugern entspricht er der möglichen Einspeisung).
+ istwertPWatt	Angabe des gemessenen Wertes der Wirkleistung.
+ fahrplanwertQVar	Angabe des Fahrplanwertes der Blindleistung (bei fluktuierenden Erzeugern entspricht er der möglichen Einspeisung).
+ istwertQVar	Angabe des gemessenen Wertes der Blindleistung.

5.9.12 Flexibilitäts-Abruf

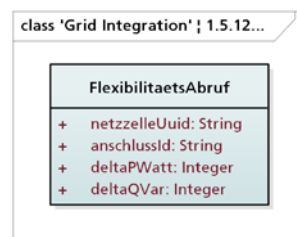


Abbildung 80 „Grid Integration“ | 1.5.12 | Geschäftsdatenmodell | FlexibilitaetsAbruf

Element	Beschreibung
FlexibilitaetsAbruf	Diese Klasse kapselt die Informationen für einen <i>FlexibilitaetsAbruf</i> durch einen VNB.
+ netzzelleUuid	UUID der Netzzelle in welcher dieser Flexibilitatsabruf erfolgt.
+ anschlussId	Anschluss-ID für den dieser Flexibilitatsabruf erfolgt.
+ deltaPWatt	Abrufhöhe der Wirkleistung relativ zum Fahrplanwert.
+ deltaQVar	Abrufhöhe der Blindleistung relativ zum Fahrplanwert.

5.9.13 Erfüllungsnachweis

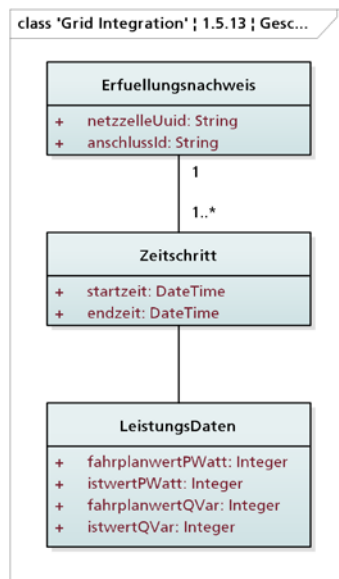
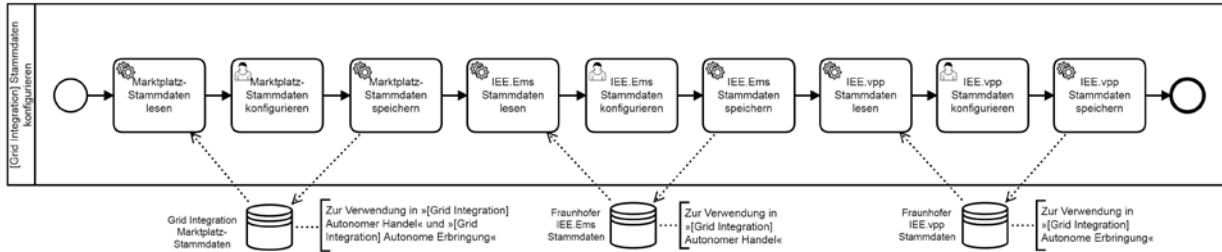


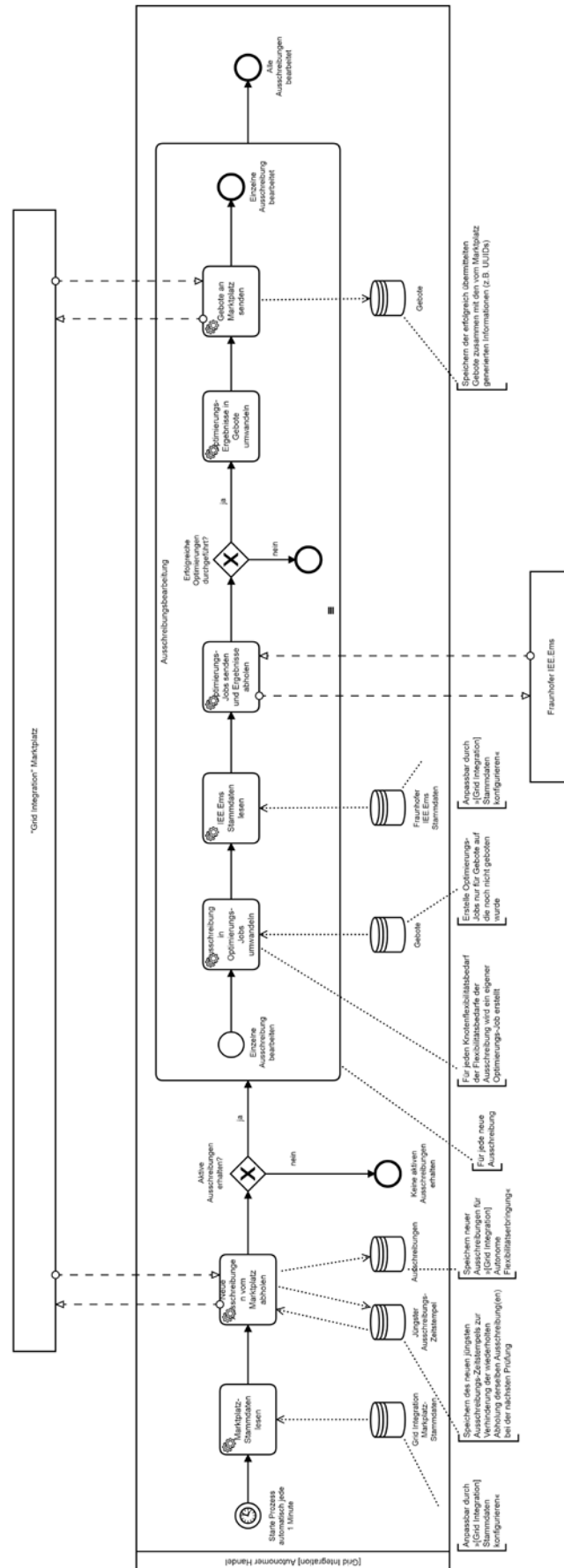
Abbildung 81 „Grid Integration“ | 1.5.13 | Geschäftsdatenmodell | Erfüllungsnachweis

Element	Beschreibung
ErfuellungsNachweis	Diese Klasse kapselt die Informationen für einen <i>ErfuellungsNachweis</i> durch einen Bieter gegenüber dem Auftraggeber. Der <i>ErfuellungsNachweis</i> referenziert 1..* <i>Zeitschritte</i> , welche wiederum 1 <i>LeistungsDaten</i> referenzieren.
+ netzzelleUuid	UUID der Netzzelle in welcher dieser Erfüllungsnachweis erfolgt.
+ anschlussId	Anschluss-ID für welche dieser Erfüllungsnachweis erfolgt.
Zeitschritt	Repräsentiert die Zeitschritte, für die der Erfüllungsnachweis erfolgt.
+ startzeit	Startzeit des Zeitschritts.
+ endzeit	Endzeit des Zeitschritts.
LeistungsDaten	Repräsentieren die Leistungswerte, während des Zeitschritts vorlagen.
+ fahrplanwertPWatt	Angabe des Fahrplanwertes der Wirkleistung (bei fluktuierenden Erzeugern entspricht er der möglichen Einspeisung).
+ istwertPWatt	Angabe des gemessenen Wertes der Wirkleistung.
+ fahrplanwertQVar	Angabe des Fahrplanwertes der Blindleistung (bei fluktuierenden Erzeugern entspricht er der möglichen Einspeisung).
+ istwertQVar	Angabe des gemessenen Wertes der Blindleistung.

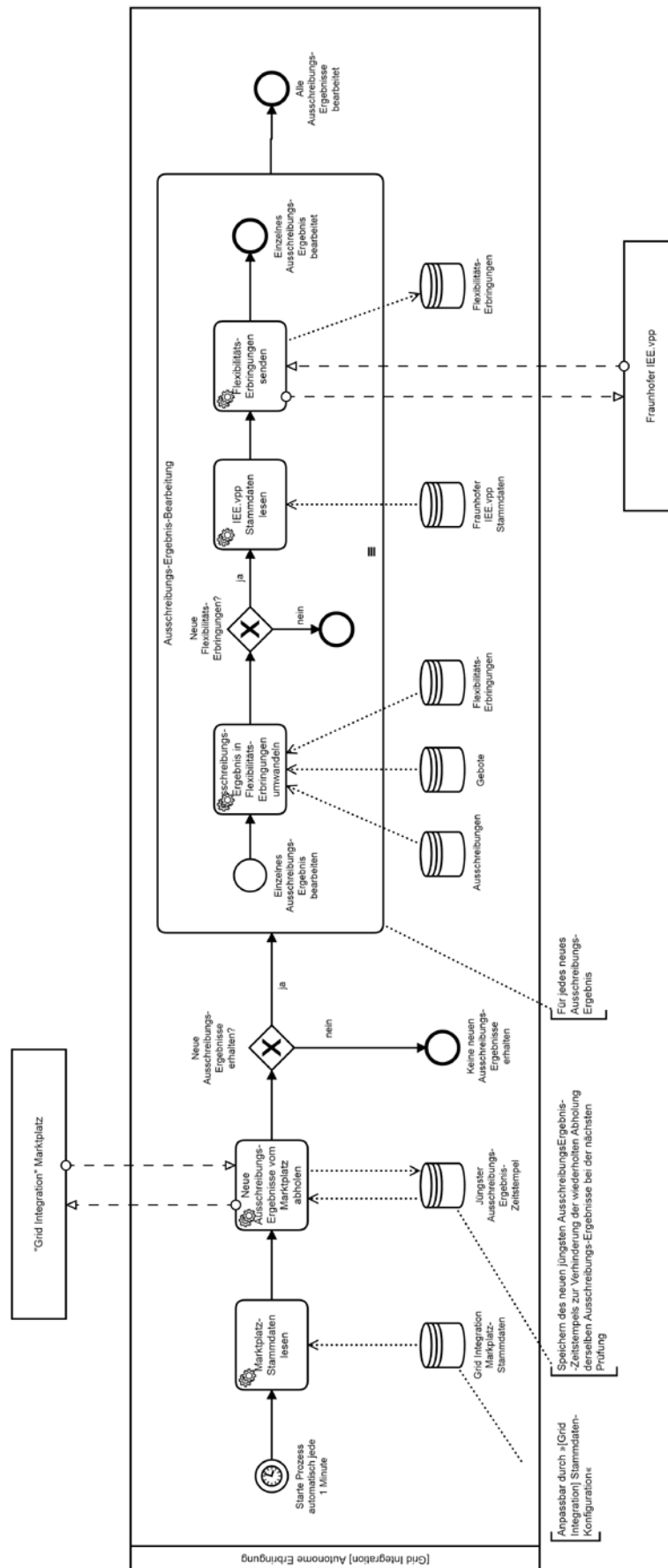
6 Anhang B: Geschäftsprozesse des Handelstools des Fraunhofer IEE

6.1 Supportprozess „Stammdaten konfigurieren“





6.3 Kernprozess „Autonome Erbringung“

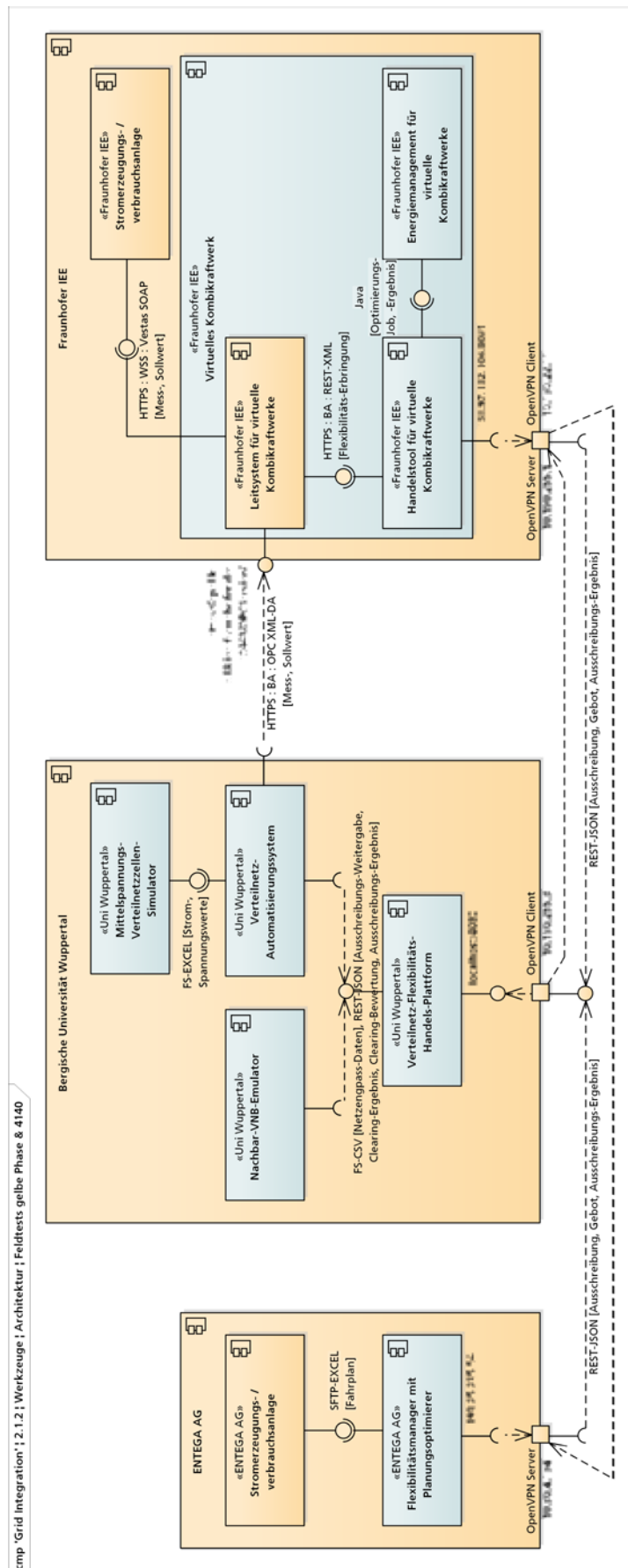


7 Anhang C: Feldtest / Werkzeuge

7.1 Übersicht über die Komponenten und Verbindungen im Feldtest

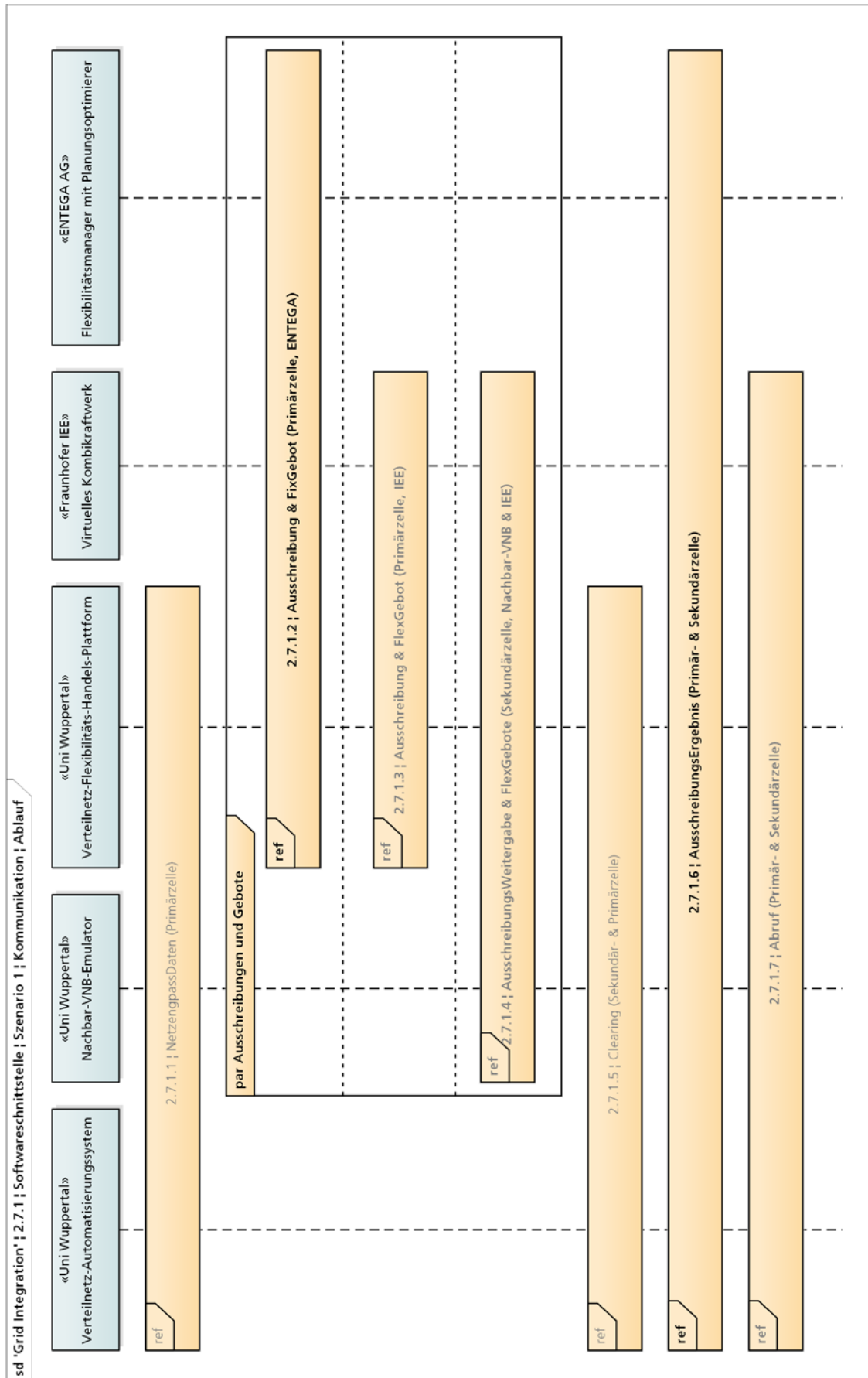


7.2 Technische Architektur des Feldtests

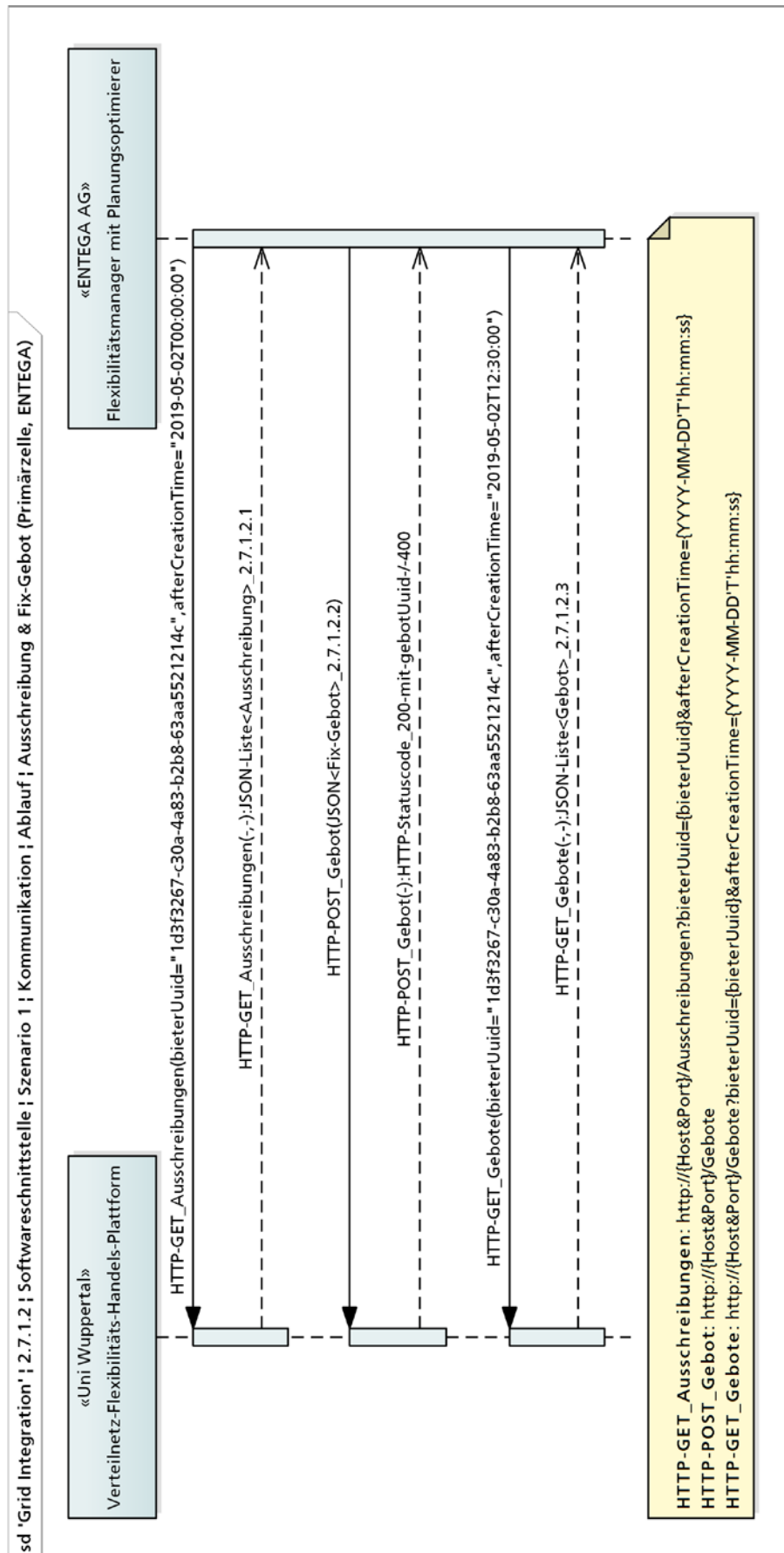


8 Anhang D: Kommunikation / Szenario

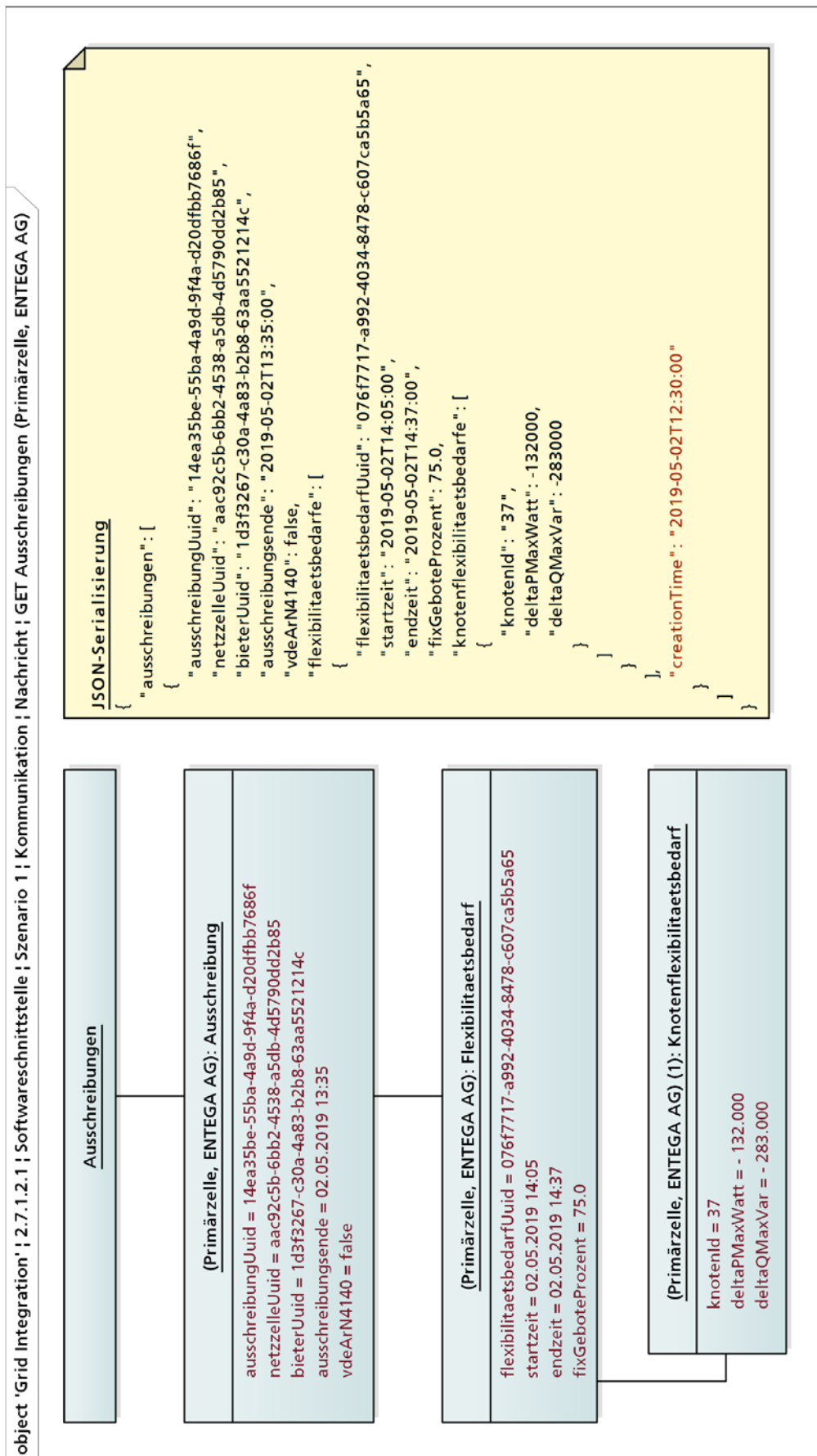
8.1 Übersicht über den Kommunikationsablauf



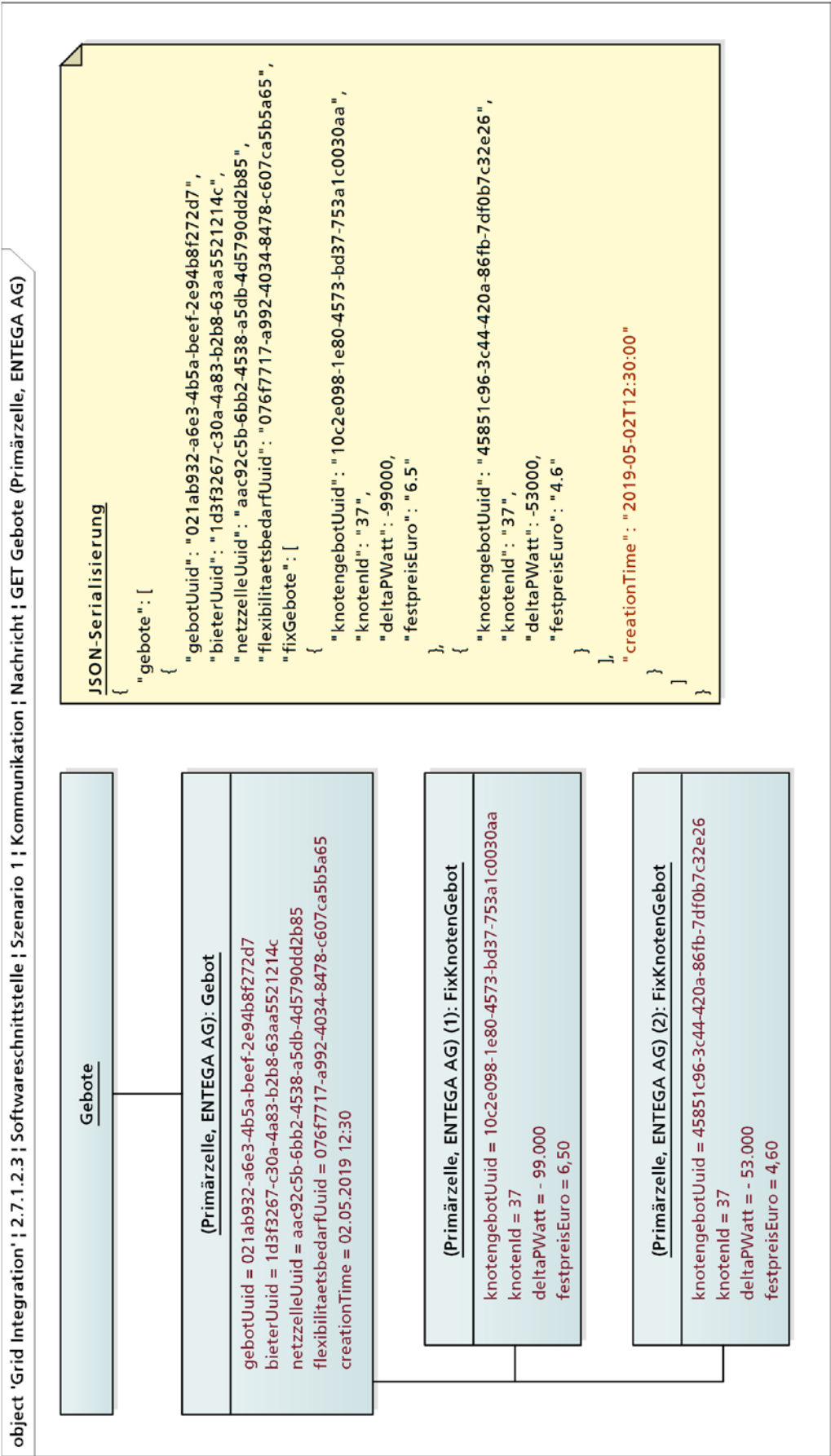
8.2 Kommunikationsfragment: Ausschreibung & Fix-Gebot



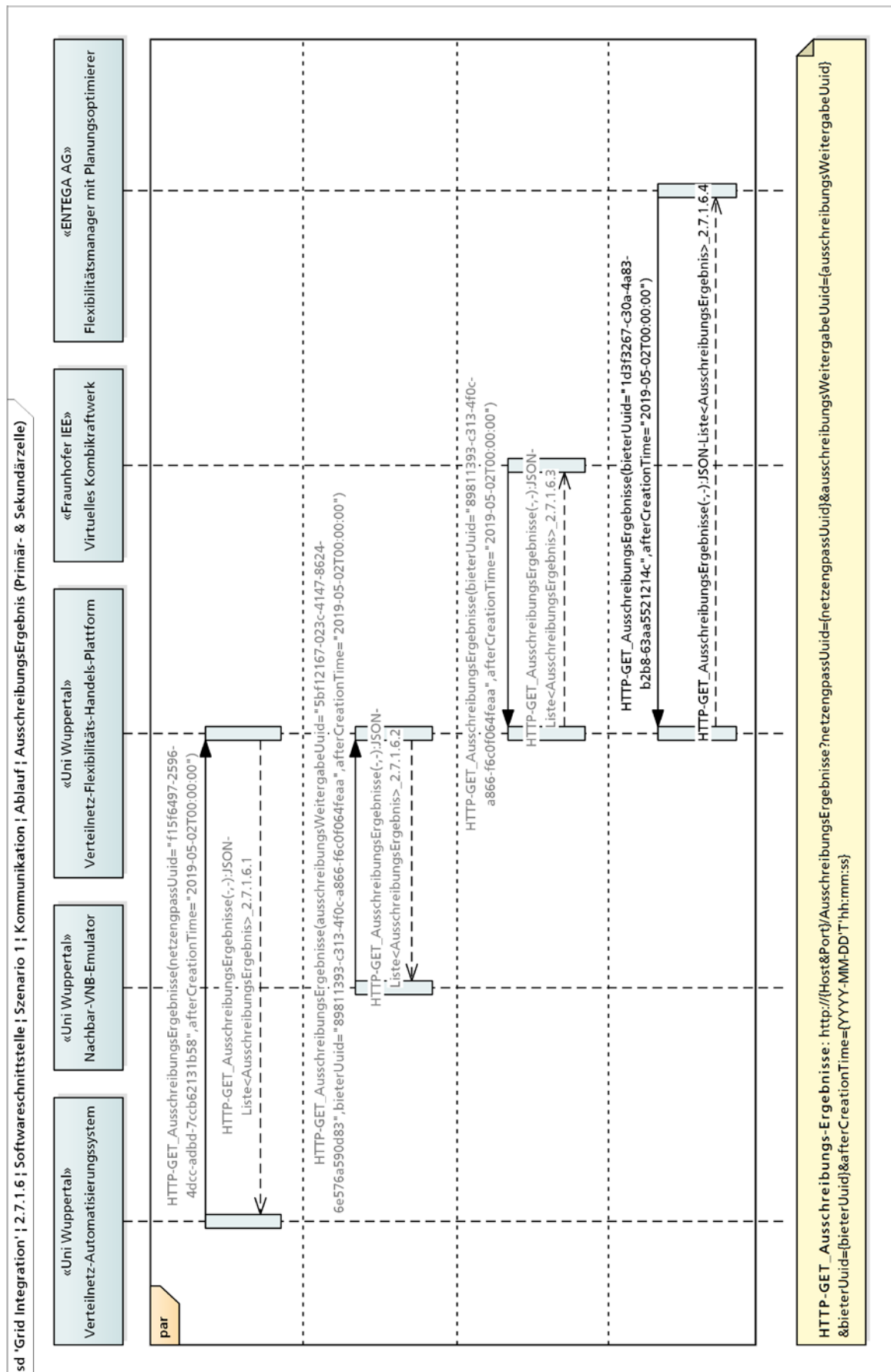
8.3 Nachricht: GET Ausschreibungen für ENTEGA



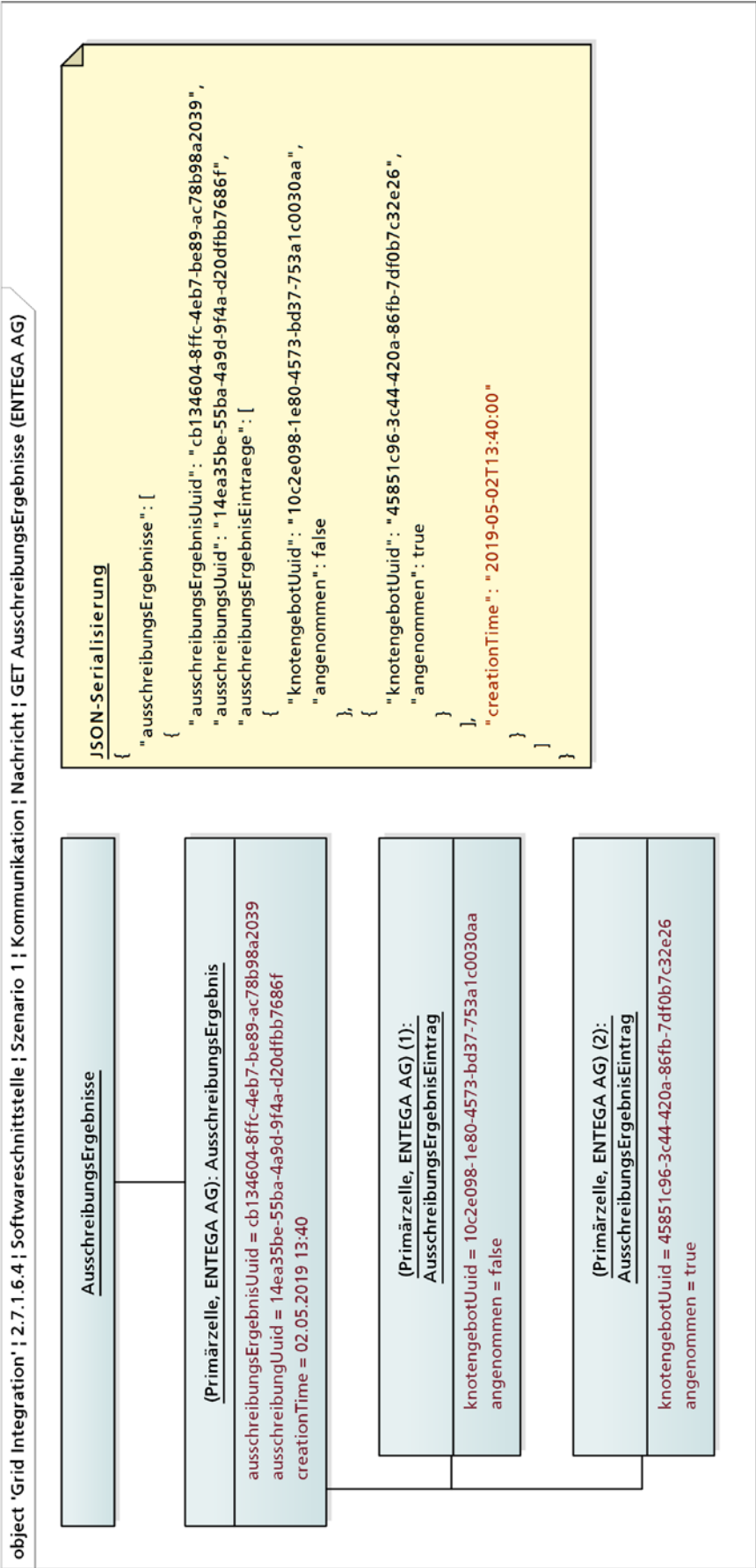
8.5 Nachricht: GET Gebote der ENTEGA



8.6 Kommunikationsfragment: Ausschreibungs-Ergebnis



8.7 Nachricht: GET Ausschreibungs-Ergebnisse für ENTEGA



9 Anhang C: Rechtsrahmen

Grid Integration

Analyse rechtlicher Aspekte

erstellt von

*Dr. Johannes Hilpert und
Ass. iur. Oliver Antoni, LL.M.*

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22
97070 Würzburg
Telefon +49 931 79 40 77-25
Telefax +49 931 79 40 77-29
E-Mail hilpert@stiftung-umweltenergierecht.de
antoni@stiftung-umweltenergierecht.de
Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Würzburg, Oktober 2019

INHALTSVERZEICHNIS

A. ERGEBNISZUSAMMENFASSUNG 1

I.	UMSETZBARKEIT IM GELTENDEN RECHT.....	1
II.	ZU BEACHTENDE UMSETZUNGSVORGABEN.....	2
III.	KOSTEN- UND RECHTSFOLGENSEITE	2

B. EINLEITUNG UND HINTERGRUND 3

C. GRUNDLAGEN: NETZSICHERHEITS- UND INFORMATIONSMANAGEMENT DER VNB 4

I.	RECHTE UND PFLICHTEN DER VNB IM RAHMEN DES NETZSICHERHEITSMANAGEMENTS, § 14 I.V.M. §§ 13 FF. ENWG.....	4
1.	<i>Einbindung der VNB in das Netzsicherheitsmanagement.....</i>	4
a.	Verantwortung der VNB für ihr eigenes Netz.....	4
b.	Mitwirkungspflichten der VNB	5
c.	Zusammenarbeit von VNB.....	7
d.	Zwischenergebnis.....	8
2.	<i>Maßnahmenkatalog und wesentliche Vorgaben im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements der VNB</i>	8
a.	Maßnahmenreihenfolge.....	8
b.	Adressatenauswahl	10
c.	Beschaffungsvorgaben des § 13 Abs. 6 EnWG	11
3.	<i>Einordnung des Konzeptes der Netzsicherheit in das Netzsicherheitsmanagement nach §§ 13 ff. EnWG</i>	12
II.	DAS INFORMATIONSMANAGEMENT DER VNB, § 12 Abs. 2, 4-7 ENWG	14
1.	<i>Informationsanspruch nach § 12 Abs. 4-7 EnWG.....</i>	14
2.	<i>Informationsanspruch nach § 12 Abs. 2 EnWG.....</i>	16
3.	<i>Informationspflichten nach § 13 Abs. 7 EnWG.....</i>	16

D. RECHTSRAHMEN FÜR SMART GRIDS UND SMART MARKETS 16

I.	DEFINITION UND ABGRENZUNG	16
II.	RECHTLICHE REGELUNGEN ZU SMART GRIDS UND SMART MARKETS IM GESETZ ZUR DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE	17
1.	<i>Rollout intelligenter Messsysteme</i>	18
2.	<i>Datenkommunikation</i>	19
3.	<i>Messstellenbetreiber und Smart-Meter-Gateway als Datendrehscheibe</i>	21
4.	<i>Messwertverwendung.....</i>	21
5.	<i>Zwischenergebnis.....</i>	22
III.	WEITERE ANSÄTZE EINES RECHTSRAHMENS FÜR DEN SMART MARKET IM GELTENDEN RECHT	22
1.	<i>Bedeutung von § 14a EnWG</i>	23
2.	<i>Bedeutung von § 40 Abs. 5 EnWG.....</i>	23
IV.	ALLGEMEINE RECHTLICHE HEMMNISSE BEI DER SCHAFFUNG VON SMART MARKETS	24
1.	<i>Kostenseitige Hemmnisse für Akteure eines smart markets</i>	24

2.	<i>Kostenseitige Hemmnisse durch die Regelungen des Bilanzkreismanagements</i>	25
3.	<i>Faktische Hemmnisse aufgrund des regulatorischen Redispatch nach § 13a EnWG.....</i>	27
V.	BESONDERHEITEN FÜR ANBIETER IM SMART MARKET	28
1.	<i>Besonderheiten bei EE-/KWK-Anlagen.....</i>	28
2.	<i>Besonderheiten bei gleichzeitiger Vermarktung am Regelle Energiemarkt.....</i>	30
E.	RECHTLICHE BEWERTUNG DES IM PROJEKT ANGEDACHTEN MARKTMODELLS	30
I.	UMSETZBARKEIT IM GELTENDEN RECHT.....	31
1.	<i>Zulässigkeit der Ausschreibung von Flexibilitäten durch die VNB</i>	31
2.	<i>Informationsansprüche der VNB.....</i>	32
3.	<i>Zulässige Datenkommunikation im Rahmen des MsbG.....</i>	32
4.	<i>Besonderheiten bei Sekundärausschreibungen</i>	33
5.	<i>Exkurs: Könnte am Flexibilitätsmarkt auch Blindleistung gehandelt werden?</i>	34
II.	ZU BEACHTENDE UMSETZUNGSVORGABEN.....	35
1.	<i>Einhaltung von § 13 Abs. 6 EnWG bei der Beschaffung von Lasten</i>	35
2.	<i>Vorgaben bei der Anlagenauswahl im Rahmen der merit order.....</i>	36
3.	<i>Gleichzeitige Vermarktung am Regelle Energiemarkt</i>	38
III.	KOSTEN- UND RECHTSFOLGENSEITE.....	38
1.	<i>Hemmnisse für lastseitige Flexibilitäten aufgrund der staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile</i>	38
2.	<i>Weitergabe der Kosten für Flexibilitäten durch den VNB.....</i>	39
3.	<i>Weitergabe der Kosten für eine Kurzkupplung durch den VNB.....</i>	39
4.	<i>(Kosten-)folgen aufgrund des Bilanzkreismanagements für lastseitige Flexibilitäten</i>	41

A. Ergebniszusammenfassung

II. Umsetzbarkeit im geltenden Recht

Das im Projekt „Grid Integration“ entworfene Modell zur Umsetzung eines Flexibilitätsmarktes auf Verteilernetzebene ist grundsätzlich rechtlich umsetzbar.

VNB sind bereits im geltenden Recht dazu berechtigt, einen Flexibilitätsmarkt zu errichten und zu betreiben. Relevante Vorschriften hierzu finden sich in den Regelungen zum Netzsicherheitsmanagement nach §§ 13 ff., 14 EnWG. Eine Ausgestaltung der sog. „gelben Ampelphase“ unterfällt dem Bereich der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Die Einbindung des Nachbarzellbetreibers bzw. die Ausdehnung der Ausschreibung auf benachbarte Netzzellen wirft – soweit ersichtlich – keine rechtlichen Probleme auf. Gewisse Zweifel bestehen allerdings daran, ob ein rein fakultativer Zugriff auf einen bestehenden Flexibilitätsmarkt unter allen Umständen zulässig ist.

Zur praktischen Umsetzung des Marktmodells bestehen umfassende Informationsansprüche der Netzbetreiber gem. § 12 Abs. 4-7 EnWG, die aber bislang für VNB nicht näher durch die BNetzA ausgestaltet wurden. Die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes zur Datenkommunikation sind zu beachten, soweit Daten aus intelligenten Messsystemen genutzt werden. Soll ein Dritter als Betreiber eines Marktplatzes zur Kontrahierung von Flexibilitäten eingesetzt werden, ist gesondert zu prüfen, inwiefern diesem Dritten Kompetenzen zur Informationserlangung bzw. Nutzung von Messdaten eingeräumt werden können. Grundsätzliche rechtliche Bedenken gegen eine solche Konstruktion bestehen aber nicht; ggf. können von den Anschlussnutzern bzw. sonstigen Beteiligten Einwilligungen eingeholt werden.

Bei der Freigabe von Sekundärausschreibungen durch den angrenzenden VNB (Sekundär-VNB) in seinem eigenen Netzgebiet ist zu beachten, dass die Vertragsverhältnisse zwischen dem auslösenden VNB (Primär-VNB), dem Sekundär-VNB und den Anbietern an den Sekundärausschreibungen gesondert geregelt werden müssen. Hier kommt etwa in Betracht, dass nur die VNB untereinander und die Anlagenbetreiber nur mit jeweils ihrem Anschluss-VNB (hier also dem Sekundär-VNB) Verträge abschließen. Eine Teilnahme des Sekundär-VNB mit eigenen Flexibilitäten an der Primärausschreibung ist im Hinblick auf die Vorgaben zur Entflechtung (§§ 6 ff. EnWG) rechtlich nicht unproblematisch.

III. Zu beachtende Umsetzungsvorgaben

Da an dem Marktmodell im Rahmen des Projektes auch Verbrauchsanlagen teilnehmen können/sollen, sind die Vorgaben von § 13 Abs. 6 EnWG zu beachten, so dass ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren durchzuführen und eine gemeinsame Internetplattform hierfür einzurichten ist. Dem genügt das vorgeschlagene Modell, da ein technologieoffener Umsetzungsweg vorgesehen ist, bei dem kein Betreiber einer bestimmten Anlagenform von vornherein ausgeschlossen wird. Bei der Umsetzung ist darauf zu achten, dass die Teilnahmevoraussetzungen der Anbieter unter den VNB einheitlich auszugestalten sind. Werden die Marktplätze statt durch den VNB durch Dritte betrieben, so dürfte dies grundsätzlich mit § 13 Abs. 6 EnWG vereinbar sein.

Die Erstellung einer merit order nach dem Prinzip „Preis pro Wirkung“ erscheint geeignet, den Vorgaben einer insbesondere effizienten, preisgünstigen und diskriminierungsfreien Anlagenauswahl zu genügen (§§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG). Sie stellt die effiziente Beseitigung einer Gefährdung in den Mittelpunkt, wobei die Kosten bei der Engpasswirkung mitabgebildet werden. Ungleichbehandlungen bestimmter Anlagentypen sind nicht ersichtlich. Die Aufnahme zusätzlicher Randbedingungen in die Anlagenauswahl zur Korrektur der zunächst wirkungsgetriebenen merit order ist grundsätzlich zulässig. EE-Anlagen sind aufgrund des Einspeisevorrangs, der auch bei marktbezogenen Maßnahmen greift, an das Ende der merit order zu setzen.

Soll es den Teilnehmern am Flexibilitätsmarkt ermöglicht werden, ihre Anlagen parallel auch an anderen Märkten zu vermarkten, so kann dies vertraglich geregelt werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass andere Märkte ggf. ihrerseits keine Doppelvermarktung gestatten und bei Zuwiderhandlung Haftungsfolgen ausgelöst werden können.

IV. Kosten- und Rechtsfolgende

Häufig sind die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile, die sog. SIP (EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.), auch bei netzdienlichem Verhalten in voller Höhe zu zahlen. Eine Verbrauchsanlage, die am Flexibilitätsmarkt teilnimmt und sich in diesem Sinne netzdienlich verhält, muss also im Normalfall sämtliche SIP tragen. Der insoweit bestehende Rechtsrahmen könnte damit ein Hemmnis für das Funktionieren eines Flexibilitätsmarktes sein.

Soweit für den VNB im Rahmen des Rückgriffs auf Flexibilitäten Kosten entstehen, unterliegen diese grundsätzlich dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung. Allerdings bietet § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, Kosten als wirksam verfahrensreguliert anzuerkennen, so dass diese als dauerhaft unbeeinflussbar gelten. Soweit für Investitionen in

Kurzkupplungen Kosten entstehen, könnte § 10a ARegV herangezogen werden. Derzeit kann jedoch nicht rechtssicher beurteilt werden, ob Kurzkupplungen als betriebsnotwendige Anlagegüter im Sinne von § 10a ARegV eingeordnet werden können und insoweit ein Kapitalkostenzuschlag stattfinden kann.

Erfolgen im Zuge des Rückgriffs auf Flexibilitäten im smart market vermehrt Veränderungen der Ein- oder Ausspeisung von Strom, führt dies ggf. zu Abweichungen in den Bilanzkreisen, denen die Anlagen der Teilnehmer des smart markets zugeordnet sind. Hieraus können sich zusätzliche Kosten bei den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und ggf. den Teilnehmern ergeben. Hierauf ist unter Umständen gesetzgeberisch zu reagieren.

B. Einleitung und Hintergrund

Das Projekt „Grid Integration“ erforscht den optimalen Einsatz flexibler Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen in verschiedenen Verteilernetz-Zuständen sowie mögliche Stabilisierungs- und Austauschaktionen zwischen benachbarten Netzzellen. Hintergrund hierfür ist ein zunehmend auf fluktuierendes und dezentrales Energiedargebot ausgerichtetes Energiesystem, das einen hochdynamischen und bidirektionalen Betrieb erfordert. Im Sinne einer smarten Netzentwicklung sollen alternative oder ergänzende Lösungen zum klassischen Netzausbau gesucht werden, indem durch eine intelligente Orchestrierung der dezentral verfügbaren Betriebsmittel die vorhandenen Netzkapazitäten optimal ausgeschöpft werden. Zum effizienten Umgang mit Netzengpässen soll ein Flexibilitätsmarkt oder „smart market“ auf Verteilnetzebene etabliert werden. Dies ist von besonderer Bedeutung, da auf Verteilnetzebene – anders als auf Übertragungsnetzebene – bislang kein ausbuchstabiertes Instrumentarium zum Umgang mit Netzgefährdungen zur Verfügung steht. Im Rahmen des zu entwerfenden Marktmodells sollen die Teilnehmer des Flexibilitätsmarktes möglichst frei agieren können, ohne dadurch die Netzsicherheit zu gefährden. Hierzu wird auf ein Ampelmodell zurückgegriffen, dem sich entnehmen lässt, ob Gefährdungen noch marktlich beseitigt werden können (gelbe Phase) oder bereits ein Rückgriff auf Zwangsmaßnahmen (rote Phase) erforderlich ist.

Das vorliegende Gutachten untersucht die rechtlichen Aspekte der Errichtung eines Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene. Hierzu werden zunächst übergreifende Überlegungen zum Netzsicherheits- und Informationsmanagement sowie zu „smart grids“ und „smart markets“ angestellt. Im Anschluss wird eine Bewertung des im Projekt angedachten Modells vorgenommen.

C. Grundlagen: Netzsicherheits- und Informationsmanagement der VNB

Zunächst ist grundlegend herauszuarbeiten, wie das Netzsicherheits- und Informationsmanagement der Netzbetreiber derzeit ausgestaltet ist. Dabei liegt der Fokus auf der Rolle der VNB und ihrer Verantwortung für ihr eigenes Netz. Dargestellt werden insbesondere deren Rechte und Pflichten bei Gefährdungen und Störungen im Netz, Vorgaben zur Zusammenarbeit untereinander, zur Verfügung stehende Maßnahmen und ihr Verhältnis zueinander sowie spezielle Beschaffungsvorgaben. Zudem erfolgt eine Einordnung des Konzeptes der sog. Netzsammel in das Netzsicherheitsmanagement. In einem letzten Schritt sind die mit dem Netzsicherheitsmanagement verknüpften Informationsansprüche zu beleuchten.

V. Rechte und Pflichten der VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements, § 14 i.V.m. §§ 13 ff. EnWG

1. Einbindung der VNB in das Netzsicherheitsmanagement

Alle Netzbetreiber sind zunächst nach der Grundnorm des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet, ein „*sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz*“ zu betreiben. Treten Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf, die die jeweilige Regelzone betreffen, sind jedoch vorrangig die vier deutschen *Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)* berechtigt und verpflichtet, diese zu beheben (§ 13 Abs. 1 EnWG). Hier heißt es: „*Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen*“. Dies kennzeichnet die sog. Systemverantwortung der ÜNB, die in den §§ 13 ff. EnWG näher ausgestaltet wird und die Vorgaben des § 11 EnWG konkretisiert¹. Die ÜNB haben demnach die Aufgabe, im Sinne einer „Netzaufsicht“ sämtliche Gefährdungssituationen im eigenen Netz sowie in den nachgelagerten Netzebenen der eigenen Regelzone wirksam zu bekämpfen, um das Entstehen großflächiger Netzausfälle zu verhindern². Entsprechende Gefährdungen liegen insbesondere im Auftreten von Frequenzschwankungen und Netzengpässen (§ 13 Abs. 4 EnWG).

a. Verantwortung der VNB für ihr eigenes Netz

Die *Verteilnetzbetreiber (VNB)* tragen dagegen keine Systemverantwortung; sie werden von § 13 EnWG ausdrücklich nicht adressiert. Allerdings enthält § 14 EnWG eine eigene Regelung,

¹ J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 1; weiterführend: J. Hilpert, *Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber*, 2018.

² Vgl. J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 4.

die sich mit den Aufgaben der VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements befasst. Hiernach gelten die §§ 12, 13-13c EnWG sowie die aufgrund von § 13i Abs. 3 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen für VNB im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, „soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind“ (§ 14 Abs. 1 S. 1 EnWG). Die wichtigsten Vorschriften der Systemverantwortung betreffen demnach auch die VNB, allerdings nur bezogen auf ihr eigenes Netz und auch nur, soweit ihnen die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung obliegt. Was unter dieser letztgenannten Einschränkung zu verstehen ist, ist allerdings unklar.

Folgt man der Entwurfsbegründung des Gesetzgebers, so besteht eine Verpflichtung der VNB, „soweit diese sich im konkreten Einzelfall in einer von Aufgabenzuschnitt und tatsächlichen Einwirkungsmöglichkeiten vergleichbaren Situation befinden wie ein Übertragungsnetzbetreiber.“³ Dies sei insbesondere dann der Fall, „wenn der Verteilernetzbetreiber eine eigenständige Regelung seines Netzes wahrnimmt.“⁴ Diese Aussagen deuten auf eine restriktive Sichtweise hin, nach der die VNB grundsätzlich – von bestimmten, konkreten Einzelfällen abgesehen – keine Verantwortung zur Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des von ihnen betriebenen Netzes wahrzunehmen haben⁵. Dies widerspricht jedoch der allgemeinen Regelung des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, wonach sämtliche Netzbetreiber – also ÜNB und VNB gleichermaßen – verpflichtet sind, ihr Elektrizitätsversorgungsnetz in sicherer und zuverlässiger Weise zu betreiben. Richtigerweise ist die Vorschrift in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG daher so zu verstehen, dass die VNB nur insoweit keine Verantwortung trifft, als die ÜNB für bestimmte Bereiche des Netzsicherheitsmanagements die Alleinverantwortung tragen⁶. Dies gilt insbesondere für die Frequenzregelung (Einsatz von Regelenergie), für das Kontrahieren von Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG (etwa: Netzreserve) sowie für den Abschluss von Verträgen nach § 13 Abs. 6a EnWG mit KWK-Anlagen (sog. „Nutzen statt Abregeln“)⁷. In allen sonstigen Bereichen sind die VNB dazu berechtigt und verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zur Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung in ihren Netzen zu ergreifen (Grundsatz der Selbstverantwortlichkeit)⁸. Dies betrifft auch den Umgang mit Netzengpässen innerhalb des eigenen Netzes⁹.

b. Mitwirkungspflichten der VNB

Die dargestellte Verantwortung der VNB für ihr eigenes Netz ist zu unterscheiden von der Mitwirkung an Systemsicherheits-Maßnahmen der ÜNB oder von vorgelagerten VNB, in deren Netz ein VNB unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden ist (§ 14 Abs. 1c EnWG). Die VNB

³ BT-Drs. 15/3917, S. 57.

⁴ BT-Drs. 15/3917, S. 57.

⁵ So auch P. Salje, Energiewirtschaftsgesetz, 2006, § 14 Rn. 2.

⁶ M. Weise/T.C. Hartmann/F. Wöldeke, Netzstabilität, RdE 2012, S. 181 ff. (S. 182); J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 14 Rn. 6.

⁷ B. Tschida, Systemverantwortung, 2016, S. 98.

⁸ C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 516 f.; J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 98; F. Pfeifle, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, Energiewirtschaftsgesetz, 2018, § 14 Rn. 7 f.

⁹ C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 516 f.

sind insoweit verpflichtet, die ÜNB bzw. vorgelagerten VNB bei deren Maßnahmenergreifung nach deren Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen. Die Anforderung zur Mitwirkung betrifft nur das „ob“, nicht das „wie“. Die unterstützenden VNB sind demnach keine reinen Ausführungsorgane der ÜNB oder der vorgelagerten VNB, sondern treffen eine eigene Auswahlentscheidung hinsichtlich der zu wählenden Maßnahme¹⁰. Hierzu sind für die nunmehr unterstützend tätigen VNB die Rechte und Pflichten aus den §§ 12, 13-13c EnWG entsprechend anwendbar (§ 14 Abs. 1c a.E.).

Eine Einbindung nachgelagerter VNB in das Netzsicherheitsmanagement der ÜNB oder vorgelagerten VNB ist jedoch nur dann zulässig, wenn ihre Mitwirkung auch erforderlich ist, um Gefährdungen bzw. Störungen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Elektrizitätsversorgung vermeiden zu können. Vorrangig müssen nämlich ÜNB und vorgelagerte VNB Maßnahmen in ihren eigenen Netzen ergreifen¹¹. Die ÜNB und vorgelagerte VNB sind aber insbesondere dann berechtigt und wohl auch verpflichtet, nachgelagerte VNB in die Maßnahmen Erfüllung einzubinden, wenn in ihren eigenen Netzen sämtliche netz- und marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG) bereits ausgeschöpft sind¹². Allerdings darf eine Abregelung von EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen in einem Übertragungsnetz oder vorgelagerten Verteilernetz nur dann erfolgen, wenn in nachgelagerten Netzen keine Maßnahmen gegenüber konventionellen Anlagen mehr zur Verfügung stehen¹³.

In der Praxis wird die Einbindung nachgelagerter Netzbetreiber regelmäßig durch das sog. Kaskadierungsprinzip¹⁴ umgesetzt: Danach werden Anforderungen jeweils nur an den unmittelbar nachgelagerten Netzbetreiber gerichtet¹⁵. Dieser kann der Aufforderung entsprechen oder einen *ihm* nachgelagerten Netzbetreiber verpflichten. Die Kommunikation erfolgt also von oben nach unten, wobei nicht direkt auf einen Netzbetreiber zugegriffen wird, mit dem keine technische Verbindung besteht¹⁶. Unmittelbare rechtliche Verbindlichkeit beansprucht das Kaskadierungsprinzip allerdings nicht¹⁷.

¹⁰ J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 99; F. Pfeifle, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, Energiewirtschaftsgesetz, 2018, § 14 Rn. 15.

¹¹ Vgl. J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 100.

¹² J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 14 Rn. 20.

¹³ J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 98 f., 139, § 14 Rn. 20.

¹⁴ Siehe hierzu und zum Folgenden: J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 100 ff.

¹⁵ VDN, Transmission Code 2007, S. 9; BT-Drs. 17/6072, S. 73; BDEW/VKU, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017, S. 11 ff.; C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 519 ff.

¹⁶ Vgl. auch BNetzA, BK6-11-098 (Beschluss vom 30.10.2012), S. 6.

¹⁷ C. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, Baden-Baden 2013, S. 520.

Daran ändert grundsätzlich auch die seit dem 1. Februar 2017 in Kraft befindliche VDE-Anwendungsregel „Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen“¹⁸, die das Zusammenwirken der Netzbetreiber bei Gefährdungen bzw. Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems behandelt, nichts. Die Anwendungsregel trifft insbesondere Vorgaben zu unterschiedlichen Rollen von Netzbetreibern (auslösend, anfordernd, ausführend), zur Einhaltung einer sog. Kaskadenstufenzeit von 12 Minuten von der Anforderung einer Maßnahme bis zur Durchführung durch den nachgelagerten Netzbetreiber, zu Vorbereitungsmaßnahmen (etwa Bildung eines Aufteilungsschlüssels zu Adressatenauswahl) sowie zur Kommunikation zwischen den Beteiligten¹⁹.

Allerdings wird bei technischen Regeln des VDE vermutet, dass bei deren Einhaltung gleichzeitig die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik gegeben ist (§ 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG). Diese wiederum sind beim Betrieb von Energieanlagen, also auch bei Elektrizitätsnetzen (§ 3 Nr. 15 EnWG), zu beachten (§ 49 Abs. 1 EnWG). Im Rahmen von Haftungsfällen entfaltet die Einhaltung der VDE-Anwendungsregel damit eine gewisse Vermutungsregel für korrektes Verhalten des Netzbetreibers und ist damit in der Praxis von hoher Relevanz²⁰. Zwar ist man nicht zwangsläufig in der Haftung, wenn man die Vorgaben der Anwendungsregel nicht umsetzt, allerdings ist der Begründungs- und Beweisaufwand, dennoch korrekt gehandelt zu haben, um ein Vielfaches höher²¹. Zu beachten ist andererseits aber auch, dass trotz Umsetzen der Vorgaben der Anwendungsregel eine Haftung nicht ausgeschlossen ist, wenn die Gegenpartei vollen Beweis erbringt, dass diese in einer bestimmten Frage gerade nicht dem Stand der Technik nach § 49 Abs. 1 EnWG entsprechen²².

c. Zusammenarbeit von VNB

Für Netzbetreiber, die sich auf derselben Netzebene befinden (d.h. nicht vor- bzw. nachgelagert sind) und deren Netzgebiete aneinander grenzen, gilt im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements die Pflicht zur konstruktiven Zusammenarbeit, die sich aus den §§ 12 Abs. 1 S. 1, 14 Abs. 1 S. 1 EnWG ableiten lässt²³. Hier können Fälle auftreten, in denen sich Gefährdungen nicht alleine durch Maßnahmen im Netz eines Netzbetreibers beseitigen lassen, so dass in enger

¹⁸ VDE-AR-N 4140; siehe dazu: BDEW/VKU, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017; J. Müller/M. Weise/N. Voß, Neue Vorgaben zur Umsetzung der Kaskade (Teil 1), IR 2018, S. 50 ff.; J. Müller/N. Voß/M. Weise, Neue Vorgaben zur Umsetzung der Kaskade (Teil 2), IR 2018, S. 98 ff.; M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, VDE-Anwendungsregel zur Kaskade, N&R 2018, S. 102 ff.

¹⁹ Vgl. dazu M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, VDE-Anwendungsregel zur Kaskade, N&R 2018, S. 102 ff. (S. 101).

²⁰ I. Rieke/M. Weise/T.C. Hartmann, Entwurf einer VDE-AR zur Kaskade – eine rechtliche Einordnung, ER 2016, S. 78 ff. (S. 81).

²¹ M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, VDE-Anwendungsregel zur Kaskade, N&R 2018, S. 102 ff. (S. 102).

²² M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, VDE-Anwendungsregel zur Kaskade, N&R 2018, S. 102 ff. (S. 98).

²³ C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 518 f.

Absprache und Kooperation in sämtlichen betroffenen Netzen Regelungen vorgenommen werden müssen²⁴. Kommt zwischen mehreren Netzbetreibern keine einvernehmliche Lösung zustande, kann derjenige Netzbetreiber, der eine bestimmte Maßnahme vornehmen möchte, gleichgeordnete Netzbetreiber zur Unterstützung verpflichtet²⁵.

d. Zwischenergebnis

Zusammenfassend sind VNB grundsätzlich berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen und Störungen zu ergreifen. Dies betrifft einerseits Gefährdungen im eigenen Netz, sofern entsprechende Verantwortlichkeiten nicht in der Alleinzuständigkeit der ÜNB liegen, und andererseits das Ergreifen von Unterstützungsmaßnahmen, soweit ÜNB, vorgelagerte VNB oder Netzbetreiber auf derselben Netzebene solche anfordern.

2. Maßnahmenkatalog und wesentliche Vorgaben im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements der VNB

Wie sich aus § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG ergibt, gelten für VNB insbesondere die Regelungen der §§ 13-13c EnWG entsprechend. Die VNB sind damit im Grundsatz an dasselbe Instrumentarium gebunden, dass auch für die ÜNB im Rahmen ihrer Systemverantwortung gilt. Einschränkungen bestehen nur insoweit, als die Frequenzregelung und damit der Einsatz von Regelenergie, das Kontrahieren und der Einsatz von Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG (Netzreserve, Kapazitätsreserve, Netzstabilitätsanlagen etc.) sowie der Abschluss von Verträgen mit Betreibern von KWK-Anlagen nach § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt Abregeln“) alleine den ÜNB obliegt (vgl. oben). Auch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) betrifft nur die ÜNB. Zum Engpassmanagement sind die VNB aber im Übrigen berechtigt und verpflichtet.

a. Maßnahmenreihenfolge

Sämtliche Gefährdungen und Störungen sind – vorgegeben durch die Maßnahmenreihenfolge des § 13 Abs. 1, 2 EnWG²⁶ – zunächst mit netzbezogenen Maßnahmen zu beseitigen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG), also etwa durch Netzschaltungen oder kurzzeitige Überlastungen von Netzbetriebsmitteln²⁷. Netzbezogene Maßnahmen zeichnen sich dadurch aus, dass sie nur die interne Sphäre der Netzbetreiber betreffen und keine Außen- bzw. Eingriffswirkung auf andere Netzbetreiber bzw. Netznutzer aufweisen²⁸. Die Pflicht, diese vorrangig einzusetzen, ergibt sich

²⁴ C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 518.

²⁵ C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 518 f.

²⁶ Dazu ausführlich J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 226 ff.

²⁷ So die allgemeine Meinung, vgl. nur P. Salje, Energiewirtschaftsgesetz, 2006, § 13 Rn. 15 f.

²⁸ Statt Vieler: H. Schumacher, Durchbrechung des Vorrangs für erneuerbare Energien? – Das Einspeisemanagement im Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Verhältnis zu den Regelungen des Energiewirtschaftsrechts, ZUR 2009, S. 522 ff. (S. 526 f.); a.A. offensichtlich M. Weise/T.C. Hartmann/F. Wöldeke, Energiewende und Netzstabilität – die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, RdE 2012, S. 181 ff. (S. 184).

insbesondere aus der energiewirtschaftlichen Zweckbestimmung der Preisgünstigkeit (§ 1 Abs. 1 i.V.m. § 2 Abs. 1 EnWG) sowie dem allgemeinen Verhältnismäßigkeitsgrundsatz²⁹. Zudem entspricht dies auch der Ansicht des Gesetzgebers in der Entwurfsbegründung³⁰.

Erst im zweiten Schritt ist auf marktbezogene Maßnahmen zurückzugreifen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Dabei können Gefährdungen und Störungen „*insbesondere durch den Einsatz von Regenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen*“ beseitigt werden. Hier ist daher insbesondere das Redispatching zu nennen, das standardmäßig auf der ÜNB-Ebene, zumindest potenziell aber auch auf der VNB-Ebene zum Einsatz kommt/kommen kann³¹.

Nur soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems mit solchen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig abwenden lässt, dürfen sog. Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG herangezogen werden (dritter Schritt). Derartigen Maßnahmen liegen keine zuvor geschlossenen Verträge wie bei den marktbezogenen Maßnahmen zugrunde und führen auch nicht – wie dort – zu einer Entschädigung der Betroffenen (vgl. § 13 Abs. 5 EnWG)³². Zudem ist geregelt, dass die Einspeisung aus EE-, Grubengas- und hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich nur nachrangig gedrosselt werden darf (vgl. § 13 Abs. 3 EnWG). Im Rahmen des Engpassmanagements erfolgen solche Abregelungen im Wege des Einspeisemanagements (§ 14 EEG 2017), das als solches jedoch zum 1. Oktober 2021 abgeschafft und in das allgemeine Redispatch-Regime „umgetopft“ wird³³. Zusätzlich gelten bereits ab dem 1. Januar 2020 die Vorgaben der neuen Strombinnenmarkt-VO (EU) 2019/943³⁴ unmittelbar und ohne weiteren Umsetzungsakt im deutschen Recht. Dort enthält Art. 13 u.a. Vorgaben zur Berücksichtigung des EE-Vorrangs im Rahmen nicht marktbasierter Redispatchmaßnahmen.

Damit gilt also, dass ein Tätigwerden von VNB zur Beseitigung von Gefährdungen – soweit rein netzbezogene Maßnahmen nicht ausreichen – vorrangig mit marktbezogenen Maßnahmen zu erfolgen hat. Insoweit sind im Voraus vertragliche Vereinbarungen mit potenziellen Anbietern von Systemdienstleistungen³⁵ zu schließen. Im Rahmen des Engpassmanagements betrifft das

²⁹ C. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, Baden-Baden 2013, S. 493; J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 227 f.

³⁰ BT-Drs. 15/3917, S. 57.

³¹ Soweit konventionelle Erzeugungsanlagen hier zur Verfügung stehen, vgl. BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 17.

³² C. König, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Teil 1), 4. Aufl., 2019, § 13 EnWG Rn. 81 f. Dies gilt allerdings nicht bei der Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2017 (die aber wiederum zum 1. Oktober 2021 abgeschafft wird).

³³ Dies wurde mit dem NABEG 2.0 beschlossen, BGBl. 2019 I S. 706 ff.

³⁴ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019, S. 54.

³⁵ Genauer: „Anbietern von Leistungen zur Unterstützung der Systemdienstleistungen“.

Erzeugungsanlagen (Redispatch³⁶ oder ähnliches Verfahren) und/oder Verbrauchsanlagen (Lastmanagement). In welchem Verhältnis erzeugungs- und verbrauchsseitige Maßnahmen zueinander stehen, wird im EnWG nicht geregelt. Zwar gelten abschaltbare Lasten aufgrund des größeren Potenzials und der besseren Steuerbarkeit in der Praxis als vorrangig nutzbar³⁷. Es ist jedoch davon auszugehen, dass erzeugungs- und verbrauchsseitige Maßnahmen innerhalb derselben Stufe – hier also der marktbezogenen Maßnahmen – mangels einer anderweitigen gesetzlichen Regelung grundsätzlich gleichrangig sind³⁸.

b. Adressatenauswahl

Auch die genauen Maßstäbe, nach denen ein regelnder Zugriff auf eine bestimmte, konkret-individuelle Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlage erfolgt, wonach sich also die Adressatenauswahl im Rahmen von §§ 13 ff. EnWG, § 14 EEG 2017 richtet, werden im geltenden Recht³⁹ nicht ausdrücklich benannt. Hier greifen jedoch die allgemeinen Vorgaben aus den §§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, nach denen die Netzbetreiber insbesondere zu einer sicheren, preisgünstigen, effizienten und umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung verpflichtet sind und ihre Netze diskriminierungsfrei zu betreiben haben⁴⁰. Die Auswahl der jeweiligen Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlage hat daher nach sachlichen bzw. objektiv-netztechnischen Kriterien zu erfolgen (z.B. Ab-/Zuschaltpotenzial etc.)⁴¹. Ein willkürlicher, regelnder Zugriff auf bestimmte Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen ist nach dem nationalen Energiewirtschaftsrecht mithin nicht zulässig⁴². Entsprechendes ergibt sich auch aus der neuen EU-Strombinnenmarkt-VO⁴³, in der es in Art. 13 Abs. 1 heißt: *„Der Redispatch der Erzeugung und der Redispatch der Laststeuerung erfolgt auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien.“*

Bei EE- und hocheffizienten KWK-Anlagenbetreibern ist jedoch § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG zu beachten, der zum Schutz der vorrangigen physikalischen Abnahme von Strom aus EE/KWK (§ 11 EEG 2017, § 3 KWKG) festlegt, dass auf diese Anlagen auch bei den *marktbezogenen* Maß-

³⁶ Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt sind allerdings bereits gesetzlich zur Teilnahme am Redispatch verpflichtet, § 13a EnWG, sog. regulatorischer Redispatch. Diese Vorschrift gilt auch für VNB. Sie wird mit dem NABEG 2.0 künftig deutlich ausgeweitet.

³⁷ So etwa J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 73.

³⁸ C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 496 f.; J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 238.

³⁹ Mit dem NABEG 2.0 erhält § 13 Abs. 1 EnWG ab dem 1. Oktober 2021 in den Sätzen 2 und 3 allerdings insoweit eine neue Vorgabe, nach der von mehreren *geeigneten* Maßnahmen diejenigen auszuwählen sind, *„die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen.“* Der genaue Gehalt dieser Vorgabe ist jedoch noch zu untersuchen.

⁴⁰ BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, S. 5; H. Wendt, Kapazitätsengpässe, 2012, S. 66 f.; BDEW/VKU, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017, S. 44 ff.

⁴¹ BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, S. 5; H. Wendt, Kapazitätsengpässe, 2012, S. 66 f.; BDEW/VKU, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017, S. 44 ff.

⁴² J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 222 ff.

⁴³ VO (EU) 2019-943.

nahmen des Netzsicherheitsmanagements nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nur nachrangig zurückgegriffen werden darf. Zunächst ist also das Abregelungspotenzial konventioneller Anlagen einzusetzen. Dies betrifft allerdings nur die Fälle der *Abregelung* von EE-/KWK-Anlagen.

Zu berücksichtigen ist ferner § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG, wonach im Rahmen von Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bzw. im Rahmen des (noch bestehenden) Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 vom Einspeisevorrang für EE, Grubengas und hocheffiziente KWK nur dann abgewichen werden darf, wenn nicht-privilegierte Anlagen am Netz bleiben müssen, da ihre Einspeisung für die Systemsicherheit unumgänglich ist (sog. must-run-units) und durch die Netzbetreiber „*keine technisch gleich wirksamen anderen Maßnahmen*“ verfügbar gemacht werden können. Hieraus könnte abgeleitet werden, dass vor einem Rückgriff auf EE-, Grubengas und hocheffiziente KWK-Anlagen im Sinne von § 13 Abs. 2, 3 EnWG i.V.m. § 14 EEG 2017 auch die Möglichkeiten des Lastmanagements ausgeschöpft werden müssen – jedenfalls dann, wenn EE-Anlagen abgeregelt werden müssen, während konventionelle must-run-units am Netz bleiben dürfen.

c. Beschaffungsvorgaben des § 13 Abs. 6 EnWG

Aus § 13 Abs. 6 EnWG folgt im Übrigen, dass die Beschaffung von Ab- bzw. Zuschaltleistung in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu erfolgen hat, „*bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind.*“ Hierzu ist eine gemeinsame Internetplattform durch die VNB einzurichten.

Bei der Beachtung dieser Pflichten der VNB ist danach zu differenzieren, ob Lasten oder Erzeugungsanlagen kontrahiert werden. Soweit ein VNB zu- oder abschaltbare Lasten in sein Portfolio zur Gefährdungsbeseitigung integrieren möchte, hat er die Vorgaben nach § 13 Abs. 6 EnWG zwingend einzuhalten. Zwar ist die Regelung ersichtlich auf die ÜNB zugeschnitten, sie gilt jedoch aufgrund von § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG auch für VNB⁴⁴. Für die vertragliche Kontrahierung von Erzeugungsanlagen gelten hingegen keine derartigen Vorgaben⁴⁵. Ausschreibungen sind insoweit also zulässig, aber nicht erforderlich.

Unklar ist derzeit noch, wie Art. 32 der neuen Strombinnenmarkt-RL⁴⁶ in deutsches Recht umgesetzt wird, was bis zum 31. Dezember 2020 zu erfolgen hat. Dieser betrifft Anreize für die Nutzung von Flexibilität im Verteilernetz und beinhaltet u.a. auch Vorschriften, wie in einem

⁴⁴ Dies lässt sich auch (im Umkehrschluss) aus § 5 SINTEG-V ableiten, wonach für am SINTEG-Programm beteiligte VNB auf die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform der VNB verzichtet werden kann. Siehe zudem dazu BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 31 f.

⁴⁵ Die Redispatch-Festlegung der BNetzA (BNetzA, BK6-11-098, vom 30. Oktober 2012), bezogen auf den gesetzlichen Redispatch, wurde mittlerweile aufgehoben; sie galt ohnehin nur für die ÜNB.

⁴⁶ RL (EU) 2019-944.

„transparenten und partizipatorischen Verfahren“ genauere Vorgaben und einheitliche Marktprodukte entwickelt werden. Hieraus könnten sich dann neue Voraussetzungen für die Beschaffung von Flexibilitäten ergeben.

3. Einordnung des Konzeptes der Netzampel in das Netzsicherheitsmanagement nach

§§ 13 ff. EnWG

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW geht in seinem erstmals 2013 vorgestellten Ampelkonzept⁴⁷ davon aus, dass sich das Stromsystem in drei Phasen unterteilen lässt: In der grünen Phase funktioniert das Stromnetz ohne Einschränkungen (Marktphase)⁴⁸, in der roten Phase liegen Gefährdungen der Netzstabilität vor, sodass der ÜNB einschreiten muss (Netzphase), die gelbe Phase befindet sich – eben wie bei einer Ampel im Straßenverkehr – dazwischen⁴⁹. Die gelbe Phase wird dadurch beschrieben, dass sich in einem Netzsegment das Auftreten eines Netzengpasses abzeichnet (Übergangsphase). Hier könnten nun VNB zuvor kontrahierte, netzdienliche Flexibilitäten abrufen und so das Eintreten der roten Phase verhindern. Die gelbe Phase ist aus Sicht des BDEW deshalb näher zu untersuchen und auszugestalten, um die Interaktionen zwischen Markt und Netz zu konkretisieren⁵⁰. Hierdurch soll auch die Erforderlichkeit des Netzausbaus verringert werden. Ein wichtiger Faktor zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase stellt die Implementierung von Smart Grids dar, also von sog. „intelligenten Netzen“, die das Einspeise- und Verbrauchsverhalten der Marktteilnehmer integrieren (hierauf wird unten noch näher eingegangen).

Bei der Betrachtung des vorgeschlagenen Konzeptes des BDEW stellt sich die Frage, wo sich die dort vorgestellten Ampelphasen innerhalb des Netzsicherheitsmanagements nach §§ 13 ff. EnWG wiederfinden. Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 unterfallen dabei unstreitig dem Bereich der roten Phase, da es insoweit um reine Zwangseingriffe durch den Netzbetreiber geht, denen kein Marktmechanismus immanent ist⁵¹.

Wo sich allerdings die marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG einordnen lassen, ist zu klären. Hier könnte zunächst vertreten werden, dass diese ebenfalls Teil der roten Phase sind. Diese Einschätzung hätte zur Konsequenz, dass die gelbe Phase und der hiermit eingeführte Flexibilitätsmarkt in rechtlicher Hinsicht etwas vollständig Neues wären, das in den

⁴⁷ BDEW, Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, 2013; BDEW, Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase, 2015.

⁴⁸ Dies kann nach der Einschätzung des BDEW den Einsatz von Regelernergie mitumschließen (BDEW, Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, 2013, S. 15). Gefährdungen der Netzfrequenz und Gefährdungen durch Netzengpässe sind insoweit differenziert zu betrachten.

⁴⁹ Siehe hierzu: BDEW, Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, 2013, S. 15 ff.

⁵⁰ Siehe hierzu auch: BDEW, Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase, 2015, S. 2 ff.

⁵¹ Vgl. BDEW, Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase, 2015, S. 6.

bestehenden Regelungen zum Netzsicherheitsmanagement bislang nicht ausdrücklich vorgesehen ist. Da der Wechsel von der grünen in die gelbe Phase im Ampelkonzept jedoch gerade durch sich abzeichnende⁵² Netzengpässe ausgelöst wird und damit der Anwendungsbereich von § 13 Abs. 1 EnWG eröffnet ist⁵³, ist davon auszugehen, dass der Bereich der marktbezogenen Maßnahmen – im derzeitigen System – bereits der gelben Phase zuzuordnen ist⁵⁴. Hierfür spricht auch, dass marktbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG gerade marktlich-vertragliche Elemente enthalten, vergütet werden und im Grundsatz nicht durch Zwangselemente geprägt sind (Ausnahmen gelten für den regulatorischen Redispatch in § 13a EnWG). Nach dieser Einordnung muss die geplante Ausgestaltung der gelben Phase zuvorderst im Kontext der bereits bestehenden Regelungen in den §§ 13 ff. EnWG betrachtet werden.

Der Bereich der netzbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG, der dadurch gekennzeichnet ist, dass *nicht* auf vertragliche Vereinbarungen mit Dritten zurückgegriffen werden muss, kann einerseits ebenfalls zur gelben, besser jedoch zur grünen Phase gerechnet werden⁵⁵. Für die Zuordnung zur gelben Phase spricht, dass § 13 Abs. 1 EnWG netzbezogene Maßnahmen zwar vorrangig zu marktbezogenen Maßnahmen vorsieht, beide jedoch unter denselben Anwendungsbereich (Eintritt in eine Gefährdungslage) zieht. Für die Zuordnung zur grünen Phase spricht dagegen, dass bei der Heranziehung von netzbezogenen Maßnahmen (wie Netzschaltungen) zumindest nach außen keine Einschränkungen des Netzbetriebs ersichtlich werden. Die gelbe Phase soll jedoch erst eingeläutet werden, wenn ein Netzbetreiber „*mit Netzproblemen konfrontiert [wird], die er nicht mehr durch den Einsatz eigener Betriebsmittel lösen kann*“⁵⁶.

Der Aufbau eines Flexibilitätsmarktes in der gelben Ampelphase ist jedenfalls im Zusammenhang mit den marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu sehen und muss sich an die dazu vorhandenen rechtlichen Anforderungen halten. In diesem Bereich kann der Umbau von der eher starren Nutzung bestimmter einzelner Instrumente durch den Netzbetreiber (etwa Redispatch oder Einspeisemanagement) hin zu einem stärker markt-, preis- und/oder anreizbasierten System vorgenommen werden: All dies mit dem Ziel, den Eintritt der roten Phase möglichst zu verhindern.

⁵² Soweit diese nicht mit eigenen Betriebsmitteln des VNB zu bewältigen sind.

⁵³ Eine Gefährdung in diesem Sinne liegt im Falle der hinreichenden Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts vor, vgl. etwa M. Weise/T.C. Hartmann/F. Wöldeke, Netzstabilität, RdE 2012, S. 181 ff. (S. 181).

⁵⁴ So auch: BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 13; S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353).

⁵⁵ So auch BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 16.

⁵⁶ BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 16.

VI. Das Informationsmanagement der VNB, § 12 Abs. 2, 4-7 EnWG

Ein wesentlicher Schritt zum Aufbau eines umfassenden Flexibilitätsmarktes zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase, liegt im Austausch von Informationen unter den jeweiligen Beteiligten. Dies betrifft vorrangig die Informationserlangung der VNB gegenüber den an ihr Netz angeschlossenen Netznutzern auf Erzeugungs-, Netz- und Verbrauchsseite. Zudem müssen gleichgelagerte VNB untereinander Informationen austauschen. Umgekehrt treffen aber auch die VNB bestimmte Informationspflichten, soweit sie Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements vorgenommen haben.

1. Informationsanspruch nach § 12 Abs. 4-7 EnWG

Die wichtigste Vorschrift in diesem Zusammenhang bildet § 12 Abs. 4 EnWG. Hiernach haben die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, also auch die vorliegend betrachteten VNB, einen Anspruch gegenüber bestimmten informationspflichtigen Personen darauf, dass ihnen sämtliche Informationen gewährt werden, *„die notwendig sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können.“* Dies umfasst auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, die allerdings mit der nötigen Vertraulichkeit zu behandeln sind (§ 12 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 EnWG). Verpflichtet zur Informationsverschaffung sind:

- die Betreiber von Erzeugungsanlagen,
- die Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie,
- die (sonstigen) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen,
- die Betreiber von Gasversorgungsnetzen,
- industrielle und gewerbliche Letztverbraucher,
- Anbieter von Lastmanagement und
- Großhändler oder Lieferanten von Elektrizität.

Nicht erfasst sind also im Wesentlichen die privaten Letztverbraucher, deren Verbrauchsverhalten jedoch, soweit erforderlich, über die Stromlieferanten abgefragt werden kann⁵⁷. Die zu liefernden Informationen betreffen nach der Gesetzesformulierung insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten (§ 12 Abs. 4 S. 2 EnWG)⁵⁸. Die Stammdaten umfassen allgemeine Informationen wie den Namen des Marktakteurs, die Anschluss-Netzebene sowie die Anlagengröße und -leistung⁵⁹. Als Planungsdaten werden in die Zukunft gerichtete Erzeugungs-

⁵⁷ C. König, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Teil 1), 43. Aufl., 2019, § 12 EnWG Rn. 73.

⁵⁸ Rechtswissenschaftliche Kommentarliteratur existiert zu dieser Vorschrift noch nicht.

⁵⁹ BT-Drs. 18/7317, S. 82. Seit das Marktstammdatenregister in Betrieb ist, soll vorrangig hierauf zurückgegriffen werden (§ 12 Abs. 7 EnWG).

bzw. Verbrauchsplanungen bezeichnet; Echtzeitdaten hingegen umfassen die Ist-Einspeisung bzw. den Ist-Verbrauch⁶⁰. Aus Sicht der Netzbetreiber bietet es sich an, präventive Auskunftsersuchen an die Auskunftspflichtigen zu richten und diese zu veranlassen, bestimmte Ereignisse automatisiert zu melden⁶¹. Durch die Wortwahl „insbesondere“ ist zudem gekennzeichnet, dass es sich um keine abschließende Aufzählung zu liefernder Informationen handelt. Welche weiteren Informationen in Betracht kommen, ist jedoch noch nicht endgültig geklärt.

Eine Beschränkung des Informationsanspruchs auf Daten von Netznutzern im eigenen Netzgebiet lässt sich § 12 Abs. 4 EnWG nicht entnehmen. Entscheidend ist dem Wortlaut nach alleine die Notwendigkeit der Informationen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Elektrizitätsversorgungsnetze. Die Netzbetreiber haben demnach auch Zugriff auf die Daten von Anlagen, die sich in anderen Netzgebieten befinden, etwa angeschlossen an das Netz eines gleichgelagerten VNB, solange die entsprechenden Informationen für das Netzsicherheitsmanagement des anfordernden VNB erforderlich sind. Statt des Direktzugriffs auf die einzelnen Anlagenbetreiber dürfte auch eine Einbeziehung des jeweiligen Anschluss-VNB zulässig sein. Es spricht wohl nichts dagegen, dass ein VNB – unter Wahrung der erforderlichen Sorgfalt, insbesondere im Hinblick auf Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse – die bereits selbst von einem Anlagenbetreiber erlangten Daten an einen anderen VNB weitergibt, der ebenfalls berechtigten Bedarf hieran hat. Auf diese Weise könnten die Verfahren sogar beschleunigt und effizienter werden.

Aus Sicht des Gesetzgebers soll § 12 Abs. 4 EnWG ohnehin dazu dienen, ein „Energieinformationsnetz“ zu installieren, das eine regelmäßige Abfrage aller für das Netzsicherheitsmanagement erforderlichen Daten ermöglicht⁶². Die nähere Ausgestaltung obliegt der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach § 12 Abs. 6 EnWG, die hiervon auch bereits Gebrauch gemacht hat⁶³. Die entsprechende Festlegung der BNetzA zur verbindlichen Festschreibung von Dateninhalten, Lieferzeitpunkten und Datenformaten zur Ermöglichung automatisierter Verarbeitungsprozesse betrifft jedoch nur die Datenabfrage durch die ÜNB⁶⁴. Zudem werden dort ausschließlich Erzeugungs- und Speichereinrichtungen adressiert. Soweit die Informationserlangung der VNB betroffen ist, ist davon auszugehen, dass in der praktischen Umsetzung des Anspruchs nach § 12 Abs. 4 EnWG mangels einheitlicher Prozesse und Formate im Hinblick auf die zur Durchführung des Netzsicherheitsmanagements erforderlichen Daten derzeit noch Defizite bestehen.

⁶⁰ BT-Drs. 18/7317, S. 82.

⁶¹ C. König, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Teil 1), 4. Aufl., 2019, § 12 EnWG Rn. 76.

⁶² BT-Drs. 17/6072, S. 67.

⁶³ BNetzA, BK6-13-200 (Beschluss vom 16.04.2014).

⁶⁴ BNetzA, BK6-13-200, S. 10.

2. Informationsanspruch nach § 12 Abs. 2 EnWG

Gleichgelagerte VNB können ihren Informationsanspruch untereinander ebenfalls aus § 12 Abs. 4 (S. 1 Nr. 3) EnWG herleiten. Gleiches folgt auch aus § 12 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG. Danach haben sich die Betreiber von Netzen, die technisch verbunden sind, *„die notwendigen Informationen bereitzustellen, um den sicheren und effizienten Betrieb, den koordinierten Ausbau und den Verbund sicherzustellen.“* Aus § 12 Abs. 2 EnWG können die VNB im Übrigen einen entsprechenden Anspruch gegenüber den ÜNB herleiten.

3. Informationspflichten nach § 13 Abs. 7 EnWG

Die VNB sind nicht nur mit den bereits dargestellten Informationsrechten ausgestattet, sie unterliegen auch bestimmten Informationspflichten. Hier ist insbesondere § 13 Abs. 7 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG zu nennen⁶⁵. Danach sind die von Netzsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber unmittelbar Betroffenen, sowie die Regulierungsbehörde unverzüglich über die zugrundeliegenden Gründe zu informieren. Auf Verlangen sind die Gründe zudem zu belegen. Durch die Netzbetreiber sind dabei jedenfalls Einzelheiten zur Abschalttrangfolge sowie zur diskriminierungsfreien Auswahl unter den Maßnahmeadressaten darzulegen⁶⁶. Im Ergebnis soll ein Fachmann in die Lage versetzt werden, die Rechtmäßigkeit der Maßnahmen überprüfen zu können⁶⁷.

D. Rechtsrahmen für smart grids und smart markets

Diese Kapitel befasst sich mit dem Rechtsrahmen für smart grid und smart markets, soweit im geltenden Recht hierzu bereits Ansätze zu erkennen sind. Nach einer näheren definitorischen Ein- und Abgrenzung werden hierzu zunächst die Vorgaben nach dem Gesetz für die Digitalisierung der Energiewende, insbesondere im Bereich des Messwesens, dargestellt. Sodann werden weitere bereits bestehende Vorschriften im EnWG, wesentliche Hemmnisse sowie Besonderheiten für Anbieter in einem smart market untersucht.

VII. Definition und Abgrenzung

Ein wichtiger Faktor für die Umsetzung eines Flexibilitätsmarktes zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase bildet die Einführung von „smart grids“. Hierunter versteht man ein zunächst noch

⁶⁵ Im Rahmen des (derzeit noch bestehenden) Einspeisemanagements stellt § 14 Abs. 3 EEG 2017 eine Spezialregelung zu § 13 Abs. 7 EnWG dar.

⁶⁶ Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 73.

⁶⁷ P. Salje, Energiewirtschaftsgesetz, München 2006, § 13 Rn. 34.

konventionelles Elektrizitätsnetz, das „durch Kommunikations-, Mess-, Steuer- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird.“⁶⁸ Intendiert wird hierdurch die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Erzeugern, Verbrauchern, Speichern usw.⁶⁹ Im Ergebnis sollen die vorhandenen Netzkapazitäten besser genutzt und übermäßiger Netzausbau vermieden werden⁷⁰. Das Übertragungsnetz kann bereits heute in Teilen als „smart grid“ bezeichnet werden; für die Verteilernetze gilt das bislang aber nicht (sog. „Intelligenzlücke“)⁷¹.

Vom „smart grid“ abzugrenzen ist der „smart market“. Hierunter ist der Bereich außerhalb des Netzes zu verstehen, „in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden.“⁷² Insoweit geht es also nicht um das Netz, sondern um das Verhalten von Marktakteuren. Die verfügbare Netzkapazität begrenzt dabei aber das mögliche Angebot im „smart market“.

Eine signifikante Bedeutung für den Umbau der konventionellen Verteilernetze zu „smart grids“ und den Aufbau von „smart markets“ spielt der Rollout von „smart Metern“, also von kommunikationsfähigen, modernen Messeinrichtungen⁷³. Diese können dazu dienen, eine stärkere Teilnahme bestimmter Kundengruppen im „smart market“ zu forcieren, indem Reaktionen von Erzeugern und Verbrauchern auf Marktsignale, ggf. unter Einsatz von Dienstleistern oder auch automatisiert, ermöglicht werden⁷⁴. „Smart meter“ erlauben eine bidirektionale Kommunikation mit dem Messstellenbetreiber⁷⁵.

VIII. Rechtliche Regelungen zu smart grids und smart markets im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

Mit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)⁷⁶ am 2. September 2016 hat der Gesetzgeber einen wichtigen Schritt in Richtung der Digitalisierung der Energiewende unternommen⁷⁷. Mit diesem Gesetz wurden insbesondere erstmals konkrete Vorgaben zum Rollout von

⁶⁸ BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 11.

⁶⁹ Vgl. A. Windoffer/J. Groß, Smart Grid, VerwArch 2012, S. 491 ff. (S. 494).

⁷⁰ BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 11.

⁷¹ BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 47 f.

⁷² BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 12.

⁷³ S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 349).

⁷⁴ BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 48.

⁷⁵ A. Windoffer/J. Groß, Smart Grid, VerwArch 2012, S. 491 ff. (S. 495).

⁷⁶ Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Vorgängervorschriften befanden sich in den §§ 21b-21i EnWG a.F.

⁷⁷ Einen Überblick hierzu geben etwa: J. Eder/J.-H. vom Wege/M. Weise, Messstellenbetriebsgesetz, IR 2016, S. 173 ff.; C. Kermel/J. Dinter, Digitalisierung, RdE 2016, S. 158 ff.; V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff.; K.W. Lange/C. Möllnitz, Digitalisierung, EnWZ 2016, S. 448 ff.; J.-H. vom Wege/F. Wagner, Digitalisierung, N&R 2016, S. 2 ff. (S. 8).

smart Metern vorgenommen – allerdings wird dieser Begriff im Messstellenbetriebsgesetz so nicht verwendet⁷⁸.

Stattdessen wird von einem intelligenten Messsystem (iMSys) gesprochen. Hierunter versteht man nach § 2 Nr. 7 MsbG *„eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das [sic!] den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und den besonderen Anforderungen nach den §§ 21 und 22 genügt, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt werden können.“* Ein iMSys besteht demnach aus einer sog. modernen Messeinrichtung, also einer Messeinrichtung, die den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit erfassen und darstellen kann (§ 2 Nr. 15 MsbG) und einem Smart-Meter-Gateway (SMG) als Kommunikationseinheit (§ 2 Nr. 19 MsbG). An das SMG können gemäß der im Messstellenbetriebsgesetz vorgenommenen Legaldefinition etwa auch EE- und KWK-Anlagen angeschlossen werden; es muss zudem über die Möglichkeit zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Daten verfügen. Gemäß den §§ 19 ff. MsbG ergeben sich bestimmte technische Vorgaben zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit beim Einsatz von Smart-Meter-Gateways.

4. Rollout intelligenter Messsysteme

Der Rollout richtet sich nach den §§ 29 ff. MsbG. Eine Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen betrifft Letztverbraucher (und damit auch Stromspeicher) mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh sowie solche, die mit einem VNB einen Vertrag nach § 14a EnWG geschlossen haben (§ 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG). Bei § 14a EnWG handelt es sich um eine Netzentgelt-Privilegierungsregelung, wobei als Gegenleistung für die Reduzierung des Netzentgelts die Gewährung der Möglichkeit zur netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den VNB erforderlich ist⁷⁹. Weiterhin vom Rollout betroffen sind *„Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung über 7 Kilowatt“*, was jedoch nach der Begriffsdefinition in § 2 Nr. 1 MsbG nur EE-/KWK-Anlagenbetreiber umfasst (§ 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG)⁸⁰. Bei allen übrigen Letztverbrauchern (wie auch Stromspeichern) sowie bei EE-/KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1 bis einschließlich 7 kW besteht zwar aus Sicht der Messstellenbetreiber die Möglichkeit zur Ausrüstung mit intelligenten Messsystemen, aber keine Verpflichtung (§ 29 Abs. 2 MsbG). Für die Abrufung der Ist-Einspeisung sowie die ferngesteuerte Abregelung bei EE-/KWK-Anlagen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements gemäß §§ 9, 14 EEG 2017 kommt es zwar nicht auf den Einsatz eines intelligenten Messsystems an (§ 9

⁷⁸ V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 340).

⁷⁹ Hierauf wird noch näher einzugehen sein.

⁸⁰ Das MsbG definiert „Anlagenbetreiber“ nach § 2 Nr. 1 MsbG als Betreiber von Anlagen nach dem EEG oder dem KWKG.

Abs. 7 S. 2 EEG 2017). Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem Rollout von intelligenten Messsystemen soll jedoch u.a. auch die Stromeinspeisung im Bereich EE/KWK in Zukunft besser erfassbar werden⁸¹.

Voraussetzung für den Rollout ist jeweils zum einen die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen nach § 30 MsbG. Dies erfordert ein bestehendes Angebot von intelligenten Messsystemen am Markt durch drei voneinander unabhängige Unternehmen und entsprechende Feststellungen durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik⁸². Zum anderen ist die wirtschaftliche Vertretbarkeit erforderlich, für die nach § 31 MsbG bestimmte, gestaffelte Preisobergrenzen gelten. Kostentechnisch erfolgt insoweit⁸³ eine gesonderte Abrechnung außerhalb der Netzentgelte (§ 7 MsbG)⁸⁴. Verantwortlich für den Rollout ist, soweit nicht nach §§ 5 oder 6 MsbG ein Auswahlrecht ausgeübt wird, der sog. grundzuständige Messstellenbetreiber (§ 3 Abs. 1 S. 1 MsbG). Diese Rolle übernimmt grundsätzlich der Netzbetreiber selbst (§ 2 Nr. 4, § 43 MsbG)⁸⁵. Gleiches gilt im Ausgangspunkt auch für die Funktion des Smart-Meter-Gateway-Administrators⁸⁶, also des Verantwortlichen für den technischen Betrieb eines intelligenten Messsystems (§ 2 Nr. 19 MsbG), da sie dem Messstellenbetreiber zugeordnet ist (§ 3 Abs. 1 S. 2 MsbG). Dieser kann jedoch Dritte hiermit beauftragen. Zu beachten ist noch, dass nach § 29 Abs. 3 MsbG in allen Fällen, in denen nach dem MsbG keine verpflichtende Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem vorgesehen ist, bis zum Jahr 2032 in der Regel mindestens der Einbau einer einfachen, modernen Messeinrichtung (aber ohne Smart-Meter-Gateway) erfolgen muss.

5. Datenkommunikation

Teil 3 des MsbG enthält spezielle und umfangreiche Regelungen zur Datenkommunikation in intelligenten Netzen (§§ 49 ff. MsbG). Aus § 50 Abs. 1 MsbG folgt, dass die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Daten aus einer Messeinrichtung bzw. einem Messsystem nur mit Einwilligung des Anschlussnutzers oder – soweit dies erforderlich ist – zur Erfüllung von Verträgen mit dem Anschlussnutzer (inklusive durch diesen veranlassten vorvertraglichen Maßnahmen), zur Umsetzung bestimmter rechtlicher Verpflichtungen (insbesondere nach MsbG, EnWG, EEG oder KWKG) sowie zur Wahrnehmung hoheitlicher Aufgaben des Netzbetreibers zulässig ist. Beispielhaft als zulässige Zwecke der Datenkommunikation genannt werden etwa

⁸¹ C. Kermel/J. Dinter, Digitalisierung, RdE 2016, S. 158 ff. (S. 158).

⁸² Derzeit noch nicht gegeben (Stand: Juli 2019).

⁸³ Nur bezogen auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen. Hier greift auch die Pflicht zur buchhalterischen Entflechtung (§ 3 Abs. 4 S. 2 MsbG). Im übrigen Messstellenbetrieb gilt § 17 Abs. 7 StromNEV.

⁸⁴ BT-Drs. 18/7555, S. 78.

⁸⁵ Es besteht die Möglichkeit zur Übertragung der Grundzuständigkeit (§§ 41 ff. MsbG). Diese betrifft allerdings nur moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme. Der klassische/sonstige Messbetrieb ist nicht umfasst (§ 43 Abs. 1 S. 2 MsbG).

⁸⁶ Nur dieser kann als „vertrauenswürdige Instanz“ einen unmittelbaren Datenzugriff ermöglichen, V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 341 f.).

die Pflicht der Netzbetreiber zum ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb (§ 50 Abs. 2 Nr. 2 MsbG), die Vermarktung von Energie und Flexibilitäten (§ 50 Abs. 2 Nr. 8 MsbG), die Steuerung unterbrechbarer (steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie die Umsetzung variabler Tarife nach § 40 Abs. 5 EnWG (§ 50 Abs. 2 Nr. 9, 10 MsbG). Insbesondere die Nennung der Vermarktung von Flexibilitäten ist im Hinblick auf die Schaffung von smart markets von Bedeutung.

Personenbezogene Daten, Mess-, Netzzustands- und Stammdaten dürfen nur verschlüsselt und in einheitlichem Format, vorgegeben durch die BNetzA, weitergegeben werden (§ 52 MsbG). Sie sind zudem, wenn möglich, zu anonymisieren oder pseudonymisieren. Die zum Umgang mit diesen Daten berechtigten Personen werden in § 49 Abs. 2 MsbG abschließend aufgezählt: Messstellenbetreiber, Netzbetreiber (vorliegend besonders im Fokus), Bilanzkoordinatoren und BKV, Direktvermarktungsunternehmen nach dem EEG und Energielieferanten sowie jede Stelle, die über eine Einwilligung des Anschlussnutzers verfügt. Zudem kann auf dritte Dienstleister zurückgegriffen werden (§ 49 Abs. 3 MsbG). Letzteres könnte von Relevanz sein, wenn in einem smart market Dritte als Betreiber von Handelsplattformen eingesetzt werden sollen und hierfür diese Daten erforderlich sind.

Näheres zum Umfang der Datenerhebung regeln die §§ 55 ff. MsbG. Netzzustandsdaten dürfen vom Messstellenbetreiber nur im Auftrag des Netzbetreibers und auch nur in begründeten Fällen erhoben werden (§ 56 Abs. 1 MsbG). Dies ist immer dann der Fall, wenn es um Netzzustandsdaten an EE-/KWK-Anlagen, an unterbrechbaren (steuerbaren) Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 20.000 kWh geht. In allen anderen Fällen dürfen solche Daten nur erhoben werden, wenn sie nicht personenbezogen sind (§ 56 Abs. 2 MsbG). Bei kleineren Letztverbrauchern können Daten also nur aggregiert – als Summe mehrerer Letztverbraucher – erfasst werden⁸⁷. Stammdaten können durch den Messstellenbetreiber „*im erforderlichen Umfang und zum erforderlichen Zeitpunkt*“ erhoben werden (§ 57 MsbG). Dies betrifft insbesondere den erstmaligen Anschluss einer Anlage an ein intelligentes Messsystem sowie wesentliche Änderungen von Stammdaten. Über die genannten Fälle hinausgehende Datenerhebungen mit Hilfe von Messeinrichtungen oder -systemen sind grundsätzlich unzulässig (Ausnahmen: keine Personenbezogenheit oder Vorliegen einer Einwilligung; § 59 MsbG).

⁸⁷ BT-Drs. 18/7555, S. 107.

6. Messstellenbetreiber und Smart-Meter-Gateway als Datendrehscheibe

Mit den §§ 60 ff. MsbG wird der Messstellenbetreiber⁸⁸ – in der Regel der VNB⁸⁹ – und mit ihm das Smart-Meter-Gateway als Datendrehscheibe etabliert⁹⁰. Das Gesetz spricht insoweit von einer „sternförmigen Kommunikation“. Nach § 60 Abs. 1 MsbG wird der Messstellenbetreiber verpflichtet, die erhobenen Daten aufzubereiten (§§ 55 ff. MsbG) und *„im erforderlichen Umfang an die nach § 49 berechtigten Stellen zu den Zeitpunkten zu übermitteln, die diese zur Erfüllung ihrer Aufgaben aus § 50 in Verbindung mit den §§ 61 bis 73 vorgeben.“* Näheres zur standardmäßigen Übermittlung von Daten (elektrische Arbeit und Leistung, in bestimmter Auflösung) folgt aus § 60 Abs. 3 MsbG. Die Smart-Meter-Gateways sind entsprechend zu konfigurieren (§ 60 Abs. 4 MsbG). Daten können damit zukünftig direkt an die berechtigten Akteure übertragen werden, ohne dass ein Weg über mehrere Stationen zum Empfänger stattfinden muss⁹¹. Im Übrigen haben Messstellenbetreiber dafür zu sorgen, dass Anschlussnutzer bzw. EE-/KWK-Anlagenbetreiber mit intelligenten Messsystemen bzw. zumindest modernen Messeinrichtungen bestimmte Informationen zu Verbrauch bzw. Einspeisung zeitnah einsehen können (§§ 61 f. MsbG). Stammdaten hat der Messstellenbetreiber dem Netzbetreiber gemäß § 63 MsbG zu übermitteln, für Netzzustandsdaten greift § 64 MsbG.

7. Messwertverwendung

Der Netzbetreiber darf erhaltene Messwerte nur für bestimmte, in § 66 Abs. 1 MsbG abschließend genannte Zwecke verwenden und auch nur, soweit dies für diese Zwecke zwingend erforderlich ist. Erfasst sind neben der Netznutzungsabrechnung sowie der Abwicklung der EEG-/KWKG-Abnahme- und Förderpflichten insbesondere die Erfüllung der Pflichten aus den §§ 11-14 EnWG, die Durchführung des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 sowie der Rückgriff auf steuerbare Verbraucher im Sinne von § 14a EnWG. Im Bereich des oben dargestellten Netzsicherheitsmanagements können die VNB also auf entsprechende Messwerte zurückgreifen, so dass eine effiziente Systemführung ermöglicht wird⁹². Übermittlungspflichten der Netzbetreiber ergeben sich aus § 66 Abs. 2 MsbG; insbesondere sind dem ÜNB in seiner Funktion als Bilanzkoordinator (BIKO) Bilanzkreissummenzeitreihen (bei Aggregation der Last- und Einspeisegänge von Einzelzählpunkten) weiterzugeben, soweit nicht die ÜNB selbst hierzu berufen

⁸⁸ § 10a EEG 2017 n.F. und § 14 Abs. 1 KWKG n.F. sind zu beachten.

⁸⁹ Unter Entflechtungsgesichtspunkten ist das nicht unproblematisch, da VNB in ihrer Rolle als Messstellenbetreiber Zugriff auf vertriebsrelevante Informationen erlangen können, die sie innerhalb eines vertikal integrierten VNB weitergeben könnten. Das MsbG verlangt insoweit nur eine buchhalterische Entflechtung (§ 4 S. 2 MsbG). Siehe hierzu etwa: A. Windoffer/J. Groß, Smart Grid, VerwArch 2012, S. 491 ff. (S. 503, 510 ff.); S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 352); V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 346).

⁹⁰ BT-Drs. 18/7555, S. 108.

⁹¹ V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 341); S. Schäfer-Stradowsky/D. Timmermann, Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB, EnWZ 2018, S. 199 ff. (S. 201).

⁹² BT-Drs. 18/7555, S. 109.

sind (§ 67 Abs. 1 Nr. 6, 7 MsbG) – was zukünftig bei Daten aus Messstellen mit intelligenten Messsystemen aber der Fall sein wird (Aufspaltung der Bilanzierungsverantwortung)⁹³. Weitergehende Verwendungszwecke für Messwerte durch die ÜNB enthält § 67 MsbG (etwa bezogen auf die Abrechnung von Regelleistung aus dezentralen Anlagen). Für BKV bzw. Energielieferanten gelten die Regelungen zur Messwertnutzung nach den §§ 68 bzw. 69 MsbG. Messwertnutzungen und Datenaustausch, die über die genannten Vorschriften hinausgehen und personenbezogene Daten betreffen, erfordern eine Einwilligung des Anschlussnutzers (§ 70 MsbG).

8. Zwischenergebnis⁹⁴

Unter dem Gesichtspunkt des Aufbaus eines Flexibilitätsmarktes zur Ausfüllung der gelben Ampelphase spielen die vorstehenden Ausführungen zur Digitalisierung der Energiewende eine durchaus wichtige Rolle⁹⁵. Während die Vorgaben zum Rollout von intelligenten Messsystemen v.a. die praktische Durchführbarkeit eines solchen Marktes betreffen, tangieren die Vorschriften zur künftigen Rolle des Messstellenbetreibers sowie zur Datenkommunikation die rechtliche Zulässigkeit bestimmter Umsetzungskonstellationen. Hier gilt es im Einzelfall zu prüfen, inwiefern für die beteiligten Personen entsprechende Zugriffsrechte in Bezug auf aufbereitete Messwerte bestehen. Für die Netzbetreiber gilt insoweit der dargestellte Inhalt in § 66 MsbG.

IX. Weitere Ansätze eines Rechtsrahmens für den smart market im geltenden Recht

Ein Rechtsrahmen für die Umsetzung eines smart markets in der gelben Ampelphase ist, über die Vorgaben des MsbG hinaus, bislang allenfalls in Ansätzen erkennbar. Ein solcher ist systematisch dem Bereich der marktbezogenen Maßnahmen des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG (i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG) zuzuordnen (vgl. oben). Insoweit sind insbesondere die Vorgaben aus den §§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG zum sicheren, preisgünstigen, effizienten, umweltverträglichen und diskriminierungsfreien Netzbetrieb sowie aus § 13 Abs. 6 EnWG zur Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren über eine gemeinsame Internetplattform, *„bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind“*, zu beachten (vgl. ebenfalls oben).

Weitere relevante Vorschriften ergeben sich aus § 14a und § 40 Abs. 5 EnWG. In beiden Normen geht es um finanzielle Anreize:

⁹³ J.-H. vom Wege/F. Wagner, Digitalisierung, N&R 2016, S. 2 ff. (S. 8).

⁹⁴ Hinzuweisen ist im Übrigen auf die Regelungen der Datenschutz-Grundverordnung (DS-GVO), die relevant sind, soweit es um die Verarbeitung personenbezogener Daten natürlicher Personen geht.

⁹⁵ Auch unter Vereinheitlichungsgesichtspunkten, vgl. P. Zayer, Smart Grid, et 2017, Heft 5, S. 8 ff.

9. Bedeutung von § 14a EnWG

Bei § 14a EnWG⁹⁶ handelt es sich, wie bereits angesprochen, um eine Netzentgelt-Privilegierungsregelung. Hiernach haben die VNB Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt anzubieten, *„wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird.“* Nähere Vorgaben kann die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates auf dem Verordnungswege festlegen (§ 14a S. 3 EnWG), was zwar offiziell angekündigt, bislang aber nicht umgesetzt wurde. Die Regelungen des MsbG zur kommunikativen Einbindung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind hierbei zu beachten (§ 14a S. 4 EnWG). Die Netzbetreiber dürfen gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 5 MsbG erhaltene Messwerte zum Zwecke der Durchführung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG verwenden.

Der Hintergrund der systematischen Stellung von § 14a EnWG im Gesetz nach den §§ 13 ff. EnWG ist jedoch unklar. Die Vorschrift könnte – neben ihrer Bedeutung im Rahmen der Netzentgelte – aber als spezielle marktbezogene Maßnahme auf VNB-Ebene im Sinne von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG eingeordnet werden. Dies würde auch ihre Stellung im EnWG direkt nach den §§ 13 ff., 14 EnWG, die das Netzsicherheitsmanagement behandeln, erklären. Andererseits wird sie im Rahmen von § 13 Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG gerade nicht als Teil des Maßnahmeninstrumentariums benannt. Möglicherweise ist § 14a EnWG daher dem Netzsicherheitsmanagement vorgelagert⁹⁷ und damit Teil der grünen Ampelphase an der Schwelle zum Eintritt in die gelbe Phase. Jedenfalls ergeben sich aus § 14a EnWG monetäre Anreize für flexibles Verbrauchsverhalten, indem eine Reduzierung des Netzentgelts, ermöglicht wird.

10. Bedeutung von § 40 Abs. 5 EnWG

Auch § 40 Abs. 5 EnWG⁹⁸ adressiert finanzielle Vorteile für einen flexibel ausgerichteten Verbrauch⁹⁹. Hier werden allerdings nicht die staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile in den Blick genommen, sondern der Marktpreis¹⁰⁰. Nach dieser Vorschrift müssen

⁹⁶ Nach § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG haben die Messstellenbetreiber Messstellen bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG besteht, mit intelligenten Messsystemen auszustatten.

⁹⁷ S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353); S. Schäfer-Stradowsky/D. Timmermann, Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB, EnWZ 2018, S. 199 ff. (S. 204).

⁹⁸ Hierzu ist § 12 Abs. 4 StromNZV zu beachten: *„Soweit es für die Umsetzung eines variablen Tarifs im Sinne von § 40 Absatz 5 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich ist, haben Netzbetreiber Netznutzern eine Bilanzierung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen für diejenigen Einspeise- und Entnahmestellen zu ermöglichen, deren Einspeise- und Entnahmeverhalten mit intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes ermittelt wird.“*

⁹⁹ S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353).

¹⁰⁰ Vgl. auch Art. 11 Abs. 1 der neuen Binnenmarkt-RL, RL (EU) 2019-944: *„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Endkunden, die einen intelligenten Zähler installieren lassen, von mindestens einem Versorger sowie von jedem Versorger mit über 200 000 Endkunden verlangen können, einen Vertrag mit dynamischen Stromtarifen abzuschließen.“*

die Stromlieferanten, „soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anbieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt.“ Anders als bei § 14a EnWG geht es hierbei nicht um die Überlassung der Steuerbarkeit als Gegenleistung für den Netzbetreiber, sondern nur um die Verpflichtung der Lieferanten, mindestens einen lastvariablen oder tageszeitabhängigen Spezialtarif im Angebot zu haben. Im Hinblick auf die Anreizung flexibler Verbräuche – und im Ansatz auch in Bezug auf die Umsetzung von smart markets – kann § 40 Abs. 5 EnWG als erster Baustein angesehen werden. Da die Letztverbraucher-Strompreise jedoch in erster Linie durch die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile geprägt sind, greifen dynamische Elemente im Rahmen des reinen Marktpreises zu kurz.

X. Allgemeine rechtliche Hemmnisse bei der Schaffung von smart markets

Der Aufbau von smart markets ist aufgrund des noch defizitären bzw. rudimentären Rechtsrahmens mit verschiedenen rechtlichen Herausforderungen verbunden. Abgesehen von den soeben beschriebenen Strompreis-Privilegierungsvorschriften in § 14a und § 40 Abs. 5 EnWG¹⁰¹ (die bereits selbst nur geringe Wirkung entfalten), bietet der derzeitige Rechtsrahmen kaum Anreize für flexibles Einspeise- oder Verbrauchsverhalten. Verbrauchsseitig sind zudem die Anforderungen des § 13 Abs. 6 EnWG im Auge zu behalten, wonach Netzbetreiber bei der Beschaffung von Ab- oder Zuschaltleistung bestimmte Vorgaben zu beachten haben (insbes. Ausschreibungen mit einheitlichen Anforderungen über gemeinsame Internetplattform; vgl.o.).

11. Kostenseitige Hemmnisse für Akteure eine smart markets

Häufig sind die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile¹⁰² (EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.; kurz: SIP) – vorbehaltlich sonstiger¹⁰³ Privilegierungsvorschriften

¹⁰¹ Ggf. kann hier noch § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV genannt werden (Netzentgeltverringerung bei Lastabsenkung in sog. Hochlastzeitfenstern).

¹⁰² Siehe hierzu auch die Website www.strompreisbestandteile.de.

¹⁰³ Hier besteht wiederum zum Teil die Gefahr, dass an sich geltende Privilegierungen als Folge von flexiblem Verbrauchsverhalten entfallen oder sich zumindest mindern (Bsp.: § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV). Zudem können sich generell Lastspitzen negativ auswirken, während gleichmäßige Bandbezüge belohnt werden, wie sich bei den Netzentgelten zeigt. Siehe hier etwa BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 23 ff.

(Zwischenspeicherung, Eigenversorgung¹⁰⁴, Großverbrauch) – auch bei netzdienlichem Verhalten in voller Höhe zu zahlen.¹⁰⁵ Insoweit könnte das Interesse der Betreiber von Verbrauchsanlagen an der Teilnahme an smart markets ggf. begrenzt sein¹⁰⁶.

Für die Netzbetreiber wiederum dürfte von entscheidender Bedeutung sein, wie sie entstehende Kosten im Rahmen von smart markets auf die Netznutzer umlegen können: Während Maßnahmen des Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 gegenüber EE-/KWK-Anlagen aber in der Anreizregulierung als dauerhaft unbeeinflussbar eingeordnet werden (§ 11 Abs. 2 Satz 17 ARegV) und somit neutral gestellt werden, gilt dies für die Kosten aus marktbezogenen Maßnahmen, etwa gegenüber Verbrauchsanlagen¹⁰⁷, nicht¹⁰⁸. Diese Kosten gehen in den Effizienzvergleich ein, was für Netzbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Gründen wohl nicht attraktiv sein dürfte.

Auch erzeugungsseitig kann flexibles Verhalten im Übrigen zusätzliche Nachteile schaffen (Bsp.: geringere Gutschriften aus vermiedener Netznutzung nach § 18 StromNEV bei Drosselung der Erzeugung)¹⁰⁹.

12. Kostenseitige Hemmnisse durch die Regelungen des Bilanzkreismanagements

Weiterhin ergeben sich für smart markets Restriktionen durch die rechtlichen Pflichten des Bilanzkreismanagements, denen die zuständigen BKV gegenüber dem ÜNB unterworfen sind.

Das Bilanzkreismanagement mit dem Einsatz von Regel- und Ausgleichenergie spielt eine zentrale Rolle bei der Stabilisierung und Bilanzierung des Stromnetzes¹¹⁰. Gesetzlich geregelt ist dies als ein Grundsatz des Strommarktes in § 1a Abs. 2 S. 1 EnWG: „Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem hat eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitäts-

¹⁰⁴ Hier ist u.a. zu beachten, dass die Ausnahmegvorschrift des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG nur für EE-/KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW gilt. Dies ist von besonderer Bedeutung, soweit es um virtuelle Kraftwerke geht. Nach § 12b StromStV sind hier ggf. Zusammenrechnungen durchzuführen, die dazu führen können, dass der geforderte Nennwert überschritten wird.

¹⁰⁵ Weiterführend: Stiftung Umweltenergierecht/Fraunhofer-ISI, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten (für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein), Februar 2016, S. 28 ff. Vgl. auch die Einführung einer Experimentierklausel in § 119 EnWG sowie die Umsetzung im Rahmen der SINTEG-V. Zudem: V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 345).

¹⁰⁶ Hier könnte zukünftig aber Art. 15 Abs. 1 der neuen Binnenmarkt-RL, RL (EU) 2019-944, Bedeutung erlangen: „Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass Endkunden das Recht haben, als aktive Kunden zu handeln, ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden technischen Anforderungen, administrativen Anforderungen, Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie nicht-kostenorientierten Netzentgelten unterworfen zu werden.“

¹⁰⁷ Aber auch der Redispatch von Erzeugungsanlagen ist auf VNB-Ebene (anders als auf ÜNB-Ebene) nicht privilegiert.

¹⁰⁸ BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 26.

¹⁰⁹ M. Gerecht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 48). Diesem Gesichtspunkt kommt allerdings nach Erlass des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes keine große Bedeutung für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen mehr zu, vgl. § 18 Abs. 1 S. 2, Abs. 5 StromNEV.

¹¹⁰ A. Böwing, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl. 2016, Kap. 71 Rn. 98.

versorgungssicherheit.“ Den BKV obliegt es dabei nach § 1a Abs. 2 S. 2 EnWG, die ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise sicherzustellen. Der Bilanzkreis ist in § 3 Nr. 10a EnWG legal definiert als die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.

Voraussetzung für den Netzzugang durch Letztverbraucher und Lieferanten ist, dass über einen Bilanzkreis, der in ein vertraglich begründetes Bilanzkreissystem einbezogen ist, ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme stattfindet, § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG. Näher konkretisiert und präzisiert werden die Vorgaben durch die auf Grundlage des EnWG¹¹¹ erlassene Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV¹¹²). Danach ist aufgrund von § 4 Abs. 3 S. 1 StromNZV zwingende Voraussetzung, dass jede Einspeise- oder Entnahmestelle einem Bilanzkreis zuzuordnen ist¹¹³. Die Netznutzung durch eine Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage ist ohne eine Bilanzkreiszuordnung demnach nicht möglich¹¹⁴.

Ferner ist der Abschluss eines Bilanzkreisvertrages zwischen dem zuständigen BKV und dem Betreiber des Übertragungsnetzes über die Führung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen nach § 26 StromNZV erforderlich. Der BKV übernimmt dadurch als Bindeglied zwischen den Netznutzern seines Bilanzkreises und dem für die übergeordnete Regelzone zuständigen Übertragungsnetzbetreiber die wirtschaftliche Verantwortung, dass der Bilanzkreis viertelstündlich ausgeglichen gehalten wird¹¹⁵. Als Bilanzkreisvertrag ist von allen BKV der von der BNetzA aufgrund ihrer Festlegungskompetenz nach § 27 Abs. 1 Nr. 15 StromNZV statuierte einheitliche Standardbilanzkreisvertrag¹¹⁶ zu verwenden. Dies gilt auch für VNB, die als BKV auftreten¹¹⁷.

Im Hinblick auf den hier zu bewertenden smart market hat der Gesetzgeber zwar im Zuge des Strommarktgesetzes im Jahr 2016 den neuen Grundsatz verankert, dass auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden soll, vgl. § 1a Abs. 3 EnWG. Der Einsatz von Flexibilitäten in u.a. smart markets ist daher eine intendierte Maßnahme zur Transformation des Energieversorgungssystems. Erfolgen im Zuge des Rückgriffs auf Flexibilitäten im smart

¹¹¹ Auf Grundlage des § 21b Abs. 3 Satz 1 in Verbindung mit Satz 3, des § 24 Satz 1 Nr. 1 und 2 in Verbindung mit Satz 2 Nr. 1, 2 und 3 sowie Satz 3, Satz 1 Nr. 1 auch in Verbindung mit § 21b Abs. 3 Satz 1 und 3, und des § 29 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005.

¹¹² Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

¹¹³ Ein Netznutzer darf aber auch nur einem Bilanzkreis zugeordnet sein, § 4 Abs. 3 S. 2 StromNZV. Es muss also eine eindeutige Bilanzkreiszuordnung vorliegen.

¹¹⁴ So M. Sauer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, StromNZV Rn. 5.

¹¹⁵ Vgl. A. Böwing, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl. 2016, Kap. 71 Rn. 107.

¹¹⁶ Bis zum 30.4.2020 gilt der „Bilanzkreisvertrag über die Führung von Bilanzkreisen zwischen Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)“, BNetzA, Anlage zum Beschl. vom 29.6.2011, BK6-06-013. Ab dem 1.5.2020 ist die überarbeitete Version des Standardbilanzkreisvertrages Strom, BNetzA, Beschl. vom 12.4.2019, BK6-18-061, zu verwenden.

¹¹⁷ M. Sauer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, StromNZV Rn. 82 mit Bezug auf BNetzA, Beschl. vom 29.6.2011, BK6-06-013, Ziff. 4.1.

market jedoch Veränderungen der Ein- oder Ausspeisung von Strom, führt dies ggf. zu Bilanzabweichungen bei den zuständigen BKV¹¹⁸. Diese sind, wie oben ausgeführt, nach § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde verantwortlich – was auch in wirtschaftlicher Hinsicht gilt. Muss als Folge des Auftretens von Frequenzschwankungen durch die ÜNB Regelernergie eingesetzt werden, erfolgt eine Abrechnung gegenüber den BKV im Wege der Ausgleichsenergie (§ 8 Abs. 2 S. 2 StromNZV). Soweit sich aufgrund des verstärkten Einsatzes von Flexibilitäten Prognose-schwierigkeiten bei den BKV ergeben, die zu höheren Kosten für Ausgleichsenergie führen¹¹⁹, könnte dies in Einzelfällen problematisch sein,¹²⁰ da die BKV diese Zusatzkosten ggf. nur schwer verhindern können.

13. Faktische Hemmnisse aufgrund des regulatorischen Redispatch nach § 13a EnWG

Schließlich ergeben sich Hemmnisse für Flexibilitätsmarktmodelle aufgrund der starken gesetzgeberischen Fokussierung auf den sog. regulatorischen Redispatch in § 13a EnWG. Nach dieser Vorschrift können Betreiber von Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet werden, auf Anforderung des ÜNB, aber auch des VNB (§ 14 Abs. 1 S. 1 EnWG), „*gegen eine angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen*“. Der regulatorische Redispatch stellt eine Mischform¹²¹ zwischen marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG (Vergütung) und Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (Zwangselement) dar, ist jedoch nach deutschem Verständnis systematisch den marktbezogenen Maßnahmen zuzurechnen¹²² und damit Teil der gelben Ampelphase. Er steht wohl nicht in einem nachrangigen Verhältnis zum vertraglichen Redispatch, sondern ergänzt diesen auf gleicher Stufe¹²³, bietet dabei jedoch aus Netzbetreibersicht den Vorteil, dass sich die Verpflichtungen der erfassten Erzeugungsanlagen zur Teilnahme am Engpassmanagement gegen die Zahlung einer Vergütung direkt aus dem Gesetz ergeben.

Ab dem 1. Oktober 2021 wird der regulatorische Redispatch zudem massiv ausgeweitet und erfasst in der Folge sämtliche Anlagen ab einer Nennleistung von 100 kW. Zudem werden dann auch EE-/KWK-Anlagen in den Redispatch integriert¹²⁴. Inwieweit daneben noch Raum für die

¹¹⁸ S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353); vgl. auch M. Ge-recht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 49).

¹¹⁹ Eine Parallelproblematik besteht momentan bei Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bzw. im Einspei-semanagement nach § 14 EEG 2017.

¹²⁰ Vgl. S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353 f.).

¹²¹ Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 71.

¹²² Begründungslinie: Es erfolgt ein Zugriff auf dritte Marktakteure, so dass von „Marktbezogenheit“ ausgegangen werden kann. Die Europarechtsfestigkeit dieser Aussage ist jedoch noch zu klären.

¹²³ J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 231 f.

¹²⁴ Dies wurde mit dem NABEG 2.0 beschlossen, BGBl. 2019 I S. 706 ff.

„echte“ marktliche Beschaffung von Flexibilitäten besteht, etwa auf Verbrauchsseite, bleibt abzuwarten. Ein Rückgriff auf den regulatorischen Redispatch dürfte für die Netzbetreiber jedenfalls vorzugswürdig sein, da keine individuellen Vertragsverhandlungen erforderlich sind und die wichtigsten Vorgaben zur Vergütung gesetzlich geregelt sind (§ 13a Abs. 2 EnWG). Einzuhalten sind von den Netzbetreibern künftig auch die ab dem 1. Januar 2020 unmittelbar geltenden Vorgaben zur Durchführung des marktbasierten und nicht marktbasierten Redispatch nach Art. 13 der neuen EU-Strombinnenmarkt-VO¹²⁵. Für das Verhältnis der unterschiedlichen Normen auf nationaler Ebene und EU-Ebene gilt das Prinzip des Vorrangs des EU-Rechts gegenüber nationalem Recht. Im Einzelnen ist das Zusammenspiel der Vorgaben des EnWG und der Strombinnenmarkt-VO daher künftig noch zu klären.

XI. Besonderheiten für Anbieter im smart market

Für Anlagenbetreiber, die in einem smart market Flexibilitäten anbieten möchten, sind gewisse rechtliche Vorgaben zu beachten. Potenzielle Flexibilitätsanbieter sind auf Verbraucherseite etwa Betreiber von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen, sonstigen Stromspeichern sowie Industrieanlagen¹²⁶. Stromerzeuger (konventionell, EE, KWK) kommen ebenfalls als Anbieter in Betracht, auch soweit es sich um virtuelle Kraftwerke handelt. Zudem ist die Zwischenschaltung von Aggregatoren möglich.

14. Besonderheiten bei EE-/KWK-Anlagen

Bei EE-Anlagen, die eine gesetzliche Förderung erhalten (§ 19 Abs. 1 EEG 2017), ist allerdings das Verhältnis zwischen der Förderung nach dem EEG und der Vermarktung der Erzeugungsleistung bzw. -arbeit an einem smart market von Bedeutung. Dies betrifft zum einen die Anspruchsvoraussetzungen für die jeweilige Förderung, zum anderen das spezielle Doppelvermarktungsverbot des EEG in § 80. Zudem ergeben sich Besonderheiten bei der Bildung der merit order.

Jedenfalls in der Direktvermarktung mit Marktprämie nach § 20 EEG 2017 stehen einer (zusätzlichen, teilweisen) Vermarktung¹²⁷ der geförderten EE-Anlage an einem smart market keine grundsätzlichen Bedenken entgegen. Eine Direktvermarktung liegt nur dann nicht vor, wenn der Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet wird (§ 3 Nr. 16 EEG 2017). Zudem scheidet ein Verstoß gegen das EEG-Doppelvermarktungsverbot in § 80 Abs. 1 EEG 2017 jedenfalls dann aus, wenn es nicht gerade um eine

¹²⁵ VO (EU) 2019-943.

¹²⁶ M. Gerecht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 47).

¹²⁷ Dies betrifft den Bereich des „Hochregels“.

mehrfache Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stromes geht¹²⁸. Dient eine Flexibilitätsplattform ausschließlich der Beseitigung von Gefährdungen für die Netzsicherheit, dürfte die grüne Eigenschaft des Stromes aber insoweit ohne Bedeutung sein, so dass eine Teilnahme der geförderten EE-Anlage am Flexibilitätsmarkt wohl zulässig ist. Für die Teilnahme am Regenergiemarkt ist das in § 80 Abs. 1 S. 4 EEG 2017 im Übrigen explizit festgeschrieben.

Bei EE- und hocheffizienten KWK-Anlagenbetreibern ist im Rahmen der Vermarktung am smart market zudem § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG zu beachten, der zum Schutz der vorrangigen physikalischen Abnahme von Strom aus EE/KWK (§ 11 EEG 2017, § 3 KWKG) festlegt, dass auf diese Anlagen – soweit es um die Abregelung geht – auch bei den marktbezogenen Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und damit innerhalb der gelben Ampelphase nur nachrangig zurückgegriffen werden darf (vgl. o.). Zunächst ist also das Abregelungspotenzial konventioneller Anlagen einzusetzen. Der Abnahmevorrang von EE einerseits und KWK andererseits ist dabei grundsätzlich gleichrangig¹²⁹. KWK-Anlagen können, wie § 3 Abs. 3 KWKG zeigt, eine Ausnahme von der vorrangigen Einspeisung wohl ohnehin nur im Rahmen von § 13 Abs. 6a EnWG (sog. „Nutzen statt Abregeln“¹³⁰) geltend machen. Diese Maßnahme kann jedoch ausschließlich auf Übertragungsnetzebene und durch die ÜNB angewandt werden (§ 13 Abs. 6a S. 5 EnWG); eine Heranziehung auf VNB-Ebene ist derzeit ausgeschlossen. Dies gilt aber allerdings nicht, wenn es um das „Hochregeln“ der Anlage geht, dies ist zulässig.

Damit gilt, dass nach derzeitiger Rechtslage nur EE-Anlagen, nicht aber KWK-Anlagen, ihre Abregelungsfähigkeit unter Abweichung vom Einspeisevorrang am smart market auf Verteilnetzebene vermarktet werden können. Diese müssen dann jedoch wiederum an das Ende der merit order gesetzt werden, so dass der an sich eingesetzte Zuschlagsmechanismus hier durchbrochen werden muss. Was das konkret zur Folge hat, ist allerdings unklar. Einerseits könnte dies bedeuten, dass EE-Anlagen erst nach Ausschöpfung *aller* zur Verfügung stehenden marktbezogenen Maßnahmen eingesetzt werden dürfen („globale Betrachtung“). Andererseits könnte man aber auch vertreten, dass es nur um eine relative Nachrangigkeit geht, EE-Anlagen also nur jeweils *innerhalb* eines einzelnen Instruments im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG an das Ende der merit order gesetzt werden („relative Betrachtung“)¹³¹. Da in der Regelung ohnehin bereits ein schwerlich nachvollziehbares Diskriminierungspotenzial von EE-Anlagen enthalten ist, spricht tendenziell mehr für die relative Betrachtung.

¹²⁸ Vgl. M. Boemke, in: Frenz/Müggenborg et al. (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz, 5. Aufl., 2018, § 80 Rn. 9.

¹²⁹ Ausnahme: § 3 Abs. 2 S. 2 KWKG, bezogen auf KWK-Anlagen, deren Förderung in einer Ausschreibung ermittelt wurde (§§ 8a, 8b KWKG).

¹³⁰ Adressiert werden hier KWK-Power-to-Heat-Konstellationen.

¹³¹ Zu einer insoweit einschränkenden Auslegung der Regelung des § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG im Rahmen des Regenergiemarktes J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 253.

15. Besonderheiten bei gleichzeitiger Vermarktung am Regelle Energiemarkt

Eine wichtige Frage für viele Anbieter von Flexibilitäten dürfte im Übrigen sein, inwiefern eine gleichzeitige Vermarktung ihrer Einspeise- bzw. Verbrauchsleistung an anderen Märkten zulässig ist. Hier ist v.a. denkbar, dass ein potenzieller Teilnehmer des smart markets mit seiner Anlage bereits am Regelleistungsmarkt präqualifiziert ist. Erhält er im Zuge eines konkreten Gebotsverfahrens den Zuschlag für eine bestimmte Zeitscheibe, so hat er zu gewährleisten, dass die Anlage im Falle der Anforderung auch in der angebotenen Weise zur Verfügung steht¹³². Andernfalls können erhebliche Sanktionen durch den ÜNB ausgelöst werden.

Denkbar ist jedoch, dass im Rahmen der Verträge, die Teilnehmer am smart market schließen, Öffnungsklauseln zur vorrangigen Teilnahme am Regelleistungsmarkt vorgesehen werden. Hier könnte man sich an § 7 Abs. 1 AbLaV orientieren, wonach die Abschaltleistung im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten in den Zeiträumen, in denen eine Vermarktung an den Märkten für positive Regelleistung bzw. Primärregelleistung erfolgt ist, nicht gemäß der Abschaltverordnung zur Verfügung gestellt werden muss. Wird am Regelle Energiemarkt – etwa im Sinne eines virtuellen Kraftwerks – gepoolte Leistung angeboten, kann grundsätzlich der Poolbetreiber im Falle eines Abrufs durch den ÜNB bestimmen, welche konkreten Anlagen innerhalb des Pools herangezogen werden¹³³. Dies dürfte für die Doppelvermarktung des Pools an einem Flexibilitätsmarkt hilfreich sein.

E. Rechtliche Bewertung des im Projekt angedachten Marktmodells

Im Projekt Grid Integration soll ein Modell für einen Flexibilitätsmarkt/smart market auf VNB-Ebene entwickelt werden, der die gelbe Ampelphase ausgestaltet und der effizienten Beseitigung absehbarer Netzengpässe auf VNB-Ebene dient. An diesem Markt können Betreiber von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen, ggf. im Rahmen eines Pools bzw. virtuellen Kraftwerks, dem VNB flexible Leistung anbieten. Hierzu werden zunächst Primär-Ausschreibungen im Netzgebiet des anfordernden VNB (Primär-VNB) durchgeführt. Auch Nachbarzellbetreiber (Sekundär-VNB) können – physikalisch gelöst über den Einbau sog. Kurzkupplungen – teilnehmen, entweder mit eigener Flexibilität oder über die Freigabe von Sekundär-Ausschreibungen in ihrem Netzgebiet. Angedacht ist eine zentrale Plattform mit jeweils regionalen Marktplätzen für jedes Verteilnetz. Die Marktplätze können vom VNB selbst oder von einem Dritten betrieben werden. Ein Rückgriff auf die Flexibilitätsplattform seitens der VNB ist nicht verpflichtend,

¹³² Vgl. exemplarisch Muster-Rahmenvertrag Sekundärregelleistung (Stand: 22.09.2015), abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, S. 19.

¹³³ Etwa ableitbar aus BNetzA, BK6-10-098, S. 50 (Beschluss vom 12.04.2011; bezogen auf Sekundärregelleistung), siehe zudem exemplarisch Muster-Rahmenvertrag Sekundärregelleistung (Stand: 22.09.2015), abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, S. 24.

sondern fakultativ. Der Abruf einer konkreten Flexibilität richtet sich nach dem Prinzip „Preis pro Wirkung“, wobei ggf. zusätzlich bestimmte Randbedingungen definiert werden sollen (etwa: politischer Nutzen, Umweltfreundlichkeit). Als Anreiz für den Betrieb der Flexibilitätsplattform sollen Transaktionsgebühren dienen.

Anhand des in den Kapiteln C. und D. beschriebenen allgemein geltenden Rechtsrahmens für Netzsicherheits- und Informationsmanagement der VNB sowie für die Schaffung von smart markets soll das soeben beschriebene Marktmodell auf Grundlage der vom Auftraggeber mitgeteilten etwaigen Problemkreise rechtlich bewertet werden.

I. Umsetzbarkeit im geltenden Recht

16. Zulässigkeit der Ausschreibung von Flexibilitäten durch die VNB

Die Einführung eines Flexibilitätsmarktes zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase fällt in den Bereich des Netzsicherheitsmanagements nach den §§ 13 ff. EnWG. Hierzu sind nach § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch die VNB berufen. Diese sind also dazu berechtigt, Ausschreibungen durchzuführen, um flexible Erzeuger und Verbraucher oder Speicher für das Engpassmanagement zu kontrahieren. Es handelt sich dabei um marktbezogene Maßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Näheres hierzu siehe bereits C.V.

Das vorgeschlagene Modell zur Schaffung einer Handelsplattform für Flexibilitäten auf Verteilnetzebene ist also im geltenden Recht grundsätzlich umsetzbar. Aus Art. 13 Abs. 2 der EU-Strombinnenmarkt-VO folgt künftig ohnehin ein eindeutiger Vorrang für marktbezogene Lösungen, auch auf Verteilnetzebene¹³⁴. Auch die Einbindung des Nachbarzellbetreibers bzw. die Ausdehnung der Ausschreibung auf benachbarte Netzzellen wirft insoweit – soweit ersichtlich – keine rechtlichen Probleme auf. Unklar ist derzeit noch, wie Art. 32 der Strombinnenmarkt-RL¹³⁵ in deutsches Recht umgesetzt wird (bis zum 31. Dezember 2020 erforderlich). Diese Norm zielt auf die Schaffung von Anreizen für die Nutzung von Flexibilität im Verteilernetz und beinhaltet u.a. auch Vorschriften, wie in einem „transparenten und partizipatorischen Verfahren“ genauere Vorgaben und einheitliche Marktprodukte entwickelt werden. Hieraus könnten sich dann neue Voraussetzungen für die Beschaffung von Flexibilitäten ergeben.

Die rein fakultative Nutzbarkeit der Flexibilitätsplattform ist prinzipiell ebenfalls rechtlich zulässig. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass das Verhältnis zwischen unterschiedlichen Instrumenten des Netzsicherheitsmanagements auf der gleichen Rangstufe (hier: marktbezogene Maßnahmen), die eine Lösung für dasselbe Problem bereitstellen, rechtlich nicht geklärt ist. Vorliegend

¹³⁴ Art. 13 Abs. 2 i. V. m. Abs. 3 VO (EU) 2019/943.

¹³⁵ RL (EU) 2019-944.

ist das zu lösende Problem die Beseitigung von Netzengpässen. Als Instrumente stehen neben dem in diesem Projekt vorgestellten Flexibilitätsmarktkonzept noch regulatorischer und vertraglicher Redispatch von Erzeugungs- und Speicheranlagen, vertragliche Vereinbarungen zum Lastmanagement sowie ggf. weitere individuell ausgehandelte Instrumente zur Verfügung.

Hier ist zumindest denkbar, dass für die Auswahl des individuellen Adressaten einer Maßnahme in der *Gesamtbetrachtung* auch Aspekte wie Verhältnismäßigkeit, Diskriminierungsfreiheit, Maßnahmeneffizienz und Preisgünstigkeit eine Rolle spielen müssen¹³⁶. Zudem ist ggf. auch insoweit zu berücksichtigen, dass der privilegierten Einspeisung von EE und hocheffizienter KWK grundsätzlich Vorrang eingeräumt wird. Man könnte demnach im Ergebnis vertreten, dass aufgrund dieser Aspekte ein Rückgriff auf den Flexibilitätsmarkt und die entsprechende Regelung einer dort vermarkteten Anlage im Einzelfall auch als vorrangig und verpflichtend eingeordnet werden muss.

17. Informationsansprüche der VNB

Wie für die ÜNB, gilt auch für die VNB gemäß § 12 Abs. 4-7 EnWG ein umfassender Informationsanspruch gegenüber allen relevanten Anlagenbetreibern (mit Ausnahme von privaten Letztverbrauchern), soweit es um Informationen geht, die für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Umfasst sind insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten. Der Anspruch besteht auch zwischen gleichgelagerten VNB und gegenüber Anlagen in fremden Netzgebieten. In der praktischen Umsetzbarkeit des Anspruchs nach § 12 Abs. 4 EnWG bestehen mangels einheitlicher Prozesse und Formate im Hinblick auf die zur Durchführung des Netzsicherheitsmanagements erforderlichen Daten derzeit aber noch Defizite. Näheres hierzu siehe bereits C.VI.

Insoweit ist jedoch ergänzend anzumerken, dass Plattform- bzw. Marktplatz-Betreiber, die keine Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind, keine unmittelbaren Ansprüche aus § 12 Abs. 4-7 EnWG herleiten können. Dies folgt daraus, dass die Vorschrift ausschließlich Netzbetreiber adressiert und keine Weiterreichung der Ansprüche auf Dritte vorsieht. Es besteht aber die Möglichkeit, erforderliche Informationsbefugnisse mit den Anlagenbetreibern vertraglich zu regeln.

18. Zulässige Datenkommunikation im Rahmen des MsbG

Soweit im Rahmen der Umsetzung des Flexibilitätsmarktes Rückgriffe der VNB auf Daten aus Messeinrichtungen und Messsystemen erforderlich sind, sind die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes zur Datenkommunikation von Bedeutung (§§ 49 ff. MsbG). Netzbetreiber zählen

¹³⁶ Vgl. dazu J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 264, 223 ff.

generell zu den berechtigten Stellen, die zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung auch personenbezogener Daten berufen sind (§ 49 Abs. 2 Nr. 2 MsbG). Zudem folgt aus § 50 Abs. 2 Nr. 2 und 8 MsbG, dass die Beschaffung und Nutzung von Flexibilitäten im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements zu den berechtigten Zwecken der Datenkommunikation zu zählen ist. Wörtlich geht es dabei einerseits um die „Erfüllung der Pflicht der Netzbetreiber zum ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb“ und andererseits um die „Vermarktung von Energie und von Flexibilitäten bei der Einspeisung und bei der Abnahme von Energie“. Bei der Erhebung von Netzzustandsdaten ist zu beachten, dass die Erfassung personenbezogener Daten bei Stromverbrauchern nur dann zulässig ist, wenn an einem Zählpunkt ein Jahresstromverbrauch von über 20.000 kWh erfolgt (§ 56 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 MsbG).

Wenn ein Dritter als Plattform- bzw. Marktplatz-Betreiber fungiert, kommt ggf. § 49 Abs. 3 MsbG in Betracht¹³⁷. Die berechtigten Stellen können hiernach die Datenerhebung, -verarbeitung und -nutzung – auch im Hinblick auf personenbezogene Daten – durch einen Dienstleister in ihrem Auftrag durchführen lassen. Insoweit ist dann allerdings § 11 des Bundesdatenschutzgesetzes (BDSG¹³⁸) zu beachten. Diese Vorschrift enthält nähere Vorgaben für Auftraggeber (hier: VNB) und Auftragnehmer (hier: Plattform-/Markplatz-Betreiber), etwa zur Auswahl des Auftragnehmers, zu den schriftlich festzuhaltenden Regelungen sowie zur fortlaufenden Überprüfung der Einhaltung der beim Auftragnehmer getroffenen technischen und organisatorischen Maßnahmen. Nach § 43 BDSG kann der Auftraggeber bei Nichteinhalten bestimmter Pflichten bußgeldpflichtig werden. Alternativ zur Auftragsdatenverarbeitung nach § 49 Abs. 3 MsbG können Anschlussnutzer einer dritten Stelle auch eine Einwilligung zum Umgang mit ihren Daten erteilen (§ 49 Abs. 2 Nr. 7 MsbG)¹³⁹.

Im Übrigen wird auf D.VIII. verwiesen.

19. Besonderheiten bei Sekundärausschreibungen

Die Durchführung von Sekundärausschreibungen im Netzgebiet eines angrenzenden VNB (Sekundär-VNB) ist im bestehenden Netzsicherheitsrecht bislang nicht vorgesehen. Prinzipielle rechtliche Bedenken hiergegeben bestehen allerdings nicht. Entscheidendes Augenmerk ist hier auf die vertragliche Ausgestaltung zwischen den verschiedenen Beteiligten zu legen.

Naheliegend dürfte insoweit sein, dass jeder VNB immer nur vertragliche Beziehungen mit denjenigen Anlagenbetreibern unterhält, die an sein eigenes Netz angeschlossen sind. Der Sekundär-VNB sollte insoweit spezielle Verträge mit den interessierten Anlagenbetreibern in seinem

¹³⁷ Siehe hierzu Vgl. O. Raabe/M. Lorenz, in Säcker (Hrsg.), Energierecht, 4. Aufl., 2017, Band 4 – MsbG, § 49 Rn. 36 ff.

¹³⁸ Bundesdatenschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Januar 2003 (BGBl. I S. 66), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 30. Juni 2017 (BGBl. I S. 2097) geändert worden ist.

¹³⁹ Vgl. O. Raabe/M. Lorenz, in Säcker (Hrsg.), Energierecht, 4. Aufl., 2017, Band 4 – MsbG, § 49 Rn. 34.

Netzgebiet abschließen. Darüber hinaus sollten der die Flexibilitätsausschreibung auslösende Primär-VNB und der Sekundär-VNB untereinander vertragliche Bindungen eingehen. Kommt es zu Leistungsstörungen, sind dann die Anlagenbetreiber im angrenzenden Netzgebiet nur dem Sekundär-VNB gegenüber verantwortlich, der Sekundär-VNB wiederum trägt die Verantwortung gegenüber dem Primär-VNB (und umgekehrt). Ein direkter Durchgriff zwischen Primär-VNB und Anlagenbetreibern im angrenzenden Netzgebiet ist somit – zumindest in Bezug auf die Haftung aus vertraglichen Schuldverhältnissen – ausgeschlossen. Aus rechtlicher Sicht sind jedoch auch andere Gestaltungen denkbar.

Die eigenständige Beteiligung des Sekundär-VNB an der Primärausschreibung ist allerdings juristisch nicht unproblematisch. Hierbei geht es nicht um dritte Anlagenbetreiber im Netz des Sekundär-VNB, die Flexibilität bereitstellen, sondern um eigene Flexibilitäten des Sekundär-VNB, die dieser gewinnbringend einsetzen möchte. Zwar bestehen keine Bedenken daran, dass ein Netzbetreiber aus Gründen der Netzsicherheit eigene Flexibilitäts-Anlagen (ggf. sogar Speichieranlagen) einsetzt, um Netzprobleme zu beheben. Ein unter Entflechtungsgesichtspunkten problematisches Vordringen in marktliche Bereiche des Energieversorgungssystems (Erzeugung, Vertrieb) liegt hier wohl nicht vor¹⁴⁰. Es handelt sich dabei um Maßnahmen im Rahmen des Netzbetriebs bzw. um besondere Formen netzbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG. Ebenso ist es unproblematisch, dass benachbarte bzw. vor-/nachgelagerte VNB untereinander aushelfen, um Gefährdungen zu beseitigen. All dies entspricht ja gerade den Vorgaben zum gestuften Einsatz von Instrumenten in § 13 EnWG bzw. der Anforderungskaskade i.S.v. § 14 Abs. 1c EnWG (vgl. C.V.). Vorliegend geht es allerdings nicht um den rein netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten, sondern um die Erzielung monetärer Gewinne in Flexibilitätsausschreibungen¹⁴¹. Hier ist zumindest nicht auszuschließen, dass dies unter Entflechtungsgesichtspunkten (§§ 6 ff. EnWG) problematisch ist¹⁴².

20. Exkurs: Könnte am Flexibilitätsmarkt auch Blindleistung gehandelt werden?

Der Bereich der Spannungshaltung, in dem Blindleistung eingesetzt wird, gehört ebenso wie die Bereiche der Frequenzregelung und des Engpassmanagements zum Regelungskonstrukt des Netzsicherheitsmanagements in den §§ 13 ff. EnWG¹⁴³. Die Spannungshaltung wird in § 13 Abs. 4 EnWG zu den relevanten Gefährdungen gezählt, die es zu beseitigen gilt. Zur Kontrahierung von Blindleistung können dementsprechend u.a. auch marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG eingesetzt werden. Folglich ist es möglich, dass über einen Flexibilitätsmarkt

¹⁴⁰ Vgl. dazu *M. Haußner/R. Ismer*, Betrieb von Stromspeichern durch VNB, EnWZ 2018, S. 51 ff. (S. 53, 55).

¹⁴¹ Vgl. insoweit auch Art. 36 der neuen Strombinnenmarkt-RL (RL (EU) 2019-944), der das Eigentum von VNB an Speichieranlagen behandelt: Dies ist nur ausnahmsweise zulässig und erfordert u.a., dass der Speicher eine vollständig integrierte Netzkomponente darstellt.

¹⁴² Vgl. dazu *M. Haußner/R. Ismer*, Betrieb von Stromspeichern durch VNB, EnWZ 2018, S. 51 ff. (S. 55 f.).

¹⁴³ Grundlegend hierzu *A. Halbig*, Die Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung durch EE-Anlagen, ER 2019, S. 59 ff.

auch Blindleistung gehandelt wird. Da der Bereich Blindleistung vom Gesetzgeber bislang nur am Rande geregelt wurde, bestehen insoweit in den §§ 13 ff. EnWG keine expliziten Umsetzungsvorgaben. Blindleistung wird ausdrücklich nur im Rahmen des regulatorischen Redispatch in § 13a EnWG miterwähnt.

II. Zu beachtende Umsetzungsvorgaben

21. Einhaltung von § 13 Abs. 6 EnWG bei der Beschaffung von Lasten

Während das Energiewirtschaftsgesetz für die vertragliche Kontrahierung von Erzeugungsanlagen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements keine näheren Vorgaben macht, gelten für die Beschaffung von Verbrauchsanlagen die Bestimmungen in § 13 Abs. 6 EnWG. In der Vorschrift heißt es, dass die Beschaffung von Ab- bzw. Zuschaltleistung aus ab- bzw. zuschaltbaren Lasten in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu erfolgen hat, *„bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind.“* Für die Durchführung der Ausschreibungen ist eine gemeinsame Internetplattform einzurichten (Absatz 6 Satz 2). Die Netzbetreiber haben zudem *„zur Senkung des Aufwandes für Ab- und Zuschaltleistung unter Berücksichtigung der Netzbedingungen zusammenzuarbeiten“* (Absatz 6 Satz 4).

§ 13 Abs. 6 EnWG betrifft dem Wortlaut nach zwar nur die ÜNB, ist aber aufgrund der Verweisung in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch auf die VNB-Ebene anzuwenden. Dies lässt sich im Umkehrschluss aus § 5 SINTEG-V¹⁴⁴ ableiten, wonach für am sog. SINTEG-Programm¹⁴⁵ beteiligte VNB auf die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform der VNB verzichtet werden kann¹⁴⁶. Das SINTEG-Programm dient gerade der Erprobung neuer Geschäftsmodelle, wobei hierzu für Projektteilnehmer zu Test- und Lernzwecken abschließend bezeichnete Abweichungen von der geltenden Rechtslage ermöglicht werden. Außerhalb von SINTEG sind die Vorgaben des § 13 Abs. 6 EnWG für VNB aber anzuwenden, ohne dass entsprechende Privilegierungen greifen. § 13 Abs. 6 EnWG gilt damit auch für das im Projekt vorgeschlagene Marktmodell, soweit neben Erzeugungsanlagen insbesondere auch Speicher- und Verbrauchsanlagen angesprochen werden sollen.

¹⁴⁴ Als Verordnungsermächtigung fungiert § 119 Abs. 2 Nr. 3 EnWG.

¹⁴⁵ Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“.

¹⁴⁶ Vor Einführung dieser Vorschrift sprach mehr dafür, dass § 13 Abs. 6 EnWG bzw. die Vorgänger-Vorschrift in § 13 Abs. 4a EnWG a.F. nach Sinn und Zweck nicht auf VNB anwendbar ist. Siehe hierzu: Stiftung Umweltenergierecht/Fraunhofer-ISI, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten (für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein), Februar 2016, S. 91.

Erforderlich ist demnach – aufgrund der Teilnahme von Verbrauchern – zunächst ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren. Diesen Vorgaben genügt das vorgeschlagene Modell, da ein technologieoffener Umsetzungsweg vorgesehen ist, bei dem kein Betreiber einer bestimmten Anlagenform von vornherein ausgeschlossen wird. Die Ausschreibungsbedingungen werden zudem im Voraus veröffentlicht. Bei der Umsetzung des Modells ist darauf zu achten, dass die Teilnahmevoraussetzungen¹⁴⁷ für die Anbieter unter den VNB – also allen deutschen VNB! – einheitlich für alle Marktplätze auszugestalten sind und zwingend eine gemeinsame Internetplattform einzurichten ist. Über den vorgeschlagenen Weg, eine zentrale Plattform zu errichten und – hierauf basierend – regionale Marktplätze zu schaffen, dürfte dies realisierbar sein. Die Errichtung der Internetplattform ist zudem der Regulierungsbehörde anzuzeigen (§ 13 Abs. 6 S. 3 EnWG).

Wird ein Marktplatz von einem Dritten betrieben, so stellt dies keinen Verstoß gegen § 13 Abs. 6 EnWG dar. Zwar spricht die Vorschrift davon, dass die Ausschreibung durch die ÜNB (bzw. hier: die VNB) erfolgt. Dem dürfte aber wohl nicht entgegenstehen, dass im Rahmen der Durchführung der Ausschreibung auf die Dienstleistung eines Dritten zurückgegriffen wird, der in der Übernahme eines Marktplatzes ein Geschäftsmodell sieht. Die Beschaffung der Ab-/Zuschaltleistung erfolgt nichtsdestotrotz immer nur *für* die beteiligten Netzbetreiber.

22. Vorgaben bei der Anlagenauswahl im Rahmen der merit order

Die Auswahl unter den Anlagen, die sich an einer Ausschreibung beteiligt haben, liegt nicht im freien Ermessen der Netzbetreiber. Soll also ein Engpass an einer bestimmten Stelle im Netz eines VNB verhindert bzw. beseitigt werden, so unterliegt die Heranziehung eines individuellen Flexibilitätsanbieters bestimmten Vorgaben¹⁴⁸ und darf nicht willkürlich erfolgen. Dies betrifft die §§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, wonach die Netzbetreiber insbesondere zu einer sicheren, preisgünstigen, effizienten und umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung verpflichtet sind und ihre Netze diskriminierungsfrei zu betreiben haben¹⁴⁹. Hieraus kann abgeleitet werden, dass die Auswahl unter den Flexibilitätsanbietern jedenfalls eine sachliche Begründung

¹⁴⁷ Vgl. in diesem Zusammenhang künftig auch Art. 32 Abs. 2 der neuen Strombinnenmarkt-RL (umzusetzen in deutsches Recht bis zum 31. Dezember 2020).

¹⁴⁸ Mit dem NABEG 2.0 erhält § 13 Abs. 1 EnWG ab dem 1. Oktober 2021 in den Sätzen 2 und 3 insoweit auch eine neue Vorgabe, nach der von mehreren geeigneten Maßnahmen diejenigen auszuwählen sind, „*die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen*.“ Der genaue Gehalt dieser Vorgabe ist jedoch noch zu untersuchen.

¹⁴⁹ BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, S. 5; H. Wendt, Kapazitätsengpässe, 2012, S. 66 f.; BDEW/VKU, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017, S. 44 ff.; weiterführend J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 222 ff.

erfordert, die zuvor transparent bekanntgemacht werden muss. Dabei muss berücksichtigt werden, welche umlegungsfähigen Kosten entstehen und wie effizient eine bestimmte Anlage auf einen Engpass zu wirken imstande ist¹⁵⁰.

Die Erstellung einer merit order nach dem Prinzip „Preis pro Wirkung“ erscheint in diesem Sinne geeignet, den benannten Vorgaben zu genügen¹⁵¹. Sie stellt die effiziente (geringer Mitteleinsatz bei hoher Wirkung) Beseitigung einer Gefährdung in den Mittelpunkt (vgl. auch § 1 Abs. 1 EnWG), wobei die Kosten bei der Engpasswirkung mitabgebildet werden. Ungleichbehandlungen bestimmter Anlagentypen sind damit nicht ersichtlich. Die Aufnahme zusätzlicher Randbedingungen bzw. Kriterien in die Anlagenauswahl zur Korrektur der zunächst wirkungsgetriebenen merit order – wie im Projekt optional vorgesehen – ist grundsätzlich zulässig. Allerdings ist auch insoweit darauf zu achten, dass sich sachliche Begründungen für einzelne Vorgaben finden. Zudem müssen diese hinreichend definiert sein. Ein pauschaler Verweis etwa auf „bessere Umweltwirkungen“ dürfte daher nicht präzise genug sein und würde Raum für willkürliche Handlungen eröffnen.

Zu beachten ist im Übrigen § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG. Diese Norm legt zum Schutz der vorrangigen physikalischen Abnahme von Strom aus EE/KWK (§ 11 EEG 2017, § 3 KWKG) fest, dass auch bei den marktbezogenen Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und damit innerhalb der gelben Ampelphase nur nachrangig auf vertragliche Vereinbarungen mit den Betreibern einspeiseprivilegierter Stromerzeugungsanlagen (EE/KWK) zurückgegriffen werden darf. Soweit sich also EE-Anlagen am Flexibilitätsmarkt beteiligen, ist die merit order ggf. zu modifizieren und diese sind – soweit es um die Abregelung der Einspeisung geht – an das Ende der Liste zu setzen.

Was das konkret zur Folge hat, ist allerdings unklar. Einerseits könnte dies bedeuten, dass EE-Anlagen erst nach Ausschöpfung aller zur Verfügung stehenden marktbezogenen Maßnahmen eingesetzt werden dürfen („globale Betrachtung“). Andererseits könnte man aber auch vertreten, dass es nur um eine relative Nachrangigkeit geht, EE-Anlagen also nur jeweils innerhalb eines einzelnen Instruments (hier also: innerhalb der merit order des Flexibilitätsmarktes) im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG an das Ende der merit order gesetzt werden („relative Betrachtung“)¹⁵². Da in der Regelung ohnehin bereits ein schwerlich nachvollziehbares Diskriminierungspotenzial von EE-Anlagen enthalten ist, spricht tendenziell mehr für die relative Betrachtung. Eine darüber noch hinausgehende Betrachtungsweise, die

¹⁵⁰ Vgl.: K. Pritzsche/M. Stephan/S. Pooschke, Engpassmanagement, RdE 2007, S. 36 ff. (S. 43); M. Ritzau/C. de Wyl/T.C. Hartmann, Engpässe im Übertragungsnetz, et 2007, Heft 6, S. 84 ff. (S. 86); B. Tschida, Systemverantwortung, 2016, S. 163 f.

¹⁵¹ Ähnliche Auswahlverfahren werden derzeit im Rahmen der verschiedenen Netzsicherheitsinstrumente auch bereits praktiziert, etwa beim Redispatch, dazu J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 252 ff.

¹⁵² Zu einer insoweit einschränkenden Auslegung der Regelung des § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG im Rahmen des Regelenergiemarktes J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 253.

EE-Anlagen nur im Falle der gleichen technischen Wirkung bzw. des gleichen Preises nachrangig einordnet, dürfte jedoch vom Wortlaut des § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG nicht mehr gedeckt sein.

Im Rahmen der Bildung der merit order am Flexibilitätsmarkt sind EE-Anlagen, die eine Drosselung ihrer Einspeisung vermarkten, entsprechend immer an das Ende zu setzen.

23. Gleichzeitige Vermarktung am Regelenenergiemarkt

Soll es den Teilnehmern am Flexibilitätsmarkt ermöglicht werden, ihre Anlagen parallel auch an anderen Märkten zu vermarkten, so kann dies – im Rahmen der hierfür geltenden Vorschriften – vertraglich geregelt werden. Hierbei sind Doppelvermarktungsverbote und bei Zuwiderhandlung entsprechende Haftungsfolgen an den anderen Märkten zu beachten. Wird am Regelenenergiemarkt – etwa im Sinne eines virtuellen Kraftwerks – gepoolte Leistung angeboten, kann grundsätzlich der Poolbetreiber im Falle eines Abrufs durch den ÜNB bestimmen, welche konkreten Anlagen innerhalb des Pools herangezogen werden¹⁵³. Dies dürfte für die gleichzeitige Vermarktung des Pools an einem Flexibilitätsmarkt hilfreich sein. An letzterem können bei Bedarf Öffnungsklauseln vereinbart werden. Siehe hierzu auch D.V.15.

III. Kosten- und Rechtsfolgende

24. Hemmnisse für lastseitige Flexibilitäten aufgrund der staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile

Häufig sind die staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile¹⁵⁴ (sog. SIP; EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.) – vorbehaltlich sonstiger¹⁵⁵ Privilegierungsvorschriften (Zwischenspeicherung, Eigenversorgung¹⁵⁶, Großverbrauch) – auch bei netzdienlichem Verhalten in voller Höhe zu zahlen¹⁵⁷. Auch eine Verbrauchsanlage, die am Flexibilitätsmarkt teilnimmt und sich in diesem Sinne netzdienlich verhält, muss also im Normalfall sämtliche SIP tragen. Allenfalls der bereits angesprochene § 14a EnWG („netzdienliche Steuerung von steuerbaren

¹⁵³ Etwa ableitbar aus BNetzA, BK6-10-098, S. 50 (Beschluss vom 12.04.2011; bezogen auf Sekundärregelleistung), siehe zudem exemplarisch Muster-Rahmenvertrag Sekundärregelleistung (Stand: 22.09.2015), abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, S. 24.

¹⁵⁴ Siehe hierzu auch die Website www.strompreisbestandteile.de.

¹⁵⁵ Hier besteht wiederum zum Teil die Gefahr, dass an sich geltende Privilegierungen als Folge von flexiblem Verhaltensverhalten entfallen oder sich zumindest mindern (Bsp.: § 19 Abs. 2 StromNEV).

¹⁵⁶ Hier ist u.a. zu beachten, dass die Ausnahmegesetzgebung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG nur für EE-/KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW gilt. Dies ist von besonderer Bedeutung, soweit es um virtuelle Kraftwerke geht. Nach § 12b StromStV sind hier ggf. Zusammenrechnungen durchzuführen, die dazu führen können, dass der geforderte Nennwert überschritten wird.

¹⁵⁷ Weiterführend: *Stiftung Umweltenergierecht/Fraunhofer-ISI*, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten (für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein), Februar 2016, S. 28 ff. Vgl. auch die Einführung einer Experimentierklausel in § 119 EnWG sowie die Umsetzung im Rahmen der SINTEG-V. Zudem: V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 345).

Verbrauchseinrichtungen“) kann in diesem Zusammenhang als relevante Privilegierung beim Netzentgelt genannt werden, betrifft aber nur Anlagen in der Niederspannung. Der Beitrag zur Beseitigung von Netzengpässen wird demnach preisseitig nicht wirklich honoriert. Der insoweit bestehende Rechtsrahmen könnte damit ein Hemmnis für das Funktionieren eines Flexibilitätsmarktes sein.

25. Weitergabe der Kosten für Flexibilitäten durch den VNB

Soweit für den VNB im Rahmen des Rückgriffs auf Flexibilitäten Kosten entstehen, unterliegen diese grundsätzlich dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung. Während Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017¹⁵⁸ gegenüber EE-/KWK-Anlagen aber in der Anreizregulierung als dauerhaft unbeeinflussbar eingeordnet werden (§ 11 Abs. 2 Satz 17 ARegV) und somit neutral gestellt werden, gilt dies für die Kosten aus marktbezogenen Maßnahmen, etwa gegenüber Verbrauchsanlagen¹⁵⁹, nicht¹⁶⁰. Diese Kosten gehen in den Effizienzvergleich ein, was für Netzbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht attraktiv sein dürfte. Allerdings bietet § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, Kosten als wirksam verfahrensreguliert anzuerkennen, so dass diese als dauerhaft unbeeinflussbar gelten und damit dem Effizienzvergleich entzogen sind. In diesem Zusammenhang wird im Bereich der Systemdienstleistungen häufig auf sog. freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber zurückgegriffen (§ 11 Abs. 2 S. 4 ARegV)¹⁶¹. Mit diesem Mittel können Kosten, die nicht in der Liste des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV enthalten sind, durch die Regulierungsbehörde als dauerhaft unbeeinflussbar eingeordnet werden.

26. Weitergabe der Kosten für eine Kurzkupplung durch den VNB

Der Einbau einer sog. Kurzkupplung zur Verbindung angrenzender Netzzellen durch einen VNB verursacht Kosten, die im – aus Sicht des VNB – optimalen Fall vollständig und außerhalb des Effizienzvergleichs über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt werden können. Insoweit gilt es zu prüfen, welche Möglichkeiten die Anreizregulierungsverordnung in diesem Sinne bietet.

¹⁵⁸ Das Einspeisemanagement wird allerdings zum 1. Oktober 2021 abgeschafft.

¹⁵⁹ Aber auch der Redispatch von Erzeugungsanlagen ist auf VNB-Ebene (anders als auf ÜNB-Ebene) nicht privilegiert.

¹⁶⁰ BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 26.

¹⁶¹ Dies betrifft insbesondere die Bereiche Redispatch und Regelleistung auf ÜNB-Ebene, vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 01.10.2014, BK8-14/0260-91 (TenneT TSO GmbH, 4 Anlagen), BK8-14/0450-91 (50Hertz Transmission GmbH, 4 Anlagen), BK8-14-0502-91 (TransnetBW GmbH, 3 Anlagen), BK8-14/0772-91 (Amprion GmbH, 3 Anlagen).

Nach § 10a ARegV, einer Regelung die mit der ARegV-Novelle 2016 neu eingefügt wurde¹⁶², können die VNB Kapitalkosten für Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter als sog. Kapitalkostenaufschlag durch die Regulierungsbehörde genehmigen lassen. Hierdurch erhöht sich die Erlösobergrenze, so dass eine Weitergabe der Kosten auch außerhalb des Basisjahrs ohne Zeitverzug erfolgen kann¹⁶³. Die Investitionsbedingungen der VNB sollen auf diese Weise verbessert werden, insbesondere auch, soweit es um Investitionen in intelligente Netze geht¹⁶⁴. Anträge an die Regulierungsbehörde (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV) konnten erstmals zum 30. Juni 2018 gestellt werden (§ 34 Abs. 6 S. 2 ARegV). Relevante Kapitalkosten sind die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen (§ 10a Abs. 1 S. 2 ARegV).

Was bei § 10a ARegV unter „betriebsnotwendigen Anlagegütern“ zu verstehen ist, ist derzeit noch unklar¹⁶⁵. Jedenfalls soll es dabei nur um diejenigen Anlagen gehen, die ein effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber einsetzen würde¹⁶⁶. Eine Liste relevanter Anlagegüter findet sich zudem in Anlage 1 zur StromNEV (bezüglich § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV)¹⁶⁷. Dort werden im Bereich der Verteilnetze u.a. Kabel, Freileitungen, Transformatoren, Schalt- und Rundsteuereinrichtungen, Messeinrichtungen und Smart-Meter-Gateways genannt. Im Übrigen kann die Regulierungsbehörde in einer Festlegung nähere Regelungen treffen (§ 32 Abs. 1 Nr. 3a ARegV); bislang wurde von dieser Kompetenz jedoch kein Gebrauch gemacht. Derzeit kann – auch in Ermangelung einschlägiger Rechtsprechung –allerdings nicht rechtssicher beurteilt werden, ob auch der Einbau von Kurzkupplungen zu den betriebsnotwendigen Anlagegütern im Sinne von § 10a ARegV zu zählen ist. Dafür könnte nach dem Sinn und Zweck der novellierten ARegV sprechen, dass Kurzkupplungen bei der Umsetzung intelligenter Netze förderlich sein können, indem durch die aktive Verknüpfung benachbarter Netzzellen ein erhöhtes Angebot an Flexibilitäten in einem smart market zur Verfügung stehen. Der Aufbau funktionierender Flexibilitätsmärkte wird also gefördert.

Neben § 10a EnWG kommen keine weiteren Vorschriften zur vollständigen und verzögerungsfreien Kostenweitergabe in Betracht. Insbesondere sind die Regelungen zu genehmigten Investitionsmaßnahmen der VNB nach § 23 Abs. 6 und 7 i.V.m. § 11 Abs. 2 Nr. 16 ARegV seit der dritten Regulierungsperiode (2019-2023) nicht mehr anwendbar (§ 34 Abs. 7 ARegV) und können mithin von VNB nicht mehr in Anspruch genommen werden.

¹⁶² BGBl. I 2016 S. 2147 ff.

¹⁶³ BR-Drs. 296/16, S. 34; S. *Missling*, Anreizregulierungsverordnung I, IR 2017, S. 2 ff. (S. 3).

¹⁶⁴ BR-Drs. 296/16, S. 1.

¹⁶⁵ D. *Gersemann*, Anreizregulierungsverordnung, EnWZ 2016, S. 531 ff. (S. 532).

¹⁶⁶ Vgl. BR-Drs. 245/05, S. 33; J.-M. *Behringer*, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 2018, § 10a ARegV Rn. 12.

¹⁶⁷ Vgl. J.-M. *Behringer*, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 2018, § 10a ARegV Rn. 25.

27. (Kosten-)folgen aufgrund des Bilanzkreismanagements für lastseitige Flexibilitäten

Erfolgen im Zuge des Rückgriffs auf Flexibilitäten im smart market Veränderungen der Ein- oder Ausspeisung von Strom, führt dies ggf. zu Bilanzabweichungen bei den BKV¹⁶⁸. Soweit sich aufgrund des verstärkten Einsatzes von Flexibilitäten Prognoseschwierigkeiten bei den BKV ergeben, die zu höheren Kosten für Ausgleichsenergie führen, könnte dies bei einer verstärkten Teilnahme am smart market problematisch sein.¹⁶⁹ Hierauf ist ggf. gesetzgeberisch zu reagieren, um einen Interessensausgleich zwischen den beteiligten Akteuren zu gewährleisten. Der Standardbilanzkreisvertrag Strom, der nach § 26 Abs. 1 StromNZV zwischen ÜNB und BKV abzuschließen ist, enthält hierzu – auch in der neuen Fassung 2.0 – allerdings noch keine Regelungen. Solange der smart market jedoch keinen *eigenen* Bilanzkreis bildet, ist die Teilnahme von Letztverbrauchern, die, wie unter D.IV.2 erläutert, als Netznutzer zwingend einem Bilanzkreis zugeordnet sind, hieran jedenfalls rechtlich zulässig. Dies gilt mithin auch für die an dem hier untersuchten Flexibilitätsmarkt teilnehmenden Anlagen.

Anders wäre es, wenn der smart market beispielsweise durch den VNB einen eigenen Bilanzkreis bilden würde. In diesem Falle wäre Letztverbrauchern nach der geltenden Rechtslage eine Teilnahme nicht möglich, da der Bilanzkreis, dem sie zugeordnet sind, für diese Produktform nicht geöffnet ist. Der Gesetzgeber hat mit dem Strommarktgesetz bislang lediglich für bestimmte Letztverbraucher (mit Zählerstandsgangmessung oder viertelstündiger registrierender Lastgangmessung) eine neue Regelung in § 26a StromNZV geschaffen, aufgrund derer Letztverbraucher Regelleistung (in Form von Minutenreserve oder Sekundärregelung¹⁷⁰) über (die Bilanzkreise von) Aggregatoren anbieten können. Hierfür wird der Bilanzkreis geöffnet. Über die abschließend genannten Regelleistungsprodukte hinaus ist § 26a StromNZV aufgrund des eindeutigen Wortlauts aber nicht anwendbar.

Nach der geltenden Rechtslage empfiehlt es sich für Anbieter von Flexibilitätsmärkten daher nicht, einen eigenen Bilanzkreis zu bilden, weil dadurch Letztverbraucher von der Teilnahme ausgeschlossen würden. Auch hier besteht noch Potential für den Gesetzgeber, smart markets zu unterstützen, wie er es für das Anbieten von Regelleistung über Aggregatoren mit § 26a StromNZV bereits getan hat¹⁷¹.

¹⁶⁸ S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353); vgl. auch M. Gerecht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 49).

¹⁶⁹ Vgl. S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353 f.).

¹⁷⁰ In der Vorgängernorm § 26 Abs. 3 StromNZV a.F. war die Öffnung des Bilanzkreises nur für die Bereitstellung von Minutenreserve geregelt.

¹⁷¹ § 26a StromNZV soll es ausweislich der Gesetzesbegründung Letztverbrauchern als Flexibilitätsoption ermöglichen, ihr Lastmanagementpotential über einen anderen Bilanzkreis, den eines Aggregators, zu vermarkten, vgl. BT-Drs. 18/8915, S. 42; BT-Drs. 18/7317, S. 136 sowie M. Sauer, in: M. Elspas/N. Graßmann/W. Rasbach (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, StromNZV Rn. 82.