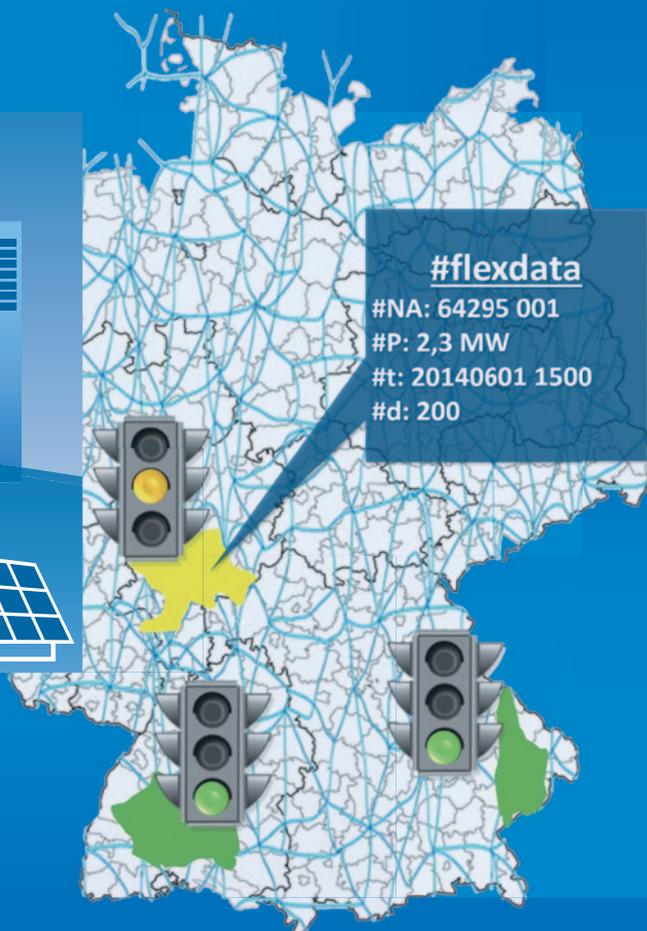


# VDE-STUDIE



## REGIONALE FLEXIBILITÄTSMÄRKTE

Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze

## Autoren

ETG Task Force RegioFlex

Dr. Rolf Apel, Siemens AG

Dipl.-Ing. Volkmar Berg, Stadtwerke München GmbH

Dipl.-Ing. Bernhard Fey, RheinEnergie AG

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Kilian Geschermann, RWTH Aachen

Dipl.-Ing. Wolfgang Glaunsinger, VDE|ETG

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Alexander von Scheven, TU Darmstadt

Dr. Martin Stötzer, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Dipl.-Ing. Siegfried Wanzek, freiberuflicher Energiewirtschaftler

## Impressum

**VDE** VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energetische Gesellschaft (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-346  
Fax 069 6308-9822 · E-Mail [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com) · <http://www.vde.com/etg>

Bildnachweise Titel ©: VDE e.V.

Design: [www.schaper-kommunikation.de](http://www.schaper-kommunikation.de)

September 2014

## Regionale Flexibilitätsmärkte

Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilungsnetze

### Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)

#### Vorbemerkung

ETG-Studien geben – entsprechend der ETG-Positionierung als neutrale, energietechnisch fundierte Institution – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force/des Fachbereichs wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wieder.

# 1. Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Hintergründe</b>	<b>11</b>
1.1	Die Herausforderungen für das Energieversorgungssystem der Zukunft	12
1.1.1	Die ökonomischen Herausforderungen	12
1.1.2	Die technischen Herausforderungen	13
1.2	Die Strategien für das Energieversorgungssystem der Zukunft	14
1.2.1	Europäische Klimastrategie	14
1.2.2	Energiekonzept der Bundesregierung	15
1.3	Die aktuellen Handlungsfelder für den erfolgreichen Systemumbau	15
1.3.1	Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien	16
1.3.2	Stabilitätssicherung durch konventionelle Kraftwerke	16
1.3.3	Übertragungs- und Verteilnetze	17
1.3.4	Energiespeicher und Hybridnetze	18
1.3.5	Energieeffizienz und Lastmanagement	19
1.3.6	Datensicherheit und Datenschutz	20
1.3.7	Interoperabilität und Systemsicherheit	20
1.3.8	Preisbildungs- und Abrechnungsmechanismen	20
<b>2</b>	<b>Rahmenbedingungen, Status der Gremienarbeit und Netzwerke</b>	<b>21</b>
2.1	Analyse des aktuellen Marktdesigns	21
2.2	Politische Rahmenbedingungen	25
2.3	Eckpunkte des Energieversorgungssystems der Zukunft	28
2.4	Energieforschung und Innovationen	30
2.5	Das DKE-Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/ Smart Grids“ [12]	30
<b>3</b>	<b>Gap-Analyse zum Umbau des Energieversorgungssystems (Schwerpunkt Verteilungsnetze)</b>	<b>32</b>
3.1	Systemdesign	32
3.1.1	Lokale technische Anforderungen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit	32
3.1.2	Einbindung der Energienutzer (Erzeuger und Lasten)	34
3.1.3	Beschreibung der Systemaufgaben (technische Flexibilität mit IKT-Anbindung)	35
3.2	Marktdesign	35
3.3	Regulatorische und politische Rahmenbedingungen	37
3.3.1	Nutzung von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber	37
3.3.2	Ausgestaltung der §13 und § 14a EnWG	38
3.3.3	Flexibilitätsformen im Wettbewerb	39
3.3.4	Regulatorische Rahmenbedingungen	39

<b>4</b>	<b>RegioFlex – der Regionale Flexibilitätsmarkt</b>	<b>43</b>
4.1	Ansatz für den RegioFlex im europäischen Energiemarkt	43
4.1.1	Hintergrund zum Bedarf an regionalen Flexibilitätsmärkten	43
4.1.2	Das Konzept der Netzsammel in der Theorie	44
4.1.3	Erste technische Lösungsansätze	46
4.1.4	Konzeptvorschlag des RegioFlex	46
4.1.5	Positionierung und Abgrenzung	49
4.2	Aktive Akteure und Funktionen am RegioFlex	50
4.2.1	Prosumer (PROSU)	50
4.2.2	Smart Meter Gateway-Administration (SMGW-A)	50
4.2.3	Aggregator/Bilanzkreisverantwortlicher (AGG/BKV)	51
4.2.4	Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (VNB)	51
4.2.5	Data Access Point Manager (DAM)	52
4.2.6	Regionaler Flexibilitätsmarkt (RegioFlex) – die Handelsplattform	54
4.3	Einordnung des RegioFlex ins Smart Grid Architecture Model	55
4.4	Verwendung von Use Cases als Modellierungsmethode und UML als Sprache	57
4.5	Verwendete Use Cases zur Plausibilisierung des Konzeptvorschlags RegioFlex	60
4.5.1	Use Case Stammdatenaustausch	61
4.5.2	Use Case Day-Ahead Planning	60
4.5.3	Use Case Flexibility Offering	62
4.5.4	Use Case Flexibility Contracting	63
4.5.5	Use Case Using Flexibility (Gelbe Ampelphase)	63
4.5.6	Use Case Using Ultima Ratio (Rote Ampelphase)	64
4.6	Relevante Datensätze und -inhalte am RegioFlex	65
4.6.1	Stammdaten (#SD)	65
4.6.2	Aggregator-ID (#AG)	66
4.6.3	Anlagenschlüssel (#AS)	66
4.6.4	Messstellenbezeichnung (#MS)	66
4.6.5	Netzaggregationsbereich (#NA)	67
4.6.6	Vertragsdaten (#VD)	68
4.6.7	Flexibilitätsdaten (#FlexData)	68
4.6.8	Preisinformation (#PI)	68
4.6.9	Flexibilitätsoption (#FO)	69
4.6.10	Ampelsignal (#TL)	69
4.6.11	Marktdaten (#MD)	69
4.6.12	Prognosedaten (#PD)	69
4.6.13	Netzzustandsdaten (#GS)	69
4.6.14	Flexibilitätsnachfrage (#FR)	70
4.7	Die Produkte am RegioFlex	70
4.8	Das mögliche Erscheinungsbild des RegioFlex	71

5	Weiterer Klärungsbedarf	72
6	Anhang	76
6.1	Beschreibung der Use Cases nach IEC 62559-2	76
6.2	Auswirkungen, Motivation und Hintergrund des BSI Schutzprofils	96
6.2.1	Tragweite des BSI Schutzprofils für Smart Grids und Europäische Netze	97
6.2.2	BSI Schutzprofil und Technische Richtlinie	98
6.2.3	BSI Schutzprofil gemäß Common Criteria	98
6.2.4	Technische Richtlinie BSI-TR 03109	99
6.3	Nationale, europäische und internationale Normungsaktivitäten	99
6.3.1	Deutsche Normungsaktivitäten	99
6.3.2	Europäische Normungsaktivitäten	100
6.3.3	Internationale Normungsaktivitäten	103
6.4	Literaturverzeichnis	110
6.5	Abbildungsverzeichnis	113

## Vorwort

Die Energietechnische Gesellschaft (ETG) des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) entwickelte im Rahmen der Task Force „RegioFlex“ einen konzeptionellen Ansatz zu regionalen Flexibilitätsmärkten. Durch die Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen wird eine Möglichkeit zur Reduktion des notwendigen Netzausbaubedarfs in der Verteilungsnetzebene aufgezeigt.

Zielsetzung der vorliegenden Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte – Markt-basierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilungsnetze“ ist die konzeptionelle Ausgestaltung eines Marktmechanismus zur Nutzung regionaler Flexibilitätsoptionen bei auftretenden kritischen Netz-situationen durch den Verteilungsnetzbetreiber. Die Idee bietet für lokale Erzeuger und Verbraucher die Möglichkeit, ihre vorhandenen Flexibilitäten auch netzdienlich zu vermarkten und damit eine aktive Rolle zu übernehmen.

Diese Studie liefert neue Überlegungen und soll weiterführende Diskussionen zum Thema der markt-basierten Nutzung von regionalen Flexibilitäts-optionen anstoßen, so dass ein Beitrag zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilungsnetzebene geleistet wird.

## Zusammenfassung

Deutsche Übertragungs- (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) werden durch den rasanten Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und vor allem durch das Wachstum der fluktuierenden Wind- und Solarenergie vor neue Herausforderungen gestellt. Nahezu 97 % der installierten Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien befinden sich in den Verteilungsnetzen. Um die Herausforderungen in der Verteilungsnetzebene bewältigen zu können, muss der Netzbetrieb angepasst und dezentraler gedacht werden. Die Nutzung und insbesondere die Konsolidierung von regionalen Flexibilitätsoptionen ist einer der wesentlichen Aspekte, die auf dem neuen Energiemarkt eingeführt werden müssen. RegioFlex ist ein Konzept für einen regionalen Marktplatz, auf dem lokale Flexibilitätsoptionen angeboten und durch den Verteilnetzbetreiber nachgefragt werden können, um diese in kritischen Netz-situationen zu nutzen.

Zielsetzung dieser Studie ist die Beschreibung der Funktionsweise und des Aufbaus eines RegioFlex inkl. des strukturierten Datenaustauschs zwischen den beteiligten Marktakteuren. Sequenzdiagramme sollen den Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern und dem RegioFlex veranschaulichen. Die Basis des entwickelten Datenaustauschs und des regionalen Marktmodells ist die seit vielen Jahren durch die Übertragungsnetzbetreiber

täglich durchgeführte Ausschreibung von Minutenreserve. Darüber hinaus wurden die Anwendungsfälle – sofern möglich – an die bestehenden generischen Anwendungsfälle der Smart-Grid-Koordinierungsgruppe CEN – GENELEC – ETSI angelehnt. Somit berücksichtigt das vorgestellte Konzept die gelebte Praxis der Ausschreibung von Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie europäische Aktivitäten in den einschlägigen Gremien. Zusätzlich werden neue Anwendungsfälle erstellt und fünf Marktakteure des zukünftigen Energiemarkts benannt bzw. eingeführt.

Die relevanten fünf Marktakteure sind Prosumer, Smart Meter Gateway-Administrator, Aggregator, Verteilnetzbetreiber und Data Access Point Manager. Elementar für die Funktionalität des regionalen Marktplatzes „RegioFlex“ ist der Austausch von Stammdaten zwischen allen beteiligten Marktteilnehmern. Der Stammdatensatz besteht hauptsächlich aus dem Anlagenschlüssel, dem betreffenden Netzbereich/ Netzknoten, der installierten Leistung und der Information über eine maximal mögliche Bereitstellung von Blind- und Regelleistung. Die Gesamtheit dieser sensiblen Datensätze ist nur einer ausgewählten Gruppe von Akteuren zugänglich. Die Aktivierung von Flexibilität wird durch den strukturierten Datenaustausch zwischen den Akteuren dargestellt. Die veröffentlichten Flexibilitätsdaten umfassen den Zeitpunkt, die Dauer, die Form und den Bereich der angebotenen bzw. benötigten Flexibilität. Darüber hinaus wird die Netzsituation im Detail beschrieben und durch die Netzkapazitätsampel für jede Netzaggregationsebene mit dem Signal grün, gelb und rot klassifiziert. Die Anzahl und das Ausmaß einer Netzaggregationsebene sowie die Grenzen zwischen den Netzzuständen hinsichtlich der Netzkapazitätsampel müssen durch die Verteilnetzbetreiber individuell festgelegt und dokumentiert werden. Es wird ein konkretes Beispiel geliefert wie die Phasenübergänge der Netzkapazitätsampel gestaltet werden könnten. RegioFlex dient vorrangig dem Ziel, durch Nutzung geeigneter kostenoptimaler Flexibilitäten die rote Netzsituation „physikalischer Netzbetrieb“ zu verhindern bzw. in die grüne Phase „marktbasierter Netzbetrieb“ zurückzukehren.

Die gewählte Vorgehensweise ermöglicht es, dass mit den entwickelten Ideen in anderen Gremien weitergearbeitet werden kann, da die Beschreibungen aufgrund der verwendeten Norm dem europäischen Standard der Use Case-Beschreibung entsprechen.

## Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

1. Zunehmende dezentrale Erzeugung erfordert neue Handlungsmöglichkeiten für den Verteilnetzbetreiber
  - Der weiter steigende Anteil von dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert neue Ansätze im System- und Marktde-

sign sowie einen Um- und Ausbau der Stromverteilnetze und eine Neuorganisation des Netzbetriebs.

- Die reine Auslegung der Verteilnetze entsprechend der maximalen Ein-/Rückspeisung ist dabei volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.
- Die Nutzung von lokalen Flexibilitäten über einen regionalen Marktplatz (RegioFlex) kann einen kostengünstigen Ansatz zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs darstellen.
- Der RegioFlex erlaubt dem Verteilnetzbetreiber, lokale Flexibilitäten von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern (Prosumer) für den Netzbetrieb zu nutzen.
- In der Studie wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Zukunft nicht mehr einer festen Vergütung unterliegt, sondern Marktmechanismen unterworfen ist. Hier bietet RegioFlex eine zusätzliche Vermarktungsoption.

## 2. Nutzung von Flexibilitäten erfordert eine angemessene IKT-Infrastruktur

- Grundlage für die Nutzung von Flexibilitäten ist die Kenntnis des Netzzustandes in kritischen Netzbereichen. Zur Ermittlung des Netzzustandes ist der Aufbau einer IKT-Infrastruktur erforderlich.
- Gebraucht werden vom VNB zeitnahe für den Netzbetrieb erforderliche Informationen zu den kritischen Netzparametern wie z.B. Spannung, Blindleistung, Belastung in den betroffenen Netzbereichen. Erweiterungsbedarf besteht insbesondere im Mittel- und Niederspannungsnetz.
- Voraussetzung für die Vermarktung der Flexibilitäten sind standardisierte Datenmodelle (z.B. Gesamtanlagenregister) und automatisierte Prozesse zwischen allen Marktbeteiligten (z.B. Marktkommunikation).
- Beim Design einer IKT-Infrastruktur müssen Aspekte wie Integration verschiedener Systeme und Datensicherheit/Datenschutz berücksichtigt werden. Erforderlich ist, dass die Smart-Grid-relevanten BSI-Regeln (Schutzprofil und technische Richtlinie) um die Themen „Steuern und Regeln“ weiterentwickelt werden.

## 3. Der RegioFlex ist eine sinnvolle Ergänzung des bestehenden Energiemarktes

- Vorhandene Flexibilitäten sollten möglichst effizient/kostengünstig genutzt werden. Marktbasierende Mechanismen sind hier erfolgversprechend. Der RegioFlex ermöglicht einen technologieneutralen Wettbewerb der Flexibilitäten.
- Der RegioFlex soll dabei keineswegs die bestehenden Großhandelsmärkte ersetzen, sondern diese um einen geeigneten marktwirtschaftlichen Mechanismus zur Bereitstellung von Flexibilität auf Verteilnetzebene

ergänzen. Das Konzept orientiert sich im Design am Regelleistungsmarkt auf Übertragungsnetzebene, ergänzt um die Zuordnung zu lokalen Netzbereichen.

- Die Basis für den RegioFlex bildet dabei das Ampelphasenmodell zur Beschreibung des Netzzustandes. Die Nutzung der Flexibilitäten des RegioFlex findet nur in der gelben Ampelphase statt.
- Für die Bereitstellung von Flexibilitäten können Marktteilnehmer verschiedene technische Lösungen vorsehen. So können Einspeiseanlagen, schaltbare Lasten, Speicher bzw. deren Kombination als Flexibilisierungspotential auf dem RegioFlex angeboten werden.

#### 4. Flexibilitäten für den Verteilnetzbetrieb sind an den lokalen Netzbereich gebunden

- Kritische Netzsituationen in den Verteilnetzen treten lokal auf und können auch nur durch den lokalen Einsatz von Flexibilitäten entschärft werden.
- Nur durch die Verbindung zum Netzbereich kann der Einsatz von Flexibilitäten einen Beitrag zur Stabilisierung der Netze leisten.
- Das RegioFlex-Konzept erlaubt Nachfrage und Angebot von Flexibilitäten differenziert gemäß ihrem Netzbereich zuzuordnen und einzusetzen.

#### 5. Nutzung von Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber erfordert die Anpassung von Regulierung und Marktregeln sowie eine entsprechende Standardisierung

- Die Nutzung von Flexibilitäten in Verteilnetzen in einer gelben Ampelphase ist zurzeit gesetzlich nicht vorgesehen. Die heute in §14a EnWG und §9 EEG (2014) gegebenen Regeln definieren nur Eingriffe in einer roten Ampelphase und müssen entsprechend ergänzt werden.
- Darüber hinaus müssen die Kosten für die Nutzung von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber Eingang in die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) finden.
- Die heutige Regulierung sieht die Anerkennung der Investitionen für IKT nur unzureichend in der ARegV vor.
- Mit dem Aufbau eines RegioFlex und der Vermarktung von Flexibilitäten treten neue Marktakteure und neue Produkte in den Energiemarkt ein. Hierfür muss der Gesetzgeber die Rechte und Pflichten der einzelnen Marktakteure anpassen bzw. neu beschreiben, um eine rechtlich fundierte Grundlage für den chancengleichen Zugang zum RegioFlex für dessen Akteure zu schaffen. Diskriminierung durch Subventionen sollte vermieden werden.
- Es ist erforderlich, dass die laufenden Arbeiten der Standardisierung zur Sicherung der Interoperabilität im Smart Grid (Datenmodelle, Kommunikationsstandards) in Abstimmung mit den Entwicklungen von Marktregeln (wie bei RegioFlex) erfolgen.

# 1 Einleitung und Hintergründe

Der unter dem Begriff Energiewende subsumierte Umbau des Energieversorgungssystems in Deutschland wird als zweite industrielle Revolution und gesamtgesellschaftliche Aufgabe verstanden. Seinen Ursprung nahm die Umwelt- und Klimapolitik mit der Ölkrise in den 70er Jahren und wurde durch die Anti-Atombewegung in den 80er Jahren fortgeführt. Mit den Grenzen des Wachstums (Club of Rome) und dem Klimabericht des IPCC bekam die Nutzung fossiler Ressourcen eine neue Dimension und die Endlichkeit von Öl, Kohle und Gas war Gegenstand politischen Handels. Die internationale Klimakonferenz in Rio de Janeiro setzte den Startpunkt für das Kyoto-Protokoll als erstes nationenübergreifendes Klimaschutzprogramm. Die gemeinsamen Ziele zu CO<sub>2</sub>-Emissionen führten zur Umsetzung zahlreicher klimapolitischer Maßnahmen. Da die energiebedingten Emissionen den größten Beitrag leisten und daher zur Umsetzung der Reduktionsziele maßgeblich beitragen sollen, wurde in Deutschland aus der Klimavielmehr eine neue Energiepolitik, die im Wesentlichen auf den Ausbau regenerativer Energien setzte und weiterhin setzt.

Mit der Einführung des Stromeinspeise- und später des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) in Deutschland entwickelte sich der Ausbau von Wind-, Solar- und Biomasseanlagen rapide. Das positive wirtschaftliche Umfeld einer festen Einspeisevergütung – garantiert über 20 Jahre – setzte eine enorme Investitionswelle in Gang, die mittlerweile zu einer installierten Gesamtleistung von über 60.000 MW in Deutschland geführt hat. Dieses ursprünglich aus Gesichtspunkten des Klimaschutzes eingeführte Förderregime fokussierte sich ausschließlich auf den Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen und übergab den Netzbetreibern die Verpflichtung zur vorrangigen Einspeisung in die existierende Netzinfrastruktur, unabhängig vom aktuellen Bedarf.

Mit zunehmendem Ausbau der dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien (EE) zeigen sich die Grenzen der verfügbaren Netzkapazitäten insbesondere in den Verteilnetzen, die in der Planung ausschließlich für die Verteilung der aus den Übertragungsnetzen bezogenen elektrischen Energie konzipiert worden sind. Netzbetreiber müssen in zunehmendem Umfang auf das sogenannte Einspeisemanagement (§ 11 EEG) für Erzeugungsanlagen zurückgreifen, um Netzengpässe zu vermeiden oder aufzuheben. Im derzeitigen regulierten System für die Einspeisung von EE müssen im Fall solcher Eingriffe die entfallenen Einspeisevergütungen den Anlagenbetreibern vollständig erstattet werden. Für die Zukunft zeigt sich erheblicher Handlungsbedarf, um die weiterhin steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien gesamtsystemisch zu integrieren.

Neben dem Netzausbau ist eine Integration der vorrangig einspeisenden dezentralen Erzeugungsanlagen in ein Strommarktdesign unter Berücksich-

tigung der technologiebedingten Grenzen der Netze notwendig. Das heutige Design des Energiemarktes setzt innerhalb einer Preiszone im Übertragungsnetz auf eine Kupferplatte ohne Netzengpässe auf. Im Fall von Netzengpässen werden von den ÜNB Redispatch-Maßnahmen ergriffen. Es ist allgemeiner Konsens, dass ein vollständiger Ausbau des elektrischen Netzes zur 100%-igen Einbindung auch noch der letzten kWh von Wind- und Solarenergieanlagen im Hinblick auf die Häufigkeit der Leistungsspitzen nicht zielführend ist. Vielmehr muss der Aktionsradius insbesondere der Verteilnetzbetreiber erhöht werden, um den Netzbetrieb bei Rückspeisung überschüssiger EE-Erzeugung in die vorgelagerte Netzebene zu optimieren. Aus Kosteneffizienzgründen sind hier marktwirtschaftliche Instrumente anzustreben, die einen Anreiz zur Installation und zum Betrieb von Flexibilitätsoptionen, z.B. Speicher und Lastmanagement, geben.

## 1.1 Die Herausforderungen für das Energieversorgungssystem der Zukunft

Das folgende Kapitel stellt die bestehenden Herausforderungen des Umbaus des Energieversorgungssystems dar. Es wird sowohl auf die ökonomischen und gesellschaftlichen als auch auf die technischen Herausforderungen eingegangen. Im darauffolgenden Kapitel werden zur Verdeutlichung der allgemeinen strategischen Zielsetzung ergänzend die Strategien der europäischen Kommission und der Bundesregierung kurz dargestellt. Abschließend werden die notwendigen Arbeitsfelder für einen erfolgreichen Systemumbau beschrieben.

### 1.1.1 Die ökonomischen Herausforderungen

Der anhaltende Ausbau von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energie führt zu einem kontinuierlichen Anstieg bei der EEG-Umlage. Die steigende Anzahl der aus Netzgesichtspunkten notwendigen Abregelungseingriffe führt darüber hinaus zu Zusatzkosten, die aus volkswirtschaftlicher Sicht langfristig nicht tragbar sind und auf eine stärker marktbasierte Abwicklung übergeleitet werden sollen, wie in dieser Studie mit dem Ansatz der regionalen Flexibilitätsmärkte vorgeschlagen wird.

Dem Letztverbraucher, der heute für diesen Systemumbau bezahlt, muss zukünftig ein wirtschaftliches, sicheres und umweltfreundliches Energiesystem geboten werden, an dessen Mechanismen er aktiv (als Erzeuger oder Verbraucher) teilnehmen kann um auf seine Art und Weise einen Beitrag zur Kostensenkung zu leisten. Hier steht die Politik und der Energiesektor in der Verantwortung ein System zu entwickeln, welches den Ansprüchen gerecht wird.

Bei den aktuellen Marktregeln wird die Leistungssteuerung von EEG-Anlagen (siehe Wind in der Direktvermarktung; Fernsteuerbonus) weiter forciert.

Durch eine geringe Abregelung kann der Netzausbau-Bedarf reduziert werden. Durch intelligentes Einspeisemanagement unter Einsatz von IKT könnte der Energieverlust, welcher durch die Abregelung hervorgerufen wird, reduziert werden, da nur in kritischen Netzsituationen gezielt abgeregelt werden müsste. Dementsprechend sollte dieser Aspekt gerade unter Berücksichtigung der Investitionszyklen in der Energiewirtschaft als auch im Hinblick auf die volkswirtschaftlichen Kosten eines Netzausbaus für die letzte kWh nicht unterschätzt werden. Ähnlich sieht es in puncto Demand Side Management aus. Wird eine dynamische Tarifierung angeboten, sollte das Netz für eventuelle Nachfrageflexibilisierungen – insbesondere Lasterhöhungen – gerüstet sein [1].

### 1.1.2 Die technischen Herausforderungen

Die Netzintegration erneuerbarer und dezentraler Erzeugung und auch neuer Anwendungen auf der Kundenseite findet zum größten Teil auf der lokalen/regionalen Ebene beim VNB statt (Etwa 97 % der EEG-Anlagen sind an die Verteilungsnetze angeschlossen). Der Umfang der einzubindenden neuen Erzeugung und insbesondere die Volatilität der erneuerbaren Energien als auch neue Anwendungen beim Kunden und dessen Beteiligung am Markt (Demand Side Integration) stellen eine neue und anspruchsvolle Herausforderung für den VNB dar. Ziel muss es sein, verteilte Energieerzeugung und verteilten Energieverbrauch zu bündeln und aufeinander abzustimmen. Mit der Nutzung von Flexibilitäten soll die Systemstabilität verbessert werden, ohne flächendeckenden Leitungsausbau. Hierzu ist eine enge Interaktion von Netzbetreibern und Marktakteuren erforderlich, insbesondere aber die enge Einbindung des Kunden (Energienutzers) als neuer und wesentlicher Akteur.

Netzbetreiber müssen mehr Handlungsmöglichkeiten beim Betrieb ihrer Netze übernehmen können und durch entsprechende Anpassung von Marktdesign und regulatorischen Vorgaben hierzu in die Lage versetzt werden. Diese aktivere Rolle der Netzbetreiber umfasst die folgenden Aktivitäten: Planung, Zugang, Anschluss und Behebung kritischer Netzzustände. In dieser Studie wird die Nutzung von Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber mit dem Ziel der Sicherung des Netzbetriebes dargestellt. Daneben können Flexibilitäten der Prosumer im Verteilnetz auch für die Sicherung der Systemstabilität (Regelleistung) und den Energiemarkt genutzt werden.

Der Anpassung des elektrischen Netzes kommt bei der Energiewende eine wesentliche Bedeutung zu, da das existierende Netz aus einer zentralisierten Struktur entstanden ist. In der dena-Verteilnetzstudie werden alle Verteilnetze betrachtet. Die drei analysierten Spannungsebenen (Niederspannung, Mittelspannung, Hochspannung) weisen hinsichtlich der Netzstruktur und -ausdehnung, der Art und Anzahl installierter dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA), der genannten Gründe für den Netzaus-

bau und schließlich der Maßnahmen, die zur Ertüchtigung des Netzes vorgeschlagen werden, sehr unterschiedliche Eigenschaften auf. Ein sehr wichtiger Gesichtspunkt liegt in der differenzierten Betrachtung zwischen städtischen und ländlichen Netzen. Die städtischen Gebiete des Niederspannungsnetzes weisen aufgrund des hohen Vermaschungsgrades noch deutliche Reserven für den Anschluss von EE-Anlagen auf, daher fallen auch rund 85 % der benötigten Investitionen in ländlichen Gebieten an. Ein elementarer Aspekt, der in der dena-Verteilnetzstudie während der Detailanalyse festgestellt wurde, ist der, dass die Datenlage bei den VNB in der Niederspannungsebene sehr inhomogen ist. Hier liegt erheblicher Handlungsbedarf, da teilweise nicht nur die technischen, sondern auch die abrechnungsrelevanten Daten und Prozesse fehlen (Umsetzung der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)). Da einer der identifizierten Primär-Treiber (Wind und Photovoltaik) – die Photovoltaik – überwiegend in der Niederspannungsebene installiert ist bzw. wird und sich die Rolle des Verteilnetzbetreibers (Erbringung von Dienstleistungen und bessere Kooperation mit dem ÜNB (dena-Verteilnetzstudie) zukünftig ändern wird, ist ein verbesserter Datenaustausch sowohl aus energietechnischer als auch aus energiewirtschaftlicher Sicht unabdingbar.

Der Einsatz innovativer IKT- und Netztechnologien spielt eine essentielle Rolle bezüglich einer möglichen Reduktion des Netzausbaubedarfs (dena-Verteilnetzstudie). Ergänzend kann der Einsatz innovativer Netztechnologien die Transparenz (Monitoring) und die Steuerbarkeit des Netzes erhöhen (Flexibilität) und somit das Netz zukunftsfähig machen. Die bestehenden Strukturen mit gesteigerter Effizienz zu nutzen, ist ein Ansatz, der sowohl aus der Perspektive der Bevölkerung (Akzeptanzfragen) als auch aus wirtschaftlicher Sicht Anklang findet.

## 1.2 Die Strategien für das Energieversorgungssystem der Zukunft

Im folgenden Kapitel wird auf die europäische und die nationale Strategie für das Energieversorgungssystem der Zukunft eingegangen. Vorrangig wird auf die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Energieeffizienzsteigerung eingegangen.

### 1.2.1 Europäische Klimastrategie

Die „20-20-20 Ziele“ sehen eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20 % gegenüber 1990, die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf 20 % und eine Steigerung der Energieeffizienz um 20 % vor. Am 17. Dezember 2008 stimmte das Europäische Parlament dem Kompromiss zum Klimapaket mit großer Mehrheit zu. Nach der Zustimmung der Mitgliedsstaaten trat das Klimapaket am 25. Juni 2009 in Kraft. Schwerpunkte zur Umsetzung des Klimapaketes der Europäischen Union sind ein liberalisierter Energiebinnenmarkt für

Strom und Gas, die Umstellung auf Energieträger mit niedrigem CO<sub>2</sub>-Ausstoß und effiziente Energienutzung. Hierzu wurden entsprechende Richtlinien verabschiedet, die in nationales Recht umgesetzt wurden. Ein Emissionshandelssystem soll sicherstellen, dass die Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes mit den möglichst kostengünstigsten Maßnahmen erfolgt. Nationale Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollen gemäß der Erneuerbaren-Richtlinie die Erfüllung der vereinbarten nationalen Ausbauziele ermöglichen. Die Europäische Kommission hat am 9. April 2014 neue Vorschriften für staatliche Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz und Energie verabschiedet. Diese Leitlinien unterstützen Maßnahmen, mit denen schrittweise zu einer marktorientierten Förderung der erneuerbaren Energien übergegangen werden soll. Ein Kernpunkt der neuen Leitlinien ist die schrittweise Einführung von marktorientierten Mechanismen (z.B. schrittweise Einführung von Ausschreibungsverfahren für die Zuweisung der staatlichen Förderungen). Einspeisetarife sollen nach den neuen Leitlinien schrittweise durch Einspeiseprämien ersetzt werden, durch die erneuerbare Energien Marktsignalen ausgesetzt werden.

### 1.2.2 Energiekonzept der Bundesregierung

Die Bundesregierung verabschiedete im Herbst 2010 das Energiekonzept 2050. Ziel dieses Konzeptes ist der Umbau der heutigen Energieversorgung auf eine nahezu CO<sub>2</sub>-freie Energieerzeugung (Reduzierung um 80–95 %) im Jahre 2050. Das Energiesystem 2050 soll nach wie vor zuverlässig, klima- und umweltverträglich sowie bezahlbar bleiben. Dies gilt insbesondere für Industrie- und Gewerbekunden die im internationalen Wettbewerb stehen aber auch für die privaten Energienutzer. Um die Ziele zu erreichen sind umfangreiche Veränderungen erforderlich. Innovationen und der technologische Fortschritt sollen helfen, die Ziele in 2050 zu erreichen. Auf Basis des Moratoriums von 2011 wurde die sofortige Stilllegung von acht Atomkraftwerken beschlossen. Die verbliebenen neun Atomkraftwerke gehen schrittweise bis Ende 2022 vom Netz.

Im Folgenden werden die wichtigsten Handlungsfelder aufgezeigt und kurz beschrieben. Diese zentralen Punkte müssen in Zusammenarbeit zwischen Politik, Wirtschaft und Wissenschaft entwickelt und umgesetzt werden. Anhand der ermittelten Handlungsfelder lässt sich die Thematik der vorliegenden Studie einordnen.

## 1.3 Die aktuellen Handlungsfelder für den erfolgreichen Systemumbau

In diesem Kapitel werden die aktuell diskutierten Handlungsfelder genannt und kurz erläutert. Die folgende Abbildung zeigt neun Handlungsfelder entlang der Wertschöpfungskette der Energie eingerahmt in das energiepolitische Dreieck.

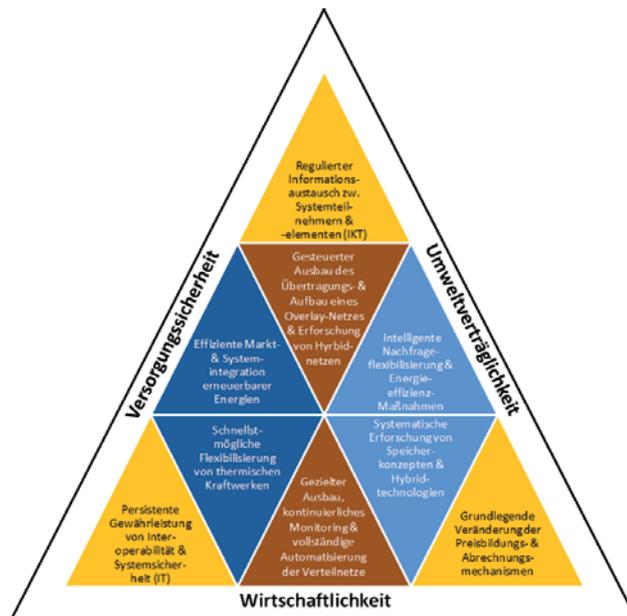


Abbildung 1: Handlungsfelder für den Erfolg des technischen Systemumbaus (Energie- wende)[2]

### 1.3.1 Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien

Der Stromanteil aus erneuerbaren Energien soll bis zum Jahre 2050 80 % der Stromerzeugung erreichen. Jedoch ist die Höhe der EEG-Umlage von derzeit 6,24 Cent/kWh (Stand: 2014) in die Kritik geraten. Eine Neugestaltung des EEG-Gesetzes ist für Mitte 2014 geplant. In Zukunft müssen sowohl die fluktuierenden sowie die flexibel einsetzbaren dezentralen Erzeugungsanlagen besser in den Markt integriert werden und verstärkt an der Systemstabilität partizipieren. Dazu sind neben den technologischen Voraussetzungen, auch durch angepasste Netzplanungs- und Netzbetriebsstrategien, marktwirtschaftliche Anreize zu setzen, die eine effiziente und effektive Allokation von Flexibilitätsoptionen ermöglichen. Ein regionaler Flexibilitätsmarkt kann hier einen wesentlichen Beitrag leisten.

Darüber hinaus müssen sowohl die fluktuierenden sowie die flexibel einsetzbaren dezentralen Erzeugungsanlagen verstärkt an der Systemstabilität partizipieren. Ein regionaler Flexibilitätsmarkt kann hier einen wesentlichen Beitrag leisten.

### 1.3.2 Stabilitätssicherung durch konventionelle Kraftwerke

Die konventionellen Kohle- und Gaskraftwerke werden benötigt, um die Stromerzeugung beim witterungsbedingten Ausfall der regenerativen Erzeugung sicher zu stellen. Bedingt durch die Vorrangspeisung und den dadurch niedrigen Strompreis an der European Energy Exchange (EEX) können diese Kraftwerke meist nicht mehr kostendeckend betrieben werden. Die großen Stromproduzenten planen erhebliche Kapazitäten vom Markt zu nehmen. Um weiterhin genügend Kraftwerksleistung zur Verfügung zu haben, diskutieren Politik und Wirtschaft zur Zeit über neue

Vergütungsmodelle für sogenannte „systemrelevante Kraftwerke“ welche Anreize für die Energiewirtschaft zum Weiterbetrieb und zum Bau von neuen Kraftwerken bieten können.

Mechanismen, wie z.B. Kapazitätsmärkte oder eine strategische Reserve, sollen parallel zum eigentlichen Energy-Only-Markt zusätzliche Erlösquellen vorrangig für den konventionellen Kraftwerkspark auf der Grundlage wettbewerblicher Bedingungen erschließen. Aufgrund der hohen Initialinvestitionen bleibt noch offen, ob Speicher und Lastmanagement hier konkurrenzfähig sein können. Unklar ist die Höhe der benötigten „gesicherten“ Kapazitäten.

### 1.3.3 Übertragungs- und Verteilnetze

Der Ausbau der europäischen Übertragungsnetze ist ein zentraler Aspekt bei der Ausweitung des EU-Binnenmarktes für Elektrizität. Somit kann Überschussenergie aus regenerativer Erzeugung auch europaweit vermarktet werden. Wasserspeicher in den skandinavischen Ländern können für den Abbau von Lastspitzen oder bei geringer Energieerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie genutzt werden. Beispiele wie Desertec und die Seekabel nach Norwegen zeigen die Bedeutung eines europäischen Verbundnetzes. Die deutschen Übertragungsstromnetze sind heutzutage noch nicht in der Lage den vermehrten Strom der Offshoreparks im Norden Deutschlands nach Süden in die Nutzungszentren zu transportieren. Um den Ausbau der Übertragungsnetze zu beschleunigen, hat die Bundesregierung das Netzausbaubeschleunigungsgesetz verabschiedet. Damit soll der Netzausbau zentral durch die Bundesnetzagentur gesteuert werden. Mit dem Bundesbedarfsplangesetz wird nun jährlich der Netzausbaubedarf sowohl an Land als auch für Wind-Offshore anhand breit abgestimmter Szenarien evaluiert.

Die Verteilnetzbetreiber spielen eine wesentliche Rolle bei der Integration der vermehrt dezentralen Einspeisung. Für die Verteilnetze sind der Netzausbau und der Einsatz von neuen intelligenten Netzsteuersystemen zu berücksichtigen sowie neue Hilfsmittel wie z.B. die Nutzung regionaler Flexibilitäten wie sie in dieser Studie beschrieben wird. In einigen Regionen Deutschlands (z.B. in Ostdeutschland, Schleswig-Holstein, Bayern, Baden-Württemberg) sind bereits heute die langfristigen EE-Ausbauziele im Energiekonzept der Bundesregierung erreicht oder sogar deutlich übererfüllt. Im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt hat beispielsweise Sachsen-Anhalt einen Anteil regenerativer Energien von über 90 % am Letztverbraucherabsatz (Abbildung 2).

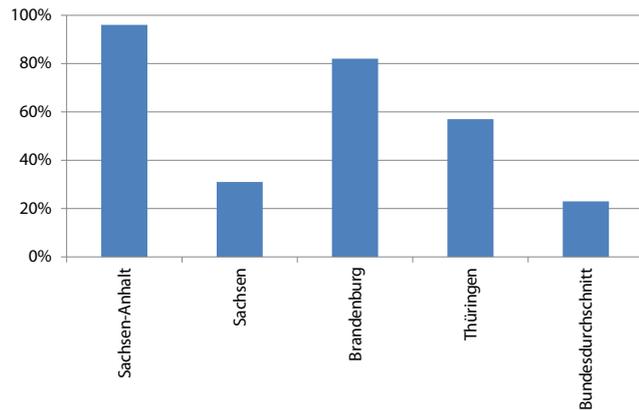


Abbildung 2: EE-Anteil am Letztverbraucherabsatz in den neuen Bundesländern im Vergleich zum Bundesdurchschnitt

In einigen Fällen sind Verteilnetze mit hoher Rückspeisung ins Übertragungsnetz über lange Zeiträume bereits heute zu großen Erzeugern geworden. Der Energieaustausch ist durch bi-direktionale Flüsse gekennzeichnet. Die sich daraus ergebenden Überschusssituationen in Schwachlastzeiten erfordern sehr umfangreiche Netzsicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen und Spannungsproblemen aufgrund limitierender Kapazitäten zur Rückspeisung in überlagerte Netzebenen (Abbildung 2).

#### 1.3.4 Energiespeicher und Hybridnetze

Speichertechnologien werden langfristig eine wesentliche Stütze eines mehrheitlich regenerativ geprägten Energieversorgungssystems sein, wie die VDE/ETG-Studie „Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050“ [3] ermittelt hat. Technologisch kann auf eine Vielzahl an unterschiedlichen Speicherlösungen zurückgegriffen werden, die für unterschiedliche Zeitbereiche eingesetzt werden können. Für eine detaillierte Betrachtung wird auf [3] verwiesen.

Als Kurzzeit- oder Tagesspeicher stehen heute neben den bestehenden Pumpspeicherkraftwerken technologisch auch andere Speichertechnologien, wie Batteriesysteme und Druckluftspeicher zur Verfügung. Allerdings fehlt bei der aktuellen Kostensituation und den Marktgegebenheiten der wirtschaftliche Anreiz, hier großtechnisch in einen Aus- bzw. Neubau zu investieren.

Im Langzeitspeicherbereich (Wochen bis saisonal) erscheint aus heutiger Perspektive einzig die Wasserstoff- bzw. Methanherzeugung (Power-to-Gas) als gangbarer Weg. Hier sind noch große Anstrengungen hinsichtlich technischer Optimierung (Wirkungsgradsteigerung) und Kostensenkung zu tätigen, bevor Rahmenbedingungen zum wirtschaftlichen Betrieb geschaffen werden können. Als Zwischenschritt wird die Kombination zwischen elektrischem Netz und Wärmenetz konzeptionell und praktisch erforscht.

Durch Power-to-Heat kann vergleichsweise hocheffizient überschüssiger Strom in Wärme umgewandelt werden und somit fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energie ersetzt werden. Wesentlicher Vorteil hierbei ist die Nutzung vorhandener Infrastrukturen (Fern- und Nahwärmenetze), ohne qualitätseinschränkende Rahmenbedingungen, wie bei der maximalen Zumischrate von Wasserstoff im Erdgasnetz.

Dezentral angeordnete Speicher können für Markt- und Netzzwecke eingesetzt werden. Oft beeinflussen sich beide Funktionen gegenseitig. Hier ist die Schaffung geeigneter Einsatz- und Vergütungsmodelle erforderlich.

### 1.3.5 Energieeffizienz und Lastmanagement

Erhebliche Potentiale zur Hebung von Energieeinsparungen und Energieeffizienz liegen in der Industrie, Elektrogerätetechnik und Gebäudesanierung. Durch die Einführung eines Energie- und Umweltmanagementsystems hat die Industrie bereits erhebliche Einsparungen erzielen können. Bei den Elektrogeräten gibt die Energieverbrauchskennzeichnung den Käufern einen Hinweis auf die Energieeffizienz der Geräte. Durch Verschärfung der Produktstandards soll eine weitere Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden. Darüber hinaus soll die energetische Sanierung von Wohngebäuden beschleunigt werden. Die Regierung stellt im Rahmen des Gebäudesanierungsprogramms ab 2012 jährlich 1,5 Mrd. Euro für die energetische Sanierung von Wohngebäuden zur Verfügung. 40 % des Energieverbrauches werden durch den Bereich Wohnen genutzt. Nach Willen der Bundesregierung soll der Wärmebedarf des Gebäudebestandes in Deutschland bis 2020 um 20 % sinken. Für die energetische Sanierung des Gebäudebestandes stellt die Regierung in den Jahren 2012 bis 2014 jährlich 1,5 Mrd. Euro bereit.

Wichtig bei der energietechnischen Sanierung ist allerdings auch die Aufrechterhaltung bzw. Schaffung von Energieverbrauchsflexibilität. Gute Beispiele sind hier z. B. die Umstellung der Steuerungsmechanismen von Speicherheizungen von einem rein zeitgesteuerten Betrieb auf einen flexiblen Betrieb, der das aktuelle Dargebot von erneuerbaren Energien berücksichtigt. So lassen sich vorhandene Überdimensionierungen kostengünstig in indirekte Speicherkapazität zur Erhöhung der Energieverbrauchsflexibilität umwandeln.

In Zukunft muss dem Thema Lastmanagement ein größerer Aktionsradius ermöglicht und eine höhere Bedeutung beigemessen werden, um Systemteilnehmern die Chance zu geben, potenzielle Flexibilitäten anbieten zu können. Zum einen kann somit ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet und zum anderen die Wettbewerbsfähigkeit gesichert werden. Die existierenden Einsatzgebiete wie Spitzenlastreduktion, Regelleistung, Netzstabilisierung, Bilanzkreisungleichgewichte und Spotmarkt werden durch die Nutzung von erneuerbarer Energie ergänzt.

### 1.3.6 Datensicherheit und Datenschutz

Das Energieversorgungssystem gehört in Deutschland zu den kritischen Infrastrukturen. Daher sind die Anforderungen an den Datenschutz und die Datensicherheit sehr hoch. Somit müssen neue Bausteine des Energiesystems (z.B. IKT des Smart Grid, Smart Metering ...) diesbezüglich geprüft und zugelassen werden. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat als dem BMWi unterstellte, zivile obere Bundesbehörde den Auftrag, die IT-Sicherheit in Deutschland sicherzustellen. Zudem ist das BSI der Sicherheit und dem Schutz der Privatsphäre für den Bürger verpflichtet. Aus diesen beiden Aufträgen heraus, hat das BSI am 18.03.2013 das Schutzprofil für den Datenschutz und die Datensicherheit für das Smart Metering Gateway (TR 03109, Version 1.0) verabschiedet. Die Smart Metering Zähler sind nicht Bestandteil dieses Schutzprofils. Die Ausführungsverordnung wird zurzeit im BMWi ausgearbeitet.

Die Vorgaben der BSI TR 03109 zum Datenschutz und Interoperabilität des Smart Metering Systems werden in den Arbeitsgruppen des VDE/FNN, DKE diskutiert. Aufbauend auf der technischen Richtlinie werden die Lastenhefte für Zähler, Gateways und weitere Bauteile im Rahmen der FNN Reihe „MessSysteme 2020“ beschrieben.

Weitere Informationen zu dem BSI Schutzprofil, Common Criteria und die europäische Einordnung finden Sie im Anhang 6.2.

### 1.3.7 Interoperabilität und Systemsicherheit

Durch die Verlagerung der Stromerzeugung auf eine Vielzahl von kleineren dezentralen Anlagen wird die Sicherstellung der Interoperabilität dieser Anlagen die wesentliche Voraussetzung für die Aufrechterhaltung der Sicherheit des Systems der Stromversorgung. Während bisher die Systemsicherheit durch die geeignete Gestaltung einer begrenzten Anzahl von Großkraftwerken sichergestellt wurde, muss diese zukünftig durch in Standards zu definierendes geeignetes Design der dezentralen Anlagen und die Regeln des Zusammenwirkens in wesentlichen Teilen neu gestaltet werden.

### 1.3.8 Preisbildungs- und Abrechnungsmechanismen

Die aktuell gültigen Preisbildungs- und Abrechnungsmechanismen entwickelten sich basierend auf den in der Vergangenheit geltenden Rahmenbedingungen und bedienten die Bedürfnisse der einzelnen Marktteilnehmer. Für die Etablierung von intelligenten Stromnetzen und Flexibilitätsmärkten muss über die aktuellen Preisbildungs- und Abrechnungsmechanismen intensiv nachgedacht werden, da die heutigen Regularien die Nutzung von Flexibilitätsoptionen erschweren oder sogar konterkarieren. Gerade die Aspekte der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom stehen hier im Fokus. Wesentlich ist hier, dass die Anpassungen frühzeitig festgelegt werden, damit ausreichend Zeit für die Anpassung der IT-Systeme gegeben ist.

## 2 Rahmenbedingungen, Status der Gremienarbeit und Netzwerke

Der beschlossene Ausstieg aus der Kernkraft innerhalb der nächsten knapp zehn Jahre, der bereits im Gange ist, und der weiter absehbare, umfangreiche Zubau erneuerbarer und größtenteils volatiler Erzeugungsanlagen sowie der zunehmend großräumige Stromhandel führen zu wachsenden Anforderungen an die Übertragungs- und in immer stärkerem Umfang auch an die Verteilungsnetze. Die beschlossene Energiewende wird damit auch deutliche Auswirkungen auf die Stromnetze haben; Smart-Grid-Lösungen gewinnen damit an Bedeutung.

Eine besondere Herausforderung liegt in dem Umstand, dass die Energienetze ihrer Natur nach kapazitätskritische Ressourcen darstellen, die Kosten also durch die zu errichtende und zur Verfügung gestellte Kapazität bestimmt werden. Die Erlösmodelle und Preisstrukturen sehen heute aber überwiegend volumenbasierte Entgelte vor. Die Umlage der Kosten der Energiewende auf der Basis einfacher kWh-Preise stößt dabei an ihre Grenzen. Die Politik spricht von einem „Smart Market“, den die dahinter liegende Technologie durch intelligente Funktionen, dargestellt in „Smarten Use Cases“, ermöglichen muss. Dadurch sollen die Flexibilisierung des Energiemarktes und neue Möglichkeiten der Netzführung realisiert werden. Außerdem soll eine Aufgabenteilung und Abstimmung zwischen beiden Bereichen, Markt und Netz, möglich werden.

### 2.1 Analyse des aktuellen Marktdesigns

Der Stromhandel ist europaweit organisiert und findet größtenteils an den Strombörsen, z.B. der European Energy Exchange (EEX), statt. Zwischen den einzelnen Marktgebieten (Preiszonon) existieren aufgrund der engpassbehafteten Kuppelleitungen im europäischen Übertragungsnetz festgelegte maximale Austauschkapazitäten für den Handel, während die einzelnen Marktgebiete selber als „Kupferplatte“ angenommen werden, so dass innerhalb eines Marktgebietes ein engpassfreier Handel möglich ist. Grundsätzlich wird unterschieden zwischen den Märkten für Fahrplanenergie und für Regelleistung. Für den Fahrplanenergiehandel existiert einerseits der Terminmarkt, und andererseits der Spotmarkt, der in Deutschland wiederum in Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt unterteilt ist. Am Terminmarkt können langfristige Produkte (z.B. Jahresfutures) gehandelt werden. Am Spotmarkt wird hingegen in der an Werktagen täglich um 12:00 Uhr statt findenden Day-Ahead-Auktion Angebot und Nachfrage für Einzelstunden- und Blockprodukte des Folgetages ausgehandelt. Dabei wird ein Einheitsmarktpreis (Market Clearing Preis) bestimmt, zu welchem alle Gebote abgerechnet werden, die einen Zuschlag erhalten. Nach

Abschluss der Day-Ahead-Auktion können im kontinuierlich stattfindenden Intraday-Handel noch Strommengen eingekauft oder überschüssige Mengen verkauft werden. Kraftwerksausfälle oder Prognosefehler bei der Last und bei regenerativen Erzeugungsanlagen sind die hauptsächlichen Gründe für diesen kurzfristigen Handel, der noch bis 45 Minuten vor Lieferbeginn möglich ist.

Für die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen ist im EEG eine Vorranginspeisung festgelegt. D.h. der nächstgelegene Stromnetzbetreiber ist zu deren Anschluss und zur vorrangigen Einleitung des erzeugten Stromes verpflichtet. Für den ins Netz eingespeisten Strom erhalten die EEG-Anlagenbetreiber eine feste Einspeisevergütung. Die Vermarktung der eingespeisten EEG-Strommengen am Spotmarkt wird von den ÜNB übernommen. In den vergangenen Jahren sind jedoch mehr und mehr Anlagen, vornehmlich Windenergieanlagen, in die optionale Vermarktung nach EEG-Marktprämienmodell gewechselt. In diesem Fall wird die Stromerzeugung aus den entsprechenden EEG-Anlagen direkt von den Betreibern selber oder über Dienstleister, sogenannte Direktvermarkter, am Spotmarkt vermarktet. Dafür erhalten sie zusätzlich zum erzielten Erlös am Spotmarkt eine Marktprämie zum Ausgleich der Differenz zwischen fester EEG-Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen am Spotmarkt erzielbaren Preis, sowie darüber hinaus noch eine Managementprämie.

Da es im Stromnetz naturgemäß zu Schwankungen der Last und der Erzeugung kommt, welche bedingt durch den Ausbau der volatil einspeisenden auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsanlagen größer werden, wird kurzfristig Regelleistung benötigt, um diese Schwankungen auszugleichen. Am Regelleistungsmarkt wird sogenannte Regelleistung bzw. Regelenergie gehandelt. Da, trotz Verpflichtung der Stromproduzenten zu möglichst genauen Prognosen hinsichtlich der Liefer- bzw. Bezugsmenge, diese Schwankungen nicht immer absehbar sind und der Ausgleich teilweise sehr schnell erfolgen muss, gibt es in Deutschland entsprechend EU-weiten Regeln vorgehaltene Regelleistung um ggf. einem Zusammenbruch des Stromnetzes entgegenzuwirken. Im Regelfall erfolgt die Bereitstellung von Regelleistung durch Abruf regelbarer konventioneller Kraftwerke oder häufig auch mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken. Da sich der Regelleistungsmarkt aber in unterschiedliche zeitliche Staffellungen und technischen Anforderungen unterteilt, bieten teilweise auch dezentrale Erzeugungsanlagen (Blockheizkraftwerke, Biogasanlagen, zukünftig zum Teil auch Windenergieanlagen) das Potenzial, am Regelleistungsmarkt ihre Leistung anzubieten. In Deutschland werden die verschiedenen Regelleistungsprodukte von den vier ÜNB ausgeschrieben. Aufgeteilt wird der Regelleistungsmarkt nach Primärregelreserve, Sekundärregelreserve und Minutenreserve, die sich wiederum in den Aktivierungszeiten, der Mindestgebotsmenge und der Dauer der Vorhaltung unterscheiden. Bei allen Regelleistungsprodukten im deutschen Markt erfolgt die Verteilung der

Bereitstellung nach einer einseitigen, geschlossenen Auktion nach Gebotspreisverfahren („pay-as-Bid“-Auktion). Anders als auf dem Spotmarkt erhält so jeder zugeschlagene Bieter den tatsächlich gebotenen Preis. Dieser trennt sich wiederum auf nach Leistungs- und Arbeitspreis. Der Leistungspreis ergibt sich allein durch die reine Leistungsvorhaltung für den betrachteten Anbieter, wohingegen der Arbeitspreis nur ausgezahlt wird, wenn die Leistung auch erbracht wird.

Im liberalisierten Strommarkt können Stromlieferanten ihre Stromlieferungen einerseits auf herkömmlichem Weg durch Erzeugung in eigenen Kraftwerken decken und andererseits besteht infolge der Liberalisierung des Strommarktes die Möglichkeit den Strombedarf vollständig extern zu beschaffen oder eigene Erzeugung zu ergänzen. Dies kann beispielsweise in Form bilateraler Geschäfte (over the counter – OTC) oder an der Energiebörse European Energy Exchange (EEX) erfolgen. Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt beispielhaft, aus welchen Produkten sich das Stromportfolio eines Stromlieferanten an typischen Sonn- und Werktagen zusammensetzen kann.

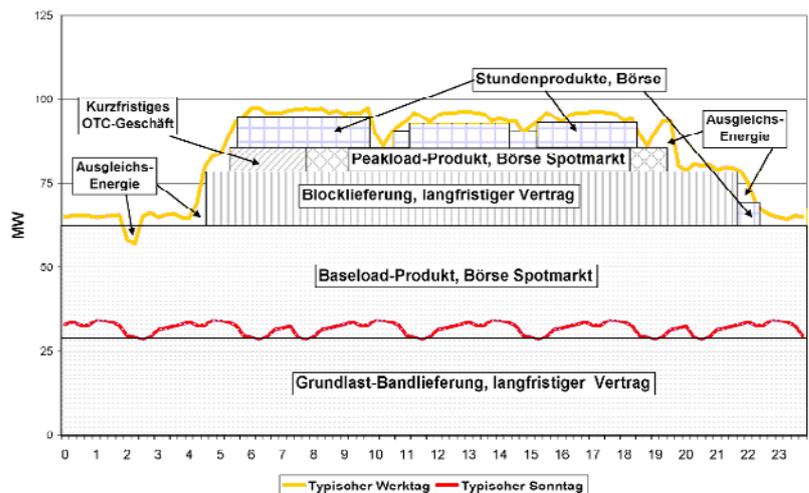


Abbildung 3: Stromportfolio eines typischen Werk- und Sonntages [4]

Der zu deckende Strombedarf wird dabei auf der Grundlage von Prognosen berechnet. Für alle Netznutzer besteht die Verpflichtung, die Netznutzung (Ein- und Ausspeisung) in Form von Fahrplänen im ¼-Stunden-Takt anzumelden [5]. Die Fahrpläne für eine Netzanschlussstelle bzw. eine Summe von Netzanschlussstellen, die von einem Lieferanten versorgt werden, werden innerhalb einer Regelzone zu einem Bilanzkreis zusammengeführt. Für jeden Bilanzkreis muss die Planung zu definierten Zeitpunkten von den Bilanzkreisverantwortlichen als Fahrplan angemeldet werden. Dabei haben die Bilanzkreisverantwortlichen sicherzustellen, dass sie die angemeldeten Fahrpläne einhalten, d.h. dass das Gleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisungen bzw. Last und Erzeugung eingehalten wird. Im tatsächlichen Netzbetrieb bzw. zum Zeitpunkt der Stromlieferung

kommt es zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Abweichungen vom Gleichgewicht. Soweit sich diese Abweichungen nicht über die Durchmischungseffekte zwischen der Vielzahl der Netznutzer ausgleichen, kommt es zu einem Ungleichgewicht und in der Folge zu Abweichungen von der Soll-Netzfrequenz von 50 Hz. Für die Regelung der Netzfrequenz sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich, die hierfür am Markt beschaffte Regelleistung einsetzen. Die Bilanzkreisverantwortlichen/Netznutzer müssen für die aus der Mehr- bzw. Minderlieferung entstehenden Ausgleichsenergiekosten aufkommen. Zur Vermeidung von Abweichungen zum geplanten Fahrplan, etwa aufgrund veränderter Lastgangverläufe, ist auch noch ein kurzfristiger Ausgleich durch Beschaffung bzw. Vermarktung am Intraday-Markt möglich.

Neben den traditionellen Stromlieferanten und Stromerzeugern gibt es zunehmend auch mehr und mehr Direktvermarkter, welche die Stromerzeugung aus zumeist dezentralen, regenerativen Erzeugungsanlagen entsprechend des EEG-Marktprämienmodells vermarkten. Betreiber von virtuellen Kraftwerken sind an dieser Stelle ebenso zu nennen. Diese müssen ebenso wie die sonstigen Stromerzeuger und Stromlieferanten einen Fahrplan anmelden und sind verantwortlich dafür, dass dieser eingehalten wird. Die Stromlieferanten, Direktvermarkter und Betreiber von virtuellen Kraftwerken sowie eine Kombination dieser werden in dieser Studie unter dem Begriff des Aggregators zusammengefasst. Der Aggregator ist ein Dienstleister, der flexible Stromlasten und/oder Erzeugungsanlagen in einem Portfolio bündelt und gemeinsam vermarktet, an den Märkten für elektrische Energie, als Pool am Markt für Regelleistung oder auch am zukünftigen regionalen Flexibilitätsmarkt RegioFlex. Er ermöglicht dadurch auch die Flexibilität von kleinen und mittleren Stromverbrauchern zu nutzen. Die Bündelung von vielen Stromverbrauchern hat den Vorteil, dass eine höhere Verfügbarkeit, längere Schaltzeiten und größere Schalteleistungen erreicht werden können. Der Aggregator kann entweder selbst Stromlieferant sein, oder als reiner Dienstleister für die Vermarktung von flexiblen Stromlasten und/oder Erzeugungsanlagen auftreten. Dabei betreibt bzw. versorgt der Aggregator eine beliebige Anzahl von Einspeise- und Entnahmestellen (vgl. Zählpunkte) innerhalb der vier Regelzonen. Dem zuständigen Betreiber des örtlichen Verteilnetzes sind diese Anlagen gemeinsam mit ihren zuzuordnenden Zählpunkten zu nennen. Des Weiteren können Prosumer durch diesen neuen Marktakteur die optimierte Vermarktung der eigenen Flexibilitätsoptionen entsprechend des zwischen den beiden Akteuren existierenden Vertrages, wenn es gewünscht ist, auslagern. Der Aggregator ist in der bisherigen Struktur des deutschen Strommarktes noch relativ unbekannt, so dass er als Marktakteur noch genauer zu definieren sein wird [6].

## 2.2 Politische Rahmenbedingungen

Auf EU-Ebene hat das 3. Energiebinnenmarktpaket, welches von den Mitgliedsstaaten umgesetzt wurde, einige grundlegende Änderungen für die Energiepolitik festgelegt. Als Hauptmaßnahmen sind vorgesehen:

- Sicherung des reibungslosen Funktionierens eines wettbewerblichen Energiebinnenmarkts
- Harmonisierung der Befugnisse und Stärkung der Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden
- Förderung einer europaweit koordinierten Netzausbauplanung (Versorgungssicherheit)
- Trennung der Versorgung und Erzeugung vom Betrieb der Netze (Unbundling)
- Einrichtung einer EU-Agentur (ACER)
- Formalisierung der Zusammenarbeit der Netzbetreiber: Schaffung von mehr Transparenz auf dem Energiemarkt (ENTSO-E, ENTSO-G)
- Möglichkeit des Erlasses von rechtlich verbindlichen Netzkodizes und Leitlinien für grenzüberschreitende Netzangelegenheiten
- Stärkung der Verbraucherrechte

Ebenfalls Bestandteil der 3. EU-Binnenmarkttrichtlinie des europäischen Energiemarktes ist die Ausarbeitung EU-weiter, einheitlicher und verbindlicher Regelungen, sogenannter „Network Codes“ (Netzkodizes) für übergeordnete Themen des Elektrizitätsbinnenmarktes. Bis 2014 sollen demnach unterschiedliche Netzkodizes mit Gesetzescharakter erstellt werden, mit dem Ziel eines sicheren und effizienten Netzbetriebs des EU-weiten Stromversorgungssystems und der Entwicklung eines einheitlichen europäischen Strommarkts. Im sogenannten Komitologieprozess verabschiedete „Network Codes“ sind für alle EU-Mitgliedsstaaten rechtsverbindlich und bieten einheitliche Anforderungen für Themen wie Netzsicherheit, Engpassmanagement, Transparenz und harmonisierte Übertragungsentgeltstrukturen.

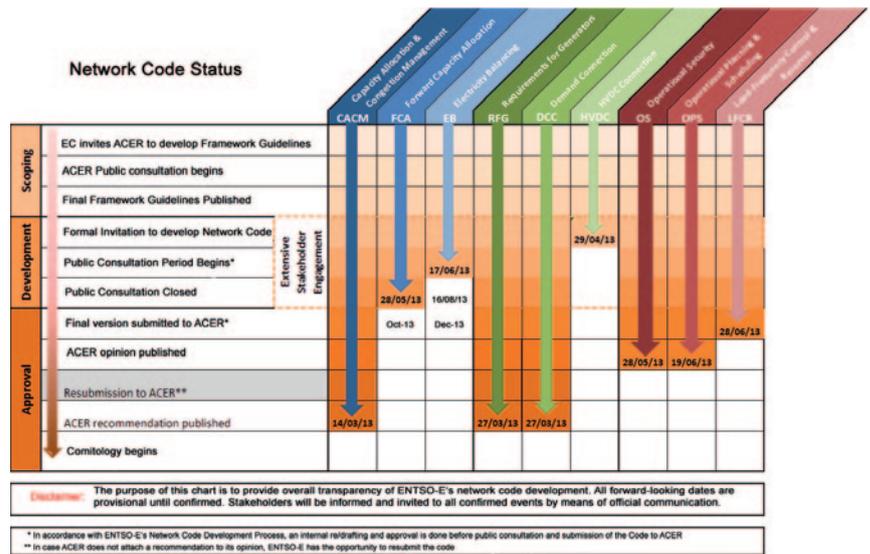


Abbildung 4: Übersicht und Status der in der Erstellung befindlichen Netzkodizes (Quelle: ENTSO-E)

Bei der Erstellung der Netzkodizes sind im Wesentlichen die beiden europäischen Institutionen ACER und ENTSO-E tätig. ENTSO-E ist der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber, ACER die Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden. Die Ausarbeitung der entsprechenden Netzkodizes übernimmt ENTSO-E im Rahmen der von ACER vorgegebenen Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) die wiederum von der EU-Kommission für als auf europäischer Ebene zu regelnde Bereiche definiert wurden. Die Beteiligung von Netznutzern und sonstiger Betroffener wird durch umfangreiche Konsultationen sichergestellt.

Das in dieser Studie behandelte Thema „Flexibilität“ ist insbesondere relevant in den Netzkodizes der Bereiche „System Operation“ und „Electricity Balancing“. Die Netzkodizes „Requirements for Generators“ und „Demand Connection“ legen zukunftsorientierte Anforderungen für Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen fest.

Es ist wichtig, dass die auf europäischer Ebene durch ENTSO-E erarbeiteten und über die EU-Kommission verankerten Anforderungen gut mit etablierten Normen sowie den in Deutschland bereits bestehenden bzw. in Arbeit befindlichen nationalen Regelungen harmonisieren. Der Gesamtprozess zur Erstellung und Verabschiedung der europäischen Netzkodizes [7] ist langwierig. Eine Änderung an einzelnen technischen Festlegungen im „Network Code“ läuft derzeit auf ein europäisches Gesetzgebungsverfahren hinaus. Ein Prozess, der eine kurzfristige Anpassung oder Änderung an den Festlegungen vorsieht, ist bisher nicht vorgesehen.

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes von 2012 geht auf die verpflichtend umzusetzenden Vorgaben des 3. Energiebinnenmarktpakets

zurück. Die nationale Umsetzung in Deutschland erfolgte mit dem EnWG-Änderungsgesetz, welches am 29. November 2012 im Bundesgesetzblatt verkündet wurde und seit Dezember 2012 anzuwenden ist. Schwerpunkte der Gesetzesänderung sind:

- Zertifizierung und Benennung von Transportnetzbetreibern
- Weitreichende Entflechtung der Netzbetreiberfunktion von anderen Funktionen eines integrierten Energieversorgers
- Entflechtung von Speicheranlagenbetreibern und Zugang zu Speicheranlagen
- Getrennter Markenauftritt von Verteilernetzbetreibern
- Aufstellung von Netzentwicklungsplänen und Genehmigung durch Regulierungsbehörde
- Verpflichtender Einbau von intelligenten Messsystemen für definierte Endverbrauchergruppen
- Erfassung von elektrischer Energie mit tatsächlichem Energieverbrauch und tatsächlicher Nutzungszeit
- Anschluss von Einspeiseanlagen an das Messsystem
- Messsysteme müssen die eichrechtlichen Vorschriften und das BSI-Schutzprofil einhalten
- Verbraucherschutzrechte
- Bürokratieabbau

Weitere Anforderungen an die Messsysteme werden in einem weiteren Verordnungspaket des BMWi beschrieben.

Aktuell (Stand: 12. Mai 2014) wird der neue EEG Entwurf 2014 im Bundestag besprochen. Im Vergleich zum EEG 2011 sind für RegioFlex einige wichtige Änderungen zu nennen:

- Ausbau der erneuerbaren Energien gesteuert vorantreiben (Zubaukorridor),
- Kosteneffizienz steigern,
- Markt-, Netz- und Systemintegration fördern,
- an bewährten Grundprinzipien des EEG festhalten (insbesondere Einspeisevorrang und gesetzliche Einspeisevergütung).
- Direktvermarktung von Einspeisemengen
- Ausschreibung der Förderhöhe ab 2017
- Einbau von Messsystemen gem. EnWG
- Anbindung der Einspeiseanlagen > 30 kW an das Messsystem
- Anlagen < 30 kW Anbindung optional oder Abregelung auf 70%
- Steuerung von Anlagen über das Messsystem

Die geplante Novelle des EEG 2014 ist am 01. August 2014 in Kraft getreten.

Wichtige Themen zur Entwicklung der Stromnetze werden in der Plattform des BMWi [8] zusammen mit den verschiedenen Interessengruppen behandelt. Fachlich wird das weite Themenfeld in verschiedenen Arbeitsgruppen

behandelt. Im Zusammenhang mit Smart Grids muss insbesondere die Arbeitsgruppe „Intelligente Netze und Zähler“ erwähnt werden. Einzelne Erweiterungen der Rolle des Verteilnetzbetreibers als Beitrag der Systemstabilität und zur Verankerung der datensicherheitstechnischen Anforderungen des BSI-Schutzprofils sind bereits im EnWG aufgenommen, weitere Anpassungen durch eine Verordnung zum EnWG folgen. Das Konzept für die Einführung von Smart Metern In Deutschland hat mittlerweile auch das Genehmigungsverfahren der Europäischen Kommission durchlaufen.

Zur Schaffung möglichst EU-weit einheitlicher/ harmonisierter Vorgehensweisen bei der Einführung von Smart Grids hat die EU-Kommission zusätzlich zum unten im Text erläuterten NormungsMandat M/490 zur Standardisierung von Smart Grids bereits 2009 eine Smart Grids Task Force (SGTF) mit der Erarbeitung von politischen und regulatorischen Weichenstellungen zur Einführung von Smart Grids beauftragt (Arbeitsprogramm [9]). Unter einem High Level Steering Committee wurden 2011 vier Arbeitsgruppen, sogenannte Expert Groups (EG) gebildet:

- EG 1: Referenzgruppe für Normung und Standardisierung
- EG 2: Datenschutz und Sicherheit
- EG 3: Regulatorische Empfehlungen und Marktmodelle
- EG 4: Infrastrukturentwicklung

Ziel in EG 3 ist es, gemeinsam abgestimmte regulatorische Empfehlungen für die Mitgliedstaaten zu erarbeiten und Projekte zu identifizieren, mit denen eine EU-weit einheitliche, kostengünstige und effiziente Umsetzung von Smart Grids gewährleistet werden kann. Ein Bericht mit 3 Modellen wurde Ende 2012 vorgestellt. Die Referenzgruppe für Normung und Standardisierung (EG 1) hat eine Steuerungsfunktion für die Arbeiten der für das M/490 zuständigen Smart Grid Coordination Group.

Aufbauend auf den Ergebnissen der SGTF hat die EU Kommission im Jahr 2011 eine Kommunikation zu Smart Grids publiziert.

Seit Anfang 2014 arbeitet die neu formierte EG 3 an 3 Themen zur Nutzung von Flexibilität: Detaillierung eines Flexibilitätsmodells, regulatorische und kommerzielle Vereinbarungen und erforderliche Anreizsysteme. Die Nutzung regionaler Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber wie sie in dieser Studie vorgeschlagen werden sind mit Bestandteil.

Anzumerken ist, dass die EU-Kommission beim Thema Smart Grids keine direkte Regelungsbefugnis hat, deshalb gestalten sich EU-weite Vorgaben schwierig.

## 2.3 Eckpunkte des Energieversorgungssystems der Zukunft

Eine wesentliche Herausforderung bei der Gestaltung eines Energiemarktes bis 2030 und darüber hinaus ist die Kombination von marktwirtschaftlichen Anreizen als Innovationsmotor zur Kostenstabilisierung beim Übergang auf ein System mit überwiegender Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Beherrschung der zunehmend durch dezentrale Erzeugung geprägten Netzsituation, welche auf physikalischen Gesetzmäßigkeiten beruht.

Das EEG wird so angepasst werden müssen, dass die heutige Vorrangregelung bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, die verbunden ist mit einer festen Vergütung je ins Netz eingespeister kWh, flexibilisiert wird, so dass die erneuerbaren Energien besser in den Markt integriert werden. Für diese Studie wird angenommen, dass die Marktintegration der erneuerbaren Energien, die bereits heute durch die Direktvermarktung nach EEG angestoßen wurde, bis spätestens 2030 vollständig vollzogen ist. D.h. dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien von den Betreibern an den Märkten für Fahrplanenergie und Regelleistung selbständig oder über Dienstleister vermarktet werden muss, und dass entsprechend der vermarkteten Energie auch Fahrpläne angemeldet werden müssen und die Betreiber bzw. Bilanzkreisverantwortlichen für ggf. auftretende Bilanzkreisabweichungen durch Prognosefehler und dadurch anfallende Ausgleichsenergiekosten aufkommen müssen.

Einen reinen Netzausbau ohne das Erfordernis des Engpassmanagements innerhalb des deutschen Marktgebiets wird es nicht geben, da ein Ausbau des elektrischen Netzes in Deutschland als „Kupferplatte“ volkswirtschaftlich nicht sinnvoll erscheint. Es wird der Umbau der heutigen Netze zu regelbaren Smart Grids, dort wo erforderlich, erfolgen (vgl. VDE/ETG-Studie „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende“ [10]). Daher werden Großhandelsmarktplätze und eine aktive Netzregelung sowohl auf der Übertragungs- und zukünftig verstärkt auf der Verteilnetzebene parallel existieren und durch Weiterentwicklung der Instrumente noch besser verknüpft werden müssen. Eine versorgungssichere und kostenoptimale Gestaltung bildet die Grundlage für die Integration regenerativer Energien in ein nachhaltiges Energieversorgungssystem.

Das deutsche Energieversorgungssystem der Zukunft muss sich als Baustein in das europäische Verbundnetz integrieren lassen. Als Grundlage sollte das Smart Grid Architecture Model für die Verbindung der verschiedenen Infrastrukturen und Prozessebenen genutzt werden. Bei der Einführung von Flexibilitäten stellt eine zentrale Datendrehscheibe (Data access point manager) das zentrale Element dar. Es werden die Stammdaten aller Systemteilnehmer erfasst.

Als Zielszenario dieser Studie wird das Szenario „Nachhaltig wirtschaftlich“ der acatech-Studie [11] mit deren Technologiefeldern angenommen. Die folgenden Schwerpunkte charakterisieren dieses Szenario:

- Umsetzung des Energiesystemumbaus bis 2030 durch eine konsistente und koordinierte Energiepolitik erfolgreich
- 60% EE an der Bruttostromerzeugung (durch steigende Brennstoffkosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb der EE ohne Förderregime möglich)
- Großflächiger Einsatz von IKT und Beitrag von Virtuellen Kraftwerken zur Systemstabilität
- Europäisches HGÜ-Overlay-Netz (Marktpreisangleich zwischen den Marktgebieten), optimale Allokation der Fahrpläne
- Vollautomatisierte und echtzeitgesteuerte Netzführung
- Europäisch synchronisiertes Marktdesign berücksichtigt flexibles DSM
- Kopplung unterschiedlicher Energieinfrastrukturen (Hybridnetze)

Abbildung 5 gibt einen systemischen Überblick über das im Zielszenario angenommene Energiesystem der Zukunft.

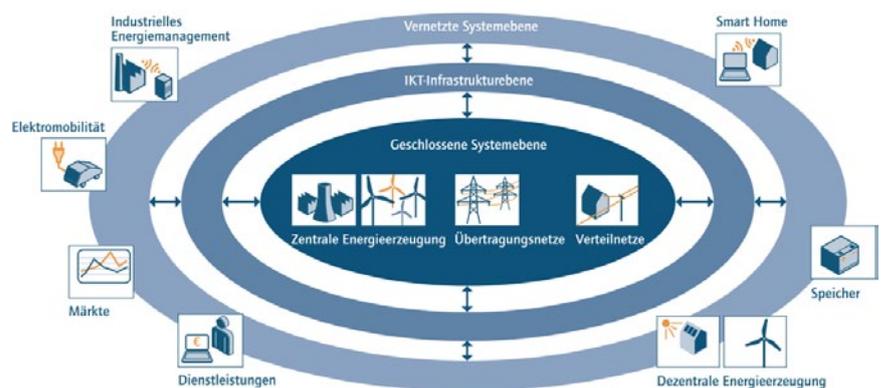


Abbildung 5: Systemische Darstellung des Energiesystems der Zukunft

## 2.4 Energieforschung und Innovationen

Für die wirtschaftliche Einbindung der erneuerbaren Energie in die Energielandschaft müssen weitreichende Innovationen eingeführt werden. Zum Teil existieren diese Marktbausteine, z.B. Stromspeicher etc. nur auf dem Papier. Die Energieforschung ist somit ein wesentlicher Bestandteil zur wirtschaftlichen Einbindung der Erneuerbaren. Mit dem Energieforschungsprogramm (August 2011) hat die Bundesregierung 3,5 Mrd. Euro für den Zeitraum 2012 bis 2014 zur Verfügung gestellt. Schwerpunkte der Forschung sind aktive Energienetze, Speicher, Marktdesign und weitere wesentliche Aspekte zur vollständigen Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien.

## 2.5 Das DKE-Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids“ [12]

Um die für die Umgestaltung des Energiesystems notwendigen technischen Neuerungen standardisierungstechnisch in geordnete Bahnen zu lenken, würde frühzeitig die Zusammenarbeit mit der Normung gesucht. In der DKE wurde dazu das Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids“ gegründet und eine Normungsroadmap erarbeitet, in der der aktuelle Staus der Standardisierung und die notwendigen Erweiterung bei der Normung erarbeitet wurde. Dabei wurde auch auf die Aktivitäten in der internationalen Standardisierung geschaut und entsprechende Spiegelgremien geschaffen. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die internationalen und nationalen Standardisierungsgremien rund um das Thema Smart Grid. Im Anhang 6.3 dieses Dokumentes werden die thematischen Arbeitsinhalte der einzelnen Gremien genauer beschrieben.

Darüber hinaus wird dort auch die systematische Erarbeitung von Standardisierungsanforderungen mittels des Werkzeugs „Smart Grid Architecture Model (SGAM)“ und der Use Case Methodik kurz beschrieben. Speziell die Use Case Methodik wurde in dieser Studie für die Dokumentation der notwendigen Abläufe bei der Implementierung von regionalen Flexibilitätsmärkten verwendet. Damit wird sichergestellt, dass die Ergebnisse dieser Studie direkt von den nationalen und internationalen Experten in der Standardisierung für ihre Arbeit übernommen werden können.

Auch die zuständigen Referenten in der Bundesregierung setzen mittlerweile bei der Erarbeitung der notwendigen Änderungen am regulatorischen Gesetzesrahmen auf die Werkzeuge SGAM und Use Cases, so dass auch hier die Studienergebnisse direkt verwendet werden können.

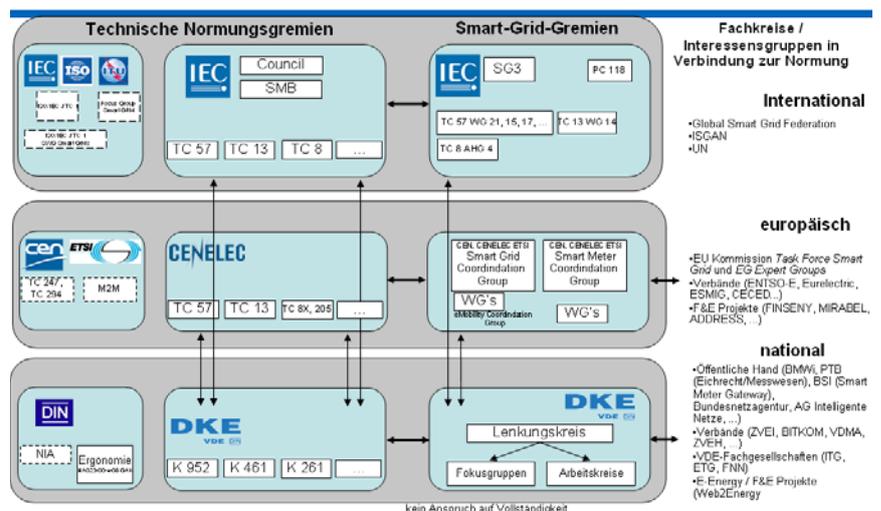


Abbildung 6: Exemplarische Übersicht der aktiven Gremien im Smart Grid Umfeld (Quelle: DKE)

## 3 Gap-Analyse zum Umbau des Energieversorgungssystems (Schwerpunkt Verteilungsnetze)

Das heutige Energieversorgungssystem wurde größtenteils in den vergangenen Jahrzehnten aufgebaut. Es ist gekennzeichnet durch die Nutzung robuster und langlebiger technischer Betriebsmittel (Kabel, Leitungen, Schalter, Transformatoren). Durch viel Ingenieur-Wissen ist es gelungen, eine sehr hohe Versorgungssicherheit in Deutschland zu erreichen. Die im Einsatz befindlichen Betriebsmittel sind allerdings nur bedingt für eine Online-Vernetzung zwischen vielen Marktplayern geeignet. Dies trifft insbesondere auf die Nieder- und Mittelspannung zu. Da jedoch 97 %<sup>[13]</sup> aller Einspeiseanlagen in das Niederspannungsnetz einspeisen, ist der Einsatz von IKT notwendig. Diese Nachrüstung der Energieinfrastruktur ist kostspielig und birgt Risiken (Hacker-Angriffe). Daher machen nicht flächendeckende Smart Grids Sinn, sondern vielmehr eine IKT-Ertüchtigung an den Netzknoten, wo konkrete Nutzen für den Kunden und den Netzbetrieb hebbar sind. Nur ein abgesicherter – nicht nur vermuteter oder idealisierter – Nutzen auf Netzseite (Netzdienlichkeit) oder Kundenseite sollte Treiber dieser Einführung sein. Aktuell wird genau vor diesem Hintergrund die angemessene Einführung von Smart Metering geprüft.

### 3.1 Systemdesign

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und neue Stromanwendungen die zu einem großen Teil auf der Verteilnetzebene stattfinden, erfordern auch neue Aktivitäten der VNB. Ebenso ist eine stärkere aktive Einbindung der Energienutzer erforderlich. Der Rahmen für diese neuen Aktivitäten muss durch Anpassungen des Systemdesigns geschaffen werden.

#### 3.1.1 Lokale technische Anforderungen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit

Die Netzintegration erneuerbarer und dezentraler Erzeugung und auch neuer Anwendungen auf der Kundenseite findet zum größten Teil auf der lokalen/regionalen Ebene beim VNB statt. Der Umfang der einzubindenden neuen Erzeugung und insbesondere die Volatilität des fluktuierenden Dargebots aus erneuerbaren Energien als auch neue Anwendungen beim Kunden (z.B. Elektromobilität) und dessen Beteiligung an der Aufrechterhaltung der Systemstabilität oder Optimierung der Energieerzeugung/-beschaffung über Demand Side Integration stellt eine neue und anspruchsvolle Herausforderung für den VNB dar. Im Falle eines Black-outs muss ein schneller Netzwiederaufbau in der Verantwortung der Netzbetreiber erfolgen. Um eine sichere, preiswerte und umweltfreundliche Energieversorgung auch künftig zu gewährleisten, muss es Ziel sein, verteilte Energieerzeugung und verteilten Energieverbrauch zu bündeln und aufeinander

abzustimmen. Mit der Nutzung von Flexibilitäten soll die Systemstabilität verbessert werden, ohne flächendeckenden Leitungsausbau. Hierzu ist eine enge Interaktion von Netzbetreibern und Marktakteuren erforderlich, insbesondere aber die enge Einbindung des Kunden (Energienutzers) als neuer und wesentlicher Akteur.

Netzbetreiber müssen eine aktivere Rolle beim Betrieb ihrer Netze übernehmen und durch entsprechende Anpassung von Marktdesign und regulatorische Vorgaben hierzu in die Lage versetzt werden. Die aktive Rolle der Netzbetreiber muss alle Zeiträume der Aktivitäten umfassen: Planung, Zugang, Anschluss und Betrieb des Netzes. In dieser Studie liegt der Fokus auf der Nutzung von Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber, der das Ziel hat, seinen Netzbetrieb zu optimieren bzw. die lokale Systemstabilität zu gewährleisten.

Das Verteilnetz ist nur innerhalb technisch (physikalisch) definierter Grenzen (Leistungsübertragung, Spannung, Blindleistung) sicher betreibbar. Aktuelle Herausforderungen durch Überlastung resultieren aus der Änderung der Erzeugungsstruktur. Netze werden für die maximal in der Spitze zu erwartende Belastung ausgelegt, bisher war diese Last eindeutig durch den maximalen Bezug der angeschlossenen Kunden definiert. Mit den neu anzuschließenden Erzeugungsanlagen ergeben sich zusätzliche Belastungen und insbesondere starke Schwankungen. Hierdurch kann es erforderlich werden, dass der Netzausbau bedingt durch eine hohe Einspeisung erforderlich wird. Bidirektionale Flüsse werden zunehmend zur Regel. Der klassische Ausbau für die maximale Belastung auch wenn diese nur für kurze Zeit ansteht, erhöht die Kosten, dauert oft lange und hat niedrige Voll-Benutzungsdauern zur Folge. Diese Methodik ist damit für den Netznutzer nicht kostenoptimal. Ungewollte Spannungsanstiege im Verteilnetz ergeben sich besonders an Punkten mit dezentraler Erzeugung wenn dort der Verbrauch deutlich niedriger ist. Je mehr die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, umso stärker wird der negative Einfluss auf das Spannungsprofil. Abhilfe kann über den Einbau von Einrichtungen zur Teilnahme am aktiven Spannungsmanagement in technischer Hinsicht als auch durch Flexibilität in Last und Erzeugung geschaffen werden (eine detaillierte Darstellung findet sich im Eurelectric Positionspapier „Active Distribution System Management“ [14]).

Das Problem zu hoher oder zu niedriger Blindleistung ist eng mit der Spannungsproblematik verbunden. Eine Abhilfe besteht hier in der Teilnahme von dezentralen Erzeugungsanlagen an der Bereitstellung von Blindleistung. Die Entwicklung aktiver Netzkomponenten eröffnet dabei neue Perspektiven. Maßnahmen wie regelbare Ortsnetztransformatoren, Verkürzung von Netzsträngen und aktiver lokaler Blindleistungsbezug sind neue Handlungspositionen. Maßnahmen zum Schutz des Verteilnetzes vor Überlast, Spannungs- und Blindleistungsmanagement bilden das Bündel von neu zu gestaltenden Systemdienstleistungen auf der Verteilnetzebene.

Durch die Verlagerung der Erzeugung auf die Verteilnetzebene und die neuen Anwendungen steigt die Komplexität des Systems an. Zur Steigerung der Effizienz der Netzbewirtschaftung kann eine (virtuelle) Aufteilung in kleinere Einheiten sinnvoll sein, z.B. in Form von sog. Verteilnetz-Systemzellen (Clusterung). Hierfür wird mittlerweile häufig der Begriff „Netzaggregationsbereich“ verwendet. Die Anzahl und Ausdehnung dieser Netzaggregationsbereiche wird vom Verteilnetzbetreiber festgelegt. Wesentliches Kriterium dafür ist eine optimale Netzführung. Es wird also nicht flächendeckend ein Smart Grid geben, sondern regionale Smart Grids, die wiederum in lokale Netzaggregationsbereiche unterteilt sind. Für den RegioFlex sind daher diese Netzaggregationsbereiche relevant, da sie die Lokalität für die Nutzung der Flexibilität beschreiben. Ein solches Vorgehen zum Zwecke der Optimierung der Netzbewirtschaftung auf Verteilnetzebene darf weder die Verantwortung der ÜNB für die Sicherheit des Systembetriebs noch die Funktionsweise des wettbewerblichen Marktdesigns negativ beeinflussen. Das Ziel ist also nicht die Schaffung einer Vielzahl von „autonomen“ Netzebenen sondern eine intelligente Vernetzung der verschiedenen Netzebenen – mit verstärkter Rolle der VNB und der Netznutzer. Dieser grundsätzliche Aspekt und Ansatzpunkt für die Detaillierung eines RegioFlex wurde in der VDE/ETG-Studie „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende“ [10] bereits beschrieben.

### 3.1.2 Einbindung der Energienutzer (Erzeuger und Lasten)

Das klassische Instrument zur Beherrschung dieser Herausforderungen stellt der Netzausbau dar, sowohl über den Bau neuer Leitungen als auch über den Austausch und Ersatz sonstiger Betriebsmittel. Die Nutzung von Flexibilität in Einspeisung und/oder Bezug von Energie bei den Energienutzern (Erzeuger und Lasten) stellt ein wesentliches Instrument dar, das der VNB nutzen kann, um die Sicherheit im Netzbetrieb zu verbessern und im Sinne einer wirtschaftlichen und technischen Optimierung Netzausbau zu vermeiden oder aufzuschieben. Energienutzer können direkt oder über ihren Lieferanten oder Aggregator dem VNB Flexibilität in Form von steuerbarem Mehr- oder Minderverbrauch zur Verfügung stellen (Demand Side Integration). Dabei betreibt der VNB keinen Eigenhandel. Die Bereitstellung von Flexibilität durch die Energienutzer muss im Rahmen der gelben Netzampel-Phase (siehe Kapitel 4.1.2 „Konzept der Netzkapazitätsampel in der Theorie“) für diesen optional sein, da nach den vorliegenden internationalen Erfahrungen nur so die Beteiligung der Nutzer und ein effektives Funktionieren des Systems gesichert werden kann. Hierbei können Installationen der Home Automation die Bereitstellung von Flexibilität durch den Energienutzer unterstützen. Das Veranlassen einer Schaltung der Einspeise- bzw. Bezugsanlagen in der roten Netzampel-Phase durch den VNB bleibt verpflichtend. Der Anlagenbetreiber ist unter Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen zur Handlung verpflichtet. Die Bewertung/Vergütung von Flexibilitäten soll vorzugsweise über Märkte mit standardisierten Produkten erfolgen. Standardisierte Regelungen zur Netznutzung bzw. Netznutzungsverträge

bilden die Basis für die Gestaltung von Produkten und die Vergütung. Die Bereitstellung von Flexibilität kann in verschiedenen Ausprägungen über verschiedene Zeitachsen bis zu „close to real-time“ strukturiert werden. Es wird vorgeschlagen für die Kennzeichnung von erlaubten und kritischen Betriebsituationen des Verteilnetzes ein standardisiertes System, das sog. Netzampel-System, einzuführen. In der gelben Ampelphase fragen VNB Flexibilität zu einer bestimmten Zeit für einem bestimmten Ort im Netz (= Netzaggregationsbereich) nach, um im Falle eines Engpasses/einer kritischen Netzsituation gezielte Abhilfe zu schaffen. Folgerichtig muss es eine solche Netzampel für jeden Netzaggregationsbereich geben.

### 3.1.3 Beschreibung der Systemaufgaben (technische Flexibilität mit IKT-Anbindung)

Entscheidende Voraussetzung für den Einsatz von Flexibilität beim Energienutzer durch den VNB zur Sicherung des Netzbetriebs ist die kontinuierliche Kenntnis der Netzsituationen in den betroffenen Netzbereichen beim VNB. Entsprechende Informationssysteme (Smart Grid) sind insbesondere im Niederspannungs-Bereich noch im erforderlichen Maß aufzubauen. Eine kurzzyklische Messung an wichtigen Netzknoten ist hierfür Voraussetzung, nicht aber ein flächendeckender Einsatz von Messsystemen bei allen Energiekunden. Der VNB veranlasst die Steuerung der Flexibilität gegenüber dem Energienutzer und insbesondere dessen Lieferanten/Aggregator auf Basis der vorliegenden Netzinformationen. Eingriffe in Erzeugung/Verbrauch sind im Bilanzkreismanagement-System nachzuhalten. Aktionen im Smart Grid, insbesondere jene, die Verantwortungs-/Systemgrenzen überschreiten, müssen sinnvoll mit allen beteiligten Akteuren koordiniert werden. Dies gilt insbesondere für marktbasierende Maßnahmen, die vom überlagerten Netzbetreiber angefordert und vom unterlagerten Netzbetreiber ausgeführt bzw. an diesen delegiert werden. Bezüglich der Kooperation zwischen Übertragungs- und unterlagerten Verteilnetzbetreibern sowie Verteilnetzbetreibern untereinander sind entsprechende regulatorische/vertragliche Regelungen zu treffen und ein automatisiertes System zum Informationsaustausch aufzubauen. Eine spezifische Gestaltung für den effizienten Einsatz von Flexibilitäten im Massenmarkt ist noch zu entwickeln.

## 3.2 Marktdesign

Ein Marktdesign kann als die Summe der Regelungen zu Aufgaben, Zuständigkeiten, neuen Produkten und Verantwortlichkeiten zwischen den verschiedenen Playern im Markt verstanden werden. Eine offizielle Definition hierzu gibt es nicht.

In Zukunft wird ein gewisser Prozentsatz der Kunden nicht nur reiner Verbraucher sein, sondern der Kunde wird am Markt teilnehmen. Er möchte seine – sofern vorhanden – Eigenerzeugung am Markt optimieren und/oder seinen Verbrauch – sofern möglich – flexibel gestalten und damit

dem Markt Flexibilität anbieten. Es wird sich hier zu Beginn vor allem um Gewerbe- und Industriekunden sowie einige sehr technik-affine Haushaltskunden handeln. Insbesondere die Letztgenannten werden aufgrund der geringen Größe nicht direkt selbst am Markt agieren, sondern werden sich eines sog. Aggregators (AGG) bedienen. Dieser bündelt viele Klein-Erzeuger bzw. Klein-Verbraucher zu einer kritischen Masse, ab der eine Vermarktung zielführend ist. Dies entspricht dem auch heute schon vielfach praktizierten Virtuellen Kraftwerk. Große Erzeuger bzw. Verbraucher werden teilweise eigenes Know-How und eigene IT aufbauen, um direkt – ohne zwischengeschalteten Aggregator – die relevanten Marktplätze zu bedienen. Ein noch offenes Problem ist das Zusammenwirken von Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen, wenn diese beiden Rollen nicht von einem Akteur gemeinsam ausgeübt werden. Nach den gesetzlichen Regeln ist für Aggregatoren der Zugriff auf flexible Stromlasten im Bilanzkreis eines Stromlieferanten (Bilanzkreisverantwortlicher) grundsätzlich möglich. Die dafür zu treffenden Klärungen benötigen jedoch einen hohen Zeitaufwand. Für den Bilanzkreisverantwortlichen verursacht die Öffnung Mehraufwendungen. Zum einen entsteht Aufwand für die operative Abwicklung der Fahrpläne bei Zugriffen durch den Aggregator und zum anderen erhöht sich bei Lasten mit Nachholen das finanzielle Risiko aufgrund von Prognosefehlern, die u.U. zu Ausgleichsenergiekosten führen können. Der Zugriff durch einen Aggregator auf Bilanzkreise Dritter sollte daher klarer geregelt und standardisiert werden (Einzelheiten siehe [15]). Für alle weiteren Betrachtungen werden deshalb aus Praktikabilitätsgründen (Reduktion der Komplexität in der Darstellung) die Rollen des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und des Aggregators zu einer Rolle des AGG/BKV zusammengefasst. Diese Zusammenfassung dient der Übersichtlichkeit der zu entwerfenden Geschäftsprozesse.

Der Verteilnetzbetreiber sollte in diesem Marktdesign auch eine aktive Rolle annehmen dürfen, in dem er als Nachfrager von Systemdienstleistungen an regionalen Marktplätzen auftritt. Für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und die Heilung von Netzengpässen benötigt der VNB die Teilnahmemöglichkeit als Nachfrager an diesen Märkten. Eine rein „dienende Rolle“ (vgl. [16]) ist für die künftigen Herausforderung des Netzbetriebs nicht ausreichend. Mangels eigener Erzeugungskapazitäten wird er nur als Nachfrager, aber nie als Anbieter auftreten. Ohne die Teilnahmemöglichkeit an regionalen Marktplätzen müsste er sich ausschließlich durch bilaterale Verträge die Leistung/Flexibilität beschaffen. Außerdem ist es undenkbar, dass im Falle von kritischen Netzsituationen dem Netzbetreiber keine Handhabe zum Treffen von marktbezogenen Gegenmaßnahmen zugestanden würde. Der Rückzug auf eine rein „dienende Rolle“ des Netzbetreibers (s.o.) ist daher nicht zukunftsicher. Es muss sichergestellt sein, dass sich die technischen und wirtschaftlichen Optimierungsziele gegenseitig nicht behindern [17]. Im Zweifelsfall ist die technische Optimierung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit der wirtschaftlichen Optimierung klar vorzuziehen.

Der Netzbetreiber sollte möglichst standardisierte Stromprodukte für sein Netzgebiet bzw. die Netzaggregationsbereiche seines Netzgebiets definieren, die er in Engpasssituationen am RegioFlex beschaffen kann – sofern ein entsprechendes Angebot vorliegt. Wesentliches Element dieser Standardprodukte muss die zeitliche Vorlaufzeit (bei Netzbetriebsthemen natürlich sehr kurzfristig) und die maximale Dauer des Abrufs sein. Die Standardisierbarkeit von Flexibilitätsprodukten pro Netzaggregationsbereich für die gelbe Ampelphase ist in weiteren Studien zu untersuchen.

Die freie Wahl des Lieferanten, der auch überregional/landesweit tätig sein kann, durch den Kunden soll durch neue Marktkonzepte keinesfalls eingeschränkt werden. Diese Prämisse muss in den künftigen Überlegungen durchgängig bedacht werden. Lokale/regionale Smart Grids dürfen den Wettbewerb nicht einschränken.

Bei der Diskussion ist eine Unterscheidung zwischen städtischen und ländlichen Netzen vonnöten. In Stadtnetzen ist wegen des hohen Vermaschungsgrades der Bedarf an Flexibilität geringer als in ländlichen Netzen mit hoher EE-Einspeisung. Von zentraler Bedeutung ist hierbei die Definition der Aggregationsbereiche (z.B. Teilnetz eines Verteilnetzes, einzelner Strang, mehrere Verteilnetze etc.).

In eng vermaschten Stadtnetzen wird aus Netzbetriebssicht in der Regel eine Aggregation auf Ebene HS-/MS-Umspannstation ausreichend sein. Daher sollten im ersten Schritt den Energiedienstleistern keine kleinteiligere Aggregation verbindlich vorgeschrieben werden, jedoch kann diese natürlich bei Bedarf auch auf die Niederspannung ausgeweitet werden. Nicht zu vergessen ist auch der Einsatz von neuen Technologien (z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren, Automatisierung im MS/NS-Netz), die ergänzend bzw. alternativ zum RegioFlex eingesetzt werden können. Es muss also im konkreten Fall stets abgewogen werden, ob der Aufbau eines RegioFlex und/oder der Einsatz von Technik die kosten- und aufwandsm minimale Lösung darstellt.

### 3.3 Regulatorische und politische Rahmenbedingungen

Weite Bereiche der Energieversorgung werden durch politische Gesetze (z.B. EnWG, EGG etc.) flankiert. Werden nun neue Bausteine, hier RegioFlex als regionaler Flexibilitätsmarkt, in das Energiesystem integriert, sind gesetzliche Anpassungen erforderlich. Der folgende Abschnitt soll aufzeigen wie Flexibilitäten und schaltbare Lasten und deren Nutzung eingefügt werden können.

#### 3.3.1 Nutzung von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber

Die Nutzung von Flexibilitäten zur Sicherstellung der Netzstabilität findet sich rudimentär in § 14a EnWG und § 6 EEG (2011) wieder. Hierbei werden

Anforderungen an die Anlagen gestellt, die nur mit hohem finanziellem Aufwand zu erfüllen sind (z.B. eigener Zählpunkt, separate Messung etc.). Diese Anforderungen sind gerechtfertigt für Industrie- und Gewerbetunden im Hoch- bzw. Mittelspannungsnetz. Jedoch sind ca. 97% aller Einspeiseanlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen [18]. Hier ist der Bedarf zur Nutzung von Flexibilitäten am größten. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bietet den Netzbetreibern in der Niederspannung nur die Möglichkeit der Abschaltung bzw. Leistungsreduzierung der Einspeisemen- gen im Falle einer drohenden Netzüberlastung §11 EEG, also in der roten Ampelphase.

Die aktuelle Gesetzeslage erlaubt dem Netzbetreiber bei akuten Netzpro- blemen nur sogenannte „Ultima Ratio“ Eingriffe. Zur Nutzung von vertrag- lichen, marktwirtschaftlichen Vereinbarungen in Bezug auf den Zugriff und die Nutzung dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Flexibilitäten zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement fehlen die gesetzlichen Voraussetzungen.

Das BMWi hat im Rahmen des Verordnungspakets intelligente Netze u.a. eine Lastmanagement-Verordnung für 2014 angekündigt. Im Gegensatz zum § 14a EnWG und § 11 EEG soll in der Lastmanagement-Verordnung auch die Nutzung von marktwirtschaftlichen Flexibilitäten zum Netzkapazi- tätsmanagement beschrieben werden. Ziel ist es, perspektivisch angebots- abhängige, erzeugungs- und verbraucherseitige Flexibilitäten durch marktliche bilaterale Verträge oder regionale Marktplätze in ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement einzubinden. Hier soll im weiteren Verlauf dieser Studie ein entsprechendes regionales Markkonzept vorgestellt werden.

### 3.3.2 Ausgestaltung der §13 und § 14a EnWG

Die § 13 und § 14a EnWG berechtigen den Netzbetreiber, schaltbare Lasten in kritischen Netzsituationen zu steuern. Als Gegenleistung erhält der Anlagenbetreiber ein reduziertes Netzentgelt. Neben den in den §13 und § 14a genannten Ausführungen sind weitere Festlegungen in einer noch zu erlassenden Verordnung für eine Umsetzung und Anwendung des Paragraphen erforderlich:

- a) Anlagen die zur Steuerung von Lasten, Einspeisung (Abgleich mit EEG erforderlich) und Flexibilitäten genutzt werden sollen, müssen den technischen Anforderungen des Netzbetreibers genügen (Nutzung von Rundsteuersignalen, Ab-/Zuschaltgeschwindigkeit, Erreichbarkeit etc.).
- b) Für die Nutzung von Flexibilitäten sind regionale Marktplätze oder nötigenfalls bilateral verhandelte Verträge sinnvoll, die den Umfang und die Vergütung der Flexibilitätsnutzung individuell abbilden können. Die Vergütung der Flexibilität muss Bestandteil der Anreizregulierung sein.
- c) Beschreibung der Länge, der Häufigkeit und des Umfangs der Anlagen- schaltungen ohne eine dezidierte weitere Prüfung.

d) sinnvollerweise sollte die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme soweit wie möglich für Schalt- und Steuerhandlungen mitgenutzt werden (= Netzdienlichkeit von Smart Metering). Allerdings sind diese Anwendungsfälle sowohl in den derzeitigen Konzepten des BSI (TR, Schutzprofil) als auch in der Kostenerhebung der Kosten-Nutzen-Analyse zur Einführung von Smart Metering noch unberücksichtigt [19].

### 3.3.3 Flexibilitätsformen im Wettbewerb

Die Nutzung von Flexibilitäten ist eine wichtige Option für den Netzbetreiber und die Marktakteure zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung und zur Sicherstellung einer stabilen Elektrizitätsversorgung. Hierbei sind die unterschiedlichsten Flexibilitätsformen (z.B. steuerbare Lasten, flexible Kraftwerke, Speicher, Nachfragesteuerung, Power-to-Gas etc.) zu berücksichtigen. Alle diese unterschiedlichen Flexibilitätsformen müssen in einem neuen Marktdesign gleichberechtigt die Chance haben sich im Wettbewerb durchzusetzen.

Je nach regionalen Voraussetzungen sind die Anforderungen an die Flexibilitäten unterschiedlich. In ländlichen Verteilnetzen herrscht oft ein Einspeiseüberschuss vor, während in städtischen Netzen ein Nachfrageüberangebot besteht. Somit sind die Anforderungen an die Flexibilität regional geprägt. Neben der Zeitkomponente (zeitlicher Einsatz der Flexibilität) kommt nun noch die örtliche Komponente hinzu. Der Einsatz von Flexibilitäten kann nur dort erfolgen, wo ganz lokal in einem Verteilnetz ein Netzengpass auftritt und die Flexibilität vom Netzbetreiber kontrahiert wird. Um die regionale Nachfrage nach Flexibilitäten zu koordinieren sind regionale Marktplätze (RegioFlex) erforderlich. Über diese Plattformen können Nachfrage und Angebot gehandelt werden. Hier ist der technologieoffene Zugang wichtig, um möglichst viele Flexibilitätsformen in ein Handelssystem mit einzubinden. Über die Nachfrage und den daraus sich bildenden Preis können immer die wirtschaftlich besten Angebote zum Einsatz gelangen.

Für einen technologieoffenen Zugang müssen alle Flexibilitätsformen gleich behandelt werden. Hierbei müssen bestehende Benachteiligungen, z.B. ist die zeitweilige Lasterhöhung zur Netzentlastung mit höheren Netzentgelten (Lastspitzen) für den Anbieter verbunden, beseitigt werden. Auch müssen die Anreize für die Entwicklung von einzelnen Flexibilitäten (z.B. Speicher, EEG Anlagen etc.) harmonisiert werden.

### 3.3.4 Regulatorische Rahmenbedingungen

Neben den gesetzlichen Anpassungen muss auch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erweitert werden. Heute ist die Nutzung von Flexibilitäten und schaltbaren Lasten in der ARegV nicht vorgesehen. Damit der Netzbetreiber den Aufbau eines RegioFlex unterstützen und dessen Angebote in der gelben Ampelphase nutzen kann, sind folgende Anpassungen in der ARegV erforderlich:

#### 3.3.4.1 Entwicklung der Verteilnetze zu einem Smart Grid

Durch einen immer höheren Anteil an Einspeisemengen in die Verteilnetze verändern sich die Anforderungen an die Netze. Frequenz- und Spannungsänderungen sowie Lastflussumkehr durch die Einspeiseanlagen sind beispielsweise zu nennen. Das Ziel der ARegV ist der nachhaltige, effiziente und kostengünstige Ausbau und Betrieb der Energieinfrastruktur. Die bestehende ARegV nimmt auf die Veränderungen nur unzureichend Rücksicht. Die Vermeidung bzw. die zeitliche Streckung von Netzausbauten durch den Einsatz von IKT hat noch keinen Einzug in die Anreizregulierung gefunden. Dabei kann der Einsatz von IKT und somit die Aufnahme von Netzzustandsdaten in den betroffenen Netzabschnitten zur Integration der Einspeiseanlagen in das Verteilnetz beitragen. Mit der Weitergabe der Netzzustandsdaten an eine Leitstelle wird das Überwachen der Verteilnetze ermöglicht. Hierdurch können frühzeitig Netzengpässe erkannt und durch zielgenaue Reaktionen Netzausfälle vermieden werden. Somit kann durch die Steuerung von Einspeiseanlagen, schaltbaren Lasten und Flexibilitäten teilweise Netzausbau vermieden werden. Daher ist die Aufnahme der IKT-Komponenten in die ARegV erforderlich. Da der Lebens- und Innovationszyklus deutlich geringer ist als bei den übrigen Netzbestandteilen, ist eine kürzere Abschreibungszeit notwendig. Darüber hinaus muss der Kapitalrückfluss aus den IKT-Komponenten im Folgejahr beginnen. Somit haben VNB mehr finanziellen Spielraum für innovative IKT-Investitionen. Für die Entwicklung der Verteilnetze hin zu einem Smart Grid sind Entwicklungen und Feldtests notwendig. Um die hierfür auf das Netzgebiet bezogene optimale Lösung zu finden, benötigen die Netzbetreiber eine Möglichkeit, Aufwendungen für solche Entwicklungen in der Anreizregulierung einbringen zu können.

Gemäß der ARegV werden zur Sicherung der Versorgungsqualität auf Erlösobergrenzen Zu- oder Abschläge vorgenommen, wenn die verantwortlichen Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder -leistungsfähigkeit von bundesweit vergleichenden, statistischen Kennzahlvorgaben abweichen (vgl. §19 Abs. 1 ARegV Bonus- und Malussystem der BNetzA). Hierdurch soll das Risiko der Unterlassung erforderlicher, betriebsseitiger Investitionen in die Netze gemindert werden.

#### 3.3.4.2 Einbindung von Einspeisern, Lasten und Flexibilitäten in den Verteilnetzausbau

Für die Netzbetreiber gilt die Verpflichtung, alle Einspeiser an die Stromnetze anzuschließen und die Anschlüsse auf die maximale Einspeiseleistung der Anlage auszulegen. Insbesondere in ländlichen Gebieten führt dies zum Teil zu hohen Kosten. Da diese Maximalleistung jedoch nur sehr selten erreicht wird, ist der ausgelegte Netzanschluss i.d.R. überdimensioniert und somit ebenfalls kostenintensiv. Darüber hinaus muss das nachgelagerte Verteilnetz auf die Maximalleistung aller angeschlossenen Einspeiseanlagen ertüchtigt werden. Um hohe Investitionskosten

in die Netze zu reduzieren ist eine Abstimmung des weiteren Ausbaus der regenerativen Einspeiser, schaltbaren Lasten und neuen Flexibilitäten mit dem Netzausbau anzustreben. Hierbei sind regionale Unterschiede in den städtischen und ländlichen Netzen zu beachten. Auch eine flexible Höchstgrenze zur Abschaltung von Einspeisespitzen bietet eine Möglichkeit zur Optimierung der Einspeisestrukturen. Von Gesetzesseite vorgegebene Höchstgrenzen für die Nichtaufnahme von regenerativem Strom könnten sicherstellen, dass die Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und die Investitionssicherheit der Anlagenbetreiber nicht gefährdet werden. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Anzahl und Höhe von lokalen Flexibilitäten die bei hoher Einspeiseleistung die Stromabnahme aus den Netzen erhöhen können und somit als Entlastung der Netze dienen.

#### 3.3.4.3 Abwägung der Nutzung von Flexibilitäten gegenüber dem Netzausbau

Die heutige gesetzliche Lage sieht die Aufnahme der gesamten erneuerbar erzeugten Energie in die Stromnetze vor. Dies führt zu einer maximalen Netzdimensionierung die nur in wenigen Stunden im Jahr benötigt wird. Neben dem maximalen Netzausbau sind weitere ökonomisch sinnvollere Varianten möglich. Durch den Einsatz von IKT in den Netzen kann ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement aufgebaut werden. Dieses ermöglicht das frühzeitige Erkennen von Netzengpässen und die Nutzung von Flexibilitäten zum Ausgleich des Netzengpasses. Hierdurch kann ein aufwändiger und teurer Netzausbau vermieden bzw. zeitlich nach hinten verschoben werden. Damit lässt sich das Stromnetz optimaler und kostengünstiger dimensionieren.

Die EWE Netz hat in diesem Zusammenhang berechnet, dass die entsprechende Reduzierung der Einspeisung um die letzten 5% der einzuspeisenden Leistungsspitzen eine Verdoppelung der Netzanschlusskapazität für EE bedeuten kann.

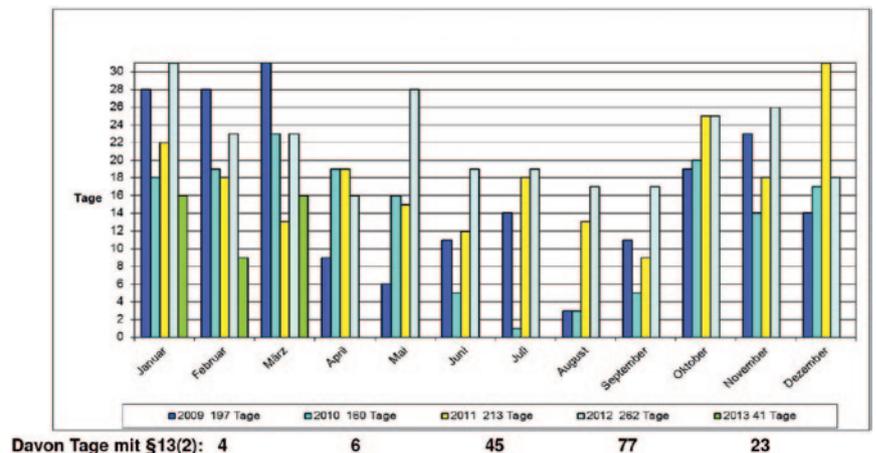


Abbildung 7: Anzahl der Tage mit Maßnahmen nach EnWG § 13, Stand: 31.03.2013 (Quelle: 50Hertz)

Zu beachten ist jedoch, wie häufig und in welchem Umfang der Netzbetreiber die Flexibilitäten am Markt einkaufen muss, um den Netzenspass auszugleichen. Je häufiger er die Leistung am Markt beschaffen muss, desto höher werden die Betriebskosten sein. Dies kann dazu führen, dass ein physischer Netzausbau langfristig günstiger ist als der Einsatz von Flexibilitäten und das Abregeln von Einspeisespitzen. Es müssen Kriterien geschaffen werden (ggf. durch Forschung), bis zu welcher Häufigkeit die Nutzung von Flexibilitäten zur Vermeidung des Netzausbaus wirtschaftlich ist. Darüber hinaus ist zu klären, wie die alternative Nutzung von Flexibilitäten in der Anreizregulierung Berücksichtigung findet.

## 4 RegioFlex – der regionale Flexibilitätsmarkt

Nachdem die Hintergründe und Herausforderungen des zukünftigen Energieversorgungssystems 2030 dargelegt und die aktuellen europäischen und internationalen Aktivitäten zum Thema Smart Grid beschrieben worden sind, wird im folgenden Abschnitt auf das zentrale Thema der Studie eingegangen. Im Fokus steht die Entwicklung und Beschreibung eines regionalen Flexibilitätsmarktes (RegioFlex). Der RegioFlex ist als Handelsplattform zu verstehen, auf der Flexibilität für die Nutzung durch den Netzbetreiber in der gelben Ampelphase angeboten und nachgefragt werden kann. Unter dem Begriff der Flexibilität wird allgemein eine Veränderung des Energiebezugs bzw. der Einspeisung von zentralen und dezentralen Erzeugungseinheiten, Verbrauchereinheiten und Speichern verstanden. Durch den RegioFlex soll dem VNB eine Möglichkeit gegeben werden, den Netzbetrieb unter Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation in seinen einzelnen Netzaggregationsbereichen durch die Nutzung von Flexibilität weiter optimieren zu können. Die zentrale Frage dabei ist: „Wo befindet sich wann wie viel Flexibilität in meinem Netz?“ RegioFlex soll hierbei für Akteure wie z.B. Aggregatoren wirtschaftliche Anreize schaffen, eine Flexibilisierung sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite inkl. Speichern für die Nutzung durch VNB realisieren zu können. Neben der Darstellung der beteiligten Akteure wird auf die notwendige Datengrundlage und den Datenaustausch zwischen den Akteuren eingegangen. Welche Produkte auf dem RegioFlex angeboten werden können, orientiert sich vorrangig an den Bedürfnissen der Verteilnetze und wird darauffolgend erläutert.

### 4.1 Ansatz für den RegioFlex im europäischen Energiemarkt

Zur Einordnung des RegioFlex im europäischen Energiemarkt wird zu Beginn des Kapitels auf den Bedarf an regionalen Flexibilitätsmärkten eingegangen. Darauffolgend wird der theoretische Ansatz des Ampelkonzepts [20] und ein konkretes Beispiel zur Anwendung des Ampelmodells illustriert. Das Ampelkonzept stellt die Grundlage des RegioFlex-Konzepts dar. Neben der Darstellung des RegioFlex-Konzepts wird eine Abgrenzung und Positionierung des RegioFlex vorgenommen. Der fundamentale Ansatz eines regionalen Flexibilitätsmarktes begründet sich in der zunehmenden Verlagerung der Erzeugungsanlagen in die Verteilnetzebene mit Blick auf den Betrachtungszeitraum bis 2030.

#### 4.1.1 Hintergrund zum Bedarf an regionalen Flexibilitätsmärkten

Der heutige regulatorische Rahmen für die Netzbetreiber reduziert den Aktionsradius zur sicheren Netzbetriebsführung auf den konventionellen Netzausbau als wesentliche Maßnahmen und die temporäre Abregelung von erneuerbaren Energien (Einspeisemanagement nur als Ultima Ratio-

Aktion). Volkswirtschaftlich ist diese Maßnahme kostengünstiger im Vergleich zu einem Netzausbau zur Integration der letzten 5 % der einzuspeisenden Leistung.

Dem grundsätzlichen Ansatz der Europäischen Union folgend, sind zur Weiterentwicklung eines regenerativ geprägten Energieversorgungssystems marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen zu schaffen, die auf Wettbewerb durch diskriminierungsfreien Zugang setzen. Das Konzept des regionalen Flexibilitätsmarktes soll dabei einen evolutionären Schritt des bestehenden Marktdesigns darstellen. Die Zielstellung setzt im Kern auf die Etablierung von Marktmechanismen, die stärker die physikalische (dezentrale) Netzsituation vorrangig in kritischen Zuständen im Fokus haben und durch Wettbewerb und den daraus abgeleiteten Innovationsdruck neue Technologien zur Bereitstellung von Flexibilitäten und kostengünstigen Behebung von unzulässigen Netzzuständen hervorbringt. Dabei soll der RegioFlex die Großhandelsmarktplätze nicht stören oder ersetzen, sondern vielmehr auf der Verteilnetzebene geeignete marktwirtschaftliche Mechanismen ergänzen.

#### 4.1.2 Das Konzept der Netzampel in der Theorie

Die Basis für die marktbasierete Nutzung von Flexibilitäten durch den VNB bildet das Netzampelmodell, dessen Ausgestaltung parallel zur Erarbeitung der vorliegenden Studie in verschiedenen Gremien stattfand. Die Ampelphasen werden in grün, gelb und rot unterschieden. Im Folgenden werden die einzelnen Phasen der Netzampel beschrieben.

##### 4.1.2.1 Grüne Phase: Markt dominiert – Regulärer Netzbetrieb

Die grüne Ampelphase spiegelt einen Netzzustand wider, bei welchem sich keine Einschränkungen für den Handel am Markt ergeben. Die über die Großhandelsmärkte gehandelten Fahrpläne können aufgrund der verfügbaren Netzkapazitäten im Rahmen der sicherheitsrelevanten Parameter ohne Einschränkungen übertragen werden. Prognosefehler und ungeplante Erzeugungsausfälle mit Einfluss auf die Frequenzstabilität können durch die am Regelleistungsmarkt angebotenen Flexibilitätsoptionen mit einer europäischen Perspektive (Ausweitung des Netzregelverbands) ausgeglichen werden. In dieser Ampelphase benötigt der VNB keinerlei Produkte des RegioFlex, da keine kritischen Netzzustände vorliegen.

##### 4.1.2.2 Gelbe Phase: Hybride Phase – Netzbetreiber interagieren mit Marktpartnern

Die gelbe Ampelphase beschreibt den Zustand lokaler kritischer Netzzustände, typischerweise ohne direkte Auswirkungen auf die Übertragungsnetze. Der grenzüberschreitende Handel hat keine Relevanz für die regionalen Netze. Im Verteilnetz werden für die Bewertung des Netzzustands eines Netzaggregationsbereichs, wie oben erwähnt, technisch nachvollziehbare und dokumentierbare Parameter zugrunde gelegt, die sich

beispielsweise bei einem Leistungsüberschuss regenerativer Energien bei unzureichender Last einstellen. Im Unterschied zur nächsten (roten) Ampelphasenstufe können die lokalen Netzprobleme anhand der auf dem RegioFlex zur Verfügung gestellten Flexibilitätsoptionen behoben werden. Durch das gelbe Ampelsignal sind alle Marktteilnehmer informiert, dass Interaktionen zwischen VNB und Marktteilnehmer via RegioFlex stattfinden, um den entsprechenden Netzabschnitt zu stabilisieren. Hierzu zählt neben der Nutzung der marktbasierenden Flexibilitätsoptionen des RegioFlex auch der Durchgriff auf ab- und zuschaltbare Lasten auf vertraglicher Grundlage soweit die am RegioFlex angebotenen Flexibilitätsoptionen nicht ausreichen. Die gelbe Ampelphase gilt so lange bis der kritische Netzzustand behoben ist bzw. bis klar wird, dass die Behebung nur durch einen direkten Eingriff des VNB möglich ist, das heißt eine rote Ampelschaltung erfolgt bzw. eine Entspannung im betroffenen Netzbereich eintritt und zur grünen Ampelphase zurückgekehrt werden kann. Die gelbe Phase dient also primär der Vermeidung von Notsituationen, jedoch sind in dieser sog. „Hybrid-Phase“ keine Zwangseingriffe gegenüber Netznutzern vorgesehen.

#### *4.1.2.3 Rote Phase: Ultima Ratio – Regulierende Eingriffe des Netzbetreibers*

Kann eine kritische Netzsituation im Verteilnetz mit den Mitteln der gelben Phase nicht gelöst werden, bzw. kommt es zu kritischen Engpässen im Übertragungsnetz (z.B. auf den Kuppelleitungen), wechselt der Zustand in die rote Ampelphase. In der roten Phase können die am Großhandelsmarkt gehandelten Fahrpläne nicht oder nur mit Einschränkungen übertragen werden. Der VNB bzw. ÜNB ist gezwungen, durch Zu- und Abschaltungen im eigenen Netzgebiet und darüber hinaus ggf. durch entsprechende Anweisungen an unterlagerte Verteilnetzbetreiber (Kaskade) koordinierend einzugreifen, da die verfügbaren Netzkapazitäten nicht ausreichen. Bei einem roten Ampelsignal liegt eine unmittelbare Gefährdung der Versorgungssicherheit vor. Durch die Anwendung der in § 13 Abs. 2 und § 14a EnWG gegebenen Möglichkeiten (die Ultima Ratio) soll das Versagen des Netzbereichs verhindert werden. Die zu treffenden Maßnahmen zur Stabilisierung des Netzes, wie z.B. Lastabwurf oder Abregelung von Erzeugungsanlagen, obliegen nach § 13 Abs. 2 und § 14a EnWG ausschließlich den Netzbetreibern. In dieser Situation existiert gemäß der o.g. These der BNetzA kein Smart Market, da hier der Netzbetreiber aufgrund des Mangels an freien Kapazitäten den Handel mit Flexibilitäten unterbindet und direkt in den Betrieb eingreift, um das betroffene Netzgebiet zu stabilisieren. Das rote Ampelsignal informiert alle Marktteilnehmer, dass aktuell in dem betroffenen Netzaggregationsbereich keine marktbasierenden Transaktionen mehr möglich sind. Das beschriebene Konzept der Kapazitätsampel und dessen Auswirkungen auf das Marktverhalten werden in Abbildung 8 dargestellt.

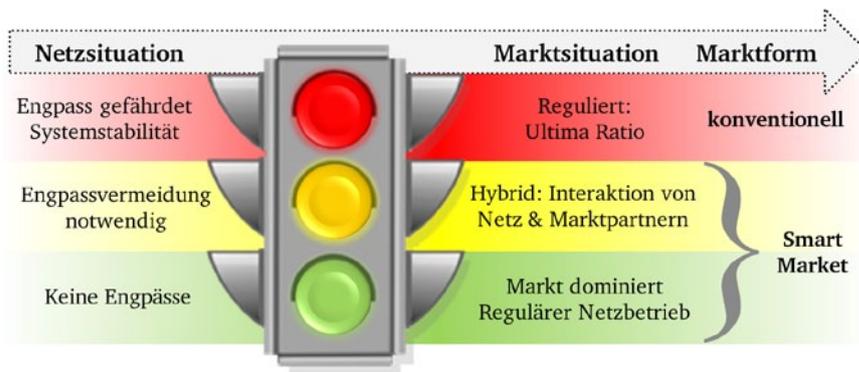


Abbildung 8: Einfluss der Netzsituation auf Kapazitätsampel, Marktsituation und -form. [21]

#### 4.1.3 Erste technische Lösungsansätze

Im Rahmen des Förderprogramms „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ [22] und anderer Forschungsprojekte wurden erste Lösungsansätze zur Erfassung von Netzzuständen im Verteilnetz und ein daraus abgeleitetes Einspeise- bzw. Lastmanagement erarbeitet und teilweise in Pilotinstallationen auch verifiziert.

Verschiedene Hersteller bieten bereits technische Systeme an. Zentraler Punkt dieser Systeme ist die Erfassung des Leistungsflusses und der Netzkenndaten zur Bestimmung des Netzzustandes. Eine relevante Anzahl der Netzknoten werden mit Sensoren ausgestattet. Durch die zyklische Übermittlung der Daten an einen Registrier- und Auswertungsrechner in einer Ortsnetzstation wird der Zustand des Netzes (-abschnitt) berechnet und analysiert. Kommt es zu kritischen Netzzuständen (z.B. Spannungsbandverletzungen) werden gezielt vorab festgelegte Aktoren (z.B. Einspeiseanlagen) geregelt. Dies kann eine Abschaltung einer Einspeiseanlage oder auch die Erhöhung einer schaltbaren Last sein. Einzelne Systeme arbeiten autark von einem Netzleitsystem und können lokal in kritischen Netzabschnitten eingesetzt werden.

Diese Lösungsansätze berücksichtigen bis dato aber nicht das zweistufige Ampelkonzept, welches in der ersten „gelben“ Phase marktbasierete Eingriffe vorsieht und erst in der zweiten „roten“ Stufe zu den sogenannten Ultima Ratio Maßnahmen greift.

#### 4.1.4 Konzeptvorschlag des RegioFlex

Das Konzept des regionalen Flexibilitätsmarktes RegioFlex ordnet sich in die gelbe Ampelphase ein. Der RegioFlex funktioniert in dieser Phase in zwei Richtungen. Zum einen hat RegioFlex die Aufgabe, das System bzw. die Netzaggregationsbereiche mit Marktaktivitäten aus der gelben Phase wieder in die grüne Phase zu führen und zum anderen die rote Phase zu vermeiden. Wie einleitend beschrieben, verlagern sich die Erzeugungsanlagen zunehmend in die Verteilnetzebene, so dass der zuständige Netzbetreiber effektive

und effiziente Mechanismen nutzen muss, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der RegioFlex bietet hierzu einen Marktplatz, an dem Prosumer und Aggregatoren Flexibilitätsoptionen aus ihrem Portfolio anbieten können. Als Basis müssen VNB, angelehnt an das Modell des Regelleistungsmarkts auf der Übertragungsnetzebene, mittel- bis kurzfristige Prognosen für den Flexibilitätsbedarf erstellen, welche Ort, Zeitpunkt, Dauer und Umfang sowie Art der Systemdienstleistung umfassen. Die Flexibilitätsanbieter können ihre Gebote auf dem RegioFlex bspw. über eine Online-Plattform einstellen und der VNB wählt entsprechend seines Bedarfs die kostengünstigsten Angebote diskriminierungsfrei aus.

Eine wesentliche Anpassung an das bestehende Regelleistungsmarktmodell auf der Übertragungsnetzebene stellt beim RegioFlex die Regionalitätskomponente dar. Der Regionalitätskomponente ist eine hohe Bedeutung beizumessen, da es für die Behebung kritischer Situationen im Verteilnetz essenziell wichtig ist, wo sich die Flexibilität im Netzgebiet befindet.

Die Ermittlung des Bedarfs obliegt den Netzbetreibern. Analog zum Verfahren zur Berechnung des Regelleistungsbedarfs auf der Übertragungsnetzebene müssen hier transparente Methoden entwickelt werden. Dies erfordert darüber hinaus insbesondere die Festlegung von Minimalanforderungen an die anzubietenden Produkte. Es ist davon auszugehen, dass diese vorrangig aus zeitlich und in der Höhe und Richtung variabler Wirkleistung bestehen werden.

Die Zeitschiene des RegioFlex und dessen Einbettung in Bezug auf die Fristigkeiten anderer Marktplätze kann der folgenden Abbildung 9 entnommen werden:

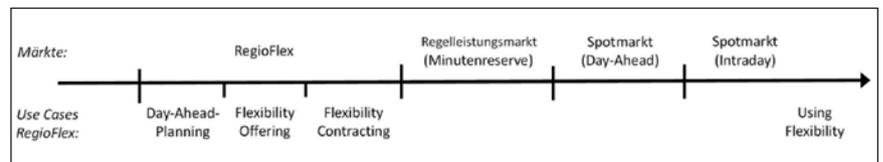


Abbildung 9: Einordnung des RegioFlex in das Marktgeschehen

Zunächst wird vorgeschlagen, den RegioFlex im zeitlichen Ablauf vor den anderen kurzfristigen Märkten (Regelleistungsmarkt für Minutenreserve, Spotmarkt (Day-Ahead)) anzusiedeln, so dass Prosumer bzw. Aggregatoren, die ihre Flexibilität dem VNB am RegioFlex anbieten, für den Fall, dass sie nicht zugeschlagen werden, später noch an anderen Märkten aktiv werden können. Nur so kann gewährleistet werden, dass der RegioFlex nicht in Konkurrenz zu den bestehenden Märkten tritt, sondern diese geeignet ergänzt. In fernerer Zukunft ist jedoch auch eine Verlagerung des RegioFlex (ebenso wie eine Verlagerung der anderen Märkte) näher zum Erfüllungszeitpunkt hin denkbar.

Die einzelnen Phasen des RegioFlex (im Weiteren als Use Cases bezeichnet) sind ebenso einer chronologischen Abfolge unterworfen. Zu Beginn, im Use Case „Day-Ahead Planning“, erstellt der VNB eine Prognose des

Netzzustandes für den Folgetag, basierend auf verschiedenen Inputparametern wie z.B. Wetterprognosen. Aufbauend auf der Prognose stellt er einen Bedarf an Flexibilität auf dem RegioFlex ein. In der zweiten Phase („Flexibility Offering“) stellen Prosumer bzw. Aggregatoren entsprechende Flexibilitätsangebote auf den RegioFlex ein, versehen mit einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis, analog zum Regelleistungsmarkt. In der dritten Phase („Flexibility Contracting“) wählt der VNB die preisgünstigsten Angebote diskriminierungsfrei aus, um seinen Bedarf an Flexibilität zu decken. Die nichtzugeschlagenen Angebote werden gelöscht, und die Prosumer bzw. Aggregatoren können anschließend an den anderen Märkten aktiv werden. Der letzte Use Case des RegioFlex „Using Flexibility“ ist im Gegensatz zu den anderen Use Cases chronologisch nahe am Erfüllungszeitpunkt angesiedelt. In diesem Use Case entscheidet der VNB abhängig vom momentanen Netzzustand, welche der kontrahierten Flexibilitäten tatsächlich abgerufen werden müssen, um einer auftretenden kritischen Netzsituation entgegenzuwirken.

Um mit vorhandenen Flexibilitätsangeboten am RegioFlex agieren zu können, müssen deren physikalische Auswirkungen auf die vorhandenen Netzengpässe abschätzbar sein. Andernfalls bestünde die Gefahr, dass ein Netzengpass durch Aktivitäten des VNB am RegioFlex nicht behoben, sondern nur an eine andere Stelle verschoben wird. Ebenso muss gewährleistet werden, dass es durch die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitäten zu keiner Verschiebung der kritischen Netzsituation auf einen späteren Zeitpunkt kommt. Eine Lösung für diese Problematik ist noch zu entwickeln, z.B. im Rahmen der Standardisierung und detaillierten Ausgestaltung der Produkte am RegioFlex. Die Netzdurchleitungskosten spielen – analog zum bestehenden Regelleistungsmarkt – keine Rolle bei der Erbringung von Flexibilitäten. Es wäre unlogisch, wenn für die physikalische Lieferung von Flexibilität, die ja dem Netzbetrieb nutzen soll, gesonderte Netzentgelte fällig würden. VNB sind meist ausschließlich regional tätig. Abbildung 10 skizziert ihre Verteilung in Deutschland.



Abbildung 10: Landkarte zur Lage und Anzahl deutscher Verteilnetze [23]

#### 4.1.5 Positionierung und Abgrenzung

Das politische Ziel eines integrierten europäischen Energiemarktes soll mit der Einführung eines regionalen Flexibilitätsmarktes nicht in Frage gestellt werden. Vielmehr ist es nach Ansicht der ETG notwendig, die Interaktion zwischen den europäischen Energiemärkten weiter zu stärken. Es bestehen weiterhin Kostensenkungspotentiale durch den steigenden Wettbewerb. Weiterhin kann die Effizienz des integrierten europäischen Stromversorgungssystems erhöht werden, wie die Zusammenlegung der Regelzonen im Netzregelverbund zeigt. Hier kann gegenläufige Beschaffung von Regelleistung und -energie vermieden werden und somit die Kosten bei gleichbleibender Versorgungssicherheit gesenkt werden.

Der RegioFlex erweitert den grundsätzlichen Gedanken eines diskriminierungsfreien Energiemarktes um eine zusätzliche Stabilitätskomponente für das Verteilnetz. Diese wird zukünftig notwendig sein, um das hohe Einspeisepotential der regenerativen Energien in der Verteilnetzebene sicher zu stellen. Im Hinblick auf die volkswirtschaftlichen Kosten ist ein Ausbau der elektrischen Netze zur Integration der letzten Megawatt aus Solar- und Windenergieanlagen nicht anzustreben. Ein regionaler Flexibilitätsmarkt bietet an dieser Stelle die Option durch marktwirtschaftliche Prinzipien Anreize zum Einsatz der besten und kostengünstigsten Technologien durch einen diskriminierungsfreien und transparenten Zugang zu ermöglichen. Damit wird das bisherige Fundament des sicheren Systembetriebs (Systematik der Beschaffung und Einsatz von Regelleistung auf der Übertragungsnetzebene) durch ein Element auf der lokalen Ebene (Verteilnetz), in der mehrheitlich Erzeugungsanlagen installiert sein werden, ausgebaut und weiter gestärkt.

## 4.2 Aktive Akteure und Funktionen am RegioFlex

Nachfolgend werden alle relevanten Akteure und Funktionen mit ihren jeweiligen Aufgaben und Tätigkeitsfeldern benannt und kurz dargestellt, sofern dies für das Verständnis des in der vorliegenden Studie beschriebenen Konzepts des RegioFlex von Relevanz ist. Im Zuge der Standardisierung von Begrifflichkeiten innerhalb des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes hat der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) das „Harmonised Electricity Role Model“ herausgegeben, dessen Rollenbeschreibungen hierbei Anwendung finden und in der Version von Januar 2009 kompatibel zu den deutschen sind. Allerdings müssen diese Rollenbeschreibungen für die künftigen Prozesse und Märkte (Smart Grid und Smart Market) ergänzt oder angepasst werden. Dahingehende Überlegungen werden gemeinsam mit bereits erwähnten, notwendigen Vereinfachungen je Marktteilnehmer beleuchtet. Da für neu zu definierende Marktteilnehmer, wie beispielsweise den Prosumer oder den Data Access Point Manager, bisher noch keine offiziell genormten Abkürzungen existieren, ergehen hierzu entsprechende Vorschläge in den Überschriften der Kapitel.

### 4.2.1 Prosumer (PROSU)

Prosumer können als eine Zusammenfassung bisheriger Produzenten und Konsumenten angesehen werden [24]. Aufgrund des Fokus dieser Studie und ihrer Bedeutung für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen und der Optimierung von künftigen, regional zu steuernden Netzbereichen, ist diese Aggregation beider Begriffe zu einer sprachlichen Kombination sinnvoll [25]<sup>1</sup>. Mittlerweile sind bisherige Energienutzer wegen einiger technischer Innovationen zunehmend in der Lage, Energie nicht nur wie bislang zu konsumieren, sondern diese auch selbst zu erzeugen, ggf. zu speichern und in Zeiten der Überproduktion in das örtliche Verteilnetz einzuspeisen. Eine aktive Teilnahme am Energieversorgungssystem muss ermöglicht werden. Zunehmend werden auch Gebäude, Anlagen und Elektromobile so konstruiert, dass sie einerseits die bisherige Rolle eines Energienutzers einnehmen, andererseits aber auch überschüssigen Strom anbieten und z.T. auch als Energiespeicher dienen können.

### 4.2.2 Smart Meter Gateway-Administration (SMGW-A)

Das Gateway wird künftig das zentrale Element für die Kommunikation in einem intelligenten Messsystem darstellen (keine aktive Rolle in Netzbetrieb oder Markt). An den Datenschutz und die Datensicherheit wurden seitens des Gesetzgebers sehr hohe Anforderungen gestellt (vgl. BSI-Schutzprofil, siehe Kapitel 1.3.6). Die Vorgabe des Gesetzgebers muss vorsehen, dass die Messinfrastruktur auch für die sichere Übertragung von Steuer- und Regelsignalen genutzt werden soll. Also sollen perspektivisch auch Anla-

<sup>1</sup> Eine Kontamination bezeichnet in der Linguistik eine Vermengung von Wörtern und Wendungen, die zu einer neuen Form zusammengezogen werden.

gen, die am RegioFlex teilnehmen, technisch über das Gateway – und nicht über konventionelle Fernwirk- oder Rundsteuertechnik – angesteuert werden. Es kann somit als die entscheidende Schnittstelle angesehen werden, die den Prosumer mit seinen Geräten und Anlagen in das zukünftige Energienetz integriert. Erwähnenswert ist hier insbesondere auch der Bedarf eines wirksamen Schutzes vor digitalen Angriffen von außen, der mit der Funktionsweise einer Firewall verglichen werden kann. Aus den vorgenannten Gründen wird die sog. Smart Meter Gateway-Administration auch eine Funktion im Rahmen des RegioFlex-Konzepts sein.

Leider wurden bislang weder die technischen Schnittstellen ausreichend definiert, noch wurden die Anforderungen des Netzbetriebs im BSI-Schutzprofil und der technischen Richtlinie des BSI angemessen berücksichtigt. Erst jüngst hat eine FNN-Projektgruppe begonnen, diese Lücke zu schließen. Details müssen in einer Neugestaltung des EnWG und EEG gesetzlich verankert werden (vgl. Kapitel 3.3.2).

#### 4.2.3 Aggregator/Bilanzkreisverantwortlicher (AGG/BKV)

Den Prosumern wird direkt bzw. über den Aggregator die Bereitschaft zur Bereitstellung von Flexibilität über den Preis für das angebotene Produkt am RegioFlex vergütet. Eine zusätzliche Möglichkeit zur Erweiterung der Portfolios ist denkbar, indem Aggregatoren neben Erzeugern und Verbrauchern reine Flexibilitätsanbieter (z.B. kleine Batteriespeicher) unter Vertrag nehmen. Es wird damit gerechnet, dass künftig aufgrund des beschriebenen Bündelns von Verbrauchern und Einspeisern durch den Aggregator private und gewerbliche Endkunden zwar weiterhin über Stromlieferanten Strom beziehen werden, dass sich die Preise der gehandelten Produkte dabei jedoch stärker den jeweiligen kurzfristigen Großhandelspreisen (Spotpreis) annähern werden [26].

Ein noch offenes Problem ist das Zusammenwirken von Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen, wenn diese beiden Rollen nicht von einem Akteur gemeinsam ausgeübt werden. Nach den gesetzlichen Regeln ist für Aggregatoren der Zugriff auf flexible Stromlasten im Bilanzkreis eines Stromlieferanten (Bilanzkreisverantwortlicher) grundsätzlich möglich. Die dafür zu treffenden Klärungen benötigen jedoch einen hohen Zeitaufwand. Für den Bilanzkreisverantwortlichen verursacht die Öffnung Mehraufwendungen. Zum einen entsteht Aufwand für die operative Abwicklung der Fahrpläne bei Abruf und zum anderen erhöht sich bei Lasten mit Nachholen das finanzielle Risiko aufgrund von Prognosefehlern durch den Aggregator, die u.U. zu Ausgleichsenergie führen können. Der Zugriff durch einen Aggregator auf Bilanzkreise Dritter sollte daher klarer geregelt und standardisiert werden (Einzelheiten siehe [15]).

#### 4.2.4 Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (VNB)

Überregional gibt es in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die für den Betrieb der Übertragungsnetze und für die Sicherstellung der Systemstabilität verantwortlich sind (vgl. [27]). Daraus ergibt sich eine ihrer

Kernaufgaben: Die Kontrahierung und Vorhaltung von ausreichender Regelleistung und deren Abruf bei Bedarf. Abbildung 11 zeigt die vier farblich voneinander abgegrenzten Regelzonen der ÜNB.

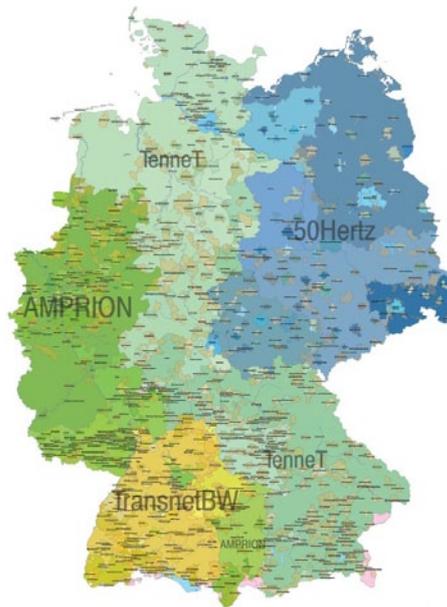


Abbildung 11: Schematische Lage deutscher Regelzonen und Niederspannungsnetze [28]

Da die Anzahl der deutschen VNB bei ca. 900 Stück liegt, lässt sich ihre Lage in Abbildung 11 nur schematisch darstellen [29]. Analog zu ÜNB haben VNB die Sicherstellung des zuverlässigen Betriebs der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze zu gewährleisten, was eindeutig als die wichtigste Aufgabe der VNB identifiziert werden kann. Ferner haben sie potenziellen Netznutzern einen effizienten und diskriminierungsfreien Zugang innerhalb ihres Netzbereiches bereitzustellen. Messdaten von Erzeugungs- und Verbrauchslastgängen werden in Form von Netzbilanzierungen erfasst. Diese sind anderen Marktakteuren bei Bedarf zur Verfügung zu stellen, was vordergründig der verursachergerechten Abrechnung zwischen den an der Wertschöpfungskette beteiligten Akteuren dienen soll. Netzeinspeisungen und entnahmen sind aktuell im Viertelstundentakt zu verarbeiten und den jeweiligen AGG/BKV zuzuordnen. Neben der zeitlichen und räumlichen Granularität der verwendeten Datensätze ist im zukünftigen Energienetz zu ermitteln, welche Aktualität die Datensätze aufweisen müssen, um einen zukunftsfähigen Netzbetrieb mit einer Vielzahl von aktiven und beteiligten Prosumern zu ermöglichen.

#### 4.2.5 Data Access Point Manager (DAM)

Auch der Data Access Point Manager (DAM) nimmt eine neue, in dieser Form bisher unbekannte Funktion im neuen Markt für Elektrizität ein. Die Branche arbeitet aktuell im Rahmen der AG „Intelligente Netze und Zähler“ einen Vorschlag zur Definition des DAM aus [30].

Eine Konsequenz des entflochtenen Energiemarktes ist die zunehmende Anzahl dezentraler Einheiten, die am Wettbewerbsmarkt teilnehmen und zu

gleichen Teilen mit Informationen gleicher Qualität versorgt werden bzw. bereitstellen müssen (Marktkommunikation) [31]. Der DAM soll künftig sicheren Zugriff auf Stammdaten (vgl. 4.6.1) und Funktionalitäten dieser dezentralen Anlagen und Geräte im Smart Grid bieten. Hierbei kann es sich freilich um energieerzeugende und –verbrauchende Systeme – also auch Speichersysteme – gleichermaßen handeln.

Die bestehende Struktur der Kommunikation soll dahingehend verbessert werden, dass diese Daten allen zertifizierten Marktteilnehmern, wie beispielsweise VNB oder AGG/BKV, zugleich zur Verfügung stehen sollen [32]. Dies hat diskriminierungsfrei und unabhängig von technischen oder regionalen Systemstrukturen zu geschehen. Wichtig hierbei sind ebenfalls die regulatorischen Anforderungen abzubilden. Durch eine zentralisierte Datenverwaltung sollen Ergänzungen, Anpassungen und Updates infolge technologischen Fortschritts schneller, einfacher und kostengünstiger durchgeführt werden können, so dass auch die Integration neuer Geräte beschleunigt und die Time-to-Market innovativer Technologien und Dienstleistungen gefördert wird. Der prinzipielle Vorteil des DAM, nämlich die Minderung der Komplexität der Kommunikationsstruktur des fragmentierten Elektrizitätsmarktes, wird in Abbildung 12 durch einen modellhaften Vergleich mit der derzeitigen Kommunikationsstruktur erreicht.

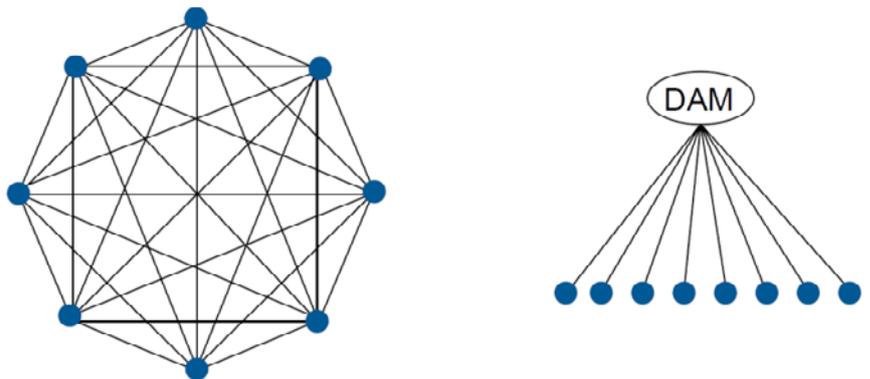


Abbildung 12: Komplexitätsminderung des fragmentierten Marktes durch den DAM [33]

Schnell kann der Darstellung entnommen werden, dass durch die Zentralisierung und das Einsetzen des DAM in die vorhandenen Marktstrukturen eine Vereinfachung und Reduktion der Anzahl der Stammaustauschprozesse erreicht werden kann. Im linken Bild entspricht die Struktur der heutigen Art der Kommunikation: Um einen theoretisch vollständigen Stammdatenaustausch zu erreichen sind 28 bidirektionale Verbindungen der 8 Marktteilnehmer notwendig. Läuft, wie im rechten Bild dargestellt, die Stammdatenkommunikation über den DAM, so sind nur 8 beidseitige Tauschvorgänge der Informationen nötig, sofern diese zeitlich koordiniert und optimiert werden.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Berechnung notwendiger Verknüpfungen bei  $n = 8$  Marktteilnehmern: Ohne DAM:  $\frac{n^2-n}{2} = 28$ .  
Mit DAM:  $n = 8$ .

Der DAM soll auch im Bereich des Leistungsverhaltens in Bezug auf Datenverwaltung und management einen hohen Freiheitsgrad hinsichtlich der Möglichkeiten des Stammdatenzugriffs und der Datenverarbeitung schaffen. Hierbei sind jedoch Vorschriften des Verbraucher- und Datenschutzes zu beachten, indem ein angemessenes Berechtigungssystem zur Anwendung kommt [32].

Auch die geografische Verteilung der Rechenzentren des DAM, sowie deren redundantes Verhalten sind hinsichtlich ihres Ranges für die künftigen intelligenten Stromnetze von zentraler Bedeutung. Auswirkungen von Naturkatastrophen, sowie insbesondere Bedrohungen durch Terrorangriffe sind bei der Auslegung dieses Aufbaus zu minimieren. Verglichen mit den Sicherheitsvorkehrungen von Smart Metern sollten bezüglich des Schutzes der Einrichtungen des DAM sogar wesentlich höhere Sicherheitsanforderungen angesetzt werden, da es sich um zentrale, infrastrukturelle Einheiten handelt [34]. Nicht nur die Abwehr digitaler Angriffe von innen und außen rechtfertigt höchste Maßstäbe an redundante Auslegungen der zugrunde liegenden Systemarchitektur durch das Bundesamt für Sicherheit und Informationstechnik oder vergleichbare Behörden.

Da es an dieser Stelle leicht zu Missverständnissen kommen kann, ist es sicherlich opportun darauf hinzuweisen, dass der DAM weder dazu dienen soll Verbrauchs- und Erzeugungsdaten zu sammeln und auszutauschen, noch gibt er Signale zur Schaltung oder Beeinflussung von Funktionen und Tätigkeiten intelligent gesteuerter Anlagen und Geräte [32]. Der DAM steht – wie beschrieben – vor allem im Zentrum des Stammdatenaustauschs, dessen Grundprozesse im Folgenden gesondert betrachtet werden. Die beschriebenen Aufgaben des DAM wurden zwischenzeitlich vom BMWi in der Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) zusammengefasst.

#### 4.2.6 Regionaler Flexibilitätsmarkt (RegioFlex) – die Handelsplattform

Die zu betrachtenden Anwendungsfälle im Folgenden bilden eine der Grundlagen für die regionale Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitäten am künftigen Strommarkt. Räumliche Begrenzungen erfährt dieser Markt durch technische und wirtschaftliche Gegebenheiten, vor allem die lokale Zuordnung. Über die Anzahl der RegioFlex-Märkte und deren Betreiber ist zu diskutieren. Einflussgrößen wie die Marktliquidität und technische Umsetzung spielen hier eine elementare Rolle.

Denkbar erscheint langfristig z.B. ein einheitlicher Marktplatz für den Handel der RegioFlex-Produkte mit Regionalitätskomponente, betrieben durch die European Energy Exchange (EEX). Voraussetzung hierfür wäre, dass die Mitführung der Regionalitätskomponente umgesetzt werden kann. Sinn und Zweck der Schaffung von regionalen Flexibilitätsmärkten soll vordergründig die Steigerung der Energieeffizienz bzw. die Erschließung von derzeit noch ungenutzten Energieeffizienz- bzw. Flexibilitätspotenzialen

sein. Verreiber, Erzeuger und Dienstleister des Strommarktes sollen sich am börslichen Handel beteiligen, so dass Angebot und Nachfrage die Preise optimieren und effiziente Dienstleistungen bieten.

### 4.3 Einordnung des RegioFlex ins Smart Grid Architecture Model

Der Fokus dieser Studie liegt mehr auf der inhaltlichen Beschreibung der für RegioFlex notwendigen Geschäftsabläufe und weniger auf der detaillierten technischen Implementierung. Daher wurden für die beteiligten Akteure Rollen oder Institutionen gewählt und keine technischen Systeme oder Geräte. Bezogen auf das Smart Grid Architecture Model (SGAM) (siehe Kapitel 6.3.3.2) bedeutet das, dass die Verortung der Akteure auf dem obersten Layer, dem sogenannten Geschäfts- oder Business Layer erfolgt. In Abbildung 13 sind die Akteure entsprechend ihrer Zuständigkeitsbereiche im SGAM-Koordinatensystem eingeordnet.

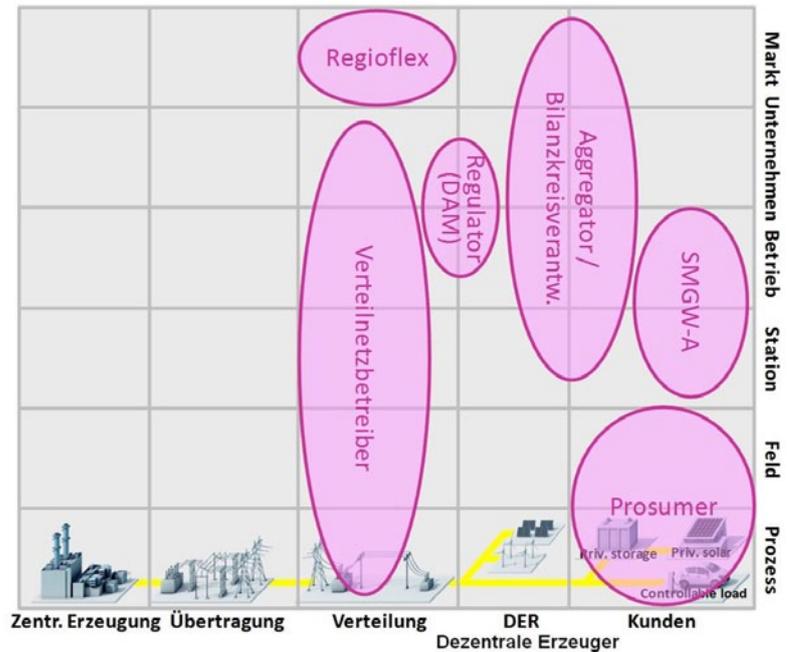


Abbildung 13: Verortung der beteiligten Akteure auf der Geschäftsebene (Layer) des SGAM

Um auch den für die Implementierung der Geschäftsabläufe notwendigen Informationsaustausch zwischen den Beteiligten im SGAM darstellen zu können, muss man mindestens auf abstraktem Level eine Systemarchitektur definieren, welche im SGAM auf der Komponentenebene eingezeichnet wird. Die Abbildung 14 zeigt die Überlagerung der Komponenten und Geschäftsebenen für das RegioFlex Konzept.

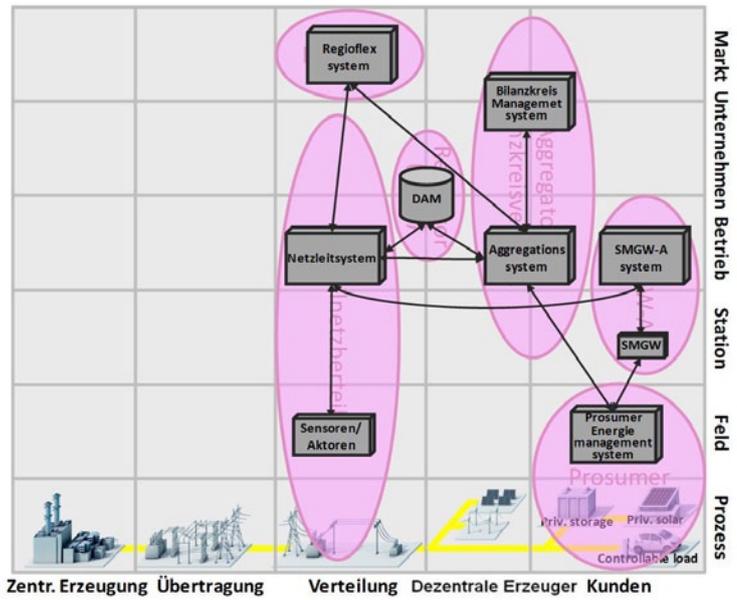


Abbildung 14: Überlagerung der Komponenten und Geschäftsebenen für das RegioFlex Konzept

Mit der in Abbildung 14 dargestellten Beispielarchitektur und den in den Use Cases erarbeiteten Informationsflüssen können die zu übertragenden Datensätze (siehe Kapitel 4.6) dann den entsprechenden Systemschnittstellen zugeordnet werden. Ein paar Beispiele dafür sind in Abbildung 15 exemplarisch dargestellt. Damit lässt sich aus dieser Studie auch Input für die aktuellen Arbeiten in den Standardisierungsgremien ableiten, die sich mit den Smart Grid Themen befassen. Die Auswahl von passendem Datenmodell und Kommunikationsstandards für den Informationsaustausch ist jedoch nicht Bestandteil dieser Studie (siehe auch Kapitel 6).

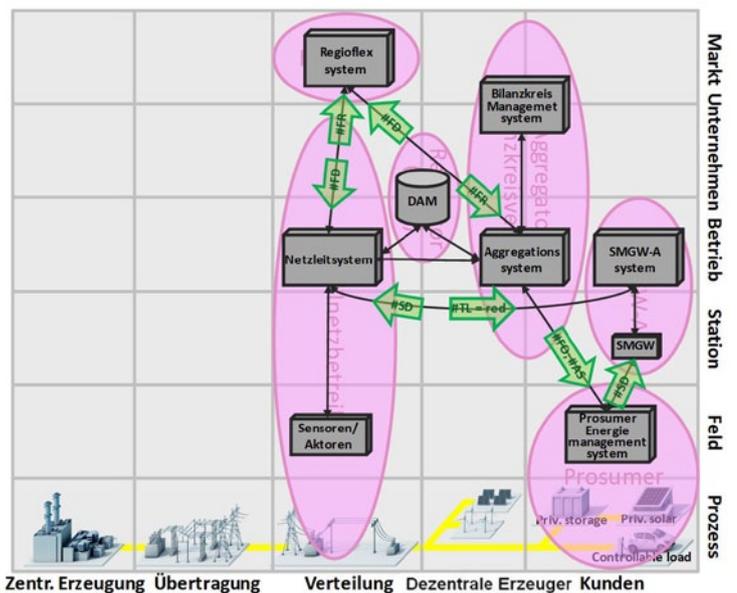


Abbildung 15: Exemplarische Zuordnung einiger Datensätze aus dem RegioFlex Konzept zu Systemschnittstellen.

## 4.4 Verwendung von Use Cases als Modellierungsmethode und UML als Sprache

Der Begriff Use Case (Anwendungsfall) gehörte bislang vordergründig zum Vokabular von IKT- und Software-Entwicklern. Für Vereinbarungen zwischen führenden Verbänden der Energiewirtschaft (z.B. dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW), zur Beschreibung von Vorgaben der Bundesnetzagentur (z.B. den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom – MaBiS), sowie für unternehmensinterne Organisations- und Prozessdokumentationen, werden eine Vielzahl unterschiedlicher Modellierungsmethoden verwendet [35]. Zunehmend befassen sich jedoch auch Spezialisten der Normung und Standardisierung mit Anwendungsfällen, um Technologien zu beschreiben, neue Prozesse zu entwerfen und die Kommunikation von Marktrollen und -systemen untereinander verbindlich zu regeln [36].

Da es zwischen den einzelnen Arbeitskreisen deutscher und europäischer Normungsorganisationen (DKE und DIN, sowie CENELEC und CEN) nur wenige horizontale Verbindungen bzw. Querschnittsaufgaben gibt, wird zunehmend eine alternative Form der Zusammenarbeit notwendig, um gremienübergreifend und zeitgleich ein gemeinsames Verständnis der Technologie und Interpretation offener Fragestellungen bis zu einem bestimmten Detaillierungsgrad gewährleisten zu können [37]. Erforderlich sind hierbei insbesondere eine einheitliche Terminologie und Notation, um schließlich das Ziel einer gemeinsamen Nomenklatur erreichen zu können. Ausgehend von einem abstrakten generischen Anwendungsfall wird ein Use Case üblicherweise in mehreren Detaillierungsschritten beschrieben. Der Grad der Detaillierung hängt hierbei von den vorhandenen normungsrelevanten Anforderungen ab und soll schließlich so gewählt werden, dass die Interoperabilität der Systemkomponenten oder Geschäftsmodelle deutlich wird [36].

Als übliche Sprache zur Modellierung der Geschäftsprozesse wird in der Energiewirtschaft zunehmend die Unified Modeling Language (UML) verwendet, da sie mit mehreren standardisierten Diagrammtypen und Darstellungsweisen eine Vielzahl von möglichen Beziehungen und Abhängigkeiten zwischen beteiligten Objekten veranschaulichen kann [38]. Die UML ist eine durch die ISO standardisierte, objektorientierte und weit verbreitete Notationsschrift, die anfänglich zur Darstellung, Entwicklung und Analyse komplexer Software-Architekturen Verwendung gefunden hat [39]. Feste Notationsregeln definieren hierbei Verknüpfungen zwischen einzelnen Modellen, die anhand verschiedener Diagrammtypen visualisiert werden können [40].

Im folgenden Kapitel werden die zu beschreibenden Anwendungsfälle mit Sequenzdiagrammen visualisiert, die zu den Interaktions- und Verhaltensdiagrammen der UML zählen und vordergründig das gegenseitige aufein-

ander Einwirken von Akteuren zur Erfüllung konkreter Aufgaben abbilden sollen. Im Vordergrund steht hierbei die Darstellung des Informationsflusses, demzufolge also die zeitliche Reihenfolge des Nachrichtenaustauschs zwischen den Interaktionspartnern [41], [42]. Interaktionen spezifizieren die Art und Weise, mit der Nachrichten und Daten zwischen den Akteuren ausgetauscht werden sollen oder müssen. Das Senden und Empfangen von Nachrichten wird hierbei meist durch den Eintritt eines vorherigen Ereignisses angestoßen [43].

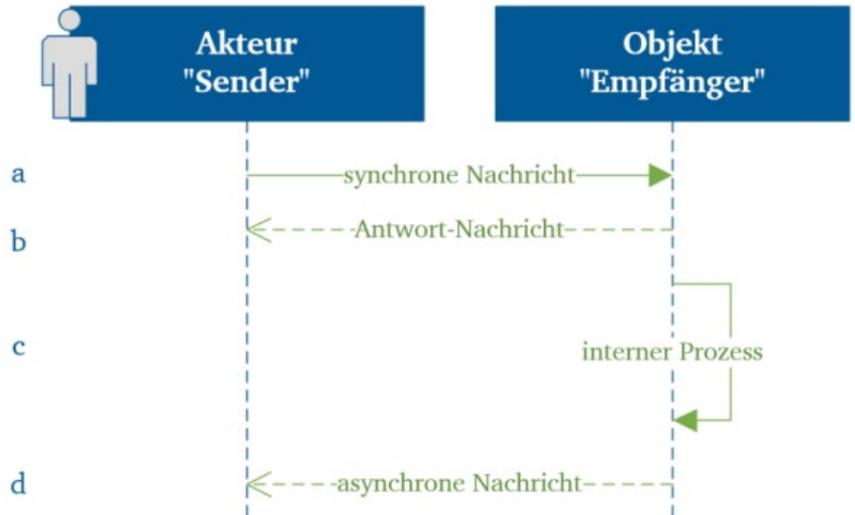


Abbildung 16: Notationsübersicht eines UML-Sequenzdiagrammes.

Abbildung 16 zeigt eine Notationsübersicht wesentlicher UML-Elemente, die in der vorliegenden Studie Verwendung finden. Über den vertikalen, blauen Lebenslinien werden in Rechtecken die an der Interaktion beteiligten Rollen oder Marktpartner dargestellt [44]. Speziell kann hier zwischen aktiv handelnden Akteuren und anderen Marktsystemen unterschieden werden [45]. Akteure werden meist mit einer Strichfigur abgebildet, da es sich um menschliche Benutzer und Entscheidungsträger handelt [46]. Der DAM und die Handelsplattform zählen hingegen zu den anderen Marktsystemen, die über keine eigene Entscheidungsgewalt verfügen.

Nr.	von	an	Prozessbeschreibung
a	Sender	Empfänger	Nach dem Versand <b>synchrone Nachrichten</b> wartet der Sender auf den Erhalt einer Antwortnachricht.
b	Empfänger	Sender	Bei <b>Antwort-Nachrichten</b> handelt es sich meist um asynchrone Nachrichten. Sie führen den durch eine synchrone Nachricht initiierten Prozess beim ursprünglichen Sender daraufhin fort.
c	Empfänger		Bei <b>internen Prozessen</b> kann es sich beispielsweise um fortdauernde Berechnungs- und Optimierungsprozesse oder manuelle Verwaltungstätigkeiten handeln.
d	Sender	Empfänger	<b>Asynchrone Nachrichten</b> erfordern keine Antworten.

Tabelle 1: Nachrichtentypen des UML-Sequenzdiagrammes von Abbildung 16 [47]

Wie auch bei den Darstellungen der zu untersuchenden Anwendungsfälle im folgenden Kapitel, beinhaltet vorstehende Tabelle 1 die Beschreibung der einzelnen Nachrichtensymbolik, die in den UML-Diagrammen dieser Arbeit grün dargestellt und am linken Rand mit kleinen lateinischen Buchstaben versehen werden, um den jeweils dargestellten Anwendungsfall mit seinen Prozessen und Nachrichten sprachlich ergänzen und detaillieren zu können.

Wie bereits erwähnt, erfolgt die Ordnung der Nachrichten gemäß ihrer zeitlichen Abfolge von oben nach unten [48]. Sofern die Übertragung einer Nachricht keine nennenswerte Zeit benötigt, wird ein Pfeil folgerichtig horizontal eingetragen. Die Darstellung der Prozessreihenfolge erfolgt jedoch rein ordinal sortiert, d.h. es können keine präzisen Zeitangaben abgelesen werden.

Optional können mehrere mögliche Ausführungspfade mit Hilfe sog. Kontrollstrukturen dargestellt werden. Diese kombinierten Fragmente werden durch Rechtecke dargestellt, welche die oben abgebildeten Nachrichtentypen (Operanden) umschließen. In der oberen linken Ecke wird in einem Pentagon die Funktionsweise der Operatoren benannt. In der UML stehen zwölf Arten von Operatoren zur Verfügung, von denen nachfolgend drei Verwendung finden [49].



Abbildung 17: UML-Darstellung einer alternativen Interaktion (alt-Operator).

Handlungs- bzw. Entscheidungsalternativen können mit alt-Operatoren visualisiert werden. Beide in Abbildung 17 dargestellten Operanden stellen je einen alternativen Pfad bei der Ausführung dar. Die Überwachungsbedingung ist ein boolescher Ausdruck, der in eckigen Klammern dargestellt wird [50]. Die obere Bedingung könnte in der Darstellung etwa als Billigung, die untere als korrespondierende Ablehnung einer Entscheidungsfrage interpretiert werden.



Abbildung 18: UML-Darstellung einer wiederholten Interaktion mit break-Fragment.

Schleifen in einer Kette von Prozessen können in der UML wie in Abbildung 18 zweistufig dargestellt werden. Die Operanden eines loop-Operators werden grundsätzlich wiederholt. Wenn einem loop-Operator keine Anzahl von Iterationen durch einen Klammerausdruck mitgegeben wird, ist die regelmäßige Überprüfung mit einem break-Operator sinnvoll, was bei einer Ausführung der sog. Ausnahmebehandlung des break-Operators zum Verlassen beider Operatoren und folglich der Beendigung der Schleife führt [51].

#### 4.5 Verwendete Use Cases zur Plausibilisierung des Konzeptvorschlags RegioFlex

Das folgende Kapitel stellt mittels der vorgestellten UML-Modellierung die ausgewählten Use Cases dar. Die Use Case-Beschreibung wird nach IEC 62559-2 durchgeführt. Die vollständige Darstellung dieser Use Case-Beschreibung (englisch) ist im Anhang unter 6.1 zu finden. In den folgenden Unterkapiteln werden lediglich die UML-Sequenzdiagramme und die Prosa-beschreibungen dargelegt. Es werden der Informationsprozess, die beteiligten Akteure und der relevante Informationsinhalt beschrieben. Aufgrund der Übersichtlichkeit wurde der Prozess des Acknowledgements – die Empfangsbestätigung korrekter, vollständiger und in der richtigen Reihenfolge eingegangenen Nachrichten bzw. Datenpakete –, welcher für diese Prozesse essentiell wichtig ist, nicht in die Darstellungen integriert. Es wird nicht definiert, welches Kommunikationsmittel zur Informationsübertragung genutzt wird. Für das Informationsdesign sollten die gängigen Modelle, Standards und Protokolle verwendet werden. Des Weiteren wird das Zeitfenster zwischen den einzelnen Informationsübertragungen (Pfeile) offen gelassen. Ein möglicher Vorschlag für das Zeitfenster zwischen den einzelnen Informationsübertragungen muss nach Signalpriorität (Mess-, Schalt- und Handelssignale) differenziert werden. Die folgende Darstellung (Abbildung 19) illustriert die ausgewählten Use Cases und zeigt die Beziehung zwischen der Auswahl und den Ampelphasen.

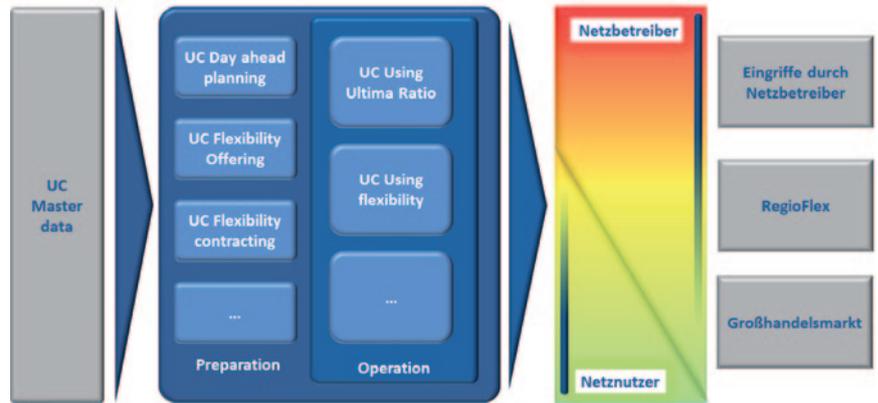


Abbildung 19: Struktur und Zusammenhang zwischen Use Cases und Ampelphasen

#### 4.5.1 Use Case Stammdatenaustausch

Bei Anschluss, Abmeldung oder Änderung einer Anlage mit dem Anlagen-schlüssel durch den Prosumer erfolgt eine Meldung der anlagenspezifi-schen Stammdaten, welche durch den SMGW-A mit dem zugehörigen Zählpunkt an den VNB weitergeleitet werden. Der VNB sendet die Stammdaten, den Zählpunkt und den dazugehörigen Netzaggregationsbereich an den DAM. Sofern ein Vertragsverhältnis nachweisbar besteht, ist der AGG/BKV berechtigt, die Stammdaten mit zugehörigem Zählpunkt und Netzag-gregationsbereich zu seinem Vertrag beim DAM anzufragen. Der berechti-gte AGG/BKV erhält die zuvor angeforderten Stammdaten mit dem dazuge-hörigen Zählpunkt. Der DAM sendet hierauf dem VNB und SMGW-A die Zuordnung von Anlagen mit den dazugehörigen Stammdaten und Aggre-gator-ID zu der Anlage. Der SMGW-A und VNB erhalten für ihre Zuständig-keitsgebiete Zuordnungslisten, aus denen die zuständigen AGG/BKV der Anlagen im DAM hervorgehen.

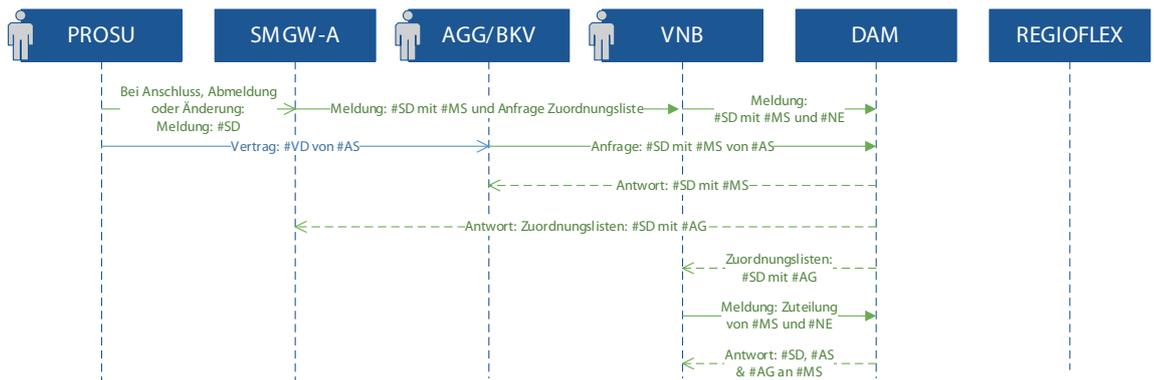


Abbildung 20: UML-Sequenz-Diagramm zum UC Stammdatenaustausch

#### 4.5.2 Use Case Day-Ahead Planning

Nach Erhalt der relevanten Wetterdaten prognostiziert der Verteilnetzbetrei-ber (VNB) die erwartete Einspeisung aus erneuerbaren Stromerzeugungs-anlagen. Zusammen mit der Lastprognose und unter Berücksichtigung der zu erwartenden Netztopologie kann der VNB überprüfen, ob es am nächsten Tag (0-24 Uhr) zu irgendwelchen Zeitpunkten zu kritischen

Netzsituationen kommen könnte. Der VNB prüft, ob er die Probleme mit netzinternen Eingriffen wie Topologieänderung, Stufensteller, etc. lösen kann. Falls notwendig kann er als zweite Stufe Flexibilitätsoptionen in Erwägung ziehen, die er am RegioFlex ausschreibt und bei entsprechendem Angebot kontrahiert.

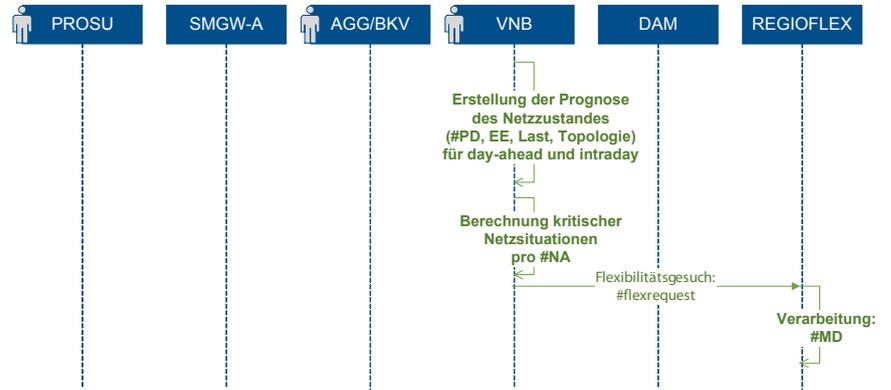


Abbildung 21: UML-Sequenz-Diagramm zum UC Day-Ahead Planning

### 4.5.3 Use Case Flexibility Offering

Der Aggregator/Bilanzkreisverantwortliche (AGG/BKV) registriert sich am RegioFlex, um für ihn relevante Flexibilitätsnachfragen zu erhalten. Auswahlkriterien für ihn können die geographische Lage (Netzaggregationsbereich), der Flexibilitätstyp, der Lieferzeitraum, die Reaktionszeit, usw. sein. Nach der Registrierung wird der AGG/BKV über entsprechende Nachfragen durch den RegioFlex informiert.

Parallel dazu überwacht der AGG/BKV alle bei ihm unter Vertrag stehenden verteilten Energieressourcen bezüglich ihren Flexibilitätskapazitäten und Flexibilitätsbereitstellungskosten. Zusätzliche Information für seine Planung können auch Wetter- und Lastprognosen sein.

Der AGG/BKV vergleicht die Flexibilitätsnachfragen am Markt mit den Möglichkeiten seines Portfolios und ermittelt, ob er Flexibilität gewinnträchtig am Markt anbieten kann. Falls dies möglich ist, platziert er ein entsprechendes Angebot mit den notwendigen Detailinformationen (Leistung, Dauer, Aktivierungsmodalitäten, Preis) am RegioFlex.

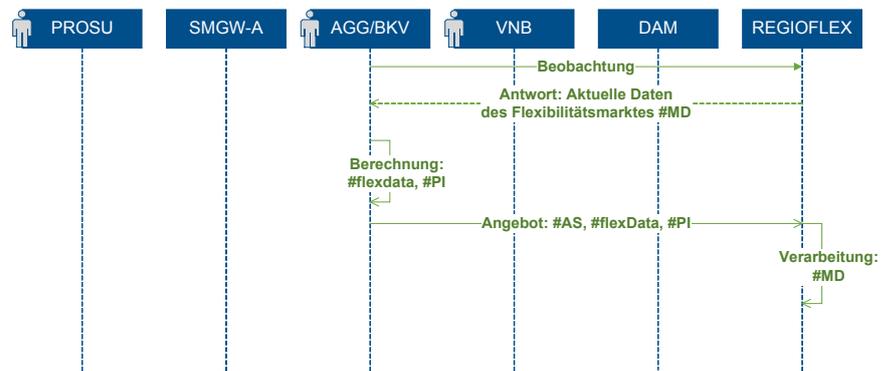


Abbildung 22: UML-Sequenz-Diagramm zum UC Flexibility Offering

#### 4.5.4 Use Case Flexibility Contracting

Gemäß seiner aktualisierten Last- und Einspeiseprognose errechnet der Verteilnetzbetreiber (VNB) erneut, ob es irgendwelche Engpässe im Verteilungsnetz während des Betrachtungszeitraums geben wird. Der VNB prüft, ob die am RegioFlex bestehenden Flexibilitätsangebote ihm helfen können, erkannte kritische Netzsituation zu entschärfen. Ist dies der Fall, entscheidet der VNB, ob er diese Flexibilität(en) unter Vertrag nehmen will, um sie im Falle eines tatsächlich auftretenden Netzproblems nutzen zu können. Falls er sich für eine Kontrahierung entscheidet, sendet er eine entsprechende Nachricht an den RegioFlex, welcher wiederum den Anbieter informiert. Nach Beendigung der Vermarktungsphase werden alle Flexibilitätsangebote, welche nicht vom VNB kontrahiert wurden, gelöscht und die jeweiligen Anbieter durch den RegioFlex über ihre Nichtberücksichtigung informiert.

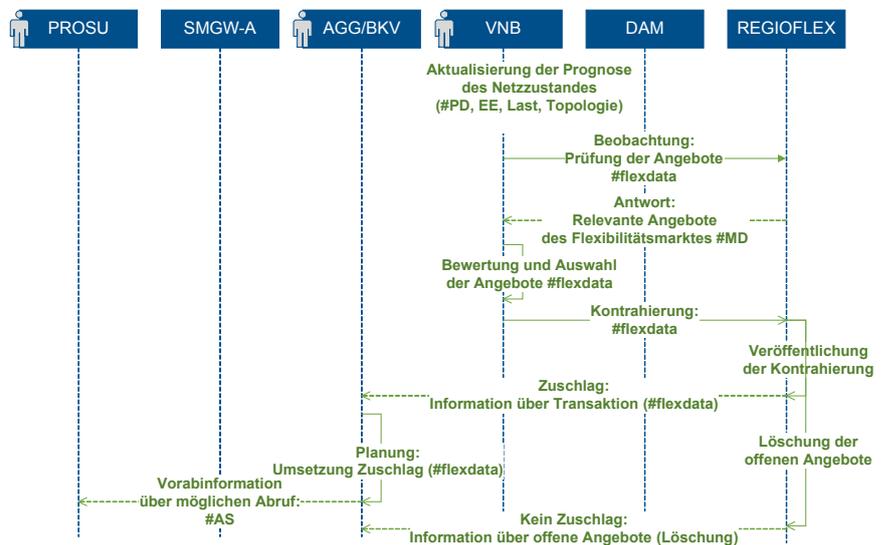


Abbildung 23: UML-Sequenz-Diagramm zum UC Flexibility Contracting

#### 4.5.5 Use Case Using Flexibility (Gelbe Ampelphase)

Der Verteilnetzbetreiber (VNB) überwacht kontinuierlich den Netzzustand für alle Netzaggregationsbereiche. Für den Fall, dass er eine kritische Netzsituation erkennt, prüft er seine kontrahierten Flexibilitätsoptionen und meldet eine Anforderung der hilfreichen Flexibilitätsanforderungen an die jeweiligen Aggregatoren/Bilanzkreisverantwortlichen (AGG/BKV). Der AGG/BKV wählt aus seinen internen Möglichkeiten die Flexibilitätsoptionen aus, mit denen er den Flexibilitätsabruf des VNB am besten erfüllen kann. Parallel dazu setzt der VNB die Netzampel für den betroffenen Netzaggregationsbereich auf gelb und informiert alle Netzanschluss- und Marktteilnehmer mittels RegioFlex über diesen Zustand. Anschließend überwacht der VNB das Netz weiterhin, ob sich die Netzsituation in diesem Netzaggregationsbereich verbessert oder verschlechtert. Bei einer Verschlechterung muss er die Netzampel auf rot schalten um zu zeigen, dass er „Ultima Ratio“ Maßnahmen ergreifen muss (siehe nächsten

Use Case), bei einer Verbesserung dahingehend, dass die aktivierten Flexibilitätsoptionen nicht mehr notwendig sind, kann er den Abruf der Flexibilitätsoptionen beenden und die Netzampel wieder auf grün schalten.

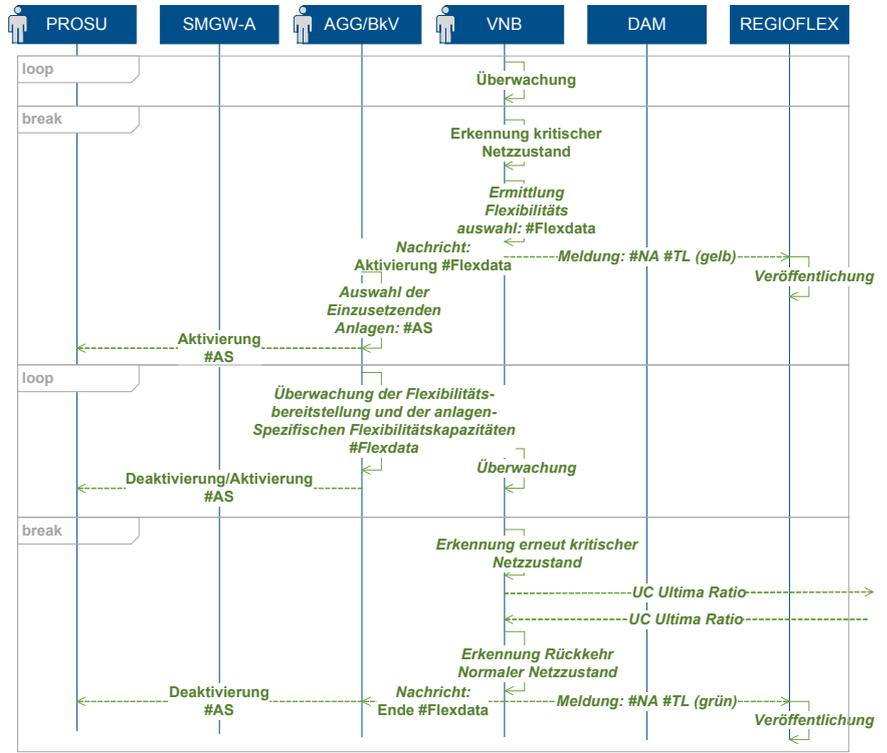


Abbildung 24: UML-Sequenz-Diagramm zum UC Using Flexibility (Gelbe Ampelphase)

#### 4.5.6 Use Case Using Ultima Ratio (Rote Ampelphase)

Durch die kontinuierliche Überwachung des Netzzustandes erkennt der Verteilnetzbetreiber (VNB) eine kritische Netzsituation in einem Netzaggregationsbereich, welche sich nicht durch den Einsatz kontrahierter Flexibilitätsoptionen entschärfen lässt. Daher wird die Netzampel für den betroffenen Netzaggregationsbereich auf rot gesetzt und mittels RegioFlex alle Netzanschluss- und Marktteilnehmer entsprechend informiert. Der VNB ermittelt die notwendigen Ultima Ratio Eingriffe und nutzt die entsprechenden DAM Informationen, um bei den betroffenen Prosumern via dem Smart Meter Gateway Administrator (SMGW-A) die notwendigen Eingriffe durchzuführen. Gleichzeitig werden die zuständigen Aggregatoren/Bilanzkreisverantwortlichen (AGG/BKV) über die durchgeführten Ultima Ratio Eingriffe informiert. Der VNB überwacht weiterhin den Netzzustand auf die Notwendigkeit der Ultima Ratio Eingriffe. Sobald sich die kritische Netzsituation in dem betroffenen Netzaggregationsbereich auch ohne den Einsatz von Ultima Ratio Maßnahmen entschärfen lässt, informiert der VNB über den SMGW-A den Prosumer über die Beendigung der Ultima Ratio Maßnahme, setzt die Netzampel zurück auf gelb und informiert auch den AGG/BKV entsprechend.

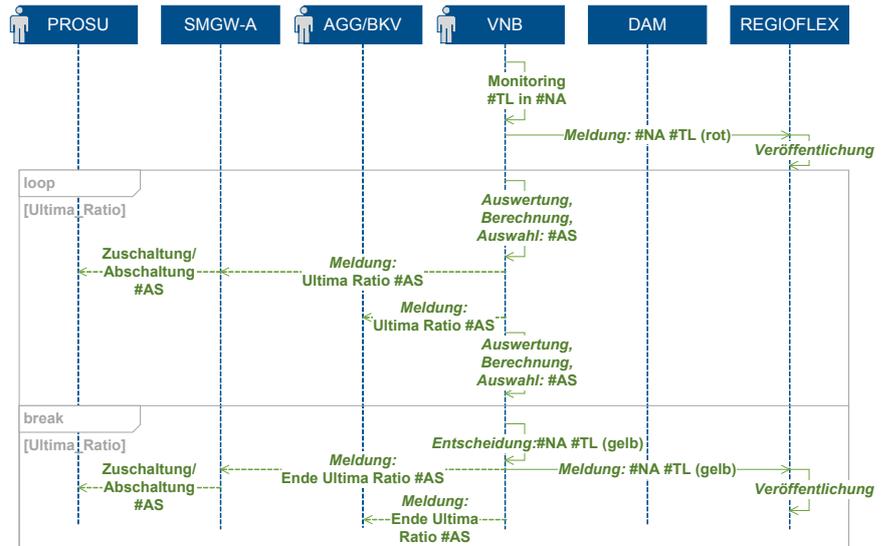


Abbildung 25: UML-Sequenz-Diagramm zum UC Using Ultima Ratio (Rote Ampelphase)

## 4.6 Relevante Datensätze und –inhalte am RegioFlex

Zur Vorbereitung auf die Entwicklung der Use Cases wird im folgenden Abschnitt auf die verschiedenen Datensätze, deren Bezeichnung und Inhalte eingegangen. In den verwendeten bzw. entwickelten Use Cases sind diese Datensätze mit einem „#“ gekennzeichnet, um dem Leser die Möglichkeit zu geben, die standardisierten Datensätze schneller zu erfassen und eine gewisse Übersichtlichkeit zu wahren.

### 4.6.1 Stammdaten (#SD)

Die Stammdaten (#SD) einer Anlage stellen das Fundament eines funktionierenden zukünftigen Energieversorgungssystems bzw. des RegioFlex dar. Soll eine Anlage am Energieversorgungssystem teilnehmen, muss eine Bereitstellung der Stammdaten erfolgen. Sie sind vergleichbar mit einer umfassenden Registrierung im System, sind statisch und werden federführend im oben beschriebenen DAM gespeichert und verwaltet. Die Stammdaten (#SD) einer Anlage setzen sich aus den folgenden Informationen zusammen: Zuständiger ÜNB, zuständiger VNB, Netzbetreibernummer<sup>3</sup>; Anlagenschlüssel (#AS); Bundesland; Ort/Gemarkung; PLZ; Straße/Flurstück; Installierte Leistung in Kilowatt (kW); Einspeise/Entnahme-Spannungsebene; Leistungsgemessene Anlage; Regelbarkeit, Schaltbarkeit; Bereitstellung von Blindleistung; Bereitstellung von Regelleistung, Energieträger sowie spezifische Speicher-Daten wie Kapazität, Lade- und Entladegradient. Ändert sich eine dieser Informationen, z.B. die installierte Leistung einer Anlage (#AS), so werden die Stammdaten (#SD) nach Bekanntgabe durch den Anlagenbetreiber automatisch im DAM aktualisiert.

<sup>3</sup> Die Netzbetreibernummer wird vom BDEW vergeben.

#### 4.6.2 Aggregator-ID (#AG)

In Zukunft wird besonders die Anzahl der Aggregatoren deutlich ansteigen. Im System wird daher eine eindeutige Betriebsnummer des Aggregators (Aggregator-ID (#AG)) festgelegt. Ein System analog den existierenden Lieferanten-IDs ist aufzubauen, die existierenden EIC-Codes können verwendet werden.

#### 4.6.3 Anlagenschlüssel (#AS)

Jede am Energiesystem teilnehmende Anlage (Erzeuger, Verbraucher, mobile und immobile Speicher), die über einen eigenen Zählpunkt verfügt, muss eine eindeutige Identifikationsnummer erhalten. Die Verwendung eines eindeutigen Anlagenschlüssel (#AS) gewährleistet diese Bedingung. Aus der Perspektive der Informations- und Kommunikationstechnik ist der Anlagenschlüssel (#AS) vergleichbar mit der MAC-Adresse eines Computers (z.B. WLAN-Modul). Der Anlagenschlüssel (#AS) wird immer mit versendet und liegt mindestens eine Ebene unter der Messstellenbezeichnung.

#### 4.6.4 Messstellenbezeichnung (#MS)

Die Vorschriften zur Zusammensetzung einer eindeutigen Zählpunktbezeichnung eines Smart Meter definiert in Deutschland seit September 2011 der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) [52]. Diese VDE-Anwendungsregel ist rechtlich bindend. Darüber hinaus wurden in diesem Zuge einheitliche und diskriminierungsfreie technische Regeln definiert, die die effiziente Kommunikation der Marktrollen untereinander sicherstellen sollen. Die nachfolgende Abbildung 26 zeigt anhand eines Beispiels die mögliche Zusammensetzung der Zählpunktbezeichnung eines Smart Meters in Darmstadt.

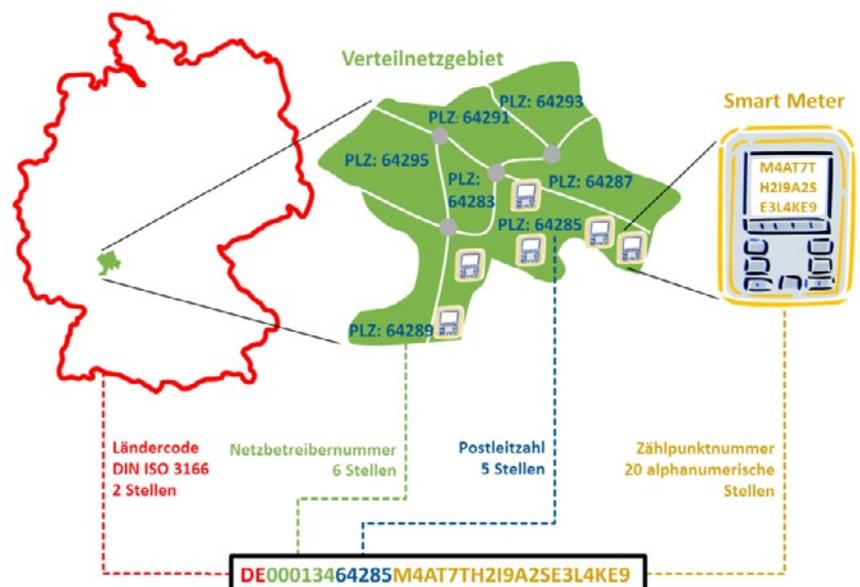


Abbildung 26: Zusammensetzung einer exemplarischen Zählpunktbezeichnung (Beispiel Darmstadt).

Diese setzt sich wie skizziert aus 33 alphanumerischen Stellen zusammen. Insbesondere die 6-stellige Netzbetreibernummer (#NB), für deren Vergabe wie bereits erwähnt der BDEW verantwortlich ist, sowie die 5-stellige Postleitzahl beinhalten Informationen, die im Folgenden genutzt werden [53], [54]. Dort wird die Zählpunktbezeichnung mit #MS abgekürzt werden.

#### 4.6.5 Netzaggregationsbereich (#NA)

Das Netzgebiet eines VNB ist geprägt durch unterschiedliche Netztopologien. Strahlen- und/oder Ringnetze (offen/geschlossen) und der Grad der Vermaschung bzw. rurale und urbane Netzstrukturen weisen unterschiedliche Topologiemerkmale auf, welche mit verschiedenen Vor- und Nachteilen verbunden sind. Für die Funktionsweise des RegioFlex ist es notwendig, dass die Netzanschlusspunkte der Prosumer eindeutig örtlich/netztechnisch zugeordnet sind. Dies setzt voraus, dass der VNB genau über den Zustand des jeweiligen Netzabschnitts informiert ist. Um eine feingranulare, zeitnahe Zustandsmeldung zu ermöglichen, muss der VNB sein Netzgebiet nach Bedarf in technische Einheiten (Netzaggregationsbereiche) unterteilen und mit entsprechender Messtechnik ausstatten. Ein Netzaggregationsbereich (#NA) in dem Netzgebiet eines VNB entspricht einem Teilnetz, in dem sich eine oder mehrere Anlagen von Netznutzern befinden. Idealerweise umfasst ein Netzaggregationsbereich Netzbereiche in denen auftretende Engpässe bzw. Funktionsstörungen durch den Einsatz von lokaler Flexibilität behoben werden können. Die Grenzen des Netzaggregationsbereiches liegen dort, wo die Flexibilitäten in einem Gebiet nicht mehr für die Lösung von Problemen im anderen Gebiet herangezogen werden können. Für jeden Netzaggregationsbereich ist der Netzzustand periodisch zu ermitteln und über das entsprechende Signal der Netzampel an den RegioFlex zu melden. Die folgende Abbildung 27 stellt den Netzaggregationsbereich schematisch dar.

Netzgebiet des VNB mit #NA

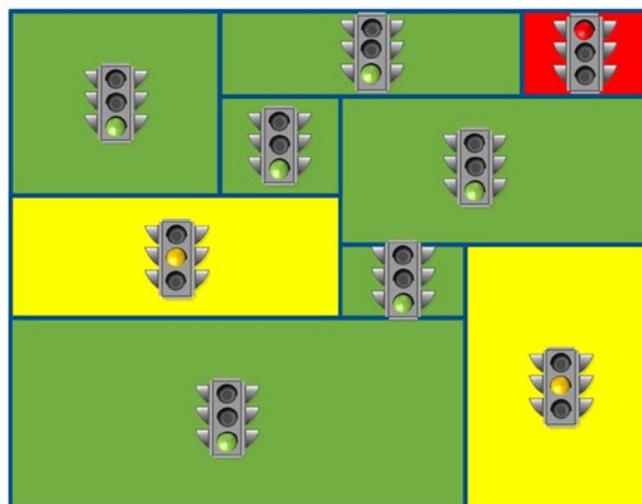


Abbildung 27: Schematische Darstellung eines Netzgebietes mit Netzaggregationsbereichen

Die Anzahl der Netzaggregationsbereiche innerhalb eines Netzgebiets und die Ausdehnung eines einzelnen Netzaggregationsbereichs liegen im Ermessen des VNB und haben allein technische Gründe. Die Netzaggregationsbereiche werden nach einem zu definierenden Verfahren festgelegt, so dass sie für eine längere Zeit Gültigkeit haben. Sie sollen so groß wie möglich gewählt werden, um ausreichend Liquidität für die Beschaffung von Flexibilität zu schaffen. Für einen Netzaggregationsbereich muss es möglich sein, den Zustand dieses Netzabschnitts mit dem Ampelphasenmodell möglichst exakt zu erfassen. Ohne eine fortlaufend mögliche Erkennung vom Systemstatus kann weder die Notwendigkeit des Einsatzes von Flexibilitäten noch die Wirkung des Nutzens solcher Flexibilitäten beurteilt werden. Aufgrund der Aspekte, dass sich in Zukunft mehr und mehr Einspeiseleistung in die untere Netzebene verlagert, die Verbrauchsleistung durch den Trend der E-Mobility steigt bzw. wie die Einspeiseleistungen volatiler wird und die Verwendung von Energiespeichern zunimmt, werden vorgenannte Werkzeuge mehr und mehr künftig selbst auf Ortsnetzebene notwendig sein. Von einer Realisierung sind wir hier derzeit aber noch erheblich entfernt. Dazu müsste das Energieinformationsnetz vorrangig ausgebaut werden.

#### 4.6.6 Vertragsdaten (#VD)

Die Vertragsdaten (#VD) beschreiben neben den klassischen Vertragsdaten (wie z.B. Kontaktdaten Vertragsgegenstand, AGB etc.) die möglichen Rahmenbedingungen der Flexibilitätsoptionen, die ein Kunde dem Aggregator anbietet (Zeitfenster, Dauer, Leistungen, Abmeldungen etc.). Ein Prosumer kann auch eigenständig am RegioFlex aktiv werden, muss aber eine ausreichende Größe haben und die Aggregatorfunktion selbständig übernehmen.

#### 4.6.7 Flexibilitätsdaten (#FlexData)

Die Flexibilitätsdaten beschreiben die dynamischen Informationen zu den jeweiligen Flexibilitätsoptionen, die am RegioFlex angeboten werden. Die Daten zum Angebot oder Bedarf umfassen die Leistung zum Zeitpunkt mit der Dauer am Ort (#MS) bzw. (#NA) als standardisiertes Produkt mit der Form (#FM) und der Reaktionszeit (#RS).

#### 4.6.8 Preisinformation (#PI)

Das Anreizmodell des RegioFlex basiert auf den klassischen Preiskomponenten Leistungspreis und Arbeitspreis. Der Leistungspreis ist der Preis für die Bereitstellung der Flexibilität (Leistung) (€/kW). Er wird bezahlt, wenn eine angebotene Flexibilität durch den VNB kontrahiert wird. Der Arbeitspreis ist das Entgelt für die genutzte Energie (€/kWh) im Falle, dass die kontrahierte Flexibilität vom VNB genutzt wird. Eine interessante Fragestellung ist, wie die Preisbildung der einzelnen Aggregatoren bzw. Prosumer oder eines Netzbetreibers zustande kommen kann. Wird ein Industrieunternehmen betrachtet, welches direkt am RegioFlex anbietet, so spielen die

Produktionskosten (bzw. im Falle einer Lastreduktion die Kosten des Produktionsausfalls) eine entscheidende Rolle. Werden unterschiedliche Produktionsprozesse betrachtet variieren diese Kosten und somit auch der Preis für die Flexibilität. Wird ein Aggregator betrachtet, wird die Preisbildung von den Vertragskonditionen zwischen Prosumer und Aggregator abhängen.

#### 4.6.9 Flexibilitätsoption (#FO)

Eine fortlaufende Nummer (#FO) gibt jeder Flexibilitätsoption eine Vorgangs-ID und zeigt insgesamt wie viele Flexibilitätsoptionen auf dem gesamten Markt und in jedem Netzaggregationsbereich vorliegen. Die Nummerierung differenziert nicht nach Angebot und Nachfrage.

#### 4.6.10 Ampelsignal (#TL)

Mit dem Ampelsignal (#TL = Traffic light) – Grün, Gelb und Rot – wird allen Marktteilnehmern der Netzzustand in dem jeweiligen Netzaggregationsbereich signalisiert. Die Veröffentlichung der Netzzustände auf dem RegioFlex durch den Verteilnetzbetreiber mit diesem Signal ist für die Funktionalität des RegioFlex unabdingbar. Zum einen wird allen Marktteilnehmern signalisiert, wenn es in einem Netzaggregationsbereich zu einem systemkritischen Zustand kommt, dass der Handel mit sofortiger Wirkung eingestellt wird und der Netzbetreiber das Privileg des direkten Zugriffs auf bestimmte Anlagen hat.

#### 4.6.11 Marktdaten (#MD)

Die Marktdaten (#MD) umfassen alle Informationen, die der Verteilnetzbetreiber benötigt, um das aktuell am RegioFlex zur Verfügung stehende Angebot an Flexibilitätsoptionen dahingehend zu bewerten, wie er mit dessen Hilfe kritische Netzsituationen möglichst kosteneffizient überwinden kann.

#### 4.6.12 Prognosedaten (#PD)

Die Prognosedaten (#PD) sind sowohl für die Aggregatoren als auch für die VNB von hoher Relevanz. Sie erfassen pro Anlage bzw. Netzaggregationsbereich das Wetter des Folgetages, um frühzeitig eine Einschätzung zu erhalten, mit welchen Einspeiseleistungen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu rechnen ist. Wie der Aggregator bzw. Netzbetreiber diese Prognosen erstellt ist ihm selber überlassen. Höchstwahrscheinlich werden Third Party Application Service Provider (ASP) für die Bereitstellung von Prognosedaten beauftragt, da diese über Expertise und Erfahrung verfügen.

#### 4.6.13 Netzzustandsdaten (#GS)

Dem Verteilnetzbetreiber obliegt die Überwachung seines Netzes, ob alle operativen Grenzwerte eingehalten werden. Dazu benötigt er die statischen Betriebsmitteldaten als auch dynamische Information wie Schalterstellung, Spannungs-, Strom und Leistungsflussmesswerte, etc. Aus diesen Infor-

mationen kann er mit Hilfe von Netzberechnungsprogrammen den Zustand des Netzes ermitteln und ggf. auf Grenzwertverletzungen durch entsprechende Gegenmaßnahmen reagieren. Die Wirksamkeit dieser Gegenmaßnahmen kann er auch mit Hilfe der Netzberechnungsprogramme im Simulationsmodus evaluieren.

#### 4.6.14 Flexibilitätsnachfrage (#FR)

Im Falle eines erkannten kritischen Netzzustandes während der Betriebsplanung kann der Verteilnetzbetreiber mit Hilfe von Simulationsrechnungen notwendige Veränderungen beim Einspeise oder Verbrauchsverhalten der Netzanschlussnehmer ermitteln und diese dann in Form von Flexibilitätsnachfragen am RegioFlex platzieren. Flexibilitätsnachfragen bestehen aus dem Netzaggregationsbereich (#NA) als Ortsangabe, einer nachgefragten Leistung (#P) und einer Zeitangabe zu Beginn und Dauer (#t und #D).

### 4.7 Die Produkte am RegioFlex

Der regionale Flexibilitätsmarkt hat vorrangig die Aufgabe, dem lokalen Netzbetreiber neue Möglichkeiten der Netzführung und des Netzbetriebs durch Nutzung von regionaler Flexibilität zu bieten. Auf dem RegioFlex wird transparent dargestellt, wann, wo, wie viel, welche Flexibilität wie lange und zu welchem Preis zur Verfügung steht. Diese Informationen eröffnen dem VNB neue Möglichkeiten bei der Betriebsführung des Netzes. So können die Flexibilitätsprodukte für Engpass- und Ausgleichsmanagement aus Netzbetreibersicht genutzt werden. Für die Funktionalität des RegioFlex ist eine Standardisierung der gehandelten Produkte essentiell. Eine Standardisierung muss sowohl für die Zeitfenster als auch für die Form, die Granularität und die Vorlauf- bzw. Reaktionszeit erfolgen. Es sollte ein Grundstock an Standardprodukten festgelegt werden, der die unterschiedlichen Bedürfnisse und Anforderungen eines jeden Marktteilnehmers angemessen berücksichtigt.

Voraussetzung für die Anwendung von Flexibilitätsprodukten ist, dass die Infrastruktur der Mess- und Steuertechnik, sowie die notwendigen Abrechnungsmechanismen das Anbieten und Abrufen von Flexibilitätsprodukten sowohl für den einzelnen Marktteilnehmer als auch für den Aggregator ermöglicht. Für die zu entwickelnden Produkte muss allgemein gelten, dass sie für alle drei großen Gruppen der Flexibilitätsanbieter (Erzeuger, Speicher und Verbraucher) identisch sind und dass sie für den europäischen Netzverbund allgemein gültig sind, obwohl sich verschiedene regionale Flexibilitätsmärkte mit unterschiedlichen Anforderungen ausbilden werden.

Die wohl wichtigste Produktgruppe, die auf dem RegioFlex angeboten und nachgefragt werden kann, bezieht sich auf die Flexibilisierung des Wirkleistungsbezug bzw. des Wirkleistungsangebots. Bei dieser Produktgruppe müssen für alle drei Gruppen (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) die gleichen Bedingungen gelten. Diese Produktgruppe sollte sich an den bereits

existierenden Produkten des Regelleistungsmarkts auf ÜNB-Ebene orientiert werden, um mögliche Synergien nutzen zu können. Es wird bewusst das Wort „orientiert“ verwendet, da es trotz der bewährten Strukturen und etablierten Produkten noch einiger Adaptionen bedarf, um den Ansprüchen der sich wandelnden Energieversorgung und den Möglichkeiten der aufstrebenden Informations- und Kommunikationstechnik gerecht zu werden. Dies würde sicherzustellen, dass auch kleine Leistungen über Aggregatoren am Markt teilnehmen können.

## 4.8 Das mögliche Erscheinungsbild des RegioFlex

Das Erscheinungsbild der Bildschirmmaske des RegioFlex könnte wie in der folgenden Abbildung 28 aussehen und die dargestellten Informationen beinhalten. Der RegioFlex ist unterteilt in Kategorie *Angebote* und *Nachfrage*. In der Kategorie *Angebote* können sowohl Aggregatoren als auch einzelne Prosumer ihre Flexibilitätsoptionen einstellen. Hierfür müssen die in der Abbildung gezeigten Informationen bekannt und eingetragen werden.

Flexibilitäts- option (#FO)	Netz- aggrega- tions- bereich (#NE)	Flexibilitätsanbieter – Flexibilitätsnachfrager (#AG / #MS / #NB )	Zeitpunkt (#t) dd:mm:jj hh:mm:ss	Dauer (#d) mmm:ss	Produkt (#FM) (#RS)	Leistung (#P) kW	Arbeits- preis (#AP) €/kWh	Leistungs- preis (#LP) €/kW
<b>Angebote</b>								
1	64285 001	DE00013464285 M4AR7QH2I9A2SE3G4KW9	21.11.14 15:00:00	120:00	...	4,50	25,00	10,00
...	...	...	...	...	...	...	...	...
23	51063 005	DE00072151063	15.08.14 12:00:00	60:00	...	1,20	15,00	5,00
...	...	...	...	...	...	...	...	...
35	85428 011	DE00053485428 QGAT7PH7I3A2TE3K4GF9	13.03.14 20:00:00	45:00	...	1,90	19,80	15,70
<b>Nachfrage</b>								
36	75689 025	DE00033575689	28.09.14 15:00:00	60:00	...	-3,50		
...	...	...	...	...	...	...	...	...

Abbildung 28: Maske der Handelsplattform RegioFlex (Ansicht VNB)

Im Nachgang sind die Online-Handelsdaten des RegioFlex monatlich abrufbar.

## 5 Weiterer Klärungsbedarf

### **a) Ökonomische Betrachtung des Netzausbaus im Vergleich zur Nutzung von Flexibilitäten**

In der vorliegenden Studie wurde die Nutzung von Flexibilitäten als Alternative zum Netzausbau vorgestellt. Jedoch wurde keine Bewertung der ökonomischen Auswirkungen betrachtet. Hier stellt sich die Frage, wann es ökonomischer ist ein Netz auszubauen als die Flexibilitäten zu nutzen. Bei einer nominellen Betrachtungsweise kommt man zu der Schlussfolgerung, dass die Nutzung von Flexibilitäten ökonomisch vorteilhafter ist als der maximal benötigte Netzausbau. Betrachtet man nun den Faktor der Häufigkeit hinsichtlich der Notwendigkeit der Nutzung von Flexibilitäten, so kippt die Wirtschaftlichkeit ab einer bestimmten Häufigkeit der Flexibilitätennutzung. Hier sind weitere ökonomische Bewertungen notwendig, um den Zeitpunkt für einen erforderlichen Netzausbau zu bestimmen.

Darüber hinaus ist im System der Anreizregulierung die Wirkungsweise bei konventionellem Netzausbau relativ klar beschrieben, während die Nutzung von Flexibilitäten noch keinen Eingang in die Anreizregulierung gefunden hat. Hier bedarf es einer Weiterentwicklung der Anreizregulierungsverordnung.

### **b) Festlegung des Netzaggregationsbereiches**

Es wurde der abstrakte Begriff des Netzaggregationsbereiches eingeführt. Wie aber dieser Netzaggregationsbereich im Einzelnen aussieht bzw. wie viele Netzaggregationsbereiche innerhalb eines Netzgebiets des VNB notwendig sind, um über den Netzzustand feingranular informiert zu sein, wird offen gelassen. Der Hintergrund warum auf die gerade genannten Aspekte verzichtet worden ist, sind die heterogenen Strukturen (städtische Netze/ ländliche Netze), die unterschiedliche Größe und die dadurch bestehenden individuellen Bedürfnisse der regionalen VNB. Jeder VNB kennt sein Versorgungsnetz am besten und muss in der Lage sein die benötigten Netzaggregationsbereiche selbständig festlegen zu können.

### **c) Regionaler Einsatz von IKT (Smart Grid)**

Wie in dieser Studie beschrieben, ist der Einsatz von IKT Technologien zur Erfassung der Netzzustände ein wichtiger Bestandteil zur Beurteilung der Netzampelphasen. Jedoch wird ein verpflichtender flächendeckender Einsatz der Technik nicht gesehen. Der punktuelle Einsatz der IKT an Netzbrennpunkten und Ortsnetzstationen sowie bei netzkritischen Anlagen wird als ausreichend angesehen. Diese Annahmen beruhen auf heutigen Erkenntnissen und Testreihen. Die weitere Entwicklung in den Netzen sowie der Netzführung werden den zukünftigen Bedarf an IKT bestätigen bzw. neu definieren.

### **d) Reaktionszeiten Schaltungen in den Ampelphasen**

Der Einsatz von Flexibilitäten erfordert Schalthandlungen zum Zu- oder

Abschalten von Anlagen. Hierbei ist zwischen geplanten Schaltungen in der grünen und gelben Ampelphase sowie der ad-hoc Schaltung in der roten Ampelphase zu unterscheiden. In der grünen und gelben Phase handelt es sich um im Voraus geplante Schalthandlungen. Somit bleibt in diesen Fällen genügend Zeit für den Schaltvorgang. In der roten Phase muss der Netzbetreiber als ultima ratio schaltend eingreifen. Diese spontanen, nicht geplanten Schaltungen sind als zeitkritisch einzustufen. Es muss im Nachgang zu dieser Studie geklärt werden, wie schnell solche Schaltbefehle eine Anlage erreichen müssen und wann der Anlagenbetreiber bzw. Aggregator unterrichtet werden muss.

***e) Einheitliche Kriterien für die Identifikation und den Übergang zwischen den Ampelphasen***

Es muss sichergestellt werden, dass sich die Aktionen der Netzbetreiber am RegioFlex auf kritische Netzsituationen in der gelben Ampelphase beschränken und dass alle möglichen Flexibilitätsoptionen für die Lösung einer kritischen Netzsituation in Betracht gezogen werden.

In der vorliegenden Studie werden hierfür die Netzampelphasen benannt und auch die entsprechenden Aktionen und Reaktionen im Markt- und Netzbereich aufgezeigt. Jedoch ist nicht beschrieben worden was für eine Ursache für einen Ampelfarbenwechsel zugrunde liegt. Andiskutiert wurden technische Schwellwerte z.B. für die Spannung oder auch prognostizierte Lastflüsse in einzelnen Netzsträngen. Hier sind weitere Diskussionen und Betrachtungen zu führen, um eine definierte Aussage zu treffen.

***f) Rebound-Effekt:***

Die Bereitstellung von Flexibilität geschieht häufig durch das Ausnutzen von explizit oder implizit vorhandener Speicherkapazität (explizit: tatsächliche Speicher, implizit: Lastverschiebung). Daher bewirkt ein Abruf von Flexibilität dann oftmals ein Leeren oder Füllen des jeweiligen Speichers. Nach dem Ende des Flexibilitätsabrufs wird das lokale Speichermanagement dann oftmals versuchen, den ursprünglichen Speicherinhalt wieder herzustellen. Wenn eine größere Anzahl von Speichern an der Erbringung der notwendigen Flexibilitätsleistung beteiligt war, kann dann das gleichzeitig erfolgende wiederherstellen des Ausgangsladezustandes zu einer erneuten Netzüberlastung führen, dem sogenannten „Rebound“-Effekt. Um diesen zu vermeiden, muss es sowohl bei der Beendigung von Flexibilitätsabrufen, Regeln geben, die ein 100% gleichzeitiges Wiederzuschalten der beteiligten Geräte vermeidet. Diese technische Notwendigkeit wurde aber bei der Erarbeitung des Konzeptes in dieser Studie noch nicht berücksichtigt.

***g) Anzahl RegioFlex-Marktplätze und Granularität der Netzaggregationsbereiche***

Bei der Erarbeitung des RegioFlex-Konzeptes wurde darauf verzichtet, eine konkrete Anzahl an RegioFlex-Marktplätzen im deutschen bzw. europäischen Verbundnetz zu nennen. Marktplätze dieser Art müssen sich intrin-

sisch entwickeln können, um eine gewisse Liquiditäts- und Erfolgsstufe erreichen zu können.

Bei der Nachfrage, dem Anbieten und kontrahieren von Flexibilitäten ist die Mitführung des Netzaggregationsbereiches im Kommunikationsprotokoll wichtig, um die Lokalität der Nachfrage/Angebots eindeutig zuzuweisen. Es muss verhindert werden, dass es zu Doppelkontrahierungen kommt, z.B. dass eine Flexibilitätsoption, welche ans Niederspannungsnetz angeschlossen ist, sowohl als Gegenmaßnahme für zeitgleiche Probleme im zugehörigen Niederspannungsnetz und im überlagerten Mittelspannungsnetz eingeplant wird. Hier sind entsprechende Marktregeln und Kontrollmechanismen zu entwickeln. Ein wesentlicher Gesichtspunkt bei der Granularität der Netzaggregationsebenen muss auch sein, dass das Funktionieren des nationalen Großhandelsmarktes nicht gestört wird und Markteingriffe nur im Fall des Auftretens von anderweitig nicht behebbaren Engpässen erfolgen.

#### ***h) Abrechnung der Nutzung von Flexibilitäten zwischen VNB und Aggregator bzw. Bilanzkreisverantwortlichem***

Auf Grundlage des Ampelkonzeptes sind neue Regeln zur Bilanzierung, Marktkommunikation und Abrechnung für Flexibilitätsmärkte zu entwickeln [55]. Bisherige Abrechnungsvorschriften wie die Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) berücksichtigen keinerlei Flexibilitätsangebote. Die dargestellten Geschäftsprozesse sind also alle zusätzlich aus Sicht der Bilanzkreisabrechnung zu beleuchten und ggf. abzubilden. Insbesondere führt der Abruf kontrahierter Flexibilität durch den VNB zu einem Ungleichgewicht im Bilanzkreis (und damit zu Bezug von Ausgleichsenergie), dem die vom Aggregator gebündelten Anlagen bilanziell zugeordnet sind. Hier ist noch ein Konzept zu entwickeln, wer für die entstehenden Ausgleichsenergiekosten aufkommen muss: Der VNB als Nutzer der Flexibilität oder der Aggregator als Anbieter der Flexibilität.

#### ***i) Wie erfolgt die Überprüfung ob die Flexibilitätsleistung vertragskonform erbracht wurde?***

Wie erfolgt die getrennte Abrechnung der Flexibilitätsleistung bei der Netznutzungsentgeltberechnung?

In der Energiewirtschaft passiert dies lediglich nur im technischen Bereich (Schaltautomaten etc.). Marktbasierende Aktionen sind lediglich in 15-minütigen Zeitfenstern möglich. Hier muss sich die IKT an die Gepflogenheiten der Energiewirtschaft halten bzw. für die Zukunft Potenziale bereithalten, um einen zukünftigen online-Betrieb zu ermöglichen. Das Konzept des RegioFlex wurde für die gelbe Ampelphase entwickelt, um durch Nutzung marktbasierter Maßnahmen durch den VNB die rote Ampelphase zu vermeiden und in die grüne Phase zurück zu kehren.

Eine offen gebliebene Frage ist hier ob der RegioFlex auch während der grünen Phase zur Nutzung von Flexibilitäten für den Markt eingesetzt werden kann und wie dann eine Interaktion mit den anderen Handelsplätzen aussehen kann.

***j) Normung/Standardisierung***

Ein regionales Energiemarktmodell für dezentrale Flexibilitätsoptionen benötigt wegen der geringen Größe der einzelnen Dargebote eine hohe Anzahl von Transaktionen um ein ausreichendes Marktvolumen zu erreichen. Eine effiziente Abwicklung von Energiemarkttransaktionen braucht einheitliche Datenaustauschformate und klar definierte Kommunikationswege. Daher ist es gerade für den RegioFlex, mit erwarteten hohen Transaktionsaufkommen essentiell, dass für die Marktkommunikation einheitlich Standards verwendet werden. Die Definition entsprechender Standards ist die Aufgabe der nationalen und internationalen Standardisierungsorganisationen und daher nicht Bestandteil dieser Studie. Auch wurde nicht geprüft, ob die Information der in dieser Studie entwickelten Datensätze sich mit schon existierenden Datenmodell Standards beschreiben lässt. Jedoch wurde in der Studie auf schon vorhandene Ergebnisse aufgesetzt, wie z.B. das im Rahmen des europäischen M490 Standardisierungsmandates entwickelte Konzept des Smart Grid Connection Points mit seinen zwei logischen Verbindungen für markt- bzw. netzrelevante Kommunikation. Auch wurden für die Dokumentation der Ergebnisse dieser Studie Methoden wie das SGAM und das Use Case template verwendet, die von der Standardisierung entwickelt wurden.

## 6 Anhang

### 6.1 Beschreibung der Use Cases nach IEC 62559-2

#### 1 Description of the Use Case

##### 1.1 Name of Use Case

Use Case Identification		
ID	Area / Domain(s)/ Zone(s)	Name of Use Case
001	Distribution system, Distributed Energy Resources (DER), Customers/ Market, Enterprise, Operation	RegioFlex – market based usage of regional flexibility options.

##### 1.2 Version Management

Version Management				
Version No.	Date Changes	Name of Author(s)		Approval Status
0.9	2013-11-15	Alexander von Scheven	New document	WD
0.95	2014-05-12	Rolf Apel	Detailed scenarios	WD
1.0beta	2014-05-19	Rolf Apel	Compilation of all use cases into a single document	WD
1.0	2014-6-26	Rolf Apel	Final version	REL

##### 1.3 Scope and Objectives of Use Case

Scope and Objectives of Use Case	
<b>Scope</b>	Defining the interaction between the actors to enable the distribution grid operator to use energy flexibility from prosumers to mitigate critical grid situations
<b>Objective(s)</b>	Description of a structured data exchange for offering, contracting and activating flexibility
<b>Related business case(s)</b>	Regional markets for distribution grid operation supporting ancillary services

##### 1.4 Narrative of Use Case

Narrative of Use Case
<p><b>Short description</b></p> <p>The different scenarios of this use case are describing the interaction of the main stakeholders for the implementation of a regional energy flexibility market, where prosumers may offer energy flexibilities to the distribution grid operator to help him to mitigate critical grid situations. The use case is structured into the following scenarios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Master data</li> <li>• Day ahead planning</li> <li>• Flexibility offering</li> <li>• Flexibility contracting</li> <li>• Using flexibility (yellow)</li> <li>• Using Ultima Ratio (red)</li> </ul> <p>The allowed means for the distribution grid operator to use flexibilities depend on the current state of the so called grid traffic light.</p>

### Complete description

The different scenarios of this use case are describing the interaction of the main stakeholders for the implementation of a regional energy flexibility market, where prosumers may offer energy flexibilities to the distribution grid operator to help him to mitigate critical grid situations. The used stakeholders are Prosumer, Smart Meter gateway administrator, Aggregator / Balancing responsible, Distribution grid operator, Data access manager and RegioFlex.

#### Master data

With the installation, removal or modification of a distributed energy resources device, identified by an assets code, by the PROSU, technical information are transferred via the SMGW-A and tagged with a metering point-ID to the DSO. The DSO adds information to the DAM about the assignment of the DER to a network aggregation area. Additionally the PROSU will conclude a contract with an AGG/BRP to be able to participate in appropriate and reliable ways with the contracted distributed energy resources in the REGIOFLEX. The contract will allow the AGG/BRP to retrieve all necessary information about the PROSU's distributed energy resources from the DAM. The SMGW-A and DSO receives information about the assignment of the distributed energy resources, the assets code, the technical information, the metering point-ID, network aggregation area and the responsible AGG/BRP from the DAM.

#### Day ahead planning

As soon as relevant weather data is available the DSO calculates the expected infeed forecast from renewable energy production. Together with his load forecast and taking into account the actual grid topology the DSO calculates whether there will probably be any critical grid situations in the distribution grid during the next day (0-24h). The DSO checks, whether technical measures could mitigate the critical grid situation and to what extent. In a second step – if necessary - the DSO conceives flexibility products in the relevant aggregation zone and places these flexibility demands on the REGIOFLEX. UC Contracting starts.

#### Flexibility offering

The AGG/BRP subscribes at the REGIOFLEX via internet services to receive all offers which might be of interest for him. Selection criteria might be geographical location, flexibility types, delivery duration, Delivery response time, etc., After subscription the AGG/BRP get informed about any change for offers at the REGIOFLEX which fit to the selection criteria.

In parallel the AGG/BRP supervises all energy resources which are under contracted control regarding their flexibility capabilities and flexibility costs. Additional information for this supervision might be weather forecast, load and renewable generation forecast, etc.

The AGG/BRP compares flexibility demand at the market and available flexibility within its portfolio and if he can sell flexibility with positive margin he signals a corresponding offer to REGIOFLEX specifying the details of offered flexibility [Power, duration, means to activate, ...] and its price.

#### Flexibility contracting

Based on his updated load and infeed forecast calculation the DSO calculates whether there will be any congestion in the distribution grid during the forecasted period. The DSO checks, whether he could use existing flexibility offers from REGIOFLEX to mitigate the problem if it really occurs. If a REGIOFLEX offer helps to mitigate upcoming problems, the DSO decides, if he wants to contract this flexibility to be able to use it in case the problem occurs. In this case he decides to contract a certain flexibility he informs the corresponding provider via REGIOFLEX about the award. Flexibility offers which are not selected by the DSO will automatically be deleted after a deadline and the corresponding provider gets informed about this too.

#### Using flexibility (yellow)

The DSO continuously monitors the grid situation for all its network aggregation levels. In case he identifies a critical grid situation he checks the contracted flexibilities and calls up those helpful for solving the critical situation at the relevant AGG/BRP. The AGG/BRP selects with his internal methodologies the most suitable prosumers under contract and sends the related control signals. In parallel the DSO sets the traffic light at RegioFlex for the concerned network aggregation level to "yellow" when he expects the solution of the critical grid situation. After this, he monitors the grid to detect the point in time when the critical grid situation is relieved and he can end using the flexibility and changes the traffic light back to green. In case the DSO is not able to solve the critical grid situation he switches the traffic light at RegioFlex to "red" and the UC Critical Grid Situation starts.

#### Using Ultima Ratio (red)

The continuous monitoring by the DSO detects critical grid situations in a network aggregation area which could not be mitigated by activating the contracted flexibility. Therefore the signal red of the grid capacity indicator is transmitted to and published for the affected network aggregation area on the REGIOFLEX. As an internal process the DSO chooses an appropriate PROSU to antagonize the critical grid situation. With information out of the master data the DSO informs the chosen PROSU via the SMGW-A about the required Ultima Ratio action. At the same time the DSO informs the corresponding AGG/BKV about the Ultima Ratio action. The DSO monitors the grid situation regarding the necessity of the Ultima Ratio action. As soon as critical grid situation in the network aggregation area can be mitigated without the Ultima Ratio action the DSO informs the PROSU via the MGW-A about the ending of the Ultima Ratio and turns the signal of the grid capacity indicator yellow for the specific network aggregation area. The DSO informs the AGG/BRP about the changed signal of the grid capacity indicator. The signal is published on the REGIOFLEX.

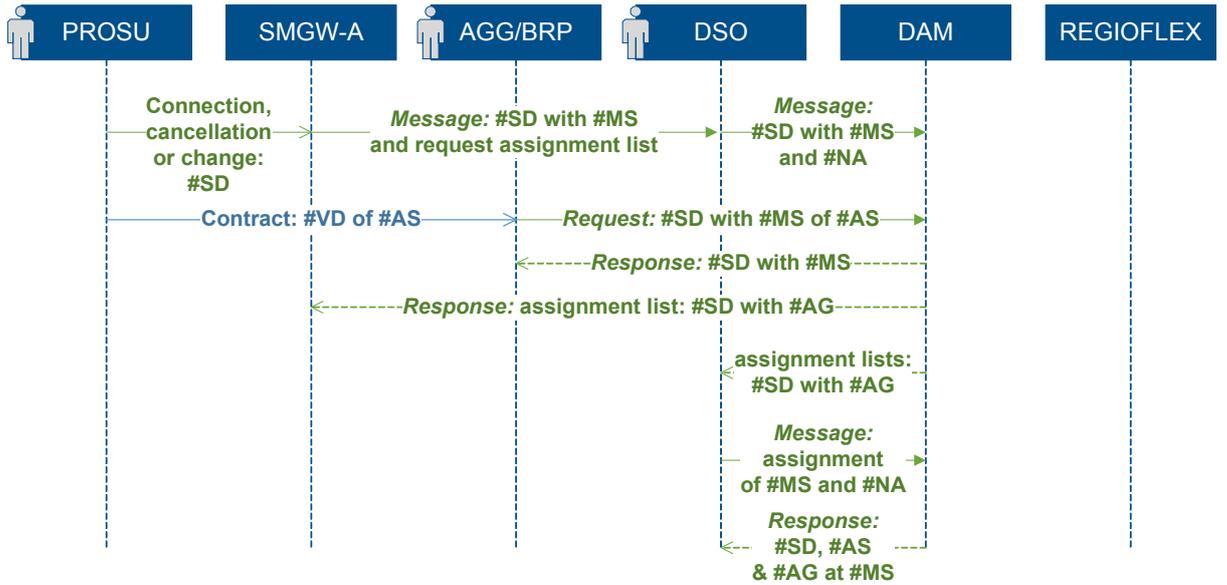
1.5 General Remarks

General Remarks
This use case is part of a service of use cases developed for the "RegioFlex" project executed by the German VDE/ETG

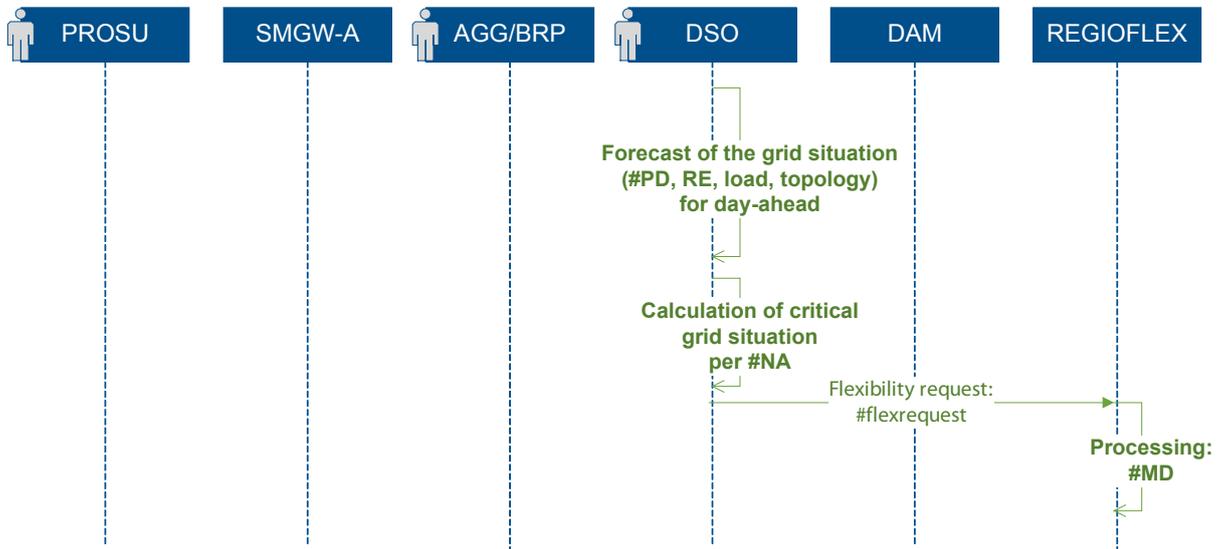
2 Diagrams of Use Case

Diagram(s) of Use Case
------------------------

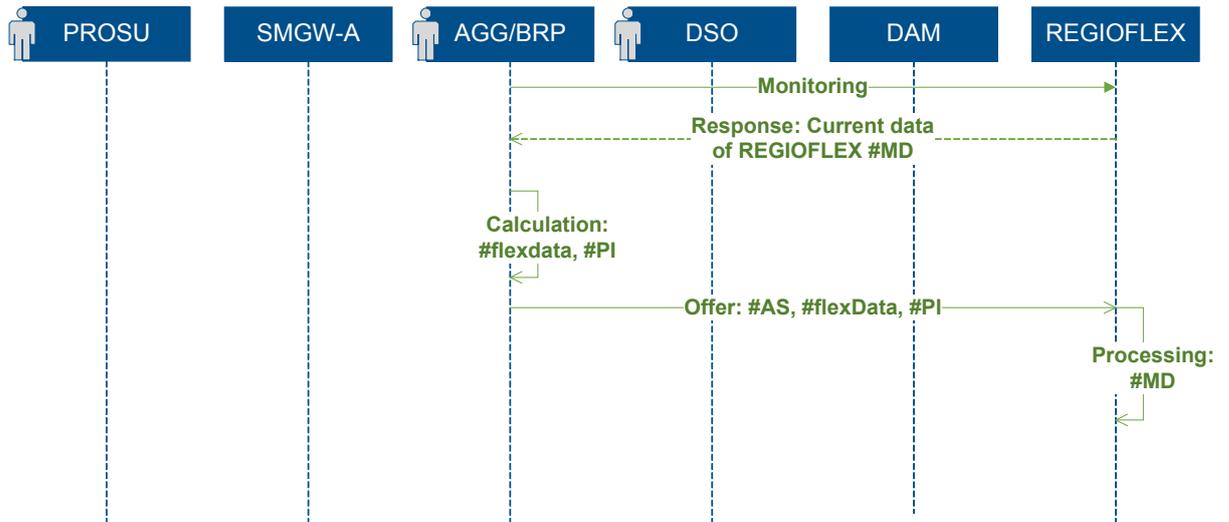
Master data:



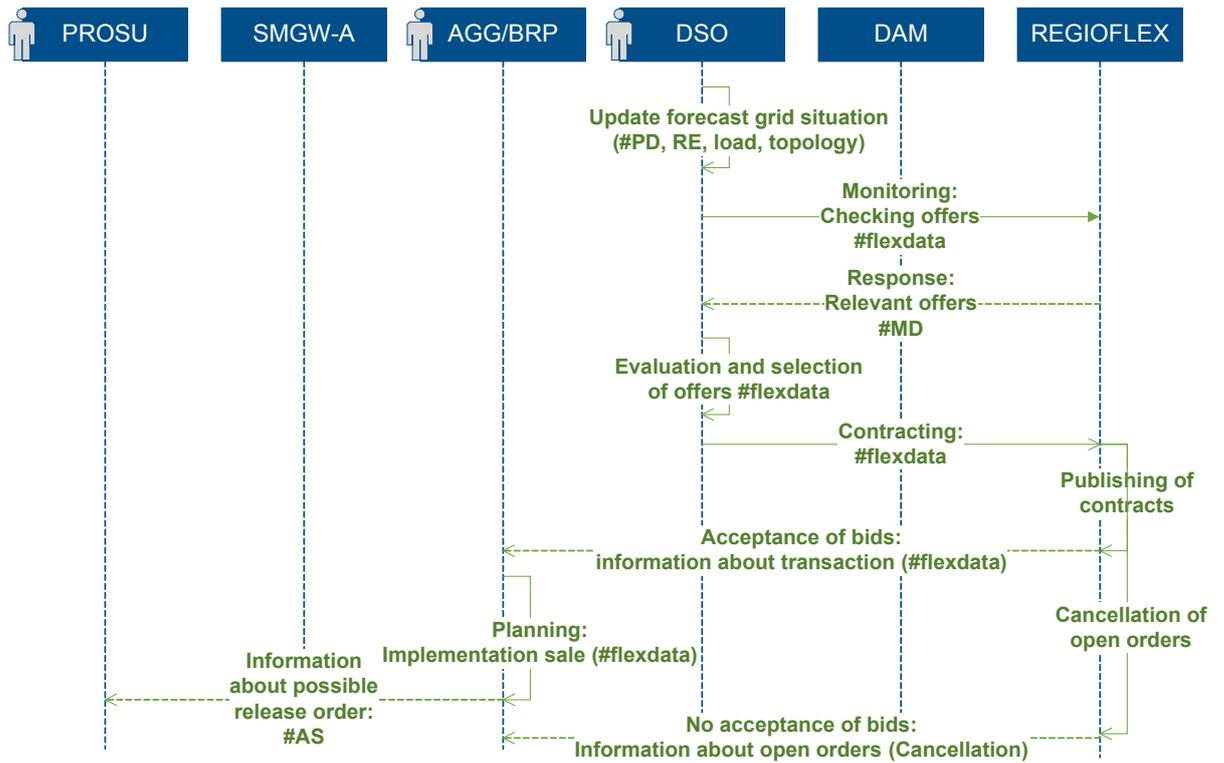
Day ahead planning:



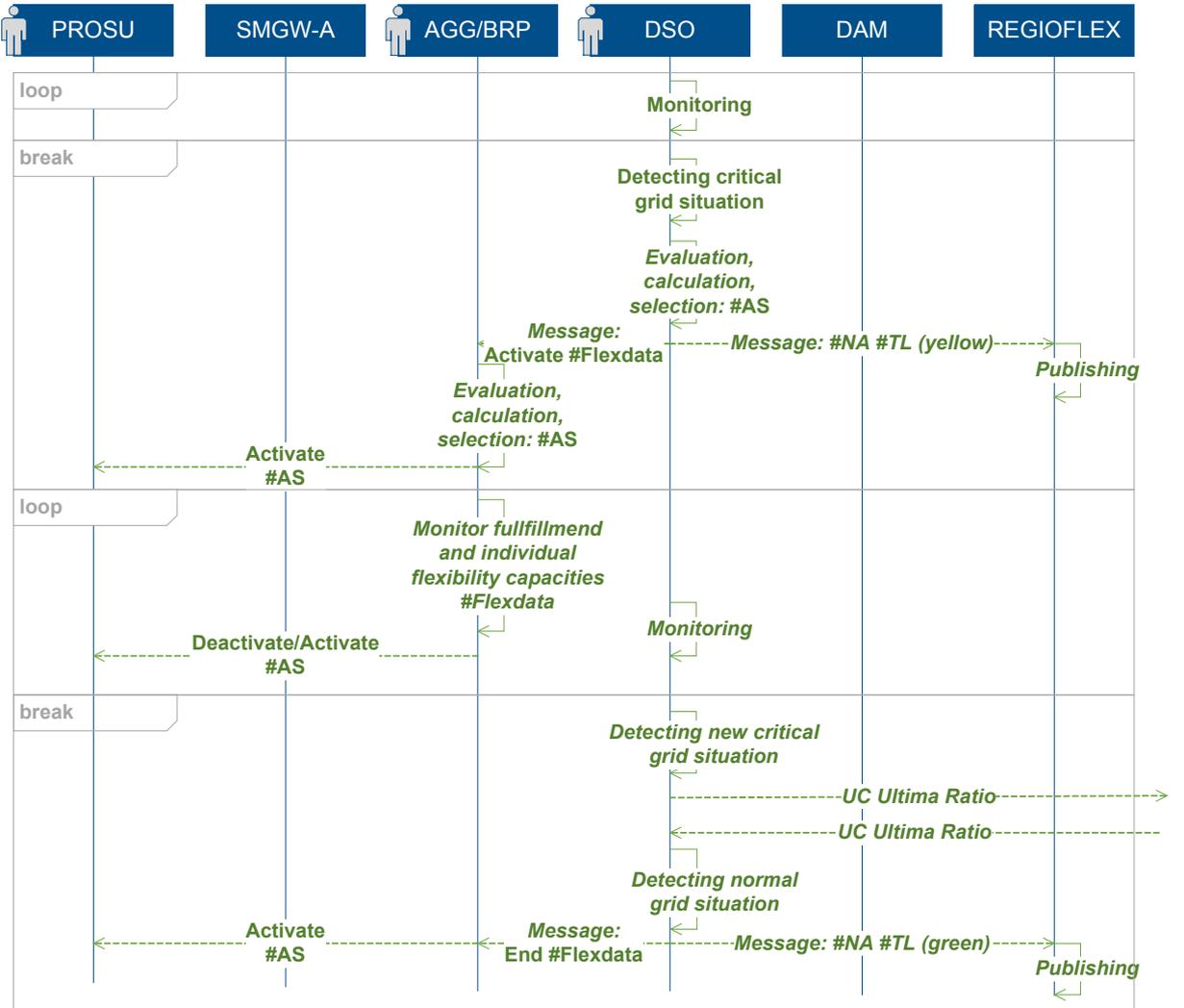
Flexibility offering:



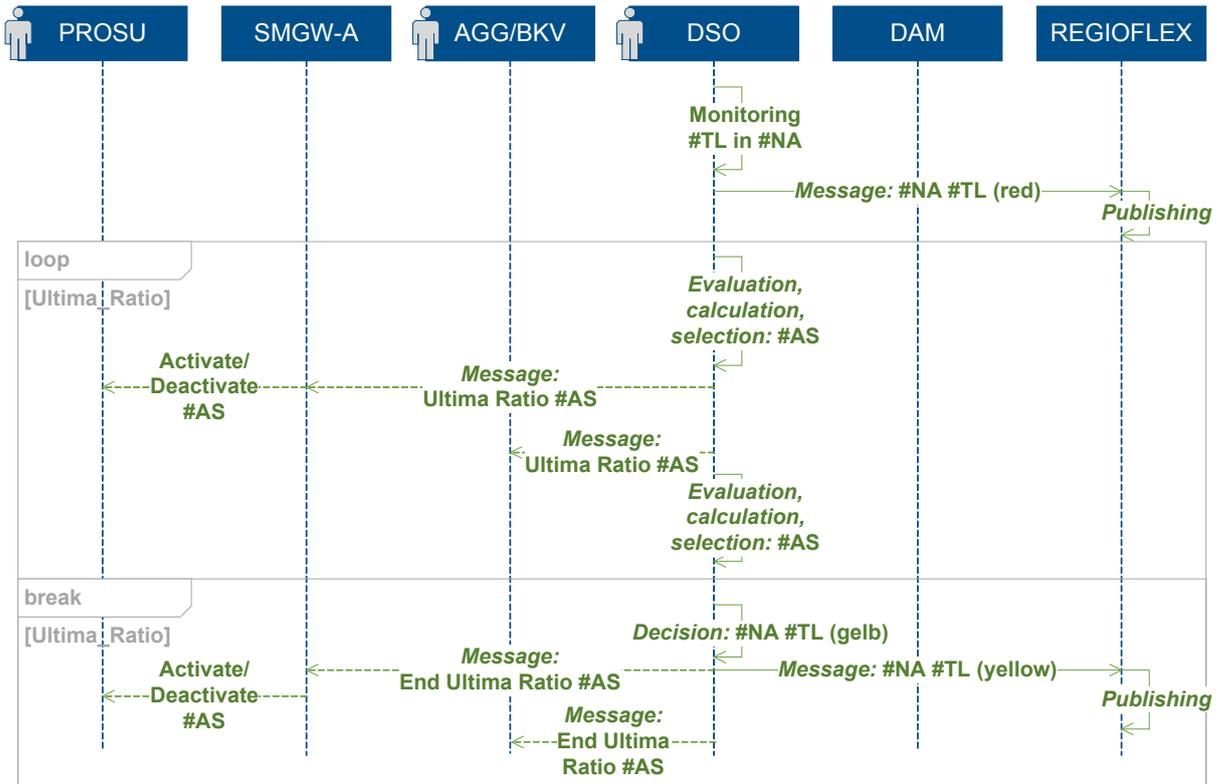
Flexibility contracting:



Using flexibility (yellow):



Using flexibility (yellow):



### 3 Technical Details

#### 3.1 Actors

Actors			
Grouping (e.g. domains, zones)		Group Description	
Actor Name see Actor List	Actor Type see Actor List	Actor Description see Actor List	Further information specific to this Use Case
Aggregator (AGG/BRP)	role	Responsible party which aggregates a larger number of small DER belonging to several Prosumer to achieve the critical mass to be allowed to participate in the energy markets. For economical reason the aggregator has typically also balancing responsibilities	Naming not yet consolidated with IEC actor list
Prosumer (PROSU)	role	Endcustomer connected to the distribution grid with the ability to consume or produce electrical energy	Naming not yet consolidated with IEC actor list
Distribution Network Operator (DSO)	role	Responsible part for operating the Distribution System in a reliable and economic manner	Naming not yet consolidated with IEC actor list
Smart meter gateway administration (SMGW-A)	function	A special German responsibility to control the access to the automated smart metering infrastructure. Only authorized parties will be allowed to communicate via the smart metering communication infrastructure for smart metering or demand side management purposes.	Special German actor
Data access manager (DAM)	system	System that acts as a repository for all data, necessary to integrate a distributed energy resource located at a prosumers premises into a demand side management	Special German actor
RegioFlex (REGIOFLEX)	system	RegioFlex is a market system, which shall allow to deal with regional energy flexibilities with the aim to provide some kind of ancillary services to optimize and stabilize the operation of the distribution system on a regional level (i.g. voltage stability, congestion management).	Naming not yet consolidated with IEC actor list

Use case overview table

Name of Use Case	Short description	Actors	General remarks
Master data	The master data needs within the DAM to be collected, maintained, updated and removed each time a DER device is added or removed to the system or modified. And also if a AGG/BRP changed.	PROSU, SMGW-A, AGG/BRP, DSO, DAM	Use case is compulsory for all following use cases; system view
Day ahead planning	Day-ahead the DSO undertakes several forecast procedures. If critical grid situations are likely to occur the next day which cannot be solved by technical measures the DSO puts flex requests in the REGIOFLEX platform.	AGG/BRP, DSO, REGIOFLEX	
Flexibility offering	The AGG/BRP monitors information at the regioflex market and supervises its own flexibility capabilities in a continuous process to decide when to offer own flexibility	AGG/BRP, REGIOFLEX	
Flexibility contracting	The DSO monitors offers at the regioflex market. Based on his congestion forecast he selects the right offers to mitigate upcoming problems. The selected flexibility provider gets informed about their awards.	AGG/BRP, PROSU, DSO, REGIOFLEX	
Using flexibility (yellow)	The DSO uses contracted flexibility to solve critical situations in his grid.	PROSU, AGG/BRP, DSO, REGIOFLEX	
Using ultima ratio (red)	The DSO controls appropriate devices to regulate the emergency grid situation. The permission to control the devices is given by local regulations.	PROSU, SMGW-A, AGG/BRP, DSO, DAM, REGIOFLEX	

3.2 Triggering Event, Preconditions, Assumptions

Use Case Conditions			
Actor/System/ Information/ Contract	Triggering Event	Pre-conditions	Assumption
Contract between AGG/BRP and Prosumer		AGG/BRP has contracts with Prosumer allowing him the marketing and using of available flexibilities of the prosumer's energy resources	
AGG/BRP is registered REGIOFLEX market participant		The AGG/BRP has enabled an online connection to the REGIOFLEX server and is registered as market participant	
DSO has established connection to REGIOFLEX		The DSO has enabled an online connection to the REGIOFLEX server	
Online communication between AGG/BRP and Prosumer		AGG/BKV can online monitor and control its contracted flexibility providing energy resources	
DSO can detect grid contingencies		The DSO has suitable infrastructure to detect grid contingencies and determine suitable counter measures based on the utilization of dedicated flexibilities.	

## 3.3 References

References						
No.	References Type	Reference	Status	Impact on Use Case	Originator / Organisation	Link

## 3.4 Further Information to the Use Case for Classification/Mapping

Classification Information	
<b>Relation to Other Use Cases</b>	
<b>Level of Depth</b>	Detailed
<b>Prioritisation</b>	
<b>Generic, Regional or National Relation</b>	Use case considering German regulations on Smart Metering and DER management
<b>Viewpoint</b>	Business
<b>Further Keywords for Classification</b>	

## 4 Step by Step Analysis of Use Case

### 4.1 Overview of scenarios

Scenario Conditions					
No.	Scenario Name	Primary Actor	Triggering Event	Pre-Condition	Post-Condition
1.1	Master data	PROSU	New, changed or removed DER equipment	See 3.2	The DAM data is updated according the changes at the PROSU premises.
2.1	Day ahead planning	DSO	Start of day ahead planning process	See 3.2	The DSO has published all flexibility requests to mitigate expected critical grid situations at RegioFlex
3.1	Flexibility offering	AGG/BRP	Publishing of flexibility requests by DSO	See 3.2	The AGG/BRP has placed his flexibility offers at RegioFlex.
4.1	Flexibility contracting	DSO	End of offer phase for flexibilities at RegioFlex	See 3.2	The DSO has built up its portfolio of flexibility options for the next day.
5.1	Using flexibility (yellow)	DSO	Cyclic grid monitoring	See 3.2	The DSO has overcome a critical grid situation by means of contracted flexibilities
6.1	Using Ultima Ratio (red)	DSO	Cyclic grid monitoring	See 3.2	The DSO has overcome a critical grid situation by means of ultima ratio actions granted by local regulations.

## 4.2 Scenarios

Scenario Name:		No. 1.1 – Master data						
Step No.	Event	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service	Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements, R-ID
1	Installation of a DER	Indication of new DER	The Prosumer indicates his new DER to the SMGW-A	CREATE	PROSUMER	SMGW-A	#SD; #AS	
2	Installation of a DER	Indication of new DER	The SMGW-A indicates a new DER to the DSO with new metering point	CREATE	SMGW-A	DSO	#SD; #MS; #AS	
3	Installation of a DER	Indication of new DER	The DSO indicates a new DER and defines the topological aggregation area of the new DER	CREATE	DSO	DAM	#SD; #MS; #NA; #AS	
4	Contract agreement	Defining the contract content for DER usage	Making a contract about flexibility usage of the DER by an aggregator	CREATE	PROSUMER	AGG	#AS	
5	Inquiry information	Inquiry for master data about the DER	Inquiry all necessary information about the PROSU's distributed energy resources from the DAM	CREATE	AGG	DAM	#VD; #AS	
6	Contract signature	Getting necessary master data from DAM	The aggregator retrieves all necessary master data from the DAM to include the new DER into his energy management process	GET	DAM	AGG	Subset of #SD; #MS; #NA; #AS	
7	Contract signature	Getting necessary master data from DAM	The DSO retrieves all necessary master data from the DAM of the new DER	GET	DAM	DSO	Subset of #SD; #MS; #NA; #AS	
8	Contract signature	Getting necessary master data from DAM	The SMGW-A retrieves all necessary master data from the DAM of the new DER	GET	DAM	SMGW-A	Subset of #SD; #MS; #NA; #AS	

Scenario Name:		No. 2.1 - Day ahead planning						
Step No.	Event	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service	Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements , R-ID
1	Cyclic operation planning	Collecting data for forecasts	The DSO collects all relevant data in order to start forecasting calculations	GET	DSO	DSO	#PD	1
2	Forecast Critical Grid Situations	Forecasting calculations	The DSO makes relevant calculations in order to detect (or not) critical grid situations on the next day	CREATE	DSO	DSO	#PD	2
3	Grid operation planning	Definition of flexibility requests	If using flexibility appears as the best opportunity to mitigate the critical grid situation(s), the DSO conceives flexibility requests.	CREATE	DSO	DSO	#FR	3
4	Market interaction	Publishing the flexibility requests on REGIO-FLEX	The DSO publishes the flexibility requests on the REGIOFLEX platform	REPORT	DSO	REGIOFLEX	#FR	4

Scenario Name:		No. 3.1 - Flexibility offering						
Step No.	Event	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service	Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements, R-ID
1	Cyclic	Monitoring flexibility market	The AGG/BKV logs in at REGIOFLEX and asks for DSO flexrequests	GET	AGG/BRP	REGIO-FLEX	Login information and selection criteria (#AG)	
2	Market data request	Receive market information	REGIOFLEX send available market information to AGG/BRP	GET	REGIO-FLEX	AGG/BRP	Flexibility request (#FR)	
3	New flexibility requests	Calculate own offering	The AGG/BRP uses the received flexrequest information to calculate its own offering including price information	CREATE	AGG/BRP	AGG/BRP		
4	Profitable flexibility offers detected	Place own flexibility offers	The AGG/BRP send its own flexibility offers to REGIOFLEX	REPORT	AGG/BRP	REGIO-FLEX	Flexibility offers (#AS, #flexData, #PI)	
5	flexibility offers received	Collecting flexibility offers	REGIOFLEX collects the received flexibility offers	EXECUTE	REGIO-FLEX	REGIO-FLEX	#MD	

Scenario Name :		No. 4.1 - Flexibility contracting						
Step No.	Event	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service	Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements, R-ID
1	Cyclic operation planning	Load and infeed forecast	The DSO updates the forecast calculation for the expected critical grid situations of the planning period	CHANGE	DSO	DSO	Forecast Data (#PD)	
2	Updated forecast	Flexibility offering monitoring	The DSO logs in at REGIOFLEX to request information about flexibility offers	GET	DSO	REGIO-FLEX	Login information and selection criteria (#NA)	
3	Flexibility offering request	Flexibility offering retrieval	The DSO receives information about available flexibility demand offers at REGIOFLEX	GET	REGIO-FLEX	DSO	Flexibility offering information (#flexdata, #PI)	
4	Grid operation planning	Flexibility selection	The DSO selects which flexibility offering could help him to solve expected grid congestions	EXECUTE	DSO	DSO	Subset of available flexibilities (#flexdata)	
5	Suitable flexibilities identified	Flexibility contracting	The DSO sends information to REGIOFLEX, which flexibility offers he wants to contract	REPORT	DSO	REGIO-FLEX	Flexibility data (#flexdata)	
6	Flexibilities contracted	Clearing result publishing	REGIOFLEX publishes about the awarded flexibility offers.	REPORT	REGIO-FLEX	AGG/BRP	Flexibility data (#flexdata)	
7	Receive contract	Update prosumer schedule	The AGG/BKV updates its operation schedules to be prepared in case of an flexibility execution	CHANGE	AGG/BKV	AGG/BRP	Flexibility data (#flexdata)	
8	Updated schedules	Publih updated operation schedules	The AGG/BKV sends the updated operation schedule to its business partners (Prosumer)	REPORT	AGG/BKV	PROSUMER	Flexibility data (#flexdata, #AS)	
9	Market period closure	Inform non contracted flexibility provider	After the market window for a certain market period has closed, all provider of non contracted flexibilities will be informed, that they will not become contracted.	CLOSE	REGIO-FLEX	AGG/BRP	Market data (#MD)	

Scenario Name :		No. 5.1 - Using flexibility (Yellow)						
Event	Name of Process/ Activity	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service	Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements, R-ID
1	Cyclic grid monitoring	Grid Monitoring	The DSO monitors its grid to detect any critical grid situation occurs	EXECUTE	DSO	DSO	Grid status (#GS)	
2	Critical grid situation detected	Grid problem handling	The DSO detects a grid problem	EXECUTE	DSO	DSO	Useful contracted flexibility options (#FO)	
3	Useful flexibility options available	Critical grid situation mitigation	The DSO sends out activation signals for those contracted flexibility options, which can help to solve his problem	CREATE	DSO	AGG/BRP	Selected flexibility option (#FO)	
4	Use of flexibilities by DSO	Setting grid traffic light to yellow	To inform all grid users about grid problems the DSO switches the grid traffic light to yellow	CHANGE	DSO	REGIO-FLEX	Grid traffic light (#TL = yellow)	
5	Yellow grid traffic light	Publish grid traffic light change	RegioFlex published to information of the grid traffic light change	REPORT	REGIO-FLEX	AGG/BRP	Grid traffic light (#TL = yellow)	
6	Receiving activation request	Activating flexibility	The AGG/BRP checks the activation request and decides which flexibility options are activated	EXECUTE	AGG/BRP	AGG/BRP	Selected Flexibility options (#FO)	
7	Flexibility options selected	Activating flexibility options	The AGG/BRP sends out the individual flexibility activation requests.	CREATE	AGG/BRP	PROSU	Selected Flexibility options activation request (#FO, #AS)	
8	Cyclic monitoring	Fulfilment monitoring and ensurance	The AGG/BRP monitors to fulfilment of the committed flexibility. In case a single flexibility options runs out of capacity or fails, he activates suitable replacements	EXECUTE	AGG/BRP	AGG/BRP	Necessary replacement of individual flexibility options (#FO, #AS)	

9	Flexibility provision mismatch	Flexibility provision ensuring	The AGG/BRP sends out deactivation signals to flexibility options running out of capacity and activates other available flexibility options as replacement.	CREATE	AGG/BRP	PROSU	Selected Flexibility options deactivation/ activation request (#FO, #AS)	
10	New/ unsolved critical grid situation	Transition to red grid traffic light	The DSO detects, an new critical grid situation or the the existing one could not be solved by means of contracted flexibility options.	EXECUTE	DSO	DSO	Grid status (#GS)	
11			Continue in UC Using Ultima Ratio (red) see below					
12	Critical grid situations solved	End of yellow grid traffic light period	The DSO detects, that the usage of flexibility options becomes unnecessary, as the initial grid problem is solved	EXECUTE	DSO	DSO	Grid status (#GS)	
13	Use of flexibility options no longer necessary	End of critical grid situation	The DSO sends out deactivation signals for those contracted flexibility options, which helped to solve his problem	CREATE	DSO	AGG/BRP	Selected flexibility option (#FO)	
14	Use of flexibility- ended s by DSO	Setting grid traffic light to green	To inform all grid users about grid problems the DSO switches the grid traffic light to yellow	CHANGE	DSO	REGIO-FLEX	Grid traffic light (#TL = green)	
15	Green grid traffic light	Publish grid traffic light change	RegioFlex published to information of the grid traffic light change	REPORT	REGIO-FLEX	AGG/BRP	Grid traffic light (#TL = green)	
16	Flexibility options selected	Deactivating flexibility options	The AGG/BRP sends out the individual flexibility deactivation requests.	CREATE	AGG/BRP	PROSU	Selected Flexibility options deactivation request (#FO, #AS)	

Scenario Name :		No. 6 - Using flexibility (red)						
Step No.	Event	Name of Process/ Activity	Description of Process/ Activity	Service	Information Producer (Actor)	Information Receiver (Actor)	Information Exchanged	Requirements, R-ID
1	New/ unsolved critical grid situation	Transition to red grid traffic light	The DSO detects, an new critical grid situation or the existing one could not be solved by means of contracted flexibility options. See also step 11 in use case using flexibility (yellow) above.	EXECUTE	DSO	DSO	Grid status (#GS)	
2	Use of ultima ratio by DSO	Setting grid traffic light to red	To inform all grid users about grid problems the DSO switches the grid traffic light to red	CHANGE	DSO	REGIO-FLEX	Grid traffic light (#TL = red)	
3	Red grid traffic light	Publish grid traffic light change	RegioFlex published to information of the grid traffic light change	REPORT	REGIO-FLEX	AGG/BRP	Grid traffic light (#TL = red)	
4	Ultima ratio necessary	Ultima ratio selection	As an internal process the DSO choses an appropriate asset to antagonize the grid constestation immediately.	CREATE	DSO	DSO	#AS	
5	Ultima ratio actions selected	Transmission of information regarding the chosen assets	With information out of the master data the DSO informs the relating SMGW-A about the chosen asset for the required Ultimo Ratio action.	CREATE	DSO	SMGW-A	#AS	
6	Ultima ratio action request sent out	Transmission of information regarding the chosen assets	The SMGW-A passes the information on to the PROSU.	REPORT	SMGW-A	PROSU	#AS	
7	Ultima ratio action request sent out	Information about ultima ration actions	The DSO informs the AGG/BRP about ultima ratio actions initiated at his clients premises	REPORT	DSO	AGG/BKV	#AS	
8	Critical grid situations solved	End of red grid traffic light period	The DSO detects, that the usage of ultima ratio actions becomes unnecessary, as the i grid problems are solved	EXECUTE	DSO	DSO	Grid status (#GS)	

9	Use of ultima ratio by DSO ends	Setting grid traffic light back to yellow	To inform all grid users about the released grid problems the DSO switches the grid traffic light to yellow	CHANGE	DSO	REGIO-FLEX	Grid traffic light (#TL = yellow)	
10	Yellow grid traffic light	Publish grid traffic light change	RegioFlex published to information of the grid traffic light change	REPORT	REGIO-FLEX	AGG/BRP	Grid traffic light (#TL = yellow)	
11	Use of ultima ratio actions no longer necessary	End of critical grid situation	The DSO sends out deactivation signals for those ultima ratio actions, which helped to solve his problem	CLOSE	DSO	SMGW-A	#AS	
12	Ultima ratio action request sent out	Transmission of information regarding the chosen assets	The SMGW-A passes the information on to the PROSU.	REPORT	SMGW-A	PROSU	#AS	
13	Ultima ratio action requests ended	Information about end of ultima ratio actions	The DSO informs the AGG/BRP about ended ultima ratio actions at his clients premises	REPORT	DSO	AGG/BRP	#AS	
14			Continue in step 12 of UC Using flexibility (yellow)					

## 5 Information Exchanged

Information Exchanged		
Name of Information (ID)	Description of Information Exchanged	Requirements to information data
#AG	Distinct identification number of an aggregator.	
#AS	Distinct assets key of a consuming, producing or storing device	
#FlexData	Data of offer consisting power, time, duration, and location (#NA)	
#FO	Specific flexibility offer for a certain grid level, consist of location (#NA), power, time and price.	
#FR	Request to offer flexibility at a certain grid level, consist of location (#NA), power and time.	
#GS	Grid status, contains information about operational limit violation in certain grid regions. Contains location	
#MD	Current market data includes #flexData, #NA and #PI	
#MS	Unique ID of a metering point at the prosumer's grid connection.	
#NA	ID of a grid aggregation point. A grid aggregation points defines the smallest logical grid island which could be monitored to detect critical situations. Each grid aggregation point has its own grid traffic light.	
#PI	Market price based on the price fixing algorithm on the REGIOFLEX	
#PD	A forecast for the predicted consumption or generation of energy	
#SD	Master data consisting of TSO name, DSO name, assets key, country, state, city, postal code, street, installed power (kW), voltage level of feed-in or consumption, consumption metered device (RLM) (y/n), controllability (y/n), shiftability (y/n), providing reactive and balancing power, energy source, specific storage data (capacity, charge and discharge gradient).	
#TL	Grid traffic light (green, yellow red) of a single grid aggregation point (#NA)	
#VD	Details of the corresponding contract include	

6 Requirements (optional)

Requirements (optional)	
Categories for Requirements	Category Description
6.4	Security and Privacy
Requirement ID	Requirement Description

Categories for Requirements	Category Description
6.7	Quality of service
Requirement ID	Requirement Description

7 Common Terms and Definitions

Common Terms and Definitions	
Term	Definition
AGG/BRP	Aggregator / Balancing Responsible Party
DSO	Distribution System Operator
DAM	Data Access Manager
REGIOFLEX	Concept for a regional energy flexibility market

8 Custom Information (optional)

Custom Information (optional)		
Key	Value	Refers to Section

## 6.2 Auswirkungen, Motivation und Hintergrund des BSI Schutzprofils

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat als dem BMWi unterstellte, zivile obere Bundesbehörde den Auftrag, die IT Sicherheit in Deutschland sicherzustellen. Das Energieversorgungssystem wird zu den kritischen Infrastrukturen gezählt, was die Einschätzung von Gefahren, die von einer großflächigen Einführung von IT-Systemen für die Sicherheit dieser Infrastruktur ausgehen, in den Verantwortungsbereich des BSI rückt. Zudem ist das BSI der Sicherheit und des Schutzes der Privatsphäre für den Bürger verpflichtet. Aus diesen beiden Aufträgen heraus, hat das BSI ein Schutzprofil für Smart Metering Gateways erlassen, dessen Ausführungsverordnungen zurzeit in Ausarbeitung sind. In diesem Prozess wird die Einbindung von IT-Sicherheitsmaßnahmen, die gemäß Schutzprofilklasse EAL 4+ eingefordert werden in bestehende regulatorische und marktbedingte Gegebenheiten festgelegt. Einziger der Systemökonomie dienender Auftrag des BSI ist die Sicherstellung der Interoperabilität der einem Schutzprofil unterliegenden Systeme, um von Behördenseite keine proprietären Technologien zu bevorzugen. Wichtig im Kontext der aktuellen Diskussion ist es, zu erkennen dass die Einhaltung erlassener Schutzprofile in der EnWG §21e-i geregelt ist und die Einhaltung eine Voraussetzung darstellt, die nicht auf technisch mögliche Kostenoptimierung oder –minimierung der Systeme, sondern auf deren Resilienz gegenüber Attacken und deren Vereinbarkeit mit den Datenschutzregeln ausgelegt ist. Des Weiteren hat das Schutzprofil nicht die Funktion, ökonomischen Betrug (z.B. durch physikalische Manipulation der Messdaten) zu verhindern. Diese Gegenmaßnahmen sollten im Eigeninteresse des MSB/MDL bzw. Verteilnetzbetreibers liegen. In seiner Komplexität darf die Anwendung des Schutzprofils nicht unterschätzt werden. Neben den technischen Anforderungen an die Architektur eines Gateways sind mit dem Assurance Level 4+ auch einige für die Energiewirtschaft und ihre Lieferanten neue Prozess- und Dokumentationsanforderungen zu erfüllen. Allerdings hat die Vollversammlung der Common Criteria International Recognition Group am 20. September 2010 erklärt, dass für technische Produkte die Zertifizierungsanforderungen neu festgelegt werden. In dem Beschluss werden die bestehenden EAL-Klassifizierungen durch sog. „collaborative Protection Profiles“ (cPP) ersetzt. In einem noch nicht näher spezifizierten Verfahren werden sog. „Technical Communities“ gebildet, die sich aus Vertretern der Industrie, Evaluierern (Labs) und zertifizierenden Agenturen (z.B. BSI) zusammensetzen. Die Bildung einer solchen Arbeitsgruppe sollte auf europäischer Ebene für die Definition einheitlicher Anforderungen an Smart Metering Systeme und Smart Grid-Komponenten höchste Priorität zugeordnet werden. Die Energiewirtschaft und die Zulieferindustrie ist sich der Diskrepanz zwischen ökonomischen Zwang zur Kostenreduzierung, um die Belastung der Endkunden zu minimieren und der Risiken einer Angreifbarkeit des Energiesystems bewusst und unterstützt die europäische Harmonisierung der Anforderungen. Dennoch sind aufgrund der geringen Erfahrungen und der unterschiedlichen Sichtweisen in den Mitgliedsstaaten der EU

erhebliche Unsicherheiten bzgl. des Erreichens einer schnellen Lösung zu erwarten. Dem Thema Interoperabilität des Smart Metering Systems mit den bestehenden Netzseitigen Prozessen und Systemen widmet sich der VDE/FNN in der Normungsgruppe MessSysteme 2020.

### 6.2.1 Tragweite des BSI Schutzprofils für Smart Grids und Europäische Netze

Europa wäre mit der Bildung eines Protection Profil in einer Führungsposition was zertifizierte IT-Sicherheit und Sicherstellung der Interoperabilität angeht. Da es sich bei Smart Metering um die Transformation einer bestehenden Marktrolle (MSB) und die Aufwertung einer bestehenden unvernetzten Kommunikation von Messwerten handelt, sind Sicherheitsanforderungen und der Schutz der Privatsphäre in die Sicherheitsanforderungen eingeflossen. Es steht zu erwarten, dass sämtliche im Rahmen des Smart Grid zukünftig vernetzte lokale Erzeuger, Speicher oder servicerelevante Verbraucher mit analogen Schutzprofilen konfrontiert werden. Eine in Europa fragmentierte, nationale Ausgestaltung der Smart Metering Systeme und der verbundenen Regulierung bildet (mit Ausnahme nicht-realisiert Kostenvorteile auf Mess-Systemseite) keine Behinderung in der Transformation der Netzsteuerung. Eine Fragmentierung der Innovations- bzw. Geräteseite durch unterschiedliche Sicherheits- und Zertifizierungsanforderung hingegen würde die Kosten des Gesamtsystemumbaus in Deutschland und Europa treiben. Für die weitere Ausgestaltung in Richtung Smart Grid ist jedoch zu erwarten, dass sämtliche Smart-Grid relevante Geräte über eine Kommunikationsschnittstelle zu einem Netzbetreiber verfügen werden. Relevante Geräte sind kleinere Erzeuger (z.B. Solaranlagen, Mini-BHKW etc.), steuerbare Verbraucher (z.B. Kühlanlagen, Wasserboiler, Wärmepumpen etc.) und Speicher (z.B: Batterien, Elektroautos). Zu einem späteren Zeitpunkt könnte auch die in Beispielen wiederholt bemühte „Waschmaschine“ (weiße Ware) einbezogen werden. Um die Ziele des Smart Grid zu erreichen, muss IKT in einer Weise eingesetzt werden, Investitionen in Netzinfrastrukturen bei gleichzeitiger Ausweitung der Verwendung von Energie aus erneuerbare Quellen, zu reduzieren. Zudem ist für eine adäquate Bürgerbeteiligung zu sorgen. Neben dem notwendig erscheinenden Ausbau großer Erzeugungsanlagen (Offshore Windparks) und einem damit verbundenem Invest in den Ausbau von Übertragungsnetzen, sollten Bürger beim Aufbau von nachfrageorientierten Programmen (Demand Response) und dezentralen erneuerbaren Erzeugungs- und Speicherkapazität als Nutzer und Investoren beteiligt werden. Der direkte Bezug zwischen baulichen Maßnahmen (z.B: Installation einer Solaranlage) und Verhalten kann über die Beteiligung an Marktprozessen hergestellt werden. Innovationen in entsprechende Intelligenz werden durch die Ermöglichung der Ausrichtung des Verbrauchs auf Endkundenlevel auf die lokale Erzeugung und die entsprechenden Geldflüsse ermöglicht. Um einen Markt für Dienstleistungen etablieren zu können, müssen Investitionssicherheit und damit verbunden Interoperabilität sowie Schutz vor Cyber-Attacken gewährleistet werden. Die „European Network and Information

Security Agency“ (ENISA) hat sich in einer großangelegten Studie mit den Anforderungen hierzu befasst. Verbände und Regierungen sind nun am Zug, die an verschiedensten Stellen gesetzten Anforderungen zu konsolidieren und in gegenseitig anerkannten Zertifizierungsverfahren schnellstmöglich in den Markt zu bringen, um selbigen zu ermöglichen.

### 6.2.2 BSI Schutzprofil und Technische Richtlinie

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im August 2011 traten wesentliche Änderungen in der Energiewirtschaft in Kraft. So beschreibt der § 14 a die Ab- und Zuschaltung von Lasten bei kritischen Netzsituationen. In Verbindung mit dem EEG dürfen nun auch Einspeiseanlagen in der Leistung reduziert bzw. ganz abgeschaltet werden. Aus dem Paragraphen 21 c geht hervor, dass bei bestimmten Kundengruppen Messsysteme eingebaut werden müssen. Zu diesen Gruppen gehören alle Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von größer 6.000 kWh/a, Einspeiseanlagen über 7 kW sowie Neubauten und grundsanierte Bestandsimmobilien. Ein Messsystem besteht gem. § 21 d EnWG mindestens aus einer Messeinrichtung und einem Kommunikationsnetz. Die Messeinrichtung setzt sich aus Zähler und Gateway zusammen. Erstmals ist somit die Verpflichtung zum Einbau einer Messeinrichtung, die zwingend mit einem Kommunikationsnetz verbunden ist, sowohl für SLP- (Standard Lastprofil) als auch für RLM-Kunden (Registrierte Lastgangmessung) gesetzlich verankert worden. Für alle beschriebenen technischen Innovationen ist die Anbindung der Anlagen an eine Fernkommunikation erforderlich. Damit sind der Datenschutz und die Datensicherheit neu zu bewerten. Aus diesem Grunde wurde das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) beauftragt, ein Sicherheitsprofil für ein Gateway als Kommunikationsknoten zu definieren. Das Sicherheitsprofil setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen:

- BSI Schutzprofil gem. Common Criteria
- Technische Richtlinie BSI-TR 03109
- PTB Anforderung 50.7

Durch ein Zertifizierungsverfahren muss das Gateway nachweisen, dass es alle Anforderungen gemäß den oben genannten Richtlinien erfüllt. Somit soll sichergestellt werden, dass der Zugriff auf die Daten und Anlagen nur durch die berechtigten Marktpartner erfolgen kann und ein Zugriff von unbefugten Personen unterbunden wird. Des Weiteren sollen nur die erforderlichen Verbrauchsdaten der Kunden übertragen werden, die zu geschäftlichen Zwecken unbedingt erforderlich sind.

### 6.2.3 BSI Schutzprofil gemäß Common Criteria

Das BSI verabschiedete am 18.03.2013 das Schutzprofil für den Datenschutz und die Datensicherheit für das Smart Metering Gateway (Version 1.0). Die Smart Metering Zähler sind nicht Bestandteil dieses Schutzprofils. Bei der Erstellung des Schutzprofils wurde das Gateway als „Target of Evaluation“ einer Prüfung nach der EU-weit genormten „Common Criteria

for Information Technology Security Evaluation“ unterzogen. Das Ergebnis der Überprüfung ergab eine Einstufung des Gateways in das Datensicherheitslevel EAL 4+. Je höher das Sicherheitslevel ist, desto umfangreicher sind die Sicherheitsanforderungen und umso intensiver hat eine Überprüfung des „Target of Evaluation“ zu erfolgen. Die Einstufung des Gateways in den Assurance Level 4+ ist Grundlage für die Anforderungen an die Schutzziele und Schutztiefe. In der Technischen Richtlinie des BSI werden die vorgegebenen Anforderungen aus der Common Criteria in Maßnahmen zur Erreichung der Anforderungen beschrieben.

#### 6.2.4 Technische Richtlinie BSI-TR 03109

Auf Basis der Vorgaben aus dem Assurance Level der Common Criteria werden in der Technischen Richtlinie die Anforderungen an das Gateway beschrieben. Die Technische Richtlinie konkretisiert die Anforderungen aus dem Schutzprofil und stellt die Interoperabilität zwischen den Systemen sicher. In Zusammenarbeit mit den Geräteherstellern und den Verbänden der Energiewirtschaft wird das BSI unter Einbeziehung der Physikalisch Technischen Bundesanstalt (PTB) die Anforderungen definieren. Ein Zertifizierungsverfahren stellt die Einhaltung der Anforderungen sicher. Zwar unterliegen die Smart Metering Zähler keinem Schutzprofil, jedoch werden Anforderungen in der Technischen Richtlinie an die Kommunikation der Zähler gestellt, um diese ans Smart Meter Gateway anbinden zu können. Dies betrifft im Wesentlichen die Standardisierung der Kommunikationsprotokolle wie auch die Verschlüsselung des Protokolls.

### 6.3 Nationale, europäische und internationale Normungsaktivitäten

#### 6.3.1 Deutsche Normungsaktivitäten

Wie schon in Kapitel 2.5 berichtet, wurde seitens der E-Energy-Projekte die Zusammenarbeit mit der Normung gesucht und auf Anregung das Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids“ in der DKE initiiert. In Folge wurde die erste Normungroadmap gemeinsam erarbeitet und aufgrund der Empfehlung der Experten der Lenkungskreis „Normung E-Energy/Smart Grids“ gegründet. Auf nationaler Ebene haben sich dabei das DKE-Kompetenzzentrum und der Lenkungskreis mit seinen Fokusgruppen als feste Größe etabliert. Ziel ist die Koordinierung der Normungsthemen im Smart Grid in Zusammenarbeit mit den technischen Gremien der DKE und des DIN sowie mit verschiedenen Interessenkreisen unter Einbindung der E-Energy-Projekte. Dies schließt somit nicht nur etablierte Normungsgremien ein, sondern auch Verbände, staatliche Institutionen und Gremien der VDE-Fachgesellschaften mit Bezug zu Smart Grid. So sind im DKE-Kompetenzzentrum die VDE-Gremien der Informationstechnischen Gesellschaft (ITG) [56], der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) [57] wie auch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) [58]

vertreten und ergänzen mit ihren Analysen die Normungsarbeit. Das DKE-Kompetenzzentrum spiegelt und beobachtet internationale und europäische Normungsaktivitäten zum Smart Grid. Darüber hinaus startet es selbst auch entsprechende Initiativen wie die erste Version der deutschen Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grid“. Die eigentlichen Normungsarbeiten bleiben dabei nach wie vor den DKE/DIN-Normungsgremien vorbehalten, die aber durch das Kompetenzzentrum Anregungen und Unterstützung erhalten. Mit der gremienübergreifenden Arbeit des Kompetenzzentrums wird der Normung ein neues „Kommunikationswerkzeug“ zur Verfügung gestellt. Bei all diesen Aktivitäten profitiert das Zentrum von seiner fachlich breiten Zusammensetzung aus Vertretern der technischen Normungsgremien und VDE-Fachgesellschaften sowie aus Verbänden und der öffentlichen Hand. Auf diese Weise werden die normungsrelevanten Smart-Grid-Themen in der Diskussion mit Politik, Gesellschaft und Wirtschaft technisch-neutral vorangetrieben.

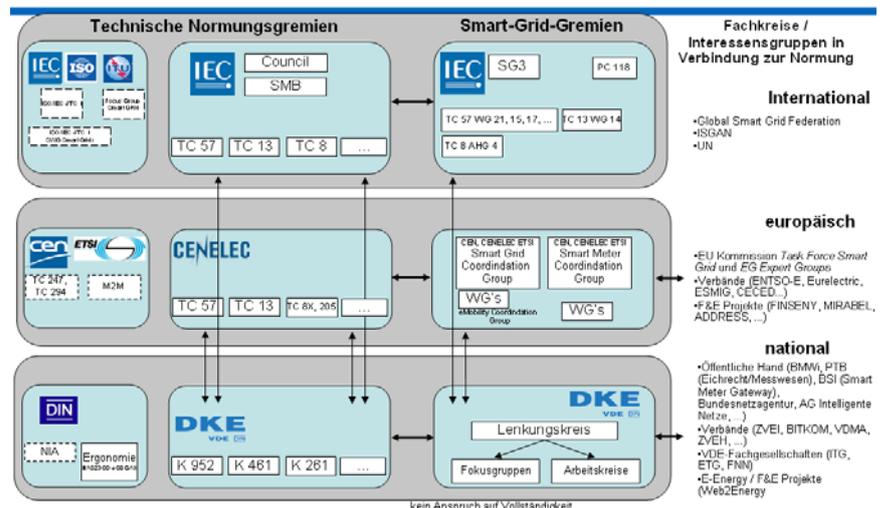


Abbildung 29: Exemplarische Übersicht der aktiven Gremien im Smart Grid Umfeld (Quelle: DKE)

Die obere Abbildung zeigt in einer groben Übersicht die Einbettung des Kompetenzzentrums in die Netzwerke zu Smart Grid, die Verbindungen der verschiedenen Normungsgremien untereinander und zu den externen Fachkreisen. Sie soll die Einordnung der anschließenden folgenden Gremien und Normungsaktivitäten erleichtern. Dargestellt wird exemplarisch die übliche Spiegelung von IEC- und europäischen Gremien zu den nationalen Gremien. So werden beispielsweise IEC/TC 13 in DKE/K 461, TC 8 in DKE/K 261 und TC 57 in DKE/K 952 gespiegelt. Neben diesen ließen sich zahlreiche weitere Gremien aufführen.

### 6.3.2 Europäische Normungsaktivitäten

#### 6.3.2.1 M/490 – Smart Grid Coordination Group (SG-CG)

Als Reaktion auf das von der EU-Kommission vergebene Mandat M/490 (Smart Grid) wurde von den europäischen Normungsorganisationen CEN,

CENELEC und ETSI die Smart Grid Coordination Group (SG-CG) gegründet. Der ambitionierte Zeitplan und der thematische Umfang des Mandats erfordern eine schlanke, zielgerichtete Projektorganisation:

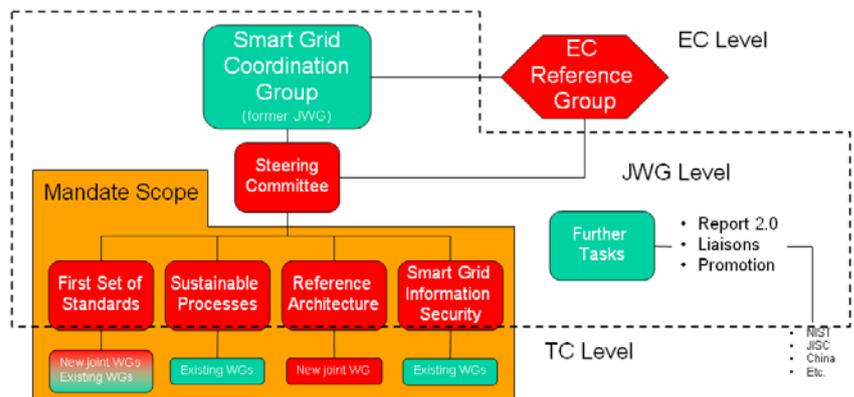


Abbildung 30: Initiale Struktur der Smart Grid Coordination Group (Quelle: SC-CG)

Im Frühjahr 2012 erschien der Entwurf eines Technischen Berichtes der Smart Grid Coordination Group (SG-CG) zur „Reference Architecture for the Smart Grid“. Die Referenzarchitektur benutzt ein Fünf-Schichten-Modell zur Darstellung der Interoperabilität von Prozessen und ist anwendbar sowohl auf bestehende Netze wie auch auf zukünftige Smart Grids. Die Arbeitsgruppe „Sustainable Processes“ hat zeitgleich einen technischen Bericht vorgelegt. Wesentliches Ergebnis der Arbeiten ist die Sammlung von Use Cases und deren einheitliche Darstellung in einem entsprechenden Template. Die Use Cases wurden zu Schwerpunktthemen gruppiert und sogenannte „Generic Uses Cases“ erstellt, die die wichtigsten Ideen der einzelnen Anwendungsfälle zusammenfassen. Basierend auf den generischen Anwendungsfällen können jetzt Lücken im Normenwerk gefunden und gezielte Normungsaktivitäten mit allen beteiligten Stakeholdern gestartet werden. Der Technische Bericht der Smart Grid Information Security Group baut auf den beschriebenen Ergebnissen der anderen Arbeitsgruppen auf und nutzt sowohl das Fünf-Schichten-Modell als auch die Use-Case-Systematik, um einerseits Anforderungen an die Informationssicherheit abzuleiten und andererseits Regelungslücken zu identifizieren. Eine Analyse der aktuell existenten Standards für Smart Grid Zwecke wurde von der Arbeitsgruppe „First Set of Standards“ ebenfalls an Hand von Use Cases durchgeführt und ein technischer Bericht mit Empfehlungen für die Auswahl von Standards verschiedenster Anwendungsfälle vorgestellt. Alle vier Berichte werden auf den Webseiten der CEN/CENELEC [59] zur Verfügung gestellt. Das M/490 Mandat wurde von der EU-Kommission mit leicht modifiziertem Auftrag verlängert. Die beiden Arbeitsgruppen First Set of Standards und Security setzten ihre Arbeiten in 2013 fort, dazu kommen mit „Methodology“ und „Interoperability“ zwei neue Arbeitsgruppen mit der Zielvorgabe die entwickelten Methoden weiter auszubauen, zu etablieren und Schwerpunktthemen auszuarbeiten.

#### 6.3.2.2 M/441 – Smart Metering Coordination Group (SM-CG)

Im Rahmen des Normungsmandats M/441 (Smart Metering) von 2009 hat die Europäische Kommission die europäischen Normungsgremien CEN, CENELEC und ETSI beauftragt, europäische Normen für Smart-Meter-Funktionalitäten und Kommunikationsschnittstellen für die Sparten Strom-, Gas-, Wärme- und Wasser zu entwickeln. Das Ziel ist eine offene Architektur unter Einbeziehung von Kommunikationsprotokollen zu entwickeln, die einen sehr hohen Grad an Interoperabilität ermöglicht. Die Koordinierung und die Umsetzung erfolgt durch die Smart Metering Coordination Group. Derartige Smart Meter sollen neben dem generellen Bewusstsein für den aktuellen Verbrauch auch eine Flexibilisierung der Tarifmodelle ermöglichen. Organisatorisch hat die Smart Metering Coordination Group (SM-CG) die Zuständigkeit für die Normenbearbeitung und die Federführung der Normungsprozesse an die koordinierenden technischen Komitees CEN/TC 294, CLC/TC 13, CLC/TC 205 und ETSI/TC M2M vergeben. Die detaillierten Ergebnisse wurden in dem technischen Bericht CEN/CLC/ETSI/TR 50572 "Functional Reference Architecture for Communications in Smart Metering Systems" zusammengestellt. Dieser Bericht setzt Smart Metering in den Kontext von Smart Grid und beschreibt die funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation, um die erweiterten Smart-Metering-Funktionalitäten zu unterstützen. Die bidirektionale Kommunikation für den Informationsaustausch, Managementaufgaben und Steuerfunktionen werden in gleicher Weise berücksichtigt wie Anforderungen an die Interoperabilität. Besondere Aufmerksamkeit wird der Datensicherheit und dem Datenschutz gewidmet. Als einheitliche Objektschicht für Smart Metering in Europa wurde das COSEM-Objektmodell und OBIS-Identifikation nach IEC 62056-6-2 und IEC 62056-6-1 vereinbart. Trotzdem sind für den Betrieb von Smart Metern und zur Messdatenkommunikation national individuelle Verfahren zugelassen. Für alle verwendeten Verfahren zur Erfassung und zum Transport von Energiedaten sind sogenannte „Mapper“ der individuellen Objektschicht auf das COSEM-Modell entstanden bzw. normativ beauftragt (z. B. IEC 61850 -> COSEM, IEC 14908 -> COSEM u. a.). Zur Ermittlung der Systemanforderungen und des daraus resultierenden Normungsbedarfs wird wie beim Smart-Grid-Mandat M/490 die Use-Case-Methodik angewendet. Die Use Cases beschreiben, wie die unterschiedlichen Anwender, Komponenten und Marktrolle mit dem System in Wechselwirkung treten, um bestimmte Aufgaben zu erfüllen. Die Methodik ist im System-Engineering weit verbreitet, um Anforderungen von Software- und Systemlösungen zu ermitteln. Der Abschlussbericht wurde Ende 2012 veröffentlicht und ist ebenfalls auf den Webseiten von CENELEC [60] einsehbar.

#### 6.3.2.3 M/468 – Electro Mobility Coordination Group (eM-CG)

Im Rahmen des Normungsmandats M/468 (Elektromobilität) beschäftigt sich die Electro Mobility Coordination Group (EM-CG) mit Normen für das Laden von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen. Dabei werden, ähnlich wie

bei anderen Mandaten, die vorhandenen Normen auf Anwendbarkeit und Lücken untersucht. Betrachtet werden die Bereiche Logistik Infrastruktur, Flexibilität, Interoperabilität, Anschlussmöglichkeiten und Sicherheit. Das Thema Flexibilität umfasst zum Beispiel mehrere neue Lademodi neben den bisher üblichen Methoden, wie das Laden ausgebauter Batterien. Die Anschlussmöglichkeiten sollen alle Kombinationen und Arten von Ladestationen und Fahrzeugen ermöglichen. Das Laden selbst wird außerdem hinsichtlich verbesserter Anwenderfreundlichkeit und Kosteneinsparungspotentialen bewertet. Einer der Schwerpunkte des Mandates ist selbstverständlich auch die Untersuchung der Sicherheit als Basis für die Einführung und Akzeptanz des Ladens. Weitere Details zu diesem Mandat sind in der Roadmap Elektromobilität 2.0 zu finden.

#### 6.3.2.4 ETSI M2M

Im Rahmen der Normungsmandate M/441 und M/490 hat die TC M2M des European Telecommunications Standards Institute ETSI eine domänenunabhängige M2M Kommunikationsarchitektur (Functional Architecture) entwickelt und als Technical Specification veröffentlicht. Die Technical Specifications basieren auf den Use Cases der SM-CG und SG-CG und werden in deren Reports referenziert. Im Februar 2012 wurden die Spezifikationen des „M2M Release 1“ veröffentlicht. Die Functional Architecture verfolgt das Ziel, die Kommunikationsdienst-, und Managementschnittstellen (APIs) unabhängig von der Anwendungsdomäne und der Technologie (Typ des Access-Networks) zu spezifizieren. Um die Skalierbarkeit auf eine große Anzahl vernetzter Geräte und die Interoperabilität durch Versionierung über einen langen Zeitraum zu gewährleisten, wurde von ETSI ein auf Ressourcen basierender API-Stil mit Webservice-Protokollen verwendet (RESTful). Dadurch sind ein Wettbewerb bei den Kommunikationsdienstleistungen und eine Entkopplung der IKT-Infrastruktur von der Energienetzinfrastruktur möglich. Die Investitions- und Betriebskosten der Gateways, Head-End-Systeme und Public Key Infrastructure (PKI) lassen sich auf mehrere Anwendungen verteilen.

### 6.3.3 Internationale Normungsaktivitäten

#### 6.3.3.1 IEC International Electrotechnical Commission

IEC/SMB [61] SG3 „Smart Grid“ beschäftigt sich mit der Entwicklung eines Rahmens, der Grundstrukturen, Protokolle und Normen zur Modellierung beinhaltet. Dabei leistet diese strategische Gruppe auch Unterstützung für die Implementierung von Ideen und Technologien, die sich im Umfeld des Smart Grid entwickeln und Basis für zukünftige IEC-Normen sein können. SG3 arbeitet dabei eng mit anderen Smart Grid Projektgruppen weltweit, wie beispielsweise dem *National Institute of Standards and Technology* (NIST), zusammen.

Eine IEC/SMB SG3 Untergruppe arbeitet derzeit an einer Aktualisierung der Smart Grid Roadmap. Zusätzlich zur Version 1.0, welche mehr den Cha-

rakter einer Bestandsaufnahme der bestehenden Normen im Smart Grid Umfeld hatte, soll diese Ergänzung auch einen Ausblick auf zukünftige Normen geben. Dazu werden zum einen die Normen, die innerhalb der nächsten fünf Jahre freigegeben werden sollen, mit in die Roadmap aufgenommen. Darüber hinaus wird in der Erweiterung, ähnlich dem „First Set of Standards“ Report [62] der europäischen Smart Grid Coordination Group die Anwendbarkeit von Smart Grid Standards für verschiedenen Anwendungsfälle beschrieben. Darüber hinaus sollen die Informationen der IEC Smart Grid Roadmap auch über eine graphische Applikation („Smart Grids Standards Mapping Tool“ [63]) der Allgemeinheit zur Verfügung gestellt werden. Die Applikation präsentiert anhand einer generischen Smart Grid Architektur die für die jeweiligen Komponenten oder Applikation relevanten Standards sowie Use Cases in denen diese Komponenten oder Applikation als Aktoren verwendet werden. Innerhalb der neu gegründeten IEC/TC8 Working Group (WG) 5 [64] „Methodology and Tools“ wird an einer Überarbeitung und Erweiterung des IEC Standards 62559 zur Dokumentation und Arbeit mit Use Cases gearbeitet. Vom Einsatz dieser standardisierten Dokumente erwartet man sich einen besseren Informationsaustausch zwischen den technischen Expertengruppen und eine bessere Abstimmung an den Zuständigkeitsgrenzen. Darüber hinaus geht man davon aus, dass mit Hilfe von Use Cases auch der Bedarf an neuen Normen schneller erkannt und inhaltlich parallele Normungsvorschläge vermieden werden können. In der Vergangenheit gab es an der Schnittstelle zwischen intelligentem Netz und intelligentem Energiemanagement beim Endkunden weltweit eine Reihe von überlappenden Vorschlägen. Um diese Überlappungen aufzulösen und konkrete Normungs- und Standardisierungsanforderungen an die technischen Expertengruppen zu geben, wurde temporär das Project Committee (PC) 118 [65] Smart Grid ins Leben gerufen, dass sich die Arbeit an diesem Thema mit der WG 21 [66] innerhalb der IEC/TC57 teilt.

#### *6.3.3.2 Systematischer Normungsprozess und das Smart Grid Architecture Model*

Beim Smart Grid handelt es sich um ein komplexes System, das neben den verschiedenen Domänen der elektrischen Energieversorgung, von der Erzeugung über die Verteilung bis zum Verbraucher, auch Service- und Systemdienstleistungen umfasst und mit angrenzenden Bereichen wie Haus-, Gebäude- und Industrieautomatisierung und Elektromobilität interagiert. Dies führt zu einer Vielzahl von Funktionen, Akteuren und Komponenten, die zusammenspielen müssen, um ein effizientes und sicher funktionierendes System zu gewährleisten. Interoperabilität muss dabei nicht nur im Bereich der Energieerzeugungs- und Energieverteilungsprozesse gewährleistet werden, sondern auch bei den Geschäftsprozessen und der Marktkommunikation der beteiligten Akteure.

Im Rahmen des Mandat M/490 wurde die Use Case-Methodik der europäischen Working Group Sustainable Prozesses in IEC TC 8 zur Weiterent-

wicklung der IEC PAS 62559 „IntelliGrid methodology for developing requirements for energy systems“ genutzt. Diese beschrieb bereits die Aufgabe von Use Cases als Werkzeuge und gab praktische Hinweise zur Anwendung. Dabei basiert die IEC PAS 62559 auf der vom Electric Power Research Institute entwickelten Methodik. Auch die anderen Arbeitsgruppen der Smart Grid Coordination Group wie auch IEC/TC 8 verwenden oder integrieren die Use Case-Methodik mit dem Ziel gremienübergreifend und gemeinsam neue Anforderungen zu definieren.

Eine Hauptkomponente des System Engineering-Ansatzes ist die Modellierung des Gesamtsystems auf Basis einer funktionalen Architektur, d.h. der Beschreibung des Systems anhand von einzelnen Funktionen, die miteinander interagieren. Die Definition der funktionalen Architektur erfolgt auf Basis der Use Cases, die von dem System realisiert bzw. unterstützt werden. Use Cases bilden auch die Basis zur Festlegung der Anforderungen (Requirements) an das System. Des Weiteren müssen die Akteure bestimmt werden, die für die verschiedenen Funktionen des Systems zuständig sind, um diese entsprechend zu definieren und zuzuordnen. Funktionale Architektur, Use Cases, Akteure und Requirements bilden die Grundlage für die Standardisierung von Funktionalität und Schnittstellen. Bei komplexen Systemen wird für die funktionale Modellierung ein vereinfachter Modelansatz benötigt, der die Hauptfunktionen eines Systems und deren Interaktion lösungs- und technologieutral beschreibt. Im Rahmen der europäischen Smart Grid-Normung wurde bei der Smart Grid Coordination Group dazu das SGAM definiert. SGAM verwendet einen mehrdimensionalen Ansatz, um unterschiedliche Aspekte eines Smart Grids zu berücksichtigen.

Die Dimensionen repräsentieren Interoperabilität, Domänen des Energiesystems und die hierarchischen Automatisierungszonen (Abbildung 31). Interoperabilität ist eine der wichtigsten Voraussetzungen für die breite Einführung von Smart Grids und wird durch die Normung sichergestellt. Daher ist Interoperabilität im SGAM explizit, basierend auf den vom GridWise Architecture Council [67] definierten Interoperabilitätskategorien, berücksichtigt. Die Interoperabilitätskategorien definieren Interoperabilitätsanforderungen auf den verschiedenen Systemebenen. Im SGAM sind die Kategorien in fünf Interoperabilitätsebenen (Layer) gruppiert:

Geschäft:	Repräsentiert geschäftliche und betriebliche Gesichtspunkte wie
(Business)	Geschäftsmodelle, Produkt- und Serviceportfolio, Geschäftsprozesse und Marktstrukturen, unter Berücksichtigung von politischen, regulatorischen und ökonomischen Vorgaben und Anforderungen.
Funktion:	Repräsentiert Funktionen und Dienste unabhängig von ihrer spezifischen Implementierung. Auf dieser Ebene werden die Use Cases, Akteure und Requirements definiert.

Information:	Stellt den Informationsaustausch zwischen den Funktionen, Akteuren und Komponenten dar. Bietet semantische Interoperabilität auf Ebene der Datenmodelle und -objekte.
Kommunikation:	Definiert Protokolle und Kommunikationsmechanismen für den interoperablen Datenaustausch zwischen Komponenten.
Komponenten:	Zeigt die physikalische Verteilung der Systemkomponenten. Dies beinhaltet Aktoren, Sensoren, Energiesystemkomponenten, Kommunikationsnetzinfrastruktur sowie Steuerungs- und Kontrollkomponenten.

Die fünf Domänen stellen eine physikalische Gruppierung der kompletten Energieversorgungskette des zukünftigen Energienetzes dar.

Zentrale

Erzeugung:	Erzeugung von elektrischer Energie in großem Maßstab, etwa durch die Nutzung fossiler Rohstoffe, Kern- und Wasserkraft, Off-Shore Windparks und großer Solarkraftwerke. Zentrale Erzeuger sind normalerweise direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen.
Übertragung:	Organisation und Infrastruktur für den Energietransport über lange Distanzen.
Verteilung:	Organisation und Infrastruktur für die Energieverteilung an die Kunden.
DER:	Verteilte kleinere el. Energieerzeuger (inkl. Speicher), typischerweise im Bereich von 3 bis 10000 kW, kann vom Verteilnetzbetreiber direkt kontrolliert werden.
Kunden:	Industrielle, kommerzielle und private Energieverbraucher und -erzeuger.

Die hierarchischen Zonen gliedern sich in:

Prozess:	Primärkomponenten eines Energienetzes (z.B. Transformator, Generator, Kabel, Lasten, Schalter)
Feld:	Prozessüberwachung und -kontrolle (z.B. Sensoren, Aktoren, Schutzrelais)
Station:	Aggregation von Prozessüberwachungs- und -kontrollfunktionen, Datenkonzentration.
Betrieb:	Systemüberwachung und -kontrolle innerhalb einer Domäne (z.B. Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsmanagement)
Unternehmen:	Kommerzielle und organisatorische Geschäftsprozesse, Dienste und Unternehmensinfrastruktur (z.B. Abrechnungssysteme, Anlagenverwaltung, Kundenverwaltung, Beschaffung)
Markt:	Marktprozesse und -interaktionen (z.B. Energiehandel)

Das verwendete SGAM trägt zum gemeinsamen Verständnis aller Beteiligten bei und erlaubt die Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen den Systemkomponenten. Die Beschreibung der Wechselwirkungen des Systems erfolgt über sogenannte Use Cases. Ein Use Case beschreibt eine Funktion des Systems mit allen beteiligten Akteuren. Um also ein System vollständig zu beschreiben, muss sichergestellt sein, dass alle relevanten Use Cases betrachtet werden. Bei einem komplexen System kann dies zu einer sehr großen Anzahl von Use Cases führen, die sich teilweise nur in Details unterscheiden. Daher ist ein systematischer Prozess zum Sammeln, Verwalten, Analysieren und Harmonisieren der Use Cases notwendig.

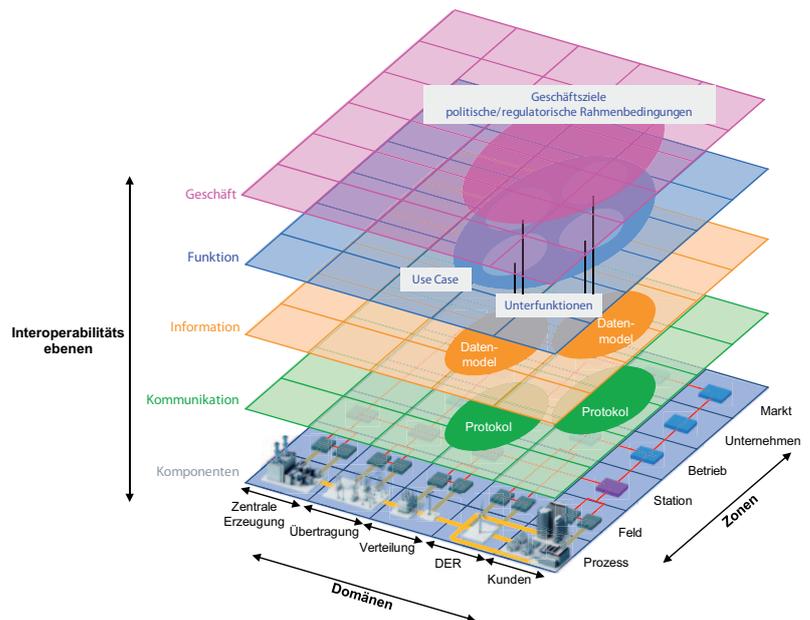


Abbildung 31: Initiale Struktur der Smart Grid Coordination Group (Quelle: Smart Grid Coordination Group)

Use Cases werden von den unterschiedlichsten Akteuren und Interessensgruppen, wie Forschungsprojekten, nationalen Standardisierungskomitees, Industrieverbänden, Herstellern und Anwendern eingebracht. Dabei werden auch legislative und regulatorische Vorgaben beachtet. Im Fall von Smart Grids bilden zum Beispiel die von der Smart Grid Task Force der Europäischen Kommission definierten Funktionalitäten von Smart Grids und Smart Meter [68] eine Grundlage für die Sammlung und Evaluierung. Die Use Cases werden auf Basis eines Use Case-Templates beschrieben, das die Sichtweisen der Experten aus den verschiedenen Systembereichen (IT-Experten, Systemingenieure, Domain-Experten) berücksichtigt. Die IEC lieferte hier eine Vorlage speziell für den Energiesektor [69]. Diese erste Vorlage wird aktuell in der IEC TC8/WG21 überarbeitet. Zur einfachen Verwaltung und Bearbeitung werden die Use Cases in einem Use Case Management Repository (UCMR) elektronisch gespeichert. Das UCMR enthält des Weiteren eine Liste von Akteuren und Anforderungen (Requirements). Wie in Abbildung 32 dargestellt, unterstützt das Repository die

verschiedensten Formate zum Export von Use Cases einschließlich der Software-Engineering-Sprache UML zur direkten Weiterverwendung in entsprechenden Software-Tools.

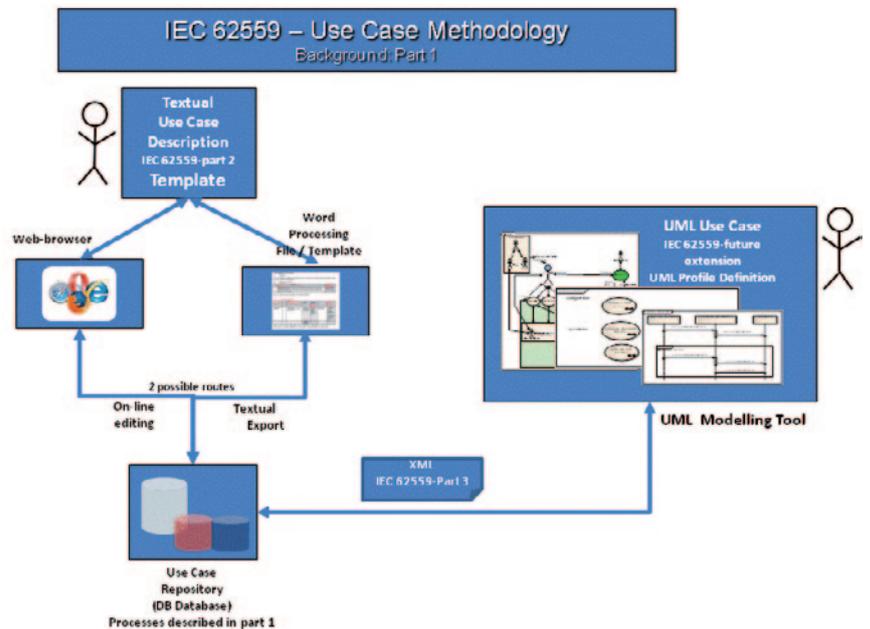


Abbildung 32: Überblick über die Struktur der IEC 62559 (Quelle: IEC TC 8/WG 5)

Die Use Cases werden hinsichtlich ihrer Qualität geprüft. Ähnliche Use Cases werden zu generischen Use Cases zusammengefasst. Dabei handelt es sich um einen iterativen Prozess der schlussendlich zu validierten generischen Use Cases führt. Generische Use Cases sind dadurch gekennzeichnet, dass sie ein generelles Konzept beschreiben, eine breite Akzeptanz finden und keine projektspezifische Realisierung darstellen. Das Use Case-Konzept verbindet die funktionale Beschreibung mit Akteuren, die interagieren (Datenaustausch, Kommunikation). Der Begriff des Akteurs ist bewusst weit gefasst und beinhaltet Marktrollen (z.B. Verteilnetzbetreiber, Kunde, Energielieferant – teilweise sind/werden Marktrollen auch gesetzlich definiert) und Systemakteure, die funktionalen Systemen (z.B. Netzleitsystem, SCADA, Datenbank) oder konkreten Komponenten einer Architektur entsprechen können. Gerade in der Normung auf internationaler Ebene werden Akteure eher generisch anhand ihrer Aufgabe oder Funktionen definiert. Im nationalen legislativen Umfeld können diese generischen Akteure dann konkreten Marktrollen zugewiesen werden (z.B. ist die Aufgabe eines Messdienstleisters in den Mitgliedsstaaten der EU verschiedenen Marktrollen zugewiesen) oder generische Akteure werden in konkreten Projekten Komponenten zugewiesen (z.B. Kommunikationskanal -> DSL-Verbindung + Router oder Power Line/PLC über Konzentrador, etc.). Das Prozessbild zeigt, wie mit Hilfe der obigen Teilaspekte schrittweise die Anforderungen an Smart Grid-Normen festgelegt und anhand dessen existierende Normen bzw. Lücken im Normungssystem identifiziert werden. Zum Füllen der Lücken müssen neue Normen erstellt bzw. existie-

rende Normen erweitert werden. Dies führt zu neuen Normungsaktivitäten mit verantwortlichen Gremien/technischen Komitees, Arbeitsplänen und den erwarteten Resultaten. Der finale Schritt ist dann die Erstellung der Normen. Wichtig ist, nochmals zu betonen, dass man mit diesem systematischen Prozess die Möglichkeit schafft, bei komplexen Fragestellungen die Normungsaktivitäten an den grundlegenden Funktionalitäten auszurichten und damit den technischen Komitees ein gemeinsames Ziel vorzugeben. Damit ist die vorgestellte Systematik nicht nur für die Smart-Grid-Normung von Interesse, sondern kann auch auf viele andere, innovative, komplexe Themen mit starker Vernetzung innerhalb der Normungswelt übertragen werden.

## 6.4 Literaturverzeichnis

- [1] VDE/ETG-Studie „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“, Frankfurt am Main 2012
- [2] Von Scheven, A.; Prella, M.: Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix (VDE Kongress 2012).
- [3] VDE/ETG-Studie „Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050“, Frankfurt am Main 2012
- [4] Abbildung in enger Anlehnung an KONSTANTIN, PANOS (2009), Praxisbuch Energiewirtschaft, Berlin und Heidelberg, S. 62.
- [5] Formulierung auf Basis des dena-Ergebnispapiers “Marktrolle und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem“
- [6] BDEW (2013), BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/\\$file/Endversion\\_BDEW-Roadmap.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/$file/Endversion_BDEW-Roadmap.pdf), S. 64.
- [7] Europäische Netzkodizes: [www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/seiten/netzcodes.aspx](http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/seiten/netzcodes.aspx)
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/plattform-zukunftsaehige-energienetze.html>
- [9] EU Kommission DG ENER  
[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/mission\\_and\\_workprogramme.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/mission_and_workprogramme.pdf)
- [10] VDE/ETG-Studie „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende – Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen“, Frankfurt am Main 2013
- [11] Acatech (2012), Future Energy Grid, Studie
- [12] Kompetenzzentrum Normung E-Energy/Smart Grid, Link:  
<http://www.dke.de/de/std/KompetenzzentrumE-Energy/Seiten/Gremien.aspx>
- [13] Bundesnetzagentur (2011), EEG-Statistikbericht 2010 – Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2010 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Bonn, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)
- [14] [http://www.eurelectric.org/media/74356/asm\\_full\\_report\\_discussion\\_paper\\_final-2013-030-0117-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf)
- [15] dena-Ergebnispapier „Marktrolle und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem“ vom 19.12.2013
- [16] Bundesnetzagentur (2012) „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)
- [17] WIK Institut (2013), Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, Bad Honnef, [www.wik.org](http://www.wik.org), Mai 2013
- [18] Bundesnetzagentur (2011), EEG-Statistikbericht 2010 – Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2010 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Bonn, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)
- [19] Ernst & Young (2013), Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [20] BDEW (2013), BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/\\$file/Endversion\\_BDEW-Roadmap.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/$file/Endversion_BDEW-Roadmap.pdf), Seite 14

- [21] Eigene Darstellung in Anlehnung an SCHWEINSBERG, ANDREA; MÜLLER, CHRISTINE (2013), Intelligentes Netzkapazitätsmanagement als Alternative zum Netzausbau?, Wissenschaftsdialog: BNetzA meets Science, Forum 3: Die wirtschaftliche Perspektive des Netzausbaus. Berlin, S. 8.
- [22] E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft
- [23] Vgl. LUTUM + TAPPERT (2012), DV-BERATUNG GMBH, Karte der Stromnetzbetreiber [http://www.lutumtappert.de/newsletter/Stromnetzbetreiber\\_u.Gasnetzbetreiber2012.htm](http://www.lutumtappert.de/newsletter/Stromnetzbetreiber_u.Gasnetzbetreiber2012.htm)
- [24] BDEW (2013), BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/\\$file/Endversion\\_BDEW-Roadmap.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/$file/Endversion_BDEW-Roadmap.pdf) , S. 64.
- [25] STADT+WERK: Alle Netze werden gemeinsam gesteuert, Nr. 04, Jg. 3, 2013, S. 18–21, S. 18.
- [26] BDEW (2012), Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/\\$file/157-2\\_120326\\_BDEW-Diskussionspapier\\_Smart%20Grids.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf), S. 20.
- [27] §3 Nr.3 EnWG (07.07.2005).
- [28] Vgl. <https://www.enet.eu/kartestromnetzbetreiber.html>
- [29] Am 29.01.2014 gab es 886 VNB in Deutschland: Vgl. BNetzA (2014), Übersicht Strom- & Gasnetzbetreiber, Berlin, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/NetzbetreiberStammdaten/UebersichtStromnetzbetreiber\\_xls.xls](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/NetzbetreiberStammdaten/UebersichtStromnetzbetreiber_xls.xls).
- [30] BDEW (2013), Register zur zentralen Stammdatenhaltung im deutschen Stromerzeugungsmarkt: Positionspapier, Berlin, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/04D2B301F97AA7D3C1257BCC003EB483/\\$file/2013-08-08\\_BDEW\\_PosPaper\\_Anlagenregister\\_final\\_oA.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/04D2B301F97AA7D3C1257BCC003EB483/$file/2013-08-08_BDEW_PosPaper_Anlagenregister_final_oA.pdf), S. 14.
- [31] Kreusel, Prof. Dr.-Ing. Jochen, AG Intelligente Netze und Zähler, Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ (2013), Data Access Point Manager: Ein wichtiges Element der Smart Markets, Berlin, , S. 4.
- [32] Smart Grid Task Force (2013), Expert Group 3 – Regulatory Recommendations for Smart Grids Deployment: Options on handling Smart Grids Data: EG3 First Year Report, [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/xpert\\_group3\\_first\\_year\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group3_first_year_report.pdf), S. 12.
- [33] Kreusel, Prof. Dr.-Ing. Jochen, AG Intelligente Netze und Zähler, Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ (2013), Data Access Point Manager: Ein wichtiges Element der Smart Markets, Berlin,, S. 6.
- [34] BSI (2013), Technische Richtlinie BSI TR-03109, Bonn, [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109.pdf?__blob=publicationFile), S. 7–8.
- [35] AICHELE, CHRISTIAN (2012), Smart Energy, Wiesbaden, S. 78.
- [36] DKE (2013), Use Cases: Kompetenzzentrum Normung E-Energy/Smart Grids, Frankfurt am Main, <http://www.dke.de/de/std/KompetenzzentrumE-Energy/Seiten/UseCases.aspx>.
- [37] DKE: Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE. DIN: Deutsches Institut für Normung e.V. CENELEC: Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung. CEN: Europäisches Komitee für Normung.
- [38] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 15–17.
- [39] RUMPE, BERNHARD (2004), Modellierung mit UML, Berlin [u.a.], , S. 33.
- [40] BDEW (2010), UMM/UML – Präsentationsunterlagen zum Workshop des BDEW am 17.08.2010, Berlin, S. 4–5.
- [41] AICHELE, CHRISTIAN (2012), Smart Energy, Wiesbaden, S. 79.
- [42] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 17–21.
- [43] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 117.

- [44] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 119.
- [45] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 26–31, 119.
- [46] WEILKIENS, TIM et al (2006), UML 2 – Zertifizierung, Heidelberg, S. 113.
- [47] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 123.
- [48] WEILKIENS, TIM et al (2006), UML 2 – Zertifizierung, Heidelberg, S. 100.
- [49] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 126.
- [50] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 128.
- [51] SEIDL, MARTINA (2012), UML classroom, Heidelberg, S. 130–131.
- [52] VDE (2011), Aktualisierte Standards für das Messwesen Strom: Neue VDE Anwendungsregel „VDE-AR-N 4400:201109 Messwesen Strom“ löst den bisher gültigen Metering Code des BDEW ab, Frankfurt am Main, <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/seiten/n4400.aspx>.
- [53] BDEW (2013), Stromnetzbetreibernummern. Berlin, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_035-Netzbetreibernummern](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_035-Netzbetreibernummern).
- [54] Verteilnetzbetreiber (VNB) Rhein-Main-Neckar GmbH & Co. KG (2013), Kommunikationsdaten und Informationen zum elektronischen Datenaustausch, Darmstadt, [http://www.vnb-rmn.de/download/strom\\_lrv\\_anlage2.pdf](http://www.vnb-rmn.de/download/strom_lrv_anlage2.pdf).
- [55] BDEW (2013), BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/\\$file/Endversion\\_BDEW-Roadmap.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/816417E68269AECEC1257A1E0045E51C/$file/Endversion_BDEW-Roadmap.pdf), S. 18.
- [56] Informationstechnische Gesellschaft im VDE (ITG), [www.vde.com/ITG](http://www.vde.com/ITG)
- [57] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), [www.vde.com/ETG](http://www.vde.com/ETG)
- [58] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), [www.vde.com/FNN](http://www.vde.com/FNN)
- [59] <http://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SmartGrids/Pages/default.aspx>
- [60] <http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Smartmetering/Pages/default.aspx>
- [61] SMB Standardization Management Board, SG Strategic Group
- [62] <ftp://ftp.cen.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/First%20Set%20of%20Standards.pdf>
- [63] <http://smartgridstandardsmap.com/>
- [64] [http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:14:0:::FSP\\_ORG\\_ID,FSP\\_LANG\\_ID:9554,25](http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:14:0:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:9554,25)
- [65] [http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:0:::FSP\\_ORG\\_ID:8701](http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:0:::FSP_ORG_ID:8701)
- [66] [http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:14:0:::FSP\\_ORG\\_ID,FSP\\_LANG\\_ID:8572,25](http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:14:0:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:8572,25)
- [67] GridWise Architecture Council; GridWise Interoperability Context-Setting Framework; March 2008; [www.gridwiseac.org/pdfs/](http://www.gridwiseac.org/pdfs/)
- [68] EU Commission Task Force for Smart Grid; Functionalities of Smart Grids and Smart Meters; Link: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/expert\\_group1.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf)
- [69] IEC/PAS 62559; IntelliGrid Methodology for Developing Requirements for Energy Systems; January 2008

## 6.5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Handlungsfelder für den Erfolg des technischen Systemumbaus (Energiewende)[2]	16
Abbildung 2:	EE-Anteil am Letztverbraucherabsatz in den neuen Bundesländern im Vergleich zum Bundesdurchschnitt	18
Abbildung 3:	Stromportfolio eines typischen Werk- und Sonntages [4]	23
Abbildung 4:	Übersicht und Status der in der Erstellung befindlichen Netzkodizes (Quelle: ENTSO-E)	26
Abbildung 5:	Systemische Darstellung des Energiesystems der Zukunft [11]	30
Abbildung 6:	Exemplarische Übersicht über aktiven Gremien im Smart Grid Umfeld (Quelle: DKE)	31
Abbildung 7:	Anzahl der Tage mit Maßnahmen nach EnWG § 13, Stand: 31.03.2013 (Quelle: EWE)	41
Abbildung 8:	Einfluss der Netzsituation auf Kapazitätsampel, Marktsituation und -form. [21]	46
Abbildung 9:	Einordnung des RegioFlex in das Marktgeschehen	47
Abbildung 10:	Landkarte zur Lage und Anzahl deutscher Verteilnetze [23]	49
Abbildung 11:	Schematische Lage deutscher Regelzonen und Niederspannungsnetze [28]	52
Abbildung 12:	Komplexitätsminderung des fragmentierten Marktes durch den DAM [33]	53
Abbildung 13:	Verortung der beteiligten Akteure auf der Geschäftsebene (Layer) des SGAM	55
Abbildung 14:	Überlagerung der Komponenten und Geschäftsebenen für das RegioFlex Konzept	56
Abbildung 15:	Exemplarische Zuordnung einiger Datensätze aus dem RegioFlex Konzept zu Systemschnittstellen.	56
Abbildung 16:	Notationsübersicht eines UML-Sequenzdiagrammes.	58
Abbildung 17:	UML-Darstellung einer alternativen Interaktion (alt-Operator).	59
Abbildung 18:	UML-Darstellung einer wiederholten Interaktion mit break-Fragment.	60
Abbildung 19:	Struktur und Zusammenhang zwischen Use Cases und Ampelphasen	61
Abbildung 20:	UML-Sequenz-Diagramm zum UC Stammdatenaustausch	61
Abbildung 21:	UML-Sequenz-Diagramm zum UC Day-Ahead Planning	62
Abbildung 22:	UML-Sequenz-Diagramm zum UC Flexibility Offering	62
Abbildung 23:	UML-Sequenz-Diagramm zum UC Flexibility Contracting	63
Abbildung 24:	UML-Sequenz-Diagramm zum UC Using Flexibility (Gelbe Ampelphase)	64
Abbildung 25:	UML-Sequenz-Diagramm zum UC Using Ultima Ratio (Rote Ampelphase)	65
Abbildung 26:	Zusammensetzung einer exemplarischen Zählpunktbezeichnung (Beispiel Darmstadt).	66
Abbildung 27:	Schematische Darstellung eines Netzgebiets ohne und mit Netzaggregationsbereichen	67
Abbildung 28:	Maske der Handelsplattform RegioFlex (Ansicht VNB)	71
Abbildung 29:	Exemplarische Übersicht der aktiven Gremien im Smart Grid Umfeld (Quelle: DKE)	100
Abbildung 30:	Initiale Struktur der Smart Grid Coordination Group (Quelle: SC-CG)	101
Abbildung 31:	Initiale Struktur der Smart Grid Coordination Group	107
Abbildung 32:	Überblick über die Struktur der IEC 62559 (Quelle: IEC TC 8/WG 5)	108







# VDE

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt am Main  
Telefon: 069 6308-0  
E-Mail: [service@vde.com](mailto:service@vde.com)  
Internet: <http://www.vde.com>