

www.pwc.de/wibera

Neue Qualität der Zusam- menarbeit von Netzbetreibern im dezentralen Energiesystem

*Gutachten im Auftrag
des Verband kommunaler
Unternehmen VKU
e.V.*

9. November 2017

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ABB	Allgemeine Auftragsbedingungen für Wirtschaftsprüfer und Wirtschaftsprüfungsgesellschaften in der Fassung vom 1. Januar 2017
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CAPEX	Capital expenditure
DSM	Demand Side Management
EDIFACT	United Nations Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
ESOSEG-Forschungsprojekt	Environment of Simulation, Operation and Optimization of Smart Energy Grids
GLDPM	Generation and load data provision methodology
GvW	Graf von Westphalen
iMSys	Intelligente Messsysteme
ISMS	Informations-Sicherheits-Management-System
iVK	Intelligente Verteilnetzskaskade
IWES Fraunhofer	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
konvKW	Konventionelle Kraftwerke
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
mM	Moderne Messeinrichtung
gMSB	Grundzuständiger Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
OPEX	Operating expenditure
PV-Anlage	Photovoltaikanlage
PwC	PricewaterhouseCoopers GmbH

SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SDL	Systemdienstleistungen
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TK	Telekommunikation
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VDE-AR-N 4140	Anwendungsregel:2017-02 Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen
VKU	Verband kommunaler Unternehmen eV
VNB	Verteilnetzbetreiber
WIBERA	WIBERA Wirtschaftsberatung Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	6
1. Zusammenfassung der Ergebnisse	7
2. Vorstellung und Zielsetzung des Gutachtens	12
3. Bestandsaufnahme	14
3.1. Bedeutung der Verteilnetzbetreiber im heutigen Energiesystem	14
3.1.1. Bedarfsgerechter Netzausbau	15
3.1.2. Bilanzierung und Netznutzungsabrechnung	17
3.1.3. Messstellenbetrieb (gMSB)	18
3.1.4. Sicherer Netzbetrieb	18
3.1.5. Systemstabilität	19
3.2. Energiewirtschaft im Wandel	20
3.2.1. Dekarbonisierung und Dezentralisierung des Systems	23
3.2.2. Digitalisierung	24
3.2.3. Änderung des Kundenverhaltens / Flexibilitätsoption	25
3.2.4. Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen	26
3.3. Neue Aufgaben auf der Verteilnetzebene	28
3.3.1. Energiewirtschaftliche Prognosen	28
3.3.2. Erfassung und Verarbeitung von Netzdaten	28
3.3.3. Einspeise- und Lastmanagement für sicheren Netzbetrieb	30
3.3.4. Beiträge zur Systemstabilität	31
3.4. Fazit zur Bestandsaufnahme	33
4. Neue Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern	34
4.1. Übernahme der neuen Aufgaben durch die Verteilnetzbetreiber	35
4.2. Systemdienstleistungen	37
4.2.1. Frequenzhaltung	37
4.2.2. Spannungshaltung	38
4.2.3. Sicherer Netzbetrieb	39
4.2.4. Versorgungswiederaufbau	40
4.3. Die intelligente Verteilnetz-kaskade	41
4.4. Wirken auf politische Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft	44
4.4.1. Netz- und Systemsicherheit	44
4.4.2. IT-Sicherheit / Resilienz	44
4.4.3. Volkswirtschaftliche Effekte	45
4.4.4. Strukturpolitische Faktoren	46
4.5. Fazit zur neuen Qualität der Zusammenarbeit	48
5. Kooperation als Handlungsoption	50
5.1. Unternehmerische Handlungsoptionen	50

5.1.1. Make-or-Buy-Entscheidung	50
5.1.2. Neue Kooperationen	51
5.1.3. Beispiele für „neue“ Kooperationen	53
5.2. Grundsätzliche Aufstellung und Rahmenbedingungen für Kooperationsformen von Verteilnetzbetreibern	54
5.2.1. Grundsätzliche Rahmenbedingungen	54
5.2.2. Mögliche Kooperation entlang der intelligenten Verteilnetzskade	56
6. Quellenverzeichnis	58
Anlage A	60

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kernaufgaben der VNB	15
Abbildung 2: Prinzip der Kaskade [25]	20
Abbildung 3: Anlagen im Verteilnetz als Flexibilitätsquelle [24]	22
Abbildung 4: Treiber in der deutschen Energiewirtschaft	23
Abbildung 5: Dezentralisierung und Flexibilitätspotenzial [18]	24
Abbildung 6: Strompreiszusammensetzung für Haushalte 2017 [19]	26
Abbildung 7: Beispiel zur Umsetzung Smart Grid [27]	29
Abbildung 8: Instrumente der Netzbetreiber zum sicheren Netzbetrieb und Systemstabilität; [Quelle VKU]	31
Abbildung 9: Neue Rolle der VNB im dezentralen Energiesystem [20]	36
Abbildung 10: Übersicht zu Systemdienstleistungs-Maßnahmen	37
Abbildung 11: Schematische Darstellung von Schnittstellen zwischen Netzbetreibern	51
Abbildung 12: Beispiele von VNB-Kooperationen	53
Abbildung 13: Beispiele von Kooperationen im Rahmen der Smart-Meter-Gatewayadministration	53
Abbildung 14: Kooperationsmerkmale [16]	54

1. Zusammenfassung der Ergebnisse

Getrieben durch die Energiewende entwickelt sich die deutsche Stromwirtschaft immer stärker hin zu einem dezentralen Versorgungssystem. Bereits heute weist das Energieversorgungssystem dezentrale Strukturen auf, die künftig noch stark zunehmen werden. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) haben bereits einen erheblichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende geleistet. Sie haben rund 1,7 Millionen EE-Anlagen an die Verteilnetze angeschlossen und tragen damit entscheidend zur sicheren Versorgung von über 50 Millionen angeschlossenen Letztverbrauchern bei. Mit einem SAIDI-Wert von nur 12,7 Minuten beweisen die deutschen Netzbetreiber ihre europäische und weltweite Spitzenposition bei der Versorgungssicherheit. Dafür bauen sie ihre Netze gezielt aus und nutzen dabei zunehmend intelligente Komponenten zur Netzüberwachung und -steuerung.

VNB erfüllen die folgenden Kernaufgaben:

- Sicherer Netzbetrieb,
- Gewährleistung der Systemstabilität,
- Bedarfsgerechter Netzausbau,
- Bilanzierung und Netznutzungsabrechnung.

Darüber hinaus nehmen die VNB in ihren Netzen die Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB) wahr und gewährleisten auf diese Weise die Bereitstellung von Last- und Einspeisedaten, die in zunehmendem Maße auch für den Netzbetrieb relevant werden. In vielfältigen Kooperationen machen sie sich auf den Weg, um gemeinsam die neuen Anforderungen zu bewältigen.

Die Kernaufgaben der VNB wandeln sich durch exogene Treiber in der Energiewirtschaft. Insbesondere die Dezentralisierung der Erzeugung, Flexibilisierung und Digitalisierung führen dazu, dass die Anforderungen an VNB in allen Bereichen wachsen und sich daraus neue Herausforderungen und Chancen für VNB ergeben.

Die Analyse der Kernaufgaben auf Verteilnetzebene innerhalb dieses Gutachtens hat ergeben, dass **insbesondere die Aufgaben zum sicheren Netzbetrieb und zum Erhalt der Systemstabilität einem besonderen Wandel unterliegen**. Wesentliche Gründe dafür sind:

- Mit der Energiewende kommt es zu einer Dezentralisierung des Energiesystems. An die Verteilnetze sind mehr als 90 % der EE-Anlagen angeschlossen. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen. Auf der Ebene der Verteilnetze werden allein bis 2030 rund 140 Gigawatt Leistung aus EE-Anlagen installiert sein. Die überwiegende Zahl der Verbraucher ist dabei ebenfalls an die Verteilnetze angeschlossen. Neue Netznutzer wie Elektrofahrzeuge und stationäre Speicher werden hinzukommen. Für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb müssen VNB dadurch zunehmend Beiträge zur Einhaltung der Betriebsparameter Stromstärke und Spannung leisten.

- Durch die Abschaltung von Großkraftwerken, den weiteren Ausbau der EE-Anlagen und den steigenden Anteil von Prosumern (Producer + Consumer = Prosumer) wandern die Möglichkeiten einer effizienten Netz- und Systemsteuerung insgesamt in die Verteilnetzebenen. Die Flexibilität zur Steuerung des Energiesystems befindet sich damit zukünftig bei den VNB. Mit diesen Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz müssen die VNB in Zukunft größere Beiträge zur Systemstabilität erbringen. Bereits heute wirken VNB in zunehmendem Maße am Erhalt der Systemstabilität mit, etwa in Form des Einspeisemanagements nach EEG, von Anpassungsmaßnahmen nach EnWG oder des Versorgungswiederaufbaus nach Störungen. Ihre Beiträge werden zum sicheren Betrieb in ihren eigenen Netzen und als Unterstützung der ÜNB zur Systemstabilität immer relevanter.

Die Integration sowohl der zahlreichen EE-Anlagen als auch neuer, flexibler Verbraucher in das Energiesystem gewinnt zunehmend an Bedeutung und beeinflusst die Kernaufgaben der VNB auf unterschiedliche Weise. In der Netzplanung sind neue Grundsätze für einen bedarfsgerechten, effizienten Netzausbau notwendig. Die Engpassbewirtschaftung wird zukünftig auch für Mittel- und Niederspannungsnetze entsprechend dem Prinzip „Netzoptimierung vor Ausbau“ erforderlich werden. Der in der Vergangenheit geltende Grundsatz der „Kupferplatte“ ist auf mittlere und lange Sicht volkswirtschaftlich nicht sinnvoll und sollte durch die Nutzung von intelligenten Maßnahmen wie dem netzdienlichen Flexibilitätseinsatz in den Verteilnetzen ersetzt werden. Erste Ansätze dazu sind mit der Spitzenkappung für EE-Anlagen bereits im aktuellen EEG verankert. Ein sicherer Netzbetrieb erfordert den Einsatz von Flexibilitätsoptionen bei Einspeisern und Verbrauchern. Netzzustände werden durch Lastflussprognosen robust vorhergesagt und Netzengpässe effizient bewirtschaftet. Das Anforderungsprofil der VNB zur Erfüllung ihrer Kernaufgaben gleicht sich damit im Grunde dem der ÜNB an.

Die Stromnetzinfrastuktur gilt zu Recht als kritische Infrastruktur, deren Leistungsfähigkeit jederzeit sicherzustellen ist. Wird die historisch bedingte zentrale Systemführung in diesem zunehmend dezentralen System beibehalten, führt dies unweigerlich zu Kollisionen zwischen Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der VNB. Beide stellen im schlechtesten Fall unterschiedliche Anforderungen an beispielsweise ein und dieselbe Erzeugungsanlage. Dies kann – je nachdem, zu welchem Zweck die Maßnahmen erforderlich waren - die Netzstabilität im Verteilnetz, im Übertragungsnetz oder auch die Systemstabilität gefährden. Die Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen dürfen daher für den Erhalt der Systemstabilität nur abgerufen werden, wenn die Verteilnetze sicher und zuverlässig betrieben werden können.

In einem dezentralen System müssen die lokalen Anforderungen jederzeit berücksichtigt werden. Dies können nur die VNB sicherstellen, denn hier laufen alle relevanten Informationen zu den lokalen Gegebenheiten zusammen. Ausschließlich die VNB können durch ihr umfassendes Bild des physikalischen Netzzustandes sicherstellen, dass Flexibilität zum Erhalt der Systemstabilität mit maximaler Wirkung im Energiesystem ohne Gefährdung der lokalen Netzsicherheit eingesetzt wird. VNB entwickeln sich damit zu „Systemmanagern“, die durch Nutzung von Intelligenz und Flexibilität in ihren Netzen den sicheren Betrieb ihrer Netze auch unter Einbindung der verschiedenen vor- und nachgelagerten Netzebenen gewährleisten.

Ein dezentrales Energiesystem stellt somit auch neue Anforderungen an die Zusammenarbeit von Netzbetreibern unterschiedlicher Spannungsebenen. Die Aufgaben und Rollenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern müssen an den dezentralen Charakter der Energiewende angepasst werden. Jeder Netzbetreiber hat die Aufgabe, sein Netz sicher und zuverlässig

sig zu betreiben und trägt dafür die Verantwortung. Entsprechend muss auch jeder Netzbetreiber über Maßnahmen in seinem Netz entscheiden können (Netzhoheit). Grundvoraussetzung für ein funktionierendes System ist daher die **Einheit von Aufgabe, Verantwortung und Entscheidungshoheit**. Nur eine kaskadierte Zusammenarbeit gewährleistet dies. Das hat auch der Gesetzgeber erkannt und das sog. „kaskadierte Vorgehen“ zwischen Netzbetreibern unterschiedlicher Spannungsebenen im EnWG als Organisationsprinzip für die verbindliche Zusammenarbeit der Netzbetreiber im Notfall (§ 13 (2) EnWG) verankert. Jeder Netzbetreiber unterstützt danach den unmittelbar vorgelagerten Netzbetreiber durch eigene Maßnahmen. Die hierzu erforderlichen Regeln der VDE-AR-N 4140 wurden von der Branche mit allen Stakeholdern entwickelt. Diese sind breit akzeptiert und etabliert.

Zur Gewährleistung der Netz- und Systemstabilität im dezentralen Energiesystem ist das kaskadierte Vorgehen zwischen Netzbetreibern unterschiedlicher Spannungsebenen auch für fortlaufende Eingriffe im Tagesgeschäft - insbesondere für netz- und systemdienliche Maßnahmen und nicht nur für den Notfall nach § 13 (2) EnWG - gesetzlich zu verankern. Hiermit wird die Grundlage für eine neue Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern in einem dezentralen Energiesystem entlang der „**intelligenten Verteilnetzskade**“ geschaffen.

Auch in der Datenhaltung und -verarbeitung der relevanten Daten von Flexibilität und Netzzustand sollte die wachsende Dezentralität des Energiesystems abgebildet werden. Dem Prinzip der Kaskade folgend werden Einzeldaten ausschließlich dort erhoben und verarbeitet, wo sie unmittelbar benötigt werden und in aggregierter Form an den vorgelagerten Netzbetreiber weitergegeben. Hiermit lassen sich auch die Grundsätze der Datenhaltung (Datensparsamkeit, Sicherheit, Interoperabilität, Ressourceneffizienz und Aufgabenerfüllung) am besten erfüllen. Dadurch wird sichergestellt, dass die vorgelagerten Netzbetreiber so viel Information an den relevanten Netzknoten wie nötig, durch die Aggregation gleichzeitig – im Sinne der Datensparsamkeit - aber auch so wenig Einzeldaten wie möglich, erhalten.

Die wesentlichen Rahmenbedingungen innerhalb der intelligenten Verteilnetzskade (iVK) sind:

- Die Netzhoheit bleibt erhalten, d.h. jeder VNB ist nach dem EnWG für den Betrieb seines Netzes verantwortlich und agiert in seinem Netz eigenständig.
- Die Kaskadierung bildet das Grundprinzip – die neue Qualität – der Zusammenarbeit:
 - jeder Netzbetreiber ergreift die erforderlichen Maßnahmen in seinem Netz eigenständig,
 - Daten werden den vorgelagerten Netzbetreibern in der benötigten Form (aggregiert) zur Verfügung gestellt und
 - Unterstützungsleistungen im Sinne der Systemstabilität werden durch die VNB auch an die ÜNB geleistet.

Die Verantwortung der Frequenzhaltung verbleibt bei den ÜNB, d.h. die ÜNB ermitteln den Bedarf an Regelleistung und koordinieren den Abruf je Übergabeknoten zum nachgelagerten VNB-Netz und die VNB unterstützen die ÜNB und leisten ihren Beitrag zur Frequenzhaltung.

Der Flexibilitätseinsatz durch VNB erfolgt ausschließlich zum sicheren Netzbetrieb und zur Wahrung der Systemstabilität. Smart Markets zum Handel von Flexibilität bilden hierbei die Grundla-

ge für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch den VNB in der gelben Ampelphase. Der Regulierungsrahmen muss dabei ausreichende Anreize für den effizienten Einsatz dieser Optionen setzen.

Die operative Umsetzung der iVK zwischen VNB definiert dabei klare Schnittstellen und Verantwortlichkeiten der Zusammenarbeit. Damit ist verbindlich geregelt, dass sich alle VNB zur netz- und systemdienlichen Steuerung der Flexibilitätsoptionen im eigenen Netz bereit erklären, um größtmögliche Beiträge zur Systemstabilität zu erreichen.

Im Rahmen seiner unternehmerischen Freiheit entscheidet dabei jeder VNB, ob er die Aufgaben im Rahmen der iVK vollständig selbst wahrnehmen, diese vollständig fremd vergeben oder hierzu mit anderen VNB kooperieren will. Entscheidend dabei ist, dass jeder VNB zur Wahrnehmung seiner gesetzlich zugewiesenen Verantwortung die Erfüllung der ihm zufallenden Aufgaben verbindlich regelt.

Die Ausweitung der Kaskade in das Tagesgeschäft der Netzbetreiber bei gleichzeitiger Verbindlichkeit der Umsetzung geeigneter Maßnahmen innerhalb der intelligenten Verteilnetz-kaskade ist energiewirtschaftlich erforderlich zur Gewährleistung von System- und Versorgungssicherheit in einem dezentralen Energiesystem. Sie zeigt insgesamt positive volkswirtschaftliche Effekte und Auswirkungen auf strukturpolitische Faktoren:

In erster Linie werden durch die neue Qualität der Zusammenarbeit entlang der iVK Netz-sicherheit und Systemstabilität gewährleistet. Durch die Kenntnis der spezifischen Netz-situation vor Ort ist zu jedem Zeitpunkt sichergestellt, dass ausschließlich Maßnahmen ergriffen werden, die die Stabilität der Verteilnetze nicht gefährden. Der Flexibilitätseinsatz entlang der Kaskade kann lokale Engpässe verhindern und die Systemstabilität unterstützen. Eine zentrale Steuerung durch die ÜNB hingegen kann die lokale Situation nicht berücksichtigen und führt ggf. nicht nur zu einem ineffizienten Flexibilitätseinsatz mit der Folge von Nutzungskonkurrenz, sondern wird auch in zunehmendem Maße kritische Netz-situationen zur Folge haben und zu Engpässen im Verteilnetz führen mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Systemstabilität.

Volkswirtschaftliche Faktoren stellen im Wesentlichen die maximierte Einspeisung Erneuerbarer Energien - und damit einhergehend CO₂-Minimierung -, die effiziente Nutzung vorhandener Infrastrukturen, die Sektorenkopplung und die Reduzierung von Redispatch-Kosten dar. Auf der Verteilnetzebene liegen Potenziale zur Einsparung von Redispatch- und Netzreservekosten für die Übertragungsebene, die durch die iVK gehoben werden können.

Die für das Gelingen der Energiewende zentralen Säulen wie die Umsetzung der Sektorenkopplung und die Berücksichtigung der Maxime „Efficiency first“ werden durch mögliche Kooperation entlang der iVK unterstützt.

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in der iVK erfolgt in dezentralen Systemen. Im Falle von Cyberangriffen wird durch eine dezentrale Struktur das Risiko eines großflächigen Ausfalles der Energieversorgung miniert. Die Resilienz der Systeme steigt.

Zu den strukturpolitischen Faktoren zählen die regionale Wertschöpfung und Beiträge zur Daseinsvorsorge. Der Einbau der erforderlichen Sensorik zum Flexibilitätseinsatz erfolgt naturgemäß regional durch die VNB oder deren regionale Dienstleister. Neben den Effekten bei den VNB stehen den angeschlossenen Netznutzern höhere Versorgungssicherheit durch die Resilienz der

Systeme und effiziente Netzstrukturen zur Verfügung. Diese Standortvorteile kommen allen Unternehmen und Bürgern in den Regionen mittelbar zu Gute.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Einsatz von Flexibilitätsoptionen durch die VNB unverzichtbar für die Netzsicherheit und Systemstabilität ist und in der Struktur der iVK zwischen VNB sowohl Netz- als auch Marktbelange berücksichtigt sowie volks- wie strukturpolitische Vorteile generiert werden.

2. Vorstellung und Zielsetzung des Gutachtens

Die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland ist Gegenstand aktueller politischer und gesellschaftlicher Diskussionen. Dabei ist die deutsche Energiepolitik untrennbar mit der Umwelt- und Klimapolitik verbunden. Die Bundesregierung hat sich dem Ziel verschrieben, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 80 bis 95 % zu senken. Zum Erreichen dieses Ziels wurden diverse Gesetze mit weitreichenden Auswirkungen auf die Energiewirtschaft erlassen. So hat u. a. die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 zu einem Paradigmenwechsel in der Stromversorgung und -verteilung geführt. Das ursprünglich zentralistische und nachfrageorientierte Energiesystem durchläuft einen stetigen Wandel hin zu dezentralen Strukturen mit fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und wird damit angebotsabhängig von Sonne und Wind. Erneuerbare Energien sind Treiber für die Kopplung des Strommarktes mit anderen Energieträgern (Sektorenkopplung). Lokale und regionale Verteilnetze gewinnen in diesem Energiesystem zunehmend an Bedeutung. Über 90 % aller EE-Anlagen sind an die Verteilnetze angeschlossen [8].

Mit der Transformation des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an den Netzbetrieb und die Systemführung im Strombereich. Diese Anforderungen steigen sowohl insgesamt als auch insbesondere für VNB, die vermehrt Dienstleistungen für den sicheren Netzbetrieb und den Erhalt der Systemstabilität erbringen müssen. Die kosteneffiziente Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen auf den unteren Spannungsebenen erfordert ein Abrücken von den vorherrschenden zentralen und nicht mehr zeitgemäßen Strukturen im Stromnetz. Die zukünftigen Anforderungen werden auch durch die Trennung der Märkte für Erzeugung und Handel einerseits sowie Transport und Verteilung andererseits geprägt. Das idealtypische Modell der unbeschränkt leitfähigen „Kupferplatte“ wird zunehmend durch Erreichen der Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel eingeschränkt.

Die Leistungsfähigkeit der Stromnetze ist bei steigenden Anteilen dezentraler Stromerzeugung zunehmend abhängig von der lokalen Steuerung auf Ebene der VNB. Dies wurde im EnWG bereits seit 2011 mit dem sog. „Kaskadenprinzip“ in § 13 ff EnWG berücksichtigt. Danach müssen VNB im Notfall unterstützende Maßnahmen für die ÜNB zum Erhalt der Systemstabilität in ihren Netzen eigenverantwortlich umsetzen. Einhergehend mit der zunehmenden Digitalisierung des Energiesystems ergeben sich vielfältige neue Steuerungs- und Koordinierungsaufgaben für Netzbetreiber, auch über die eigentlichen Grenzen der Netzgebiete hinaus.

Neue Formen von Kooperationen gewinnen somit an Bedeutung. Die Digitalisierung ermöglicht nicht nur die Handhabbarkeit der gestiegenen Komplexität im Energiesystem, sondern schafft auch die Voraussetzung für eine neue Qualität in der Zusammenarbeit der VNB. Gleichzeitig gibt es Bestrebungen der ÜNB dieses Kaskadenprinzip durch Erhalt von Detail-Kenntnissen aller wesentlichen Einspeise- und Verbrauchsdaten sowie Netzzustandsparametern auch in den Verteilnetzen abzulösen [22].

Die zentrale Frage des vorliegenden Gutachtens lautet daher:

„Wie kann die Zusammenarbeit von Verteilnetzbetreibern im Strombereich horizontal und vertikal ausgestaltet werden, um den Herausforderungen der Energiewende unabhängig von Eigentums Grenzen der Netze effizient und zukunftsfähig begegnen zu können?“

Um dies näher zu beleuchten wird zunächst in Kapitel 3 die Bedeutung der VNB im heutigen Energiesystem erläutert. Anschließend wird der durch die Energiewende stattfindende Wandel in der Energiewirtschaft beschrieben und die neuen Aufgaben der VNB in der Energieversorgung abgeleitet. Aufbauend auf dieser Bestandsaufnahme werden in Kapitel 4 die Bedeutung dieser neuen Aufgaben für die VNB analysiert und systemische Anforderungen im Sinne einer neuen Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern in einem dezentralen Energiesystem abgeleitet. Abschließend werden Kooperationen von VNB als Handlungsoption beleuchtet.

3. Bestandsaufnahme

3.1. Bedeutung der Verteilnetzbetreiber im heutigen Energiesystem

Alle Netzbetreiber unterliegen dem Zweck des § 1 EnWG einer „möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen können die Kernaufgaben für VNB zur Stromversorgung in die Bereiche

- Sicherer Netzbetrieb,
- Systemstabilität,
- bedarfsgerechter Netzausbau,
- Bilanzierung und Netznutzungsabrechnung,
- Messstellenbetrieb (gMSB)

unterteilt werden. Diese Untergliederung der Kernaufgaben ist in Abbildung 1 gezeigt. Anhand der Kernaufgaben und deren Veränderung wird im Folgenden die Bedeutung der VNB im heutigen Energiesystem beschrieben. Dabei wird auch auf bestehende Schnittstellen zwischen Netzbetreibern bei der Umsetzung der verschiedenen Aufgaben eingegangen.

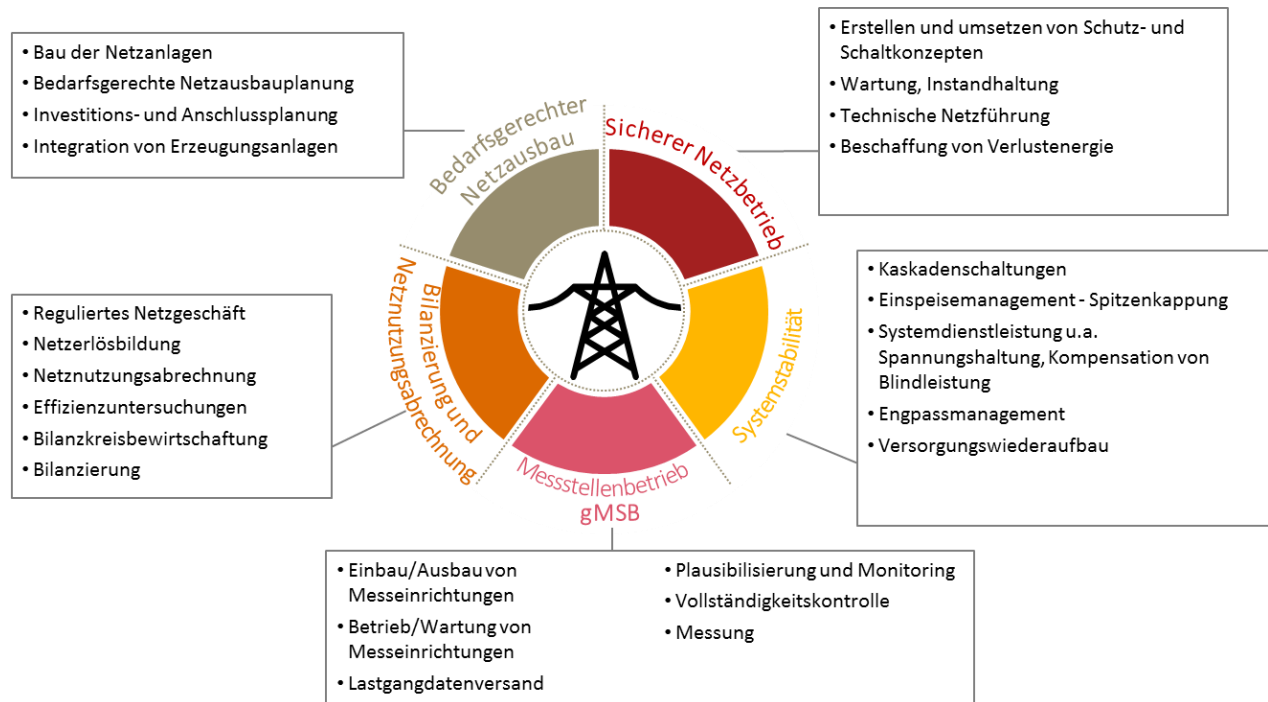


Abbildung 1: Kernaufgaben der VNB

3.1.1. Bedarfsgerechter Netzausbau

Nach dem EnWG sind die VNB „verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes“. Die Verteilnetze sind seit den Anfängen der Energiewende aufgrund der zunehmenden dezentralen Erzeugung und der anwachsenden Volatilität der Lasten mit einem Paradigmenwechsel konfrontiert, welcher bei der damaligen Definition der Aufgaben im EnWG nicht absehbar war. Gleichzeitig unterliegen alle VNB einem in der ARegV formulierten Effizienzvergleich. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe finden hierbei bislang nur theoretisch Berücksichtigung. Damit sind die Kosten des effizientesten VNB Maßstab für alle übrigen VNB.

Vor dem Netzanschluss von größeren Erzeugungsanlagen ist eine Überprüfung des Verteilernetzes durchzuführen, um die Netzverträglichkeit sicherzustellen. Dabei werden alle Netzkomponenten bis einschließlich des nächsten Netzknotens dahingehend untersucht, ob diese genügend „Restkapazität“ für den Anschluss der Erzeugungsanlage haben. Anderenfalls ist der VNB in der Pflicht, einen entsprechenden Netzausbau zu tätigen.

Die Ausgestaltung eines wirtschaftlich effizienten Netzbetriebs startet daher bei der Netzplanung. Es besteht die Notwendigkeit, dass die VNB ihre Netze hinsichtlich der „Grenzbelastung“ von bidirektionalen, mehrfach täglich wechselnden Lastflüssen analysieren und die Ergebnisse in eine Zielnetzplanung einfließen lassen. Bei einem Überangebot von erzeugtem Strom z.B. im Niederspannungsnetz kann es zur Erhaltung der Spannungsqualität notwendig sein, regelbare Ortsnetztransformatoren in den MS/NS-Netzstationen zu verbauen. Diese Transformatoren halten durch flexible Anpassung des Übersetzungsverhältnisses die Spannung im Verteilnetz innerhalb der vorgegebenen Grenzen. Neben der gesetzlichen Verpflichtung, dass die Spannung im Nieder-

spannungsnetz um maximal $\pm 10\%$ vom Nennwert abweichen darf, können VNB auch ein wirtschaftliches Interesse an einer konstanten Netzspannung haben. Eine regelmäßige Überlastung der Betriebsmittel führt zu einer schnelleren Alterung und höherem Verschleiß. Neben der steigenden Störanfälligkeit der Betriebsmittel und den höheren Aufwendungen für die Entstörung haben diese Betriebsmittel eine verringerte technische Lebensdauer und müssen ggf. vor Ablauf der Nutzungsdauer nach Stromnetzentgeltverordnung ersetzt werden. Diese und weitere Folgen sind bei einer Bestandsnetzanalyse durch den VNB herauszuarbeiten und anschließend qualitativ zu bewerten. Auf Basis dessen mussten in den letzten Jahren viele VNB ihre Planungsgrundsätze überarbeiten.

Während bisher vorwiegend statische Ansätze verfolgt wurden, sind die Auswirkungen auf das Bestandsnetz künftig auch dynamisch zu bewerten. Die Erkenntnisse sind in die Asset Strategie der VNB zu transferieren und diese an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen.

Neben der strategischen Investitions- und Instandhaltungsplanung, welche die technisch und wirtschaftlich optimale Investitions- und Instandhaltungsstrategie der nächsten fünf bis zehn Jahre skizziert, zielt das operative Asset Management darauf ab, bedarfsgerecht die Erneuerungen und Erweiterungen im Verteilnetz für das kommende Geschäftsjahr zu bestimmen. Dabei gilt es die zur Verfügung stehenden Mittel so einzusetzen, dass diese den maximalen technischen und wirtschaftlichen Nutzen im Verteilnetz erreichen.

Die aus dem strategischen (langfristig) und dem operativen (kurzfristig) Asset Management abgeleiteten Maßnahmen der nächsten Jahre sind unter Zuhilfenahme der geltenden Planungsgrundsätze von der Netzplanung in die Umsetzungsplanung zu überführen. Dabei spielt die Koordination der Maßnahmen mit dem Konzessionsgeber und weiteren lokalen oder benachbarten Infrastrukturbetreibern im Netzgebiet eine wesentliche Rolle, um die bedarfsgerechten Erneuerungs- und Erweiterungsmaßnahmen nachhaltig zu ermitteln. Auch die Spitzenkappung ist eine Maßnahme, die im Rahmen der Netzausbauplanung berücksichtigt werden kann und die in die Planungsgrundsätze implementiert werden sollte.

Zielnetzplanungen werden aktuell in der Regel für einzelne Netze durchgeführt. Abstimmungen der Netzbetreiber untereinander erfolgen beim Anschluss von Großkunden und großen dezentralen Erzeugungsanlagen. Eine dezidierte Abstimmung der benachbarten Netzbetreiber ist für optimierte Netzstrukturen förderlich.

Neben der benötigten Leistung spielt dabei auch die (n-1)-Sicherheit eine bedeutende Rolle. Die Auslegung von Stromnetzen erfolgt stets redundant, um eine größtmögliche Versorgung der Letztverbraucher und die vorrangige Einspeisung aus EE-Anlagen und KWK-Anlagen auch bei Wartungsarbeiten und Störungen gewährleisten zu können.

Im Zuge des Netzausbaus bestehen bereits heutzutage operative Schnittstellen sowohl auf horizontaler, als auch auf vertikaler Ebene zwischen dem VNB und seinen benachbarten bzw. vor- und nachgelagerten Netzbetreibern. Es wird aufgrund der dezentralen Erzeugung und der stärkeren Volatilität der Nachfrage immer wichtiger, dass Anschlusskapazitäten im Vorfeld miteinander abgestimmt werden.

3.1.2. Bilanzierung und Netznutzungsabrechnung

Im liberalisierten Energiemarkt ist eine messstellenscharfe Zuweisung der verbrauchten und erzeugten Energiemengen zu gewährleisten. Bilanzkreise als virtuelle Gebilde dienen der Erfassung aller Energiemengen (Erzeugung und Verbrauch) und stellen die Verbindung zwischen dem Energiehandel auf der einen Seite und der im Zähler erfassten physikalischen Menge auf der anderen Seite dar.

Seit 2011 erfolgt die Bilanzkreisabrechnung über die Vorgaben der „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“, welche alle mit der Bilanzkreisabrechnung in Verbindung stehenden Geschäftsprozesse inkl. der fristgebundenen Marktkommunikationen über EDIFACT festlegt.

Es ist die Aufgabe der VNB, sowohl Stromeinspeisung als auch den Stromverbrauch von jedem im Netzgebiet angeschlossenen Einspeiser und Letztverbraucher monatlich zu bilanzieren. Im Falle von Letztverbrauchern mit Registrierender Leistungsmessung (RLM) wird der tatsächlich gemessene Verbrauch am Zähler erfasst und täglich ausgelesen. Der Großteil der am Netz angeschlossenen Letztverbraucher besitzt Zähler, die allein den Stromverbrauch durch Zählerstand erfassen. Diesen weist der VNB je nach Kundengruppe ein entsprechendes Standardlastprofil zu, welches das Entnahmeverhalten approximieren soll. Neben der Bilanzierung der Letztverbraucher ist eine Bilanzierung aller sich am Netz angeschlossenen Einspeiseanlagen, also auch derjenigen, die nach dem EEG oder KWKG gefördert werden, nötig.

Die Vorgaben der Bilanzierung erfordern heutzutage eine Kommunikation aller VNB mit ihren jeweils vor- bzw. nachgelagerten Netzbetreibern sowie mit dem jeweiligen ÜNB in seiner Rolle als Bilanzkreiskoordinator. Die Einhaltung einer zu jedem Zeitpunkt ausgeglichenen Energie-Bilanz zwischen Ein- und Auspeisung, trägt maßgeblich zur Systemstabilität bei.

Durch den Zubau kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen ohne RLM im Netz der VNB hat die Unschärfe der Bilanzierung auf der Einspeiseseite in den letzten Jahren zugenommen, da diese - analog zu den Standardlastprofil-Verbrauchern - über ein normiertes Lastprofil und ihre turnusmäßig abgelesenen Einspeisemengen bilanziert werden.

Die Messwerte sind nicht nur für die Bilanzierung, sondern auch für die Abrechnung der Netznutzung die wesentliche Grundlage. Die für die Bilanzierung und Abrechnung erforderliche Erfassung und Verarbeitung der Messwerte kann dabei durch die VNB in ihrer Rolle als grundsätzliche Messstellenbetreiber sowie nach Wahl der Letztverbraucher durch einen anderen (wettbewerblichen) Messstellenbetreiber erfolgen.

Die VNB sind grundsätzlich für die Netznutzungsabrechnung von Letztverbraucher verantwortlich, d.h. die Messwerte sind Basis für Rechnungen an Letztverbraucher bzw. Gutschriften an Einspeiser (entweder unmittelbar oder mittelbar über die Lieferanten). Die Qualität der Daten besitzt damit eine besondere Bedeutung, da sie sowohl bei den VNB als auch bei den Netznutzern in bilanzierungsrelevante Vorgänge maßgeblich einfließen und zu Zahlungsflüssen führen.

Die Novellierungen von EEG und KWKG mit den darin enthaltenen Besonderheiten, z.B. Eigensachverhalten, erfordern zum Teil komplexe Messkonzepte, die von den VNB entwickelt und von einem MSB umgesetzt und betrieben werden müssen. Darüber hinaus sind Sachverhalte wie kaufmännisch-bilanzielle Durchleitungen systemtechnisch abzubilden.

Ebenso zählt die Abwicklung der Vergütungszahlungen für EE- und KWK-Anlagen mit den verschiedenen Fördermechanismen (EEG, Marktprämie etc.) zu den Kernaufgaben der VNB.

Eine vollständige Automatisierung dieser Prozesse in den IT-Systemen der VNB ist aufgrund der hohen Änderungsdynamik gesetzlicher Regelungen und den individuellen Umsetzungsmodellen von Netznutzern derzeit nicht abzusehen. Vielmehr sind regelmäßig Einzelprüfungen und Vor-Ort-Entscheidungen der VNB erforderlich.

Durch das MsbG und dem anhaltenden Ausbau von kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen ohne RLM stehen die VNB momentan vor der Aufgabe eine erhöhte Menge an Stamm- und Bewegungsdaten automatisiert zu pflegen, gemäß MaBiS zu bilanzieren, für die Netznutzungsabrechnung zu verwenden und sie an alle relevanten Marktteilnehmer zu versenden. Die Marktkommunikation muss dabei immer an die gängigen Versionen der Datenformate angepasst werden, was neben personellem Aufwand vor allem fortlaufende Pflege der IT-Systeme mit sich bringt.

3.1.3. Messstellenbetrieb (gMSB)

Analog zu der freien Wahl des Lieferanten ist ein Letztverbraucher berechtigt, seinen zuständigen Messstellenbetreiber frei zu wählen. U.a. um die Liberalisierung des Messstellenbetriebs voranzutreiben, ist am 2. September 2016 das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende in Kraft getreten, dessen Kern das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) bildet. Dieses Gesetz hat nachhaltigen Einfluss auf die Kernaufgaben der VNB. Es schreibt den Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und modernen Messeinrichtungen (mM) vor. Damit verbunden ist die Aufgabe und Verantwortung die Daten zeitnah und in einer sicheren IT-Umgebung zu erfassen und den berechtigten Marktteilnehmern bereitzustellen (siehe Kapitel 3.3.2). Den VNB räumt das Gesetz ein Wahlrecht ein, ob sie diese Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers ausführen möchten. Durch den Rollout moderner Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen wird der Betrieb konventioneller Elektrizität-Messtechnik bis spätestens 2032 vollständig eingestellt.

3.1.4. Sicherer Netzbetrieb

Bei den Rankings zur Versorgungssicherheit in Europa und weltweit belegt Deutschland mit einem SAIDI-Wert von 12 bis 15 Minuten seit Jahren Spitzenplätze. Auch unter den erschwerten technischen Bedingungen, welche die VNB durch die Vorreiterrolle Deutschlands bei der Energiewende im Vergleich zu anderen europäischen Staaten haben, ist es gelungen, die Versorgungssicherheit auf einem konstant hohen Niveau zu halten. Das Einhalten der Toleranzgrenzen relevanter Netzzustandsgrößen und die weiterhin hohe Versorgungssicherheit bedürfen eines zunehmend verstärkten Eingriffs auch im „Normalbetrieb“ der Verteilnetze.

Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten übernehmen VNB in ihrem eigenen Netzgebiet die Netz- und Systemführung, welche folgende Aufgaben beinhaltet [19]:

- die Überwachung bzw. Einhaltung der Betriebsparameter Strom, Spannung und Frequenz (Letzteres erfolgt durch ÜNB),
- die Überwachung der Betriebsmittelzustände,
- die Steuerung des Schaltzustands,
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung,
- die Durchführung des Einspeisemanagements nach dem EEG,
- die Durchführung von Anpassungsmaßnahmen nach dem EnWG und
- der Netzwiederaufbau nach Störungen.

Um im eigenen Netzgebiet die sichere Integration von Erzeugungsanlagen und den Anschluss von Letztverbrauchern zu ermöglichen, müssen die VNB das Einhalten der Spannungstoleranzgrenzen sicherstellen. Neben der Berücksichtigung dieser Faktoren in der Netzausbauplanung ist eine Überwachung der Netzzustände erforderlich, um z.B. ein zielgerichtetes Blindleistungsmanagement umzusetzen. Die Spannungshaltung erfolgt im jeweiligen Verantwortungsbereich jedes einzelnen VNB. Die Umsetzung des sicheren Netzbetriebs basiert dabei auf den bei der Netzplanung geschaffenen Grundlagen. So ermöglicht bspw. erst ein regelbarer Ortsnetztransformator eine schnelle Anpassung zur Spannungshaltung.

Neben der Steuerung einzelner Betriebsmittel haben VNB heute bereits gewisse Möglichkeiten Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz für den sicheren Netzbetrieb einzusetzen, allerdings hinkt hier der regulatorische Rahmen oftmals noch hinterher und müsste angepasst werden. Dabei kommt es zu einer aktiven Steuerung von Einspeisern und Verbrauchern, um Spannung und Blindleistung auf Verteilnetzebene in den Toleranzgrenzen zu halten.

3.1.5. Systemstabilität

Die Regelungen zur Systemverantwortung erlauben es den ÜNB bei Gefährdungen oder Störungen der Systemstabilität Maßnahmen zu ergreifen, die dieser Gefährdung oder Störung entgegenwirken. Nach § 13 (2) EnWG haben die den ÜNB mittel- und unmittelbar nachgelagerten VNB die Pflicht zur Mitwirkung. So können ÜNB (Netzbetreiber A), in deren Netz die Ursache für die Gefährdung oder Störung liegt von den unmittelbar nachgelagerten VNB (Netzbetreiber B) Unterstützungmaßnahmen durch (Teil-) Abschaltungen von Einspeisern oder Letztverbrauchern verlangen. Nach § 14 EnWG i.V.m. § 13 (2) EnWG führen VNB (in der Position von Netzbetreiber B) die angeforderten Maßnahmen in ihrem eigenen Netz aus und fordern die ihnen unmittelbar nachgelagerten VNB (Netzbetreiber C) ebenfalls auf, unterstützende Maßnahmen zu ergreifen. Dieses Prinzip der Kaskade wird bis zur letzten VNB-Ebene fortgeführt. Dabei sind die VNB für die Maßnahmen im eigenen Netz eindeutig verantwortlich und setzen diese um. Durch die Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 ist das Kaskadenprinzip anerkannte Regel der Technik, welche

die Zusammenarbeit zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern in kritischen Netzsituationen standardisiert.

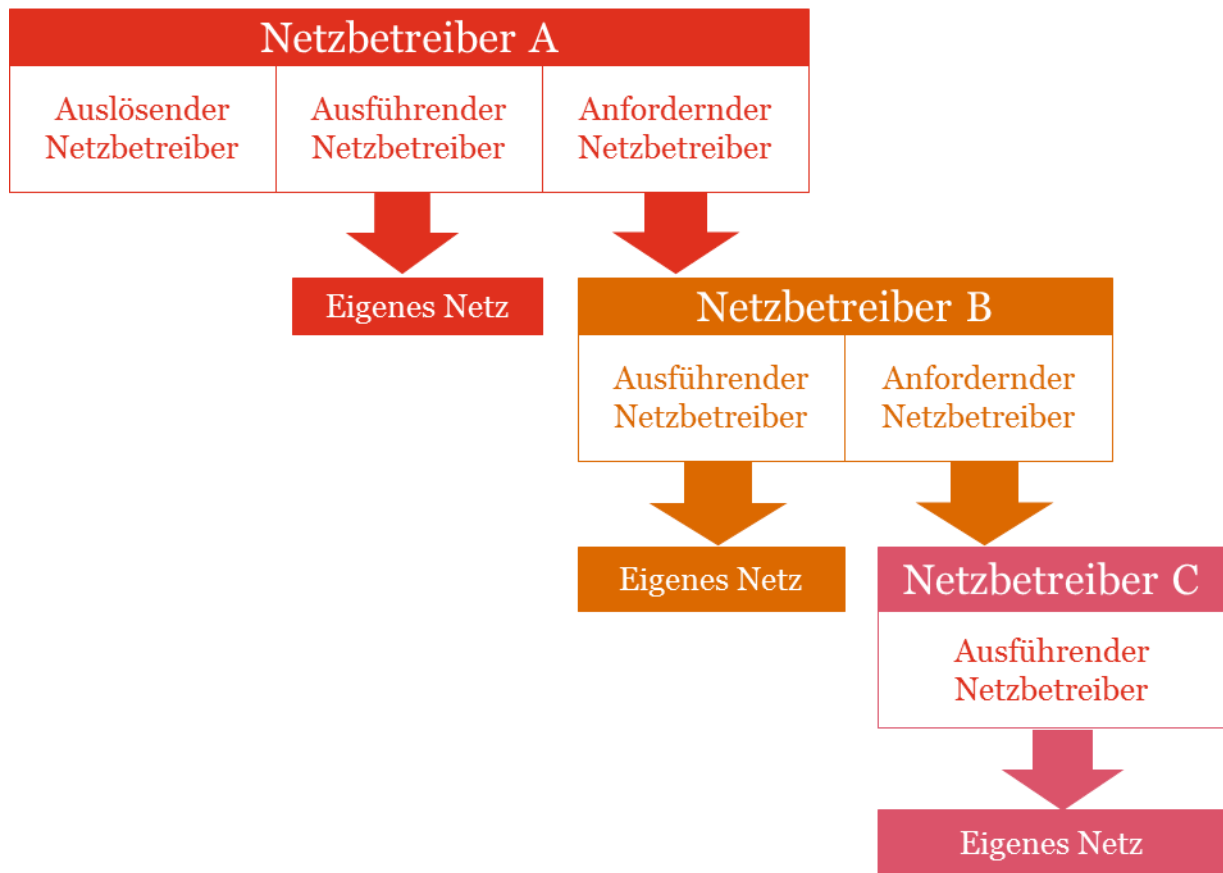


Abbildung 2: Prinzip der Kaskade [25]

Die Ausführung der Maßnahmen kann automatisiert oder nach vorgegebenem Konzept durch schaltberechtigtes Personal erfolgen. Leistungsfähige Netzleitstellen und hochqualifiziertes Personal sind daher ein Schlüssel zur erfolgreichen Umsetzung.

Darüber hinaus sind VNB nach dem FNN Hinweis „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“ [23] angewiesen für den Fall der „automatischen Frequenzentlastung“ einen selektiven Lastabwurf zu ermöglichen. Damit soll die systemstützende Wirkung von dezentralen Einspeisern erhalten bleiben.

3.2. Energiewirtschaft im Wandel

Durch den Wandel der Energiewirtschaft stehen VNB und ÜNB neuen Aufgaben und Herausforderungen gegenüber. Die politisch stark forcierte Förderung der Erneuerbaren Energien führt zu einem Wandel vom traditionell zentralen Energieversorgungssystem hin zu einer dezentralen Struktur mit zunehmender Anzahl von Einspeisepunkten auf der Verteilnetzebene. Mit der Energiewende kommt es zu einer Dezentralisierung des Kraftwerksparks mit einer Vielzahl kleiner Erzeugungsanlagen. Das Gros der Erzeugungsanlagen speist in den Spannungsebenen der Verteilnetze ein, an denen auch die Vielzahl der Letztverbraucher angeschlossen ist. Durch die volati-

le Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erfolgt die Energieerzeugung in diesen Fällen nicht mehr nachfragebasiert, sondern angebotsabhängig. Dabei gilt es, sowohl Differenzen zwischen Erzeugung und Last - z.B. durch die Flexibilisierung der Verbrauchslast - auszugleichen als auch Transport und Verteilung der elektrischen Energie effizient zu ermöglichen. Neue Netznutzer wie elektrische Fahrzeuge und Batteriespeicher werden verstärkt in die Verteilnetze integriert und einen Anteil zum Ausgleich der volatilen Einspeisung beitragen. Die zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität erforderliche Steuerung der Netze durch den flexiblen Einsatz von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern (**Flexibilität**) wird dezentraler und verschiebt sich mit den aktuellen und absehbaren Entwicklungen von den Übertragungs- zu den Verteilnetzen (vgl. Abb. 5).

Diese sich wandelnden Rahmenbedingungen verändern und erweitern die Kernaufgaben der Netzbetreiber wesentlich. Neben den Betreibern der Mittel- und Niederspannungsnetze stellt die Energiewende ebenso die Betreiber der Hochspannungsnetze vor neue Herausforderungen. Strom aus EE-Anlagen wird überwiegend an Standorten mit einem hohen Angebot an Wind bzw. Sonne erzeugt. Sie liegen in der Regel von den Lastschwerpunkten der Industrie und den Großstädten entfernt. Dieses geografische Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last erfordert einen Netzausbau auf Ebene der ÜNB und VNB. Da – insbesondere auf ÜNB-Ebene – der erforderliche Netzausbau mit dem Zubau von Erzeugungsanlagen nicht Schritt halten kann, ist der vermehrte Eingriff in die Netzführung der ÜNB zum Erhalt der Systemstabilität erforderlich. Dies erfolgt verstärkt durch Redispatch-Maßnahmen konventioneller Kraftwerke oder die Abregelung von EE-Anlagen (Einspeisemanagement) [6]. VNB sind nach dem Prinzip der Kaskade verpflichtet die ÜNB bei Maßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität nach deren Aufforderung zu unterstützen.

Gleichzeitig erfolgt die Entnahme der elektrischen Energie in den regionalen Lastschwerpunkten durch den Anschluss neuer Netznutzer wie z.B. Elektrofahrzeuge, Speicher oder Letztverbraucher mit Eigenversorgungskonzepten ebenfalls in höherem Maße volatil. Dies stellt die VNB vor die Aufgabe den sicheren Betrieb ihrer Netze durch Flexibilitätseinsatz zu gewährleisten.

Flexibilität wird grundsätzlich frei an Märkten gehandelt und bspw. für eine optimierte Bilanzkreisbewirtschaftung und als klassisches Handelsgeschäft eingesetzt (siehe Abbildung 3). Solange keine Netzrestriktionen auftreten, fungieren diese Märkte nach ihren marktwirtschaftlichen Regelungen. Falls im Verteilnetz oder im Übertragungsnetz der Netzzustand in bestimmten Netzbereichen in einen kritischen Zustand hineinläuft, führt der betroffene Netzbetreiber ein Engpassmanagement durch und setzt zunächst die ihm zur Verfügung stehenden betrieblichen Instrumente ein. Wenn diese zur Beseitigung des Engpasses im betroffenen Netzsegment nicht ausreichen, versucht der Netzbetreiber, die fehlende Flexibilität am Markt zu beschaffen. Der Flexibilitätsanbieter stellt dem Netzbetreiber im positiven Fall die Flexibilität nach Abruf bereit. Darüber hinaus wird Flexibilität für systemdienliche Zwecke (Aufrechterhaltung der Systemstabilität) eingesetzt (Leistungsfrequenzregelung).

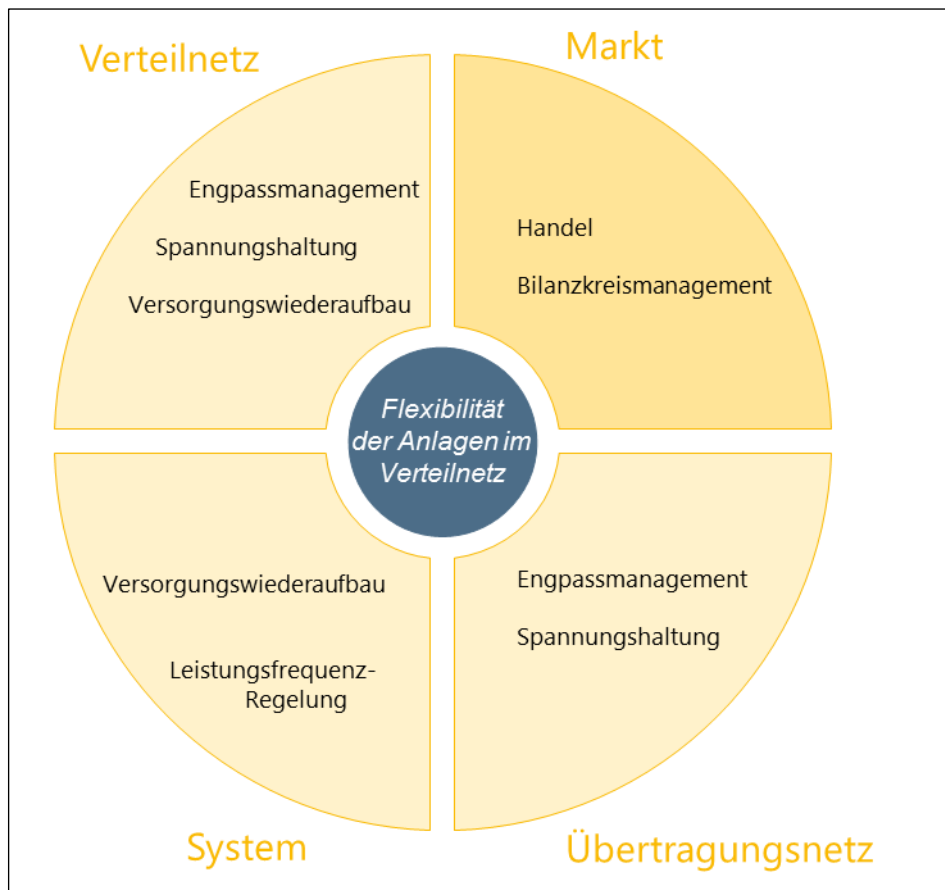


Abbildung 3: Anlagen im Verteilnetz als Flexibilitätsquelle [24]

Um die Auswirkungen dieser Systemtransformation auf die VNB aufzuzeigen, werden im Folgenden zunächst ihre heutigen Kernaufgaben und ihre notwendigen Änderungen dargestellt. Hierbei wird einerseits nach originären Aufgabengebieten der VNB und unterstützenden Tätigkeiten für ÜNB, als auch andererseits zwischen bestehenden Kernaufgaben und gänzlich neuen Aufgaben differenziert.

Die Entwicklung der Kernaufgaben von VNB ist maßgeblich durch exogene Faktoren bestimmt. Die nachfolgende Abbildung 4 beschreibt die wesentlichen Treiber in der Energiewirtschaft, welche einen Einfluss auf die VNB haben. Die konkreten Änderungen der Kernaufgaben werden im Anschluss erläutert. Dabei können verschiedene Treiber die gleiche Aufgabe beeinflussen bzw. einzelne Treiber verschiedene Aufgaben.

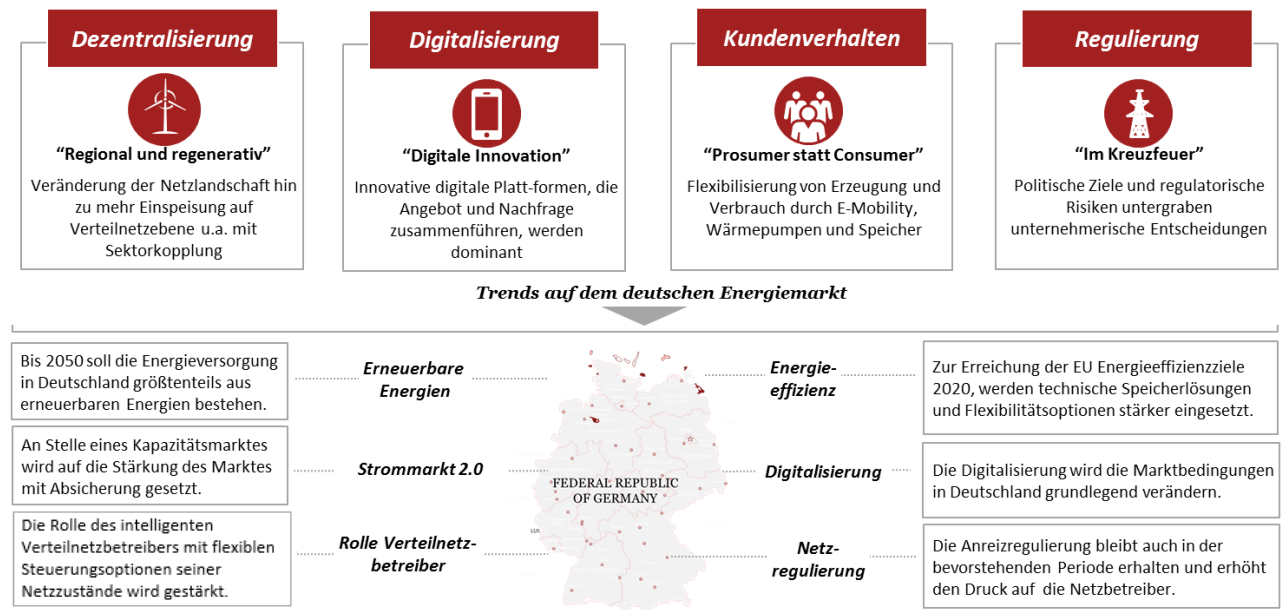


Abbildung 4: Treiber in der deutschen Energiewirtschaft

3.2.1. Dekarbonisierung und Dezentralisierung des Systems

Dekarbonisierung und Dezentralisierung führen dazu, dass die installierte Leistung von EE-Anlagen in den Verteilnetzen bis 2032 um 4 % bis 10 % auf ca. 140 GW steigen wird. Dies erfordert einen erheblichen Ausbau der Verteilnetze mit einem kumulierten Investitionsbedarf von 23,2 Mrd. bis 48,9 Mrd. € [8].

90 % aller EE-Anlagen sind an die Verteilnetze angeschlossen [8]. Die VNB sind bereits heute mit der Integration der EE-Anlagen konfrontiert, wobei der Umfang des dafür benötigten Netzausbaus und der Integration notwendiger Steuerungsmaßnahmen regional stark schwankt. In einzelnen Regionen wird die einseitige top-down Energieflussrichtung der Vergangenheit durch Energieflüsse abgelöst, welche mehrmals täglich ihre Richtung ändern.

Infolgedessen entwickelt sich die Stromwirtschaft immer stärker hin zu einem dezentralen Versorgungssystem, welches dem theoretischen Konzept der sogenannten Kupferplatte entgegensteht, bei dem jederzeit im gesamten bundesweiten Netz ein Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung ohne Kapazitätsgrenzen für Transport und Verteilung herrscht [9]. In solch einem dezentralisierten Energiesystem müssen daher wesentliche Aufgaben auf Verteilnetzebene übernommen werden.

Die Frequenzhaltung umfasst jeweils mindestens eine Regelzone und sollte weiterhin zentral von den ÜNB sichergestellt werden. Dabei sind die ÜNB jedoch vermehrt auf die Unterstützung der VNB angewiesen, da Flexibilität - im Wesentlichen durch Abschalten von Großkraftwerken - im Übertragungsnetz abnimmt (siehe Abbildung 5). Kernaufgabe der VNB wird daher die Bereitstellung der erforderlichen Infrastruktur im Verteilnetz und die Engpassbewirtschaftung sein, um so den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz zu ermöglichen. VNB werden damit zugleich wesentliche Beiträge zur Systemstabilität im Rahmen der Kaskade leisten.

Ein effizientes Flexibilitätsmanagement zum sicheren Netzbetrieb und zum Erhalt der Systemstabilität wird also künftig eine wesentliche Kernaufgabe der VNB darstellen.

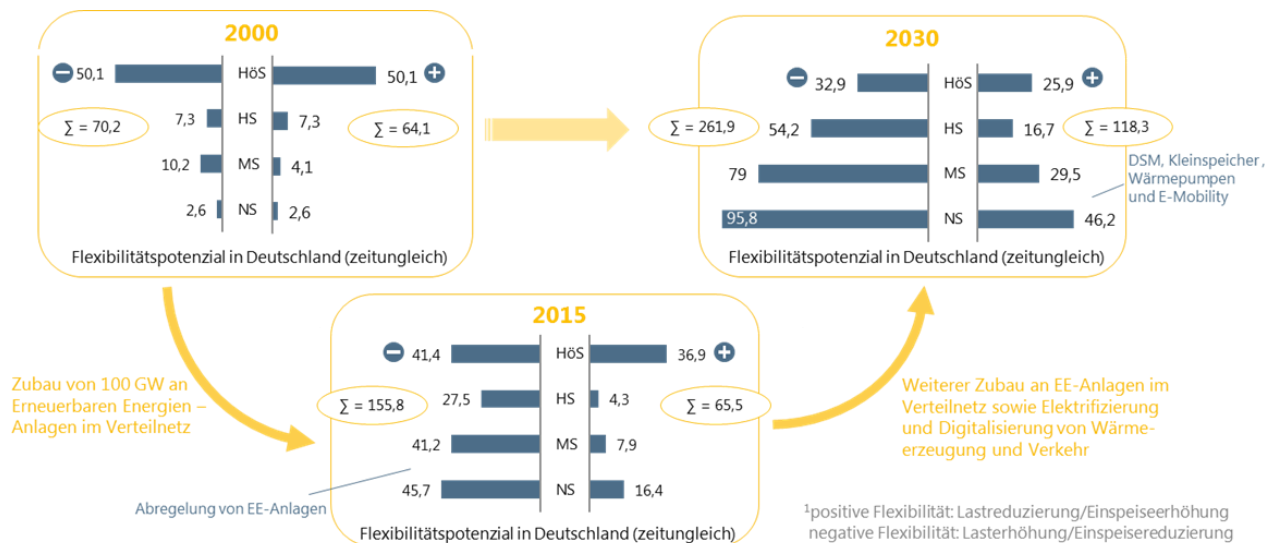


Abbildung 5: Dezentralisierung und Flexibilitätspotenzial [18]

3.2.2. Digitalisierung

Die Digitalisierung beeinflusst bereits heute maßgeblich die Energiebranche. VNB besitzen die Chancen die Digitalisierung zur Verbesserung von Schnittstellen zu ihren Netznutzern, zur Optimierung ihrer internen Prozesse und zum intelligenten Netzbetrieb einzusetzen.

Im Rahmen des Netzbetriebs bieten sich VNB neue Möglichkeiten, das Netz effizient zu bewirtschaften und zu betreiben. So können durch Big-Data-Analysen und Predictive Maintenance die Sicherheit des Netzbetriebs erhöht sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten gesenkt werden, indem u.a. mögliche Defekte mittels Sensorik erkannt werden, bevor sie eintreten.

Durch die Installation und Nutzung intelligenter vernetzter Sensorik und Aktorik werden Smart Grids nach dem Motto „Intelligenz statt Kupfer“ entstehen. Da keine genaue und einheitliche Definition von Smart Grids existiert, der Begriff jedoch vielseitig interpretiert und ausgelegt wird, soll an dieser Stelle die Begriffsabgrenzung innerhalb dieses Gutachtens angeführt werden:

Bei **Smart Grids** handelt es sich in Anlehnung an die Definition der Bundesnetzagentur (BNetzA) [18] um ein durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstetes konventionelles Stromnetz. Netzzustände können in diesem „intelligenten“ Netz in Echtzeit erfasst werden und ermöglichen eine Steuerung und Regelung des Netzes. Solch eine Netzinfrastruktur ist die Voraussetzung für einen intelligenten, flexiblen Netzbetrieb.

Von Smart Grids abzugrenzen sind „**Smart Markets**“. Dies sind innovative digitale Plattformen, die Erzeugung und Last zusammenführen und die Interaktion der Marktteilnehmer auf virtuelle Räume verlagern. Die BNetzA hat diese Plattform zur Steuerung von Preisen als einen Bereich außerhalb des Netzes definiert, in dem auf Basis der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten

Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden. Diese Smart Markets sind demnach unabhängig von der intelligenten Netzführung, und bedienen sich lediglich der Daten, die auf der Grundlage der Smart Grids generiert werden können.

Dies umfasst auch die Flexibilitätsmärkte. VNB müssen daher zum netz- und systemdienlichen Einsatz von Flexibilität Teil dieser Plattformen sein.

Die Digitalisierung stellt höhere Anforderungen an die IT-Systeme und Infrastruktur zur Datenübermittlung bei den VNB. Über die bereits heute übliche Viertelstunden-Messung von Einspeisung und Last hinaus werden umfangreiche neue Aufgaben für VNB bei der Verwaltung der Verbrauchs- und Netzzustandsdaten hinzukommen. Die verarbeiteten Datenmengen werden insbesondere im Verteilnetz exponentiell steigen und z.B. Echtzeitinformationen und Prognosen über Verbrauchs- und Einspeisewerte zu Arbeit, Wirk- und Blindleistung sowie zu Speicher- und Netzzuständen umfassen.

Um eine verlässliche Erfassung und Prognose der o.a. Daten zum sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, müssen VNB kontinuierlich Zugang zu diesen Informationen haben. Um dies zu gewährleisten, werden intelligente Verteilnetze die Grundlage eines reibungslosen Engpassmanagements und flexibler Handlungsoptionen der VNB darstellen [13].

Bei der Umsetzung von Massendatenprozessen wie den „*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom*“ (MaBiS) haben VNB bewiesen, dass sie in der Lage sind, die wachsenden Datenmengen zu handhaben.

3.2.3. Änderung des Kundenverhaltens / Flexibilitätsoption

In den letzten Jahren spüren Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber verstärkt eine Änderung des Kundenverhaltens [15]. Umlagen, Steuern und Abgaben nehmen einen immer größeren Anteil am Strompreis für Haushaltskunden ein (siehe Abbildung 6). Kunden nutzen daher vermehrt Instrumente zur flexiblen Eigenstromversorgung in Kombination mit Speichern, um Umlagen etc. einzusparen.

In den Zeiten, in denen keine Eigenversorgung möglich ist, wird jedoch die Versorgung über das allgemeine Verteilnetz in Anspruch genommen. Der Netzanschluss wird für die sogenannten „Prosumer“ daher zum Backup. Über Einzelobjekte hinaus werden dezentrale Eigenversorgungsangebote in sogenannten „Quartierslösungen“ realisiert, bei denen ganze Stadtteile oder Wohnblöcke mit eigenen KWK-Anlagen bzw. PV-Anlagen versorgt werden. Als Backup dient auch hier weiterhin das öffentliche Verteilnetz. Erzeugungsanlagen und Speicher – sowohl stationär als auch mobil – stellen weitere Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz dar.

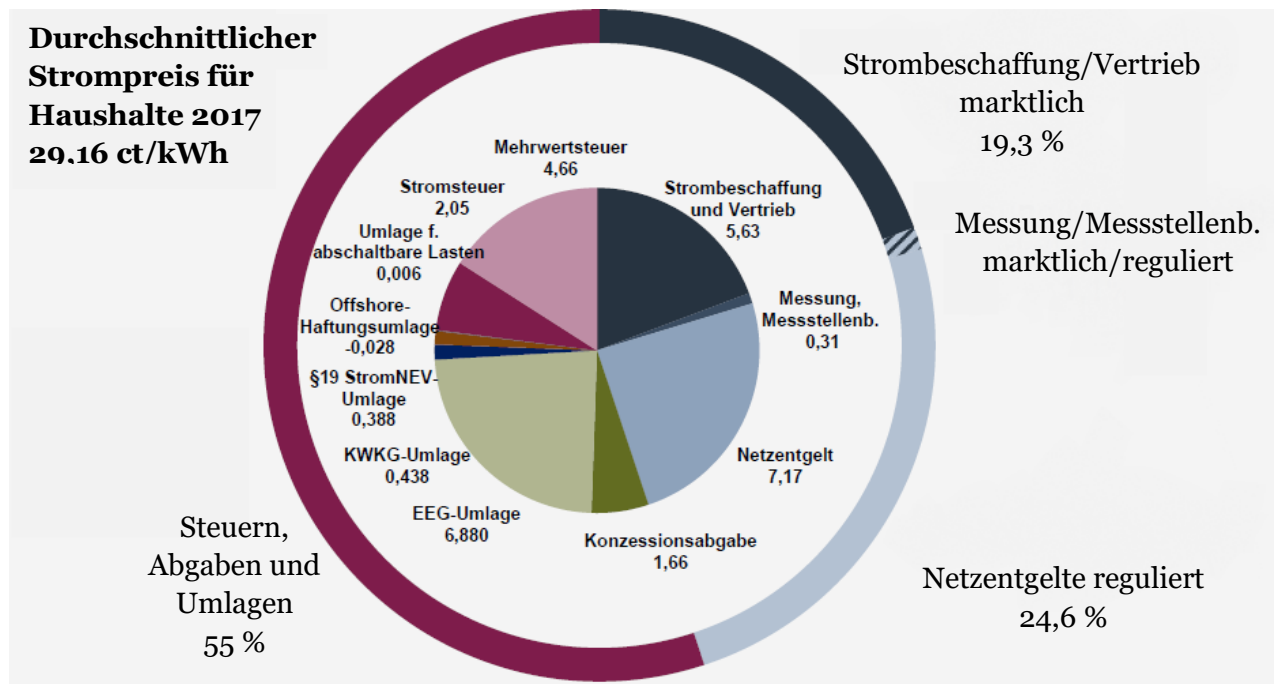


Abbildung 6: Strompreiszusammensetzung für Haushalte 2017 [19]

Die zunehmende Elektromobilität im Bereich des Flottenmanagements und des Individualverkehrs verändert ebenfalls das Kundenverhalten. Ladeinfrastruktur wird dabei vielfältig zur Verfügung stehen (privat, halb-öffentlich, öffentlich) und das Ladeverhalten maßgeblich bestimmen (z.B. geringe Leistung am privaten Anschluss nachts oder Schnellladesäule mit höherer Leistung tagsüber). Die dafür notwendigen Ladestationen sind an die lokalen Nieder- und Mittelspannungsnetze der VNB anzuschließen [13]. Da mit zunehmender Anzahl von Elektro-Fahrzeugen die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge und damit die Netzbelastung steigen wird [14], ist ein effektives Lademanagement erforderlich. VNB werden daher in der Lage sein müssen, in kritischen Netzsituationen Ladevorgänge netzdienlich zu steuern, bzw. zwischen bedingten und unbedingten Netzanschlüssen zu differenzieren und dies durch technische Vorgaben bzw. differenzierte Netzentgelte anzureizen.

3.2.4. Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte unterliegt das Netzgeschäft einer zunehmenden Regulierung. Die Energiewende führt zu zahlreichen Anpassungen von Gesetzen und Verordnungen, deren Auswirkungen die Netzbetreiber mittel- wie unmittelbar treffen. Die Effekte der Dezentralisierung und des Flexibilitätseinsatzes finden sich auch in den gesetzlichen Regularien wieder, die ein VNB zu erfüllen hat.

Derzeit ist die Anreizregulierung so ausgestaltet, dass Netzbetreiber eine maximale Erlösobergrenze zugestanden bekommen, aus der sie sämtliche betriebsnotwendigen Kosten decken müssen. Dazu zählen insbesondere die Kapitalkosten für Investitionen in den Netzausbau und die Netzerneuerung. Systembedingt ist die Anreizregulierung in Deutschland ein statisches System, welches den Netzbetreibern nur durch Investitionen eine regulatorisch zugestandene Rendite gewährt. Jedoch führt die Nutzung von Flexibilität zum Teil zu erhöhten Betriebskosten (OPEX),

deren Veränderung während einer Regulierungsperiode nicht zu einer Anpassung der Erlösobergrenze und damit zu niedrigen Kostendeckungsgraden führt. Hier ist der Regulierungsrahmen so anzupassen, dass die Kosten für die Nutzung von Flexibilität ohne Zeitverzug anerkannt werden. Ein netzdienlicher Flexibilitätseinsatz ist im Verteilnetz auch durch eigene oder durch Betriebsmittel anderer galvanisch verbundener VNB erforderlich, wenn entsprechende Kapazitäten nicht oder unzureichend an den Netzen der VNB angeschlossen sind. Für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz müssen die hierfür entstehenden Kosten des VNB ohne Zeitverzug anerkannt werden. Die EU-Kommission hat dies erkannt und verweist in ihrem Winterpaket [10] darauf, dass den VNB ein marktkonformer Zugang zu Flexibilität ermöglicht werden muss, indem die aus Flexibilitätseinsatz resultierenden OPEX sachgerecht anerkannt werden.

Dies würde zwar eine gewisse Änderung des aktuellen Rechtsrahmens mit entsprechend anfallenden Transaktionskosten bedeuten, gleichzeitig können so gesamtwirtschaftlich dennoch erhebliche Kosten für den Netzausbau eingespart werden. Denn erst wenn der rechtliche Rahmen es den VNB ermöglicht, mehr Flexibilitätsoptionen zu nutzen, entweder durch Bereitstellung von Dienstleistung oder einen dynamischeren Netzbetrieb, können die stark fluktuierenden Erneuerbaren Energien effizient in die Verteilnetze integriert werden.

Soweit VNB die Kosten aus dem netzdienlichen Bezug von Flexibilität vom Markt - oder aus dem Einsatz eigener Betriebsmittel - nicht in der Erlösobergrenze anerkannt bekommen, wird dies langfristig zu gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen führen. Der Einsatz von Flexibilität ist eine Alternative zum konventionellen Netzausbau, welcher eine der Kernaufgaben der VNB darstellt [11]. Die Gleichbehandlung von Netzausbau und Nutzung von Flexibilität ist daher zwingend erforderlich.

3.3. Neue Aufgaben auf der Verteilnetzebene

3.3.1. Energiewirtschaftliche Prognosen

An den Verteilnetzen ist die Mehrzahl aller Netznutzer in Deutschland angeschlossen, die in ihrem Verhalten vielfältig agieren. Die beiden grundsätzlichen Rollen der Netznutzer als „Verbraucher“ oder „Einspeiser“ haben spezifische und stark divergente Charakteristika, die auch mehrfach täglich wechseln können (Prosumer). Speicher in Elektro-Fahrzeugen oder stationäre Speicher stellen eine neue Generation von Netznutzern dar, die wechselweise und häufig nach Marktsignalen als Verbraucher oder Einspeiser auftreten. Klassische Verbraucher wie größere Gewerbe- oder Industriekunden sind in der Änderung ihres Verhaltens dagegen eher träge.

Die Verteilung der unterschiedlichen Nutzer-Rollen über das Netz sowie deren dynamisches Verhalten haben nicht nur Auswirkungen auf das bilanzielle Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch, sondern auch auf technische Kenngrößen wie Spannung und Blindleistung in den Netzen. Beispielhaft sei das differenzierte Einspeiseverhalten von PV- oder Windenergie-Anlagen hinsichtlich des Bedarfs oder der Bereitstellung von Blindleistung genannt.

Es wird daher nicht mehr ausreichend sein, auf aktuelle Netzzustände zu reagieren, sondern eine aktive Steuerung des Netzes in Gänze bzw. einzelner Netzknoten bzgl. relevanter Kenngrößen (u.a. Spannung, Blindleistung) durchzuführen. Dazu müssen auf Verteilnetzebene verlässliche Prognosen der Verbrauchs- und Erzeugungsdaten sowie der damit verbundenen Netzzustandsdaten für die Netzsteuerung vorliegen.

3.3.2. Erfassung und Verarbeitung von Netzdaten

Um Last- und Erzeugungs-Prognosen erstellen zu können, ist eine kontinuierliche Erfassung, Auswertung und der Versand der benötigten Daten erforderlich. Für große Erzeugungseinheiten und Lasten werden im Rahmen der Betriebsführung schon heute Daten in Echtzeit ausgetauscht. Ein erster Schritt zur Erfassung der Daten aus kleineren Einheiten (u.a. Arbeit, Leistung, Netzzustand) kann mit iMSys, die bei den relevanten Verbrauchern und Einspeisern eingesetzt werden müssen, erfolgen. Zusätzlich sind relevante Netzzustandsdaten an Netzknoten über Sensorik zu erfassen. Der Einbau von Sensoren und Aktoren bei Verbrauchern, Einspeisern und Netzbetriebsmitteln ermöglicht den Flexibilitätseinsatz und bildet damit die Basis für Flexibilitätsmärkte sowie zur netz- und systemdienlichen Steuerung.

Mit der Umsetzung des MsbG ist auch die zur Messdatenübertragung erforderliche leistungsfähige und sichere TK-Infrastruktur durch VNB in ihrer Rolle als designierte grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) bereitzustellen. Diese kann gleichermaßen für den zusätzlichen Anschluss von Steuerungselektronik und zur Übermittlung von Netzzustandsdaten genutzt werden.

Die Installation und der Betrieb der für die Energiewende notwendigen Smart Grids sind damit integraler Bestandteil neuer Aufgaben auf Verteilnetzebene.

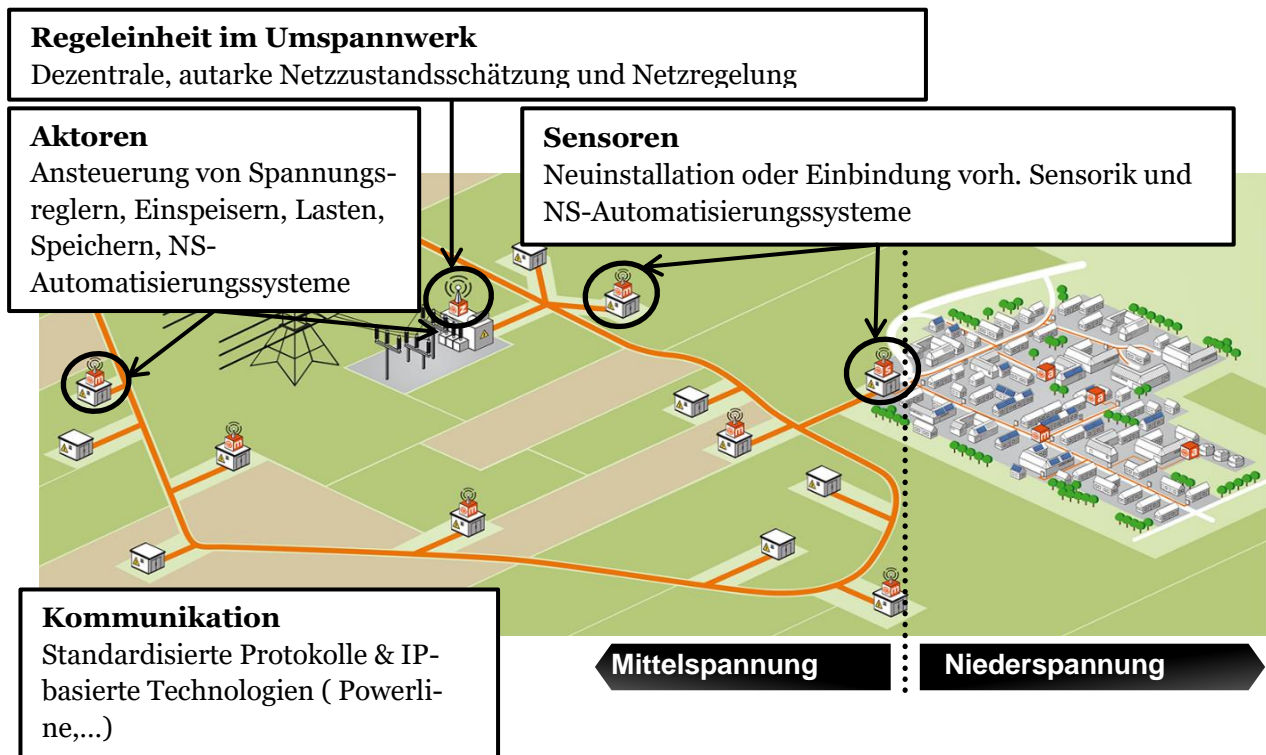


Abbildung 7: Beispiel zur Umsetzung Smart Grid [27]

Darüber hinaus müssen durch das MsbG auf Verteilnetzebene vermehrt Zählerstände im ¼-h-Raster erfasst und weiterverteilt werden. Die gMSB haben diese Aufgabe in besonders großem Umfang zu leisten, da die überwiegende Mehrzahl aller Netznutzer an die Verteilnetze angeschlossen ist. Durch den definierten Zuwachs von iMSys in den nächsten Jahren steigt dabei der Aufwand an täglichem Monitoring auf Seiten des gMSB stetig, da dieser gesetzlich für die Vollständigkeit der Daten und ihre Plausibilität verantwortlich ist.

Auf Verteilnetzebene findet daher maßgeblich die Erfassung und Verarbeitung der Daten aller relevanten Verbraucher, Einspeiser und Netzknoten statt. VNB benötigen diese Daten schon jetzt u.a. für Bilanzierung nach MaBiS, für die Netznutzungs- und Mehr- / Mindermengenabrechnung und die Netzentgeltkalkulation. Darüber hinaus können mit diesen Daten und weiteren Netzzustandsdaten die unter 3.3.1 beschriebenen energiewirtschaftlichen Prognosen für die Netzsteuerung von den VNB durchgeführt werden.

Direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene VNB stellen Daten im Rahmen der Umsetzung GLDPM den ÜNB in aggregierter Form zur Verfügung. Besonders hohe Anforderungen werden an den Datenaustausch gestellt. Die aktive Steuerung setzt voraus, dass die erfassten Daten genutzt werden, um Prognosen über Netzzustände zu erstellen und um rechtzeitig Engpässe zu erkennen. Die Umsetzung der GLDPM fordert heute schon die Bereitstellung entsprechender Informationen von den Betreibern der direkt an die ÜNB angeschlossenen Netze. Eine weitere wichtige Aufgabe der Betriebsführung wird die Umsetzung des Ampelkonzeptes [26] für die Netz- und Systemzustände sein.

Zukünftig muss der Datenaustausch zwischen den VNB untereinander sowie zwischen VNB und ÜNB zunehmend in Echtzeit geschehen, um eine aktive Steuerung zu ermöglichen. Dies kann nur

zuverlässig umgesetzt werden, wenn es ein entsprechendes Organisationsprinzip mit klaren Schnittstellen und Verantwortlichkeiten gibt.

3.3.3. Einspeise- und Lastmanagement für sicheren Netzbetrieb

Die im Vorfeld beschriebenen technischen Herausforderungen der Energiewende bedingen zunehmend, dass die VNB bei der Netzführung aktiv eingreifen müssen, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Neben der Übernahme der traditionellen Aufgaben des Netzbetriebs, wie z.B. Schaltungen bei Baumaßnahmen am Netz, nimmt der Bedarf an Echtzeitinformationen aus dem Netz zur unmittelbaren Umsetzung von Einspeise- und Lastmanagementmaßnahmen mit der voranschreitenden Energiewende zu.

Die Technologien der Smart Grids (Sensorik und Aktorik) ermöglichen über die reinen Verbrauchs- und Einspeisedaten hinaus in Echtzeit Strom und Spannung sowie den Leistungsfaktor ($\cos\phi$) zu messen und so das Netz sicher zu steuern (u.a. Spannungshaltung, Blindleistungsmanagement). Dies wird die Komplexität der Aufgaben einer Netzleitstelle zukünftig weiter vergrößern. Sie hat sich von einem eher passiven „Beobachter“ des Netzes hin zu einem aktiven „Steuerer“ entwickelt. Neben dem herkömmlichen Stör- und Notfallmanagement ist die Netzleitstelle in den Verteilnetzen fortlaufend für die Anpassung des Netzzustandes an sich ändernde Last- und Einspeisesituationen, für das Einspeise- und Engpassmanagement sowie für das Wirk- und Blindleistungsmanagement verantwortlich. Zur Umsetzung dieser Aufgaben wird neben dem schon klassischen Einspeisemanagement auch ein aktives Lastmanagement umgesetzt. Dies erfolgt über die Nutzung der Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen. Diese sind somit integraler Bestandteil zum sicheren Netzbetrieb.

3.3.4. Beiträge zur Systemstabilität

Gefährdungen oder Störungen der Systemstabilität können verschiedene Ursachen haben. Angelehnt an BDEW und VKU [19] sind dies:

1. Lokaler Netzengpass durch zu hohe Einspeisung,
2. Systembilanzstörung infolge Einspeiseüberschuss,
3. Lokaler Netzengpass durch zu hohe Netzlasten,
4. Systembilanzstörung infolge Erzeugungsmangel,
5. Lokales Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps).

Um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromversorgungssystems zu gewährleisten, bedarf es einer ausgeglichenen Systembilanz (bilanziell) und eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs (physikalisch) auf allen Spannungsebenen. Um dies zu erreichen stehen den Netzbetreibern verschiedenen Instrumente zur Verfügung.

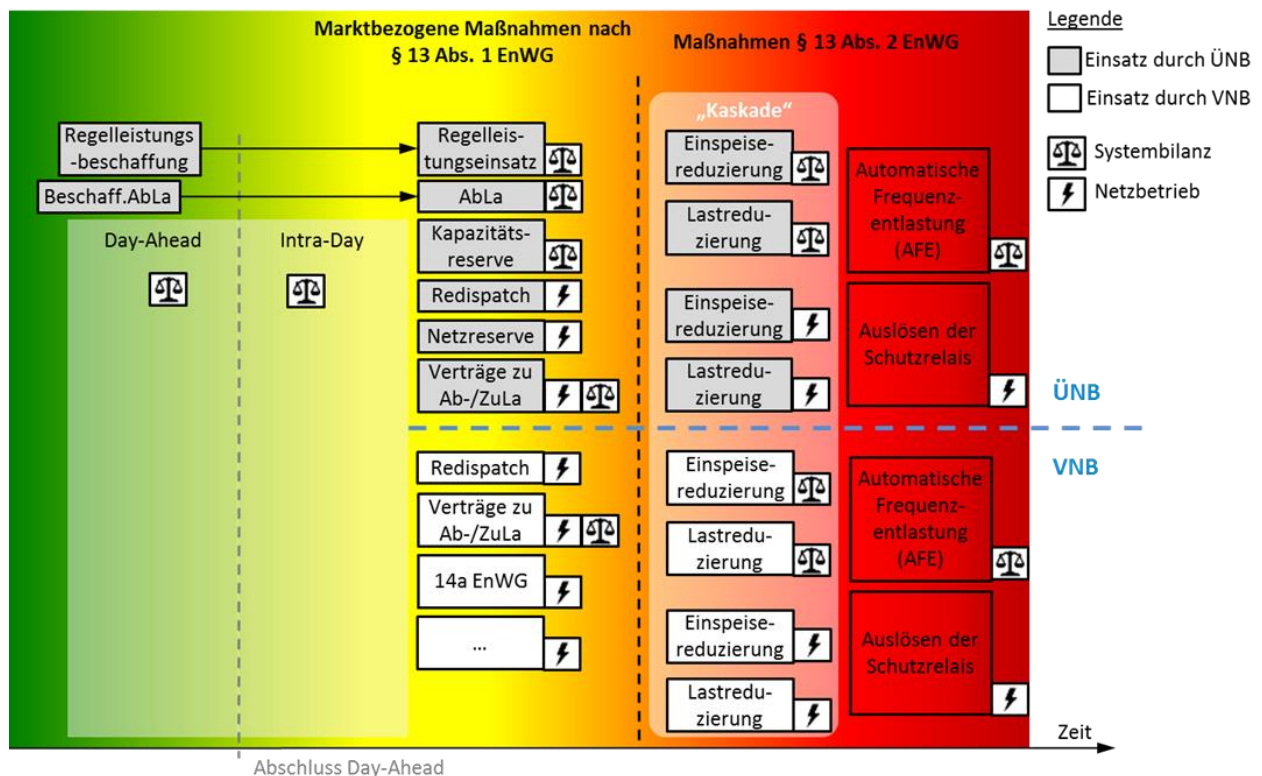


Abbildung 8: Instrumente der Netzbetreiber zum sicheren Netzbetrieb und Systemstabilität; [Quelle VKU]

Die dargestellten farbigen Phasen stellen in Anlehnung an das Konstrukt des Ampelsystems den Netz- und/oder Systemzustand schematisch dar. In der grünen Phase können Marktteilnehmer frei agieren. Am Day-Ahead- und Intra-Day-Markt werden Stromangebot und Stromnachfrage bilanziell zusammengebracht. Es ergibt sich ein Marktpreis im Gleichgewicht von Erzeugung und

Verbrauch. Zum kurzfristigen Ausgleich von Abweichungen wurden im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen bereits Regelleistung und abschaltbare Lasten (Industrie) beschafft.

In der gelben Phase sind marktbezogene Maßnahmen für eine ausgeglichene Systembilanz (bilanziell) oder den sicheren Netzbetrieb erforderlich. Hierzu stehen den Netzbetreibern neben netzbezogenen Maßnahmen grundsätzlich verschiedene marktbezogene Maßnahmen zur Verfügung, die nicht abschließend in Abbildung 8 dargestellt sind. Im Falle von Abweichungen in der Systembilanz werden Regelleistung und abschaltbare Lasten eingesetzt. Weitere marktbezogene Maßnahmen für eine ausgeglichene Systembilanz sind die Kapazitätsreserve und Verträge zu ab- und zuschaltbaren Lasten. Für den sicheren Netzbetrieb erstrecken sich die marktbezogenen Maßnahmen aktuell auf Redispatch und den Einsatz von Netzreserve durch die ÜNB.

Grundsätzlich kann auch der VNB auf marktbezogene Maßnahmen in der gelben Ampelphase zurückgreifen. Die im Gesetz angelegten Maßnahmen sind nach § 13 EnWG zunächst für ÜNB vorgesehen. Für VNB gelten die Vorschriften nach § 14 (1) EnWG jedoch - sofern nicht anderweitig abweichend geregelt - entsprechend, soweit sie selbst für die Sicherheit und Zuverlässigkeit in ihrem Netz verantwortlich sind. So gilt z.B. die im Gesetz angelegte Rangfolge von Maßnahmen zum Management von Netzengpässen (Redispatch oder vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten) grundsätzlich auch für VNB.

Der rechtliche Rahmen zeigt an gewissen Stellen ungleiche Anreize für ÜNB und VNB, das vorhandene Flexibilitätpotenzial für marktbezogene Maßnahmen zu heben. So sind bspw. im Sinne der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten abschaltbare Lasten Verbrauchseinrichtungen, bei denen die Stromabnahme aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgt, das im Normalschaltzustand über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist. Danach können also auch am Verteilnetz angeschlossene Letztverbraucher von den Vergütungsmechanismen profitieren. Allerdings erfolgt die Abwicklung allein über die ÜNB.

Zudem muss unterschieden werden, ob VNB marktbezogene Maßnahmen für sein Netz (Variante a) oder als Unterstützung für den ÜNB (Variante b) nutzt. Während der Rechtsrahmen Redispatchmaßnahmen durch VNB für Zwecke nach a) zuließe, sieht das Gesetz aktuell noch keine Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB für Redispatch für das Übertragungsnetz vor. Gleiches gilt für weitere netz- und/oder systemdienliche Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz. Vorhandene Potenziale liegen aktuell brach bzw. werden – bei Durchgriff der ÜNB auf Flexibilität im Verteilnetz – suboptimal eingesetzt.

In der roten Phase greifen die finalen Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG sowie die automatischen Frequenzentlastung. Hier sind die Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern unterschiedlicher Spannungsebenen und die Unterstützung nach dem Kaskadenprinzip gesetzlich verankert.

Die Verantwortung zur Umsetzung dieser Maßnahmen ist derzeit gemäß § 13 EnWG zunächst den ÜNB zugeteilt. Sie haben die dafür erforderlichen Instrumente durch die an ihrem Netz angeschlossenen Großkraftwerke. Regulatorische Rahmenbedingungen sind noch auf diese Umstände ausgelegt.

Nach dem Kaskadenprinzip (siehe 3.1.5) haben VNB allerdings ÜNB bei deren Maßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität zu unterstützen. Gleiches gilt für Netzengpässe in den Verteilnetzen. Hier können VNB von den nachgelagerten Netzbetreibern ebenfalls Unterstützungsleistungen anfordern.

In beiden Fällen ist dem jeweiligen VNB, der unterstützende Leistungen erbringen soll, eigenverantwortlich überlassen, welche Maßnahmen er ergreift, um die Anforderung zu erfüllen. Nur der jeweilige VNB hat die Detailkenntnis vom Netzzustand (Belastung, Schaltzustände etc.), den Einspeise- und Verbrauchswerten und kann so die geeignete Maßnahme umsetzen. Damit ist die Netzhoheit für Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG gewährleistet.

Im Zuge der zuvor beschriebenen Entwicklungen in der Energiewirtschaft erhöht sich die Dynamik der Lastflüsse insbesondere auf Verteilnetzebene. Die volatile und dargebotsabhängige Einspeisung aus EE-Anlagen und zunehmend flexible Verbraucher erfordern für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Verteilnetze zunehmend eine aktive Steuerung. Eine Ausweitung der Instrumente für VNB zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität ist daher erforderlich. Durch die Verlagerung der Flexibilitätsoptionen aus dem Übertragungsnetz in die Verteilnetzebene, können und müssen auch dort in zunehmendem Maße markt- und netzbezogene Maßnahmen durch die VNB erbracht werden. Dazu zählen die Integration von Momentanreserve und die Bereitstellung von Regelleistung. Derzeit fehlende klare Regelungen über den vorrangigen netz- und systemdienlichen Flexibilitätseinsatz lassen überlagerte Anforderungen und Nutzungskonkurrenzen zwischen Maßnahmen der ÜNB und VNB zu.

3.4. Fazit zur Bestandsaufnahme

Getrieben durch die Energiewende entwickelt sich die deutsche Stromwirtschaft immer stärker hin zu einem dezentralen Versorgungssystem. Bereits heute weist das Energieversorgungssystem dezentrale Strukturen auf, die künftig noch stark zunehmen werden. Die VNB haben bereits einen erheblichen Anpassungsaufwand für das Gelingen der Energiewende geleistet. Sie sind gewillt und in der Lage den neuen Anforderungen auch zukünftig gerecht zu werden.

Die aktuellen Kernaufgaben der VNB zur Stromversorgung werden sich zukünftig an die sich immer schneller verändernden Rahmenbedingungen weiter anpassen müssen. Die wesentlichen Aufgaben lassen sich unterteilen in den sicheren Netzbetrieb, Systemstabilität, bedarfsgerechten Netzausbau, Bilanzierung und Netznutzungsabrechnung sowie Messstellenbetrieb (gMSB). Grundsätzlich bleiben die heutigen Kernaufgaben bestehen. Die Anforderungen an VNB nehmen durch die Dezentralisierung des Versorgungssystems jedoch zu. Flexibilität wird zunehmend im Übertragungsnetz abgebaut und durch variable Verbraucher, Einspeiser und Speicher in den Verteilnetzen aufgebaut.

Insbesondere bei der Netzplanung und Netzsteuerung werden kosteneffiziente Lösungen auf Verteilnetzebene perspektivisch das Aufgabenspektrum der VNB erweitern. Die Installation und Wartung der Technik, sowie die gezielte kurzfristige Steuerung von Einspeise- und Ausspeisepunkten bedürfen einer lokalen Einheit wie den VNB.

Auf Verteilnetzebene muss daher als neue Aufgabe ein Flexibilitätsmanagement aufgebaut werden, welches in der Lage ist, sowohl den lokalen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten als auch Unterstützungsmaßnahmen für ÜNB zum Erhalt der Systemstabilität bereitzustellen.

Zur Umsetzung eines solchen Flexibilitätsmanagements sind Einspeise- und Lastprognosen sowie die Erfassung und Verarbeitung der dazu notwendigen Daten erforderlich.

4. Neue Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind gemäß § 1 (1) EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Unter Energieversorgungsnetzen sind gemäß § 3 Nr. 16 EnWG sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze zu verstehen. Historisch bedingt übernehmen die Übertragungsnetze die Rolle des Transports des Stroms von Großkraftwerken hin zu den Lastzentren. Die Verteilnetze sorgen hingegen für die regionale Verteilung des Stroms bis hin zum Letztverbraucher.

Dieses Rollenverständnis verschiebt sich zunehmend, bedingt durch den Zubau von Flexibilität bestehend aus Speichersystemen, dynamischen Verbrauchern inkl. Elektro-Mobilität sowie dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern, in die Verteilnetze. Kommt es gegenüber der Entnahme zu einer höheren Einspeisung in einem Verteilnetz, speist dieses in das vorgelagerte Netz zurück. Aufgrund der Volatilität der Erzeugung aus EE-Anlagen gewinnt der Aufgabenbereich des sicheren Netzbetriebs auf Verteilnetzebene immer mehr an Bedeutung. Gleichsam wird die Betriebsführung aufgrund des immensen Zuwachses an steuerbaren Verbrauchern im Verteilnetz, welche in Abhängigkeit von Marktsignalen mit einer hohen Gleichzeitigkeit ein- und ausgeschaltet werden, an Komplexität. Einhergehend mit der Zunahme marktgetriebener Verbraucher, Speicher, Elektro-Mobilität und volatiler Einspeiser im Verteilnetz müssen die VNB künftig dynamische Netzberechnungen unter der Beachtung der prognostizierten Einspeisung und des Verbrauchs erstellen. Dafür ist es notwendig Kenntnisse über das erwartete Verbrauchsverhalten zu haben, um so robuste Vorhersagen für alle Erzeugungsanlagen erstellen zu können. Nur so ist es möglich drohende Netzengpässe schon frühzeitig zu erkennen und ihnen gezielt entgegenwirken zu können.

Heute bereits bestehende und etablierte, horizontale und vertikale Schnittstellen zwischen den verschiedenen Netzbetreibern müssen sich im Rahmen der gestiegenen Anforderungen durch die Energiewende ebenso weiterentwickeln wie die Netze selbst. Insbesondere die zunehmenden dezentralen Steuerungsmöglichkeiten von Erzeugung und Last auf lokaler Ebene geben den VNB eine Schlüsselrolle im künftigen Energiesystem. Der Wandel des Energieverteilungssystems von einem statischen top-down System, zu einem dynamischen und flexiblen bottom-up System befindet sich im vollen Gange. Durch die stark zunehmende Flexibilität auf lokaler Ebene nimmt die Verantwortung der VNB zu, diese Steuerungselemente im Rahmen der Netzführung für den sicheren Netzbetrieb und zum Erhalt der Systemstabilität sowie des bedarfsgerechten Netzausbaus zu berücksichtigen.

Gleichzeitig stehen die ÜNB vor der Herausforderung die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken an den Netzknotenpunkten zu kompensieren und stattdessen volatile Großerzeuger wie z.B. Offshore Windparks in das Übertragungsnetz zu integrieren.

Dieser - durch die Energiewende hervorgerufene - dynamische Wandel bedingt, dass im relevanten Maße Flexibilität von den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze übergehen.

Wird die für die SDL relevante Flexibilität bis heute noch überwiegend in den Übertragungsnetzen bereitgestellt, so wird diese Flexibilität zukünftig in Verteil- und Übertragungsnetzen angeschlossen sein.

Netzknoten in Übertragungs- wie Verteilnetzen werden – unabhängig vom unmittelbaren Anschluss einer Erzeugungsanlage – stets gleichartig behandelt, da durch die Möglichkeit von Flexibilitätsoptionen keine eindeutige Einteilung als Einspeise- oder Verbrauchsknoten mehr möglich bzw. erforderlich ist.

4.1. Übernahme der neuen Aufgaben durch die Verteilnetzbetreiber

Zur Erstellung der o.a. **energiemwirtschaftlichen Prognosen (Kapitel 3.3.1)** (Prognosen des Netzzustandes und der Wirkungen an den Schnittstellen zu vor- und nachgelagerten Netzbetreibern), der **Datenverarbeitung (Kapitel 3.3.2)** und zum **Lastmanagement (Kapitel 3.3.3)** sind Detailkenntnisse über die am Verteilnetz angeschlossenen Einspeiser und Verbraucher notwendig. Die Güte der Prognose und damit der Einsatz wirksamer, effizienter und nachhaltiger Maßnahmen steigt dabei mit der Berücksichtigung lokaler physikalischer Gegebenheiten und durch Berücksichtigung von Daten, die durch entsprechende Sensorik u.a. an den Netzknoten der VNB erhoben werden.

VNB besitzen die erforderliche regionale Detailkenntnis und können durch ihre lokale Präsenz die Verfügbarkeit der Flexibilität sicherstellen. Die relevanten Daten der am Verteilnetz angeschlossenen Einspeiser und Verbraucher sowie der Netzknoten werden in der Leitstelle der VNB erfasst, überwacht, ausgewertet und in netzspezifische Prognosetools integriert. Alle erforderlichen Daten liegen damit unmittelbar und in Echtzeit den VNB vor. Dies befähigt ausschließlich die VNB beim Auftreten von besonderen Ereignissen wie z.B. Störungen im Netz oder plötzlicher Ausfall von Einspeiseleistung, handlungsfähig zu sein und durch gezielte Maßnahmen Schaltzustände im Netz anzupassen, Flexibilität abzurufen und somit den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Die Verarbeitung der Daten nahe dem Ort ihrer Erfassung ist ein wesentliches Effizienzmerkmal der VNB. Die dezentrale Erfassung und Verarbeitung der Daten minimiert die Gefahr von Cyberattacken und erhöht die Resilienz der kritischen Infrastruktur Stromnetz.

Netzzustands-, Einspeise- und Verbrauchsdaten müssen ebenso wie die Steuerungssignale gerade in kritischen Situationen zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität in Echtzeit erfasst und verarbeitet werden. Dazu sind geringe Latenzzeiten der Systeme unbedingt erforderlich. Diese Zeiten können nur durch dezentrale Steuerungseinheiten bei den VNB realisiert werden.

Insbesondere vor dem Hintergrund des MsbG nutzen und/oder betreiben VNB vermehrt TK-Infrastrukturen zur Übermittlung von Daten. Damit können VNB die einzelnen Schritte der Datenerfassung, der Weiterleitung und -verarbeitung effizient vornehmen und überwachen. Gleichzeitig erfüllt die TK-Infrastruktur die höchsten Anforderungen an die Datensicherheit, was durch die Zertifizierungen von Information Security Management Systemen (ISMS) bei den VNB dokumentiert wird. Diese „nicht öffentlichen Datennetze“ besitzen zudem eine deutlich höhere Verfügbarkeit als die öffentlichen Datennetze und können für die Netz- und Systemstabilität wichtige

Daten priorisiert versenden. Insbesondere im Schwarzfall lässt sich darüber eine zuverlässige Kommunikation sicherstellen.

Eine steigende Zahl von Marktakteuren und dezentralen Versorgungsstrukturen werden – stärker als schon heute – das Energiesystem der Zukunft prägen. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass diese sich überlagernden Aktivitäten der dezentralen Akteure und Strukturen verschiedener Sektoren, welche teilweise in einem mehrdimensionalen Zusammenhang stehen, die Stabilität des Stromsektors als Leitsektor nicht gefährden. Nur die VNB sind in der Lage, die einzelnen Sparten miteinander effizient und zielführend – auch über eine reine Elektrifizierung hinaus – zu verzahnen und damit die **Sektorkopplung** beim Flexibilitätsmanagement zu berücksichtigen. Die VNB sind dezentral und regional verankert. Koordiniertes Vorgehen bei Netzplanung und Netzausbau mit den weiteren Ver- und Entsorgungssparten (Gas, Wärme, Kälte, Wasser, Abwasser) versetzen die VNB in die Lage, Versorgungskonzepte im Sinne der Sektorenkopplung umzusetzen, die auch das Stromsystem flexibler machen und somit einen wichtigen und wesentlichen Beitrag zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität leisten.

Zukünftig bleibt auch im dezentralen System der Flexibilitätsbereitstellung die Frequenzhaltung weiterhin Aufgabe der ÜNB. Allerdings führt die Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems (nicht zuletzt durch die Sektorenkopplung) dazu, dass immer mehr Regelleistungserbringer am Verteilnetz angeschlossen sind. VNB können daher durch den Einsatz flexibler und intelligenter Technologien ebenfalls Beiträge zur **Systemstabilität** erbringen, indem sie bspw. einen flexiblen Abruf von Regelleistung ermöglichen und gleichzeitig die lokalen Netzanforderungen berücksichtigen.

Zum system- und netzdienlichen Einsatz der Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz ist daher die Weiterentwicklung des bestehenden „Kaskadenprinzips“ - über die „einfache“ Abschaltung von Erzeugung oder Last hinaus – hin zu einem koordinierten Einsatz von Systemdienstleistungen durch eine intelligente Steuerung von Flexibilitätsoptionen für system- und netzbezogene Maßnahmen erforderlich. Als Unterstützung für die ÜNB können Flexibilitätsoptionen system- und netzdienlich durch VNB bereitgestellt werden.

Einer der wichtigsten Punkte bei der Neudefinition der zukünftigen Rolle der VNB ist die nachhaltige, effiziente und sichere Ausgestaltung der Systemführung im Verteilnetz, sowohl unter den VNB als auch im Zusammenspiel mit den ÜNB.

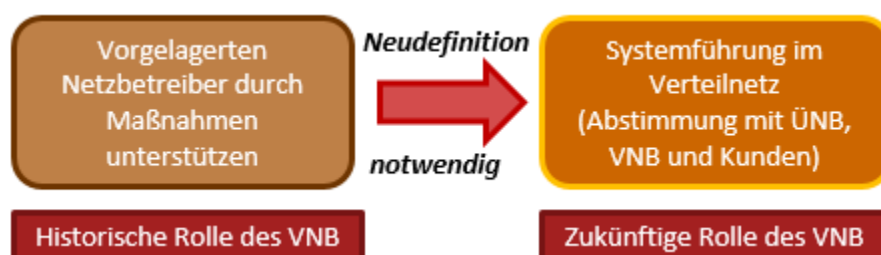


Abbildung 9: Neue Rolle der VNB im dezentralen Energiesystem [20]

4.2. Systemdienstleistungen

Da sich aufgrund der Verschiebung der Flexibilitätsoptionen auch die Rahmenbedingungen aller VNB ändern werden, müssen diese Änderungen in Bezug auf die Systemdienstleistungen (SDL) kritisch beleuchtet werden. Abbildung 10 zeigt die Maßnahmen, die von Netzbetreibern als SDL und zur Systemführung erbracht werden können.

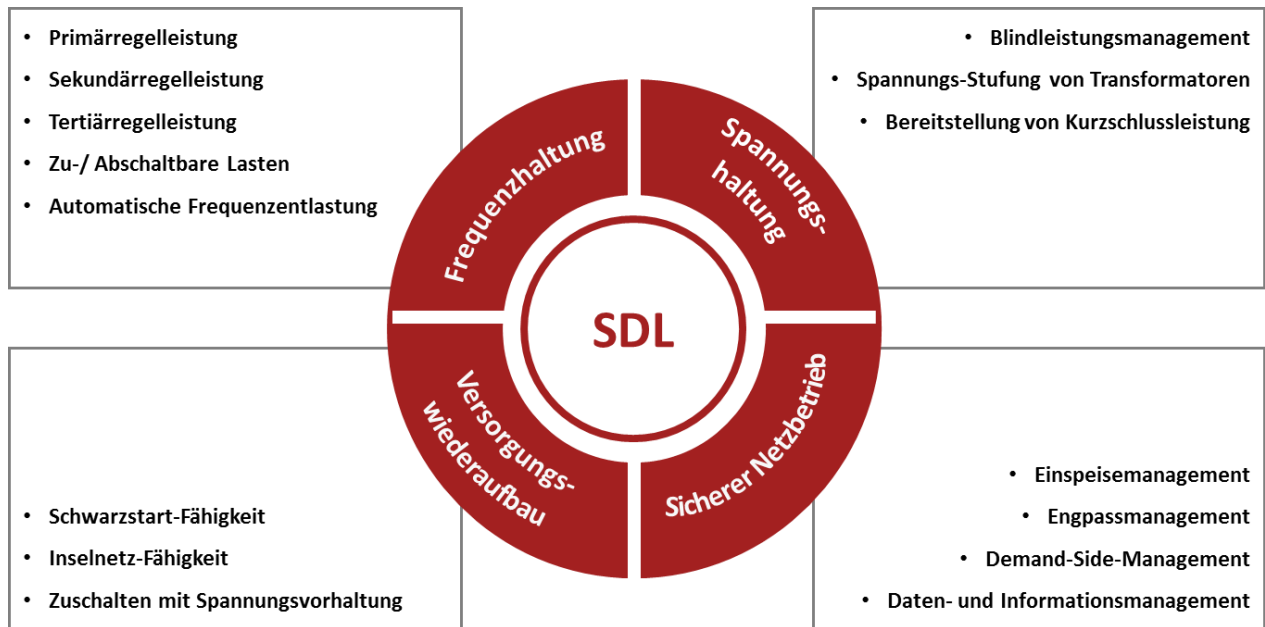


Abbildung 10: Übersicht zu Systemdienstleistungs-Maßnahmen

4.2.1. Frequenzhaltung

Da bei der Übertragung von elektrischer Energie diese nicht umfänglich im Netz gespeichert werden kann, kommt es bei einem Ungleichgewicht von Last und Erzeugung zu einer die Systemstabilität bedrohenden Abweichung von der 50-Hz-Sollfrequenz. Um die Netzfrequenz stabil zu halten, ist der Einsatz von Regelleistung für den Ausgleich des Ungleichgewichtes zwischen Last und Erzeugung erforderlich.

In dem heutigen Regelleistungsmarkt unterscheidet man zwischen der Primärregelleistung (PRL), der Sekundärregelleistung (SRL) und der Minutenregelleistung (MRL) oder sog. Tertiärregelleistung. Bei minimalen Abweichungen der Netzfrequenz von +/- 10 mHz erfolgt ein Ausgleich der Frequenz über die Trägheit der rotierenden Massen, die von den Generatoren der konvKW bereitgestellt wird. Bei einer Abweichung um mehr als 10 mHz vom Sollwert kommt es automatisiert zu einer Leistungserhöhung / -verringerung. Für die Ablösung der PRL kommt die SRL und die MRL in Form von flexiblen konvKW, wie z.B. in Form von Gaskraftwerken oder abschaltbaren Lasten zum Einsatz [6].

Durch den Zubau von volatilen EE-Anlagen besteht ein zunehmender Bedarf an Regelleistung. Durch den Wegfall der konvKW mit den rotierenden Massen der Generatoren im Übertragungs-

netz steht diesem steigenden Bedarf gleichzeitig ein verringertes Angebot von Regelleistung gegenüber.

Mit der zunehmenden Dezentralität und Volatilität der Einspeisung wird auch die Bereitstellung von Regelenergie im Verteilnetz zunehmend bedeutender [1]. Die VNB werden für die sichere Betriebsführung ihrer Netze zunehmend auf Anlagen, die an ihren Netzen angeschlossen sind und auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen, zugreifen müssen. Dabei sind die lokalen Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb bei den Maßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität entsprechend zu berücksichtigen. Das macht jüngst auch noch einmal die Entwurfsfassung der VDE-AR 4141 deutlich.

Die Erbringung von SDL zur Frequenzhaltung im Verteilnetz dient ausschließlich der Unterstützung der ÜNB, da die Frequenzhaltung weiterhin in Regelzonen erfolgt und keine weiteren Regelzonen auf Verteilnetzebene ausgeprägt werden sollen.

Die VNB werden für die sichere Betriebsführung zunehmend Regelleistung in Anspruch nehmen müssen, um die Systemstabilität sicherzustellen. Bevor Regelleistung zum Angleichen von Erzeugung und Verbrauch wegen der Aktivierungszeiten technisch in vollem Umfang zur Verfügung steht, werden schnelle Frequenzänderungen kurzfristig durch die Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren des konventionellen Kraftwerksparks gedämpft [6].

Die kurzfristige Kompensation der Regelleistung, die bisher von den konvKW erbracht worden ist, kann nach [1], [6] und [3] von den VNB zukünftig durch folgende Flexibilitätspotentiale in ihren Netzen gewährleistet werden:

- a) Drosselung von Windenergie- / PV-Anlagen,
- b) Einsatz von Speichern (auch Schwarm Speicher),
- c) Nutzen der Trägheit der Windenergie-Anlage-Rotoren, sofern diese netzsynchron betrieben werden (Momentanreserve),
- d) Abbildung eines "trägen" Einspeisers durch Wechselrichter.

4.2.2. Spannungshaltung

Beim Transport sowie durch den Verbrauch und die Erzeugung von elektrischer Leistung kann es zu einem Sinken bzw. Anstieg der Netzspannung innerhalb eines abgegrenzten Stromnetzes kommen [4]. Die Einhaltung der Toleranzgrenzen für die Netzspannung und die Blindleistung liegt in der Verantwortung eines jeden VNB. Die erwartete Spannung und der Blindleistungsbedarf werden anhand von Netzberechnungen bei der Planung und dem Bau der Verteilnetze berücksichtigt. Dieses statische Verfahren gelangt an seine Grenzen, wenn durch den Zubau von kleinen steuerbaren Erzeugungsanlagen, Ladestationen für die Elektromobilität etc. Veränderungen der Netzanschlusspunkte in bereits bestehenden Netzen erfolgen.

Die zunehmende, dezentrale Einspeisung in der Nieder- und Mittelspannung führt zu einem steigenden Bedarf an spannungsregelnden Maßnahmen bei den VNB und gleichzeitig zum Wegfall von Blindleistungsquellen bei den ÜNB [2]. Um auch zukünftig eine sichere Betriebsführung des

Netzes zu gewährleisten sind die VNB neben der Anpassung ihrer Netztopologie, der Möglichkeit Spannungsbänder durch Stufung von Transformatoren auszunutzen, auch auf die von den EE-Anlagen über Wechselrichter oder von KWK- Anlagen bereitgestellte Blindleistung angewiesen. Die inhomogene Verteilung der Erzeugungsanlagen im Verteilnetz führt zu unterschiedlichen Bedarfen an Blindleistung an den einzelnen Netzknotenpunkten, was die Komplexität der Netzführung weiter erhöht [6]. Eine gesteuerte lokale Kompensation direkt in der Netzebene kann zudem zu einer Reduktion der Netzverluste führen.

Dem VNB stehen nach dem 10-Punkte-Programm für die statische Spannungshaltung verschiedene Optionen zur Verfügung [7]:

- Bereitstellung von Blindleistung durch EE-Anlagen (und auf Kosten der Wirkleistung),
- Bereitstellung von Blindleistung durch KWK in Verteilnetzen,
- Bezug von Blindleistung aus anderen Spannungsebenen,
- Beeinflussung der Fahrweise von EE-Anlagen,
- Stufung bzw. Schaltung von Transformatoren,
- Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen,
- Netzausbau und die Änderung der Netztopologie,
- Einsatz von Spitzenlastkraftwerken als Blindleistungsquelle (rotierende Phasenschieber).

Blindleistung kann damit nahe den Orten bereitgestellt werden, an denen sie benötigt wird. Da die Blindleistung nicht aus den vorgelagerten Netzebenen bezogen werden muss, erfolgt keine weitere Belastung der für den Transport genutzten Betriebsmittel [6].

Neben dem Blindleistungsmanagement im eigenen Netzgebiet können die VNB auch ihre Blindleistung in relevanter Größe für den ÜNB bereitstellen.

4.2.3. Sicherer Netzbetrieb

Aufgrund der gesetzlich vorgegebenen privilegierten Einspeisung volatiler EE-Anlagen in das Netz zur öffentlichen Versorgung kommt es vermehrt zu Netzengpässen bei der Weiterleitung der Energie von den Erzeugungs- zu den Lastschwerpunkten. Dies zwingt die Netzbetreiber zu Eingriffen in den Netzbetrieb bzw. in die Erzeugung, um den sicheren Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. Um eine Überlastung von Betriebsmitteln bei Netzengpässen zu vermeiden, betreiben die ÜNB ein Engpassmanagement in Form von Redispatch-Maßnahmen. Bei der Anwendung von Redispatch-Maßnahmen werden konvKW gezielt vor dem Netzengpass herunter- und nach dem Netzengpass hochgefahren, so dass der Netzengpass im Energietransport aufgelöst wird. Damit verbunden ist die Auflösung des wirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatzes im „Einspeiseverbund“.

Sind die Maßnahmen zum Engpassmanagement auf Übertragungsnetzebene ausgeschöpft oder besteht, wie heute im Verteilnetz, gar nicht die Möglichkeit Engpassmanagement zu betreiben,

haben die Netzbetreiber noch die Möglichkeit Einspeisemanagement zur Auflösung des Netzengpasses umzusetzen. Dafür können sie die EE-Anlagen soweit abregeln, bis der Netzengpass aufgelöst ist und ein sicherer Netzbetrieb wieder möglich ist.

Durch die gezielte Steuerung von Flexibilität im Verteilnetz können in Zeiten von hoher Einspeisung durch EE-Anlagen Redispatch-Maßnahmen verringert oder sogar ganz vermieden werden. Dabei setzen die VNB die Flexibilität in ihren Netzen so ein, dass diese entgegengesetzt zum Netzengpass wirkt und das Betriebsmittel im Netzengpass dadurch entlastet bzw. der Netzengpass aufgelöst wird. Dafür stellen sowohl Lastverlagerung als auch der Einsatz von Speichermöglichkeiten Optionen dar.

Gleichzeitig wird durch die gezielte Steuerung der Flexibilitätsoptionen erreicht, dass eine Abregelung der EE-Anlagen deutlich seltener zur Anwendung kommt oder gar vermieden werden kann.

Zur Vermeidung von Netzengpässen besteht darüber hinaus die Möglichkeit, Flexibilität gezielt durch Marktsignale zu steuern (Demand-Side-Management). Während heute teilweise große Industrieunternehmen am Übertragungsnetz ihre Produktionsprozesse dynamisch an den eingespeisten Strom der EE-Anlagen anpassen, wird das Demand Side Management durch den stetigen Zuwachs von EE-Anlagen im Verteilnetz auch dort an Bedeutung gewinnen. Für die Vermeidung von Netzengpässen hat der VNB aufgrund dieser Entwicklung die Möglichkeit kurzfristig am Markt Flexibilitätsoptionen zu kontrahieren und diese entsprechend der Anforderungen einzusetzen.

4.2.4. Versorgungswiederaufbau

Der Versorgungswiederaufbau nach großflächigen Ausfällen wird durch die ÜNB koordiniert. Die Wiederversorgung erfolgt durch schwarzstartfähige konvKW, die nacheinander einzelne Netzabschnitte wieder in Betrieb nehmen. Die VNB unterstützen die ÜNB bei den Maßnahmen für den Versorgungswiederaufbau, indem die VNB nach Vorgaben der ÜNB auf deren Anweisung gezielt Lasten und dezentrale Kraftwerke sowie EE-Anlagen zuschalten.

Durch die zunehmende Verlagerung der Erzeugungseinheiten von den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze sowie durch den Zuwachs an Speichermöglichkeiten in den Verteilnetzen spielen diese für den Versorgungswiederaufbau eine zunehmend wichtige Rolle. Durch die Dezentralisierung kommt es vermehrt vor, dass sich im Schwarzfall auf Verteilnetzebene Strominseln bilden, die sich autark versorgen können und zum Versorgungswiederaufbau maßgebliche Beiträge liefern. Dieser Umstand ermöglicht auch im Fall eines großflächigen Stromausfalls die reibungslose Funktion der Katastrophenschutzbehörden sowie die wichtige Versorgung mit Trink- und Löschwasser.

Zudem halten gerade städtisch geprägte Verteilnetze schwarzstart- und inselnetzfähige Netze gezielt vor, um die Folgen insbesondere langanhaltender Stromausfälle im Übertragungsnetz zu minimieren. Diese Netze können sich beim Schwarzfall des vorgelagerten Netzes aktiv bei einer vertraglich vereinbarten Netzfrequenz vom Übertragungsnetz trennen und mittels im Verteilnetz vorhandener Kraftwerkskapazitäten eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherstellen. Sollte das Verteilnetz dennoch ebenfalls schwarzfallen, so sind die schwarzstartfähigen Erzeu-

gungskapazitäten in der Lage, die Versorgung im Inselnetzbetrieb innerhalb i.d.R. von 2-4 Stunden wiederherzustellen.

Diese Systemdienstleistung liefert einen erheblichen volkswirtschaftlichen Wertbeitrag und sichert die kritischen Infrastrukturen in besonders anfälligen Ballungszentren.

4.3. Die intelligente Verteilnetzskaskade

Die in Kapitel 3.3 beschriebenen neuen Aufgaben auf der Verteilnetzebene basieren verstärkt auf lokalen Anforderungen. Eine zentrale Steuerung wie sie historisch bedingt heute ausgeprägt ist, kann diese Aufgaben nicht effizient und wirkungsvoll erfüllen. Die zunehmende Dezentralität und die Digitalisierung in der Energieversorgung erzeugen lokale Anforderungen zur Netzsicherheit und Systemstabilität und brauchen auch eine dezentrale Steuerung der dafür benötigten Flexibilitätsoptionen.

Der Einsatz der Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität ist daher nur dann systemverträglich und effizient möglich, wenn Aufgabe, Verantwortung und Entscheidungshoheit beim jeweiligen Netzbetreiber vereint sind. Nur eine kaskadierte Zusammenarbeit gewährleistet dies.

Die Kaskade hat der Gesetzgeber im EnWG als Organisationsprinzip für die verbindliche Zusammenarbeit der Netzbetreiber im Notfall verankert. Die hierzu erforderlichen Regeln der VDE-AR-N 4140 wurden von der Branche mit allen Stakeholdern entwickelt. Diese sind breit akzeptiert und etabliert. Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt kaskadiert über alle Netzebenen, beginnend im Netz, in dem die Gefährdung oder Störung vorliegt.

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, werden vom jeweiligen NB Anpassungsmaßnahmen durchgeführt bzw. in nachgelagerten Netzen veranlasst. Der NB stellt mit Unterstützung seiner nachgelagerten NB die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems mit den geringstmöglichen Eingriffen in die Energieversorgung wieder her.

Die operative Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen durch die nachgelagerten NB muss schnell und koordiniert erfolgen. Bei der Durchführung von Anpassungsmaßnahmen sind zu jedem Zeitpunkt Wechselwirkungen und gegenseitige Beeinflussung zwischen vor- und nachgelagerten Netzen zu berücksichtigen. Zur Abwendung von Systemgefährdungen sind daher Abstimmungen zwischen den beteiligten NB notwendig.

Zum system- und netzdienlichen Einsatz der Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz ist daher die Weiterentwicklung des bestehenden „Kaskadenprinzips“ - über die „einfache“ Abschaltung von Erzeugung oder Last hinaus – hin zu einem koordinierten Einsatz von Systemdienstleistungen durch eine intelligenten Steuerung von Flexibilitätsoptionen für system- und netzbezogene Maßnahmen erforderlich. Als Unterstützung für die ÜNB können Flexibilitätsoptionen system- und netzdienlich durch VNB bereitgestellt werden.

Hierzu muss **die Anwendung des Kaskadenprinzips** auf markt- und netzbezogenen Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG ausgeweitet werden. Im Rahmen dieser **intelligenten Verteilnetz-kaskade (iVK)** würde ein koordinierter und systemstabilisierender Zugriff auf Flexibilität im Verteilnetz erfolgen.

Für einen solchen Ansatz sprechen folgende Überlegungen, welche die physikalischen Regeln beachten:

1. **Gefährdungen des sicheren Netzbetriebs durch überlagerte Anforderungen** zwischen ÜNB als Systemkoordinator und VNB als Anschlussnetzbetreiber, der die Netz-sicherheit in seinem eigenen Netz verantwortet, müssen ausgeschlossen werden. Nur die dezentrale Ausgestaltung entlang der Kaskade kann verhindern, dass z.B. bei Abruf von Kapazitätsreserve durch den ÜNB ein gleichzeitiges Erfordernis des Verteilnetzes zur Reduzierung der Einspeiseleistung derselben Anlage zum Beispiel aufgrund lokaler Spannungsprobleme existiert (Nutzungskonkurrenz).
2. Die **Kenntnis des jeweiligen Schaltzustands im Verteilnetz** ist grundlegende Voraussetzung dafür, einen geeigneten Einsatz der Flexibilitätsoptionen zu gewährleisten. Dies umfasst sowohl die Garantie des sicheren Netzbetriebs als auch den Einsatz der jeweils effizientesten Maßnahme bezogen auf den zu lösenden Problemfall (z.B. Auflösung eines Engpasses, Bereitstellung von Blindleistung etc.). Geplante Arbeiten am Netz und viel stärker noch ungeplante Störungen können es erfordern, die ursprünglichen Schaltzustände sehr kurzfristig ändern zu müssen. Eine zeitnahe und zuverlässige Berücksichtigung in der Betriebsführung können somit nur die VNB sicherstellen.
3. Darüber hinaus bieten dezentrale Systeme einen größeren Schutz gegen großflächige Systemausfälle. Im Falle eines Systemzusammenbruchs z.B. durch Cyberangriffe bleibt die Auswirkung lokal. Der Versorgungswiederaufbau kann somit schneller erfolgen als bei einem großflächigen, gar bundesweiten Schwarzfall. Für solch einen Fall gehen Experten von einer Dauer von mindestens 2 Wochen bis zur Wiederherstellung der kompletten Stromversorgung aus [21]. VNB bieten mit ihrer lokalen, dezentralen Struktur somit eine größere **Resilienz**.
4. **Weitergehende Wirkungen** in vorgelagerten Netzebenen, welche die **Systemstabilität gefährden** können, werden somit ebenfalls vermieden. Der Abruf von Flexibilität zum Ausgleich der Systembilanz setzt den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verteilnetzes als Anschlussnetz der Flexibilität voraus. Ist dieser nicht sichergestellt, gefährdet dies die Systemstabilität.

Um diese Beiträge zur Sicherung der Systemstabilität zu erreichen, müssen die physikalischen Gegebenheiten und die Kompetenzen der VNB genutzt werden. Die VNB müssen die Möglichkeit besitzen, den bisher ausschließlich durch individuell agierende Marktakteure gesteuerten Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz hin zu netz- und systemdienlichen Zwecken anzureizen. Dieser Einsatz erfolgt im Sinne des Ampelprinzips (siehe Abbildung 8) und steht damit nicht im Widerspruch zu dem marktdienlichen Einsatz von Flexibilität.

Intelligente Verteilnetz-kaskade bedeutet sachlogisch mehr Systemverantwortung für VNB. Um diese wahrzunehmen, müssen VNB konkrete Anforderungen erfüllen:

- Die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit (BuS) des eigenen Netzes ist zu jedem Zeitpunkt sichergestellt.
- Die dazu notwendige Sensorik und Aktorik ist an den relevanten Netzpunkten im Netz verbaut.
- Dazu ist eine 24/7 besetzte Netzleitwarte (ggf. in Kooperation mit anderen VNB) vorhanden.
- Dort ist auch gewährleistet, dass die Kommunikation zu den jeweils vor- bzw. nachgelagerten Netzen über definierte Schnittstellen und Formate zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann und somit die Kommunikationsvorgaben der Kaskade sicher eingehalten werden.
- Die VNB werden zukünftig für ihre Netze Lastfluss- und Netzzustandsprognosen für den Folgetag erstellen müssen. Nur so kann sichergestellt werden, dass tatsächlich die jeweils effizientesten Flexibilitätsoptionen identifiziert werden können.

Zum Erhalt der Systemsicherheit durch einen jederzeit sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ist jeder Netzbetreiber selbst verantwortlich. Daher muss die Netzhoheit eines jeden Netzbetreibers für sein Netzgebiet gewahrt sein und die Kaskade ohne Ausnahme eingehalten werden.

Dies bedeutet konkret, dass zukünftig bei **13-(1)-Maßnahmen für eine ausgeglichene Systembilanz** (Regelleistung, AbLaV etc.) die prozessuale Einbindung des VNB als Anschlussnetzbetreiber und die Kapazitätsfreigabe gemäß dem Ampelmodell erfolgen sollen. **Bei 13-(1)-Maßnahmen für den sicheren Netzbetrieb** (Redispatch, AbLa/ZuLa etc.) muss die Netzhoheit eines jeden Netzbetreibers durch Einhaltung der Kaskade gewahrt werden. Damit wird bei einer Flexibilitätsanfrage durch den ÜNB an einer Übergabestelle zum VNB die Höhe der Anforderungen („Wieviel wird benötigt?“) kommuniziert, es liegt dann in der Verantwortung des jeweiligen VNB die Vorgabe durch geeignete Maßnahmen umzusetzen.

Beispielhaft sei hier folgendes erläutert: Hat der ÜNB ein Netzengpassproblem, das mit der an sein Netz angeschlossenen Flexibilität nicht oder nicht effizient bewirtschaften kann, stellt er eine Flexibilitätsanfrage an den/die betreffenden VNB (je Übergabestelle). Die konkrete Umsetzung der Flexibilitätsmaßnahme ist allein den betroffenen VNB überlassen, da nur die VNB ihre eigene Netzsituation im konkreten Fall detailliert kennen und nur so sichergestellt wird, dass keine netztechnischen Wechselwirkungen entstehen und die Maßnahme mit der größtmöglichen Sensitivität auf die Übergabestelle zum vorgelagerten Netz bei gleichzeitig sicherem Netzbetrieb vor Ort ergriffen wird.

4.4. Wirken auf politische Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft

Politische Rahmenbedingungen sind grundsätzlich bei der Weiterentwicklung eines Organisationsprinzips, hier die Zusammenarbeit der Netzbetreiber im Rahmen der intelligenten Verteilnetz-kaskade, zu berücksichtigen. Elementare Faktoren wie die Stabilität und Sicherheit des Energieversorgungssystems müssen dabei noch weiter gestärkt werden. Ebenso ist die Wirkung auf ökonomische sowie strukturpolitische Faktoren zu betrachten.

4.4.1. Netz- und Systemsicherheit

Lokale Anforderungen brauchen lokale Steuerung. In einem dezentralen Energiesystem ist die Versorgungssicherheit zunehmend abhängig vom sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb vor Ort. Lokale Anforderungen müssen berücksichtigt werden. Wie vorstehend gezeigt wurde, besteht daher die energiewirtschaftliche Notwendigkeit zur Wahrung der Netzhoheit eines jeden Netzbetreibers für sein Netzgebiet und entsprechend für eine grundsätzlich kaskadierte Zusammenarbeit der Netzbetreiber unterschiedlicher Spannungsebenen.

Die Stabilisierung der Verteilnetze wird durch den Einsatz von dezentraler Flexibilität in den Netzen der VNB sichergestellt [11]. Das Organisationsprinzip der intelligenten Verteilnetz-kaskade gewährleistet den sicheren Betrieb der Verteilnetze. Auch die Effizienz und Sicherheit des gesamten Versorgungssystems werden erhöht, denn im Rahmen der iVK erfolgt ein koordinierter und systemstabilisierender Zugriff auf Flexibilität im Verteilnetz. VNB können die ÜNB im Rahmen der intelligenten Verteilnetz-kaskade bei der Erbringung von systemdienlichen Maßnahmen vielfältiger und effizienter unterstützen. Neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit kann die Flexibilität durch transparente und marktgestützte Beschaffung kostengünstig und optimal genutzt werden [1].

Die Zusammenarbeit entlang der intelligenten Verteilnetz-kaskade stärkt den Verteilnetzbetrieb mit positiven Auswirkungen auch im Falle eines Schwarzfalls. Eine Versorgungsunterbrechung oder der komplette Schwarzfall durch einen Fehler im Netz der ÜNB kann durch die dezentrale Flexibilität im Netz der VNB abgemildert bzw. gar verhindert werden. Im Falle eines dennoch eintretenden Schwarzfalls können dezentrale, schwarzstartfähige Strukturen im Verteilnetz, wie z.B. Speicher, den Versorgungswiederaufbau bottom-up beschleunigen. Nachdem die VNB die Versorgung regional aufgebaut haben, können diese nach Synchronisierung mit dem Übertragungsnetz den ÜNB beim weiteren Wiederaufbau unterstützen [11].

4.4.2. IT-Sicherheit / Resilienz

Die aktiven Netzsteuerelemente befinden sich derzeit noch vermehrt im Netz der ÜNB. Durch die Dezentralisierung des Energiesystems müssen die Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz genutzt werden können. Dazu ist auch eine Ausstattung der Flexibilität mit TK-Komponenten erforderlich. Die Steuerung in kritischen Netzsituationen erfolgt entlang der iVK ausschließlich regional.

Zum Betrieb der IT-Infrastruktur ist ein hohes Maß an IT-Sicherheit notwendig. ÜNB haben bislang die erforderlichen SDL nahezu vollständig erbracht bzw. koordiniert. Damit waren die An-

forderungen an die IT-Sicherheit bei den ÜNB hoch. Die Steuerung der Übertragungsnetze und der Einsatz von SDL-Produkten erfolgt von zentraler Stelle.

Durch die zunehmenden Akteure im Verteilnetz, die eine Echtzeitsteuerung voraussetzen, um ihren Beitrag zur Systemstabilität leisten zu können, bekommt die IT-Sicherheit einen immer zentraleren Stellenwert für die VNB. Der Zugriff von unbefugten Dritten muss für die Sicherstellung der Netz- und Systemstabilität und zum Datenschutz gewährleistet sein. Zudem steigt die Anforderung an die Interoperabilität der IT-Systeme.

Im Vergleich zu der zentralen Struktur haben die dezentralen Strukturen einen klaren Vorteil hinsichtlich der Systemsicherheit. Die Aktorik selbst sowie auch neue Blockchain-basierte Technologien basieren auf dezentraler Datenhaltung. Diese bietet größtmöglichen Schutz vor Hackerangriffen, Datenmanipulation und –verlusten.

Zudem haben die VNB durch den gesetzlich verankerten „IT Grundschutz“ in gleichem Maße die Anforderungen zu erfüllen und müssen bis 2018 entsprechende Zertifizierungen nachweisen. Bei einer dezentralen Organisation sind die Auswirkungen eines möglichen Cyberangriffs auch regional begrenzt. Eine dezentrale Organisation im Sinne der iVK bietet eine höhere Resilienz als ein zentraler Datenknoten für die Gesamtsteuerung.

4.4.3. Volkswirtschaftliche Effekte

Die gesetzlich vorgegebene privilegierte Einspeisung volatiler EE-Anlagen und steuerbarer KWK-Anlagen in das Netz der öffentlichen Versorgung endet sobald es zu physikalischen Engpässen im Stromnetz kommt, welche die Systemstabilität gefährden. Die maximal mögliche Menge an eingespeistem Strom aus EE- und KWK-Anlagen wird daher teilweise nicht erreicht, da diese Anlagen abgeschaltet werden. Den Eigentümern der EE- und KWK-Anlagen stehen Entschädigungen für den nicht eingespeisten Strom zu, die von der Gemeinschaft aller Letztverbraucher über Umlagen bezahlt werden.

Bevor die volatile Einspeisung abgeschaltet wird, wird versucht die Systemstabilität durch die Erbringung von SDL aufrecht zu halten. Diese werden im Wesentlichen durch die gezielte Steuerung fossiler konKW erbracht.

Unter Beachtung der aktuellen Planungsgrundsätze müssen bis 2032 zur Integration der EE-Anlagen rund 23-49 Mrd. EUR in die Verteilnetze investiert werden. Damit wird die größtmögliche EE-Einspeisung gesichert. Zudem rechnet die BNetzA mit der Erhöhung der saldierten Redispatchkosten aller Regelzonen durch den vermehrten Zubau von EE-Anlagen. Alleine in den zwei Jahren von 2013 bis 2015 sind die Redispatchkosten von 132,6 Mio. € (2013) auf 411,9 Mio. € (2015) gestiegen. Diese Entwicklungen im bestehenden System haben auch dazu geführt, dass die Strompreise für die Allgemeinheit seit Jahren steigen.

Unter Sektorenkopplung wird die Vernetzung der Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr verstanden. Die zentrale Aufgabe ist dabei den angebotenen Strom aus EE-Anlagen zeitgleich zur Erzeugung zu nutzen, in Speichern zwischenzulagern oder – um Transport zu vermeiden – ortsnah in einen anderen Energieträger umzuwandeln. Daher besitzt die Sektorenkopplung eine besondere Bedeutung für das Gelingen der Energiewende.

Die Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen leisten einen wesentlichen Beitrag dazu. Moderne Wärmepumpen und neue Generationen von Nachtspeicherheizungen aber auch große thermische Speicher stehen für das Prinzip Power2Heat. Darüber hinaus werden die Speicher in Elektrofahrzeugen in gleicher Weise genutzt (Power2Vehicle).

Zur Erreichung des von der Politik gesetzten Ziels, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % zum Vergleich zum Ausgangsjahr 1990 zu senken muss die Energiewende in allen Sektoren vorangetrieben werden. Neben dem Stromsektor muss daher die Dekarbonisierung auch im Wärme- und Verkehrssektor vorangetrieben werden. Hierbei spielt die Sektorenkopplung eine entscheidende Rolle um dieses Ziel zu erreichen.

Gleichzeitig muss auch das Prinzip „efficiency first“ weiterverfolgt werden und die Energieeinsparpotentiale in den einzelnen Sektoren gehoben werden [17].

Über die Einsparung von Treibhausgasemissionen hinaus ist die Sektorenkopplung auch ein wichtiger Baustein für die Bereitstellung von Flexibilität. Durch die Kopplung des Stromsektors mit dem Verkehrs- und Wärmesektor steigt die potentiell verfügbare Flexibilität im Verteilnetz, die für die Erbringung von SDL relevant ist. Auf der Niederspannungsebene kann ein Speichereinsatz in einzelnen Fällen Netzausbau vermeiden [11]. Um das Potenzial der Sektorenkopplung für die Nutzung von Flexibilität zu erschließen, müssen die VNB die steuernde Rolle beim netzdienlichen Flexibilitätseinsatz übernehmen, da sie vor Ort ggf. mehrere Sparten steuern und das lokale Wissen über die Schnittstellen zwischen den Sparten haben.

Durch die hier beschriebenen Multi-Use-Anwendung (z.B. Batteriespeicher als Flexibilität zwischen Erzeugung & Verbrauch und als Anbieter von SDL) kann der Netzausbau im Verteilnetz optimiert werden. Um Netzausbau auf Verteilnetzebene zu vermeiden, müssen VNB eingebunden werden und die Möglichkeit besitzen, alternative Instrumente anzuwenden [14]. Die netzdienlichen Anwendungen von Flexibilitätsoptionen können somit kostengünstiger als ein konventioneller Netzausbau sein und einen ineffizienten Netzausbau sogar vermeiden.

Neben der Möglichkeit zur Bereitstellung von SDL durch die VNB kann eine intelligente Netzsteuerung auf VNB-Ebene somit auch den Netzausbaubedarf durch die Integration von EE-Anlagen deutlich senken [8]. Die Systemkosten können daher durch den dezentralen Ausbau von Flexibilität gesenkt werden, was sich unmittelbar auf die Höhe der Netzentgelte auswirkt.

4.4.4. Strukturpolitische Faktoren

Die regionalen VNB tragen schon heute durch Investitionen in die Verteilnetze zur regionalen Wertschöpfung bei. Dadurch und durch die sichere Betriebsführung der Netze erhalten sie Arbeitsplätze in den Regionen.

Die bei der Entwicklung von Smart Grids eingesetzte Technologie kann u.U. auch Dritten für weitere Zwecke über die Steuerung von Flexibilität hinaus zugänglich gemacht werden und trägt zur infrastrukturellen Entwicklung der Region bei. Darüber hinaus ist der Einsatz von Flexibilität auf Märkten mit eigener Wertschöpfung für dritte Akteure verbunden. Durch die Steuerungsmöglichkeit der Flexibilität vor Ort ermöglicht es der VNB den dritten Akteuren, an dieser Wertschöpfung zu partizipieren. Umsetzungsbeispiele dazu sind:

- Einsatz von netz- und systemdienlichen SDL durch VNB,
- Vermarktung von Flexibilität durch Dritte,
- Investitionen in Smart Grids durch VNB,
- Vermeiden von Einspeiser- und Verbraucher-Abschaltungen.

Durch die zukünftig weiter zunehmende Dezentralisierung hin auf die Ebenen der Verteilnetze wird es Drittanbietern ermöglicht die neue Flexibilität auf Marktplätzen anzubieten. In neu zu errichtenden Plattformen wird Flexibilität vermarktet, wodurch sich die Wertschöpfung horizontal ausrichtet. VNB, die alle relevanten Daten zur Verfügung stellen, partizipieren an dieser Entwicklung.

Wesentliche Teile der SDL werden heute von der abnehmenden Anzahl konvKW im Übertragungsnetz bereitgestellt und durch die ÜNB von zentraler Stelle gesteuert. SDL in den Verteilnetzen umfassen zumeist Spannungshaltung und Betriebsführung. Bei dem Einsatz der SDL ist nur eine geringfügige Unterstützung der VNB erforderlich, die Wertschöpfung verbleibt zu großen Teilen an den zentralen Stellen im Übertragungsnetz.

Analog zur inhomogenen Verteilung der Erzeugungsanlagen resultiert ein ebenfalls inhomogener Bedarf an Blindleistung. Eine kostengünstige Spannungshaltung ist mit der Bereitstellung von ortsnaher Blindleistung verknüpft, da Netzverluste mit steigender Blindleistungsbereitstellung in induktive und kapazitive Richtung ebenfalls steigen [6]. Eine gesteuerte lokale Kompensation direkt in der Netzebene kann jedoch zu einer Reduktion der Netzverluste führen, da Blindleistung nicht aus den vorgelagerten Netzebenen bezogen werden muss und die Betriebsmittel nicht weiter belastet werden. Es ist somit möglich nach Ausprägung von Koordinationsprozessen zum spannungsebenen- und netzgebietsübergreifenden Austausch von Blindleistung regional und lokal Wertschöpfung zu generieren [1].

Zur Erzeugung von Primärregelleistung können, in Analogie zu virtuellen Kraftwerken zur Wirkleistungsbereitstellung, virtuelle Schwungmassen zur Blindleistungserzeugung im Verteilnetz ausgeprägt werden [5]. Darüber hinaus können die KWK-Anlagen in den Verteilnetzen einen großen Beitrag zum Management von Blindleistung anbieten. Die moderne Regelungstechnik erlaubt darüber hinaus die Bereitstellung von Kurzschlussleistung in den Verteilnetzen. Somit besitzen die VNB ein großes Maß an Flexibilitätsoptionen zum netz- und systemdienlichen Einsatz als SDL.

Gleichzeitig wird die Abschaltung von Einspeisern und Verbrauchern auf ein in Ausnahmefällen notwendiges Maß reduziert, da der netzdienliche Flexibilitätseinsatz zuvor erfolgt.

Die Dezentralität und damit die Regionalität sind fest in der Energiewende verankert. Dies zeigt sich zum einen darin, dass durch die Verdrängung konventioneller Kraftwerke die Schwarmerzeugung im Verteilnetz in den Mittelpunkt rückt. Zum anderen kann der politische Wille, diese Regionalität zu fördern, bspw. an der im EEG 2017 eingeführten „Regionale Grünstromkennzeichnung“ (§ 79a EEG), erkannt werden.

Durch die Dezentralisierung der Energieerzeugung rückt ebenfalls die Daseinsvorsorge in den Vordergrund, da nunmehr Erzeugung inkl. SDL und Vertrieb vollständig regional erbracht werden können. Weiterhin kann der starke Ortsbezug des VNB dazu beitragen, innovative Lösungen

vor Ort umzusetzen und somit bestehende Strukturen optimal zu nutzen. So kann die eingesetzte TK-Infrastruktur (bspw. Glasfaser) für mehrere Anwendungen genutzt werden.

Dadurch ergeben sich sozialpolitisch sowohl Vorteile als auch Chancen für lokale VNB bei gesellschaftlicher Teilhabe an Eigenversorgung, da sie als kommunales Unternehmen die Energiewende ermöglicht und erlebbar macht [11]. Die Tätigkeit kommunaler Unternehmen kann Partizipation und gesellschaftliche Teilhabe bedeuten [12].

Weiterhin spielen vor allem kommunale Unternehmen für die Umsetzung der Energiewende vor Ort eine unverzichtbare Rolle. Die Energiepolitik muss einen Weg finden, diese Potentiale unterstützen und zu heben [12].

4.5. Fazit zur neuen Qualität der Zusammenarbeit

Die neuen Aufgaben für den sicheren Netzbetrieb und die Systemstabilität auf Verteilnetzebene erfordern eine lokale Steuerung. Dies kann nur durch größere Beiträge der VNB zur Systemverantwortung gewährleistet werden. Die Durchführung von Maßnahmen erfordert ein besonderes Maß an Kenntnis der lokalen physikalischen Gegebenheiten zu Einspeisern, Verbrauchern, Netzzuständen und deren mögliche Wechselwirkungen. Darüber hinaus ist zum wirksamen Flexibilitätseinsatz der Betrieb von Steuerungselektronik und Datenverarbeitung in Echtzeit mit geringen Latenzzeiten notwendig. Die Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen können technisch so genutzt werden, dass durch sie die erforderlichen netz- und systemdienlichen Dienstleistungen bereitgestellt werden können.

Alleinig die VNB bringen die Voraussetzungen mit, diese neuen Aufgaben effizient und wirksam zu übernehmen. Dabei werden sie zum Flexibilitätsmanager im Verteilnetz, der netzdienliche Flexibilität im eigenen Netz und systemdienliche Flexibilität als Unterstützung der ÜNB einsetzt.

Die Kaskade ist als Organisationsprinzip etabliert und anerkannt, jedoch bisher nur für „Notfall-Maßnahmen“ gesetzlich verankert (vgl. § 13 (2) EnWG). Marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 (1) EnWG sollten auch für VNB offen stehen. Zur Umsetzung dieser Maßnahmen sollte die Anwendung der Kaskade für die erforderliche Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern zum Normalfall werden. Hierfür ist zeitnah eine Anpassung des EnWG vorzunehmen. Nur so kann der zunehmende Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber an Flexibilität aus den Verteilnetzen bei gleichzeitig sicherem und zuverlässigem Betrieb der Verteilnetze gedeckt werden.

VNB haben die Stabilität der Verteilnetze gemäß § 14 EnWG sicherzustellen. Mit der Energiewende wandert die Flexibilität zur Steuerung des Energiesystems „nach unten“ in die Verteilnetze. Aufgaben und Rollenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern müssen daher an den dezentralen Charakter der Energiewende angepasst werden.

Grundvoraussetzung für ein funktionierendes System ist die Einheit von Aufgabe, Verantwortung und Entscheidungshoheit. Jeder Netzbetreiber hat die Aufgabe, sein Netz sicher und zuverlässig zu betreiben und trägt dafür die Verantwortung. Entsprechend muss auch jeder Netzbetreiber über Maßnahmen in seinem Netz entscheiden können (Netzhoheit). Nur eine kaskadierte Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern gewährleistet dies.

Für eine zukünftige Zusammenarbeit von VNB zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs und zum Erhalt der Systemstabilität ist eine neue Qualität der Zusammenarbeit entlang der „intelligenten Verteilnetz-kaskade“ erforderlich.

Dabei bilden verschiedene VNB, die entlang der Kaskade zusammenarbeiten, die „intelligente Verteilnetz-kaskade (iVK)“. Diese iVK gewährleistet, dass es zwischen allen NB stets klare Verantwortlichkeiten und Schnittstellen gibt.

5. Kooperation als Handlungsoption

Bei der Umsetzung der iVK haben VNB die Freiheit die neuen Aufgaben eigenständig zu übernehmen, Dienstleister einzusetzen oder in Kooperationen zu lösen. Die Kooperation unterschiedlicher Tiefe, angefangen von gemeinsamen Projekten bis hin zu gesellschaftsrechtlichen Bündnissen, ist für VNB eine Form, bedarfsgerecht auf neue Herausforderungen zu reagieren. Dabei werden unterschiedliche Aufgaben bei Bedarf in Zusammenarbeit oder durch gemeinsame Nutzung von Kompetenzen geleistet. Sowohl Pilotprojekte und Modellregionen zur Umsetzung innovativer Technologien im Rahmen der Energiewende als auch die Umsetzung des Messstellenbetriebsgesetzes und den damit verbundenen neuen Aufgaben zeigen die erfolgreiche Kooperationsfähigkeit von VNB. Vor diesem Hintergrund soll im folgenden Kapitel beleuchtet werden, wie bzw. an welchen Stellen die neuen Aufgaben in Kooperation erfüllt werden können.

5.1. Unternehmerische Handlungsoptionen

5.1.1. Make-or-Buy-Entscheidung

Hinsichtlich der sich verschiebenden Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen stehen die VNB vor der Aufgabe ein netzdienliches Flexibilitätsmanagement umzusetzen. Dazu sind besondere Anforderungen zu erfüllen:

- Einbau und Betrieb der Sensorik und Aktorik,
- Nutzung und/oder Betrieb einer leistungsfähigen TK-Infrastruktur und
- Möglichkeit zur Erfassung, Auswertung (dynamische Netzzustandsberechnung), Versand der Daten und Steuersignale in Echtzeit „rund um die Uhr“.

Bei der Erfüllung der Anforderungen haben VNB zunächst eine eigene im EnWG verankerte Verantwortung mit verbundenen Rechten und Pflichten. Bei der Beantwortung der Fragestellung nach einer effizienten Durchführung der Aufgaben werden die VNB eine klassische Make-or-Buy-Entscheidung treffen können. Bei der Auswahl dieser unternehmerischen Handlungsoption werden individuelle Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sein. Mögliche Kriterien können u.a. das Vorhandensein einer entsprechenden personellen und materiellen Ausstattung der Netzführung oder die Verfügbarkeit einer TK-Infrastruktur sein, bzw. der Aufwand die erforderlichen Voraussetzungen zu erreichen.

Daneben gilt es aber auch unternehmensstrategische Überlegungen einzubeziehen. So kann die eigene Übernahme dieser neuen Aufgaben durchaus als Kernkompetenz der VNB betrachtet werden.

Zwischen den beiden Endpunkten eines möglichen Umsetzungsspektrums besteht für VNB die Option die Aufgaben im Rahmen einer Kooperation wahrzunehmen. Maßgebliche Rahmenbedingung für eine Kooperation ist die Ausweitung der Kaskade (vgl. Kap. 4) sowie der effiziente und wirksame Einsatz der Flexibilitätsoptionen. Dies erfolgt durch eine Bündelung der jeweiligen Flexibilität im Verteilnetz zu einer Kooperation unter VNB.

Die Ausgestaltung einer solchen Option wird in den nachfolgenden Kapiteln erörtert und ein Gestaltungsvorschlag gemacht.

Ähnliche Gestaltungsmöglichkeiten sind den VNB in ihrer Rolle als gMSB eingeräumt worden. Im Ergebnis nehmen nahezu alle VNB (99,2 %) die Rolle als gMSB für die eigenverantwortliche Übernahme der neuen Aufgaben aus dem MsbG wahr, bedienen sich jedoch vielfach Dienstleister bzw. bearbeiten die Aufgaben in selbstorganisierten Kooperationen.

5.1.2. Neue Kooperationen

Bereits heute existieren vielfältige Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern zur Zusammenarbeit. Diese sind sowohl gesetzlicher als auch freiwilliger Natur. Gesetzlich vorgegebene Schnittstellen bestehen z.B. an Netzeigentumsgrenzen und durch vertragliche Regelungen. Freiwillige Schnittstellen existieren z.B. durch Kooperationen im Bereich der Lasten- und/oder Leistungsoptimierungen in Form eines gemeinsamen Betriebs von Leitstellen oder Materialeinkauf.

Bei der Aufgabe des regulären Netzbetriebs existieren operative Schnittstellen der Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern sowohl auf der gleichen Netzebene als auch zwischen Netzbetreibern auf unterschiedlichen Ebenen. Diese Schnittstellen lassen sich in vertikale und horizontale Kooperationsebenen klassifizieren.

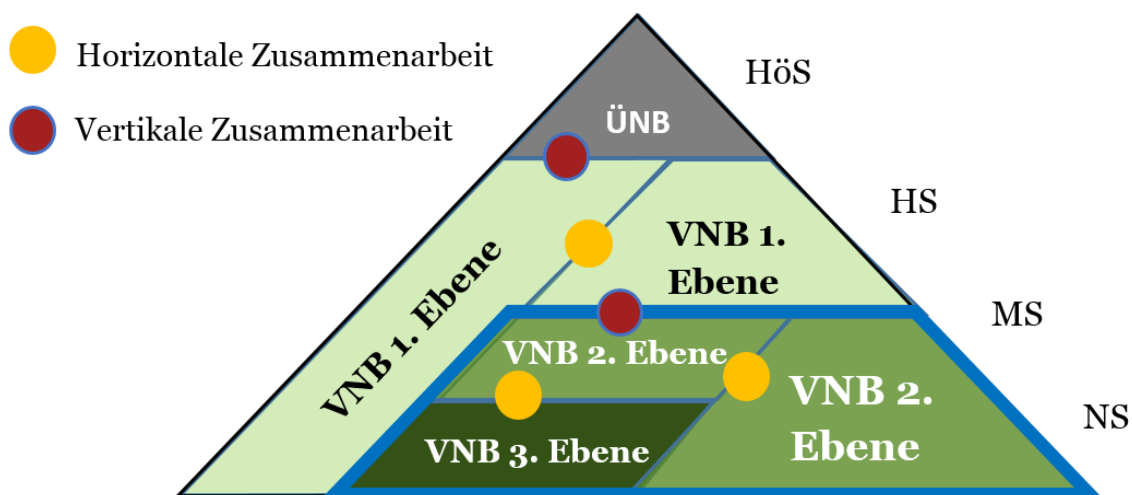


Abbildung 11: Schematische Darstellung von Schnittstellen zwischen Netzbetreibern

Eine horizontale Zusammenarbeit entspricht dabei der Kooperation zwischen gleichartigen Ebenen, wie z.B. beim Austausch von VNB der ersten oder zweiten Ebene untereinander (siehe **Abbildung 11**). Aufgrund ähnlich gelagerter Aufgaben in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene wird in diesem Gutachten der Netzbetrieb der Mittel- und Niederspannung als eine Ebene angesehen. Somit ergeben sich insgesamt drei Ebenen.

Die vertikale Kooperation findet zwischen unterschiedlichen Ebenen statt. So handelt es sich bei der Zusammenarbeit von ÜNB mit VNB um eine vertikale Kooperation.

Das in der Branche etablierte Modell für die vertikale Zusammenarbeit von Netzbetreibern ist in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 festgehalten. Sie standardisiert das Zusammenspiel von Netzbetreibern in kritischen Netzsituationen in der Kaskade. Netzbetreiber können in kritischen Netzsituationen gemäß EnWG unterstützende Maßnahmen bei nachgelagerten Netzbetreibern anfordern, die diese eigenverantwortlich umsetzen.

Neben der operativen Zusammenarbeit auf vertikaler und horizontaler Ebene lassen sich die existierenden Schnittstellen ebenfalls nach betrieblichen und informatorischen Schnittstellen unterscheiden.

Im Bereich der operativen Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern sind insbesondere die Schnittstellen zur Kaskadenschaltung und Schaltungen im Wartungs- und Störfall bei betroffenen vor- oder nachgelagerten Netzen zu nennen. Zwischen VNB ist zudem noch die Zusammenarbeit im Bereich des gemeinsamen Betriebs einer für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Leitwarte anzutreffen.

5.1.3. Beispiele für „neue“ Kooperationen

Viele der Netzbetreiber kooperieren schon heute untereinander, mit anderen Unternehmen aus der Energiebranche oder mit branchenfremden Unternehmen. So haben sich z.B. Unternehmen zum Ausbau ihrer Kerngeschäfte zusammengeschlossen. Hierbei handelt es sich nicht nur um Kooperationsformen innerhalb von geförderten Modellregionen und Forschungsprojekten wie z.B. *eTelligence* oder die fünf *SINTEG-Modellregionen*. Vermehrt kooperieren VNB auch zur Erschließung neuer Tätigkeitsbereiche wie z.B. Elektro-Mobilität (*smartlab*) oder zur Bündelung von Synergien bei der Vermarktung und Suche von Dienstleistungen (*Stadtwerke Mall*).



Abbildung 12: Beispiele von VNB-Kooperationen

Zudem kann auch anhand der neuen Aufgaben im Rahmen des MsbG und der Energiewende eine Vielzahl von erfolgreichen Kooperationen aufgezeigt werden. Exemplarisch nennen wir hier die Kooperationen zur Umsetzung der Smart-Meter-Gatewayadministration. Die Ausdehnung der Kooperationen zur Umsetzung dieser zentralen Aufgabe zeigt sich auch in der Kooperationstiefe und engen Verflechtung der Kooperationspartner, die nicht selten gemeinsame Unternehmen dazu gegründet haben.



Abbildung 13: Beispiele von Kooperationen im Rahmen der Smart-Meter-Gatewayadministration

Einen vertieften Überblick zu aktuellen Kooperationen zwischen Netzbetreibern beim Aufbau einer neuen Qualität der Zusammenarbeit liefert die Tabelle in der Anlage A.

5.2. Grundsätzliche Aufstellung und Rahmenbedingungen für Kooperationsformen von Verteilnetzbetreibern

5.2.1. Grundsätzliche Rahmenbedingungen

Der Begriff Unternehmenskooperation beschreibt grundsätzlich die Zusammenarbeit rechtlich und wirtschaftlich selbstständiger Unternehmen mit der Absicht, ein gemeinsames Ziel zu verfolgen, um die Wettbewerbsfähigkeit zu steigern [15].

Ein Beispiel für lose ausgeprägte Kooperationen sind u.a. freiwillige Arbeitsgemeinschaften zum allgemeinen Informationsaustausch sowie zur gemeinsamen Durchführung von Projekten, bei der jedes Unternehmen rechtlich selbständig bleibt und die meistens zeitlich begrenzt sind. Der Grad der Verflechtung der kooperierenden Unternehmen kann allerdings deutlich zunehmen.

Die Integration der Prozesse und Entscheidungen steigt dabei soweit an, bis die beteiligten Unternehmen nicht mehr rechtlich und wirtschaftlich selbständig agieren, sondern in einer Fusion aufgehen. Zwischenstufen unterscheiden sich bspw. hinsichtlich der rechtlichen und wirtschaftlichen Unabhängigkeit, des Auftretens am Markt, der Gestaltung der Strukturen innerhalb der Kooperation oder der Tiefe der Kommunikations- und Abstimmungsprozesse.

Kooperationen können neben der Form außerdem anhand von sechs Hauptmerkmalen, wie in Abbildung 14 dargestellt, differenziert werden. Diese unterscheiden sich wiederum durch unterschiedliche Ausprägungen der einzelnen Merkmale.

Merkmale	Ausprägung		
Richtung	horizontal	vertikal	diagonal
Ausdehnung	lokal	regional	national global
Bindungsintensität	gering	moderat	hoch
Form	Absprache	Vertrag	Kapitalbeteiligung
Zeitdauer	temporär		unbegrenzt
Zielidentität	redistributiv		reziprok

Abbildung 14: Kooperationsmerkmale [16]

Die neuen Aufgaben der VNB zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität bestimmen mögliche Kooperationsformen im Rahmen der durch die Netztopologie vorgegebenen physikalischen Strukturen, deren Ausprägung nach [16] untersucht wird.

Die Richtung einer Kooperation kann in horizontal, vertikal und diagonal unterteilt werden. Man spricht von horizontaler Ausprägung, wenn die kooperierenden Unternehmen auf derselben Wertschöpfungsstufe innerhalb einer Wertschöpfungskette liegen. Dem gegenüber beschreibt die

vertikale Ausprägung eine Kooperation auf unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen innerhalb einer Wertschöpfungskette. Im Falle der Zusammenarbeit zwischen Unternehmen aus verschiedenen Branchen spricht man von lateraler bzw. diagonaler Kooperation. Bei Kooperationen von VNB untereinander sind diese – in Abhängigkeit der Netzebene – nach o.a. Schema sowohl als vertikale Zusammenarbeit als auch als horizontale Zusammenarbeit zu werten. Unterstützungsleistungen der VNB für die ÜNB fallen nach dem Verständnis dieses Gutachtens nicht unter ein Kooperationsmodell, sondern gelten als Leistungsaustausch zwischen mittel- und unmittelbar verbundenen Netzbetreibern. Weiterhin fallen auch Leistungen, die die VNB direkt untereinander im Rahmen der Kaskade erbringen, nicht unter ein Kooperationsmodell.

Beiträge zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität müssen auf Grund der physikalischen Netztopologie häufig regional begrenzt erfolgen. Darüber hinaus erfordert der Einsatz von Flexibilitätsoptionen die fortlaufende Kenntnis von aktuellen Netzzuständen und von Einspeise- und Verbrauchsdaten relevanter Netznutzer. Daher erscheint eine regionale Ausprägung der Kooperationsform vorteilhaft.

Bevor die beiden miteinander verbundenen Kriterien „Bindungsintensität“ und „Form“ untersucht werden, wird auf die „Zeitdauer“ und „Zielidentität“ eingegangen. Sicherer Netzbetrieb und Systemstabilität sind stets zu gewährleistende Aufgaben, die in der Verantwortung eines jeden einzelnen Netzbetreibers für sein Netz liegen. Eine Kooperation, bei der die damit verbundenen Aufgaben gemeinsam erfüllt werden, muss dies dauerhaft sicherstellen. Zielidentität kann in redistributive und reziproke Kooperation unterschieden werden [16]. Unter redistributiver Kooperation ist die Zusammenarbeit von Unternehmen zu verstehen, welche durch das Zusammenlegen von Ressourcen gleiche Schwächen beheben wollen. Dem gegenüber beschreibt die reziproke Kooperation den Austausch von Leistungen von Unternehmen mit unterschiedlichen Stärken und Schwächen. Bei den hier betrachteten Kooperationen zur Bereitstellung von SDL sind beide Ausprägungen in der praktischen Umsetzung anzutreffen, so dass auch Mischformen vorstellbar sind.

Die Bindungsintensität, oder auch Integrationstiefe genannt, einer Kooperation erstreckt sich von einem geringen Informations- und Erfahrungsaustausch, zu den zwischen den Unternehmen bestehenden Schnittstellen, bis zur hohen und vollständigen Abstimmung aller kooperationsrelevanten Aktivitäten. Bei der Gestaltung eines hier betrachteten Kooperationsmodells ist es sinnvoll, die Entscheidung über die Integrationstiefe grundsätzlich den Kooperationspartnern zu überlassen.

Im Weiteren werden zunächst die Erfordernisse zur Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen für den sicheren Netzbetrieb und zum Erhalt der Systemstabilität betrachtet. Um Flexibilität im Verteilnetz system- und netzdienlich nutzen zu können, ist die Kenntnis von Netzzuständen (u.a. Spannung, Blindleistung) an relevanten Netzknoten sowie jeweils aktuelle Daten von relevanten Einspeisern, Verbrauchern und Speicherzuständen erforderlich. Da eine Reaktion auf Einspeise- oder Verbrauchsveränderungen durch die erhöhte Volatilität im Netz zukünftig äußerst schnell erfolgen muss, reichen die heute bekannten Instrumente zur Erfassung der Daten nicht aus. Zusätzliche Sensoren und Aktoren sind daher erforderlich. Eine wesentliche Aufgabe der VNB ist es, diese Sensorik und Aktorik bereitzustellen und zu betreiben. Neben der Bereitstellung der Sensoren und Aktoren ist es eine wesentliche Aufgabe der VNB, die Daten der Sensoren auszuwerten und entsprechende Signale an die Aktoren zu senden. Die Verlagerung von Flexibilitätsoptionen in die Verteilnetze ist für die Bildung liquider Flexibilitätsmärkte ein wesentlicher Treiber. Flexi-

bilitätsoptionen können an den Märkten frei gehandelt werden, solange dadurch sicherer Netzbetrieb und Systemstabilität nicht gefährdet werden. Die dezentrale Steuerung der Netzzustände in den einzelnen Verteilnetzen wirkt gezielter auf Engpässe und gibt den Flexibilitätsmärkten damit Spielraum. Entsprechend des in Kapitel 3 beschriebenen Ampelsystems kann ein Zustand mit Markteinschränkungen (rote Ampelphase) leichter vermieden werden.

Die neue Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern ist daher durch die Kenntnis der o.a. Daten sowohl für jeden einzelnen VNB als auch für die vorgelagerte Netzebene ausgezeichnet. Dies ist umso wichtiger, um Wechselwirkungen auf die vorgelagerte Netzebene aus dem Flexibilitätseinsatz in verschiedenen Verteilnetzen auszuschließen bzw. transparent und beherrschbar zu machen.

5.2.2. Mögliche Kooperation entlang der intelligenten Verteilnetz-kaskade

Die Kooperation von VNB entlang der intelligenten Verteilnetz-kaskade umfasst die Netze verschiedener, regional zusammenhängender VNB. Grundsätzlich befinden sich die kooperierenden Unternehmen auf der Verteilnetzebene (maximale Spannungsebene ist Hochspannung) und damit unterhalb der Übertragungsnetzebene.

VNB in der intelligenten Verteilnetz-kaskade sind physikalisch bedingt regional benachbart. Sie besitzen im Rahmen der Kaskade einen gemeinsamen vorgelagerten Netzbetreiber auf der 110-kV-Netzebene bzw. sind darüber hinausgehend am selben Netzknoten angeschlossen. Durch die Netztopologie sind entsprechende Bereiche vorgegeben, in denen die Kaskade einem verantwortlichen Netzbetreiber zugeordnet ist. Die Größe der Kooperation bestimmt sich insbesondere auch aus den technischen/physikalischen Bedingungen und Anforderungen (z.B. signifikante Höhe der Einspeise- und Verbrauchsleistung oder technische Grenzen an Regelzonen), die sich aus den Aufgaben der Systemführung ergeben.

Die VNB können sich für eine Kooperation, in der wesentliche (Koordinations- und Steuerungs-) Aufgaben im Zusammenhang mit der Aufgabe der Systemstabilität verantwortet werden, entscheiden. In Erfüllung der zugewiesenen Aufgaben werden insbesondere Netzbetriebsdaten typenscharf erfasst (insb. Einspeiseleistungen, Speicherfüllstände, Betriebsmittelauslastungen und Netzspannung) und für die einzelnen Netzknoten aggregiert zusammengeführt und ausgewertet. Die Ergebnisse der Auswertung werden gemäß der Vorgaben für den Einsatz der Flexibilität den einzelnen Kooperationspartnern in aggregierter Form zur Verfügung gestellt. Jeder VNB kennt dann das Maß der im Rahmen der intelligenten Verteilnetz-kaskade an ihn gestellten Anforderungen für die Maßnahmen zur Systemstabilität. Er kann im Einzelfall entscheiden, welche Maßnahmen er im konkreten Fall durchführen möchte, um die an ihn gesetzten Anforderungen zu erfüllen.

Dabei bleibt das Hoheitsrecht des Netzes zu jedem Zeitpunkt vollständig beim VNB; über die Kooperation wird zu keiner Zeit direkt auf die Flexibilität im Verteilnetz zugegriffen. Die für die operative Durchführung notwendigen Daten werden vom jeweiligen VNB erhoben und in der maximal möglichen aggregierten Form in der Kaskade weitergeleitet.

Jedoch können sowohl die einzelnen, in der Kooperation übernommenen Aufgaben wie auch die Größe der einzelnen Kooperationen variieren. Dies schafft Skalierbarkeit und ermöglicht, dass VNB verschiedener Größe und mit unterschiedlich ausgeprägter Organisationsstruktur und Fähigkeiten zusammen Kooperationen bilden können. Die Form der regionalen Kooperation auf Verteilnetzebene kann dabei flexibel und individuell - je nach den Belangen der VNB - ausgestaltet werden.

Für die beteiligten VNB besteht die Möglichkeit in einer solchen Kooperationsform netz- und marktbezogene Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb und zur Systemstabilität analog zu den bestehenden Regelungen des § 13 (1) EnWG einzusetzen. Dabei ist sowohl der sichere Betrieb im eigenen Verteilnetz, innerhalb der Kooperation und als Beitrag zur Systemstabilität in Form einer Unterstützung für den ÜNB möglich.

Für die intelligente Verteilnetz-kaskade müssen zumindest die neuen Aufgaben des system- und netzdienlichen Einsatzes der Flexibilität im Verteilnetz geregelt werden. Dabei können die Kooperationspartner innerhalb der Kooperation folgende Aufgaben in Zusammenarbeit erfüllen:

- Datenerfassung aller gemeldeten aggregierten Flexibilitätsoptionen der Kooperationspartner,
- Vergabe von Leitlinien für den Einsatz von Flexibilität,
- Auswertung der Echtzeitdaten,
- Bereitstellung der Daten und Anforderungen an alle Kooperationspartner.

Darüber hinaus besteht Ausgestaltungsspielraum zwischen den Kooperationspartnern auch für weiterführende Aufgaben wie z.B. dem Einbau und Betrieb der erforderlichen Sekundärtechnik.

Weiterer Mehrwert durch eine Kooperation kann durch die Bündelung von Flexibilität entstehen, da hierdurch die Einsatzmöglichkeiten dieser Optionen größer werden. Die neuen Aufgaben in Bezug auf die Systemstabilität werden überwacht und Vorgaben zum Flexibilitätseinsatz versendet. Dabei kann nur der VNB direkt auf die Flexibilität in seinem Netz zugreifen. Die Netzhoheit verbleibt auch innerhalb einer Kooperation stets bei den einzelnen VNB.

6. Quellenverzeichnis

- [1] OTH Regensburg, INA - Zukünftige Berteistellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit
- [2] Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für die stabile Stromversorgung – Kurzstudie im Auftrag des BEE e.V., März 2015
- [3] Bereitstellung von (System-)-Dienstleistungen im Stromversorgungssystem: Beitrag von Energiespeichern, Juli 2016
- [4] <http://www.elektroniknet.de/elektronik/power/virtuelle-schwungmasse-fuer-das-stromnetz-der-zukunft-138767.html>
- [5] <http://forschung-stromnetze.info/projekte/einfluss-reduzierter-rotierender-masse-auf-den-netzbetrieb/>
- [6] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030
- [7] 10-Punkte-Programm der 110kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz
- [8] BMWi-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), Sept. 2014
- [9] AGORA Studie: Energiewende und Dezentralität
- [10] EU Kommission http://www.linklaters.com/pdfs/mkt/brussels/161202_Newsletter_Energy.pdf
- [11] AGORA - Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz
- [12] AGORA – Energiewende und Dezentralität - Agora Energiewende
- [13] Flexibilitäten im Stromversorgungsnetz – BNetzA, April 2017
- [14] dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung, März 2017
- [15] Gabler Wirtschaftslexikon, 2009, 17. Aufl Gabler, Wiesbaden
- [16] Netzwerkmanagement, Mit Kooperationen zum Unternehmenserfolg, Becker, Th.; Dammer, I.; Howaldt,
- [17] Bericht zum Trialog „Sektorkopplung – von der Stromwende zur Energiewende“; Juli 2016
- [18] E-Bridge, Studie „Moderne Verteilnetze für Deutschland“ im Auftrag des BMWi, Juni 2016
- [19] BDEW, VKU „Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern“ 2014
- [20] BDEW „Positionspapier - Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt“ November 2016
- [21] TAB „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung“, November 2010

- [22] Consentec GmbH, Notwendiger Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz, Mai 2016
- [23] FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation, Juni 2012
- [24] E-Bridge; Ausgestaltungsoptionen der Koordinierung von Netzbetreibern in einer digitalen Energiewende, Juni 2017
- [25] VDE, VDE-AR-N 4140 Anwendungsregel:2017-02 Kaskadierung von Maßnahmen für die System-sicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen, Februar 2017
- [26] BDEW, Smart Grids Ampelkonzept Ausgestaltung der gelben Phase, März 2015
- [27] SAG GmbH CeGIT, Webinar iNES; 201

Anlage A

Beispiele für Kooperationen im Themenfeld intelligente Verteilnetze

Name und Kooperationspartner	Kooperationsschwerpunkte	Relevanz für das Thema intelligente Bündelung von Flexibilität in Verteilnetzen	Laufzeit / Förderung Weiterführende Informationen
<p>1. Kooperation ARGE FNB Ost und 50 Hertz:</p> <p>50hertz mit den direkt angeschlossenen nachgelagerten Netzbetreibern der TEN, Wemag Netz, avacon Netz, e.dis Netz, enso Netz, Mitnetz, Netze Magdeburg, Stromnetz Berlin, Stromnetz Hamburg</p>	<p>Zusammenarbeit über die verschiedenen Spannungsebenen in einer Regelzone hinweg für Systemstabilität und Netzentwicklung,</p> <p>Erstellung 10-Punkte-Programm zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen, da die EE-Einspeisung aus unterlagerten Spannungsebenen relevanten Größenordnungen für den sicheren Netzbetrieb im Übertragungsnetz erreicht.</p>	<p>Klare Definition der Schnittstellen, der Datenformate und des jeweils benötigten Datenumfangs, einheitliches Verständnis der Prozesse und Aufgaben auf den jeweiligen Netzebenen.</p> <p>TEN als Flächennetzbetreiber kommt hier eine zentrale Funktion zu, da sie direkt am Übertragungsnetz angeschlossen ist, ebenfalls Schnittstellen zu nachgelagerten VNB besitzt und somit eine Bündelungs- und z.T. bereits Koordinierungsfunktion für die nachgelagerten Netzbetreiber erfüllt.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • ARGE FNB Ost
<p>2. GWAdriga GmbH</p> <p>EWE, RheinEnergie und Westfalen Weser Netz</p>	<p>Smart-Meter-Gateway-Administration</p>	<p>Digitalisierung der Energiewirtschaft als Voraussetzung zum massengeschäftstauglichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • www.gwadriga.de

Name und Kooperationspartner	Kooperationsschwerpunkte	Relevanz für das Thema intelligente Bündelung von Flexibilität in Verteilnetzen	Laufzeit / Förderung Weiterführende Informationen
3. MITNETZ STROM und Stadtwerke	Anwendergemeinschaft für intelligente Messsysteme gegründet. Ziel ist es, sich bestmöglich auf die Einführung intelligenter Messsysteme vorzubereiten.	Digitalisierung der Energiewirtschaft: Im Mittelpunkt steht der Informations- und Erfahrungsaustausch zu allen Prozessen, die die Umstellung auf iMSys mit sich bringt. Der Bogen spannt sich von A wie Abrechnung bis Z wie Zählereinbau. In der Anwendergemeinschaft ist das Fachwissen von 50 Stadtwerken und Netzbetreibern vereint.	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • PM vom Nov. 2016 • PM vom März 2017
4. Polyenergynet: u.a. Stadtwerke Saarlouis, VSE Verteilnetz GmbH	Erforschung und exemplarische Realisierung von resilienten Ortsnetzen. Diese zeichnen sich durch einen robusten Netzbetrieb aus, der sowohl auf die Volatilität der Einspeisung aus EE als auch auf unvorhersehbare Ereignisse bis hin zu Cyber-Attacken reagieren kann.	Bildung autonomer Teilnetze (Holare), die sich dynamisch an die jeweilige Netzsituation anpassen können. Im Holaren Modell optimieren sich dezentrale Versorgungszellen soweit und solange möglich selbst. Kritische Zustände werden erkannt und führen zu einer Neuordnung der Holone. Im Ergebnis werden Netzstabilität und –sicherheit durch ein netzgebietsübergreifendes Flexibilitätsmanagement angestrebt.	<ul style="list-style-type: none"> • Laufzeit 3 Jahre • Bundesforschungsprojekt im Rahmen der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ von BMWi und BMBF. • http://www.polyenergynet.de/
5. Projekt SERVING DREWAG Netz, Enso Netz, TU Dresden	Service-Plattform für den intelligenten Betrieb des Verteilnetzes unter Berücksichtigung von dezentralen EE-Anlagen und Nutzung von verschiebbaren Lasten (intelligentes Lastmanagement).	Energiedienstleistern stehen so die maximalen Flexibilitätspotentiale der Verbraucher zur Verfügung. Die Service-Plattform ist dabei nicht nur für Kommunikation verantwortlich, sie führt auch eine State-Estimation für das Verteilnetz durch, moderiert verschiedenste Marktanforderungen und organisiert bei drohenden Netzengpässen und Qualitätsproblemen eine Last-Allokation.	<ul style="list-style-type: none"> • Laufzeit: 21.07.2019 • Gefördert durch BMWi und BMBF • http://forschung-stromnetze.info

Name und Kooperationspartner	Kooperationsschwerpunkte	Relevanz für das Thema intelligente Bündelung von Flexibilität in Verteilnetzen	Laufzeit / Förderung Weiterführende Informationen
<p>6. regio IT gesellschaft für Informationstechnologie mbh</p> <p>17 Gesellschafter, u.a. EV Aachen GmbH</p>	<p>IT-Service und Betrieb, Verwaltung und Finanzen, Energie und Entsorgung, Bildung und Entwicklung</p>	<p>Digitalisierung der Energiewirtschaft als Voraussetzung zum massengeschäftstauglichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • www.regioit.de
<p>7. SINTEG-Projekt enera: EWE mit Konsortialpartnern aus verschiedenen Branchen</p>	<p>Ziel des Projektes ist die Entwicklung vom Netzbetreiber zum Smart Grid Operator.</p> <p>Dabei soll die Nutzung von regionaler Flexibilität über den Markt erprobt werden.</p> <p>Aufbau eines lokalen Flexibilitätsmarktes</p>	<p>Die Zielstellung von enera „regionalisierte Märkte lösen regionale Probleme“ fundiert genau die Kernthese des NQdZ-Gutachtens; für die gebündelte Nutzung von Flexibilität in einer Region ist die angestrebte Live-Demonstration des Ampelkonzepts ein zentraler Baustein.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Laufzeit: bis 2022 • SINTEG-Förderung • SINTEG / enera
<p>8. SINTEG-Projekt NEW 4.0: Stromnetz Hamburg u.a. mit Arcelor Mittal, trimet, Aurubis, Vattenfall Wärme Hamburg</p>	<p>Stromnetz Hamburg hat in diesem Projekt die Aufgabe, gemeinsam mit den Partnern aus der Industrie die Möglichkeiten der Verbrauchsverlagerung konkret zu erproben. Im Pilotprojekt werden 130 MW an zusätzlicher Last generiert (entspricht der Leistung eines kleineren konv. Kraftwerkes)</p>	<p>Der Ausgleich zwischen der „Erzeugungsregion“ SH und „Verbrauchsregion“ HH soll hier erprobt werden – dieser bildet die Grundlage für ein regionales Flexibilitätsmanagement. Mehr als 30 % der Energiemenge Hamburgs wird von den TOP 10 der energieintensiven Unternehmen nachgefragt – diese sind Großteils als Konsortialpartner eingebunden.</p> <p>In dem Projekt NEW 4.0. soll damit modellhaft der regionale Ausgleich von Erzeugungsspitzen (Windeinspeisung) durch Flexibilität</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Laufzeit: bis 2022 • SINTEG-Förderung • NEW 4.0

Name und Kooperationspartner	Kooperationsschwerpunkte	Relevanz für das Thema intelligente Bündelung von Flexibilität in Verteilnetzen	Laufzeit / Förderung Weiterführende Informationen
		bei großen Industrieunternehmen (Lasterrhöhung) erprobt werden.	
<p>9. Smart City Living Lab Oldenburg:</p> <p>Stadt Oldenburg und Informatikinstitut OFFIS</p>	<p>IT-unterstützte Lebenswelten als Reallabor/Living Lab. Mit 70 hochmodernen Wohneinheiten wird ein digitales Experimentierfeld für Industrie und Forschung geschaffen.</p>	<p>Ein Baustein des Testfeldes ist eine nachhaltige Energieversorgung, die auch eine teillauterke Versorgung mit Strom/Gas/Wasser und den Energieaustausch mit dem Nachbarn vorsieht. Das heißt Flexibilität wird lokal eingesetzt.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Laufzeit unbekannt • Förderung k.A.
<p>10. smartlab Innovationsgesellschaft mbH</p> <p>Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft, Erdgas Schwaben, Stadtwerke Osnabrück, STAWAG und Thüga</p>	<p>smartlab entwickelt innovative Dienstleistungen, Produkte und Konzepte für Elektromobilität. Im Fokus steht dabei immer die Vernetzung von Ladeinfrastruktur, denn Ziel ist ein flächendeckendes Netz in ganz Deutschland.</p> <p>Produkt von smartlab: ladenetz.de als Roaming-Plattform – bundesweite Kooperation mit rund 50 Stadtwerken zur Einführung, Weiterentwicklung und Förderung von Elektromobilität.</p>	<p>Ladungen für Elektromobile stellen ein hohes Potenzial an Flexibilität in Verteilnetzen dar, das zur effizienten Integration der Elektromobilität in die Netzinfrasturktur gehoben werden muss.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • https://www.smartlab-gmbh.de/#produkte
<p>11. SmartOptimo GmbH & Co. KG</p> <p>10 Stadtwerke, u.a. Münster, Osnabrück</p>	<p>Lösungen für Geschäftsmodelle und alle aktuellen und künftigen Herausforderungen rund um das Messwesen</p>	<p>Digitalisierung der Energiewirtschaft als Voraussetzung zum massengeschäftstauglichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • www.smartoptimo.de

Name und Kooperationspartner	Kooperationsschwerpunkte	Relevanz für das Thema intelligente Bündelung von Flexibilität in Verteilnetzen	Laufzeit / Förderung Weiterführende Informationen
12. Städtische Betriebe Haßfurt mit Partner Greenpeace Energy eG	Windgas Haßfurt GmbH & Co. KG: Power-to-Gas-Anlage zur Glättung von Windspitzen im Verteilnetz	Die Stromeinspeisung aus EE-Anlagen ist fluktuierend. Hierbei kommt es häufig zu starken Lastschwankungen und Situationen, in denen der Strom nicht in das Netz integriert werden kann. Anhand von verbesserten Prognosen zu Energieproduktion und -verbrauch sowie zeitgenauer physikalischer Messungen soll die lokale Netzstabilität des Verteilnetzes mithilfe der Windgas-Anlage verbessert werden. Zugleich muss die Fahrweise der Anlage mit dem Gaslastgang abgeglichen werden.	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • Windgas Haßfurt
13. Thüga Aktiengesellschaft Größter kommunaler Verbund von Energie- und Wasserversorgungsunternehmen in Deutschland.	Minderheitsbeteiligungen bei rd. 100 kleinen, mittleren und großen Stadtwerken, Einbindung von Stadtwerken über die Gesellschafterstruktur. Schwerpunkt auf übergreifenden Analysen, Beratungsdienstleistungen, Plattformlösungen, Erarbeitung von Hilfestellungen und Tools für die Beteiligungen	Thüga bietet gebündelt Dienstleistungen für seine Beteiligungen zu allen Facetten zukünftiger Smart Grids an und bildet auch die Funktion des Gateway-Administrators als Angebot aus (Thüga SmartService GmbH).	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • www.thuega.de • https://smartservice.de
14. Trianel Kooperationsgesellschaft mit 58 Gesellschaftern konzernunabhängiger kommunaler Versorgungs-	Erzeugung, Handel und Vertrieb und Smart-Meter-Gateway-Administration	Trianel bietet verschiedene Dienstleistungen für seine Beteiligungen, u.a. die Smart-Meter-Gateway-Administrators an.	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung • www.trianel.com

Name und Kooperationspartner	Kooperationsschwerpunkte	Relevanz für das Thema intelligente Bündelung von Flexibilität in Verteilnetzen	Laufzeit / Förderung Weiterführende Informationen
unternehmen			
15. SINTEG-Projekt C/sells, u.a. mit SW Augsburg, SW München, SW Schwäbisch Hall, SW Ulm	Die Stadtwerke München demonstrieren im Rahmen von C/sells die Flexibilisierung von Power-To-Heat-Anlagen (Speicherheizungen, Wärmepumpen) und deren energiewirtschaftl. Potenzial. SWU und SW SHA spezialisieren sich auf Netzoptimierung und Netzqualität.	Im Rahmen von C/sells soll gezeigt werden, wie der zellulare Ansatz, Flexibilität identifiziert, intelligent steuert und wie in Mikromärkten gehandelt wird.	<ul style="list-style-type: none"> • Laufzeit: bis 31.12.2020 • SINTEG-Förderung C/sells
16. Stadtwerke München SWM zusammen mit Bosch/SI	Softwaredienstleistung für den intelligenten Messstellenbetrieb. MDM und GWA	Schaffung der Voraussetzungen für den Einsatz der Steuerbox im Verteilnetz.	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Laufzeitbegrenzung • Keine Förderung www.swm.de
<p>Stadtwerke stehen für Dienstleistungen und Beteiligung. Es gibt zahl- und umfangreiche Tätigkeitsfelder, die sich die Stadtwerke (u.a. im Bereich Netzleittechnik) im Laufe der vergangenen Jahre mit Dienstleistungen für andere Versorger bundesweit aufgebaut haben. Dienstleistung hat dabei viel mit „dienen“ zu tun. Mit Smart Grids ist dies flächendeckend möglich, ohne an jedem Standort zu präsent sein zu müssen. Damit ergeben sich neue interessante Betätigungsmöglichkeiten und Kooperationen. Beispiele für Zusammenarbeit in Form von Dienstleistungen:</p>			
17. Rheinische Netzgesellschaft (RNG)	Die RNG ist Verteilnetzbetreiber für 9 EVU in der rheinischen Region (mit 7 Strom- und 8 Gasnetzen). Bündelung der VNB-Funktionen schafft erhebliche Synergien. Durch Übernahme auch der vollständigen Netzführung für die Partner auf einer Netzleitwarte werden Voraussetzungen für ein integriertes Flexibilitätsmanagement geschaffen. Weitere Synergien durch gemeinsames Assetmanagement, Netzplanung, Netzabrechnung, Bilanzierung, Regulierungsmanagement etc. unter dem Dach der RNG.		
18. Stadtwerke Schwäbisch Hall	Zahlreiche Dienstleistungen im Bereich Netzleittechnik (Verbundleitwarte für z.B. Spannungsverfolgung Topologie, Kurz- und Erdschlusssuche, Prüfung der Schaltungsanmeldungen und Durchführung der Simulationsrechnungen mit Freigabe der Schaltungen, Durchführung aller Schaltungen		

Name und Kooperationspartner	Kooperationsschwerpunkte	Relevanz für das Thema intelligente Bündelung von Flexibilität in Verteilnetzen	Laufzeit / Förderung Weiterführende Informationen
19. Badenova	Bieten Dienstleistungen für Stadtwerke an, wie Energiebeschaffung und -handel (von Vollversorgung bis Portfoliomanagement.), Bilanzkreismanagement. etc.		
20. SüdWest-Strom Stadtwerke-Kooperation	Bieten Dienstleistungen für Stadtwerke in den Bereichen Strombeschaffung und –vertrieb, Marktprozesse und Stromerzeugung an (aktuell 59 Gesellschafter)		
21. AG Heimkraft Stadtwerke Eutin, Peine, Speyer, Südweststrom	Gemeinsamer Betrieb des Portals Stadtwerke-Mall, auf dem bereits kurz nach dem Start 105 Energieversorger und Stadtwerkekooperationen mit 64 Warenangeboten platziert waren.		
22. City-USE	City-USE ist eine Kooperationsgesellschaft für Stadtwerke mit dem Ziel zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit in einem immer komplexer werdenden Marktgeschehen. Mittlerweile haben sich 15 kommunale Gesellschafter dieser Idee angeschlossen. Neben der gemeinsamen Energiebeschaffung liegt der Schwerpunkt der Aktivitäten im Betrieb eines Rechenzentrums sowie in Beratungen und Dienstleistungen zu aktuellen rechtlichen und vertrieblichen Fragestellungen.		