



**Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit  
im Energiesystem.**

Handlungsbedarfsanalyse  
der dena-Plattform Systemdienstleistungen.

# Impressum.

## **Herausgeber.**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Geschäftsbereich

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel.: +49 (0)30 72 61 65-600

Fax: +49 (0)30 72 61 65-699

E-Mail: [info@dena.de](mailto:info@dena.de)

Internet: [www.dena.de](http://www.dena.de)

## **Autoren.**

Hannes Seidl, dena

Stefan Mischinger, dena

Reemt Heuke, dena

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Diese Publikation wurde erstellt im Rahmen der dena-Plattform Systemdienstleistungen.

Projektpartner der Plattform Systemdienstleistungen sind 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Bayernwerk AG, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, E.DIS AG, E.ON SE, ENERCON GmbH, Energiequelle GmbH, EWE NETZ GmbH, Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, RWE AG, Siemens AG, SMA Solar Technology AG, TenneT TSO GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, TransnetBW GmbH, VDMA Fachverband Power Systems, VGB PowerTech e.V., Westnetz GmbH und Younicos AG.

Berlin, Juli 2016

# Inhalt.

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung der Projektsteuerungsgruppe der dena-Plattform Systemdienstleistungen.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Hintergrund.....</b>	<b>10</b>
2.1	Einordnung der vorliegenden Analyse in die Aktivitäten der dena-Plattform Systemdienstleistungen.....	10
2.2	Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit als Basis für Betriebsführung im Stromsystem. ....	11
2.3	Einfluss veränderter Rahmenbedingungen auf den Bedarf an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem.....	12
<b>3</b>	<b>Status quo, Herausforderungen und Lösungsansätze für BuS im Übertragungsnetz.....</b>	<b>14</b>
3.1	Analysemethoden im Rahmen der Systemführung.....	14
3.2	Aufbau und Aufgaben der Leittechnik. ....	15
3.3	Aktoren und Steuerungsmöglichkeiten im Übertragungsnetz.....	16
3.4	Treiber für die Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf Übertragungsnetzebene. ....	16
3.4.1	Bedarf an Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit. ....	17
3.4.2	Zusätzliche Steuerungsoptionen im Übertragungsnetz.....	18
3.5	Anforderungen an die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Übertragungsnetz.....	18
<b>4</b>	<b>Status quo, Herausforderungen und Lösungsansätze für BuS im Verteilnetz. ....</b>	<b>21</b>
4.1	Status quo und Herausforderungen für die Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Verteilnetz.....	21
4.2	Gesetzliche Anforderungen und Anschlussregeln. ....	22
4.3	Weiterentwicklung von Messkonzepten in Verteilnetzen mit hohem EE-Anteil. ....	24
4.4	Innovative Betriebsmittel und Ausweitung von Steuerungsmöglichkeiten.....	25

4.4.1	Innovative Betriebsmittel und Steuerungsmöglichkeiten in der Praxis.....	25
4.4.2	Aktuelle Entwicklung von Steuerungsmöglichkeiten. ....	28
4.5	Anforderungen an die Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf Verteilnetzebene. ....	29
<b>5</b>	<b>Entwicklung übergeordneter Organisationsstrukturen für Übertragungs- und Verteilnetz. ....</b>	<b>31</b>
5.1	ENTSO-E Network Codes. ....	31
5.2	Energieinformationsnetz. ....	32
5.3	Netzampelkonzept. ....	33
<b>6</b>	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>34</b>
6.1	Abbildungsverzeichnis. ....	34
6.2	Abkürzungen.....	34
6.3	Literaturverzeichnis. ....	35

# 1 Zusammenfassung der Projektsteuerungsgruppe der dena-Plattform Systemdienstleistungen.

Im Zuge der Energiewende muss auch die Erbringung von Systemdienstleistungen weiterentwickelt und angepasst werden, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien (EE) dauerhaft zu gewährleisten. Ein wichtiges Handlungsfeld in diesem Zusammenhang ist die Ausweitung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit (BuS) im Stromsystem, da immer mehr Erzeugungsanlagen, die mehrheitlich auf unteren Spannungsebenen an das Netz angeschlossen sind, in die Betriebsführung der Netzbetreiber integriert werden müssen.

Ziel der vorliegenden Analyse ist das Zusammenführen von Erkenntnissen aus Forschungsprojekten und dem energiewirtschaftlichen Diskussionsprozess darüber, welches Niveau an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb in den verschiedenen Netzebenen angemessen ist und welche Konzepte geeignet erscheinen bzw. marktreif sind. Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit umfasst alle Regeln, Prozesse und Technologien, die zum Erfassen, Übertragen und Verarbeiten der für die Betriebsführung notwendigen Informationen und Anweisungen erforderlich sind. Der Fokus in diesem Dokument liegt dabei auf technischen Systemen zur Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit und damit verbundenen Regelungen. Inwieweit Steuerbarkeit neben der notwendigen technischen Ausstattung auch die rechtliche bzw. kommerzielle Ermächtigung zu steuernden Eingriffen voraussetzt, wird in diesem Dokument nicht beleuchtet.

Die notwendige Erhöhung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit dient insbesondere folgenden Zielen:

- Gewährleistung eines sicheren und stabilen Systembetriebs auch bei zunehmend variierenden Erzeugungs-, Last- und Netzzuständen
- Optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten
- Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten durch dezentrale Energieanlagen im Verteilnetz für den Anschlussnetzbetreiber, aber auch für vor- und nachgelagerte Netzebenen

## **Handlungsbedarf: Netzebenenübergreifende Koordination.**

- Die vorliegende Analyse zeigt, dass eine zentrale Herausforderung für Netzbetreiber aller Netzebenen die Ausweitung der Beobachtbarkeit über das eigene Versorgungsgebiet hinaus ist, um relevante Einflüsse wie zum Beispiel Rückspeisungen aus unterlagerten Netzen durch hohe Einspeiseleistungen aus erneuerbaren Energien rechtzeitig zu erkennen und geeignete Maßnahmen treffen zu können.
- Die Ausweitung der Beobachtbarkeit kann die Einbindung von Anlagen in das Leitsystem übergeordneter Netzbetreiber bedeuten, in vielen Fällen ist aber die Aggregation und Weitergabe von Informationen durch den unterlagerten Netzbetreiber ausreichend.

Um eine engere Verzahnung des Betriebs der Übertragungs- und Verteilnetze zu ermöglichen, werden aktuell verschiedene übergeordnete Organisationsstrukturen entwickelt. Auf europäischer Ebene sind hier die ENTSO-E Network Codes zu nennen, die Vorgaben machen, welche Informationen zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) ausgetauscht werden sollen, und Anforderungen an die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit unterlagerter Netze und dezentraler Energieanlagen definieren. In Deutschland werden zurzeit das Energieinformationsnetz und das Netzampelkonzept entwickelt. Ersteres dient der Organisation des Datenaustauschs zwischen Netz- und Anlagenbetreibern. Das Netzampelkonzept ermöglicht eine aggregierte Erfassung des Netzzustands anderer Netze und gibt Hinweise, welche Steuerungsoptionen gerade zur Verfügung stehen.

### **Handlungsbedarf: Informationsbedarf und -strukturen.**

- Im Rahmen dieser Entwicklungen ist es wichtig, den für Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit notwendigen Informationsbedarf zu identifizieren.
- Analog zur Auslegung und Planung der Stromnetze werden Netzbetreiber zukünftig gefordert sein, die Kommunikationsstrukturen in ihren Netzen mit der gleichen Sorgfalt zu planen. Es ist dabei zu prüfen, ob bestehende Strukturen wie die Kaskade zur Übertragung der Informationen geeignet sind oder ob in Einzelfällen alternative Kommunikationskonzepte erforderlich sind.
- Unabhängig von der Ausgestaltung der Kommunikationsstrukturen muss jedoch gewährleistet werden, dass die Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die für ihren Netzbetrieb erforderlichen Informationen vorliegen haben.
- Es müssen Strukturen entwickelt werden, die ein Gegenregeln von vor- und nachgelagerten Netzebenen verhindern.<sup>1</sup>
- Für den Datenaustausch zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern ist die zeitliche Auflösung übermittelter Werte (Echtzeit-Messwerte und/oder Übermittlung von Prognosewerten in bestimmten Zeitintervallen) festzulegen.
- Außerdem ist die Entwicklung von Lösungen zur Sicherung der Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit beim Datenaustausch erforderlich.
- Obige Fragestellungen sollten in Pilotprojekten, wie sie beispielsweise im Rahmen der ARGE Ost<sup>2</sup> erfolgen oder im Rahmen der SINTEG-Förderung geplant sind, weiter untersucht werden und dabei kontinuierlich einem wirtschaftlichen Vergleich mit alternativen Lösungsmöglichkeiten unterzogen werden. So können konkrete Erfahrungen mit verschiedenen Lösungsansätzen gesammelt werden, auf deren Basis dann geeignete Standards für Informationsaustauschprozesse entwickelt werden können.

<sup>1</sup> Die Problematik widersprüchlicher Steuersignale aus verschiedenen Netzebenen ist in dem Dokument „Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Koordinationsprozessen für die Regelleistungserbringung“ der dena-Plattform Systemdienstleistungen erläutert.

<sup>2</sup> Zusammenschluss von 50Hertz Transmission und den Flächennetzbetreibern der 50Hertz-Regelzone

## **Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit für die verschiedenen Spannungsebenen.**

Neben der Herausforderung, Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit netzebenenübergreifend zu ermöglichen, zeigt die vorliegende Analyse, dass auf jeder Spannungsebene unterschiedliche Aufgaben zu bewältigen sind.

Im Übertragungsnetz entstehen durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) und die damit verbundene Errichtung von Umrichterstationen neue Steuermöglichkeiten für Blindleistungsbereitstellung und Leistungsflusssteuerung, die in die bestehenden Betriebsführungskonzepte integriert werden müssen.

Vorgaben aus Gesetzen und technischen Anschlussbedingungen bieten bereits weitgehende Möglichkeiten zur Beobachtung und Steuerung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz. In Einzelfällen werden diese Potenziale, zum Beispiel bei der Blindleistungsbereitstellung, noch nicht vollständig ausgeschöpft.

### **Handlungsbedarf: Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Verteilnetz.**

- Um dies zu erreichen, ist es notwendig, neuartige Steuerungskonzepte zu entwickeln und gegebenenfalls regulatorische Anpassungen zu prüfen, mit denen die Netzbetreiber in der Lage sind, durch Veränderung der Wirk- und Blindleistung an einer Vielzahl von Erzeugungsanlagen Einfluss auf die Spannung und die Leistungsflüsse in ihrem Netz und an den Übergabepunkten zu angrenzenden Netzen zu nehmen.
- Das damit einhergehende Potenzial für die Optimierung der Betriebsführung im Verteilnetz muss ständig einem wirtschaftlichen Vergleich mit alternativen Lösungsmöglichkeiten unterzogen werden.
- Zur Begrenzung von Kosten sollte für eine Ausweitung der Beobachtbarkeit im Verteilnetz geprüft werden, wo es möglich ist, den Aufbau zusätzlicher Messtechnik durch intelligente Lösungen (Ersatzwertbildung) zu ersetzen. Auf diesem Weg kann auch durch weniger Daten der rechentechnische Aufwand reduziert werden, um angemessen schnelle Entscheidungen in der Betriebsführung zu erreichen.
- Dabei ist es gerade mit Blick auf den gegenseitigen Informationsaustausch erforderlich, Kriterien und Standards zu entwickeln, wie und mit welcher Genauigkeit Ersatzwerte gefunden werden können.
- Bezüglich der Steuerbarkeit der Verteilnetze wird gezeigt, dass die Abregelung von Erzeugungsanlagen heute in den meisten Fällen stufenweise erfolgt. Dies ist häufig ausreichend, da eine Vielzahl von Erzeugungsanlagen angesteuert werden können, sodass mithilfe entsprechender statistischer Verfahren über die unterschiedliche Stufung verschiedener Anlagen gezielt Sollwerte für einen Netzabschnitt eingestellt werden können. Ist darüber hinaus eine höhere Steuerbarkeit des Verteilnetzes notwendig, sollte eine gezielte Einstellung der erforderlichen Sollwerte für Erzeuger ermöglicht werden.

### **Steuerungsansätze auf den verschiedenen Spannungsebenen.**

Für die verschiedenen Spannungsebenen existieren unterschiedliche übergeordnete Steuerungsansätze. Das Hochspannungsnetz wird, wie das Höchstspannungsnetz auch, zentral aus Leitwarten über ein Leitsystem gesteuert. Die Betreiber von Hochspannungsnetzen erfassen dabei eine Vielzahl von Messwerten und nutzen diese für die Steuerung ihres Netzes.

Weiterentwicklungsmöglichkeiten für eine optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten bestehen hierbei durch die konkrete Messung von Leitungsbelastungen für ein genaueres Netzmonitoring oder das Ausweiten der Erfassung von Witterungszuständen, um Freileitungen bei niedrigen Temperaturen stärker belasten zu können.

In der Mittelspannungsebene werden bereits heute von Netzbetreibern bei Bedarf neue Betriebsmittel wie beispielsweise die Weitbereichsregelung oder Spannungsregler eingesetzt, die eine weitergehende Steuerung des Netzes erlauben. Die Ausgestaltung eines geeigneten Betriebs- und Steuerungskonzepts für ein Mittelspannungsnetz hängt von der individuellen Ausgangslage ab. Es gilt, Kriterien und Methoden dafür zu ermitteln, mithilfe welcher Messwerte und Konzepte Mittelspannungsnetze kostengünstig im Vergleich zu konventionellen Methoden weiterentwickelt werden können, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und dem Informationsbedarf übergeordneter Netzebenen gerecht zu werden. Eine Möglichkeit ist die Entwicklung statistischer Steuerungskonzepte, die den Ausfall eines bestimmten Anteils der angesprochenen Anlagen (z. B. weil keine kommunikationstechnische Verbindung besteht oder die Anlage gerade gewartet wird) bei Aussenden eines Steuersignals mit einkalkulieren. Um solche statistischen Steuerungskonzepte zu nutzen, müssen jedoch Voruntersuchungen durchgeführt werden, die bestimmen, wie hoch der Anteil der durchschnittlich zu erreichenden Anlagen ist und ob bei Abweichung von diesem Mittelwert keine kritischen Systemzustände eintreten können, weil zu viele oder zu wenige Anlagen auf das Steuersignal reagieren.

Niederspannungsnetze wurden in der Vergangenheit für die zu erwartenden Betriebszustände ausgelegt, sodass Eingriffe durch die Betriebsführung nicht notwendig waren. Der vermehrte Anschluss dezentraler Erzeuger macht einen Netzausbau erforderlich. Eine verstärkte Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Niederspannungsnetz bietet die Möglichkeit, die Kosten hierfür im Vergleich zum klassischen Netzausbau zu reduzieren. Beispielsweise werden zunehmend regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt, um die Spannungsschwankungen, ausgelöst durch dezentrale Einspeisung in Niederspannungsnetze, reduzieren zu können. Es bleibt abzuwarten, in welchem Umfang die darüber hinaus in Forschungs- und Pilotprojekten untersuchten Ansätze zur automatischen Lastbeeinflussung im Niederspannungsnetz unter anderem mit Blick auf den geplanten Einsatz intelligenter Messgeräte an Bedeutung gewinnen werden. Aufgrund der großen Stromkreislänge und der Vielzahl von Netzknoten und Anlagen im Niederspannungsnetz werden aber auch zukünftig dezentrale, automatisierte Lösungsansätze für die Steuerung der Netzkomponenten angemessen sein.



**Handlungsbedarf: Weiterer Forschungsbedarf.**

Es gilt im Weiteren, die in Pilotprojekten gesammelten Erfahrungen und entwickelten Lösungen kontinuierlich auszuwerten, in Standards einfließen zu lassen und anderen Netzbetreibern, die gegebenenfalls erst zukünftig durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien mit einem höheren Bedarf an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit für ihr Netz konfrontiert werden, zugänglich zu machen.

## 2 Hintergrund.

### 2.1 Einordnung der vorliegenden Analyse in die Aktivitäten der dena-Plattform Systemdienstleistungen.

Die vorliegende Analyse ist Ergebnis der dena-Plattform Systemdienstleistungen. Diese verfolgt das Ziel, die Umsetzung der Roadmap Systemdienstleistungen 2030<sup>3</sup> aktiv zu begleiten und damit die Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen in Deutschland zu unterstützen. In dem unten gezeigten Ausschnitt der Roadmap zum Thema „Betriebsführung“ ist das Handlungsfeld markiert, auf das die vorliegende Analyse fokussiert.

Projektpartner der Plattform Systemdienstleistungen sind 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Bayernwerk AG, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, E.DIS AG, E.ON SE, ENERCON GmbH, Energiequelle GmbH, EWE NETZ GmbH, Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, RWE AG, Siemens AG, SMA Solar Technology AG, TenneT TSO GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, TransnetBW GmbH, VDMA Fachverband Power Systems, VGB PowerTech e.V., Westnetz GmbH und Younicos AG.

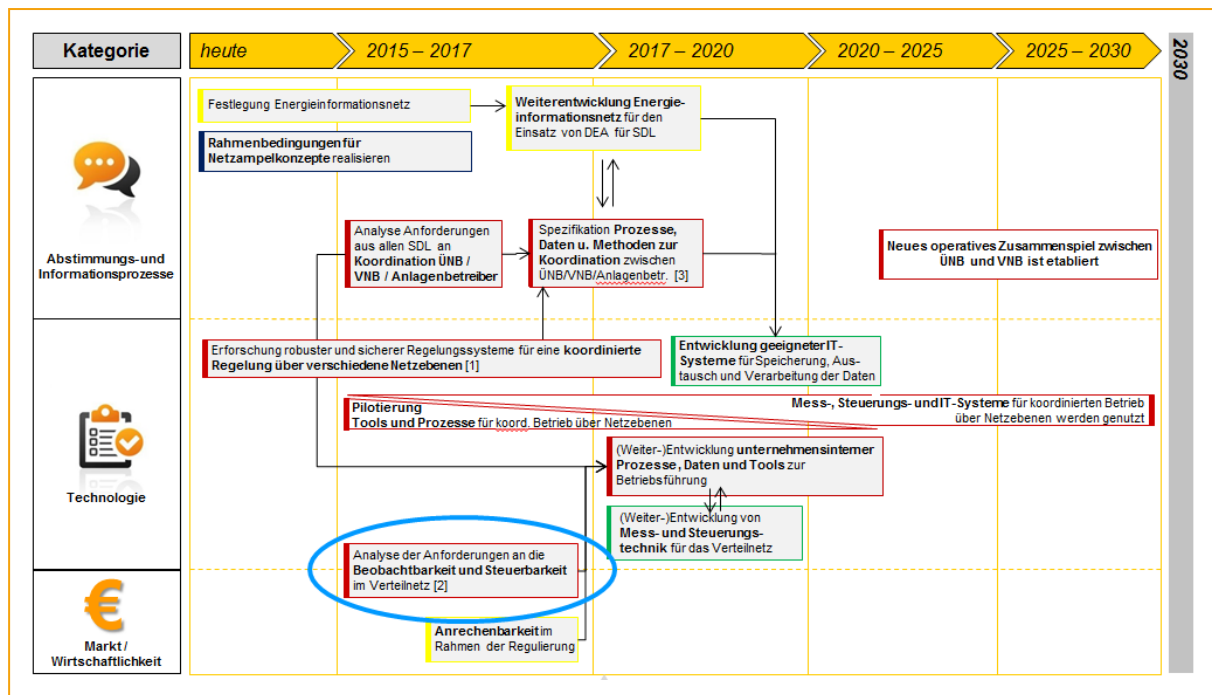


Abb. 1: dena-Roadmap Systemdienstleistungen, Teil-Roadmap „Betriebsführung“

<sup>3</sup> Download der Roadmap Systemdienstleistungen 2030 unter: <http://www.plattform-systemdienstleistungen.de/roadmap/roadmap-systemdienstleistungen/>

## 2.2 Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit als Basis für Betriebsführung im Stromsystem.

Im Rahmen der Betriebsführung fällt den Netzbetreibern die Aufgabe zu, das Stromnetz und alle angeschlossenen Erzeugungseinheiten und Lasten zu überwachen und bei Bedarf zu steuern, um einen sicheren Betrieb des Gesamtsystems zu gewährleisten. Zu den Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zählen unter anderem die Organisation des Regelleistungseinsatzes zur Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und das Engpassmanagement im Übertragungsnetz sowie die Koordination des Netzwiederaufbaus nach Störungen. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) sind jeweils in ihren Netzen für Spannungshaltung, Netzsicherheitsmanagement und Beseitigung lokaler Störungen zuständig. Der VNB hat außerdem die Verpflichtung, die Maßnahmen vorgelagerter Netzbetreiber umzusetzen sowie den durch den ÜNB koordinierten Versorgungswiederaufbau zu unterstützen.

Zur Erfüllung ihrer Aufgaben müssen die Netzbetreiber Informationen erfassen, austauschen und verarbeiten, Entscheidungen daraus ableiten und diese in Form von Steuersignalen sowie Anforderungen an unterlagerte Netzbetreiber versenden.<sup>4</sup> Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit (BuS) umfasst im Weiteren alle Regeln, Prozesse und Technologien, die zum Erfassen, Übertragen und Verarbeiten der für die Betriebsführung notwendigen Informationen und zur Umsetzung von Steuerungsanweisungen erforderlich sind.

Ziel dieser Handlungsbedarfsanalyse ist das Zusammenführen von Erkenntnissen aus Forschungsprojekten und dem energiewirtschaftlichen Diskussionsprozess darüber, welches Niveau an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit in Deutschland zukünftig für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb in den verschiedenen Netzebenen angemessen ist und welche Konzepte geeignet erscheinen bzw. marktreif sind. Bezüglich der Beobachtbarkeit steht vor allem das Erfassen von Echtzeit-Informationen im Fokus der vorliegenden Analyse.

Systematisch lässt sich BuS in vier Kategorien unterscheiden, die im Folgenden erläutert werden:

- Übergeordnete Organisationsstrukturen und Abstimmungsprozesse
- Steuerungskonzepte, Analysemethoden und Kommunikationstechnik
- Sensorik und Messkonzepte
- Aktoren und Steuerungsmöglichkeiten

### **Übergeordnete Organisationsstrukturen und Abstimmungsprozesse.**

Zu den übergeordneten Organisationsstrukturen und Abstimmungsprozessen gehören Regelwerke und Vereinbarungen für Netzbetreiber und Netzteilnehmer (z. B. Messstellenbetreiber, Energieversorger, Anlagenbetreiber etc.), die Standardanforderungen an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit definieren. Dazu zählt beispielsweise die im Energiewirtschaftsgesetz festgelegte Kaskade oder das geplante Messstellenbetriebsgesetz. Hinzu kommen übergeordnete Konzepte, die sich gerade in Ausarbeitung bzw. Umsetzung befinden, wie beispielsweise das

---

<sup>4</sup> Das Versenden von Anforderungen an unterlagerte Netzebenen findet heute wegen des nacheilenden Netzausbaus gehäuft statt, wird aber voraussichtlich in Zukunft wieder abnehmen, sobald der erforderliche Netzausbau erfolgt ist.

Energieinformationsnetz, die ENTSO-E Network Codes und deren Konkretisierung in Anwendungsregeln des VDE FNN.

### **Steuerungskonzepte, Analysemethoden und Kommunikationstechnik.**

Mit dem Steuerungskonzept ist festgelegt, ob die Architektur zum Messen und Steuern des Netzes zentral oder dezentral ausgelegt ist. Bei einer zentralen Organisation werden alle Informationen und Messdaten in einer Leitstelle zusammengeführt und analysiert (z. B. durch Netzsimulation) und auf dieser Basis Steuerentscheidungen getroffen und weitergeleitet. Bei einer dezentralen Organisation werden vor Ort erfasste Messwerte direkt in Steuerentscheidungen umgesetzt. Mischformen zwischen zentralen und dezentralen Steuerungskonzepten sind möglich. Die Kommunikationstechnik sorgt für den Informationsaustausch zwischen Messgeräten (Sensorik), Leitstand und Steuerungsgeräten (Aktoren) bei einem zentralen Steuerungskonzept bzw. direkt zwischen Sensorik und Aktoren bei einem dezentralen Steuerungskonzept. Die Übertragung der Informationen kann drahtgebunden oder per Funk erfolgen. Der Netzbetreiber kann hierfür eine private Infrastruktur aufbauen oder öffentliche Infrastruktur (z. B. Mobilfunk oder Internet) mitnutzen.

### **Sensorik und Messkonzepte.**

Sensorik und Messkonzepte dienen dem Erfassen von Informationen. Messgeräte können als einzelne Einheiten aufgestellt oder in Netzbetriebsmittel und bei Erzeugungsanlagen/Verbrauchern integriert werden. Neben dem direkten Messen von beispielsweise Strom und Spannung für bestimmte Punkte im Netz kann der Netzzustand auch durch Ersatzwertbildung auf Basis weniger, gezielt erhobener Messwerte im gesamten Netzabschnitt abgeschätzt werden.

### **Aktoren und Steuerungsmöglichkeiten.**

Über Aktoren und weitere Steuerungsmöglichkeiten können Netzbetreiber den Netzzustand aktiv beeinflussen und damit für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb sorgen. Zu Aktoren gehören steuerbare Netzbetriebsmittel im Eigentum des Netzbetreibers, wie beispielsweise Schaltanlagen oder Transformatoren mit Stufenschalter. Aber auch das Ansteuern von Erzeugungsanlagen oder flexiblen Lasten im Eigentum Dritter, die im Rahmen von Netzanschlussrichtlinien ein gewisses Maß an Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber vorsehen müssen bzw. sich über den Regelenergiemarkt dazu verpflichtet haben, gehört zu den Steuerungsmöglichkeiten der Netzbetreiber.

## **2.3 Einfluss veränderter Rahmenbedingungen auf den Bedarf an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem.**

Die Energiewende verändert das Stromsystem in Deutschland grundlegend. Bis zum Jahr 2025 sollen 40 bis 45 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien produziert werden, bis zum Jahr 2035 sollen es 55 bis 60 Prozent sein.<sup>5</sup> Die dominierenden erneuerbaren Erzeugungstechnologien sind dabei Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA), deren Zunahme ein maßgeblicher Treiber für den Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromnetzen ist.<sup>6</sup> Um den Netzausbaubedarf zu begrenzen, wird eine durch die Betriebsführung zu realisierende

---

<sup>5</sup> Bundesregierung (2014)

<sup>6</sup> Deutsche Energie-Agentur (2012)

Spitzenkappung vorgesehen.<sup>7</sup> Hinzu kommt, dass Netzbetriebsmittel und dezentrale Energieanlagen (DEA), zu denen neben WEA und PVA unter anderem auch Batteriespeicher gehören, in verstärktem Maße Systemdienstleistungsprodukte bereitstellen müssen und können. Konventionelle Kraftwerke, die heute überwiegend den Bedarf an Systemdienstleistungen decken, werden zukünftig marktgetrieben deutlich verringerte Betriebszeiten haben.<sup>8</sup>

Zur Bewältigung dieser Aufgaben muss unter anderem auch die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf allen Spannungsebenen weiterentwickelt werden, um

- einen sicheren und stabilen Systembetrieb auch bei zunehmend variierenden Erzeugungs-, Last- und Netzzuständen gewährleisten zu können,
- vorhandene Netzkapazitäten optimiert zu nutzen,
- die Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten durch dezentrale Energieanlagen im Verteilnetz für den Anschlussnetzbetreiber, aber auch für vor- und nachgelagerte Netzebenen zu ermöglichen.

---

<sup>7</sup> BMWi (2015)

<sup>8</sup> Deutsche Energie-Agentur (2014)

## 3 Status quo, Herausforderungen und Lösungsansätze für BuS im Übertragungsnetz.

In diesem Kapitel soll dargelegt werden, welches Niveau an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Übertragungsnetz heute gegeben ist, welche Herausforderungen sich vor allem aufgrund der Energiewende in der Stromversorgung ergeben und welche Lösungsansätze existieren bzw. entwickelt werden, um diesen Herausforderungen zu begegnen.

Im ersten Abschnitt „Analysemethoden im Rahmen der Systemführung“ wird gezeigt, welche Analysemethoden und Prozesse ÜNB nutzen, um den Netzzustand ermitteln zu können. Grundlegend hierfür ist die Leittechnik, die im darauffolgenden Abschnitt 3.2 erläutert wird. Darüber hinaus binden die ÜNB Erzeugungseinheiten und unterlagerte Netzebenen in ihre Netzführung ein (Abschnitt 3.3). Abschnitt 3.4 stellt dar, welche Treiber eine Weiterentwicklung von Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf Höchstspannungsebene erforderlich machen. Der letzte Abschnitt benennt den Handlungsbedarf für die weitere Entwicklung der Beobachtbarkeit im Übertragungsnetz bzw. für die notwendige Ausweitung der Beobachtbarkeit und, wo es erforderlich ist, der Steuerbarkeit auf benachbarte und unterlagerte Netze.

### 3.1 Analysemethoden im Rahmen der Systemführung.

Um den Netzbetrieb im Übertragungsnetz planen und monitoren zu können, verfügen die Übertragungsnetzbetreiber über Netzmodelle, die ihr Netz inklusive aller einspeisenden Kraftwerksblöcke abbilden. Vereinzelt sind auch Hochspannungsnetze modelliert, die einen relevanten Einfluss auf das Höchstspannungsnetz haben. Auch Netzgebiete benachbarter ÜNB werden in den Modellen erfasst, sofern der relevante Einfluss auf den Leistungsfluss innerhalb des eigenen Netzgebiets einen bestimmten Wert übersteigt.<sup>9</sup>

Über den Netzzustand im Übertragungsnetz liegen ausreichende Informationen vor, wenn der ÜNB von jeder Schaltanlage sowie von Übergabe- und Einspeisestellen die Wirk- und Blindleistung sowie die zugehörige Sammelschienenspannung kennt. Aus diesen Daten lassen sich mittels State Estimation (Zustandsschätzung) die Leitungsströme und Spannungsabfälle auf den Leitungen berechnen. Außerdem erfassen die ÜNB Informationen zu den Schalterstellungen, zu den Übersetzungsverhältnissen der Umspannwerke mit einstellbarer Übersetzung sowie zu dem Betriebszustand der Kompensationsdrosselpulen.<sup>10</sup> Um einen konsistenten Datensatz für das Netz sicherzustellen, werden die Ergebnisse der State Estimation außerdem automatisiert auf Plausibilität überprüft. Bei Überschreiten eines Schwellenwertes wird der Fehler zur Prüfung durch das Leitstellenpersonal ausgegeben.<sup>11</sup>

Die Mehrheit der durchzuführenden Steuerungsprozesse ist so organisiert, dass die Ergebnisse des Netzrechners vom Leitstellenpersonal kontrolliert werden, bevor sie ausgeführt werden. Es gibt aber

---

<sup>9</sup> VDE ETG (2013)

<sup>10</sup> Heuck u. a. (2010)

<sup>11</sup> VDE ETG (2013)

auch Prozesse, die vollautomatisch arbeiten, wie beispielsweise die Leistungs-Frequenz-Regelung. Darüber hinaus werden die erhobenen Daten für weitere Offline-Prozesse genutzt, bei denen die Prüfung der Ergebnisse durch den Bediener sowie die Weiterleitung zur betrieblichen Umsetzung mehr Zeit in Anspruch nehmen dürfen. Ein Beispiel hierfür ist die Ermittlung der Strombelastung von Betriebsmitteln, um die notwendigen Wartungsintervalle einhalten zu können.<sup>12</sup>

Um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen und Korrekturmaßnahmen vorbereiten bzw. einleiten zu können, findet eine Planung der Netzführung statt. Hierbei nutzt der ÜNB beispielsweise im Rahmen des Day-ahead Congestion Forecast (DACF) Prognosedaten für den nächsten Tag und im Rahmen des Intra-day Congestion Forecast (IDCF) Prognosedaten für die nächsten Stunden.<sup>13</sup>

Um die für die Netzanalyse notwendigen Messergebnisse aus seinem Netz zu erhalten, verfügt der ÜNB über Leittechnik (siehe Abschnitt 3.2). Darüber hinaus ist ein Informationsaustausch mit Netzteilnehmern, benachbarten ÜNB und unterlagerten VNB notwendig.

## **3.2 Aufbau und Aufgaben der Leittechnik.**

### **Ebenen der Leittechnik.**

Im deutschen Übertragungsnetz werden alle Schaltanlagen ferngesteuert und unbemannt betrieben. In den höheren Spannungsebenen liegt also bereits heute ein sehr hoher Automatisierungsgrad vor. Als Leittechnik bezeichnet man alle zur Automatisierung notwendigen technischen Einrichtungen. Sie dient der Überwachung und Steuerung der Stellglieder im Stromnetz sowie der Aufzeichnung der aus dem Netz übertragenen Mess- und Statuswerte. Die Grundfunktionalität der Leittechnik in einem hierarchisch-zentralistischen System wird auch als SCADA-Funktion (Supervisory Control and Data Acquisition) bezeichnet.<sup>14</sup>

Die Leittechnik lässt sich in vier Ebenen unterteilen: Prozessebene, Feldebene, Stationsebene und Netzleitebene.<sup>15</sup> In den Ebenen werden sukzessive Informationen gebündelt und aggregiert an die vorgelagerte Ebene gesendet, um die Komplexität zu reduzieren.

### **Kommunikationstechnologie.**

In der Vergangenheit wurden alle mit Leittechnik erfassten Anlagen und Netzbetriebsmittel über Fernwirktechnik doppelt redundant angebunden. Diese hat zwar zahlreiche Nachteile, wie beispielsweise die Notwendigkeit von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen und damit verbunden eine aufwendige Verkabelung. Fernwirktechnik kann jedoch schwarzfallfest aufgebaut werden und ist daher für den Fall eines Blackouts und den danach stattfindenden Versorgungswiederaufbau für einzelne Stationen/Umspannanlagen der Höchst- und Hochspannungsebene mit hohen zu übertragenden Leistungen auch in Zukunft eine wichtige und wirtschaftliche Technologie. Im Übertragungsnetz von Amprion bestehen daher beispielsweise zu allen konventionellen Kraftwerken schwarzfallfeste Fernwirkverbindungen. Darüber hinaus existieren schwarzfallfeste

---

<sup>12</sup> Heuck u. a. (2010)

<sup>13</sup> VDE ETG (2013)

<sup>14</sup> Crastan, Westermann (2011)

<sup>15</sup> Heuck u. a. (2010)

Telefonverbindungen, über die sich Leitzentrale und Kraftwerksführung im Fall eines Blackouts koordinieren können.

Für den Normalbetrieb der Netze setzen sich allerdings zunehmend Technologien durch, die auch für die Kommunikation im Internet verwendet werden, wie zum Beispiel die Ethernet-Technologie und das TCP/IP-Protokoll. Diese haben, im Unterschied zu den zuvor üblichen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, den Vorteil, dass Informationen über eine Leitung an verschiedene Ziele adressiert werden können und ein Ausbau im Gegensatz zu SCADA-Systemen deutlich preiswerter möglich ist. Darüber hinaus wird auch eine Routing-Funktion unterstützt, mit deren Hilfe im Fall fehlerhafter Übertragungswege automatisch alternative Wege gewählt werden.<sup>16</sup> Die Kommunikationsschnittstellen sind im Rahmen der DIN EN 61850 bzw. IEC 61850 normiert. In dieser Norm ist vorgesehen, durchgängig von der Stations- bis zur Prozessebene mit Ethernet-Technologie, TCP/IP-Protokoll sowie einem genormten Datenmodell zu kommunizieren.

### **3.3 Aktoren und Steuerungsmöglichkeiten im Übertragungsnetz.**

Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Unter netzbezogenen Maßnahmen versteht man Topologiemassnahmen zum Engpassmanagement, das heißt Netzschaltungen an Sammelschienen, Kuppeltransformatoren, Leistungsflusssteuerung durch Kondensatoren, Spulen oder FACTS (Flexible AC Transmission System) und Redispatch von Erzeugungsleistung. Wenn der ÜNB im Rahmen von Engpassmanagement auf Steuerungsmöglichkeiten in unterlagerten Spannungsebenen zugreifen muss, erfolgt dies über die Kaskade.

Unter die marktbezogenen Maßnahmen fällt der Einsatz von Regelenergie und vertraglich vereinbarten abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten. Der ÜNB ruft in diesem Fall die vereinbarte Leistung direkt beim Vertragspartner ab, ohne den Informationsfluss über die Kaskade zu leiten. Bei gleichzeitigem Abruf von Regelleistung und beispielsweise Engpassmanagement durch den VNB kann es zu Konflikten bei der Anlagensteuerung kommen. Voraussetzungen und Ausprägung dieser Konflikte wurden durch die dena-Plattform Systemdienstleistungen in einer Arbeitsgruppe untersucht und die Ergebnisse in einer Problemanalyse zusammengefasst.

### **3.4 Treiber für die Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf Übertragungsnetzebene.**

Obwohl das Übertragungsnetz aufgrund der in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Konzepte und Technologien den höchsten Grad an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit von allen Netzebenen hat, sind auch hier Weiterentwicklungen notwendig. In diesem Abschnitt soll zuerst erläutert werden, warum eine Weiterentwicklung der Möglichkeiten zur Beobachtbarkeit für die ÜNB erforderlich ist. Im zweiten Unterabschnitt wird erläutert, welche Steuerungsmöglichkeiten ÜNB in Zukunft zusätzlich zu den bereits in Abschnitt 3.3 genannten Möglichkeiten haben werden.

---

<sup>16</sup> Heuck u. a. (2010)



### 3.4.1 Bedarf an Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit.

Wesentliche Treiber für den Bedarf an zusätzlicher Beobachtbarkeit im Übertragungsnetz sind die Schaffung des europäischen Binnenmarktes für Strom und die damit verbundene Ausweitung des internationalen Stromhandels, der stark ansteigende Anteil erneuerbarer Energien (EE) in eigenen, benachbarten und unterlagerten Netzen sowie der Wegfall von zentralen Großkraftwerken mit hoher Erzeugungsleistung. Mit der Optimierung der Mechanismen für das Market Coupling zur besseren Nutzung der bestehenden Netzkuppelkapazitäten, den Zielen zur Erhöhung der Austauschkapazitäten, aber auch der gezielten Errichtung von Querreglern an den Grenzen werden Engpässe und Steuerentscheidungen in benachbarten Netzen deutlichere Auswirkungen auf den eigenen Netzbetrieb haben. Um mit diesen umgehen zu können, muss eine Beobachtbarkeit nicht nur für das eigene Netz, sondern in gewissem Umfang auch für benachbarte Übertragungsnetze gegeben sein. Dies erfolgt durch Informations- und Koordinationsprozesse, in denen sich die ÜNB über durchgeführte und geplante Schalthandlungen austauschen.

Der steigende Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Verteilnetz erhöht außerdem den Bedarf an einer höheren Beobachtbarkeit der unterlagerten Netzebenen. Auch werden Systemdienstleistungsprodukte wie zum Beispiel Regelenenergie verstärkt aus dem Verteilnetz bereitgestellt. Hierfür brauchen die ÜNB für ihre Netzführung zuverlässige Informationen und Abrufmöglichkeiten. Gleichzeitig bedarf es aber auch neuer Vereinbarungen und Prozesse zur Koordination zwischen ÜNB, VNB, Anlagenbetreiber und gegebenenfalls Aggregator, beispielsweise für eine optimierte Spannungshaltung im Rahmen eines aktiven Blindleistungsmanagements.

Ein Forschungsprojekt, das Möglichkeiten zur Erhöhung der Beobachtbarkeit im Verteilnetz untersucht, ist das Projekt „EEG-Messnetz“. Die Übertragungsnetzbetreiber planen mit dem Projekt, mithilfe von Referenzmessstellen im Verteilnetz Hochrechnungen für die Einspeiseleistung aus dem Verteilnetz ableiten zu können. Beispiele für Forschungsprojekte, die sich mit netzebenenübergreifenden Betriebskonzepten befassen, sind „REGES“ und „SySDL 2.0“. Im Projekt „REGES“ wird eine koordinierte ÜNB-VNB-Netzbetriebsführung entwickelt, deren Ansatz auf der Ermittlung optimaler horizontaler und vertikaler Leistungsflüsse basiert.<sup>17</sup> In „SySDL 2.0“ werden Konzepte entwickelt, die eine Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteil- für das Übertragungsnetz ermöglichen sollen.<sup>18</sup>

Die Zunahme von Erzeugungseinheiten im Verteilnetz stellt die ÜNB auch beim Versorgungswiederaufbau vor neue Herausforderungen, die ein Mehr an Beobachtbarkeit und Kommunikationstechnik in unterlagerten Netzebenen erfordern. Um im Verlauf des Netzwiederaufbaus vor dem Zuschalten weiterer Netzgebiete zu wissen, in welchem Umfang Stromverbrauch bzw. Stromerzeugung ergänzt werden, ist es notwendig, die Wetterlage und andere erzeugungsrelevante Prognosen in das Versorgungswiederaufbaukonzept einzubeziehen. Wie dezentrale Energieanlagen im Falle eines Stromausfalls zum Versorgungswiederaufbau beitragen

<sup>17</sup> vgl. <http://forschung-stromnetze.info/projekte/erneuerbare-energien-zu-100-prozent-integrieren.pdf> (abgerufen am 03.11.2015). Projekttitle: Optimale Betriebs- und Regelungsstrategien für das zuverlässige elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands bei vollständiger Integration der Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Zeithorizont 2030 (kurz: REGES). Projektlaufzeit: Januar 2015 bis Dezember 2017. Projektpartner: Fraunhofer IOSB-AST, TU Ilmenau, Fraunhofer IFF und Siemens.

<sup>18</sup> vgl. <http://www.sysdl20.de/> (abgerufen am 20.11.2015). Projekttitle: Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen (kurz: SysDL 2.0). Projektlaufzeit: Oktober 2014 bis September 2017. Projektpartner: DREWAG NETZ, Fraunhofer IWES, Siemens, 50Hertz, TU Dresden, MITNETZ STROM, F&S PROZESSAUTOMATION, Universität Kassel, TEN Thüringer Energienetze, DNV GL.

können und müssen und welche Voraussetzungen dafür erfüllt sein müssen, wird im Projekt „NETZ:KRAFT“ untersucht.<sup>19</sup>

### 3.4.2 Zusätzliche Steuerungsoptionen im Übertragungsnetz.

Um dezentrale Energieanlagen als Erbringer für Systemdienstleistungsprodukte nutzen zu können, müssen neben der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Beobachtbarkeit auch Möglichkeiten geschaffen werden, sie anzusteuern. Dies kann eine direkte Steuerung von Anlagen der unterlagerten Netzebenen durch den ÜNB bedeuten (wie beispielsweise beim Abruf von Regelernergie) oder aber durch eine Weitergabe von Anforderungen über die Kaskade geregelt werden. Sind unterlagerte Netzebenen von Steuerungseingriffen betroffen, so muss das Steuerungskonzept gewährleisten, dass allen betroffenen Netzbetreibern die notwendigen Informationen zum Betrieb ihrer Netze rechtzeitig vorliegen.

Eine weitere Steuerungsmöglichkeit für die ÜNB eröffnet sich durch die im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Hochspannungs-Gleichstromtrassen. Insbesondere die Umrichterstationen, die benötigt werden, um die Gleichstromtrassen mit dem Wechselstromnetz zu koppeln, bieten darüber hinaus auch die Möglichkeit, sehr flexibel durch die Steuerung der Blindleistungseinspeisung und Kurzschlussleistung zur Spannungshaltung beizutragen. Des Weiteren lässt sich der Leistungsfluss der Gleichstromleitungen aktiv steuern und damit auch der Lastfluss im verbleibenden Drehstromnetz gezielt beeinflussen.

Auch der Anschluss der Offshore-Windparks an das Drehstromnetz erfolgt im Allgemeinen über Gleichstromverbindungen und entsprechende Umrichterstationen, die über die Möglichkeit zur Blindleistungssteuerung verfügen.

## 3.5 Anforderungen an die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Übertragungsnetz.

Die Analyse der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf Übertragungsebene hat gezeigt, dass eine Weiterentwicklung vor allem in drei Themenkomplexen notwendig ist:

- Ausweitung der Beobachtbarkeit von benachbarten Übertragungsnetzen und der Verfahren zur gemeinsamen Koordination der Systemführung
- Ausweitung der Beobachtbarkeit von unterlagerten Netzen und der Möglichkeiten zur Beeinflussung der Wirk- und Blindleistung am Übergabepunkt
- Einbindung der HGÜ-Umrichterstationen in die Systemführung der ÜNB

Zur Beschreibung der Tatsache, dass eine Beobachtbarkeit von Netzzuständen über die Grenzen des Netzgebiets eines Netzbetreibers hinausgehen kann, unterscheiden die ÜNB zwischen „Responsibility Area“ und „Observability Area“. Jeder ÜNB hat das eigene Netzgebiet (Responsibility Area) vollständig

---

<sup>19</sup> vgl. <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/Netzkraft.html> (abgerufen am 03.11.2015). Projekttitle: Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerkstrukturen (kurz: NETZ:KRAFT). Projektlaufzeit: Januar 2015 bis Juni 2018. Projektpartner: Fraunhofer IWES, 50Hertz Transmission, TenneT TSO, Amprion, TransnetBW, EnergieNetz Mitte, MITNETZ STROM, HanseWerk, DREWAG NETZ, Avacon, Siemens, ENERCON, Energiequelle, SMA Solar Technology, ÖKOBIT, PSI, DÜtrain, GridLab, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Universität Kassel, DERlab.

abgebildet, während die Elemente fremder Netzgebiete (Observability Area) nur dann detailliert abgebildet werden, wenn der Einfluss von Veränderungen in diesen fremden Netzgebieten auf den Leistungsfluss innerhalb des eigenen Netzgebiets eine bestimmte Relevanz übersteigt. Zur Observability Area können unterlagerte Netzebenen und benachbarte ÜNB im In- und Ausland gehören. Sie dient ausschließlich der Beobachtbarkeit des Energiesystems über die Grenzen des eigenen Netzgebiets hinaus. Bereits heute sind die Leitsysteme der ÜNB und einiger VNB von Hochspannungsnetzen teilweise gekoppelt, womit die Observability Area des ÜNB auch auf unterlagerte Netzebenen ausgeweitet wird.

Die VDE-Studie „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende“<sup>20</sup> schlägt unter anderem folgende Weiterentwicklungen bestehender Analysefunktionen der Systemführung vor:

- Vorhandene Netzmodelle müssen qualitativ weiterentwickelt und um neue Systemkomponenten erweitert werden (z. B. Kondensatorbänke und Komponenten der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)).
- Leistungsfluss-Prognosen müssen auf den Zeitraum mehrerer Tage erweitert und ihre Prognosegenauigkeit muss erhöht werden.
- Die Prognosen für Last und Einspeisung müssen weiter verbessert und knotenbezogen aufbereitet werden. Vor allem die Prognose für erneuerbare Energien, die in unterlagerte Netzebenen eingespeist werden, muss auf die die Netzebenen verknüpfenden Umspannwerke aufgeteilt werden.

Der Informationsaustausch auf ÜNB-Ebene ist bereits in vielen Punkten etabliert. Der Fokus der weiteren Entwicklung muss daher hauptsächlich auf einer verstärkten Einbindung unterlagerter Netzebenen mit hohem EE-Anteil liegen.

Hierzu besteht bei folgenden Punkten noch Klärungsbedarf:

- Kriterien, wie weit und in welcher Detailtiefe unterlagerte Netzebenen eingebunden werden müssen: Es ist zu klären, ob eine Ausweitung der Observability Area des ÜNB auf Hochspannungsnetze mit hohem EE-Anteil ausreicht oder ob unter gewissen Umständen auch Mittelspannungsnetze (oder einzelne, relevante Betriebsmittel in diesen) in die Observability Area integriert werden müssen.
- Organisation des Informationsaustauschs mit unterlagerten Netzebenen: Es ist zu untersuchen, ob zukünftig neben dem etablierten Kaskadenprinzip auch andere Formen der Informationsübermittlung für bestimmte Anwendungen notwendig sein werden und wie diese ausgestaltet werden können. Das Energieinformationsnetz stellt unter anderem das zentrale Instrument zur Ausweitung der Observability Area des ÜNB auf unterlagerte Netzebenen dar (siehe Kapitel 5.2).
- Klärung der zeitlichen Auflösung der Kommunikation: Es ist festzulegen, für welche Steuerentscheidungen der ÜNB Echtzeit-Messwerte aus unterlagerten Verteilnetzebenen benötigt und für welche Entscheidungen Planungsdaten ausreichen. Außerdem ist die notwendige zeitliche Auflösung der Messwerte (z. B. stündliche Werte, 15-Minuten-Werte) zu bestimmen.

---

<sup>20</sup> VDE ETG (2013).

- Sicherung der Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit beim Datenaustausch: Verfügbarkeit bedeutet das dauerhafte Bestehen der Kommunikationsverbindung, also auch im Falle einer Störung oder eines Blackouts. Unter Integrität versteht man den Schutz vor Manipulation und Informationsverlust. Vertraulichkeit bedeutet, dass nur derjenige Zugriff auf die Daten hat, der sie benötigt, damit Daten nicht zweckentfremdet werden. Es ist zu prüfen, durch welche Kommunikationsstruktur diese Anforderungen kosteneffizient erfüllt werden können.
- Kriterien, für welche Umstände direkte Steuerungsmöglichkeiten für den ÜNB geschaffen werden müssen und wann eine Weitergabe von Anforderungen reicht: Bereits heute bestehen für den ÜNB beim Regelleistungsabruf und beim Redispatch Möglichkeiten zur direkten Steuerung von Erzeugungsanlagen in unterlagerten Netzebenen. Es ist zu analysieren, ob darüber hinaus Situationen eintreten können, in denen die Beobachtbarkeit unterlagerter Netzebenen und die Weitergabe darauf basierender Steueranforderungen über die Kaskade nicht ausreichen. In solchen Fällen ist zu prüfen, wie der direkte Steuerungszugriff ausgestaltet und dabei eine ausreichende Koordination mit dem Anschlussnetzbetreiber (und gegebenenfalls weiterer vorgelagerter Netzbetreiber) gewährleistet werden kann. Ziel der Koordination muss sein, dass den von den Steuereingriffen betroffenen Netzbetreibern zu jedem Zeitpunkt die für die Steuerung ihrer Netze notwendigen Informationen vorliegen.

## 4 Status quo, Herausforderungen und Lösungsansätze für BuS im Verteilnetz.

Das Verteilnetz besteht aus den Netzebenen Hochspannung (60 kV bis 110 kV, Stromkreislänge ca. 77.000 km), Mittelspannung (6 kV bis 60 kV, Stromkreislänge ca. 479.000 km) und Niederspannung (230 V oder 400 V, Stromkreislänge ca. 1.123.000 km).<sup>21</sup> Schon allein aufgrund der Dimensionsunterschiede bei Netzspannung und Stromkreislänge sind die zentralen Steuerungskonzepte aus dem Höchst- und Hochspannungsnetz nicht auf die unteren Spannungsebenen übertragbar und es sind unterschiedliche Lösungsansätze und -konzepte für die verschiedenen Spannungsebenen erforderlich. Hinzu kommen unterschiedliche Versorgungssituationen in ländlichen und urbanen Gebieten sowie eine unterschiedliche Durchdringung mit erneuerbaren Erzeugern, die lokal spezifische Lösungen erfordern. Die im Folgenden aufgeführten Herausforderungen und Lösungen müssen für verschiedene Verteilnetze einzelfallbezogen entsprechend der individuellen Ausgangssituation bewertet werden.

Kapitel 4 erläutert, welches Niveau von Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf den verschiedenen Spannungsebenen des Verteilnetzes bisher vorliegt und welche Entwicklungen und Herausforderungen abzusehen sind. Der erste Abschnitt beschreibt den Status quo an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit in den verschiedenen Verteilnetzebenen, der zweite Abschnitt stellt die gesetzlichen Rahmenbedingungen vor. In den Abschnitten 4.3 und 4.4 wird erläutert, welche Herausforderungen eine Weiterentwicklung von Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit erforderlich machen und welche Lösungsansätze bereits bestehen bzw. in aktuellen Forschungs- und Pilotvorhaben entwickelt werden. Abschließend werden die Anforderungen für eine Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im letzten Abschnitt zusammengefasst.

### 4.1 Status quo und Herausforderungen für die Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Verteilnetz.

Die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Verteilnetz unterscheidet sich deutlich je nach Spannungsebene. Höchst- und Hochspannungsnetz sind bezüglich Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit sehr ähnlich. Die Betreiber von Hochspannungsnetzen verfügen in der Regel über Leittechnik, die, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, Messinformationen erfasst und Steuersignale übermittelt. Auf Basis der so erfassten Messwerte können Analysemethoden wie beispielsweise die State Estimation (vgl. Abschnitt 3.1) angewandt werden, um die Belastung für Leitungen und Umspannwerke im Vorfeld auf Basis von Prognosewerten für Einspeisung und Last abschätzen und im Betrieb überwachen zu können.

Die Kapazitäten im Mittel- und Niederspannungsnetz wurden in der Vergangenheit so dimensioniert, dass auch bei Höchstlast keine Steuerungseingriffe notwendig sind. Dementsprechend war das Niveau an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit in diesen Netzebenen in Bezug auf einen wirtschaftlichen Netzausbau sehr gering. Durch den starken Zuwachs von dezentralen

---

<sup>21</sup> vgl. <http://m.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=292512.html> (abgerufen am 28.10.2015)

Energieanlagen in diesen Netzebenen kommt es immer häufiger zu Rückspeisungen und damit zu Spannungsband- und Überlastungsproblemen, die Netzausbau und Maßnahmen der Betriebsführung erforderlich machen. Zur Beherrschung dieser Herausforderungen ist neben dem wirtschaftlich sinnvollen Ausbau der Verteilnetze eine verstärkte Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Verteilnetz notwendig. In Anbetracht der Ausbauziele für erneuerbare Energien werden die Herausforderungen für VNB, die erneuerbaren Energien durch betriebliche Maßnahmen verstärkt zu integrieren, wachsen und damit wird der Bedarf an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Mittel- und Niederspannungsebene steigen. Verteilnetzbetreiber können eine erweiterte Beobachtbarkeit außerdem nutzen, um die für die Netzplanung getroffenen Annahmen zu Gleichzeitigkeitsfaktoren von Last und Erzeugung zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

Um Engpässe und Grenzwertverletzungen zu vermeiden, greifen die VNB bei Bedarf steuernd auf die Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements ein. Zurzeit werden vonseiten der Bundesregierung die Weichen für eine Spitzenkappung der Einspeisung aus Erneuerbaren gestellt, um den Netzausbaubedarf auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu begrenzen.<sup>22</sup> Dies bedeutet aber auch, dass Engpassituationen nicht nur ein vorübergehendes Phänomen sind, das durch Netzausbau vollständig beseitigt wird, sondern dass sie in Netzen mit hohem EE-Anteil standardmäßig auftreten werden. Die Reduzierung von Einspeiseleistung im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements ist also keine Maßnahme, die durch den Netzausbau vollständig überflüssig gemacht wird, sondern die in einem gewissen Maß regelmäßig von den VNB eingesetzt werden wird.

Aufgrund der Zunahme von EE-Erzeugungsanlagen im Verteilnetz werden, neben der Möglichkeit, Erzeugungseinheiten für die Betriebsführung zu nutzen, weitere Flexibilitäten wie beispielsweise Speicher oder Lastverschiebung benötigt. Außerdem werden neue Konzepte und Betriebsmittel zum Messen und Steuern der Verteilnetze eingesetzt und weiterentwickelt. Diese werden in den Abschnitten 4.3 und 4.4 vorgestellt.

## **4.2 Gesetzliche Anforderungen und Anschlussregeln.**

Den Rahmen für die notwendige Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf Verteilnetzebene setzen übergeordnete Organisationsstrukturen. Hierbei sind insbesondere Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das Messstellenbetriebsgesetz und die technischen Anschlussregeln für Hoch-, Mittel- und Niederspannung zu nennen.

### **Gesetzliche Vorgaben.**

Erzeugungsanlagen im Verteilnetz müssen ab einer gewissen Größe ebenfalls Anforderungen hinsichtlich der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit erfüllen, die es den Netzbetreibern ermöglichen, diese Anlagen in die Betriebsführung zu integrieren. In § 9 EEG ist hierzu festgelegt, dass EEG- und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW (bei PVA sogar 30 kW) so ausgerüstet werden müssen, dass der Netzbetreiber jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen und die gesamte Einspeiseleistung bei kritischen Systemzuständen ferngesteuert reduzieren kann.

---

<sup>22</sup> BMWi (2014), (2015); E-Bridge u. a. (2014)

Der VNB kann somit EEG- und KWK-Anlagen in Netzsicherheitsmanagement-Maßnahmen einbinden und Einspeisemanagement durchführen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat am 21. September 2015 den Referentenentwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende zur öffentlichen Konsultation vorgelegt. Kernelement des Referentenentwurfs ist das neue Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG). Zudem werden dadurch Anpassungen in Gesetzen, insbesondere dem Energiewirtschaftsgesetz, und in Verordnungen (Stromnetzzugangsverordnung u. a.) notwendig.

Der Entwurf zum Messstellenbetriebsgesetz legt fest, wie die Einbaupflichten und -fristen für intelligente Messsysteme (Smart Meter) beschaffen sind. Folgende Netznutzer sind nach dem Entwurf des Messstellenbetriebsgesetzes mit einem intelligenten Messsystem auszustatten:

- Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh sowie Letztverbraucher, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht
- Betreiber von Energieerzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz mit einer installierten Leistung über 7 kW

Neben verschiedenen marktlichen Anwendungsmöglichkeiten können die Daten der intelligenten Messsysteme zum Beispiel auch für dezentrale Steuerungsansätze im Verteilnetz genutzt werden, wie sie in Abschnitt 4.4.2 beschrieben werden.

#### **Technische Anschlussregeln (TAR).**

Die Technischen Anschlussregeln machen Vorgaben, welchen Beitrag zur Spannungshaltung Erzeugungsanlagen auf den jeweiligen Spannungsebenen leisten müssen. Generell kann man sagen, dass die Anforderungen mit der Spannungsebene zunehmen. Im Niederspannungsnetz ist entweder ein festes Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistungseinspeisung eingestellt oder die Steuerung findet lokal mithilfe einer Kennlinie statt. Anlagen in der Mittelspannungsebene können, je nach Bedarf des Netzbetreibers, kennlinienbasiert zur Spannungshaltung beitragen oder vom Netzbetreiber angesteuert werden. Bei einem Anschluss von Erzeugungsanlagen im Hochspannungsnetz muss es dem Netzbetreiber möglich sein, die Blindleistungseinspeisung in einem bestimmten Stellbereich kontrollieren zu können.

Die technischen Anschlussregeln werden zurzeit vollständig durch den VDE FNN überarbeitet und in fünf Dokumenten zusammengefasst:

- VDE-AR-N 4100 Technische Anschlussregeln für die Niederspannung (TAR Niederspannung)
- VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz)
- VDE-AR-N 4110 Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung (TAR Mittelspannung)
- VDE-AR-N 4120 Technische Anschlussregeln für die Hochspannung (TAR Hochspannung)
- VDE-AR-N 4130 Technische Anschlussregeln für die Höchstspannung (TAR Höchstspannung)

### 4.3 Weiterentwicklung von Messkonzepten in Verteilnetzen mit hohem EE-Anteil.

Um eine optimierte Nutzung vorhandener Netzkapazitäten zu erreichen, haben einige Verteilnetzbetreiber folgende Messkonzepte in ihre Betriebsführung integriert:

- Freileitungsmonitoring (Hochspannungsebene)
- Auslastungsmonitoring (Hoch- und Mittelspannungsebene)
- Sensitivitätsanalyse für das Hoch- und Mittelspannungsnetz unter Einbezug von Informationen aus dem Höchstspannungsnetz (Hoch- und Mittelspannungsebene)

#### **Freileitungsmonitoring.**

Hauptbegrenzungsfaktor für die Übertragungskapazität von Freileitungen ist die Betriebstemperatur des Leiterseils, die durch den Stromfluss im Leiter und die Außentemperatur beeinflusst wird. Bei Freileitungen ohne Monitoring existieren feste Normwerte, die den Stromfluss begrenzen. Statt der Annahme solcher Normwerte wird beim Freileitungsmonitoring die Betriebstemperatur entweder direkt gemessen oder entlang der Trasse anhand realer Klimadaten modelliert. Durch Freileitungsmonitoring kann die Auslastung dahingehend optimiert werden, dass mehr Energie über die Leitungen abtransportiert werden kann.

#### **Auslastungsmonitoring.**

Ohne Beobachtbarkeit der Auslastung werden Übertragungsreserven für den Fehlerfall reserviert, die im Regelbetrieb nicht genutzt werden. Leitungs- und TransformatorKapazitäten werden im Regelbetrieb also nur teilausgelastet, da immer eine ungenutzte Reserve für den Fehlerfall vorgehalten wird. Mit Auslastungsmonitoring können Stromkreise nahezu voll ausgelastet werden. Die Transportkapazität im Netz kann so, in Abhängigkeit vom Vermaschungsgrad, um ca. 25 Prozent bis maximal 50 Prozent gesteigert werden. Sollte ein Netzfehler auftreten und die für den Fehlerfall reservierten Kapazitäten benötigt werden, werden die Einspeiseleistungen unverzüglich (< 200 ms) auf ein für das Netz verträgliches Maß reduziert. In den meisten Fällen ist eine Abregelung nur in Stufen (z. B. um 40 Prozent, 70 Prozent, 100 Prozent) möglich. Eine bessere Steuerung kann einerseits durch eine feinere Stufung erreicht werden, andererseits ist es gegebenenfalls wirtschaftlicher, eine quasi kontinuierliche Steuerung aufgrund der Vielzahl der ansteuerbaren Anlagen zu realisieren, indem verschiedene Anlagen in unterschiedlicher Stufung abgeregelt werden, sodass sich in der Gesamtheit der gewünschte Reduzierungseffekt einstellt.

#### **Sensitivitätsanalyse für das Hoch- und Mittelspannungsnetz unter Einbezug von Informationen aus dem Höchstspannungsnetz.**

Hierbei handelt es sich um eine Analysemethode, bei der, wenn es im Hoch- und Mittelspannungsnetz zu einem Engpass kommt, auf Basis von Zustandsschätzungen aus dem Höchstspannungsnetz die Transformatoren identifiziert werden, die Einfluss auf den Engpass haben. Im zweiten Schritt erfolgt für die hinter dem Transformator befindlichen Erzeugungsanlagen im Hoch- und Mittelspannungsnetz eine Abregelung, um den Engpass auf der vorgelagerten Netzebene zu beseitigen.



Die Abregelung erfolgt zurzeit in der Regel in Stufen. Beispielsweise wird beim VNB HanseWerk die Erzeugungsleistung in der Nähe des Transformators mit dem größten Einfluss auf den Engpass um 100 Prozent reduziert, die Erzeugungsleistung hinter dem Transformator mit dem zweitgrößten Einfluss um 70 Prozent und die hinter dem Transformator mit dem drittgrößten Einfluss um 40 Prozent. Dieses pauschale Vorgehen ohne Berechnung der Wirksamkeit der Maßnahme im Vorfeld ermöglicht zwar eine schnelle Reaktion auf den Engpass. Es zeigen sich jedoch auch Optimierungspotenziale, beispielsweise wenn die Wirksamkeit der Maßnahme zuvor in Simulationen geprüft werden könnte oder wenn eine feinere Abstufung der Leistungsreduktion möglich wäre.

#### **Aktuelle Forschungsvorhaben.**

Um den Zustand des Verteilnetzes in Echtzeit beschreiben zu können, werden zurzeit in verschiedenen Forschungsprojekten Verfahren entwickelt, die diesen auf Basis ausgewählter Messpunkte im Netz abschätzen. Außerdem wird untersucht, wie Wetterprognosen und Verbrauchsverhalten mit integriert werden können, um bessere Prognosen zu Erzeugung und Last zu treffen. Ziel ist es, mit möglichst wenig Messpunkten eine Information zum Netzzustand in Echtzeit zu erhalten. Der Vorteil ist, dass mithilfe solcher Verfahren die Zahl der Messpunkte und damit die Investitionskosten verringert werden können. Darüber hinaus sind die Verfahren zur Zustandsberechnung aktuell sehr zeitintensiv. Um eine Information in Echtzeit zu erhalten, müssen die zu verarbeitenden Informationen auf die wesentlichen begrenzt werden.

Ein Projekt, das diese Entwicklung in Feldtests vorantreibt, ist „IRENE“. Dabei wurde das Verteilnetz einer Gemeinde mit ca. 200 Messpunkten ausgerüstet.<sup>23</sup> Auf die Zustandsschätzung im Niederspannungsnetz und die Datenkommunikation zum Netzbetreiber in Echtzeit fokussiert das Projekt „ENERGIE – Erfassung der niederspannungsseitigen Netzzustandsgrößen in Echtzeit“.<sup>24</sup> Dass Messtechnik nicht unbedingt Eigentum des Netzbetreibers sein muss, zeigt das Projekt „WeSense“, bei dem ein intelligenter Ladeadapter entwickelt wurde, der die Spannungsqualität misst.

### **4.4 Innovative Betriebsmittel und Ausweitung von Steuerungsmöglichkeiten.**

Innovative Betriebsmittel für das Hoch- und Mittelspannungsnetz ermöglichen eine optimierte Auslastung bestehender Leitungskapazitäten und erhöhen damit die integrierbare Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien. Mit innovativen Betriebsmitteln ergeben sich im Allgemeinen auch Steuerungsmöglichkeiten. Diese werden in Abschnitt 4.4.1 vorgestellt. Steuerungsansätze für das Niederspannungsnetz befinden sich mehrheitlich noch in der Entwicklung und Erprobung und sind in Abschnitt 4.4.2 beschrieben.

#### **4.4.1 Innovative Betriebsmittel und Steuerungsmöglichkeiten in der Praxis.**

Innovative Betriebsmittel werden heute vor allem in der Mittelspannungsebene und an den Ortsnetzstationen zwischen Mittel- und Niederspannung eingesetzt, um Spannungsschwankungen,

<sup>23</sup> vgl. <http://www.projekt-irene.de/projekt/index.html> (abgerufen am 03.11.2015). Projekttitle: Integration regenerativer Energien und Elektromobilität (kurz: IRENE). Projekt wurde Ende 2013 abgeschlossen. Projektpartner: AÜW, Hochschule Kempten, RWTH Aachen, Siemens.

<sup>24</sup> vgl. <http://www.devalo.com/de/Presse/Pressemeldungen/2014/Foerderprojekt-ENERGIE-devolo-und-weitere-namhafte-Partner-untersuchen-im-Rahmen-eines-Feldtests-die-Netzzustandsueberwachung-in-Echtzeit-mittels-G3-PLC> (abgerufen am 03.11.2015). Projekttitle: Erfassung der niederspannungsseitigen Netzzustandsgrößen in Echtzeit (kurz: ENERGIE). Projektlaufzeit: September 2014 bis August 2016. Projektpartner: SWK Netze, Janitza electronics, Stromnetz Berlin, Universität Duisburg-Essen, FH Düsseldorf, devolo.

die mit steigenden Anteilen fluktuierender Erzeugung aus EE einhergehen, zu beherrschen und generell die Spannung innerhalb der vorgeschriebenen Grenzwerte zu halten. Diese sind:

- Weitbereichsregelung (Mittelspannung)
- Mittelspannungsregler (Mittelspannung)
- Regelbare Ortsnetztransformatoren (Mittel-/Niederspannung)
- Statistische Steuerungskonzepte (Mittel-/Niederspannung)

### **Weitbereichsregelung.**

Bei der Weitbereichsspannungsregelung wird die Stufenregelung von Transformatoren in Umspannanlagen zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetz unter Zuhilfenahme von Spannungsmessungen im Mittelspannungsnetz optimiert. Anders als bei der früheren Regelung der Umspannanlage wird die Spannung im Mittelspannungsnetz nicht an der Umspannanlage selbst gemessen, sondern an mehreren weiter entfernten Messpunkten im Mittelspannungsnetz. Damit kann die Netzsituation im Verteilnetz weiter als bisher beobachtet und über die Stufenregelung in der Umspannanlage im angeschlossenen Teilnetz gesteuert werden. Der Datenaustausch von den Messpunkten im Mittelspannungsnetz zur Umspannanlage erfolgt im Forschungsprojekt zur Weitbereichsregelung der RWE per Funk. Durch die Spannungsregelung können die Schwankungen im Netz um fast 30 Prozent gesenkt werden.<sup>25</sup> Die ENSO NETZ sieht bei der Weitbereichsregelung den Nachteil, dass dabei Risiken aufgrund von nicht repräsentativen Messpunkten oder fehlerhaften Messwerten bestehen.<sup>26</sup> Die Main-Donau Netzgesellschaft konnte die Risiken mithilfe von Informationen über die Netz- und Kundenstruktur sowie über die aktuelle Einspeisesituation reduzieren.<sup>27</sup>

### **Mittelspannungsregler.**

Mittelspannungsregler dienen der Beeinflussung des Spannungsniveaus innerhalb eines gewünschten Regelbereichs. Anders als regelbare Ortsnetztransformatoren, die in Ortsnetzstationen zum Einsatz kommen, wird der Mittelspannungslängsregler in eine Mittelspannungsleitung eingebaut. Durch die Spannungsregelung in der Mittelspannungsleitung können mehr dezentrale Stromerzeuger an dieselbe Leitung angeschlossen werden als ohne Spannungsregelung. Limitierender Faktor für den Anschluss weiterer dezentraler Stromerzeuger ist oft nicht die Übertragungsfähigkeit der Leitung an sich als vielmehr die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes. Dies gilt insbesondere für den ländlichen Raum, wo Mittelspannungslängsregler als Alternative zum Netzausbau eingesetzt werden können. Die Pilotinstallation eines Mittelspannungsreglers im Netz der RWE kann eine elektrische Leistung von bis zu 8 MVA übertragen und deren Spannungsniveau im Bereich von +/- 10 Prozent intelligent beeinflussen.<sup>28</sup> Die Steuerung von Mittelspannungsreglern kann, entsprechend der jeweils aktuellen Netzlast oder der Einspeisung, autonom erfolgen oder von einer Leitwarte gesteuert werden.

---

<sup>25</sup> vgl. <http://www.rwe.com/web/cms/de/2258074/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/smart-stations/netzoptimierung-durch-weitbereichsregelung/> (abgerufen am 29.10.2015)

<sup>26</sup> ENSO NETZ (2013)

<sup>27</sup> N-ERGIE Netz (2013)

<sup>28</sup> vgl. <http://www.westnetz.de/web/cms/de/1753372/westnetz/presse/pressemeldungen/?pmid=4012277> und <http://www.abb.de/cawp/seitp202/8bab4c5b7fa2b490c1257d950042cc20.aspx> (abgerufen am 29.10.2015)

### **Regelbare Ortsnetztransformatoren.**

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) besitzen im Gegensatz zu einfachen Ortsnetztransformatoren kein starres Übersetzungsverhältnis zwischen Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz, sondern können die Netzebenen durch eine dynamische Anpassung des Übersetzungsverhältnisses entkoppeln. Die Spannung an der Niederspannungswicklung des RONT kann innerhalb der Regelbandbreite konstant gehalten werden. Dadurch steht nieder- oder mittelspannungsseitig ein höheres Spannungsband zur Verfügung, das sowohl für den Anschluss weiterer dezentraler Stromerzeuger (mit dem Effekt der Spannungserhöhung im Einspeisefall) als auch für den Anschluss weiterer Lasten genutzt werden kann.<sup>29</sup>

Um die Beobachtbarkeit regelbarer Ortsnetztransformatoren zu realisieren, sind verschiedene Konfigurationen möglich:

- Die Spannung kann direkt an der Niederspannungssammelschiene gemessen und durch Steuerung des Transformatorstufenstellers geregelt werden. Der Transformator wird hierfür mit Sensorik zur Spannungsmessung an der Sammelschiene sowie mit einem geeigneten Steuerungsalgorithmus ausgerüstet. Eine informationstechnische Anbindung wird in diesem Fall meistens nicht realisiert, da keine Daten mit einem Leitsystem ausgetauscht werden.
- Eine weitere Möglichkeit ist es, eine entsprechende Sensorik an einem oder mehreren ausgewählten Netzknoten zu installieren, um die Spannung an einem entfernten Knoten zu regeln. Mithilfe eines Regelalgorithmus wird in diesem Fall der Transformatorstufensteller auf die Sollspannung des Knotens, an dem die Messung vorgenommen wurde, eingestellt.
- In einer weiteren Variante werden alle gemessenen Spannungswerte an eine Leitstelle übermittelt. Dies ermöglicht es, die Steuerung der Transformatorstufensteller in der Leitstelle des Verteilnetzbetreibers durchzuführen. Durch das zentrale Zusammenführen der Daten ist – im Vergleich zu den zuvor beschriebenen dezentralen Steuerungsmöglichkeiten – eine Optimierung des Betriebs mehrerer RONTs möglich. Jedoch verursacht diese Variante höhere Kosten aufgrund der benötigten Kommunikationswege und der im Vergleich zu Höchst- und Hochspannung deutlich höheren Anzahl an Ortsnetztransformatoren.

Für den Sommer 2016 ist ein FNN-Hinweis geplant, der die möglichen Einsatzgebiete und Planungsregeln für RONT erörtert.

### **Statistische Steuerungskonzepte.**

In der Mittel- und Niederspannungsebene sind sehr viel mehr und kleinere Erzeugungsanlagen als in der Höchst- und Hochspannungsebene an das Stromnetz angeschlossen. So sind in der aktuellen Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur beispielsweise 474 konventionelle Kraftwerksblöcke am Höchst- und Hochspannungsnetz aufgeführt<sup>30</sup>, während die Anzahl der installierten PV-Anlagen schon Ende 2014 über 1,5 Millionen lag<sup>31</sup>. Dementsprechend geringer ist die Bedeutung einer einzelnen Erzeugungsanlage für die Steuerbarkeit der Mittel- und Niederspannungsebene, solange

---

<sup>29</sup> E-Bridge u. a. (2014)

<sup>30</sup> vgl.

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html) (abgerufen am 18.02.2016)

<sup>31</sup> vgl. <https://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen-photovoltaik/zahlen-und-fakten.html> (abgerufen am 18.02.2016)

gewährleistet werden kann, dass zu jedem Zeitpunkt eine ausreichende Anzahl von Erzeugungsanlagen angesprochen werden kann.

Statistische Steuerungskonzepte machen sich diese Tatsache zunutze und kalkulieren den Ausfall eines bestimmten Anteils der angesprochenen Anlagen (z. B. weil keine kommunikationstechnische Verbindung besteht oder die Anlage gerade gewartet wird) bei Aussenden eines Steuersignals mit ein. Da somit nicht zu jeder Anlage zu jedem Zeitpunkt eine funktionierende Kommunikationsverbindung bestehen muss, bieten diese Konzepte, gerade in Anbetracht der Vielzahl der Anlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz, ein hohes wirtschaftliches Potenzial. Um statistische Steuerungskonzepte zu nutzen, müssen jedoch Voruntersuchungen durchgeführt werden, die spezifisch für das jeweilige Netz bestimmen, wie hoch der Anteil der durchschnittlich zu erreichenden Anlagen ist und ob bei Abweichung von diesem Mittelwert keine kritischen Systemzustände eintreten können, weil zu viele oder zu wenige Anlagen auf das Steuersignal reagieren.

#### 4.4.2 Aktuelle Entwicklung von Steuerungsmöglichkeiten.

Aktuelle Projekte und Pilottests zur Weiterentwicklung der Steuerbarkeit im Verteilnetz fokussieren insbesondere auf dezentrale, autonom gesteuerte Lösungsansätze für das Niederspannungsnetz. So wird beispielsweise im Projekt „Smart Operator“ eine Steuerbox erprobt, die, in Netzstationen integriert, die Messdaten aus einzelnen Haushalten bündelt und daraus das Verhältnis von Angebot und Nachfrage im Netz bestimmt.<sup>32</sup> Neben Messwerten zum Netzzustand (Spannung, Frequenz etc.) kann der Smart Operator Prognosen zum Lastverlauf und zur EE-Einspeisung für die vorausschauende Steuerung der Netzauslastung nutzen. Im VDE FNN erfolgt derzeit die interdisziplinäre Zusammenarbeit zur Entwicklung einer standardisierten Steuerbox für das Erzeugungs- und Lastmanagement. Hierzu wird im VDE FNN ein Lastenheft erarbeitet, das beschreibt, wie eine Steuerbox aufgebaut sein soll und welche Funktionen sie erfüllen muss. Ziel ist eine herstellerübergreifende Standardisierung eines modularen und flexibel erweiterbaren Messsystems.

Im Projekt „FLOW-R“ wird eine lokale Regelung für Spannung und Wirkleistung im Niederspannungsnetz getestet.<sup>33</sup> Diese soll in ein dezentrales Automatisierungskonzept eingebunden werden, das die Netzstabilität in Strahlen- und Maschennetzen gewährleisten kann.

Eine Systemplattform, um einzelne Komponenten in ein lokales Mess- und Steuerungskonzept einzubinden, bietet „iNES“.<sup>34</sup> Hierbei wird die Einspeise- und Lastsituation in Echtzeit erfasst und so die Möglichkeit geboten, auf kritische Abweichungen gezielt zu reagieren.

Für den Fall eines Stromausfalls auf Übertragungsnetzebene besteht die Überlegung, zeitlich begrenzt autonome Teilnetze im Verteilnetz zu betreiben, innerhalb derer die Stromversorgung

---

<sup>32</sup> vgl. <http://www.rwe.com/web/cms/de/1943232/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/smart-operator/> (abgerufen am 03.11.2015). Projektteilnehmer: RWE.

<sup>33</sup> vgl. <http://www.pfalzwerke.de/forschung/185.php> (abgerufen am 03.11.2015). Projekttitel: Flexibler Ortsnetz Spannungs- und Wirkleistungs-Regler (kurz: FLOW-R). Projektlaufzeit: Oktober 2014 bis September 2017. Projektpartner: TU Kaiserslautern, Power Plus Communications, Waicher, Pfalzwerke, Pfalzwerke Netz.

<sup>34</sup> vgl. <http://www.sag.de/de/leistungen-produkte/smart-technologien/smart-grids.php> (abgerufen am 03.11.2015). Projekttitel: Intelligentes Verteilnetz-Management System (kurz: iNES). Entwickelt von der SAG.

aufrechterhalten wird. Forschungsprojekte, die dies untersuchen, sind beispielsweise „PolyEnergyNet“<sup>35</sup> oder „The Cell Controller Pilot Project“<sup>36</sup>.

#### **4.5 Anforderungen an die Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf Verteilnetzebene.**

Die Analyse der Verteilnetzebene hat gezeigt, dass auf jeder Spannungsebene ein unterschiedliches Niveau an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit vorliegt und daher auch ganz unterschiedliche Anforderungen an die Weiterentwicklung bestehen.

Bereits heute existieren umfangreiche übergeordnete Organisationsstrukturen in Form von Gesetzen und technischen Anschlussregeln, die Vorgaben zur Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen machen. Erzeugungsanlagen verfügen also bereits über ein hohes Maß an Steuerbarkeit, das durch geeignete Steuerungskonzepte auch in der Mittel- und Niederspannungsebene genutzt werden kann. Die Möglichkeit, Erzeugungsanlagen für die Betriebsführung einzusetzen, wird in einigen Fällen, wie beispielsweise beim Netzsicherheitsmanagement, von VNB bereits in Anspruch genommen. Die Möglichkeiten zur Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungsanlagen werden heute nicht vollständig ausgenutzt. Hier besteht der Bedarf, ein aktives Blindleistungsmanagement für die Verteilnetzebene zu entwickeln.

Auf Hochspannungsebene nutzen die VNB mit der Leittechnik ein zentralisiertes Steuerungskonzept, um Messwerte zu erfassen und Steuersignale zu übertragen. Für eine verbesserte Beobachtbarkeit der Hochspannungsebene können bei Bedarf neue Messkonzepte wie Freileitungs- und Auslastungsmonitoring eingesetzt werden.

In der Niederspannungsebene sind die Kriterien zu definieren, unter welchen Umständen eine Steuerung notwendig ist. In diesem Fall sehen aktuelle Forschungsprojekte vor allem dezentrale, automatisierte Lösungsansätze vor, da es im Allgemeinen nicht sinnvoll ist, das Niederspannungsnetz mit seiner großen Stromkreislänge und seiner Vielzahl von Netzknoten und Anlagen in ein zentrales Leitsystem einzubinden.

Die Analyse für das Mittelspannungsnetz hat gezeigt, dass geeignete Steuerungskonzepte noch weiterentwickelt werden müssen, die zentrale und dezentrale Elemente miteinander vereinen. Es muss analysiert werden, unter welchen Randbedingungen (Versorgungssituation, EE-Anteil) zentrale oder dezentrale Ansätze vorteilhafter sind. Dabei ist zu beachten, dass die zu entwickelnden Steuerungskonzepte sowohl im Normal- als auch im Fehlerfall funktionieren müssen, das heißt, dass das Gesamtsystem ausreichend steuerbar ist, um einen stabilen Betriebszustand zu erhalten bzw. wiederherzustellen. Bei einer Vielzahl von steuerbaren Anlagen im Mittelspannungsnetz ist es hierfür nicht zwangsläufig notwendig, dass jede Kommunikationsverbindung zu jedem Zeitpunkt besteht, sondern dass zu jedem Zeitpunkt eine ausreichende Zahl an Anlagen angesprochen werden kann.

---

<sup>35</sup> vgl. <http://www.polyenergynet.de/> (abgerufen am 03.11.2015). Projekttitle: Resiliente Polynetze zur sicheren Energieversorgung (kurz: PolyEnergyNet). Projektlaufzeit: September 2014 bis August 2017. Projektpartner: B.A.U.M. Consult, Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz (DFKI), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Scheer, Stadtwerke Saarlouis, Technische Universität Berlin (TUB), Technische Universität Darmstadt (TUD), [ui!] – the urban institute, VOLTARIS, VSE Verteilnetz.

<sup>36</sup> vgl. <http://energinet.dk/EN/FORSKNING/Energinet-dks-forskning-og-udvikling/Celleprojektet-intelligent-mobilisering-af-distribueret-elproduktion/Sider/Celleprojektet-fremtidens-intelligente-elsystem.aspx> (abgerufen am 03.11.2015). Projekt initiiert von Energinet.dk.

Wie hoch diese ausreichende Zahl ist, muss weiter erforscht und gegebenenfalls im Einzelfall ermittelt werden.

Generell gilt für die Abwägung zwischen dezentralen und zentralen Steuerungskonzepten, dass dezentrale Automatisierungslösungen den Vorteil niedriger Einstiegskosten haben. Es sind außerdem vergleichsweise geringe Änderungen an der Netzleitstelle erforderlich und aufgrund der Einfachheit ist eine schnelle Realisierung und Inbetriebnahme möglich. Nachteile sind jedoch unter anderem unkoordinierte Regelentscheidungen und eine erschwerte bzw. komplexere Wartung aufgrund der Vielfalt der eingesetzten Lösungen. Dem gegenüber stehen zentrale Steuerungsansätze, die die Optimierung des Systemzustands durch Koordination aller Akteure erleichtern, jedoch mit hohem Datenaufwand, hohen Kosten und hoher Komplexität verbunden sind.

Bisher werden Analysemethoden zur Vorbereitung von Steuerentscheidungen vor allem in der Hochspannungsebene eingesetzt. Da auch in der Mittel- und Niederspannungsebene das Niveau an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit steigen muss, ist es notwendig, Analysemethoden und Algorithmen für dezentrale Steuerungen zu entwickeln. Inputgrößen für diese Methoden und Algorithmen sind nicht nur Netzzustandparameter (Strom, Spannung etc.), sondern auch Messungen und Prognosen zum Verlauf der Last und Einspeisung. Außerdem ist es wichtig, Messkonzepte so zu gestalten, dass sie die Bildung zuverlässiger Ersatzwerte auf Basis weniger Messpunkte ermöglichen, um die Menge der zu verarbeitenden Daten so klein wie möglich zu halten. Um die Steuerbarkeit in der Mittel- und Niederspannungsebene zu verbessern, ist abzuwägen, ob verschiedene Anlagen mit unterschiedlichen Abregelungsstufen adressiert werden können, sodass sich in der Gesamtheit der gewünschte Reduzierungswert einstellt, oder aber die Abregelung von Erzeugungsanlagen nicht nur stufenweise, sondern kontinuierlich erfolgen sollte.

## 5 Entwicklung übergeordneter Organisationsstrukturen für Übertragungs- und Verteilnetz.

In den Kapiteln 3 und 4 wurden der Status quo, die Herausforderungen und die Weiterentwicklung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit getrennt für Übertragungs- und Verteilnetz betrachtet, um die unterschiedliche Ausgangslage und Problemstellung in den jeweiligen Netzebenen besser verdeutlichen zu können. Die Anforderungen an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der verschiedenen Spannungsebenen zeigen, dass neben individuellen Lösungen für jede Spannungsebene auch eine Weiterentwicklung der spannungsebenenübergreifenden Kommunikation und Steuerung notwendig ist. Hierfür werden zurzeit schon übergreifende Organisationsstrukturen entwickelt, deren Bedeutung für Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Folgenden kurz dargestellt werden soll. Hierzu gehören:

- ENTSO-E Network Codes
- Energieinformationsnetz
- Netzampelkonzept

### 5.1 ENTSO-E Network Codes.

Vorgaben zur Ausgestaltung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Stromsystems finden sich in allen ENTSO-E Network Codes. Die Network Codes für „Operational Security“ und „Demand Connection“ befassen sich insbesondere mit dem Informationsaustausch zwischen ÜNB und VNB und sollen daher hier näher betrachtet werden.

Um genauer zu definieren, wie die Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB in Deutschland ausgestaltet werden soll, hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE FNN) eine Arbeitsgruppe zur Ausarbeitung einer Anwendungsrichtlinie gegründet. Diese soll 2016 veröffentlicht werden.

#### **Demand Connection Code.**

Der „Demand Connection Code“ beschreibt die Schnittstelle zu den Verbrauchern am Übertragungsnetz. Hierzu gehören industrielle Lasten, aber auch Verteilnetze. Er definiert Anforderungen für Frequenz- und Spannungshaltung sowie Kurzschlussstrom, Blindleistung und Schutzkonzepte. Hinsichtlich des Informationsaustauschs zwischen ÜNB und unterlagerten VNB erlaubt er dem ÜNB, Standards für diesen Informationsaustausch zu definieren, solange diese Standards mit nationalen Regeln konform sind. Die aktuell gültigen Regeln sind im „Transmission Code“ zusammengefasst.<sup>37</sup>

---

<sup>37</sup> vgl. (VDN, 2007)

In Bezug auf die Steuerbarkeit kann der ÜNB von unterlagerten VNB fordern, die Blindleistung am Übergabepunkt zwischen beiden Netzebenen in einem bestimmten Bereich zu steuern, wenn dies durch nationale Regelwerke vorgesehen und für den sicheren Systembetrieb notwendig ist.

### **Operational Security.**

Der „Network Code on Operational Security“ (NC OS) definiert Anforderungen an die Netzführung europäischer ÜNB und damit auch an die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit in den Übertragungsnetzen.<sup>38</sup> Auf Basis des NC OS (vgl. Artikel 8 Absatz 3) sind die ÜNB aufgefordert, mindestens folgende Informationen in ihrer Regelzone zu erfassen, das heißt zu messen oder aus gemessenen Informationen zu berechnen bzw. abzuschätzen:

- Frequenz
- Spannung an den Netzknoten
- Erzeugung und Verbrauch
- Wirk- und Blindleistungsflüsse
- Wirk- und Blindleistungsreserven

Da der ÜNB nicht alle eben genannten Informationen in seinem eigenen Netz erfassen kann, schreibt der NC OS einen Austausch von Daten zwischen den ÜNB sowie zwischen ÜNB und unterlagerten VNB vor. Folgende Arten von Daten sollen übermittelt werden:

- Strukturelle Daten, beispielsweise zu Netztopologie und angeschlossenen Netzbetriebsmitteln
- Fahrpläne und Prognosen
- Echtzeit-Messdaten
- Gegebenenfalls weitergehende Daten auf Basis individueller Vereinbarungen zum Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB

## **5.2 Energieinformationsnetz.**

Die Untersuchung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Verteilnetz hat ergeben, dass zentrale Leitsysteme sich nicht beliebig auf untere Spannungsebenen ausweiten lassen. Eine Möglichkeit, Informationen aus unterlagerten Spannungsebenen dennoch vorgelagerten Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen, bietet das zurzeit in Ausarbeitung befindliche Energieinformationsnetz. Gesetzliche Grundlage des Energieinformationsnetzes ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), nach dem die Betreiber von Erzeugungsanlagen bzw. die Einsatzverantwortlichen, die Netzbetreiber sowie industrielle und gewerbliche Letztverbraucher und Lieferanten verpflichtet sind, den Übertragungsnetzbetreibern und anderen vorgelagerten Netzbetreibern Daten und Informationen zur Verfügung zu stellen, die für den sicheren und zuverlässigen Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Übertragungsnetze notwendig sind. Das Energieinformationsnetz wird Stammdaten, Ex-ante-Planungsdaten (Prognose für erneuerbare Energien und Fahrpläne für konventionelle Kraftwerke), Echtzeit-Messwerte und Ex-post-Zählwerte enthalten und bietet somit die geeignete

---

<sup>38</sup> ENTSO-E (2013).



Grundlage, um die im Rahmen der Beobachtbarkeit erforderlichen Werte mit zu erfassen und zur Verfügung zu stellen.

### **5.3 Netzampelkonzept.**

Möglichkeiten zum optimierten Austarieren von Anforderungen aus Sicht des Strommarktes und den Randbedingungen des Netzes sowie den Anforderungen für Systemdienstleistungen werden im Netzampelkonzept diskutiert. Ziel des Netzampelkonzepts ist es unter anderem, die Netzauslastung transparent zu machen, sodass Marktakteure Netzbetreibern gezielt Flexibilität wie zum Beispiel den Zugriff auf Speicher und Lasten zum Umgang mit Netzengpässen anbieten können. Das Netzampelkonzept bietet die Möglichkeit, Informationen aggregiert an überlagerte Netzebenen weiterzugeben, und ermöglicht es vorgelagerten Netzbetreibern, sich ein Bild von der Situation in unterlagerten Netzen zu machen, ohne alle Informationen im Detail kennen zu müssen. Eine weitere wichtige Herausforderung auf allen Netzebenen ist, dass verschiedene Netzzustände unterschiedliche Steuerungsansätze erfordern. Im Fehler- oder Engpassfall (rote Ampelphase) hat der Netzbetreiber andere Steuerungsmöglichkeiten und Durchgriffsrechte als im normalen Netzbetrieb ohne Engpässe (grüne Ampelphase).

Eine praktische Umsetzung der Netzampel bildet der Netzzustandsmonitor, der zurzeit von dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission und den großen Verteilnetzbetreibern der 50Hertz-Regelzone im Rahmen der ARGE Ost entwickelt wird.

## 6 Abbildungsverzeichnis.

### 6.1 Abbildungsverzeichnis.

Abb. 1: dena-Roadmap Systemdienstleistungen, Teil-Roadmap „Betriebsführung“ ..... 10

### 6.2 Abkürzungen.

<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>BuS</b>	Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit
<b>DACF</b>	Day-ahead Congestion Forecast
<b>DEA</b>	Dezentrale Energieanlagen
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>HGÜ</b>	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
<b>IDCF</b>	Intra-day Congestion Forecast
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>MsbG</b>	Messstellenbetriebsgesetz
<b>NC OS</b>	Network Code on Operational Security
<b>PVA</b>	Photovoltaikanlagen
<b>RONT</b>	Regelbarer Ortsnetztransformator
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>TAR</b>	Technische Anschlussregeln
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VDE FNN</b>	Forum Netztechnik/Netzbetrieb des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber
<b>WEA</b>	Windenergieanlagen

### 6.3 Literaturverzeichnis.

BMWi (2014): Grünbuch – Ein Strommarkt für die Energiewende.

BMWi (2015): Weißbuch – Ein Strommarkt für die Energiewende.

Bundesregierung (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014).

Crastan, Valentin; Westermann, Dirk (2011): Elektrische Energieversorgung 3. Auflage. Heidelberg: Springer.

Deutsche Energie-Agentur (2012): dena-Verteilnetzstudie-- Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

Deutsche Energie-Agentur (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) – Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

ENSO NETZ (2013): Zukunftsorientierte MS- und NS-Netze – Lösungen zur weiteren Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen. 18.09.2013.

ENTSO-E (2013): Network Code on Operational Security.

Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef (2010): Elektrische Energieversorgung. 8. Auflage. Vieweg + Teubner.

N-ERGIE Netz (2013): Einfluss von Energiespeichern und Lastmanagement auf den Netzausbaubedarf im Verteilnetz. 24.04.2013.

VDE ETG (2013): Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende.

VDN (2007): Transmission Code 2007.

