

Partner-Abschlussbericht zum Kopernikus-Projekt Neue Netzstrukturen

ENSURE – Phase I

Kopernikus-Projekt

„Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende“

Zuwendungsempfänger

FGH e.V.

Förderkennzeichen

03SFK1M0

Laufzeit

01.09.2016 – 31.12.2019

Autoren

FGH e.V.:

Dr. Gregor Brammer

Lukas Kalisch

Dirk Lehmann

Martin Zanner

Projektleiter

Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts

Christoph Kahlen

Berichtsdatum

30.06.2020

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	2
Tabellenverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	5
I Kurze Darstellung.....	7
I.1 Aufgabenstellung.....	7
I.1.1 Custer 3	7
I.1.2 Cluster 5	8
I.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	8
I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens.....	9
I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....	9
I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	10
II Eingehende Darstellung	11
II.1 Einleitung.....	11
II.2 Aufgabenbeschreibung.....	11
II.2.1 Cluster 3	11
II.2.2 Cluster 5	13
II.3 Wissenschaftliche Ergebnisse aus Cluster 3	16
II.3.1 Arbeitspaket 3.2 – Systemische Konzepte	16
II.3.2 Arbeitspaket 3.3 – Versorgungssicherheit-/zuverlässigkeit.....	34
II.4 Wissenschaftliche Ergebnisse aus Cluster 5 – Konzeption Netzdemonstrator	70
II.4.1 Arbeitspaket 5.1.....	70
II.4.2 Arbeitspaket 5.2.....	79
II.5 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen im Rahmen der Projektlaufzeit	92
Literaturverzeichnis	93
Anhang	95
1 Lösungsabfrage.....	95

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bedeutung der Use Cases für den Großdemonstrator	14
Abbildung 2: Übersicht Systemführungsverantwortung – Status Quo	16
Abbildung 3: Definition "Dezentrale Struktur"	28
Abbildung 4: Fahrplan und Flexibilitätsband dezentraler Strukturen	28
Abbildung 5: Verteilung von Einwohnerdichte, installierter PV- und WEA-Leistung in Deutschland	29
Abbildung 6 Synthetisches Verteilnetz für exemplarische Berechnungen	31
Abbildung 7 Netznutzung und Flexibilitätspotential für einen exemplarischen Tag	32
Abbildung 8 Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband	33
Abbildung 9 Aktivitäten und deren Zusammenwirken in AP 3.3 [Quelle: FGH]	36
Abbildung 10 Ausfallverhalten der einzelnen Komponenten einer WEA [15]	38
Abbildung 11 Ausfallverhalten einer WEA aufgeteilt in drei Gruppen [16]	38
Abbildung 12 Bewertungskenngrößen für die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband dezentraler Strukturen	40
Abbildung 13 Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband	42
Abbildung 14 Netznutzung des untersuchten Netzes für einen exemplarischen Tag	44
Abbildung 15 Fahrplan und Flexibilitätsband des untersuchten Netzes für einen exemplarischen Tag	45
Abbildung 16 Zuverlässigkeit des Fahrplans (06:00 Uhr)	46
Abbildung 17 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials (06:00 Uhr)	46
Abbildung 18 Zuverlässigkeit des Fahrplans (11:00 Uhr)	47
Abbildung 19 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials (11:00 Uhr)	48
Abbildung 20 Zuverlässigkeit des Fahrplans unterteilt nach Fehlerkategorien (11:00 Uhr)	49
Abbildung 21 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials unterteilt nach Fehlerkategorien (11:00 Uhr)	49
Abbildung 22: Übersicht zum Vorgehen bei der Bestimmung des Regelleistungsbedarfs	53
Abbildung 23: Bestimmung des Regelleistungsbedarfs für ein Zeitintervall	54
Abbildung 24: Zuordnung der synthetischen Netze und der dezentralen Strukturen/Standorte zu den Versorgungsklustern	56
Abbildung 25: Last und Einspeisung in exemplarischer Woche sowie Regelleistungsbedarf und -vorhaltung	58
Abbildung 26: positiver Regelleistungsbedarf nach Einflussfaktoren in exemplarischer Stunde	59
Abbildung 27: negativer Regelleistungsbedarf nach Einflussfaktoren in exemplarischer Stunde	59
Abbildung 28: Detailbetrachtung Regelleistungsbedarf für ausgewählte NUTS-Gebiete für exemplarische Stunde	60
Abbildung 29: Beispielhafte Bestimmung der Regelleistungsvorhaltung für eine Region	62
Abbildung 30: (negativer) Regelleistungsbedarf und EE-bzw. Lastsituation für exemplarische Stunde ...	63
Abbildung 31: Verlauf des negativen Flexibilitätspotentials für verschiedene Standorte und Zuverlässigkeitsklassen	64
Abbildung 32: Verlauf des neg. Flexibilitätspotentials für verschiedene NUTS2-Gebiete und Zuverlässigkeitsklassen	65
Abbildung 33: Verlauf des neg. Flexibilitätspotentials für gesamt DE und verschiedene Zuverlässigkeitsklassen	65
Abbildung 34: neg. Flexibilitätspotential je NUTS2-Gebiet für exemplarische Stunde und vers. Zuverlässigkeitsklassen	66
Abbildung 35: Zusätzlicher Regelleistungsbedarf je NUTS2-Gebiet und vers. Zuverlässigkeitsklassen ..	67

Abbildung 36: RegelleLeistungsbedarf (negativ), der nicht aus dezentralen Strukturen gedeckt werden kann, nach Zuverlässigkeitsklassen.....	68
Abbildung 37: Diagramm der Schnittstellen- und Aufgabenbeschreibung von AP 5.1.....	71
Abbildung 38: Steckbrief für die Lösungen.....	73
Abbildung 39: Kategorisierung aller Lösungseinreichungen (Stand August 2019) in Begleitforschung, Systemkonzept und Demonstrierbar. Nicht bewertete Lösungseinreichungen betreffen Einreichungen die noch nicht abschließend bewertet werden können.	74
Abbildung 40: Stromnetzstruktur	76
Abbildung 41: Marktstruktur.....	77
Abbildung 42: IKT	77
Abbildung 43: Sektorkopplung	78
Abbildung 44: Aufteilung der 134 Normen, Standards und Richtlinien (Mehrfachkategorisierung möglich)	81
Abbildung 45: Prüfungsschwerpunkte der 152 recherchierten Prüflaboratorien	82
Abbildung 46: Häufung der Prüflabore zu Normen, Anzahl der abgedeckten Normen durch Prüflabore .	83
<i>Abbildung 47: Technologie Review Prozess</i>	<i>84</i>
Abbildung 48: Auswertung der Zuordnung zu Prüfungskategorien	87
Abbildung 49: Anzahl relevanter Use Cases pro Art der Prüfung	87
Abbildung 50: Gemeinsame Test- und Evaluationsumgebung für Kopernikus ENSURE	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Systemführungsverantwortung - Status Quo	27
Tabelle 2 Zuverlässigkeitskenndaten des Primär- und IKT-Systems	32
Tabelle 3 Zuverlässigkeitskenndaten des Primär- und IKT-Systems (erweitert) [1] [23]	44
Tabelle 4 Übersicht über die Versorgungscluster zur Kategorisierung der dezentralen Strukturen	55
Tabelle 5: Prioritäten in der Komponentenliste	80
Tabelle 6: Zuordnung der Prüfbarkeit, Prüfungskategorien und Prüfungsart zu relevanten Use Cases...	88

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves
AP	Arbeitspaket
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DEA	Dezentrale Energieanlage(n)
DS	Dezentrale Strukturen
DSO	Distribution System Operator
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
ENSURE	Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GUI	Graphical User Interface
GVB	Gesamt Vorhabensbeschreibung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannungsebene
HS	Hochspannung
HVDC	High Voltage Direct Current
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
IEC	International Electrotechnical Commission
IKT	Information- und Kommunikationstechnik
ISO	International Organization for Standardization
IT	Informationstechnik
LWL	Lichtwellenleiter
MS	Mittelspannung
MVDC	Medium Voltage Direct Current
ONS	Ortsnetzstation
OPF	Optimal Power Flow
PLC	Power Line Communication
PRL	Primärregelleistung
PtX	Power-to-X-Anlage(n)
PV	Photovoltaik

SDL	Systemdienstleistungen
TRL	Technology Readiness Level (Technologischer Reifegrad)
UF-LA	Unterfrequenz-Lastabwurf
ÜF-LR	Überfrequenz-Leistungsreduktion
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDS	Verantwortlicher Dezentrale Struktur
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
WBK	Wissenschaftlicher Berater Kreis
WEA	Windenergieanlage(n)

I Kurze Darstellung

I.1 Aufgabenstellung

In dem hier dargestellten Forschungsprojekt ENSURE Phase I wurden Fragestellungen untersucht, die mit einem ganzheitlichen systemischen Ansatz das Ziel verfolgen neue Energienetzstrukturen für die Energiewende zu erforschen und bereitzustellen. Insbesondere der, vor allem dezentrale, massive Zubau von erneuerbaren Energieanlagen (EE-Anlagen) und der zunehmende Stromverbrauch, u.a. durch E-Mobility und Power-to-X-Anwendungen in den unterlagerten Spannungsebenen, begründet, dass in ENSURE Phase I neue Energienetzstrukturen gedacht wurden, um die zukünftigen, häufig dezentralen, aber auch verbleibenden zentralen bzw. überlagerten Stromversorgungselemente sinnvoll miteinander zu verbinden. Diese Entwicklungen auf der Lastseite und beim EE-Ausbau führen neben dem Kohle- und Kernenergieausstieg dazu, dass zukünftige Flexibilitätspotentiale aus Erzeugung und Verbrauch hauptsächlich dezentral angeschlossen sind, so dass es eine Verschiebung dieser Flexibilitätspotentiale aus dem Übertragungsnetz (ÜN) in die Verteilnetze geben wird.

Die beschriebenen Systemänderungen führen zu neuen Herausforderungen im Netzbetrieb, die im Rahmen des Forschungsvorhabens ENSURE Phase I untersucht wurden. Die FGH war im Projekt ENSURE Phase I in den Clustern 3 – „Systemführung“ und 5 – „Konzeption des Netzdemonstrators“ vertreten.

I.1.1 Custer 3

Die FGH wird in AP 3.2.1 den Netzbetrieb einschließlich des Verhaltens der Netznutzer abbilden, soweit dies für die Netzbetriebssimulation, Netzzustandsermittlung und –bewertung innerhalb der Zuverlässigkeitsanalyse erforderlich ist. Dabei greift die FGH auf Vorarbeiten bzw. auf parallele Arbeiten aus anderen Forschungsprojekten zurück, die jedoch aufgrund der mangelnden Fokussierung auf dezentrale Netzgruppen weitergehende Forschungsaktivitäten in ENSURE notwendig machen. Im Kopernikus-Projekt ENSURE soll die Einhaltung von Vorgaben zu Wirkleistung an Schnittstellen der dezentralen Netzgruppen erforscht werden. Zudem wird der Einfluss der Märkte der verschiedenen Energieträger auf das Kundenverhalten in Zusammenarbeit mit AP 2.2. ermittelt. FGH, IWES und OFFIS werden in AP 3.3 in engem Austausch Methoden und Verfahren zur Bewertung von Versorgungszuverlässigkeit und -sicherheit in elektrischen Netzstrukturen unter Einbezug der IKT entwickeln und in einem breiten Untersuchungsprogramm anwenden.

Aufbauend auf Erkenntnissen und Verfahren zur Zuverlässigkeitsbewertung von Verteilnetzen mit IKT aus anderen Projekten wird die FGH Erweiterungen vornehmen, die für die Bewertung des Zusammenwirkens dezentraler Versorgungsstrukturen zum Gesamtsystem erforderlich sind. Dies betrifft insbesondere die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von Schnittstellen zu Netzen anderer Medien sowie die Bewertung aus Struktur- statt nur aus Kundensicht. FGH, IWES und OFFIS werden mit ihren jeweiligen Werkzeugen umfassende Untersuchungen möglicher Strukturen durchführen, um den Einfluss der Verfügbarkeit des IKT-Systems auf die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit zu bewerten. Nach bisherigen Untersuchungen sind die Rückfallebenen bei Ausfall von Messwerten und Regelungen durch IKT-Fehler entscheidend für das resultierende Systemverhalten, daher müssen geeignete Rückfallmechanismen abgeleitet werden. Ferner wird das Zusammenwirken einer Vielzahl an dezentralen Versorgungseinheiten auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems dahingehend untersucht, dass die Einzelzuverlässigkeiten der dezentralen Strukturen auf Systemebene aggregiert und dabei Wechselwirkungen und zeitliche Kopplungen berücksichtigt werden. Daraus lassen sich Vorgaben für die Ausgestaltung der Netzstrukturen (Primär- und IKT-Netz) der dezentralen Netzgruppen unterschiedlicher Aggregationsgröße ableiten.

I.1.2 Cluster 5

In einem ersten Schritt zur Konzeption einer netztechnischen Demonstration wurden in AP 5.1 der dortige Use Case Prozess und dessen Ergebnisse als Basis für die Arbeiten in AP 5.3 herangezogen. Beim Use Case Prozess wurden auf Basis der Szenarien von Cluster 1 die resultierenden Herausforderungen der Energiewende für die Energienetzstrukturen identifiziert. Diese Herausforderungen wurden an die Cluster 2, 3 und 4 kommuniziert, um entsprechende Lösungen zu entwickeln. Die Lösungsvorschläge wurden in Steckbriefen gesammelt, teils kombiniert und hinsichtlich Relevanz und Umsetzbarkeit bewertet. Die annähernd 100 Use Cases wurden in die Kategorien Begleitforschung, System- und Demonstrationskonzept sowie in Hard- und Softwarebasiert unterteilt und der technologische Reifegrad berücksichtigt. Die thematische Zuordnung in Stromnetzstruktur, Systemdienstleistung, Kommunikationsstruktur, Marktstruktur und Sonstige ließ abschließend eine fundierte Auswahl von 22 zu berücksichtigenden Use Cases zu.

Die ersten Schritte in AP 5.2 befassten sich mit der Zusammenstellung der Komponenten der Primär und Sekundärtechnik in den Verteilnetzen, sowie die Priorisierung hinsichtlich zum ENSURE Projekt. Aufbauend auf den daraus resultierenden Komponentenlisten wurden Recherchen zu den Normen der relevanten Betriebsmittel durchgeführt. Die Normen wurden des Weiteren in Kategorien eingeteilt (Produktnorm, Allgemeine Norm, Prüfvorschrift und Errichtungsnorm).

Anhand der Normen und der Komponenten wurden Prüflaboratorien recherchiert die zum einen akkreditiert sein müssen und zum anderen die Betriebsmittelprüfungen entsprechend der geforderten Norm durchführen können. Des Weiteren wurden Speziallabore ohne Akkreditierung z.B. für IT-Sicherheit und Hochschullaboratorien mit spezieller Ausrüstung recherchiert.

Auf Grundlage einer Lösungsabfrage aus AP 5.1 wurden die UseCases hinsichtlich ihrer Prüfbarkeit in „Prüfbar Hardware“, „Prüfbar Software/Algorithmus“ und „Nicht Prüfbar“ kategorisiert. Hinzu kommt die Klassifizierung und Einstufung aus AP 5.1 der einzelnen UseCases in „Begleitforschung“, „Systemkonzept“ und „Demonstrierbar“. Aus dem Wissenschaftlichen Beraterkreis wurden während der Projektlaufzeit 20 UseCases als relevant für den Demonstrator in Phase 3 eingestuft. Diese UseCases wurden mit Hilfe der Recherchen zu Komponenten, Normen und Laboratorien zur weiteren Verwendung in ENSURE Phase 2 zusammengetragen.

Auf Grundlage der eingereichten UseCases durch die Cluster 2-4, welche – dem Forschungscharakter der Phase 1 geschuldet – einen geringen Detaillierungsgrad aufwiesen, wurden Prüfkonzepte abgeleitet, die die Ansprüche der Prüfnormen aufgreifen. Dazu wurden drei Themenbereiche identifiziert: „Komponenten-Tests (Hardware)“, „Software-/Algorithmen-Tests“ und „System-Tests“.

Die in Cluster 3 eingeführte Co-Simulation wurde als ein Prüfwerkzeug belichtet und stellt einen wichtigen Part für die Phase 2 dar. Unter anderem sollen hier Zusammenhänge und Abhängigkeiten zwischen den UseCases überprüft werden und diese Ergebnisse für die Auswertung der Systemischen Test verwendet werden.

I.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Eine wesentliche Vorarbeit der FGH in Cluster 3 stellt die Dissertation *Zuverlässigkeit in Smart Grids* [1] sowie weitere Veröffentlichungen (u.a. [2] [3]) zu diesem Themengebiet von Herrn D. Schacht dar. Dabei lag der Fokus auf der Berücksichtigung von IKT sowie deren Einfluss in der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit. Das Verfahren aus [1] konnte nach Erweiterungen und Umbauten (s. Abschnitt II.3.2.4.2) umfassend für die Arbeiten im Projekt ENSURE genutzt werden. Weiterhin konnte für

die Bewertung des Gesamtsystems die Dissertation *Bemessung der Frequency Restoration Reserve unter Berücksichtigung regionaler Kernanteile bei hohem Anteil erneuerbarer Energien* [4] von Herrn J. Sprey als Basis genutzt werden. Für die Simulationen des Gesamtsystems wurden an diesem Verfahren ebenfalls umfassende Erweiterungen (s. Abschnitt II.3.2.5.1) vorgenommen, damit die Forschungsschwerpunkte der FGH im Projekt ENSURE adressiert werden konnten.

In Cluster 5 kann die langjährige Expertise im Bereich der Normung und Entwicklung von Prüfvorschriften eingebracht werden. Zudem kann auf einen breiten Erfahrungsschatz im Bereich der Leistungs- und Hochspannungsprüfungen zurückgegriffen werden. Diese Expertise konnte in das Cluster 5 von Seiten der FGH mit eingebracht werden.

I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Arbeiten der FGH im Projekt ENSURE teilen sich auf die Cluster 3 *Systemführung* und Cluster 5 *Konzeption des Netzdemonstrators* auf. In Cluster 3 war die FGH an den AP 3.2 *Betriebsführung* und AP 3.3 *Versorgungssicherheit/-zuverlässigkeit* beteiligt.

Die Arbeiten aus AP 3.2 und 3.3 fließen in den Betriebssimulationen der FGH zusammen. Zunächst wird die FGH in AP 3.2.1 den Netzbetrieb und das Verhalten der Netznutzer abbilden sowie die Vorhaltung von Wirkleistung durch dezentrale Strukturen untersuchen. Anschließend werden auf dieser Basis die Netzsimulationen der FGH in AP 3.3 durchgeführt. Dabei wird zunächst die Zuverlässigkeit Wirkleistungsvorhaltung der dezentralen Strukturen untersucht und anschließend das Zusammenspiel vieler dezentraler Strukturen im Gesamtsystem simuliert und untersucht. Auf Basis der Ergebnisse werden dann Rückfallmechanismen abgeleitet.

In Cluster 5 ist die FGH in AP 5.1 *Use Cases* und AP 5.2 *Testumgebung für Teilaspekte* vertreten. In AP 5.1 werden zunächst die Kriterien der Use Cases erstellt, die anschließend als Basis für die Prüf- und Demonstrator-Konzeption dienen. In diesem Prozess bringt die FGH die dafür notwendigen technischen Aspekte hinsichtlich des Einsatzgebiets von Technologien ein. Anschließend wird in AP 5.2 untersucht, welche neuartigen Komponenten sich aus den Ergebnissen der Cluster 1 bis 4 ergeben und für diese dann Prüfvorschriften abgeleitet.

I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Die FGH beschäftigt sich in ihrer gesamten Geschichte mit der Zuverlässigkeit von Versorgungssystemen, sowohl durch Entwicklung entsprechender Berechnungsverfahren als auch der Bewertung auf Basis von Störungsstatistiken. Aus dem EU-Projekt evolvDSO liegen erste Erkenntnisse zur Zuverlässigkeit von Verteilnetzen vor, die unter Nutzung von IKT nur mit aktiven Regelungseingriffe innerhalb zulässiger technischer Parameter betrieben werden können.

Wesentlicher Bestandteil derartiger Verfahren als auch für vielfältige Fragestellungen zu Netzbetrieb und -planung ist die Simulation des Netzbetriebs, die auf Basis eines FGH eigenen Datenmodells mit umfangreichen Basisfunktionen jeweils spezifisch implementiert werden. Ferner hat die FGH in den letzten Jahren Prüf- und Nachweisverfahren für dezentrale Erzeugungsanlagen, IKT-Protokolle sowie innovative Betriebsmittel entwickelt, die unter anderem in der Zertifizierungsstelle einer 100-%-Tochter genutzt werden. In ENSURE möchte die FGH darauf aufbauend mit angepassten Bewertungsverfahren geeignete Ausgestaltungen von primärtechnischem Netz und IKT einschließlich sinnvoller Rückfallebenen der Steuerungen bei IKT-Ausfall ermitteln und daraus Empfehlungen für konkrete Ausgestaltungen ableiten. Ferner wird die FGH Prüfanforderungen für Betriebsmittel in zukünftigen Netzen analysieren, mit bestehenden Vorgaben abgleichen und ggf. Erweiterungen entwickeln.

Die FGH wird in AP 3.2.1 den Netzbetrieb einschließlich des Verhaltens der Netznutzer abbilden, soweit dies für die Netzbetriebssimulation, Netzzustandsermittlung und –bewertung innerhalb der Zuverlässigkeitsanalyse erforderlich ist. Dabei greift die FGH auf Vorarbeiten bzw. auf parallele Arbeiten aus anderen Forschungsprojekten zurück, die jedoch aufgrund der mangelnden Fokussierung auf dezentrale Netzgruppen weitergehende Forschungsaktivitäten in ENSURE notwendig machen. Im Kopernikus-Projekt ENSURE soll die Einhaltung von Vorgaben zu Wirkleistung an Schnittstellen der dezentralen Netzgruppen erforscht werden. Zudem soll der Beitrag unterlagerter, dezentraler Netzgruppen zur Regelleistungsbereitstellung für das Gesamtsystem untersucht und bewertet werden. Hierzu greift die FGH auf Arbeiten des IAEW der RWTH Aachen zurück, die sich mit den Auswirkungen probabilistischer Einflussfaktoren (insbesondere Prognosefehler bei EE-Erzeugung) auf die Regelleistungsvorhaltung im Übertragungsnetz beschäftigen [4]. Die FGH wird hierzu die Wirkleistungserbringung aus unterlagerten Strukturen als weiteren Einflussparameter untersuchen und in das bestehende Verfahren integrieren. Integrierende Simulationen von Übertragungsnetz und Wirkleistungsbereitstellung aus dezentralen Strukturen sollen die Relevanz des neuen Einflussparameters bewerten.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Während der Projekttreffen kam es regelmäßig zum Austausch mit den weiteren am Projekt ENSURE beteiligten Partnern. Dabei konnten u.a. die unvoreingenommene Sichtweise der, nicht direkt an den Arbeiten der FGH beteiligten, Partner hilfreiche Diskussionsbeiträge zur Methodik und zu den Ergebnissen der FGH beitragen. Ebenso konnte sich die FGH bei Arbeiten der Projektpartner mit ihrem Know-how unterstützend einbringen. So hat die FGH in einer Reihe von kleineren Arbeitsgruppen mitgearbeitet die einen Beitrag zum Gelingen des Projektes ENSURE geliefert haben.

Darüber hinaus kam es besonders im AP 3.3 zur engeren Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern FGH, IWES und OFFIS. Dabei haben die Partner mit ihren jeweiligen Werkzeugen umfassende Untersuchungen für mögliche unterlagerte Strukturen durchgeführt, um den Einfluss der Verfügbarkeit des IKT-Systems auf die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit zu bewerten. Bei IWES stand dabei die Rückwirkung auf die Verteilnetzplanung im Fokus. OFFIS und FGH konzentrierten sich auf die Zuverlässigkeit der Strukturen und ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit, wobei OFFIS auf Verfahrensansätze setzte, die auf bewährte Methoden aus der IKT-Welt aufbauen, während FGH die IKT-Systeme stärker hinsichtlich ihres funktionalen Beitrags für das elektrische Netz betrachtete. Da aus vorherigen Untersuchungen die Rückfallebenen bei Ausfall von Messwerten und Regelungen durch IKT-Fehler entscheidend für das resultierende Systemverhalten sind, mussten geeignete Rückfallmechanismen abgeleitet werden. Ferner wurde das Zusammenwirken einer Vielzahl an dezentralen Versorgungseinheiten auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems dahingehend untersucht, dass die Einzelzuverlässigkeiten der dezentralen Netzgruppen auf Systemebene aggregiert und dabei Wechselwirkungen und zeitliche Kopplungen berücksichtigt wurden. Daraus ließen sich Vorgaben für die Ausgestaltung der Netzstrukturen (Primär- und IKT-Netz) der dezentralen Netzgruppen unterschiedlicher Aggregationsgröße ableiten.

II Eingehende Darstellung

II.1 Einleitung

Die FGH war in den Clustern 3 – „Systemführung“ und 5 – „Konzeption des Netzdemonstrators“ vertreten. In diesem Zusammenhang hat sie sich mit ihrem Wissen und ihren Vorkenntnissen eingebracht und durch die Mitarbeit in den einzelnen Arbeitspaketen der jeweiligen Cluster ihren Teil zu den Clusterergebnissen beigetragen. Die durch die FGH bearbeiteten Aufgabenstellungen werden in der Gesamt-Vorhabensbeschreibung erläutert und wie in diesem Dokument, für die einzelnen Arbeitspaket bei denen die FGH beteiligt war, beschrieben geleistet.

II.2 Aufgabenbeschreibung

II.2.1 Cluster 3

II.2.1.1 Arbeitspaket 3.2.1 – Systemische Konzepte

Im Arbeitspaket Systemische Konzepte sollten neue Konzepte zur Betriebsführung sowohl der dezentralen Versorgungseinheiten, als auch zu deren Integration in das Gesamtsystem erarbeitet werden. Die Konzepte bauten dabei auf einer integrierten spannungsebenen- und sektorenübergreifenden Regelung auf, welche neben der Integration von Strom- und Gas-Domänen auch den Nutzer sowie den Elektrizitätsmarkt berücksichtigen. Ergebnisse aus AP 2 („neue Verteilnetzstrukturen sowie ökonomische und soziale Entwicklungen“) wurden genutzt.

Die FGH bildet in AP 3.2.1 den Netzbetrieb inklusive des Verhaltens der Netznutzer ab, soweit dies für die Netzbetriebssimulation, Netzzustandsermittlung und -bewertung innerhalb der Zuverlässigkeitsanalyse erforderlich ist. Dabei greift die FGH auf Vorarbeiten bzw. auf parallele Arbeiten aus anderen Forschungsprojekten zurück, die jedoch aufgrund der mangelnden Fokussierung auf dezentrale Netzstrukturen weitergehende Forschungsaktivitäten in ENSURE notwendig machen. Im Projekt soll die Einhaltung von Vorgaben zu Wirkleistung an der Schnittstelle dezentralen Netzstrukturen zum überlagerten Netz erforscht werden. Zudem wird der Einfluss der verschiedenen Energieträger auf das Kundenverhalten in Zusammenarbeit mit AP 2.2. ermittelt.

Als Ergebnis der Arbeiten aus AP 3.2.1 haben die Partner (RWTH, ABB, TU DO, FGH, FAU, DVGW, BUW, KIT, RWTH, Siemens und TenneT) ein übergreifendes Gesamtkonzept zu Betriebsführungs- und Automatisierungsstrategien, welches neue Netzstrukturen sowie Sektorenkopplung und moderne IKT-Ansätze berücksichtigt, erstellt und in dem Meilensteinbericht M3.2.1, unter Verantwortlichkeit des RWTH ACS, im Q4 2018 dokumentiert. Die FGH hat dabei maßgeblich an der Erstellung eines Glossars zur Definition der wesentlichen Begriffe im Bereich der Systemführungsprozesse beigetragen. Außerdem hat sie, im Rahmen des oben ausgeführten thematischen Hintergrunds, die Aspekte „Technische und betriebliche Grenzen dezentraler Strukturen“ und „Bewertung von Wirkleistungserbringung aus dezentralen Strukturen“ detailliert untersucht.

Die genannten Arbeiten und zugehörigen Ergebnisse der FGH zum AP 3.2.1 sind in Abschnitt II.3.1 umfassend dargestellt.

II.2.1.2 Arbeitspaket 3.3 – Versorgungssicherheit/-zuverlässigkeit

Für den Industriestandort Deutschland sind die gesamte Versorgungssicherheit sowie die von den individuellen Kunden gebotene Versorgungszuverlässigkeit von zentraler Bedeutung. Diese müssen auch neue Netzstrukturen weiterhin aufweisen. Die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit in neuen Netzstrukturen unter Einbezug der IKT wurde daher zum einen für funktional abgegrenzte Strukturen durch

die beteiligten Partner (RWTH FCN, FGH, IEE/Uni Kassel, OFFIS und TenneT) analysiert. Zum anderen wurde der Einfluss eines Zusammenwirkens einer Vielzahl der einzelnen Strukturen einschließlich etwaiger Regelungseigenschaften für vorgelagerte Strukturen auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems hin untersucht. Aus den umfassenden Betrachtungen verschiedener möglicher Strukturen wurden dabei Hinweise für die Ausgestaltung von elektrischem Netz sowie des IKT-Systems erarbeitet und damit Empfehlungen für deren konkrete Umsetzung in den nachfolgenden Projektphasen indiziert.

Die Partner FGH, IEE/Uni Kassel und OFFIS haben in AP 3.3 in engem Austausch Methoden und Verfahren zur Bewertung von Versorgungszuverlässigkeit und -sicherheit in elektrischen Netzstrukturen unter Einbezug der IKT entwickelt und in einem breiten Untersuchungsprogramm angewendet. Die FGH hat dabei aufbauend auf Erkenntnissen und Verfahren zur Zuverlässigkeitsbewertung von Verteilnetzen mit IKT aus anderen Projekten Erweiterungen vorgenommen, die für die Bewertung des Zusammenwirkens dezentraler Versorgungsstrukturen zum Gesamtsystem erforderlich sind. Dies betrifft insbesondere die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von Schnittstellen zu Netzen anderer Medien sowie die Bewertung aus Struktur- statt nur aus Kundensicht, etwa die Zuverlässigkeit, mit der Systemdienstleistungen aus den Strukturen an der Schnittstelle zu vorgelagerten Strukturen erbracht werden können. Die FGH hat mit ihren Werkzeugen Untersuchungen für verschiedenste mögliche Strukturen durchgeführt, um den Einfluss der Verfügbarkeit des IKT-Systems auf die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit zu bewerten. Dabei hat sie sich auf die Zuverlässigkeit der Strukturen und ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit konzentriert, wobei insbesondere die IKT-Systeme hinsichtlich ihres funktionalen Beitrags für das elektrische Netz betrachtet wurden. Da bei bisherigen Untersuchungen die Rückfallebenen bei Ausfall von Messwerten und Regelungen durch IKT-Fehler entscheidend für das resultierende Systemverhalten ist, müssten geeignete Rückfallmechanismen abgeleitet werden. Ferner wurde das Zusammenwirken einer Vielzahl an dezentralen Versorgungseinheiten auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems dahingehend untersucht, dass die Einzelzuverlässigkeiten der dezentralen Netzstrukturen auf Systemebene aggregiert und dabei Wechselwirkungen und zeitliche Kopplungen berücksichtigt werden. Daraus lassen sich Empfehlungen für die Ausgestaltung der Netzstrukturen (Primär- und IKT-Netz) der dezentralen Netzstrukturen unterschiedlicher Aggregationsgröße ableiten.

Als Ergebnis aus den umfassenden Betrachtungen möglicher Strukturen in AP 3.3 haben die Partner Hinweise für die Ausgestaltung von elektrischem Netz sowie des IKT-Systems aus Sicht der Versorgungszuverlässigkeit und -sicherheit erarbeitet, aus denen Empfehlungen für die konkrete Umsetzung in den nachfolgenden Projektphasen abgeleitet werden können. Die Ergebnisse aus AP 3.3 wurden durch die Partner in den Meilensteinberichten M3.3.1, unter Verantwortung des IEE/Uni Kassel im Q3 2018, und M3.3.2, unter Verantwortung der FGH im Q3 2019, dokumentiert. Die FGH hat dabei maßgeblich an dem Aufbau einer Datenbank zu IKT-Zuverlässigkeitskenndaten und der Definition einer „Dezentralen Struktur“ beigetragen. Außerdem hat sie, im Rahmen des oben ausgeführten thematischen Hintergrunds, die Aspekte „Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit der Leistungsbilanzierung einer dezentralen Struktur an der Schnittstelle zur übergeordneten Struktur“ und „Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband dezentraler Strukturen und deren Einfluss auf Regelleistungsbedarf und -vorhaltung im Gesamtsystem“ detailliert untersucht.

Die genannten Arbeiten und zugehörigen Ergebnisse der FGH zum AP 3.3 sind in Abschnitt II.3.2 umfassend dargestellt.

II.2.1.3 Mitarbeit an weiteren Arbeitsgruppen in Cluster 3

Neben den Tätigkeiten in den oben beschriebenen Arbeitspaketen hat die FGH ebenfalls an Arbeitspaket und Clusterübergreifenden Arbeitsgruppen teilgenommen und sich dort eingebracht. Nachfolgend ist eine Übersicht inklusive einer kurzen Beschreibung zu sehen.

AG Benchmark Systemdienstleistungen und AG Systemführungsverantwortung:

- Analyse des Stands der Technik von Systemdienstleistungen
 - Ausarbeitung einer Übersicht über die aktuellen Systemdienstleistungen und die Systemverantwortung
 - Analyse der Anforderungen an die SDL zur Frequenz- und Spannungshaltung
 - Analyse der Anforderungen an die Betriebsführung in Bezug auf Systemdienstleistungen
- Schaffung einer Bewertungsgrundlage für Systemdienstleistungen aus dezentralen Strukturen

AG Schnittstelle ÜN/VN:

- Analyse des Zusammenspiels zentraler und dezentraler Strukturen an der Schnittstelle ÜN/VN
- Untersuchung des Einflusses der Zuverlässigkeit und des Flexibilitätspotentials von dezentralen Bilanzierungsstrukturen auf die Systemführungsaufgaben des ÜNB
- Erstellung einer Definition für „dezentrale Strukturen“ (vgl. II.3.1.2) mit Unterstützung durch ABB, SH-Netz, Tennet und TU Dortmund als die Basis für Diskussionen zu alternativen Strukturen für die Wirkleistungsbilanzierung, die in diversen Arbeiten von Partnern untersucht werden.
- Analyse zu technischen und betrieblichen Grenzen dezentraler Strukturen

AG ENTSO-E Datensatz

- Mitarbeit an der Aufbereitung des, von der ENTSO-E für ENSURE bereitgestellten, TYNDP-Datensatzes.
- Der Datensatz dient auch als Grundlage für die Berechnungen der FGH sowie anderer Partner.

AG Co-Simulation:

- Zusammenführen mehrerer Use-Cases über Co-Simulationsschnittstellen
- Co-Simulationen an gemeinsamen Netzmodellen
- Untersuchung des Gesamtsystems unter Einbezug mehrerer in ENSURE erarbeiteten Lösungen
- Grenzen und Möglichkeiten der Co-Simulation erarbeiten und kommunizieren
- Veröffentlichung der Ergebnisse geplant einer ersten Co-Simulation der Partner TU Dortmund, OFFIS, E.ON (SH-Netz) und FGH geplant.

II.2.1.4 Kostenneutrale Verlängerung

Während der kostenneutralen Verlängerung wurden die Arbeiten in AP 3.3 weitergeführt, um die bereits erzielten Ergebnisse zu validieren. Dazu wurden weitere Netzberechnungen zur Ermittlung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes auf Basis der Netze und Zeitreihen aus II.3.2.5 durchgeführt. Die ermittelten Zeitreihen des Fahrplans und Flexibilitätsbandes wurden anschließend zur Bewertung des Gesamtsystems (Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs und Regelleistungserbringung aus dezentralen Strukturen (s. Abschnitt II.3.2.5 und II.3.2.6)) eingesetzt. Weiterhin wurden die Arbeiten in der AG Co-Simulation fortgeführt und eine erste Simulation zwischen der TU Dortmund und der FGH auf Basis des Mosaik Frameworks des OFFIS vorbereitet.

II.2.2 Cluster 5

II.2.2.1 Arbeitspaket 5.1 – Herleitung von Anwendungsfällen des Großdemonstrators

Heute bestehen unterschiedliche Vorstellungen und Erwartungen an die zukünftige Energieversorgung, welche sich hinsichtlich der Dezentralität von Erzeugung und Verbrauch sowie dazugehöriger Steuerungskonzepte unterscheiden. Für die Demonstrator-Region bedeutet dies, dass unterschiedliche Use Cases realisiert werden müssen, um diese für verschiedene Zielfunktionen eines regionalen Energiesystems bewerten zu können. Verschiedene Use Cases stellen jeweils andere Anforderungen an die Kombinationen und Eigenschaften der angewendeten Technologien, auch im Hinblick auf sektorübergreifende Konzepte (Strom, Gas, Wärme, Mobilität, u.a.). Über eine durchdachte Definition von

Use Cases lassen sich technische und gesellschaftliche Anforderungen in einen Anforderungskatalog an die Ergebnisse des breiten Forschungsspektrums der Cluster 1 bis 4 überführen.

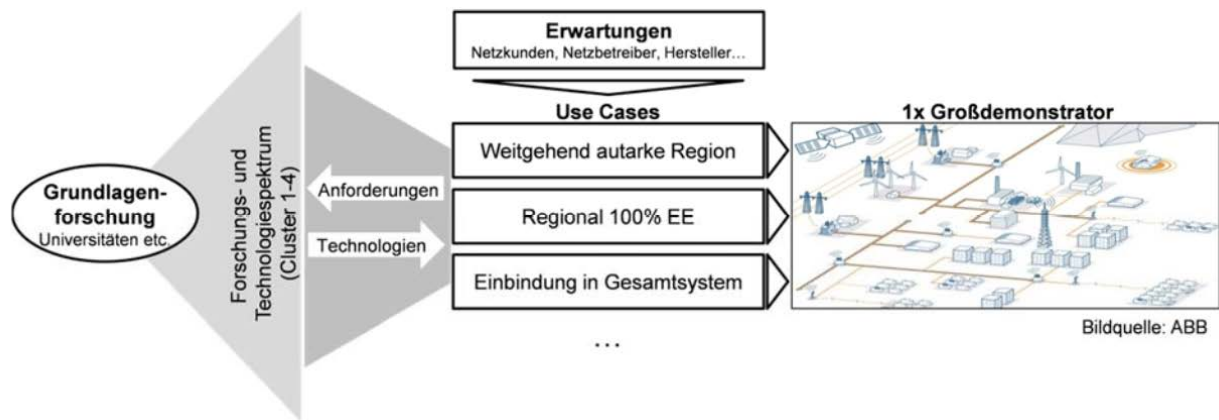


Abbildung 1: Bedeutung der Use Cases für den Großdemonstrator

Gleichzeitig ergeben sich aus der Forschung auch neue Möglichkeiten (in Form neu entwickelter Technologien), die in den Use Cases berücksichtigt werden müssen. Es wird deshalb eine kontinuierliche Verzahnung mit den vorhergehenden Clustern sichergestellt, insb. zu den in Cluster 1 hergeleiteten Szenarien. Mögliche Use Cases könnten den Betrieb der Netzregion u.a. mit folgenden Eigenschaften beschreiben:

- I. Weitgehend autarke Region (möglichst umfassende Selbstversorgung aus EE in einem abgekoppelten System unter Einbezug von Langzeitspeichern; Nutzung überregionaler Netze nur in Ausnahmesituationen)
- II. Regional 100% EE (möglichst großer regionaler Anteil regenerativer Erzeugung, insb. unter Einbeziehung von Sektorkopplung)
- III. Einbindung in Gesamtsystem (Nutzung regionaler EE-Potenziale und Deckung der verbleibenden Nachfrage aus überregionalen Netzen; dezentraler Beitrag zu zentralem Steuerungsansatz)

Diese Use Cases werden im AP 5.1 für den weiteren Projektverlauf detailliert und möglicherweise um weitere Use Cases ergänzt. Für jeden Use Case sind Anforderungen an einzusetzende und notwendige Technologien in Form eines Anforderungskatalogs (z.B. hinsichtlich Regelbarkeit, Robustheit, Flexibilität, Sozialverträglichkeit, CO₂-Vermeidung, Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit) herzuleiten. Die Use Cases sind wesentliche Basis der Prüf- und Demonstrator-Konzeption und werden deshalb gemeinsam mit den relevanten Konsortialpartnern hergeleitet und abgestimmt.

Die FGH bringt hierfür in diesem Arbeitspaket technische Aspekte hinsichtlich des Einsatzgebiets von Technologien ein.

II.2.2.2 Arbeitspaket 5.2 – Herleitung eines Konzepts für Test-Umgebung neuer Technologien

Aus den vorangegangenen Clustern resultieren verschiedene Konzept- und Technologieansätze zur Realisierung eines multimodalen Netzdemonstrators. Des Weiteren ergeben sich seitens der Hersteller ebenfalls erste Ergebnisse bezüglich existierender Produkte und deren Verwendbarkeit in dem neuen Systemkonzept. Für den Einsatz neuer innovativer Technologien liegen häufig keine abgesicherten Normen oder Prüfvorschriften vor. Ebenso ist die Interoperabilität einzelner Netzkomponenten nicht zwangsläufig gegeben.

Mit Blick auf die Realisierung des Netzdemonstrators werden hier spezielle technische Anforderungen an die Betriebsmittel – existierender und neuer Technologie – abgeleitet. Es werden die existierenden Normen und Prüfvorschriften recherchiert. Darauf aufbauend sollen diese um die aus den Clustern 1 bis 4 gesammelten Anforderungen hinsichtlich der angestrebten Netztopologie erweitert werden. Ein Fokus liegt dabei auf den innovativen Leistungs-Technologien, welche im bestehenden Energienetz eine Nische darstellen, wie zum Beispiel die Supra-Leitenden Energiekabel, HVDC-Kabel und Garnituren oder DC Leistungsschalter. Neben den Leistungstechnologien übernimmt die Informationstechnologie im Rahmen der Kommunikation im Energienetz eine fundamentale Rolle. Der Anforderungskatalog umfasst dabei etliche Punkte wie Kommunikationsschnittstellen, Datentransferrate, Transferqualität, Datenschutz und entsprechende Fehlerbehandlungen im Störfall. Auch hier werden die speziellen Anforderungen der neu angestrebten Netztopologie überprüft, mit bestehenden Vorschriften abgeglichen und gegebenenfalls erweitert.

Mittels der Erweiterung und Weiterentwicklung der bestehenden Prüfvorschriften im Bereich Leistungs- sowie Informationstechnologie soll die fehlerfreie Interoperabilität der einzelnen Betriebsmittel sichergestellt werden. Sie dienen als Grundlage für die Konzeption von etwaigen Tests zur Anwendung der neuartigen Verteil- und Übertragungsnetztechnologien, um die Versorgungssicherheit sowie die Sicherheit von Menschen und Anlagen zu gewährleisten.

Die FGH leitet in diesem Arbeitspaket, Prüfvorschriften für neuartiger Komponenten und IKT aus den Ergebnissen der Cluster 1 bis 4 ab.

II.2.2.3 Kostenneutrale Verlängerung

Während der kostenneutralen Verlängerung wurden die Arbeiten in AP 5.2 weitergeführt, um die bereits erzielten Ergebnisse zu validieren. Speziell wurden die Abfragen bei den Prüflaboratorien weiter fortgeführt, sowie die Bearbeitung der Tabelle für Normung und Standards in eine Form gebracht diese weiter in Phase 2 verwenden zu können. Die konkrete Ausarbeitung der Prüfkonzpte viel ebenfalls in die kostenneutrale Verlängerung.

II.3 Wissenschaftliche Ergebnisse aus Cluster 3

II.3.1 Arbeitspaket 3.2 – Systemische Konzepte

II.3.1.1 Definition und Abgrenzung

Im Rahmen der Arbeiten zu AP 3.2 wurde unter anderen auch eine AG Systemführungsverantwortung gebildet in der die FGH in Zusammenarbeit mit Tennet den Status Quo der Systemführungsverantwortung bzw. der Systemführungsprozesse ausführlich darzustellen. Die resultierenden Arbeiten dienen bei den weiteren Arbeiten in AP 3.2 den weiteren Partnern als Grundlage und als Nachschlagewerk bei den Beschreibungen zukünftiger Prozesse in den neuen Energienetzstrukturen, wie sie in ENSURE entwickelt werden sollen.

In den folgenden Abschnitten werden daher die wichtigsten Systemführungsprozesse beschrieben und dabei in die vier Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und Versorgungswiederaufbau untergliedert. Zunächst soll dabei die aktuelle Einordnung im System und weiter ein Ausblick auf eine mögliche zukünftige Stellung der Prozesse dargelegt werden. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der betrachteten Prozesse und deren Verantwortlichkeit bei den Netzbetreibern.

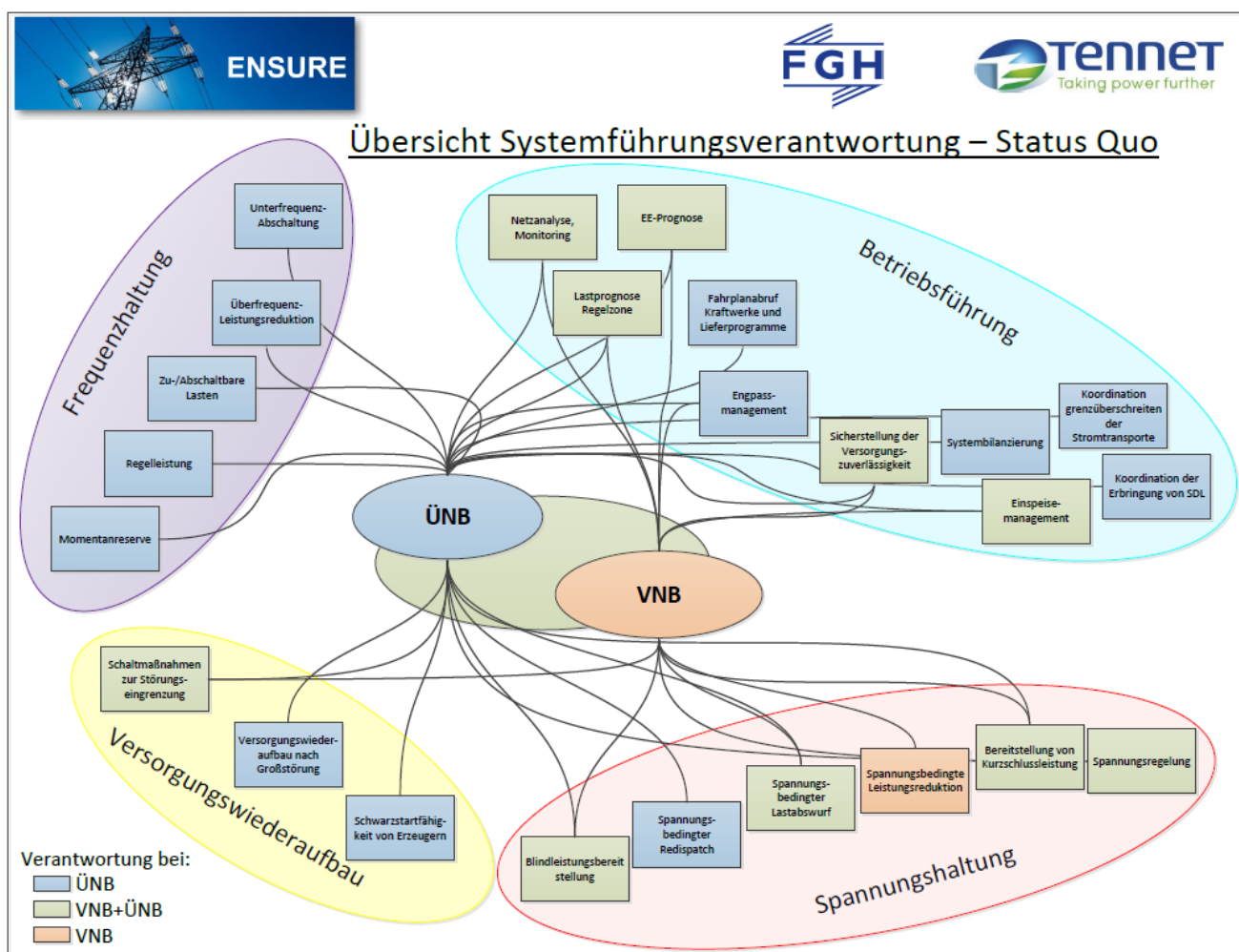


Abbildung 2: Übersicht Systemführungsverantwortung – Status Quo

II.3.1.1.1 Frequenzhaltung

Da elektrische Energie in großtechnischem Maßstab nicht direkt speicherbar ist und das elektrische Netz selbst auch keine wesentlichen Speicherkapazitäten besitzt, müssen für einen stabilen Netzbetrieb Erzeugungsleistung und Stromverbrauch jederzeit im Gleichgewicht sein.

Bei Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch kommt es physikalisch zu einer Erhöhung bzw. Verringerung der Frequenz. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen unverzüglich dafür Sorge tragen, dass durch Wiederherstellung des Bilanzgleichgewichts die Sollfrequenz von 50 Hz wieder eingehalten wird [5].

II.3.1.1.1.1 Momentanreserve

Da Regelennergie zum Angleichen von Erzeugung und Verbrauch aufgrund von Aktivierungszeiten nicht plötzlich zur Verfügung stehen kann wird bei einem Leistungsungleichgewicht im Netz die Leistungsabweichung im ersten Moment aus der kinetischen Energie der rotierenden Massen der im Verbundsystem befindlichen Generatoren und Motoren gedeckt. Diese Eigenschaft der rotierenden Massen durch ihre Trägheit schnellen Frequenzänderungen entgegen zu wirken wird als Momentanreserve bezeichnet [6].

Status Quo

Für das heutige europäische Verbundnetz wird als Auslegungsfall für die zur Verfügung stehende Momentanreserve ein Last- bzw. Erzeugungssprung von 3 GW angenommen. Durch die Momentanreserve muss in diesem Fall die Frequenzänderung ausreichend stark gedämpft werden können, sodass das zulässige Frequenzband von 50 +/- 0,8 Hz (kurzzeitig/dynamisch) bzw. 50 +/- 0,2 Hz (stationär) nicht verletzt wird [6].

Ausblick

Für die Entwicklung des Bedarfs an Momentanreserve kann davon ausgegangen werden, dass der Auslegungsfall mit einer Leistungsveränderung von 3 GW weiterhin angemessen ist [6].

Durch den weitergehenden Wandel der Erzeugungsstruktur in Deutschland wird es zukünftig weniger rotierende Massen geben, die einen Beitrag zur Momentanreserve leisten können. Damit Deutschland dennoch zukünftig seine Systemverantwortung im europäischen Stromverbundnetz zuverlässig und vollumfänglich wahrnehmen kann sind neben dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien geeignete alternative technische Lösungen zur Bereitstellung von Momentanreserve, z.B. aus DEA, erforderlich [7].

II.3.1.1.1.2 Regelleistung

Status Quo

Um auftretende Erzeugungs- bzw. Lastüberschüsse ausgleichen zu können setzen die Übertragungsnetzbetreiber positive bzw. negative Regelleistung ein. Bei der Regelleistung wird dabei nach den Produktqualitäten Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve unterschieden. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Regelleistung über ein regelmäßig durchgeführtes marktbasiertes Auktionsverfahren. Potentielle Anbieter am Regelleistungsmarkt müssen vor der Teilnahme in einem Präqualifikationsverfahren nachweisen, dass sie das geforderte Maß an Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Regelbarkeit einhalten können.

Für die Dimensionierung der Primärregelleistung gilt der Auslegungsfall von 3 GW analog zur Momentanreserve. Der Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung wird heute mittels probabilistischer Verfahren quartalsweise durch die deutschen ÜNB bestimmt.

Die Erbringung der Regelleistung erfolgt heute hauptsächlich aus konventionellen Kraftwerken einschließlich Pumpspeicherwerken. Teilweise erfolgt die Bereitstellung heute schon durch alternative Anbieter wie z.B. Regelleistungspools bestehend aus Biogasanlagen, Notstromaggregaten und Großbatterien sowie besonders energieintensive Industrieunternehmen mit flexiblen Lasten [6].

Ausblick

In Zukunft wird der Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung, insbesondere durch den mit der installierten Leistung erneuerbarer Energien wachsenden Effekt von Prognosefehlern der Erzeugung, deutlich zunehmen. So steigt unter der Annahme einer gleichbleibenden Prognosegenauigkeit für die EE-Einspeisung der Bedarf an negativer und positiver Minutenreserveleistung deutlich. Der Bedarf an Sekundärregelleistung erhöht sich in geringerem Umfang ebenfalls. Durch das vermehrte Auftreten starker Windflanken ist jedoch von einer vermehrten Aktivierung der Sekundärregelleistung auszugehen.

Würde das heute eingesetzte probabilistische Dimensionierungsverfahren zukünftig durch ein adaptives Dimensionierungsverfahren, z.B. vortäglich anhand der tatsächlichen Last- und Einspeiseprognosen, für die Regelleistung ersetzt werden, kann die Steigerung des durchschnittlich benötigten Regelleistungsbedarfs begrenzt und der tatsächliche Bedarf zum Beispiel vortäglich entsprechend der tatsächlichen Prognosen für Last und EE-Einspeisung genauer bestimmt werden [8].

Bereits heute gibt es Perioden in denen die Erzeugung aus EE den Verbrauch in Deutschland übersteigt und kaum noch konventionelle thermische Kraftwerke marktorientiert am Netz sind. Für entsprechende Stunden, deren Zahl zukünftig mit wachsender installierter EE-Leistung zunehmen wird, müssen Alternativen zur Bereitstellung von Regelleistung geschaffen werden. Es werden technische und organisatorische Lösungen angestrebt, bei denen vermehrt Regelleistung aus EE-Anlagen, die in der Regel dezentral in den Verteilnetzen angeschlossen sind, genutzt wird [6].

II.3.1.1.1.3 Zu-/Abschaltbare Lasten

Status Quo

Zur Frequenzhaltung können Übertragungsnetzbetreiber bei Gefährdungen oder Störungen neben der Erhöhung bzw. Drosselung von Erzeugungsleistungen vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten einsetzen bzw. im Notfall auch weitergehende Anpassungen von Stromeinspeisern und Stromabnehmern verlangen.

Ausblick

In Zukunft werden die vertraglichen zu- und abschaltbaren Lasten auch vermehrt in der Verteilnetzebene liegen. Hier sind noch technische und organisatorische Lösungen zu finden, um das Potential effizient nutzen zu können.

II.3.1.1.1.4 Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA)

Status Quo

Als letzte Sicherungsmaßnahme bei Unterfrequenz greift der frequenzabhängige Lastabwurf, d.h. die automatisierte, stufenweise Trennung der Verbraucher vom Netz.

Konventionell werden Schutzrelais an der Unterspannungsseite einer Umspannstation zwischen HS- und MS-Netz installiert. Sofern die Netzfrequenz einen vorgegebenen Wert unter- oder überschreitet, findet eine Auslösung statt. Diese erfolgt meist ohne Berücksichtigung der Lastflussrichtung. Da DEA überwiegend im Verteilnetz angeschlossen sind, kann dies dazu führen, dass sich durch die unterfrequenzabhängige Abschaltung das Leistungsdefizit weiter erhöht und somit die Netzstabilität gefährdet wird [6].

Ausblick

Bei zukünftig weiterwachsender Erzeugung aus EE, hauptsächlich im Verteilnetz, muss ein aktives Last- und Einspeisemanagement dafür sorgen, dass das zulässige Frequenzband bei Dargebotsschwankungen nicht verlassen wird und so der Unterfrequenzlastabwurf ausgelöst wird.

II.3.1.1.1.5 Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR)

Status Quo

Bei Überfrequenz müssen sich die am Netz befindlichen Erzeugungsanlagen an der Frequenzhaltung beteiligen. Für Altanlagen ergibt sich hierbei das Problem, dass sich die Anlagen ab einer Frequenz von 50,2 Hz automatisch abschalten und mit ihrer hohen installierten Gesamtleistung die Systemstabilität ernsthaft gefährden. Für Neuanlagen gilt bereits eine frequenzabhängige Reduktion der Einspeiseleistung nach VDE-AR-N 4105. Ab 51,5 Hz erfolgt dann die Trennung der am Netz befindlichen Erzeugungsanlagen [9].

Ausblick

Für die Nachrüstung der Altanlagen wurde in einer vom VDE/FNN beauftragten Studie untersucht, wie die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 auch für Altanlagen umzusetzen sind. Eine Umsetzung der gefundenen Lösungen läuft. Darüber hinaus ist wie beim Unterfrequenz-Lastabwurf auch ein aktives Last- und Einspeisemanagement Voraussetzung dafür, einen frequenzstabilen Netzbetrieb zu ermöglichen und so eine frequenzabhängige Leistungsreduktion zu verhindern [9].

II.3.1.1.2 Spannungshaltung

Im Hinblick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energiesystems muss die Stabilität und der Betrag der Netzspannung sowohl im Normalbetrieb wie auch im Fehlerfall gewahrt werden. Zugleich ist im Hinblick auf die Beherrschung eines Spannungseinbruchs bei größeren Störungen u.a. eine ausreichende Bereitstellung von Kurzschlussleistung notwendig. Darüber hinaus ist das stabile Systemverhalten im Normal- wie auch im Fehlerfall auch von einer geeigneten Koordination der Spannungsregler im Netz abhängig [6].

II.3.1.1.2.1 Bereitstellung von Blindleistung

Status Quo

Für den stabilen Netzbetrieb und zum Schutz von Personen, Betriebsmitteln und Letztverbrauchern wird die Spannung durch verschiedene Mittel in dem zulässigen Spannungsband von ± 10 Prozent der Nennspannung beim Letztverbraucher gehalten. Dies geschieht heute zu einem großen Teil durch die planerische Auslegung der Netze sowie betrieblich durch die Blindleistungsbereitstellung der konventionellen Kraftwerke und die gezielte Stufung von Transformatoren. Darüber hinaus werden Blindleistungskompensationsanlagen und Spannungsregler im Stromnetz eingesetzt [6].

Ausblick

Aufgrund zunehmender Transportentfernungen und Leistungstransite wird der Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz deutlich zunehmen. Dabei wird das auf Höchstspannungsebene bereitzustellende Blindleistungsband, d.h. die Spanne des Blindleistungsbedarfs an den jeweiligen Netzknoten zu verschiedenen Zeiten, insgesamt steigen.

Im Übertragungsnetz werden daher verstärkt alternative Lösungen zur heutigen Bereitstellung von Blindleistung im Stromversorgungssystem durch konventionelle Kraftwerke benötigt. Auch in den Verteilnetzen wird, durch die weiter steigenden dezentralen Erzeugungsanlagen und der damit

verbundenen Spannungsprobleme sowie der teilweise vorkommenden Lastflussumkehrung, der Bedarf an Blindleistung zunehmen. Als technische Möglichkeiten zur Deckung des Blindleistungsbedarfs im Stromnetz kommen aus heutiger Sicht grundsätzlich folgende Alternativen in Frage: die Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen (Spulen, Kondensatoren, SVC und STATCOM), die Umrichterstationen der geplanten Hochspannungsgleichstromübertragungsstrassen (HGÜ), eine Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in den Stromverteilnetzen, die Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke für einen Phasenschieberbetrieb, die Ausrüstung neuer Kraftwerke für einen entkoppelten Phasenschieberbetrieb und die Errichtung alleinstehender Phasenschieber. Insbesondere für den Bedarf in den Verteilnetzen ist zu prüfen, inwieweit die heute bekannten technischen Möglichkeiten ausreichend sind und wie ein effektives Blindleistungsmanagement in den unteren Netzebenen bzw. in dezentralen Strukturen aussehen kann/muss [6].

II.3.1.1.2.2 Spannungsbedingter Redispatch

Es besteht die Möglichkeit, Spannungsprobleme durch Redispatch, d.h. das Hochfahren einzelner Kraftwerke, die dann die Spannung regeln, zu lösen, sofern der Bedarf nur in einzelnen Stunden auftritt und entsprechende Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen.

Durch den gezielten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz werden konventionelle Einspeiser an Standorten mit erhöhtem Blindleistungsbedarf genutzt, um diesen lokal zu decken. Dieser Aspekt ist insbesondere vor dem Hintergrund einer zunehmenden Verdrängung konventioneller Einspeiser zu beachten.

Spannungsbedingter Lastabwurf und Spannungsbedingte Leistungsreduktion

Als Notfallmaßnahme ist eine Lastabschaltung bei Spannungsproblemen möglich. Ebenso kann eine Reduktion der Einspeiseleistung erfolgen. Die Regelung erfolgt hierbei lokal an den Erzeugungseinheiten oder Schutzeinrichtungen der Umspannwerke bzw. ONS.

II.3.1.1.2.3 Bereitstellung von Kurzschlussleistung

Status Quo

Die Vorhaltung einer ausreichenden Kurzschlussleistung ist notwendig, um u.a. die sichere Erfassung von Kurzschlussereignissen durch die entsprechenden Schutzgeräte, die transiente Stabilität elektrischer Maschinen und einen möglichst lokal begrenzten Spannungseinbruch im Fehlerfall zu gewährleisten. Die Kurzschlussleistung darf jedoch nicht unzulässig hoch sein, da sonst Betriebsmittel aufgrund zu hoher Kurzschlussströme Schäden erleiden und ggf. Leistungsschalter die hohen Kurzschlussströme im Störfall nicht sicher abschalten können.

Ausblick

Die Analysen der zukünftig verfügbaren Kurzschlussleistung zeigen, dass sich die Bandbreite zwischen minimaler und maximaler Kurzschlussleistung unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen gegenüber heute kaum verändert. Allerdings sind an einzelnen Netzknoten signifikante Änderungen gegenüber dem Stand heute zu beobachten. Der Bezug von Kurzschlussleistung aus dem Ausland wird sich trotz der Veränderungen in der Stromversorgung in der Summe nicht signifikant vergrößern. Allerdings können sich die Herkunftsländer ändern.

Über Umrichter angeschlossene Anlagen, insbesondere EE-Anlagen, tragen in Höhe ihres Betriebsstroms zur Kurzschlussleistung bei [6]. Die zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung unterliegt daher starken wetter- und tageszeitabhängigen Schwankungen. Es ist im Einzelfall zu prüfen, ob das Schutzkonzept diese Bandbreite zulässt. Es ist möglich, die Bereitstellung von Kurzschlussleistung durch erneuerbare Energien Anlagen regional zu vergleichmäßigen, indem eine Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus dem Umrichter auch ohne Wirkleistungseinspeisung ermöglicht wird. Auf diese Weise erfolgt eine

Entkopplung von der wetter- und tageszeitabhängigen Verfügbarkeit der Anlagen für die Kurzschlussleistung. Dafür sind im Hinblick auf den Netzbetrieb Voraussetzungen zu schaffen, sodass ein Netzbetreiber bei Bedarf von den in seinem Netzgebiet angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien auch in Zeiten ohne Wirkleistungseinspeisung die Bereitstellung von Kurzschlussleistung einfordern kann [6].

II.3.1.1.2.4 Spannungsregelung

Die Aufgabe der Spannungsregelung ist es, die verfügbaren Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzspannung zu koordinieren.

Status Quo

Im Hoch- und Höchstspannungsnetz wird in der Betriebsführung mittels Spannungsblindleistungsoptimierung ein gleichmäßiges Spannungsniveau bei hohen Spannungen gehalten. Zur Spannungssteuerung stehen dabei folgende Steuergrößen zur Verfügung: Blindleistungserzeugung der Generatoren, Stufenstellung der Netzkuppeltransformatoren, Kompensationseinrichtungen (Kondensatoren und Spulen), HGÜ-Konverter, leistungselektronische Betriebsmittel (z.B. SVC, STATCOM), Anpassungen an der Netztopologie oder Phasenschiebertransformatoren [5].

In der Verteilnetzebene wird eine angemessene Spannungshaltung anders erreicht: Aufgrund der bislang geringen Ausstattung mit IKT in Verbindung mit einer geringen Anzahl an spannungssteuernden Betriebsmitteln erfolgt in den Verteilnetzen die Regelung der Spannung lokal über vereinzelte Stellgrößen. Dabei stehen den VNB folgende relevante Einflussgrößen zum Anpassen zur Verfügung: die Basisspannung (Unterspannungsseitig anliegende Spannung, abhängig von der Stufenstellung des Transformators) an den HS/MS-Transformatoren, die Last (Vorgabe Leistungsfaktor, DSM), die Regelung der dezentralen Einspeisungen, die Netzstruktur (Topologie, Betriebsmittel) und der Netzbetrieb (Schaltzustand). Diese Einflussgrößen finden dabei bislang i.d.R. schon bei der Netzplanung Berücksichtigung [5].

Ausblick

In den Stromverteilnetzen wächst durch die zunehmende, fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien sowie den steigenden Grad der Verkabelung, der Bedarf die Blindleistung und damit die Spannung gezielt zu regeln, um Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes zu vermeiden und den Netzausbaubedarf zu begrenzen.

Eine Koordination der Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz heraus für das Übertragungsnetz ist nach aktuellem Forschungsstand sinnvoll. In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, inwieweit eine Regelung zur Blindleistungserbringung auf Verteilnetzebene stabil ist.

Für die Nutzung des aufgezeigten Potentials zur Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz sind wesentliche Voraussetzungen zur Umsetzung zu erfüllen: Direkte Steuerbarkeit von Anlagen auf Verteilnetzebene, Einbindung von DEA in die Netzleittechnik, Blindleistungsbereitstellung ohne Wirkleistungseinspeisung und Koordination der Blindleistungsbereitstellung [6].

II.3.1.1.3 Betriebsführung

II.3.1.1.3.1 Netzanalyse, Monitoring

Status Quo

Zur kontinuierlichen Überwachung der Netzsicherheit und der Netzstabilität werden in Leitsystemen Netzmodelle und Netzberechnungsprogramme verwendet, um Netzzustände beurteilen zu können. [6]

Dabei finden folgende Online Netzanalysefunktionen Anwendung: State Estimation, Netzsicherheitsrechnung, Spannungs-Blindleistungs-Optimierung, Unterstützung DACF-Prozess und Kurzschlussstromberechnung.

Die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit von Verteilnetz und Netznutzern in allen Netzebenen sind der Schlüssel für die erforderlichen Weiterentwicklungen der Aufgaben und Verantwortung der Netzbetreiber.

Ausblick

Die vorhandenen Netzmodelle müssen weiterentwickelt und um die neu geplanten Systemkomponenten in der HöS-Ebene, wie z.B. HGÜ, Kondensatorbänke, FACTS-Geräte, Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz, und in der HS- und MS-Ebene, wie z.B. DEA, Speicher, FACTS-Geräte, erweitert werden. Dazu sind dynamische Modelle der Netze zur Überprüfung der Frequenz- und der Spannungsstabilität im Onlinebetrieb (z.B. Regelbarkeit der Netzkomponenten) und der Erzeugungs-, Last- und Speichereinheiten zu nutzen. Im Bereich der Verteilnetze wird ein Ausbau der Analyse und Monitoring erfolgen, da hier der Großteil der DEA installiert ist. [6] Dies ist mit einem Ausbau der Informationsinfrastruktur verbunden.

II.3.1.1.3.2 Lastprognose Regelzone

Status Quo

Die Lastprognose ist die Vorhersage des elektrischen Energieverbrauches (Last) eines bestimmten topologischen Gebietes oder eines Versorgungsnetzes. Es werden kurz- und langfristige Prognosen unterschieden. Für die Betriebsführung ist ein Horizont von wenigen Stunden bis zu einer Woche von besonderer Relevanz.

Ausblick

Bei der Lastprognose findet eine Berücksichtigung des Einflusses variabler Stromtarife und somit die Rückkopplung zwischen Lastprognose und Marktprognose statt. Zudem muss eine sich wandelnde Verbrauchsstruktur (DSM, E-Mobility) mit in die Prognosen einbezogen werden.

II.3.1.1.3.3 Fahrplanabruf Kraftwerke und Lieferprogramme

Unter dem Fahrplanabruf für Kraftwerke und Lieferprogramm ist die Berücksichtigung des Marktgeschehens in der Betriebsführung zu verstehen. Dies bildet die Basis für den Regelzonensaldo und ist damit ein Input-Parameter für den Leistungsfrequenzregler.

II.3.1.1.3.4 Engpassmanagement

Status Quo

Im Rahmen der Betriebsführung werden Redispatch- und Counter-Trade-Maßnahmen durchgeführt, um durch eine Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen bestimmte Leitungen des Übertragungsnetzes zu entlasten und somit Netzengpässe aufzulösen.

Der Redispatchbedarf ist für betrieblich auftretende Situationen präventiv zu bestimmen und zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums einzusetzen.

Ausblick

Verteilnetze sollen in Zukunft beim Redispatch eingebunden werden. Hierdurch können bspw. durch die Steuerung des Lastflusses durch regelbare Transformatoren, leistungselektronische Netzregler und Kompensationseinrichtungen (FACTS-Geräte) sowie die Bereitstellung von Steuerinformationen für Speicher, steuerbare Lasten und Einspeiser kritische Systemzustände in den Verteilnetzebenen, aber auch im Übertragungsnetz eliminiert oder abgemildert werden. [6] Es ist jedoch grundsätzlich präventiv eine

ausreichende Regelungsflexibilität sicherzustellen und jederzeit die (n-1)-Sicherheit des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Wichtige Faktoren sind dabei die Kenntnis über Potentiale für Redispatch und entsprechende Berechnungs- und Abrufmechanismen der jeweiligen Netzebenen in den Leitwarten der VNB und der ÜNB.

Für den Netzbetrieb werden bei knapp ausgelegten bzw. hoch belasteten Netzen zunehmend Redispatch-Maßnahmen erforderlich.

II.3.1.1.3.5 Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit

Status Quo

Die Versorgungszuverlässigkeit wird durch die Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen gekennzeichnet. Sie zeigt auf, ob ein elektrisches System seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne erfüllen kann. Für die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit werden die Versorgungsunterbrechungen beim Letztverbraucher (Netzkunden) ausgewertet.

Ausblick

Es muss ein Kompromiss zwischen Privatkunden (hohe Versorgungszuverlässigkeit bei niedrigen Netzentgelten), Industriekunden (teilweise höchste Versorgungszuverlässigkeit mit besonderen Ansprüchen hinsichtlich einer Aufwandsminimierung bei der Ersatzstromversorgung o.ä.), Gerätehersteller (geringer Aufwand für Störfestigkeit elektrischer Geräte) und den Netzbetreibern (niedrige Investitions- und Betriebskosten) gefunden werden. Die Zuverlässigkeitsanalysen müssen die Verfügbarkeit von Steuerungs- und Regelungstechnik bzw. der IKT mit einbeziehen [10]. Zudem muss die volkswirtschaftliche Sicht bei der Auswahl technischer Maßnahmen verstärkt Berücksichtigung finden. [9]

II.3.1.1.3.6 Einspeisemanagement

Status Quo

Zur Stabilisierung der Stromnetze können Netzbetreiber den Betrieb von Energieerzeugungsanlagen steuern. Das bedeutet, dass bei zu hohem Stromangebot und zu niedriger Stromnachfrage eine Anlage gedrosselt wird und im gegensätzlichen Fall die Anlagenleistung erhöht wird. Dies kann auch zur Abschaltung einer Energieerzeugungsanlage führen. Das Einspeisemanagement ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) geregelt.

Ausblick

Zukünftig werden zeitlich begrenzte Eingriffsmöglichkeiten wirtschaftlich sinnvoll und regelmäßig zulässig sein, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Dadurch erfolgt die Etablierung dieser Maßnahmen als "Normalprozess".

II.3.1.1.3.7 Koordination der Erbringung von SDL

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung für die Funktionstüchtigkeit des Stromnetzes unvermeidliche Dienstleistungen bezeichnet. Dazu gehören Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Netzengpassmanagement.

Status Quo

Nach § 13 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung der Systemverantwortung verpflichtet. Zur Sicherstellung des Leistungsgleichgewichts bei Abweichungen des Bilanzkreises ist der

Übertragungsnetzbetreiber für seine Regelzone verantwortlich. Auch für die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte und Belastung der Betriebsmittel ist der Netzbetreiber in seinem betrieblich geführten Netzbereich zuständig. Durchzuführende Notmaßnahmen werden dabei kaskadiert über alle Netzebenen umgesetzt. Das EnWG legt fest, dass zur Sicherung der Systemverantwortung zuerst netzbezogene und im Anschluss marktbezogene Maßnahmen durchzuführen sind. Zu marktbezogenen Maßnahmen gehören insbesondere der Einsatz von Regelenergie, zu- und abschaltbare Lasten, Engpassmanagement und Mobilisierung zusätzlicher Reserven. Netzbezogene Maßnahmen beziehen sich vor allem auf Netzschaltungen. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, so ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, alle Einspeisungen, Durchleitungen oder Abnahmen von Strom anzupassen.

Entsprechend § 14 EnWG sind direkt angeschlossene oder nachgelagerte Verteilnetzbetreiber dafür verantwortlich, den Übertragungsnetzbetreiber mittels eigener Maßnahmen zu unterstützen. Dabei müssen sie dem Übertragungsnetzbetreiber auch alle notwendigen Informationen zur Verfügung stellen, die dieser benötigt, um den Systemzustand zu bewerten. [11]

Ausblick

Die zur Erbringung von Systemdienstleistungen erforderlichen Flexibilitätsoptionen der Erzeuger und Verbraucher befinden sich zukünftig vermehrt im Verteilnetz, sodass die Systemdienstleistungen zukünftig auch aus dem Verteilnetz erbracht werden müssen. Bestehende Konzepte zur Erbringung von Systemdienstleistungen müssen daher unter Berücksichtigung der zunehmenden Dezentralisierung des Stromsystems, der zukünftigen Fähigkeiten der Verteilnetze und der zukünftig stärker werdenden Wechselwirkungen zwischen Engpassmanagement im Verteilnetz und Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz neu überdacht werden. Dies wird zu einer stärkeren Einbindung der Verteilnetzbetreiber in die Systemverantwortung führen. [10]

Die Wechselwirkungen zwischen Engpassmanagement im und Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz erfordern eine stärkere Koordination zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern. Dies betrifft sowohl die Zuordnung der Flexibilitätsoptionen zu Engpassmanagement und Systemdienstleistungen wie auch den Abruf der hierfür kontrahierten Flexibilitätsoptionen. [10]

II.3.1.1.3.8 EE-Prognose

Status Quo

Für Photovoltaik und Wind werden anhand von Wetterdaten Prognosen erstellt. Zudem wird die ins Netz eingespeiste Energie von Biomasse-Anlagen und BHKW prognostiziert. Diese Informationen werden für die Betriebsplanung herangezogen.

Ausblick

Die proportionale Ableitung von Energiemengen aus Wetterdaten ist mehr und mehr mit Unsicherheiten behaftet. In Zukunft müssen verstärkt neue Technologien wie DSM durch Speicher und E-Kfz sowie die Prozesse der Direktvermarktung in die Prognosen einbezogen werden. Dazu können dann auch neue Informationsquellen, wie z.B. die Wetterdaten aus Kfz-Flotten herangezogen werden.

II.3.1.1.3.9 Koordination grenzüberschreitender Stromtransporte

Im Umfeld von Kapazitätsberechnungsregionen werden zur Koordination grenzüberschreitender Stromtransporte ein gemeinsames Netzmodell und eine feste Gebotszonenkonfiguration benötigt. Zudem muss die Höhe der Übertragungskapazität (Mengenbestimmung) bestimmt werden. Über ein Auktionsverfahren werden die allokierten Übertragungskapazitäten in Form von Übertragungsrechten

gehandelt. Auch die grenzüberschreitende Koordination von Redispatch und Countertrading wird hierunter verstanden

II.3.1.1.3.10 Systembilanzierung

Status Quo

Die Systembilanz wird beim Betrieb des Verbundnetzes durch die Einhaltung des Leistungsgleichgewichtes in jeder Regelzone sichergestellt. Sie kann insbesondere gefährdet sein bei:

- Ausfall von Erzeugung oder Lasten innerhalb der Regelzone
- Ausfall von regelzonenüberschreitenden Handelsgeschäften
- von der Prognose abweichenden Erzeugungen bzw. Lasten oder
- Zerfall des Verbundbetriebes.

Aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit müssen bei Gefährdungen oder Störungen der Systembilanz möglichst alle Erzeuger, Transiteure und Verbraucher in der Regelzone gleichermaßen herangezogen werden, soweit dies technisch möglich oder verfahrenstechnisch verantwortbar und die Eignung gleichermaßen gegeben ist. Mögliche Anpassungen sind: Lastabschaltung, Spannungsabsenkung, Einspeisemanagement.

Eine weitere Aufgabe der Systembilanzierung ist die Beschaffung von Verlustenergie, um bei der Energieübertragung entstehende Verluste zu decken.

Ausblick

Zukünftig wird die Berücksichtigung autarker bzw. bilanziell autarker Verteilnetze und die Implementierung eigener Bilanzierungsmechanismen für die Verteilnetze relevant.

II.3.1.1.4 Versorgungswiederaufbau

II.3.1.1.4.1 Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung

Status Quo

Ein Stromausfall muss nach Möglichkeit vermieden oder zumindest auf möglichst kleine Verbrauchergruppen eingegrenzt werden. Hierfür müssen die Netzbetreiber u.a. geeignete Schaltmaßnahmen ergreifen, um Störungen einzugrenzen, bevor sie sich allzu weitflächig auswirken.

Sofern ein Netzbetreiber Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems bereits im Vorfeld erkennt, stimmt er sich mit den betroffenen benachbarten und/oder nachgelagerten Netzbetreibern über mögliche präventive und operative Maßnahmen ab. Dies können u.a. sein: Schaltzustandsänderungen in den Netzen, Aussetzen geplanter Schaltmaßnahmen z. B. zur Durchführung von Netzbetriebsmittelrevisionen etc. oder das Einschalten von ausgeschalteten Netzbetriebsmitteln bzw. Netzanlagen in den betroffenen Netzen.

Ausblick

In Zukunft werden dynamische Schutzkonzepte im Bereich der Sofortmaßnahmen zu berücksichtigen sein.

II.3.1.1.4.2 Versorgungswiederaufbau nach Großstörung

Status Quo

Durch die koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last entstehen Inselnetze, auf deren Basis nachfolgend der Wiederaufbau des Gesamtnetzes erfolgt. Erzeugungsanlagen am

Niederspannungsnetz benötigen derzeit noch eine externe Spannungsvorgabe (Frequenz und Nennspannung zur Synchronisation), damit sie einspeisen können.

Ausblick

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden ihren Beitrag zum Versorgungswiederaufbau leisten. Beim Durchführen des Versorgungswiederaufbaus und dem Zuschalten von Netzbereichen sind das Wetter und weitere erzeugungsrelevante Prognosen einzurechnen, um einen Überblick über die Erzeugungskapazitäten zu erlangen. Weiterhin wird die Möglichkeit zur gezielten Kommunikation mit Anlagen wichtig, um gegenüber schwer vorhersehbaren Laständerungen vorbereitet zu sein und eine gezielte Ansteuerung der Anlagen vornehmen zu können. Instrumente zur Steuerung fluktuierender Erzeugungsleistung während des Versorgungswiederaufbaus sind zwingend notwendig.

Eine dezentrale Variante des Versorgungswiederaufbaus, in der sich lokale Erzeuger zu Inselnetzen zusammenschließen, ist mit einem hohen technischen Aufwand und Aufwand in der operativen Koordination verbunden, in dessen Folge erhebliche Investitionen in die Infrastruktur (Kommunikation) notwendig werden. [11] Durch innovative Regelungskonzepte kann dieser Aufwand jedoch erheblich reduziert werden.

II.3.1.1.4.3 Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern

Status Quo

Der Wiederaufbau nach einem Versorgungszusammenbruch erfolgt gemäß vordefinierten Prämissen, der konkrete Ablauf ist jedoch vom Störungsereignisse und vielen weiteren Rahmenparametern abhängig. Die Koordination erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber. Eine wichtige Rolle haben sogenannte schwarzstartfähige Kraftwerke, die unabhängig von einer externen Stromversorgung starten können (Beispiele sind Laufwasser- oder Pumpspeicherkraftwerke bzw. konventionelle Kraftwerke am Übertragungsnetz, die ohne externe Stromversorgung anfahren können). [11]

Ausblick

Im Falle eines großflächigen Stromausfalls wird auch zukünftig das Konzept des zentralen Versorgungswiederaufbaus angestrebt. Dafür sollten weiterhin Pumpspeicher- und Gaskraftwerke, die schwarzstartfähig sind, zur Verfügung stehen. [11]

Zudem wird die lokale Inselnetzversorgung einen beschleunigten Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen unterstützen. Der stabile Aufbau und Betrieb von Inselnetzen soll dabei ohne eigene Kommunikationsinfrastruktur erfolgen können.

II.3.1.1.5 Übersicht Systemführungsverantwortung – Status Quo

Neben der Grundlegenden Definition der Begriffe der Systemführung entstand aus der Zusammenarbeit mit Tennet außerdem eine Übersicht über die Verantwortlichkeit der Netzbetreiber für die verschiedenen Systemführungsprozesse sowie deren Relevanz für Systemzuverlässigkeit, Anlagenzuverlässigkeit und Redundanz. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Übersicht Systemführungsverantwortung - Status Quo

Übersicht Systemführungsverantwortung – Status Quo								
Produkt/Maßnahme	Wirkungsbereich	Verantwortlichkeit	Systemzuverlässigkeit	Anlagenzuverlässigkeit	Redundanz	Lokale Relevanz	Globale Relevanz	Resilienz Kommunikation
Frequenzhaltung								
Momentanreserve	VN+ÜN	ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	hoch	sehr gering	sehr hoch	keine Kommunikation
Regelleistung	VN+ÜN	ÜNB	sehr hoch	mittel	hoch	gering	hoch	sehr hoch
Zu-/Abschaltbare Lasten	VN+ÜN	ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	sehr gering	mittel	hoch	hoch
Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA)	VN+ÜN	ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	mittel	mittel	hoch	keine Kommunikation
Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR)	VN+ÜN	ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	mittel	mittel	hoch	keine Kommunikation
Spannungshaltung								
Bereitstellung von Blindleistung	VN+ÜN	VNB+ÜNB	hoch	hoch	hoch	sehr hoch	gering	mittel
Spannungsbedingter Redispatch	ÜN	ÜNB	sehr hoch	hoch	sehr gering	hoch	gering	hoch
Spannungsbedingter Lastabwurf	VN+ÜN	VNB+ÜNB	hoch	hoch	sehr gering	hoch	gering	hoch
Spannungsbedingte Leistungsreduktion	VN	ÜNB	hoch	hoch	gering	hoch	gering	keine Kommunikation
Bereitstellung von Kurzschlussleistung	VN+ÜN	VNB+ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	gering	sehr	gering	keine Kommunikation
Spannungsregelung	VN+ÜN	VNB+ÜNB	hoch	hoch	gering	hoch	gering	keine Kommunikation
Betriebsführung								
Netzanalyse, Monitoring	VN+ÜN	VNB+ÜNB	hoch	x	x	hoch	hoch	sehr hoch
Lastprognose, Regelzone	VN+ÜN	VNB+ÜNB	hoch	x	x	mittel	hoch	hoch
Fahrplanabruf Kraftwerke und Lieferprogramme	ÜN	ÜNB	hoch	x	x	gering	hoch	hoch
Engpassmanagement	ÜN	ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	sehr gering	sehr hoch	hoch	sehr hoch
Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit	VN+ÜN	VNB+ÜNB	hoch	x	x	hoch	mittel	hoch
Einspeisemanagement	VN+ÜN	VNB+ÜNB	hoch	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch
Koordination der Erbringung von SDL	VN+ÜN	ÜNB	sehr hoch	hoch	mittel	hoch	hoch	hoch
EE-Prognose	VN+ÜN	VNB+ÜNB	mittel	x	sehr gering	sehr hoch	hoch	hoch
Demand-Side-Management	VN+ÜN	VNB+ÜNB	mittel	x	sehr gering	sehr hoch	hoch	hoch
Koordination grenzüberschreitender Stromtransporte	ÜN	ÜNB	hoch	x	mittel	sehr gering	sehr hoch	sehr hoch
Systembilanzierung	VN+ÜN	ÜNB	sehr hoch	x	mittel	gering	sehr hoch	sehr hoch
Versorgungswiederaufbau								
Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung	VN+ÜN	VNB+ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	gering	sehr hoch	hoch	sehr hoch
Versorgungswiederaufbau nach Großstörung	ÜN	ÜNB	sehr hoch	sehr hoch	gering	hoch	sehr hoch	sehr hoch
Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern	ÜN	ÜNB	sehr hoch	hoch	gering	hoch	sehr hoch	sehr hoch

II.3.1.2 Technische und betriebliche Grenzen dezentraler Strukturen

Weitere Arbeiten in AP 3.2 beschäftigten sich unter anderem mit der Neugestaltung der Hierarchie in neuen Netzstrukturen. Die FGH hat dabei im Wesentlichen untersucht welche technischen und insbesondere betrieblichen Grenzen es beim Betrieb der neuen Netzstrukturen gibt und geben kann.

Kern- und Kohleenergieausstieg, wie auch der fortschreitende Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbaren Energien auf der einen und eine Zunahme des Stromverbrauchs im Verteilnetz (VN) – u.a. durch E-Mobilität und Power-to-X – auf der anderen Seite, führen zu einer Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch, sowie daraus resultierender Flexibilitätspotentiale, in dezentrale Strukturen (DS) [12]. Aus Gesamtsystemsicht gilt es daher zukünftig diese detaillierter zu berücksichtigen [6].

Zum Erlangen eines gemeinsamen Verständnisses des Begriffs „dezentrale Struktur“ hat die FGH in Zusammenarbeit mit ABB, Tennet und der TU Dortmund eine Definition für dezentrale Strukturen erarbeitet. Diese ist u.a. mit den Partnern in AP 2.1 und AP 3.2 diskutiert und in ihrer konsentierten Form (siehe Kasten) ins ENSURE-Glossar eingebracht worden [13].

Definition einer „Dezentralen Struktur“

Definition der dezentralen Struktur (DS)

„Eine dezentrale Struktur ist eine **stromnetztechnisch zusammenhängende** Einheit mit **Schnittstelle(n) zum Übertragungsnetz** in Größe heutiger MS- bis HS-Netze. Die Struktur zeichnet sich dadurch aus, dass die **Leistungssummen** in der Struktur **zeit aufgelöst** prognostizierbar (Fahrplan) und real **bestimmbar** und durch **Flexibilitäten** in der Struktur in gewissen Grenzen (Flexibilitätsband) anpassbar sind.“

Definition Fahrplan für DS

„**Zeitlicher Verlauf** des prognostizierten **Summenwerts** aller **Einspeisungen, Entnahmen und Verluste** in der DS unter Berücksichtigung von Marktprozessen und unterlagertem Engpassmanagement sowie ggf. Verlustminimierung. Die Einhaltung des Fahrplans muss, innerhalb eines gewissen Toleranzbandes, sichergestellt werden.“

Definition Flexibilitätsband für DS

„**Spannweite möglicher Flexibilitätsbereitstellung** durch die DS um den Fahrplanwert (max. negatives/positives Flexibilitätspotential der dezentralen Struktur in Abhängigkeit der Last-/Einspeisesituation)“

Abbildung 3: Definition "Dezentrale Struktur"

Eine dezentrale Struktur ist nach dieser Definition, aus Sicht des Gesamtsystems, über ihren Fahrplan und ihre mögliche Spannweite zur Flexibilitätsbereitstellung (Flexibilitätsband) beschreibbar (siehe Abbildung 4). Der Fahrplan und das Flexibilitätsband sind dabei von den technischen und betrieblichen Grenzen der dezentralen Struktur abhängig.

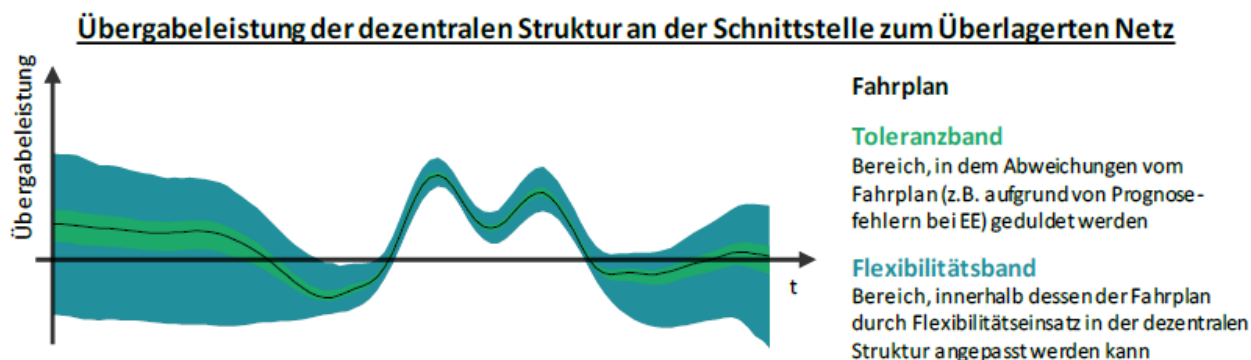
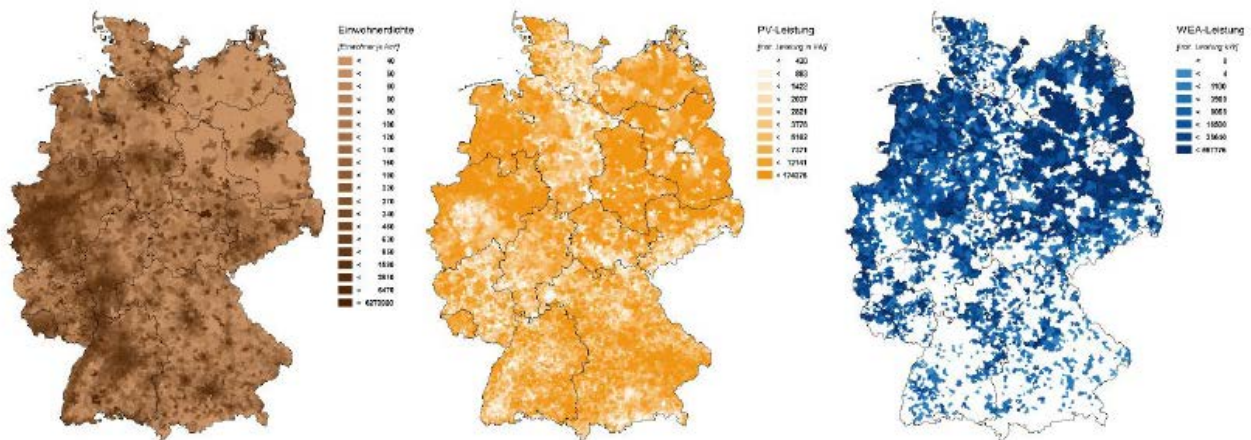


Abbildung 4: Fahrplan und Flexibilitätsband dezentraler Strukturen

Unter technischen Grenzen sind zunächst die Grenzwerte zur Spannungshaltung [14] und zur Strombelastbarkeit der Betriebsmittel zu nennen. Darüber hinaus haben die Ausprägung der Komponenten in der dezentralen Struktur und die Lage der dezentralen Struktur (ländlich, städtisch) einen Einfluss auf den Fahrplan sowie das bereitstellbare Flexibilitätsband. Hier zeigt sich, dass es in Deutschland teilweise deutliche Unterschiede zwischen einzelnen dezentralen Strukturen geben kann (Abbildung 5).

Geografische Verteilung von Einwohnerdichte, installierter PV- und WEA-Leistung in Deutschland



Strukturen in Abhängigkeit ihrer Ausprägung ermöglicht. Darüber hinaus lassen sich neue systemische Konzepte zur Betriebsführung sowohl für dezentrale Strukturen als auch für die konkrete Ausgestaltung der Integration dieser ins Gesamtsystem beurteilen. Hier ist insbesondere auch eine Bewertung des Einflusses dezentraler Strukturen auf den Regelleistungsbedarf vorgenommen worden (vgl. Abschnitt II.3.1.3).

II.3.1.3 Bewertung von Wirkleistungserbringung aus dezentralen Strukturen

Wie in Abschnitt II.3.1.2 beschrieben gilt es den Einfluss dezentraler Strukturen im Gesamtsystem zu bewerten. Da zukünftige Flexibilitätspotentiale vermehrt in die dezentralen Strukturen wandern (vgl. Abschnitt II.3.1.2), ist die Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere von Regelleistung, aus den dezentralen Strukturen erforderlich und wird im Folgenden hinsichtlich ihrer Qualität untersucht.

Die Fähigkeit der dezentralen Strukturen zur Regelleistungserbringung ist in hohem Maße von dem verfügbaren Flexibilitätsband, und dieses wiederum von der jeweiligen Ausprägung der Komponenten in der dezentralen Struktur abhängig (vgl. Abschnitt II.3.1.2). Insbesondere zwischen den einzelnen Regelleistungsstufen ist hierbei zu unterscheiden: Für Primärregelleistung sind andere Erzeugungsanlagen bzw. Lasten zur Regelleistungserbringung geeignet als für Sekundärregelleistung oder Minutenreserve, für die außerdem jeweils andere Anforderungen zu erfüllen sind [8].

Die Zuverlässigkeit bzw. das Ausfallverhalten der Komponenten in den dezentralen Strukturen bildet einen weiteren Einflussfaktor auf das Sicherheitsniveau der Regelleistungserbringung. Wie in Abschnitt II.3.1.2 definiert, kann eine dezentrale Struktur über ihren Fahrplan und ihr Flexibilitätsband beschrieben werden. Diese Größen sind bzgl. ihrer Zuverlässigkeit zu bewerten, über die sie Einfluss auf den Regelleistungsbedarf und die vorzuhaltende Regelleistung im überlagerten Netz ausüben.

Die Höhe des Regelleistungsbedarfs kann durch eine Abweichung vom Fahrplan, dessen Wahrscheinlichkeit für jede dezentrale Struktur individuell bestimmt werden soll, beeinflusst werden. Die daraus resultierende Abweichung in der Leistungsbilanz muss durch Regelleistung ausgeglichen werden.

Auf der anderen Seite bedarf es der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung. In Zukunft muss diese auch vermehrt in den dezentralen Strukturen passieren. Fraglich ist dabei die tatsächliche Zuverlässigkeit der vorgehaltenen Regelleistung.

Die Zuverlässigkeit des Flexibilitätsbandes dezentraler Strukturen, die bei der FGH in ENSURE bestimmt wurde (siehe Abschnitt II.3.1.2), ist mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Es besteht daher die Möglichkeit, dass in Zukunft die Regelleistungsvorhaltung nicht mehr wie heute mit quasi 100 % Zuverlässigkeit erfolgen kann (Präqualifikationsverfahren), sondern mit einer etwas geringeren Zuverlässigkeit erfolgen muss. Diese geringere Zuverlässigkeit muss dann vom überlagerten Netzbetreiber bei der Regelleistungsbeschaffung berücksichtigt werden und soll im Folgenden näher betrachtet werden.

Zur Untersuchung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband wurden bei der FGH exemplarische Berechnungen auf Basis eines synthetisch generierten Verteilnetzes durchgeführt. (Abbildung 6). Eine detaillierte Beschreibung des eingesetzten Verfahrens zur Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband ist in Abschnitt II.3.2.4.2 zu finden.

Zuverlässigkeitsberechnung

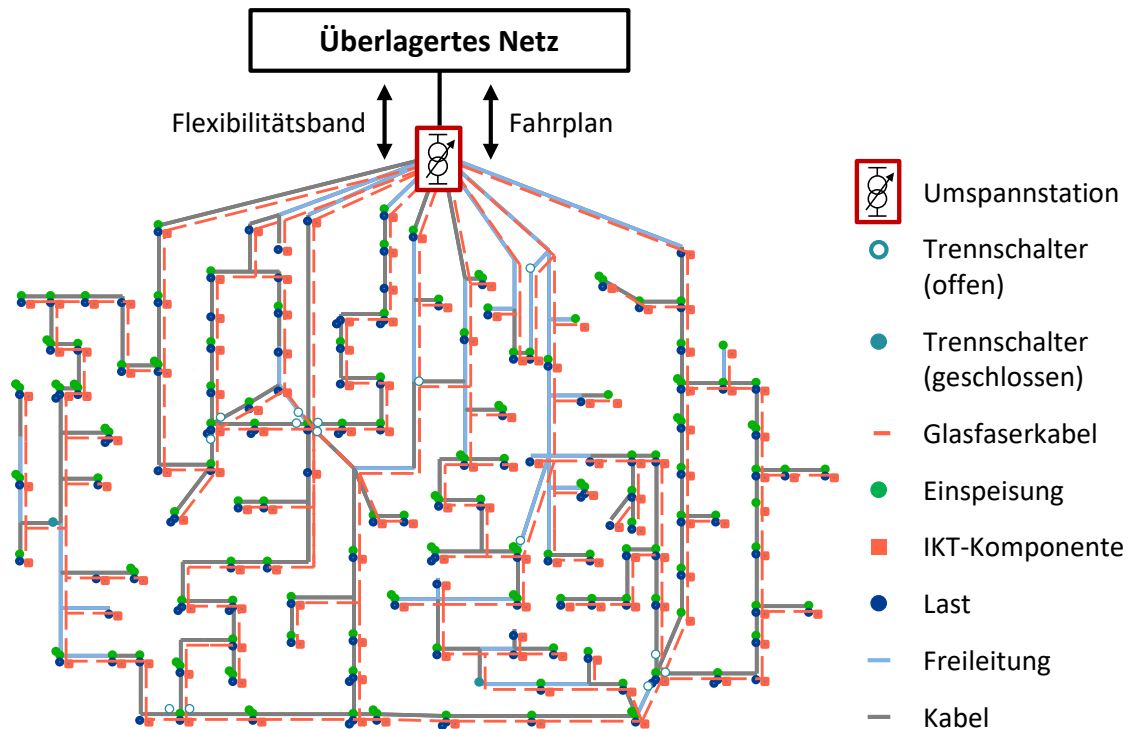


Abbildung 6 Synthetisches Verteilnetz für exemplarische Berechnungen

Bei dem in Abbildung 6 dargestellten Verteilnetz handelt es sich um ein 10 kV-Mittelspannungsnetz mit 189 Knoten und 202 Zweigen. Sowohl die Netzstrukturdaten, als auch die Zeitreihen für Lasten und Einspeisungen basieren dabei auf [3]. Grundsätzlich hat das Netz bereits mehr Erzeugungseinheiten angeschlossen, als ohne GSM technisch möglich wäre. Daher ist zu einigen Zeitpunkten bereits im Grundzustand Engpassmanagement notwendig. Für die exemplarischen Untersuchungen wurden lediglich Erzeugungseinheiten, die mittels GSM gesteuert werden können, berücksichtigt. Das IKT-System basiert auf Lichtwellenleitern in einer Ring-Topologie und liegt parallel zu den Stromleitungen. Im Falle eines IKT-Fehlers ist die Einspeisung durch EE-Anlagen auf 80 % begrenzt. Die Zuverlässigkeitskenndaten des Primär- und IKT-Systems sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Zuverlässigkeit der EE-Anlagen wird in den folgenden Untersuchungen noch nicht berücksichtigt, sondern erst in Abschnitt II.3.2.4 näher untersucht.

Tabelle 2 Zuverlässigkeitskenndaten des Primär- und IKT-Systems

Komponente	Ausfallhäufigkeit [1/a, 1/(a*km)]	Aus-Dauer [h]
Freileitung	0.0197	2.4
Kabel-XPLE	0.0013	3.8
Kabel-Papier	0.0027	2.8
Trennschalter	0.0001	1.4
Leistungsschalter	0.0020	6.0
Sammelschiene	0.0001	2.0
Transformator	0.0044	2.3
Datenverarbeitungs- objekt	(0.026 / 0.016) *	4 **
Lichtwellenleiter	0.004	6 **

* (Funktionsfehler / Kommunikationsfehler)

** Erwartungswert

Zur Berechnung des Fahrplans und Flexibilitätsbandes wurde ein exemplarischer Tag, mit der in Abbildung 7 (links) dargestellten Netznutzung, ausgewählt.

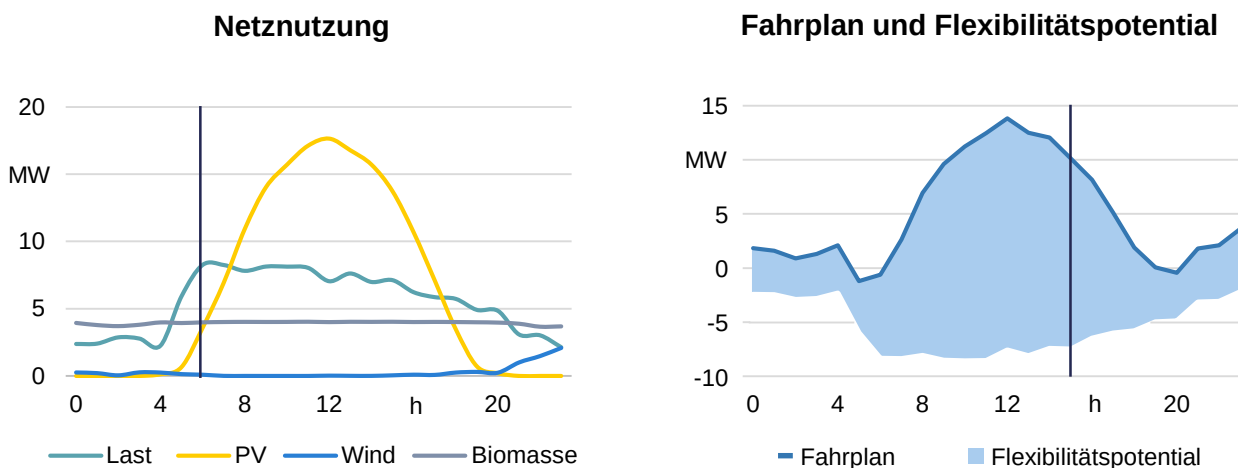


Abbildung 7 Netznutzung und Flexibilitätspotential für einen exemplarischen Tag

Der ausgewählte Tag zeichnet sich durch eine hohe PV-Einspeisung, mit der klassischen PV-Kurve aus. Darüber hinaus ist eine konstante Einspeisung durch Biomasse Kraftwerke und kaum Einspeisung durch WEA vorhanden.

Der daraus resultierende Fahrplan (dunkelblau) und das Flexibilitätsband (hellblau) sind auf der rechten Seite der Abbildung 7 dargestellt. Zur weiteren Untersuchung der netztechnischen (Primär- und IKT-Netz)

Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband wurde die Beispielstunde 6 Uhr bewertet. Diese Stunde zeichnet sich durch eine noch geringe PV-Einspeisung und eine hohe Last aus, so dass sich ein Fahrplanwert von 0.625 MW und ein negatives Flexibilitätspotential von 7.734 MW ergibt. In Abbildung 8 sind die Abweichung des Fahrplanwertes als relative Häufigkeitsverteilung und das maximale Flexibilitätspotential als kumulierte Häufigkeitsverteilung dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der entwickelten Zuverlässigkeitskenngrößen ist in Abschnitt II.3.2.4.1 zu finden.

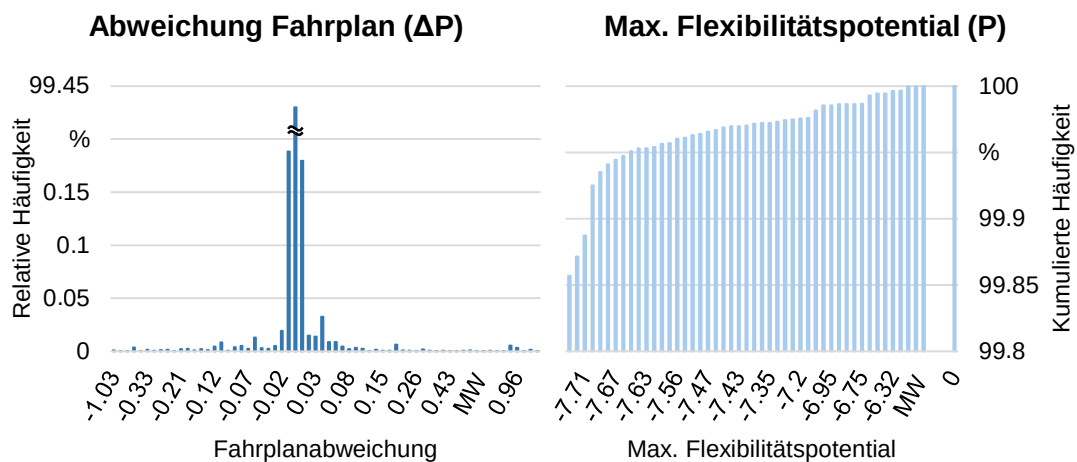


Abbildung 8 Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband

Die Zuverlässigkeit des Fahrplans beträgt 99.43 % mit einer maximal positiven sowie negativen Abweichung von ca. 1 MW, jedoch nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit.

Die Zuverlässigkeit des maximal negativen Flexibilitätspotentials beträgt 99.85 %, wobei das geringste negative Flexibilitätspotential 5.94 MW beträgt. Das bedeutet, eine maximale Abweichung von ca. 23 % ist möglich.

Zusammenfassend zeigen die bis hierhin dargestellten Ergebnisse, dass die netztechnische Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials grundsätzlich sehr hoch und damit die Bereitstellung von Flexibilität aus dezentralen Strukturen möglich ist (für weitere Untersuchungen/Arbeiten siehe Abschnitt II.3.2.4). Nichtsdestotrotz zeigt sich somit aber auch, dass allein netztechnisch die Flexibilitätserbringung für Regelleistung aus einer einzelnen dezentralen Struktur nicht mit der heutigen Annahme einer hundertprozentigen Verfügbarkeit (s.o.) übereinstimmt. Somit ist bei der Vorhaltung/Ausschreibung von Regelleistungsreserve entsprechend darauf zu achten, dass die Vorhaltung redundant erfolgt. Dabei scheint jedoch eine vollständig redundante Vorhaltung aufgrund der sehr hohen (wenn auch nicht 100 %-igen) Zuverlässigkeit wenig sinnvoll. Eine Verteilung auf möglichst viele Regelleistungserbringer (dezentrale Strukturen) reduziert das bei einem einfachen Ausfall für Regelleistung nicht verfügbare Flexibilitätspotential. Die Aufteilung ist dabei aber von den jeweiligen Potentialen in den dezentralen Strukturen abhängig, welches wiederum von dessen Lage und Ausgestaltung abhängt. Es sind daher immer alle dezentralen Strukturen einer Region, für die die vorzuhaltende Regelleistung bzw. der Regelleistungsbedarf bestimmt werden soll, gemeinsam zu betrachten. Die zusätzlich zum berechneten Bedarf vorzuhaltende Regelleistung ergibt sich dann anhand der Leistung die vorgehalten werden muss um einen einfachen Ausfall (einer dezentralen Struktur) zu kompensieren (Vgl. II.3.2.6.1).

II.3.1.4 Zusammenfassung

Fokus der Konzepte die in AP 3.2 in ENSURE betrachtet wurden sind die dezentralen Strukturen, welche als „stromnetztechnisch zusammenhängende Einheiten mit Schnittstelle(n) zum überlagerten Netz in

Größe heutiger MS- bis HS-Netze“ definiert werden. Eine solche dezentrale Struktur „zeichnet sich dadurch aus, dass die Leistungssummen in der Struktur zeitaufgelöst prognostizierbar (Fahrplan) und real bestimmbar und durch Flexibilitäten in der Struktur in gewissen Grenzen (Flexibilitätsband) anpassbar sind“.

Die verschiedenen Flexibilitätsoptionen innerhalb einer solchen dezentralen Struktur lassen sich unter Beachtung der entsprechenden technischen Restriktionen für die Stromnetzdienlichkeit sowie für die Erbringung von Systemdienstleistungen einsetzen. Die gesamte dezentrale Struktur kann dann solche Dienstleistungen für die überlagerte Netzebene unter Berücksichtigung des Flexibilitätsbandes anbieten.

Eine Bewertung der Zuverlässigkeit der genannten Erbringung von Regelleistung aus dezentralen Strukturen wurde durchgeführt. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass die netztechnische Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials einer dezentralen Struktur grundsätzlich sehr hoch und damit die Bereitstellung von Flexibilität aus dezentralen Strukturen möglich ist. Nichtsdestotrotz zeigt sich somit auch, dass allein netztechnisch die Flexibilitätserbringung für Regelleistung aus einer einzelnen dezentralen Struktur nicht mit der heutigen Annahme einer hundertprozentigen Verfügbarkeit übereinstimmt. Somit ist bei der Vorhaltung/Ausschreibung von Regelleistungsreserve entsprechend darauf zu achten, dass die Vorhaltung redundant erfolgt. Die Aufteilung der redundanten Vorhaltung ist dabei aber von den jeweiligen Potentialen in den dezentralen Strukturen abhängig, welche wiederum von dessen Lage und Ausgestaltung abhängt. Es sind daher immer alle dezentralen Strukturen einer Region, für die die vorzuhaltende Regelleistung bzw. der Regelleistungsbedarf bestimmt werden soll, gemeinsam zu betrachten. Die zusätzlich zum berechneten Bedarf vorzuhaltende Regelleistung ergibt sich dann anhand der Leistung, die vorgehalten werden muss, um einen einfachen Ausfall (einer dezentralen Struktur) zu kompensieren. Die Aufteilung der vorzuhaltenden Regelleistung ist dabei abhängig von der Ausgestaltung der dezentralen Strukturen (s.o.) und muss weitere Aspekte, wie z.B. die Ausgestaltung der unterlagerten Strukturen, berücksichtigen.

II.3.2 Arbeitspaket 3.3 – Versorgungssicherheit/-zuverlässigkeit

Laut ENSURE-GVB sind „für den Industriestandort Deutschland [...] die gesamte Versorgungssicherheit sowie die von den individuellen Kunden gebotene Versorgungszuverlässigkeit von zentraler Bedeutung, die auch neue Netzstrukturen weiterhin aufweisen müssen. Die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit in neuen Netzstrukturen unter Einbezug der IKT soll daher zum einen für funktional abgegrenzte Strukturen analysiert werden. Zum anderen soll der Einfluss eines Zusammenwirkens einer Vielzahl dieser einzelnen Strukturen einschließlich etwaiger Regelungseigenschaften für vorgelagerte Strukturen auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems untersucht werden.“

Im Arbeitspaket AP 3.3 steht entsprechend die gemeinsame bzw. gesamte Zuverlässigkeit neuer Netz- und Funktionsstrukturen im Zusammenspiel von Primärtechnik und IKT (bzw. von Energienetz und Kommunikationsnetz) im Fokus der Untersuchungen.

Die Ausgestaltung und Konzeptionierung der Struktur zukünftiger Primärtechnik und IKT auch hinsichtlich der Zuverlässigkeit hängt dabei von vielfältigen Einflussfaktoren ab: u. a. den zukünftigen Versorgungsaufgaben, politischen und gesellschaftlichen Vorgaben, den jeweiligen technischen Möglichkeiten sowie den Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Aus- bzw. Umbau und Betrieb der Netze. Die Ausprägungen von wichtigen zukünftigen Rahmenbedingungen und techno-ökonomischen Möglichkeiten wurden dazu in anderen Clustern oder Arbeitspaketen (bspw. in Cluster 1 hinsichtlich Szenarien, Cluster 2 hinsichtlich Systemstrukturen bzw. insbesondere Primärtechnik, sowie Cluster 4 hinsichtlich neuer Technologien) untersucht. Die Methoden zur Berücksichtigung der Zuverlässigkeit der IKT-Technologie für weitergehende Verfahren wurden daher sinnvollerweise nicht alleine aus AP 3.3 entwickelt, sondern sind in enger Abstimmung mit den Arbeiten der anderen Cluster/Arbeitspakete

durchgeführt worden. Entsprechend sind die Arbeiten in AP 3.3 auch eng mit Aktivitäten in AP 2.1 „Technische Konzeption“ und dort insbesondere AP 2.1.1 „Neue Verteilnetzstrukturen“, AP 3.1 „Informations- und Kommunikationstechnologie“, sowie AP 3.2 „Betriebsführung“ und dort insbesondere AP 3.2.1 „Systemische Konzepte“ verbunden.

Primär erfolgt im Arbeitspaket AP 3.3 eine Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von spezifischen Methoden für bestimmte Aspekte innerhalb dieses gesamten Themenkomplexes. Dabei wurde auf eine abgestimmte Entwicklung der verschiedenen Methoden geachtet, um damit eine durchgängige Anwendbarkeit des „Methodenbaukastens“ zu ermöglichen. Eine Übersicht über die Aktivitäten und deren Zusammenwirken in AP 3.3 ist in der folgenden Abbildung 9 dargestellt:

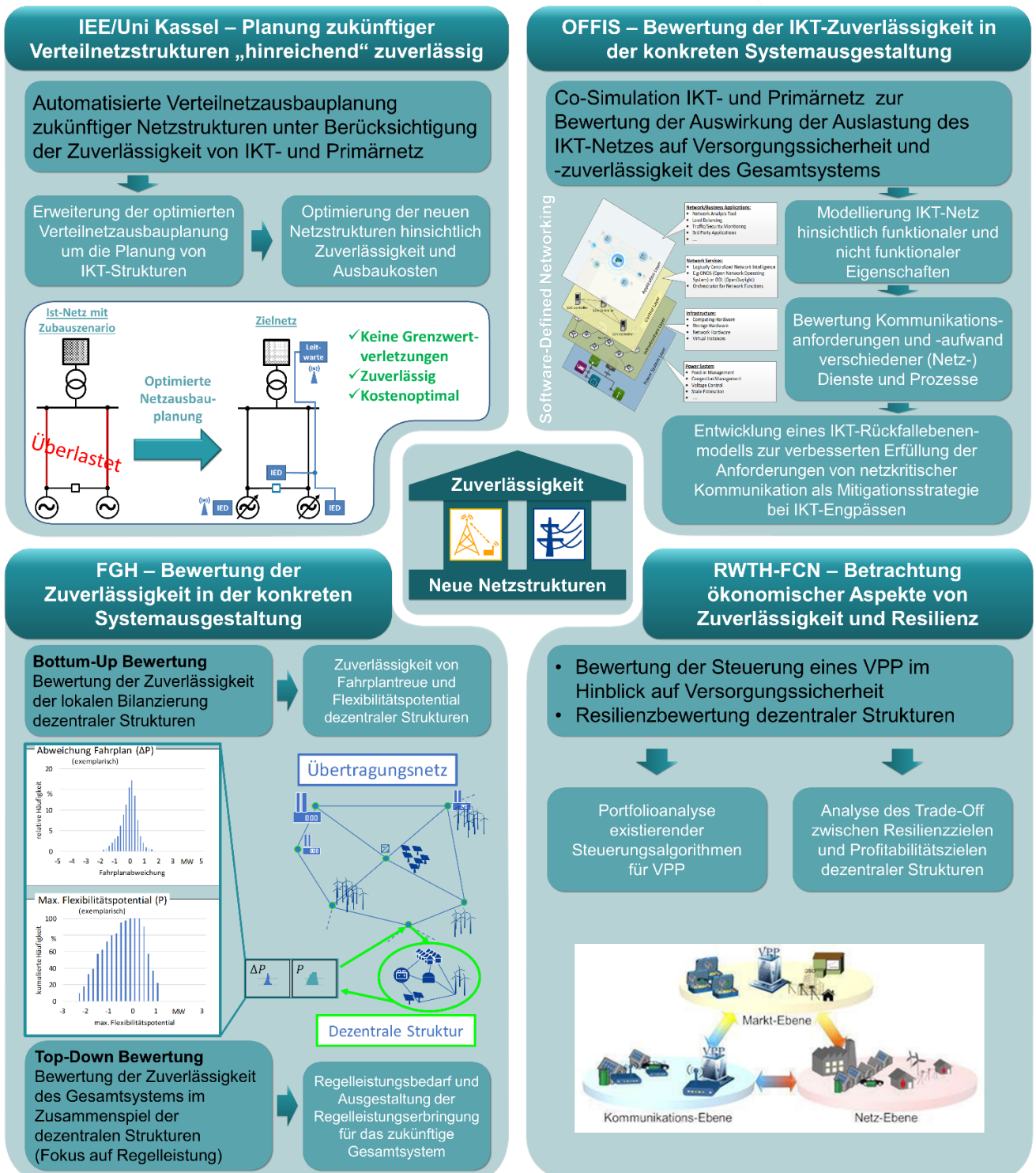


Abbildung 9 Aktivitäten und deren Zusammenwirken in AP 3.3 [Quelle: FGH]

Im Einzelnen wurden in der Phase 1 von ENSURE folgende Aspekte bzw. Fragestellungen von der FGH betrachtet:

Wie kann die Bewertung der Zuverlässigkeit in der konkreten System-Ausgestaltung (IKT und Primärtechnik) dabei, sowohl aus Bottom-Up- (Verteilnetz-Sicht) als auch aus Top-Down-Sicht (Übertragungsnetz-Sicht), erfolgen?

II.3.2.1 Aufbau von Datenbanken zu IKT-Zuverlässigkeitskenndaten

Im Rahmen eines Workshops innerhalb des Arbeitspaketes 3.3 mit dem Thema „IKT-Modellierung“ haben die Partner FGH, IEE, Uni KS und OFFIS beschlossen, die unterschiedlichen Daten und Quellen zu IKT-Zuverlässigkeitskenndaten zu sammeln und auf dem SharePoint bereitzustellen.

Seitens FGH sind in diese Sammlung die Daten aus vorangegangenen Arbeiten [3] eingebracht worden. Diese Daten beinhalten Zuverlässigkeitskenndaten für die im Rahmen des Workshops vorgestellten Modelle und IKT-Komponenten.

II.3.2.2 Analyse und Modellierung der Zuverlässigkeit von Flexibilitäten aus dezentralen Strukturen

Der Kern- und Kohleenergieausstieg, sowie der fortschreitende Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (EE-Anlagen) auf Basis erneuerbarer Energien auf der einen und eine Zunahme des Stromverbrauchs im Verteilnetz (VN), unter anderem durch neuartige Verbraucher und Sektorenkopplung (z. B. E-Mobilität und Power-to-X) auf der anderen Seite, führen zu einer Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch sowie des Flexibilitätspotentials aus diesen Quellen in die VN [12]. Dieses Flexibilitätspotential wird zukünftig u. a. für einen aktiven Netzbetrieb im VN sowie Systemdienstleistungen (z. B. Regelleistung oder Redispatch) für das überlagerte Netz genutzt, so dass sich neue Anforderungen an die VN stellen. Um diese Anforderungen abbilden und die zukünftige Dezentralität des Flexibilitätspotentials hervorzuheben wurde im Rahmen von ENSURE eine Definition für zukünftige „dezentrale Strukturen“ erarbeitet, die die heutigen VN als Basis haben. Neben der Definition der Struktur selber werden dabei ebenfalls die Begriffe „Fahrplan“ und „Flexibilitätsband“ der dezentralen Struktur definiert (s. Abschnitt II.3.1.2).

Der Fahrplan und das Flexibilitätsband sowie deren jeweilige Zuverlässigkeit – die wiederum relevant für die jeweils erbrachte Systemdienstleistung (Regelleistung, Redispatch) ist – sind abhängig von der Last-/Einspeisesituation bzw. deren Prognose sowie dem Ausfallverhalten der Komponenten innerhalb der dezentralen Struktur. Hierbei sind u. a. Prognoseunsicherheiten (z. B. Prognosefehler EE), der Ausfall von Primärsystem-Betriebsmitteln und von Netznutzern zu berücksichtigen. Bei der Modellierung des Ausfallverhaltens der Netznutzer liegt der Fokus vor allem auf EE-Anlagen, Speichern und regelbaren Lasten. Zur Überwachung des Netzes und Steuerung der Betriebsmittel sowie der Netznutzer ist ein fehler- und unterbrechungsfreier Betrieb des IKT-Systems Grundvoraussetzung. Somit hat das Ausfallverhalten des IKT-Systems ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf die zuverlässige Einhaltung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes. Daher ist die Untersuchung der konkreten Auswirkung von Ausfällen innerhalb des IKT-Systems und deren Auswirkungen auf das Primärsystem, die Netznutzer sowie die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband dezentraler Strukturen eines der Forschungsziele der FGH.

Die FGH entwickelt daher ein Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband unter Berücksichtigung des Ausfallverhaltens von IKT-System, Primärsystem und Netznutzern. Im Rahmen der Analyse der Zuverlässigkeit von Flexibilitäten wurde das Ausfallverhalten von Erzeugern (WEA, PV-Anlagen und Biogasanlagen), Verbrauchern und Batteriespeichern untersucht. Dabei lag der Fokus auf der Ausfallhäufigkeit und der Aus-Dauer der unterschiedlichen Flexibilitäten, mit dem Ziel, diese in ein bestehendes Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung zu integrieren [3]. Bei der Analyse

der Flexibilitäten hat sich gezeigt, dass diese aus vielen verschiedenen Komponenten bestehen, deren Ausfälle unterschiedliche Auswirkungen auf den jeweiligen Zustand der Flexibilität haben. Eine WEA besteht beispielsweise aus mindestens 14 unterschiedliche Komponenten, die unterschiedliche Ausfallhäufigkeiten aufweisen und deren Ausfälle für eine unterschiedliche Aus-Dauer verantwortlich sind [15]. Dazu sind in Abbildung 10 die relative Ausfallhäufigkeit sowie die Aus-Dauer bezogen auf die mittlere Aus-Dauer der einzelnen elektrischen und mechanischen Komponenten dargestellt.

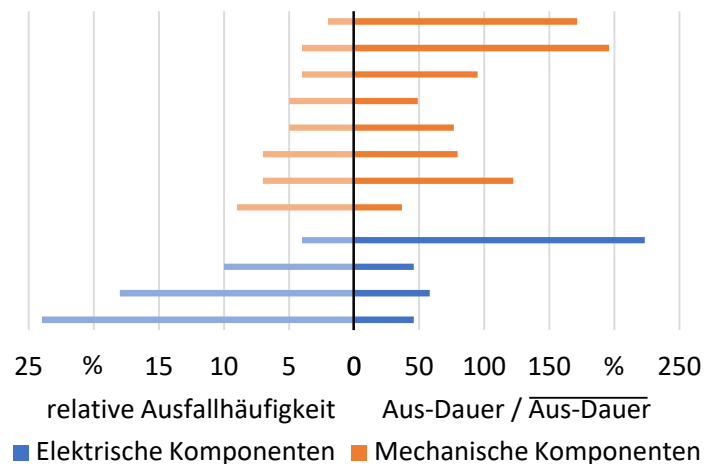


Abbildung 10 Ausfallverhalten der einzelnen Komponenten einer WEA [15]

Die Abbildung zeigt, dass sowohl bei der Ausfallhäufigkeit, als auch bei der Aus-Dauer große Unterschiede zwischen den einzelnen Komponenten vorzufinden sind. Da die einzelne Betrachtung aller Komponenten im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung nicht möglich ist, wurden die Komponenten in unterschiedliche Gruppen aufgeteilt. Für WEA wurden die Komponenten dazu in drei Gruppen aufgeteilt, so dass sich die in Abbildung 11 dargestellten Kennwerte ergeben.

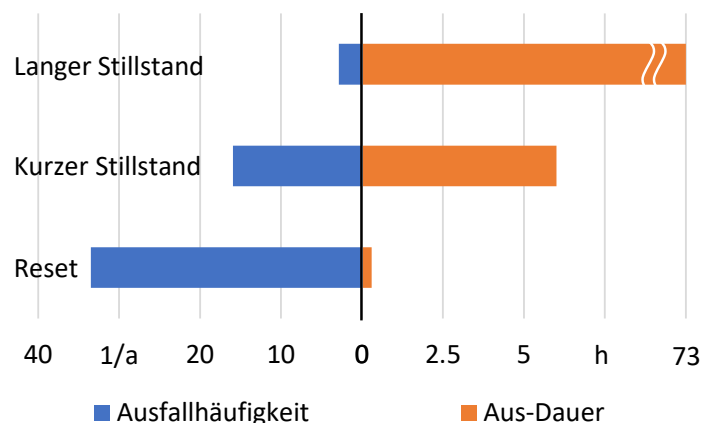


Abbildung 11 Ausfallverhalten einer WEA aufgeteilt in drei Gruppen [16]

Auf Basis der Kennwerte der unterschiedlichen Gruppen findet die Modellierung der WEA innerhalb der Zuverlässigkeitsberechnung statt. Dabei sollen die drei Gruppen mittels einer zusammengesetzten Exponentialfunktion modelliert werden. Dieses Vorgehen wird dann analog für alle Flexibilitäten fortgeführt. Die Anzahl der Gruppen wird dabei individuell auf Basis der Analyse der einzelnen Flexibilitäten gewählt.

II.3.2.3 Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit der Leistungsbilanzierung einer dezentralen Struktur an der Schnittstelle zur übergeordneten Struktur

Die aktuellen technischen Herausforderungen in den Verteilnetzen sowie der Ausbau der Infrastruktur der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) führen zum vermehrten Einsatz von Smart Grid Anwendungen (SGA) zur Unterstützung des Netzbetriebs. Der netzdienliche Einsatz der SGA erlaubt den Verteilnetzbetreibern (VNB) die Netze näher an den technischen Grenzen zu betreiben. Durch die zunehmende politisch und gesellschaftlich motivierte Forderung nach möglichst dezentraler Leistungsbilanzierung könnten die SGA im nächsten Schritt zur Optimierung von Fahrplänen, das heißt dem Übergabewert an der Schnittstelle zum überlagerten Netz, sowie zur Bereitstellung von Flexibilität aus dem Verteilnetz für das überlagerte Netz genutzt werden (s. Abschnitt II.3.2.5).

Bisherige Untersuchungen [2] zeigen, dass SGA nennenswert von der Verfügbarkeit der IKT-Infrastruktur abhängig sind und somit neben dem primärtechnischen Netz sowohl die SGA als auch das IKT-System einen Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Fahrplan- und Flexibilitätsprognose haben. Daneben weisen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen), Speicher sowie steuerbare Lasten ebenfalls ein spezifisches Ausfallverhalten auf, so dass die Fahrplan- und Flexibilitätsprognose nur mit einer gewissen Unsicherheit eingehalten werden kann bzw. verfügbar ist. Daher wird aufbauend auf einem bestehenden Verfahren zur Berechnung der Zuverlässigkeit in Smart Grids [3] und unter Berücksichtigung der in Abschnitt II.3.2.2 vorgestellten Modellierung der Flexibilitäten ein Verfahren für die Bestimmung der Zuverlässigkeit der Fahrplan- bzw. Flexibilitätsprognose für Verteilnetze entwickelt. Das Verfahren basiert auf einem in der Praxis bewährten probabilistisch-analytischen Ansatz zur Zuverlässigkeitsberechnung.

Um die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbands zu bewerten, müssen zunächst Bewertungskenngrößen entwickelt werden (Abbildung 12). Dazu wird für den Fahrplan die Abweichung des Fahrplanwertes von dem prognostizierten Wert, verursacht durch Ausfälle im Primärnetz, des IKT-Systems und der Netznutzer, berechnet. Das heißt, innerhalb der Zuverlässigkeitsberechnung wird die Abweichung durch einen Algorithmus zur Lastflussoptimierung (LFO) bestimmt. Dies ermöglicht die Bestimmung einer relativen Häufigkeitsverteilung für alle Abweichungen. Im Falle des Flexibilitätsbandes ist das maximal positive und negative Potential um den Fahrplanwert, ebenfalls durch eine LFO, im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung zu bestimmen. Da alle Werte zwischen diesen Potenzialen abgerufen werden können, ist eine kumulative Häufigkeitsverteilung vorgesehen, die das Flexibilitätsband beschreibt.

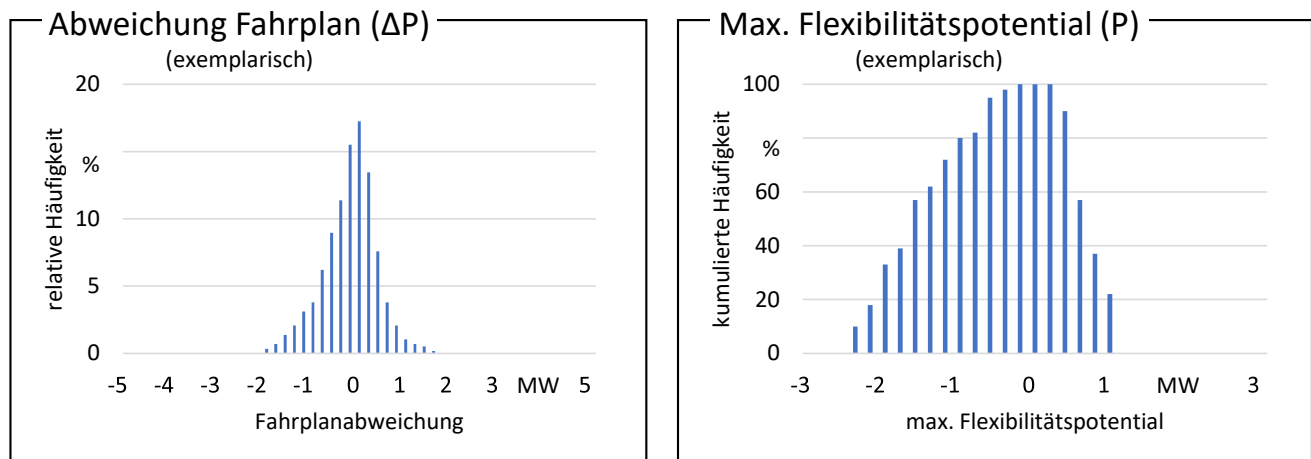


Abbildung 12 Bewertungskenngrößen für die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätspotential dezentraler Strukturen

Bereits durchgeführte Berechnungen zur Zuverlässigkeit von Smart Grids zeigen, dass sowohl die SGA als auch das IKT-System in Abhängigkeit von der Ausgestaltung des Gesamtsystems einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Zuverlässigkeit haben [3]. Weiterhin zeigen erste Auswertungen, dass der Einfluss des spezifischen Ausfallverhaltens von EE-Anlagen und Speichern ebenfalls einen nennenswerten Einfluss auf die Prognosen von Fahrplan und verfügbarer Flexibilität haben kann. Für die zukünftige Netzplanung sowie den Netzbetrieb bietet das angestrebte Verfahren dem Netzbetreiber die Möglichkeit, Smart Grids besser zu planen und ihren Betrieb sowie den Austausch mit überlagerten Netzen zu optimieren. Außerdem ermöglicht die Zuverlässigkeitsbewertung von dezentraler Leistungsbilanzierung eine Verfügbarkeitsbewertung des Gesamtsystems für Konzepte mit hierarchischer Leistungsbilanzierung.

II.3.2.4 Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätspotential dezentraler Strukturen und deren Einfluss auf Regelleistungsbedarf und -vorhaltung im Gesamtsystem

Im Rahmen der bisherigen Arbeiten innerhalb von ENSURE wurden bereits dezentrale Strukturen (s. Abschnitt II.3.1.2) sowie die Bewertung der Wirkleistungserbringung durch dezentrale Strukturen (Meilensteinbericht (MSB) 3.2.2) beschrieben. Weiterhin wurde das angewendete Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätspotential in Veröffentlichungen [17] [18] und erste exemplarische Ergebnisse in MSB 3.2.2 vorgestellt. Die in AP 3.3 erfolgten Untersuchungen der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätspotential sowie des Einflusses von dezentralen Strukturen auf den Regelleistungsbedarf und die Regelleistungsvorhaltung sind in zwei Teile aufgeteilt. Zunächst wird auf das Verfahren zur Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätspotential eingegangen (s. Abschnitt II.3.2.4.2). Anschließend folgen Analysen zum Regelleistungsbedarf (s. Abschnitt II.3.2.5) und zur -vorhaltung (s. Abschnitt II.3.2.6) sowie Untersuchungen zum Einfluss der zuvor genannten Zuverlässigkeit auf die Regelleistung. Abschließend erfolgen eine kurze Zusammenfassung und ein Fazit der Arbeiten der FGH in AP 3.3 (s. Abschnitt II.3.2.7).

II.3.2.4.1 Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätspotential dezentraler Strukturen

Die Arbeiten aus AP 3.2 sowie die in Meilenstein 3.3.1 vorgestellten Erweiterungen sind in ein bereits bestehendes Verfahren [1] zur Zuverlässigkeitsberechnung integriert worden. Dazu mussten sowohl bestehende Verfahrensbausteine erweitert (Integration der Ausfallmodelle für EE-Anlagen, s. Abschnitt II.3.2.2) werden, als auch neue Bausteine (Berechnung von Fahrplan und Flexibilitätspotential, s. Abschnitt II.3.2.3) hinzugefügt werden. Des Weiteren wurden neue Bewertungskenngrößen (s. Abschnitt II.3.2.3) entwickelt, deren Berechnung ebenfalls in das Verfahren integriert wurde.

II.3.2.4.2 Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit

Das Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit basiert auf einem in der Praxis bewährten probabilistisch-analytischen Ansatz zur Zuverlässigkeitsberechnung [1]. Zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband wurde dieses Verfahren im Rahmen von ENSURE erweitert. Der Ablauf des Verfahrens sowie die nachfolgend beschriebenen Erweiterungen sind in Abbildung 13 dargestellt.

Das Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung besteht aus vier Bausteinen, bei denen entweder bereits vorhandene Verfahrensschritte erweitert oder neue Verfahrensschritte hinzugefügt wurden. Zunächst wurden die *Eingangsdaten* um die Ausfall- und Reparaturraten der Netznutzer erweitert. Im Baustein *Definition der Fehlerszenarien* wurde die Beschreibung der Ausfälle von Netznutzern hinzugefügt (s. Abschnitt II.3.2.2), sodass diese bei der *Fehlereffektanalyse* ebenfalls simuliert werden können. Die Ermittlung des Fahrplanwertes sowie des Flexibilitätsbandes wird mittels eines Verfahrens zur Lastflussoptimierung (LFO) auf Basis von [19] durchgeführt (s. Abschnitt II.3.2.3). Dieses muss ebenfalls in die *Fehlereffektanalyse* integriert werden, da dort sowohl nach der Schutzauslösung, als auch während der Simulation der Wiederversorgung, der Fahrplan und das Flexibilitätsband ermittelt werden müssen. Der letzte Baustein besteht aus der Ergebnisauswertung, die um die neuen Bewertungskenngrößen (s. Abschnitt II.3.2.3) erweitert wurde. Die Fehlereffektanalyse und die Ergebnisauswertung kann dabei für mehrere Zeitpunkte, die sogenannten Netznutzungsfälle (NNF) durchgeführt werden. Die Ermittlung des Fahrplans und Flexibilitätsbandes sowie der Zuverlässigkeit dieser werden im Folgenden näher erläutert.

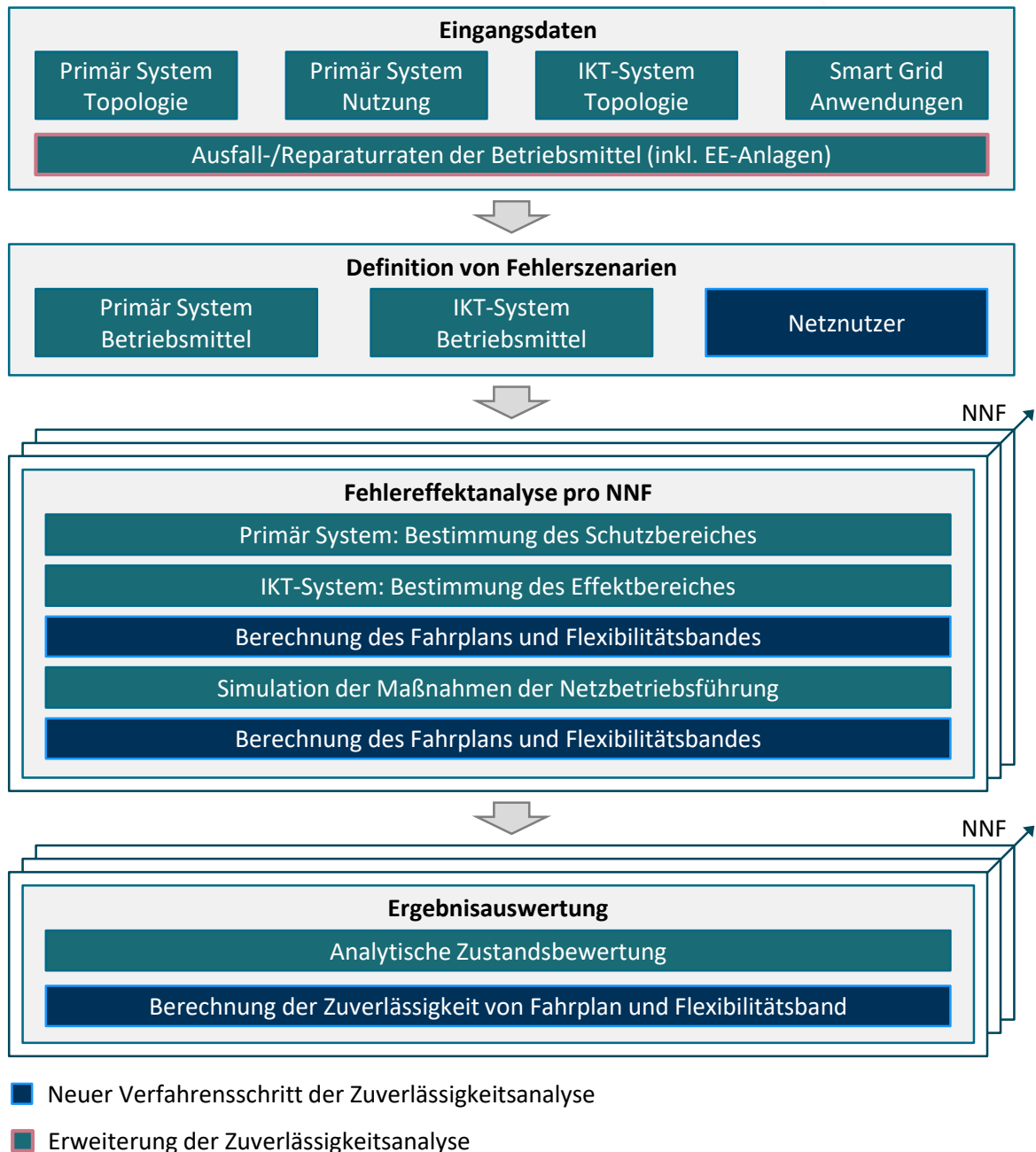


Abbildung 13 Verfahren zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband

II.3.2.4.2.1 Ermittlung von Fahrplan und Flexibilitätsband

Zunächst wird das Flexibilitätspotential aller Netznutzer bestimmt (Einspeisungen, Lasten). Da bei der Ermittlung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes an der Schnittstelle zum überlagerten Netz die Netzrestriktionen sowie betriebliche Maßnahmen (z. B. Engpassmanagement) berücksichtigt werden, kann das Flexibilitätspotential der Netznutzer nicht einfach aufsummiert werden. Das Verfahren zur LFO basiert auf dem in [19] entwickelten Verfahren und wurde zur Anwendung in Verteilnetzen angepasst. Die LFO muss in jedem Schritt dreimal mit jeweils unterschiedlicher Parametrierung angewendet werden. Zunächst wird der Fahrplan ermittelt, danach das positive Flexibilitätspotential und abschließend das negative Flexibilitätspotential.

II.3.2.4.2 Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband

Zur Berechnung der neuen Bewertungskenngößen werden innerhalb der Fehlereffektanalyse die Abweichung des Fahrplans sowie das max. positive und negative Flexibilitätspotential nach Schutzauslösung und nach der Simulation der Maßnahmen der Netzbetriebsführung ermittelt. Anschließend wird die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband basierend auf der analytischen Zustandsbewertung berechnet. Dabei handelt es sich um eine relative Häufigkeitsverteilung für den Fahrplan und eine kumulierte Häufigkeitsverteilung für das Flexibilitätsband. (s. Abschnitt II.3.2.3)

II.3.2.4.3 Exemplarische Untersuchungen

Für die exemplarischen Untersuchungen wurde auf ca. 4000 synthetisch generierte MS-Verteilnetze auf Basis von [20] zurückgegriffen. Da die Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband für alle Netze aus Rechenzeitgründen nicht möglich ist, musste die Anzahl der zu betrachtenden Netze im nächsten Schritt reduziert werden. Dazu wurde auf Ergebnisse zur Clusterung von Versorgungsaufgaben [21] aus AP 2.1 zurückgegriffen, die zu großen Teilen auf den Ergebnissen von [22] basieren. In AP 2.1 wurden zunächst alle Gemeinden auf Basis des Gemeindeverzeichnisses des statistischen Bundesamtes anhand der Einwohnerdichte in 4 Klassen eingeteilt. Im nächsten Schritt wurde innerhalb der vier Klassen eine erneute Clusterung durchgeführt. Dabei wurden als Parameter die installierten EE-Leistungen (Wind und PV, bezogen auf die Fläche der Netze) aus dem EE-Anlagenregister verwendet, sodass insgesamt neun Versorgungscluster ermittelt wurden [21]. Auf Basis der ermittelten Parameter für die neun Versorgungscluster wurden die ca. 4000 synthetischen MS-Verteilnetze in diese eingeteilt. Anschließend wurden 25 repräsentative Netze in unterschiedlicher geographischer Lage ausgewählt, um die unterschiedlichen Regionen Deutschlands berücksichtigen zu können.

Für die Regionen, in denen die Netze liegen, wurden jeweils auf Basis von Wetterdaten (Windgeschwindigkeit und Solarstrahlung) und Daten aus dem Anlagenregister zur installierten Leistung von EE-Anlagen, synthetische Zeitreihen für Last und Einspeisung generiert. Diese wurden auf die installierte Leistung in den betrachteten Netzen skaliert, sodass realitätsnahe Last- und Einspeiseszenarien simuliert werden konnten (s. Abschnitt II.3.2.5.1).

Für die nun folgenden Auswertungen wurden die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung für das Cluster 2 (geringe EE-Leistung und geringe Last) betrachtet, da dieses Cluster nach dem Clustering die meisten Netze repräsentiert (Tabelle 4). Dabei wird zunächst der ermittelte Fahrplan und das Flexibilitätsband vorgestellt, anschließend wird die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes sowie die Auswirkungen der Netznutzung, als auch der unterschiedlichen Technologien auf die Zuverlässigkeit untersucht. Die verwendeten Zuverlässigkeitskenndaten sind in Tabelle 3.

Tabelle 3 Zuverlässigkeitskenndaten des Primär- und IKT-Systems (erweitert) [1] [23]

Betriebsmittel	Ausfallhäufigkeit [1/a, 1/(a*km)]	Aus-Dauer [h]
Freileitung	0.0197	2.4
VPE-Kabel	0.0013	3.8
Papier-Kabel	0.0027	2.8
Trennschalter	0.0001	1.4
Leistungsschalter	0.0020	6.0
Sammelschiene	0.0001	2.0
Transformator	0.0044	2.3
DVO	(0.026 / 0.016) *	4 **
Lichtwellenleiter	0.004	6 **
Windenergieanlage	(16 / 2) **/**	(6.5 / 73) **/**
PV-Anlage	1 **	24 **

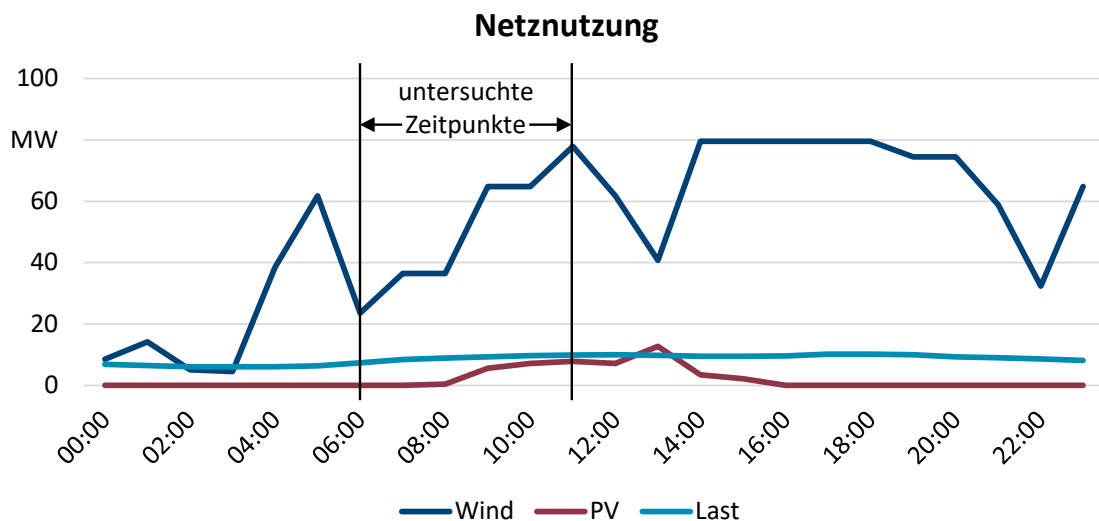
* (Funktion/ Kommunikation)

** Schätzwert

*** (Kurz / Lang)

II.3.2.4.3.1 Ermittlung von Fahrplan und Flexibilitätsband

Zur Berechnung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes wurde zunächst ein exemplarischer Tag ausgewählt. Die kumulierten Zeitreihen der Einspeisungen von WEA, PV-Anlagen sowie der Lasten sind Abbildung 14 dargestellt.


Abbildung 14 Netznutzung des untersuchten Netzes für einen exemplarischen Tag

Grundsätzlich zeichnet sich der Tag durch eine hohe Einspeisung durch WEA aus. Zur Mittagszeit gibt es eine vergleichsweise geringe Einspeisung durch PV-Anlagen, die Last ist relativ konstant. Der Fahrplan (Türkis) und das Flexibilitätsband (Rot), die sich jeweils aus den Zeitreihen ergeben, sind in Abbildung 15 dargestellt.

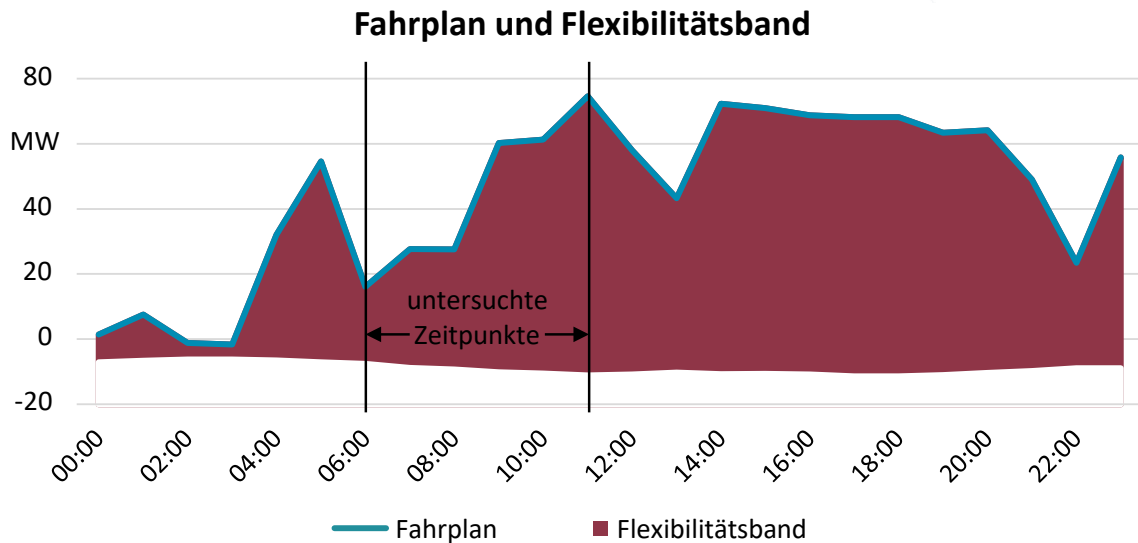


Abbildung 15 Fahrplan und Flexibilitätsband des untersuchten Netzes für einen exemplarischen Tag

Die Berechnung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes erfolgt unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen sowie ggf. notwendiger Engpassmanagementmaßnahmen. Da der Fokus bei der Berechnung der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband auf der Berücksichtigung von EE-Anlagen liegt, ist lediglich ein negatives Flexibilitätsband vorhanden. Dieses setzt sich aus der möglichen Abregelung von WEA und PV-Anlagen zusammen und wird von den WEA dominiert.

Für die weiteren Untersuchungen zur Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband wurden zwei Stunden ausgewählt. Um den Einfluss der Netznutzung sowie der Einspeisung durch EE-Anlagen zu untersuchen, werden nun die Zeitpunkte 06:00 und 11:00 Uhr näher betrachtet. Dabei zeichnet sich der Zeitpunkt 06:00 Uhr durch eine vergleichsweise geringe Einspeisung der WEA und keine Einspeisung der PV-Anlagen aus. Dies führt zu einem Fahrplanwert von 16.02 MW und einem max. negativen Flexibilitätspotential von 23.60 MW. Zum Zeitpunkt 11:00 Uhr beträgt der Fahrplanwert 74.62 MW und das max. negative Flexibilitätspotential 85.77 MW.

II.3.2.4.3.2 Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband (Einfluss der Netznutzung)

Nach der Ermittlung des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes wurde die Zuverlässigkeit mittels des in Abschnitt II.3.2.4.2 vorgestellten Verfahrens ermittelt. Die Abweichung des Fahrplans für den Zeitpunkt 06:00 Uhr wird in Abbildung 16 als relative Häufigkeitsverteilung dargestellt.

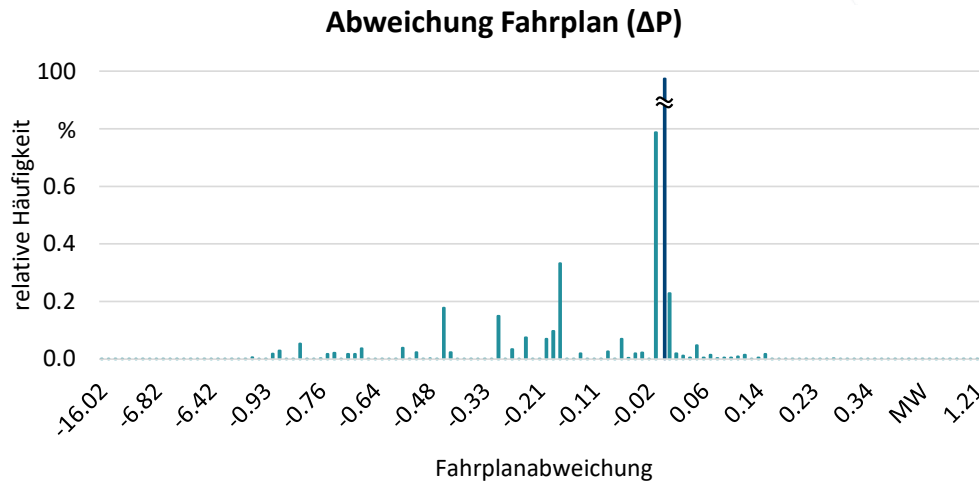


Abbildung 16 Zuverlässigkeit des Fahrplans (06:00 Uhr)

Die Abszisse beschreibt die Abweichung des Fahrplans, aufgrund eines Fehlers, vom ermittelten Fahrplan im Normalbetrieb und die Ordinate gibt die relative Häufigkeit der Abweichung an. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass der Fahrplan eine Zuverlässigkeit von 97.41 % hat und somit eine sehr hohe Zuverlässigkeit aufweist. Weiterhin ist ein Großteil der Abweichung sehr gering und liegt unmittelbar um den Fahrplanwert herum. Dennoch gibt es mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit eine maximale negative Abweichung von 16.02 MW und eine maximale positive Abweichung von 1.32 MW. Die maximale negative Abweichung tritt beim Ausfall von einem der beiden Transformatoren der Umspannstation und der daraus resultierenden Schutzauslösung auf. In den folgenden Betrachtungen der Ergebnisse wird dieser Fehler aufgrund seiner geringen Wahrscheinlichkeit außen vorgelassen. Somit beträgt die relevante max. negative Abweichung vom Fahrplanwert 9.19 MW bzw. 57.37 %. In Abbildung 17 wird das max. negative Flexibilitätspotential für den Zeitpunkt 06:00 Uhr als kumulierte Häufigkeitsverteilung gezeigt.

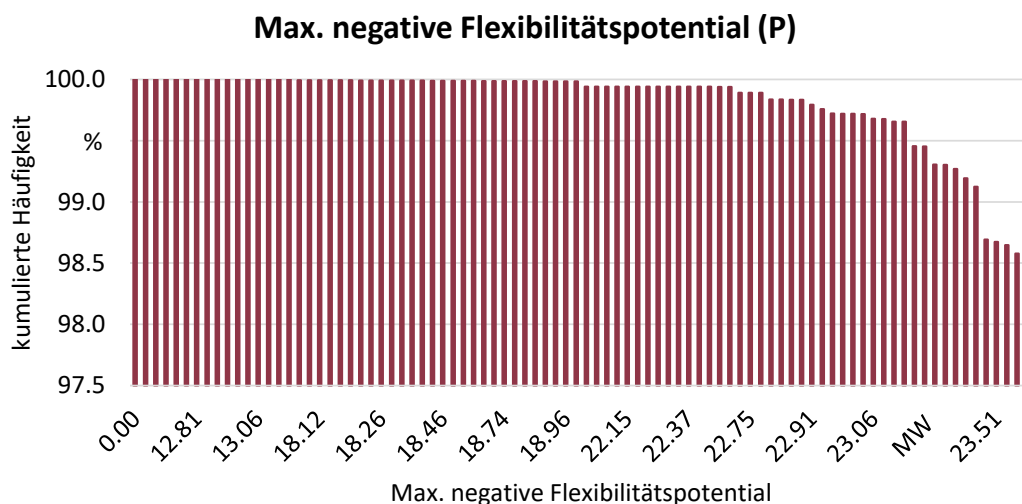


Abbildung 17 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials (06:00 Uhr)

Auf der Abszisse ist die Höhe des max. negativen Flexibilitätspotentials und auf der Ordinate die kumulierte Häufigkeit für das jeweilige Flexibilitätspotential aufgetragen. Die Ermittlung des Flexibilitätbandes hat ein

maximales negatives Flexibilitätpotential von 23.60 MW ergeben. Dieses steht mit einer Zuverlässigkeit von 98.54 % zur Verfügung. Das mindestens zur Verfügung stehende negative Flexibilitätpotential beträgt 12.66 MW. Somit stehen mindestens 53.64 % des maximalen negativen Flexibilitätpotentials zur Verfügung.

Zum Vergleich der Auswirkungen der Netznutzung auf die Zuverlässigkeit wird nun der Zeitpunkt 11:00 Uhr untersucht, da dieser eine wesentlich höhere Einspeisung durch EE-Anlagen aufweist. Die Abweichung des Fahrplans ist in Abbildung 18 dargestellt.

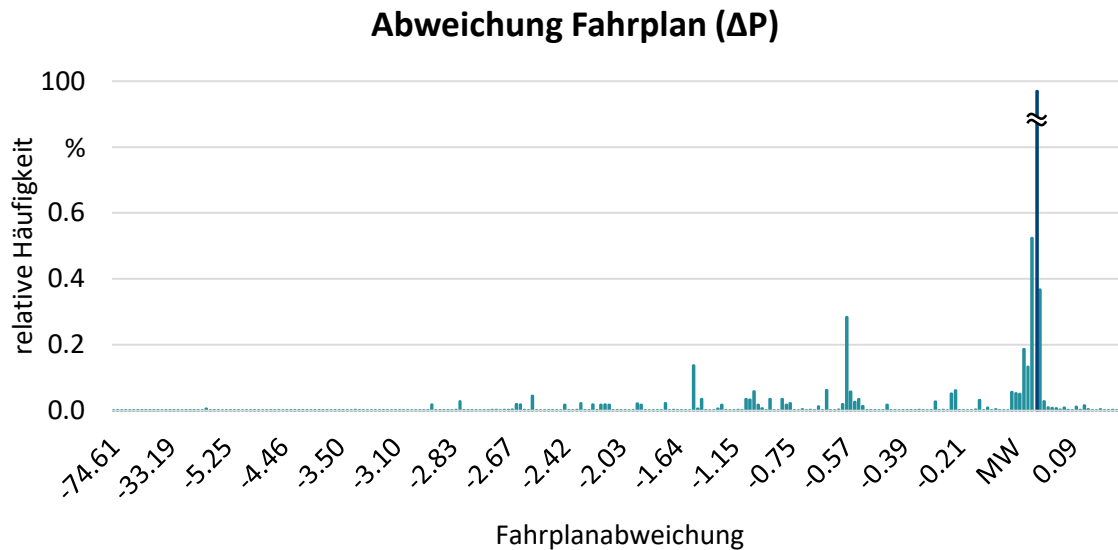


Abbildung 18 Zuverlässigkeit des Fahrplans (11:00 Uhr)

Die Zuverlässigkeit des Fahrplans liegt bei 97.00 % und ist somit um 0.41 % geringer als die Zuverlässigkeit des Zeitpunktes 06:00 Uhr. Die geringere Zuverlässigkeit lässt sich auf die nun einspeisenden PV-Anlagen zurückführen, die zum Zeitpunkt 06:00 Uhr noch außer Betrieb waren und somit keinen Einfluss auf die Zuverlässigkeit hatten. Außerdem ist die Höhe der maximalen negativen Abweichung aufgrund des höheren Fahrplanwertes ebenfalls größer. Zum Zeitpunkt 11:00 Uhr beträgt die maximale negative Abweichung 34.49 MW bzw. 46.23 %. Damit ist die Abweichung verhältnismäßig zwar geringer, absolut gesehen jedoch wesentlich höher als zum Zeitpunkt 06:00 Uhr. Somit lässt sich sagen, dass die Anzahl der aktuell einspeisenden EE-Anlagen einen Einfluss auf Höhe der Zuverlässigkeit hat und die Höhe der eingespeisten Leistung auf die max. negative Abweichung des Fahrplanwertes. In Abbildung 19 wird das maximale negative Flexibilitätpotential des Zeitpunktes 11:00 Uhr gezeigt.

Max. negative Flexibilitätspotential (P)

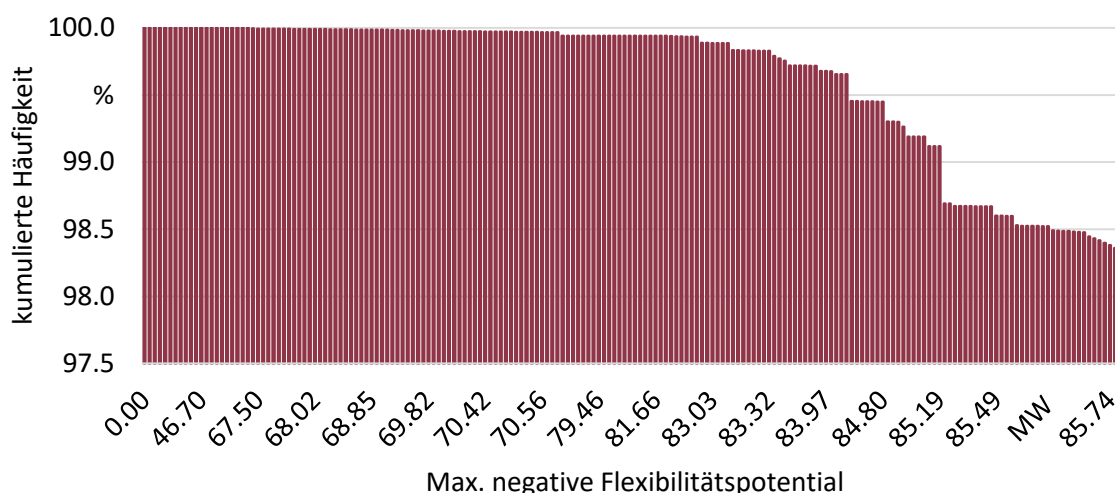


Abbildung 19 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials (11:00 Uhr)

Die Zuverlässigkeit des maximalen negativen Flexibilitätspotentials von 85.77 MW beträgt 98.28 % und ist somit um 0.26 % geringer. Dies lässt sich ebenfalls auf die sich nun im Betrieb befindlichen PV-Anlagen zurückführen. Das minimal zur Verfügung stehende negative Flexibilitätspotential beträgt 45.59 MW bzw. 53.15 %. Auch wenn die Abweichung vom max. negativen Flexibilitätspotential nur ca. 0.5 % geringer ist, ist auch hier aufgrund der hohen Einspeisung durch EE-Anlagen die absolute Abweichung wesentlich höher.

Zusammenfassend lassen sich bei der Betrachtung der Auswirkung unterschiedlicher Netznutzungen auf die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband zwei Erkenntnisse festhalten. Zum einen sinkt die Zuverlässigkeit mit der Anzahl sich im Betrieb befindlicher EE-Anlagen, da der Ausfall dieser nur dann Auswirkungen hat, wenn sie Energie ins Netz einspeisen. Zum anderen steigt die max. Abweichung sowohl beim Fahrplanwert, als auch beim max. negativen Flexibilitätspotential mit der Höhe der eingespeisten Energie durch EE-Anlagen.

II.3.2.4.3.3 Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband (Einfluss EE-Anlagen)

Im Folgenden werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Technologien auf die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband untersucht. Da in [1] bereits die Auswirkungen von IKT auf die Zuverlässigkeit von Verteilnetzen untersucht wurde, soll nun die Auswirkung der Berücksichtigung von EE-Anlagen näher betrachtet werden. Dazu wird bei der Ursache der Abweichung zwischen Fehlern der EE-Anlagen und Einfachfehlern des Primär- sowie IKT-Systems unterschieden. In Abbildung 20 ist erneut die Abweichung des Fahrplans für den Zeitpunkt 11:00 Uhr dargestellt, diesmal unterteilt in die beschriebenen Kategorien.

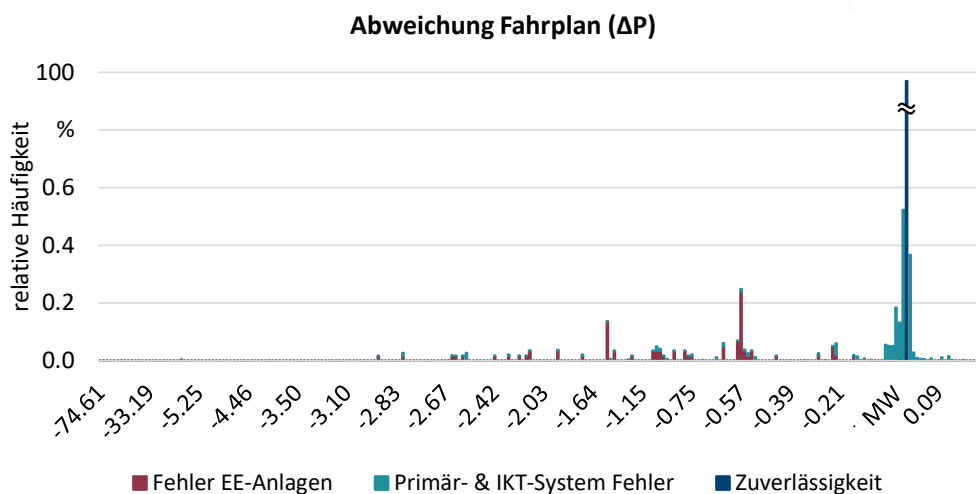


Abbildung 20 Zuverlässigkeit des Fahrplans unterteilt nach Fehlerkategorien (11:00 Uhr)

In Rot sind die Fehler von EE-Anlagen und in Türkis die Einfachfehler des Primär- und des IKT-Systems dargestellt. Die Fehler der EE-Anlagen tragen 1.25 % zur Unzuverlässigkeit bei und die Einfach- und IKT-Fehler 1.75 %. Somit machen die Fehler in EE-Anlagen mit ca. 42 % einen nicht unerheblichen Anteil der Unzuverlässigkeit aus. Weiterhin zeigt die Verteilung der Fehler, dass die Einfach- und IKT-Fehler zum größten Teil für die Abweichungen unmittelbar um den Fahrplanwert herum, sowie für die sehr hohen Abweichungen mit jedoch sehr geringen Wahrscheinlichkeiten verantwortlich sind. Dahingegen sind die Fehler der EE-Anlagen für größere Abweichungen im Bereich 0.5 MW bis 1.5 MW verantwortlich. Dies entspricht dem Bereich der Einspeisung aus jeweils einer EE-Anlage zum Betrachtungszeitpunkt. In Abbildung 21 wird erneut die Zuverlässigkeit des maximalen negativen Flexibilitätspotentials ebenfalls unterteilt nach Fehlerkategorien gezeigt.

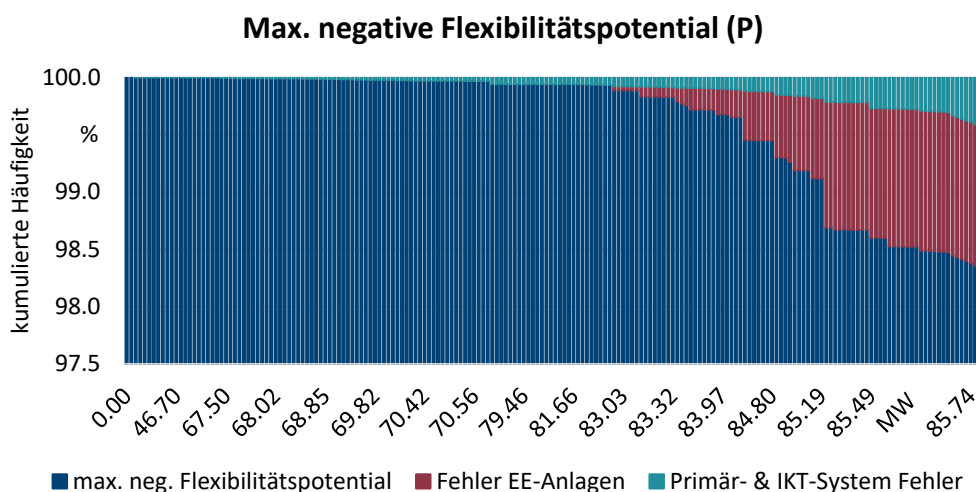


Abbildung 21 Zuverlässigkeit des max. negativen Flexibilitätspotentials unterteilt nach Fehlerkategorien (11:00 Uhr)

In Blau ist die Zuverlässigkeit des max. zur Verfügung stehenden negativen Flexibilitätspotentials, in Rot die Unzuverlässigkeit aufgrund Fehler der EE-Anlagen und in Türkis aufgrund der Einfach- und IKT-Fehler dargestellt. Die Fehler der EE-Anlagen tragen 1.25 % und die Einfach- und IKT-Fehler 0.47 % zur

Unzuverlässigkeit bei. Im Gegensatz zur Zuverlässigkeit des Fahrplans haben die Fehler der EE-Anlagen im Vergleich zu den Einfach- und IKT-Fehlern bei der Zuverlässigkeit des maximalen negativen Flexibilitätspotentials mit einem Anteil von ca. 72 % wesentlich größere Auswirkungen. Weiterhin sind die Fehler der EE-Anlagen für die Abweichungen von bis zu ca. 3 MW verantwortlich, wohingegen die Einfach- und IKT-Fehler auch für die größeren Abweichungen mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit verantwortlich sind.

Die Untersuchungen zum Einfluss der EE-Anlagen auf die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband zeigen, dass die Fehler der EE-Anlagen sowohl beim Fahrplan als auch beim Flexibilitätsband zu einer geringeren Zuverlässigkeit führen. Weiterhin ist zu erkennen, dass vor allem das max. negative Flexibilitätspotential durch die Fehler der EE-Anlagen beeinträchtigt wird und hier die Auswirkungen dieser Fehler größer sind, als die der Einfach- und IKT-Fehler.

II.3.2.5 RegelleLeistungsbedarf im Gesamtsystem unter Berücksichtigung dezentraler Strukturen

Die in II.2.1.1 beschriebenen aktuellen Entwicklungen in der Energieversorgung führen zu einer Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch sowie daraus resultierender Flexibilitätspotentiale in dezentrale Strukturen [12]. Aus Gesamtsystemsicht sind daher zukünftig diese dezentralen Strukturen II.3.1.2 auch bei der Bestimmung von RegelleLeistungsbedarf zu berücksichtigen (ENSURE MSB 3.2.2). Eine dezentrale Struktur ist dabei über ihren Fahrplan und ihre mögliche Spannweite zur Flexibilitätsbereitstellung (Flexibilitätsband) beschreibbar (s. Abbildung 4), wobei der Fahrplan und das Flexibilitätsband von den technischen und betrieblichen Grenzen der dezentralen Struktur abhängig sind. Weitere Abhängigkeiten bestehen darüber hinaus in Bezug auf die Ausprägung der Komponenten in der dezentralen Struktur und die Lage der dezentralen Struktur (ländlich, städtisch), welche ebenfalls den Fahrplan und das Flexibilitätsband der dezentralen Strukturen beeinflussen können (s. Abschnitt II.3.2.2). Neben den technischen Grenzen und den Grenzen aufgrund der Ausprägung gilt es dann, aus Sicht des Übertragungsnetzes, noch ggf. betriebliche Grenzen zu berücksichtigen, welche zum einen von den Anforderungen durch die technischen Grenzen innerhalb der dezentralen Strukturen und zum anderen von der hierarchischen Komponente des sicheren Betriebs des Gesamtsystems, also den Anforderungen des überlagerten Netzes, abhängen (s. ENSURE MSB 3.2.2 Abschnitt 2.2.1; Abschnitt 3.3.1.2). Für das zentrale Ziel des Netzbetriebs, einen zulässigen Gesamtsystemzustand zu erhalten, müssen somit die Anforderungen in den dezentralen Strukturen und im Gesamtsystem in Summe erfüllt werden.

Die nähere Bestimmung und Berücksichtigung der betrieblichen Grenzen bei oben genannter unterschiedlicher Ausgestaltung der dezentralen Strukturen und ihr Zusammenspiel mit der überlagerten Struktur zum Gesamtsystem ist eines der Forschungsziele der FGH [24]. Hierzu werden Fahrplan und Flexibilitätsband dezentraler Strukturen in Abhängigkeit der Last-/Einspeisesituation als Prognose bestimmt, wobei insbesondere Prognoseunsicherheiten (z. B. Ausfall von Erzeugungsanlagen, Ausfall von IKT zum Fahrplanmanagement oder zur Flexibilitätsteuerung) berücksichtigt werden und anschließend ermittelt, welche Unsicherheiten eine Auswirkung auf die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband haben können. Das entsprechende Verfahren ist in II.3.2.3 näher beschrieben. Die resultierenden Ergebnisse der Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband sollen im Folgenden bei der Bewertung des Einflusses dezentraler Strukturen auf den RegelleLeistungsbedarf, neben den im aktuellen Prozess bereits berücksichtigten Einflüssen, untersucht werden. Das dafür gewählte Vorgehen soll im nachfolgenden Abschnitt erläutert werden.

Außerdem wird in diesem Kapitel auch auf den Einfluss dezentraler Strukturen auf die Regelleistungserbringung eingegangen, die durch die Verschiebung von Flexibilitätspotentialen in die dezentralen Strukturen ebenfalls näher zu betrachten ist. Dabei hängt die Fähigkeit der dezentralen

Strukturen zur Regelleistungserbringung in hohem Maße von dem verfügbaren Flexibilitätsband und dessen Zuverlässigkeit ab. Die Zuverlässigkeit bzw. das Ausfallverhalten der Komponenten in den dezentralen Strukturen bildet somit einen Einflussfaktor auf das Sicherheitsniveau der Regelleistungserbringung. Erste Ergebnisse (s. II.3.2.4) zeigen eine grundsätzlich sehr hohe Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials dezentraler Strukturen. Dennoch zeigt sich auch, dass allein netztechnisch die Flexibilitätserbringung für Regelleistung aus einer einzelnen dezentralen Struktur nicht mit der heutigen Annahme einer hundertprozentigen Verfügbarkeit (s.o.) übereinstimmt (Präqualifikationsverfahren), sondern mit einer etwas geringeren Zuverlässigkeit erfolgen muss. Heute muss der Erbringer der Regelleistung für solche Fälle Reserve vorhalten. Bei der Betrachtung dezentraler Strukturen bietet es sich an, dass als Konzept die Zuverlässigkeit der Regelleistungserbringung vom überlagerten Netzbetreiber bei der Regelleistungsbeschaffung berücksichtigt wird. Daher wird dieses Konzept im Folgenden näher betrachtet.

II.3.2.5.1 Dynamische Bestimmung des Regelleistungsbedarfs unter Berücksichtigung des Einflusses der Fahrplan-Zuverlässigkeit dezentraler Strukturen

Zum Ausgleich von Bilanzabweichungen ist für einen sicheren Netzbetrieb der Einsatz von Regelreserve notwendig. Diese ist durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorzuhalten. Die Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung der „Regelleistungsbedarf“ wird dabei von jedem ÜNB unabhängig gehandhabt. In Deutschland wird aktuell ein probabilistisch statischer Ansatz angewendet, mit dem für jedes Quartal die Vorhaltung auf Basis von historischen Daten bestimmt wird [25]. In der Vergangenheit wurden Bilanzabweichungen hauptsächlich durch Kraftwerksausfälle und Prognosefehler der Last verursacht, weshalb das bisherige Vorgehen in Deutschland ausreichend war. Aufgrund der bereits oben beschriebenen strukturellen Veränderungen im Energieversorgungssystem spielt der Prognosefehler der Einspeisung aus regenerativen Energien eine immer wichtigere Rolle bei der Einhaltung der Leistungsbilanz. Aktuelle Entwicklungen und Forschungen zielen daher darauf ab die Bedarfsbestimmung dynamisch bzw. situativ vorzunehmen ([26], [4]).

Da auch zukünftig die dargebotsabhängige und volatile Einspeisung aus EE sowie deren Prognosefehler ein wesentlicher Faktor im Netzbetrieb sein werden, basiert das von der FGH weiterentwickelte Verfahren grundsätzlich auf den Arbeiten von [26] und vor allem [4].

Der Fokus der Arbeiten im Rahmen von ENSURE liegt dabei auf den unterschiedlichen Einflussgrößen auf die Leistungsbilanz bzw. die Leistungsbilanzabweichungen und hier insbesondere auf dem Einfluss der dezentralen Strukturen. Wie bereits erwähnt wurden die Bilanzabweichungen früher überwiegend durch Kraftwerksausfälle und Prognosefehler der Last verursacht. Aktuelle Entwicklungen berücksichtigen dazu noch die Prognosefehler von EE. Die Arbeit der FGH in ENSURE geht noch einen Schritt weiter und versucht zu bestimmen, welchen Einfluss die in Abschnitt II.3.1.2 beschriebenen dezentralen Strukturen bzw. Prognosefehler des Fahrplans von dezentralen Strukturen auf den Reservebedarf haben. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund relevant, das in Zukunft kaum nennenswerte, große Einspeiser mehr vorhanden sind (Rückgang konventioneller Erzeugung durch Kernenergie- und Kohleausstieg), dafür aber mit deutlich mehr dezentralen Strukturen zu rechnen ist.

Im Folgenden wird daher kurz auf die dynamische Bestimmung des Regelleistungsbedarfs eingegangen und es werden relevante Verfahrensbausteine vorgestellt. Eigentlicher Fokus soll dann aber speziell auf der Berücksichtigung des Einflussfaktors „Abweichungen vom Fahrplan dezentraler Strukturen“ liegen.

Der Unterschied von statischen zu dynamischen Verfahren liegt darin, dass bei statischen Verfahren der bestimmte Regelleistungsbedarf über einen längeren Zeitraum konstant bleibt und somit keine zeitlichen Veränderungen der Einflussgrößen berücksichtigt werden können. Dies kann zu einer Überschätzung, aber auch zu einer Unterschätzung des Bedarfs führen, da kritische Netzsituationen ggf. nicht rechtzeitig und

richtig erkannt werden. Da nun wie oben bereits erwähnt der Anteil der zeitlich veränderlichen Einflussfaktoren (in erster Linie die EE-Prognosefehler) an den Leistungsbilanzabweichungen zunimmt, sind dynamische Verfahren besser geeignet, den volatileren Bedarf an Regelleistungsvorhaltung genauer abzubilden [4]. Neben der Unterscheidung zwischen statisch und dynamisch können Verfahren zur Regelleistungsdimensionierung auch nach deterministischen und probabilistischen Verfahren unterschieden werden. Deterministische Verfahren basieren meist auf Erfahrungswerten, hier bilden bestimmte Ereignisse wie z. B. der Ausfall der zwei größten Kraftwerksblöcke, der beherrscht werden muss, die Grundlage bei der Dimensionierung. Großer Nachteil dabei ist aber, dass u. a. nicht berücksichtigt wird, wie wahrscheinlich ein solcher Ausfall ist. Anders arbeiten da die probabilistischen Verfahren, nach denen der benötigte Regelleistungsbedarf zu einer gewissen Wahrscheinlichkeit zu decken ist (in Europa sind dies aktuell 99 % [27]). Die probabilistischen Verfahren können dann wieder in die Gruppe der statistischen Verfahren und der simulativen Verfahren unterteilt werden. Die statistischen Verfahren bestimmen den Regelleistungsbedarf lediglich auf Basis von historischen Daten (z. B. Graf/Haubrich-Verfahren [28]). Nachteil bei diesen Verfahren ist, dass die stochastischen Abhängigkeiten der einzelnen Einflussfaktoren nur unzureichend abgebildet werden und die Vorgehensweise vergleichsweise statisch ist. Simulative Verfahren, bei denen auf Grundlage der Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Komponenten und der Prognosefehler, Bilanzabweichungen im Erzeugungssystem für viele Szenarien generiert werden, ermöglichen die, wenn auch aufwendige, Berücksichtigung der stochastischen Abhängigkeiten (u. a. [4]).

Das hier vorgestellte und in ENSURE weiterentwickelte Verfahren dimensioniert den Reservebedarf für vorgegebene Zeiträume dynamisch und situationsbedingt, wobei zeitliche und stochastische Abhängigkeiten der einzelnen Einflussgrößen auf den Reservebedarf mit abgebildet werden. In Summe werden dabei Kraftwerksausfälle bzw. Ausfälle von Erzeugungsanlagen, Fahrplansprünge von Erzeugungsanlagen, Prognosefehler von Last und Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie die bislang nicht betrachteten Fahrplanabweichungen von dezentralen Strukturen berücksichtigt (siehe Abbildung 22).

Die Bestimmung des Regelleistungsbedarfs erfolgt dabei so, dass zunächst für alle Standorte im Netz (Deutsches Übertragungsnetz auf Basis des in ENSURE aufbereiteten TYNDP 2030 Netzes) eine Vielzahl von Szenarien (z. B. 500 Stück) mit Bilanzabweichungen aus den oben genannten Einflussgrößen erstellt werden. Dafür werden Zeitreihen von Prognosefehlern (Last und EE), Ausfälle von Erzeugungsanlagen, Fahrplansprünge (von Kraftwerken an den jeweiligen Standorten) sowie Fahrplanabweichungen von DS je Standort benötigt. Die jeweiligen Leistungsabweichungen, die aus den einzelnen Einflussgrößen resultieren, werden als nächstes für jeden Zeitpunkt aufsummiert. Die somit für alle Standorte vorliegenden Zeitreihen von Bilanzabweichungen je Standort bilden jeweils ein Bilanzabweichungsszenario. In jedem Szenario können die Bilanzabweichungen für alle Standorte in den hier betrachteten NUTS2-Gebieten aufsummiert werden und ergeben dann durch Vorzeichenumkehr Szenarien-Zeitreihen von Regelleistungsbedarfen für die NUTS2-Gebiete. Diese Gebiete können anschließend zu beliebig größeren Regionen (z. B. Regelzonen oder gesamt Deutschland) zusammengeführt werden.

Bestimmung Regelleistungsbedarf

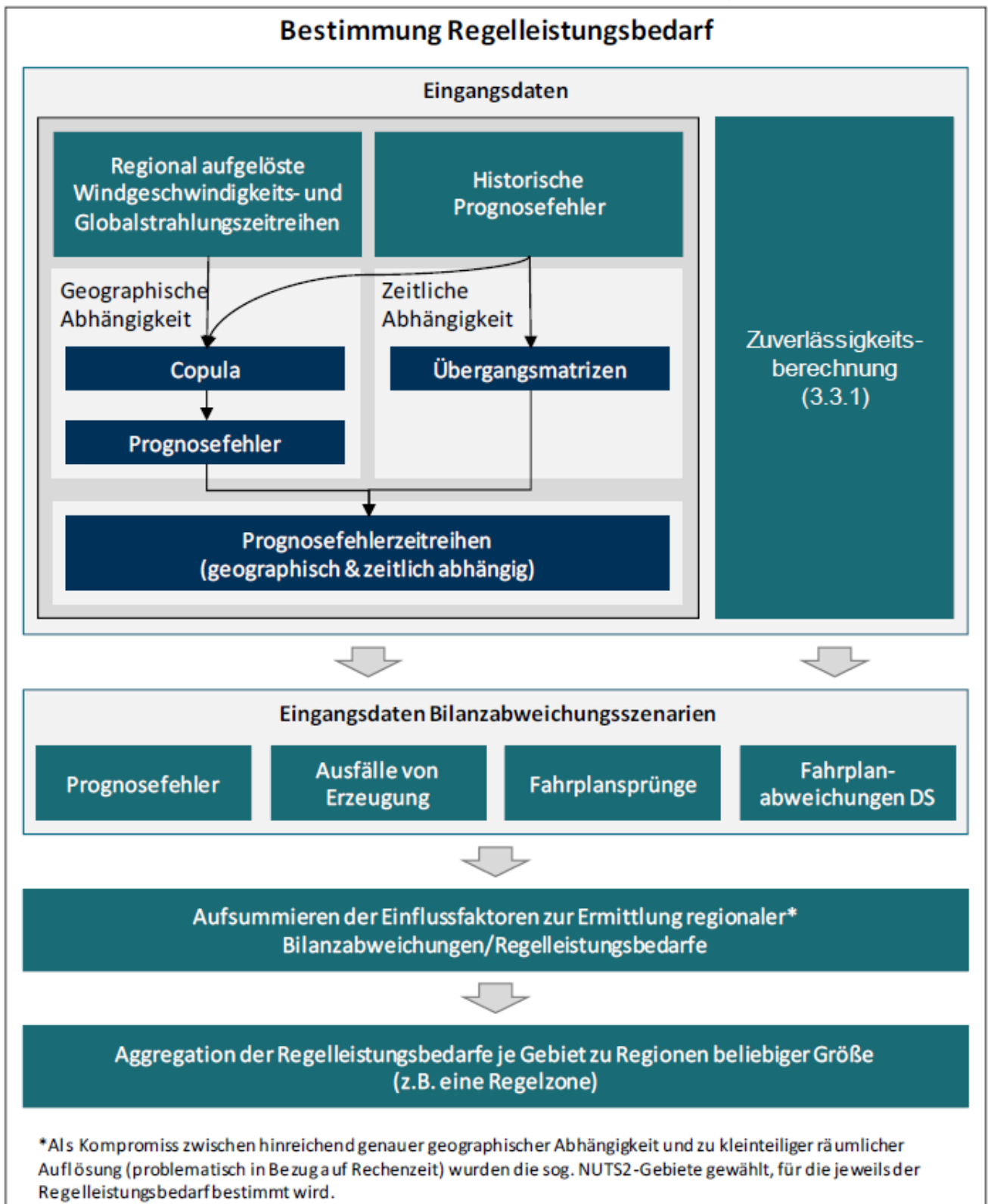


Abbildung 22: Übersicht zum Vorgehen bei der Bestimmung des Regelleistungsbedarfs

Die Zeitreihen liegen in minutenscharfer Auflösung für jede betrachtete Region für die einzelnen Szenarien vor. Da eine Ausschreibung von Regelleistung für einzelne Minuten nicht sinnvoll ist, soll der Regelleistungsbedarf für eine längere Zeitdauer (z. B. 4 Stunden) konstant dimensioniert werden. Bei der Betrachtung eines solchen Zeitintervalls, kann jedem Zeitpunkt darin je Szenario ein Regelleistungsbedarf

zugeordnet werden. Mit dieser Vielzahl an Leistungsbedarfen in dem betrachteten Zeitintervall kann dann eine Häufigkeitsverteilung gebildet werden, aus der mit einem festgelegten Sicherheitsniveau die Leistung bestimmt wird, die mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit¹ den Regelleistungsbedarf in dem Zeitintervall decken kann (s. Abbildung 23).

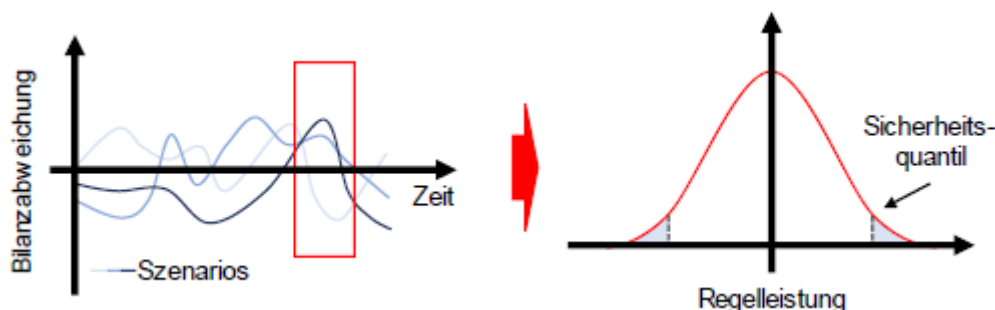


Abbildung 23: Bestimmung des Regelleistungsbedarfs für ein Zeitintervall

Im Folgenden werden die verschiedenen Eingangsgrößen für die Bildung der Bilanzabweichungsszenarien (s. Abbildung 22) näher betrachtet.

II.3.2.5.1.1 Prognosefehlerzeitreihen EE und Last

Die Erstellung der Prognosefehlerzeitreihen basiert auf historischen Wetterdaten und Prognosefehlern. Mittels Ziehung von Zufallszahlen über eine Copula werden dabei die geographischen (stochastische und nichtlineare) Abhängigkeiten sowie die Abhängigkeitsstruktur der Randverteilungen der Prognosefehler abgebildet. Übergangsmatrizen auf Basis von Markov-Ketten ermöglichen sodann eine Zeitreihenentwicklung und somit die Abbildung der zeitlichen Abhängigkeiten der Prognosefehler. Da Prognosefehler der Last keine geographischen Abhängigkeiten aufweisen, kann [4] hier auf das Ziehen über die Copula verzichtet werden.

II.3.2.5.1.2 Ausfälle von Erzeugungsanlagen

Kraftwerksausfälle und Ausfälle von EE-Anlagen, die im Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, werden für jede Stunde des betrachteten Jahres separat bestimmt. Dazu wird über die Ziehung einer Zufallszahl zwischen 0 und 8760 bestimmt, ob die betrachtete Einspeisung von einem Ausfall betroffen ist. Liegt die gezogene Zahl unterhalb der Ausfallhäufigkeit für einen Totalausfall, fällt die betroffene Einspeisung aus. Liegt der Wert der Zufallszahl zwischen der Ausfallhäufigkeit eines Total- und eines Teilausfalls so wird die Einspeisung entsprechend der Technologie reduziert. Dabei werden historische Daten zur Ausfallhäufigkeit zugrunde gelegt. Der Zustand der Leistungsreduktion hält unabhängig von der Art des Ausfalls und der Erzeugungstechnologie jeweils für die gesamte Stunde an. Die Ausfälle werden anlagenscharf betrachtet und können nur bei Anlagen auftreten die zum jeweiligen Zeitpunkt in Betrieb sind. Dabei werden nur Ausfälle von Anlagen im überlagerten Netz berücksichtigt. Ausfälle von Erzeugungsanlagen in den dezentralen Strukturen sind implizit in den Fahrplanabweichungen der dezentralen Strukturen enthalten (s. II.3.2.4)

II.3.2.5.1.3 Fahrplansprünge

Fahrplanänderungen werden für jede Erzeugungsanlage separat durchgeführt und bilden den Anpassungsvorgang der Leistung einer Erzeugungsanlage nach einem Fahrplansprung ab. Dabei wird insbesondere die Leistungsänderungsgeschwindigkeit, die je nach Erzeugungstyp verschieden ist, berücksichtigt. Die Zeitpunkte für das Durchfahren einer Rampe werden zufällig gezogen.

II.3.2.5.1.4 Fahrplanabweichungen DS

Als neuer Einflussparameter werden Fahrplanabweichungen aus dezentralen Strukturen bei der Erstellung der Bilanzabweichungsszenarien mitberücksichtigt. Dazu muss die Bilanzabweichung, die aus der Fahrplanabweichung der dezentralen Struktur resultiert, für jeden Zeitpunkt in allen erstellten Bilanzabweichungsszenarien bestimmt werden. Zunächst werden dafür in einer Zuverlässigkeitsberechnung (s. II.3.2.4) die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Fahrplanabweichungen für einzelne dezentrale Strukturen je Zeitpunkt bestimmt. Aus diesen Wahrscheinlichkeitsverteilungen kann dann über eine Quantilsbestimmung der Leistungswert der resultierenden Bilanzabweichung mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit¹ ermittelt werden. Diese Bilanzabweichung wird dann, wie oben beschrieben, mit den resultierenden Bilanzabweichungen der anderen Einflussparameter aufaddiert und geht somit in die Erstellung der Regelleistungsbedarfszeitreihen je Standort mit ein.

Die Fahrplanabweichungen aus dezentralen Strukturen müssten theoretisch für alle dezentralen Strukturen im betrachteten Netzgebiet (mindestens eine Zeitreihe je dezentrale Struktur) separat berechnet werden. Dies ist aus Rechenzeitgründen aber nicht praktikabel (s. II.3.2.4). Entsprechend wurden die einzelnen dezentralen Strukturen geclustert, wobei die Versorgungsaufgaben/Cluster aus AP 2.1.1. als Grundlage angenommen werden (s. II.3.2.4.2).

Tabelle 4 Übersicht über die Versorgungscluster zur Kategorisierung der dezentralen Strukturen

Clusternummer	Anteil	Clusterzentren		Bevoelkerungsdichte (zur Einteilung in Klasse A-D) [EW/km ²]	Beschreibung
		PV [kW/km ²]	Wind [kW/km ²]		
Cluster 1	0.81%	1214.38	3897.91	250.75	Hohe PV Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 2	47.05%	228.07	111.61	203.05	Geringe EE Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 3	1.40%	2238.89	438.58	360.71	Hohe Wind Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 4	6.00%	540.19	1125.47	233.79	Moderate PV Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 5	14.09%	742.07	149.85	290.09	Moderate Wind Leistung, geringe Last, (Klasse A)
Cluster 6	13.50%	587.07	138.40	1153.16	Moderate EE Leistung, moderate Last, (Klasse B)
Cluster 7	1.99%	1779.38	1151.48	1204.90	Hohe Wind Leistung, moderate Last, (Klasse B)
Cluster 8	5.80%	485.98	33.49	2445.01	Moderate PV Leistung, hohe Last, (Klasse C)
Cluster 9	9.35%	521.58	17.84	7163.54	Moderate PV Leistung, sehr hohe Last, (Klasse D)

Für jedes dieser neun Cluster (s. Tabelle 4) werden aus einem Pool von ca. 4000 synthetisch generierter Netze, auf Basis von [16], Netze mit der entsprechenden Versorgungsaufgabe ausgewählt, wobei je Cluster mehrere Netze mit unterschiedlicher geographischer Lage bestimmt werden. Dadurch werden die, innerhalb Deutschlands, unterschiedlichen Voraussetzungen bzgl. Last und EE-Einspeisung (s. II.3.2.4.2.2) abgebildet. Die Zuordnung der dezentralen Strukturen zu den Clustern und deren Verteilung innerhalb Deutschlands ist in Abbildung 24 dargestellt.

Außerdem ermöglicht dieses Vorgehen die Vorgabe sich regional unterscheidender Einspeise- und Lastzeitreihen (vgl. Prognosefehlerzeitreihen, s.o.) für die dezentralen Strukturen, sodass in der anschließenden Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Fahrplanabweichungen (und positiver sowie negativer Flexibilitätspotentiale, relevant entsprechend Abschnitt II.3.2.5.1) die geographische Lage der jeweiligen dezentralen Struktur und die Ausprägung der EE-Einspeisung bzw. der Last berücksichtigt werden. Die Standorte/dezentralen Strukturen werden jeweils den Clustern zugeordnet, womit für jeden Standort eine Wahrscheinlichkeitsverteilung von Fahrplanabweichungen vorliegt.

Bei der Zuordnung der dezentralen Strukturen zu den Clustern muss berücksichtigt werden, dass die Clusterung für eine Vielzahl von realen Mittelspannungsnetzen (MS-Netze) einzeln erfolgte, die betrachteten Standorte/dezentralen Strukturen aber jeweils mehrere dieser MS-Netze abbilden.

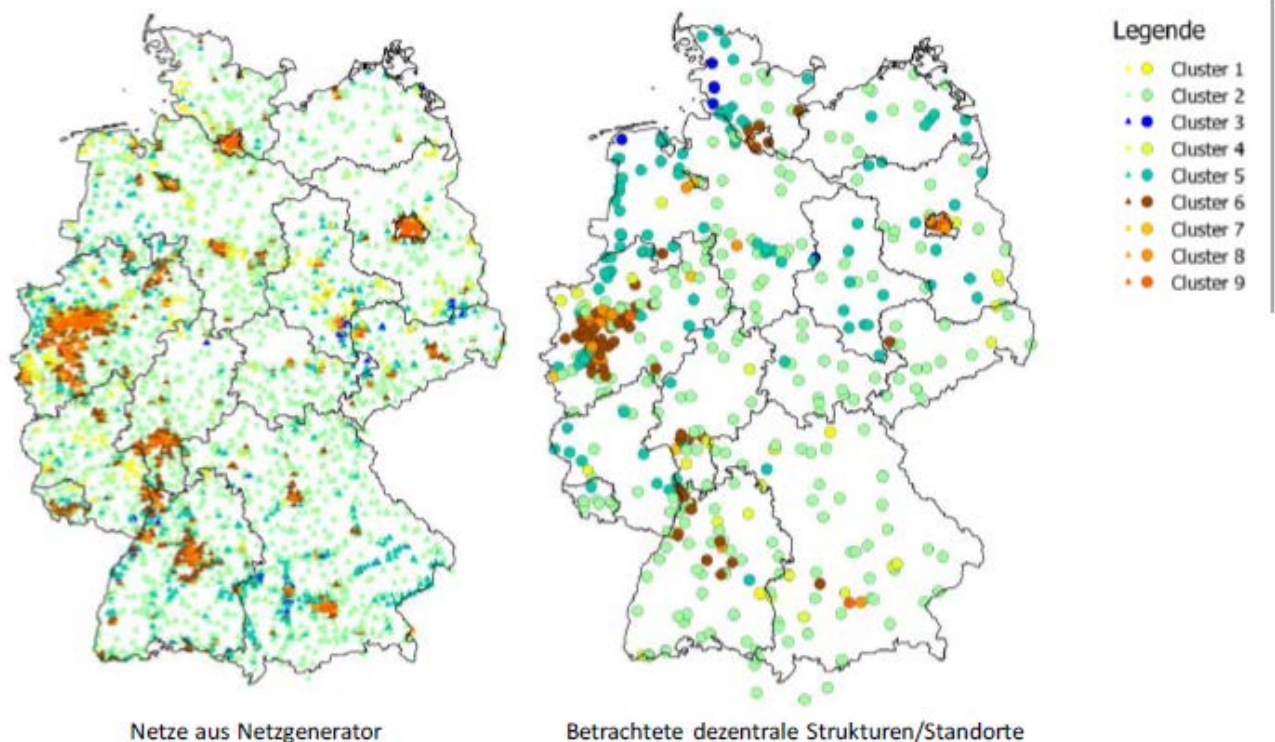


Abbildung 24: Zuordnung der synthetischen Netze und der dezentralen Strukturen/Standorte zu den Versorgungsclustern

II.3.2.5.2 Exemplarische Ergebnisse

Erste Berechnungen zeigen, dass mit dem verwendeten und in ENSURE weiterentwickelten Verfahren der berechnete Regelleistungsbedarf sowohl für den positiven Bedarf (lila Kurve) als auch für den negativen Bedarf (braune Kurve), geringer ist als der, mit dem aktuellen von den ÜNB genutzten Verfahren berechnete ausgeschriebenen Bedarf (positiv: grüne gestrichelte Linie, negativ: rote gestrichelte Linie). Dies bedeutet eine deutliche Einsparung des Regelleistungsbedarfs. Betrachtet wurde dabei eine exemplarische Woche mit viel Wind in der Wochenmitte, hoher Last und relativ geringer PV-Einspeisung (s. Abbildung 25). Bis auf einen Zeitpunkt (in der Mitte der betrachteten Woche) liegt dabei der berechnete Bedarf immer über dem tatsächlichen Bedarf (positiv: grüne durchgezogene Linie, negativ: rote durchgezogene Linie) für diesen Zeitraum. Das Verfahren ist somit grundsätzlich zur Regeleistungsbedarfsbestimmung geeignet, die einzelne Überschreitung des berechneten Bedarfs durch den tatsächlichen ist im Sinne der probabilistischen Bedarfsbestimmung vertretbar. Bei der Betrachtung weiterer exemplarischer Wochen sind bislang keine weiteren Überschreitungen aufgetreten. Der berechnete Bedarf, der mit der lila und der braunen Kurve dargestellt ist, unterscheidet sich vom ausgeschriebenen Bedarf (gestrichelte Kurven), wie oben bereits beschrieben darin, dass dynamisch auf Basis von Prognosefehlerzeitreihen dimensioniert wurde und nicht statisch auf Basis historischer tatsächlicher Regelleistungsbedarfe wie beim aktuellen im Betrieb eingesetzten Verfahren. Die einzelnen Einflussgrößen auf den Regelleistungsbedarf werden jetzt nicht mehr implizit (über die historischen Bedarfe), sondern explizit berücksichtigt. Berücksichtigt werden (s. II.3.2.5.1) Prognosefehler aus Last und EE-Einspeisung, Fahrplansprünge und Kraftwerksausfälle inklusive Ausfälle von großen EE-Anlagen, die im überlagerten Netz angeschlossen sind.

Einflüsse die bislang bei der dynamischen Regelleistungsbedarfsbestimmung noch nicht berücksichtigt wurden sind u. a. Engpässe in den unterlagerten dezentralen Strukturen sowie Ausfälle von

Netzbetriebsmitteln und Erzeugern in den Strukturen. Diese Aspekte werden jetzt über den neuen Einflussparameter der Fahrplanabweichungen dezentraler Struktur mit abgebildet.

Die blaue (positiv) und gelbe (negativ) Kurve zeigen den dynamisch bestimmten Regelleistungsbedarf inklusive des Einflussfaktors Fahrplanabweichungen aus dezentralen Strukturen. Dabei zeigt sich, dass beim negativen Bedarf der berechnete Bedarf nur geringfügig höher ist als ohne die Berücksichtigung der dezentralen Strukturen. Dies liegt daran, dass wie bereits in Abschnitt II.3.2.4.2 gesehen die Abweichungen beim Fahrplan in positiver Richtung (mehr Einspeisung aus der dezentralen Struktur in das überlagerte Netz) klein sind und nur mit geringer Wahrscheinlichkeit auftreten. Die Abweichungen in negativer Richtung, insbesondere durch Wegfall von Erzeugung (Ausfall der Erzeugungsanlage oder der Netzanbindung), sind deutlich ausgeprägter und steigen in Höhe und Wahrscheinlichkeit mit der Höhe der Einspeisung aus EE an (hohe Windeinspeisung in der Wochenmitte). Durch die explizite Berücksichtigung des bislang, in der dynamischen Regelleistungsbedarfsbestimmung, nicht betrachteten Einflussfaktors der dezentralen Strukturen wird nun auch in dem oben angesprochenen Zeitpunkt ausreichend Regelleistungsbedarf bestimmt.

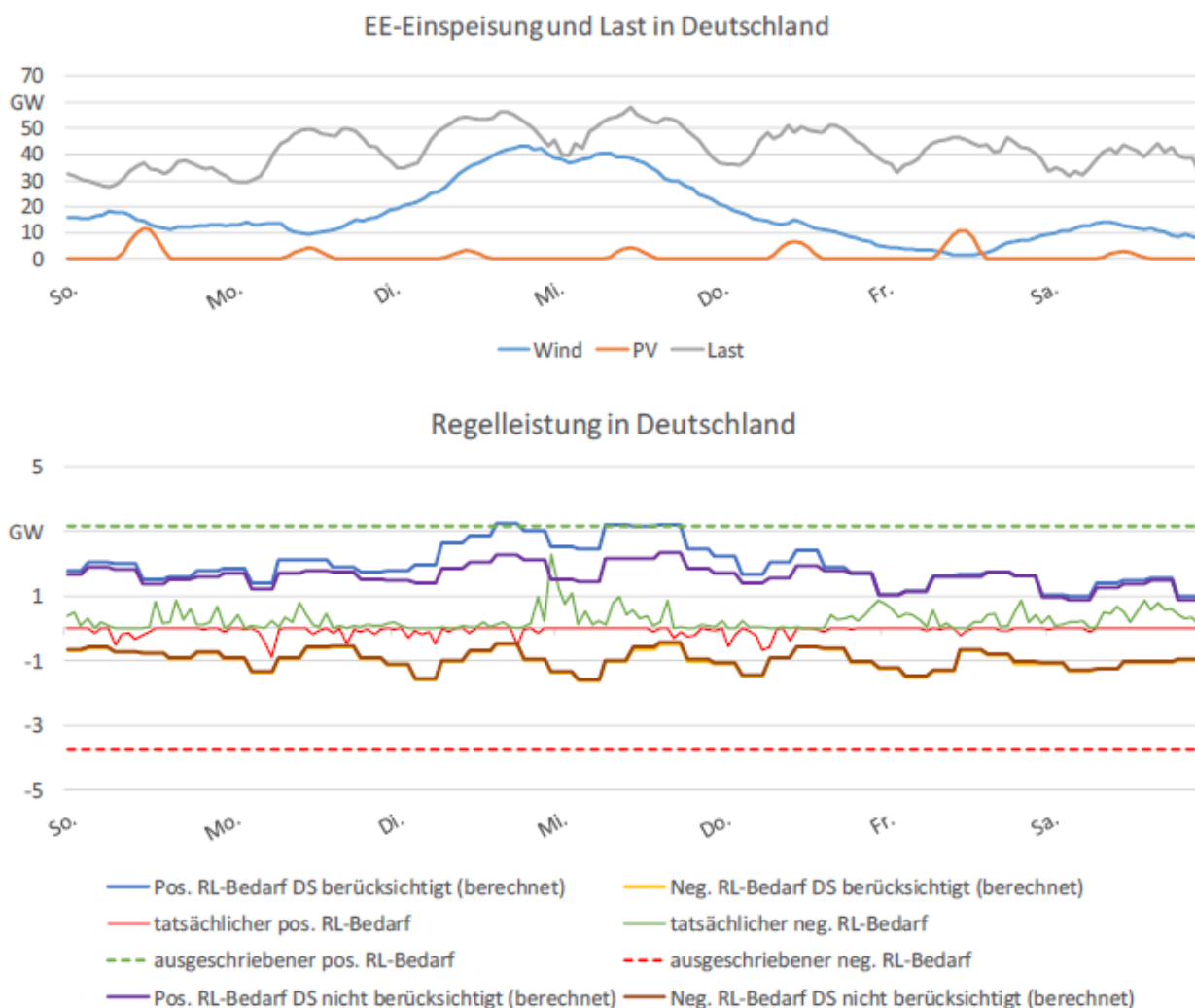


Abbildung 25: Last und Einspeisung in exemplarischer Woche sowie Regelleistungsbedarf und -vorhaltung

Neben der Betrachtung des Regelleistungsbedarfs für gesamt Deutschland, wurde auch der Regelleistungsbedarf für die einzelnen NUTS2-Gebiete näher betrachtet, um Rückschlüsse auf die Regionalität der einzelnen Einflussfaktoren ziehen zu können (Abbildung 26). Dabei zeigt sich für den positiven Regelleistungsbedarf bei der Betrachtung eines ausgewählten Mittagszeitpunktes (13:00 Uhr) aus der exemplarischen Woche, dass der Regelleistungsbedarf im nördlichen Bundesgebiet hauptsächlich von Prognosefehlern der Windeinspeisung getrieben wird, während im südlichen Bundesgebiet hauptsächlich der Lastprognosefehler (in Gebieten mit viel Industrie, z. B. Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet) und der Prognosefehler der PV-Einspeisung (vor allem in Bayern) die Treiber sind. Beim Anteil der konventionellen Erzeugung lässt sich so direkt keine konkrete Regionalität erkennen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese Einspeisung (noch) relativ gleichverteilt über Deutschland ist. Der Einfluss der dezentralen Strukturen ist beim positiven Regelleistungsbedarf relativ gering, was u. a. auch daran liegt, dass bislang der Prognosefehler aus EE-Erzeugung noch nicht im Prognosefehler des Fahrplans dezentraler Strukturen abgebildet ist (s. Abschnitt II.3.2.4.2). Bei Integration des Prognosefehlers aus EE in die Fahrplanabweichungen dezentraler Strukturen wird auch der bislang separat dargestellte Anteil von Wind- und PV-Prognosefehler in den Anteil der dezentralen Strukturen zu integrieren sein.

Aufteilung des Regelleistungsbedarfs nach Einflussfaktoren (positiver Regelleistungsbedarf)

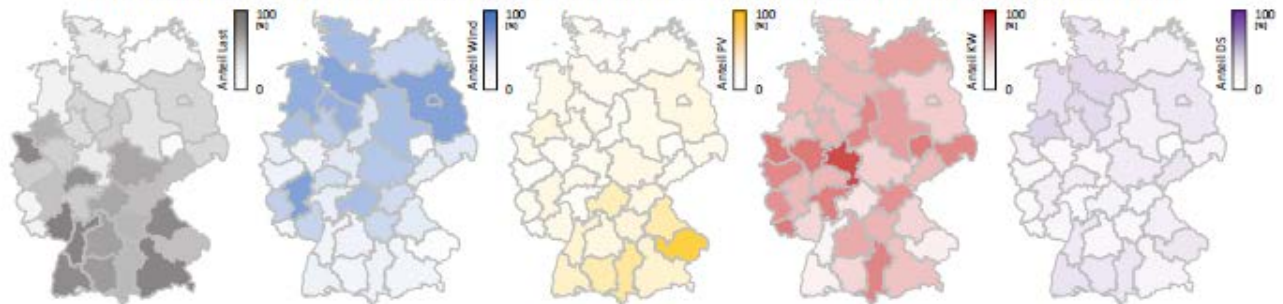


Abbildung 26: positiver Regelleistungsbedarf nach Einflussfaktoren in exemplarischer Stunde

Abbildung 27 zeigt die Aufteilung des negativen Regelleistungsbedarfs nach Einflussfaktoren. Hier ergibt sich für die Einflussgrößen Prognosefehler der Last und von EE, ein ähnliches Bild wie beim positiven Regelleistungsbedarf. Der Einfluss von Kraftwerken ist dagegen hier deutlich geringer, da beim negativen Regelleistungsbedarf nur die Fahrplanabweichungen relevant sind (KW-Ausfälle führen nur zu positivem Regelleistungsbedarf). Analog ist auch der Einfluss der dezentralen Strukturen geringer, da hier bislang, wie oben bereits erwähnt, die Prognosefehler der Einspeisungen noch nicht berücksichtigt werden und Ausfälle i. d. R. zu positivem Regelleistungsbedarf führen.

Aufteilung des Regelleistungsbedarfs nach Einflussfaktoren (negativer Regelleistungsbedarf)

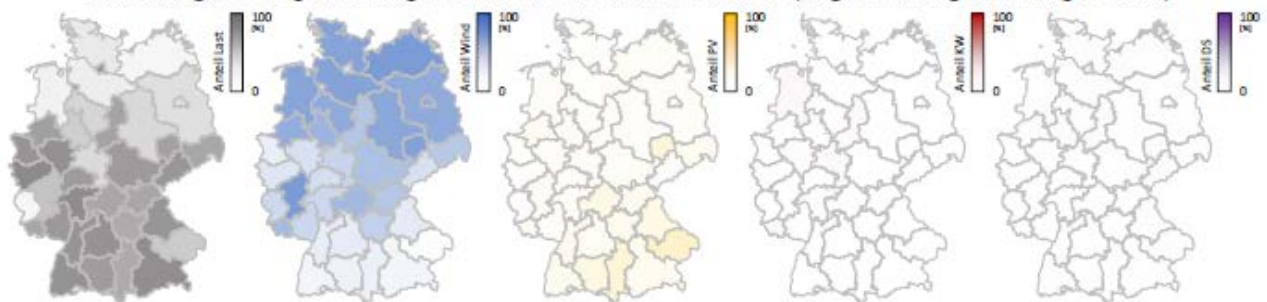


Abbildung 27: negativer Regelleistungsbedarf nach Einflussfaktoren in exemplarischer Stunde

Abbildung 28 zeigt die Ergebnisse für die exemplarische Woche noch einmal im Detail für je ein NUTS2-Gebiet im Südosten von Deutschland (viel PV und Last, kein Wind) und im Norden von Deutschland (viel Wind, geringe Last, kaum PV). Die Erkenntnis aus den vorherigen Betrachtungen, dass sich die einzelnen Einflussfaktoren regional stark unterschiedlich auf den Regelleistungsbedarf auswirken, wird hier erneut deutlich. Für das Gebiet im Südosten ist der Einfluss der Last als Grundpegel deutlich zu erkennen. Ebenso deutlich sind die Spitzen beim Bedarf in der Mittagszeit, in der besonders viel PV einspeist. Der Regelleistungsbedarf im Gebiet im Norden wird durchgehend vom Einfluss der hohen Windeinspeisung dominiert, während zum Beispiel die PV-Einspeisung kaum einen Einfluss hat. Deutlich wird jeweils auch, dass der Einfluss von Kraftwerken und dezentralen Strukturen, wie oben bereits gesehen, nur beim positiven Regelleistungsbedarf eine relevante Rolle spielt.

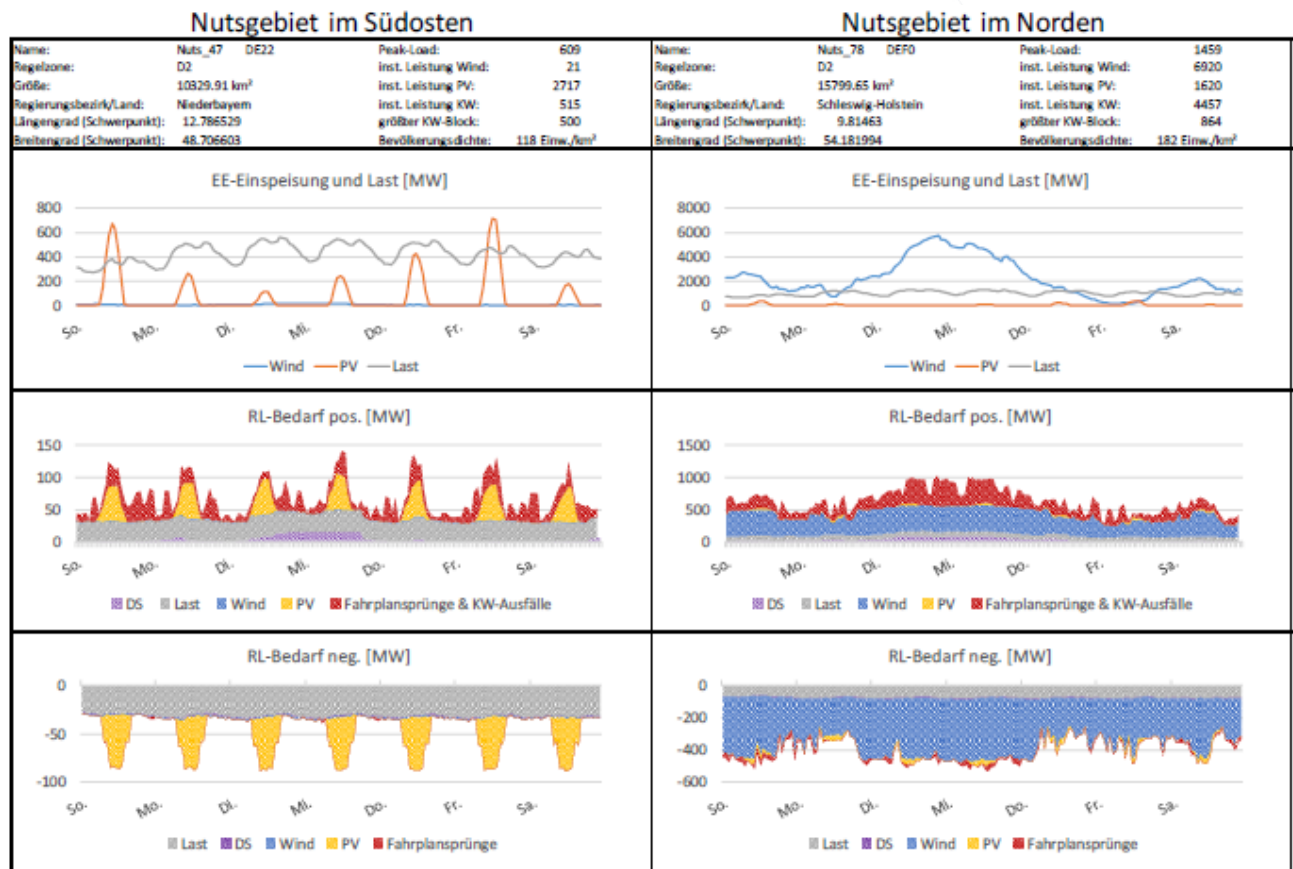


Abbildung 28: Detailbetrachtung Regelleistungsbedarf für ausgewählte NUTS-Gebiete für exemplarische Stunde

II.3.2.6 Regelleistungserbringung aus dezentralen Strukturen

Wie in der Einleitung von ENSURE MSB 3.2.2 Abschnitt 4.1. beschrieben wird die heutige Annahme einer hundertprozentigen Verfügbarkeit bei RL-Erbringung aus DS zukünftig keine Gültigkeit mehr haben, somit ist bei der Vorhaltung/Ausschreibung von Regelleistungsreserve entsprechend darauf zu achten, dass die Vorhaltung redundant erfolgt. Dabei scheint jedoch eine vollständig redundante Vorhaltung aufgrund der sehr hohen (wenn auch nicht hundertprozentigen) Zuverlässigkeit wenig sinnvoll. Eine Verteilung auf möglichst viele Regelleistungserbringer (dezentrale Strukturen) reduziert das bei einem einfachen Ausfall für Regelleistung nicht verfügbare Flexibilitätspotential. Die Aufteilung ist dabei aber von den jeweiligen Potentialen in den dezentralen Strukturen abhängig, welche wiederum von deren Lage und Ausgestaltung abhängt. Es sind daher immer alle dezentralen Strukturen einer Region, für die die vorzuhaltende Regelleistung bzw. der Regelleistungsbedarf bestimmt werden soll, gemeinsam zu betrachten. Die zusätzlich zum berechneten Bedarf vorzuhaltende Regelleistung ergibt sich dann anhand der Leistung die vorgehalten werden muss, um einen einfachen Ausfall (einer dezentralen Struktur) zu kompensieren.

II.3.2.6.1 Vorgehen bei der Bestimmung der Regelleistungsvorhaltung

Zunächst soll ein einfaches Beispiel das grundsätzliche Vorgehen bei der Bestimmung der Regelleistungsvorhaltung in dezentralen Strukturen aufzeigen.

Angenommen für eine Region A mit vier Knoten (K1, K2, K3, K4), an denen sich jeweils eine unterlagerte Struktur, welche über einen Fahrplan sowie ein Flexibilitätsband abgebildet wird, befindet, wurde in Summe über die Knoten ein Regelleistungsbedarf von 40 MW bestimmt. Dieser soll durch alle dezentralen

Strukturen der Region gemeinsam vorgehalten werden, um das Risiko des Ausfalls einer dieser dezentralen Strukturen zu kompensieren. Die Strukturen an den Knoten können jeweils mit einer Wahrscheinlichkeit von 99.85 % ein bestimmtes Flexibilitätspotential bereitstellen (s. Tabelle in Abbildung 29). D. h. für eine Struktur besteht eine Wahrscheinlichkeit von 0.15 % bzw. 13.14 h/a, dass das angegebene Flexibilitätspotential nicht abgerufen werden kann. Die Wahrscheinlichkeit, dass zwei Strukturen gleichzeitig das angegebene Flexibilitätspotential nicht bereitstellen können, beträgt somit $0.15 \% \cdot 0.15 \% = 0.0225 \%$ bzw. ca. 1.97 h/a, liegt damit unter dem heutigen Sicherheitsniveau bei der Regelleistungsbedarfsbestimmung und kann daher vernachlässigt werden.

Bei einer Forderung nach annähernd hundertprozentiger Sicherheit bei der Vorhaltung ist dann über alle unterlagerten Strukturen in der betrachteten Region hinweg so viel Regelleistung vorzuhalten, dass der Ausfall der gesamten Erbringung aus einer einzelnen Struktur nicht zu einem Defizit bei der Regelleistung führt. Anders gesagt, alle dezentralen Strukturen in der betrachteten Region müssen zusammen so viel Regelleistung vorhalten, dass, wenn eine dezentrale Struktur ausfällt, die Vorhaltung in den anderen dezentralen Strukturen ausreicht, den Regelleistungsbedarf in der Region zu decken.

Kombinatorisch lässt sich das Problem der Aufteilung der Regelleistung auf die unterlagerten Strukturen wie folgt lösen: Zunächst wird angenommen, dass die Struktur mit dem größten Potential nicht liefern kann (hier K3). Die notwendige Vorhaltung wird dann beispielsweise entsprechend des maximal möglichen Beitrags der jeweiligen Struktur bezogen auf das gesamte Potential der verbliebenen Strukturen verteilt. Somit ergibt sich die mindestens vorzuhaltende Regelleistung in K1, K2 und K4, um den Regelleistungsbedarf in der betrachteten Region zu decken. K3 kann aufgrund eines Ausfalls keinen Beitrag leisten. Anschließend muss auch für K3 die minimale Vorhaltung bestimmt werden. Für den Fall, dass die zweitgrößte Struktur nach K3 ausfällt (hier K4), sind die 40 MW Regelleistung aus K1, K2 und K3 zu erbringen. Es ergibt sich somit auch für K3 eine minimale Vorhaltung. Damit ist für alle dezentralen Strukturen (K1 – K4) bestimmt welche Regelleistung mindestens vorgehalten werden muss, damit bei einem Ausfall einer beliebigen Struktur in der betrachteten Region der Regelleistungsbedarf von 40 MW gedeckt ist. In Summe ergibt sich eine Vorhaltung von 60 MW bei einer Zuverlässigkeit der Flexibilitätserstellung der einzelnen dezentralen Struktur von 99.85 % für einen zu hundertprozentig zu deckenden Regelleistungsbedarf von 40 MW in der Region (s. Abbildung 29). Die berechnete Gesamtvorhaltung muss dabei immer kleiner gleich des maximal möglichen Flexibilitätspotentials (mit 99.85 %-iger Wahrscheinlichkeit) der Region sein, andernfalls reicht das Flexibilitätspotential aus den unterlagerten Strukturen nicht aus und es müssen noch weitere Regelleistungsquellen vorgehalten werden.

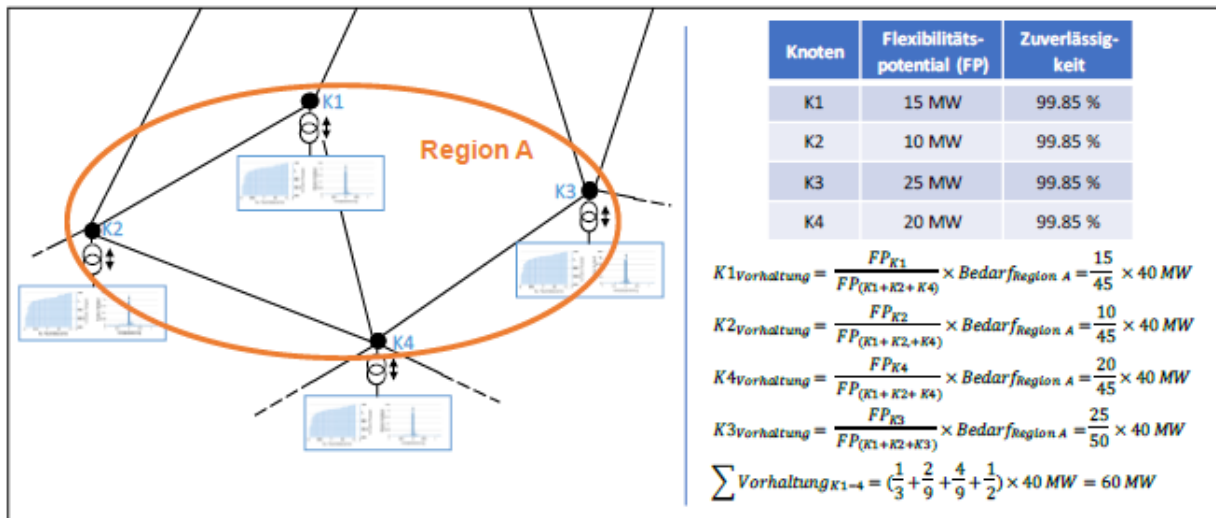


Abbildung 29: Beispielhafte Bestimmung der Regelleistungsvorhaltung für eine Region

Darüber hinaus haben neben der reinen Zuverlässigkeit der unterlagerten Strukturen weitere Faktoren einen Einfluss auf die Regelleistungsvorhaltung. Dies sind zum Beispiel die Leitungsauslastungen oder die Ausgestaltung der unterlagerten Strukturen (geographische Lage, installierte EE-Leistung, Lastprofil). Insbesondere der Einfluss der geographischen Lage und damit implizit auch der der installierten EE-Leistung bzw. Last soll im Folgenden näher betrachtet werden, sodass daraus Rückschlüsse auf die Bewertung des Einflusses zukünftiger Strukturen auf den Regelleistungsbedarf im Übertragungsnetz möglich sind.

II.3.2.6.2 Exemplarische Ergebnisse

In den folgenden exemplarischen Ergebnissen wird vor allem der Einfluss der Zuverlässigkeit des bereitstellbaren Flexibilitätspotentials aus den dezentralen Strukturen (s. Abschnitt 40II.3.2.4) auf die Regelleistungsvorhaltung in den dezentralen Strukturen näher betrachtet. Dazu werden weiterhin die schon in Abschnitt II.3.2.5 untersuchte exemplarische Woche sowie die exemplarische Mittagsstunde (13:00 Uhr) näher betrachtet. Abbildung 30 zeigt zunächst den mit dem in Abschnitt II.3.2.5 vorgestellten Verfahren berechneten (negativen) Regelleistungsbedarf für die exemplarische Stunde sowie die zugehörige Wind- und PV-Einspeisung und die Last für die einzelnen NUTS2-Gebiete.

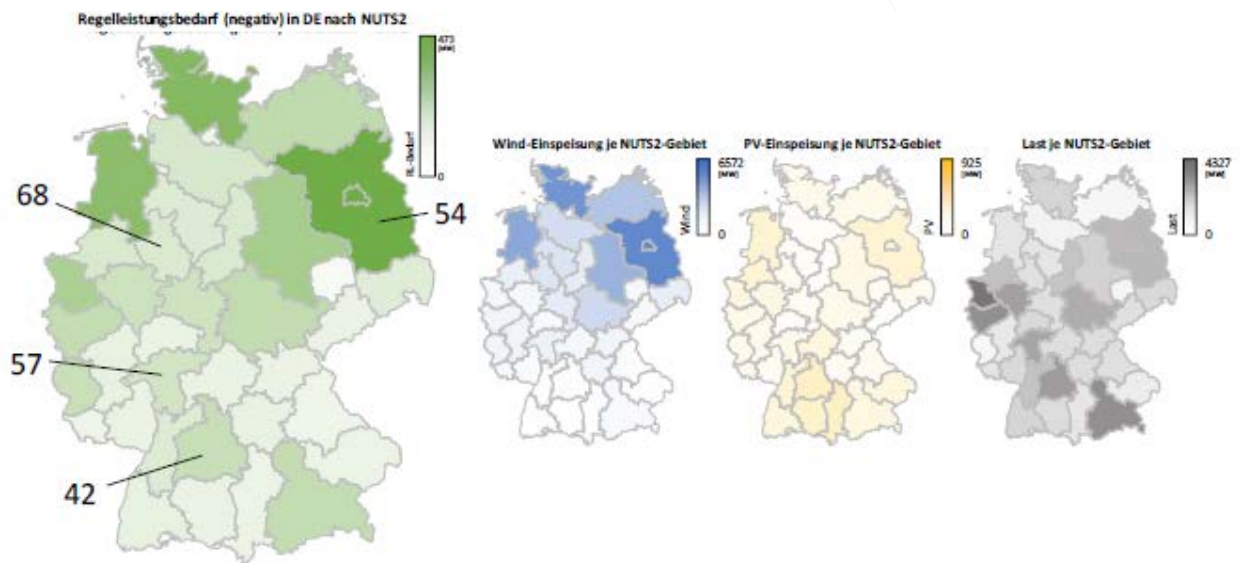


Abbildung 30: (negativer) RegelleLeistungsbedarf und EE-bzw. Lastsituation für exemplarische Stunde

Wie bereits in Abschnitt II.3.2.5 gesehen ist im Norden ein Zusammenhang zwischen der Windeinspeisung und dem RegelleLeistungsbedarf erkennbar. Im Süden ist hier besonders die PV ein Einflussfaktor neben der Last, die daneben insbesondere auch im Westen relevant ist.

Abbildung 31 zeigt den aus den Ergebnissen zur Zuverlässigkeit aus Abschnitt II.3.2.4 berechneten Verlauf des zur Verfügung stehenden negativen Flexibilitätspotentials für unterschiedliche Zuverlässigkeitsstufen und Standorte in der exemplarischen Woche. Die bisherigen Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung von Fahrplan und Flexibilitätband der dezentralen Strukturen haben kein positives Flexibilitätspotential ausgewiesen, welches für die Regelleistungsvorhaltung genutzt werden könnte (s. Abschnitt II.3.2.4.2). Dies liegt insbesondere daran, dass in den betrachteten Netzen relativ wenige Speicher verbaut sind. Außerdem wurde eine zukünftig durchaus denkbare, potentiell mögliche gedrosselte Fahrweise von EE-Einspeisungen nicht weiter berücksichtigt.

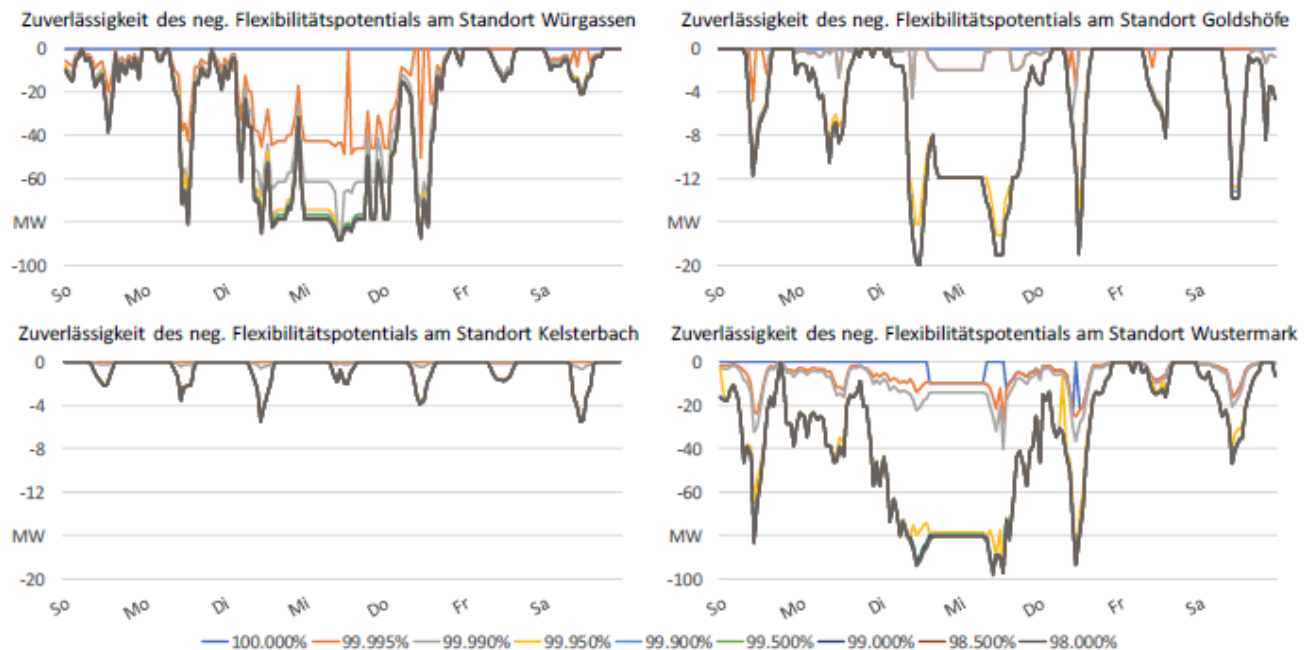


Abbildung 31: Verlauf des negativen Flexibilitätspotentials für verschiedene Standorte und Zuverlässigkeitsklassen

Deutlich zu erkennen ist, dass über alle Zeitpunkte in keinem Standort Flexibilitätspotential 100 % zuverlässig zur Verfügung steht. Wird dagegen eine gewisse Unzuverlässigkeit akzeptiert, dann ist das zur Verfügung stehende Flexibilitätspotential bereits mit kleinen Einbußen bei der Zuverlässigkeit (z. B. von 100 % über 99.995 % auf 99.95 %) deutlich höher. Durch weiteren Verzicht auf Zuverlässigkeit (z. B. von 99.95 % auf 98.0 %) ändert sich dagegen kaum noch der Verlauf des zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotentials. Die Abbildung zeigt außerdem, dass sich das zur Verfügung stehende Flexibilitätspotential über die verschiedenen Standorte teils deutlich unterscheidet (Würgassen – mittig in Deutschland, Goldshöfe – im Süden, Kelsterbach – im Westen, Wustermark – im Osten). Abbildung 32 zeigt die Auswertung der Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials für ausgewählte NUTS2-Gebiete (s. Abbildung 30). Wesentliche Unterschiede zu den Erkenntnissen aus der standortscharfen Betrachtung sind nicht zu erkennen. Zusätzlich zu dem Flexibilitätspotential ist hier auch der berechnete RegelleLeistungsbedarf (s. Abschnitt II.3.2.5) je NUTS2-Gebiet angegeben.

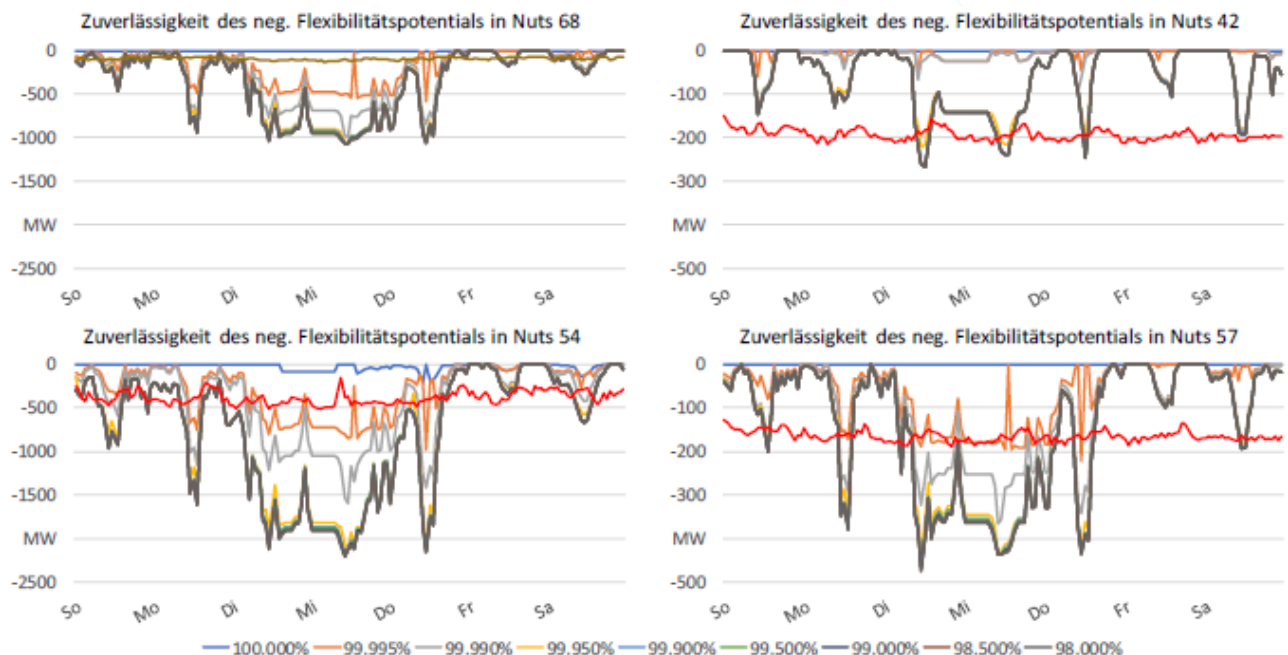


Abbildung 32: Verlauf des neg. Flexibilitätspotentials für verschiedene NUTS2-Gebiete und Zuverlässigkeitsklassen

Es ist zu erkennen, dass für die nördlich liegenden Gebiete (54 und 68) das Flexibilitätspotential bei einer Zuverlässigkeit von 99.995 % in den meisten Situationen ausreicht, um den negativen Regelleistungsbedarf zu decken. Allerdings gibt es auch einige Situationen, in denen die Regelleistungserbringung allein aus dezentralen Strukturen nicht ausreicht, selbst wenn eine gewisse Unzuverlässigkeit akzeptiert wird. In südlicheren Gebieten (42 und 57) wird dies noch deutlicher. Dies liegt u. a. daran, dass in der betrachteten Woche die EE-Einspeisung, die wie in Abschnitt II.3.2.4.2 gesehen, einen großen Einfluss auf das verfügbare Flexibilitätspotential hat, im Süden von Deutschland relativ gering ist.

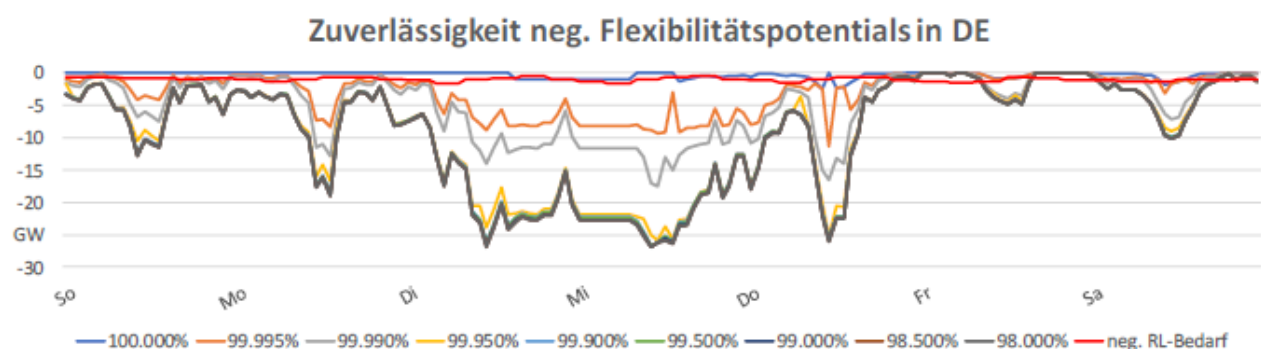


Abbildung 33: Verlauf des neg. Flexibilitätspotentials für gesamt DE und verschiedene Zuverlässigkeitsklassen

In Abbildung 33 ist der Verlauf des negativen Flexibilitätspotentials aus den dezentralen Strukturen aggregiert für ganz Deutschland zu sehen. Hier zeigt sich, dass bei der Betrachtung für gesamt Deutschland in deutlich mehr Zeitpunkten das zur Verfügung stehende Flexibilitätspotential aus dezentralen Strukturen zur Deckung des Regelleistungsbedarfs ausreicht. Diese aggregierte Betrachtungsweise entspricht dabei dem tatsächlichen Vorgehen bei der Regelleistungsbedarfsbestimmung bzw. Regelleistungserbringung im Netzregelverbund (NRV) der

Übertragungsnetzbetreiber. Dabei wird für unterschiedliche Regionen gemeinschaftlich Regelleistung dimensioniert und vorgehalten, um gegenläufige Regelleistungsbereitstellung zu vermeiden [29]. Zukünftig ist hier in weiteren Untersuchungen noch zu klären, wie häufig tatsächlich das verfügbare Flexibilitätspotential allein aus dezentralen Strukturen nicht ausreicht, um den Regelleistungsbedarf zu decken. Diese Untersuchungen sollten dann auch klären, wie viel Regelleistung aus anderen Quellen außer den dezentralen Strukturen zukünftig vorzuhalten ist.

Die folgenden Betrachtungen konzentrieren sich auf die oben schon betrachtete exemplarische Stunde. Abbildung 34 zeigt dabei das berechnete (negative) Flexibilitätspotential für die einzelnen NUTS2-Gebiete für unterschiedliche Zuverlässigkeitsklassen.

Zu erkennen ist, dass wie oben bereits beschrieben, das verfügbare Flexibilitätspotential zunächst schnell, mit bereits geringer in Kauf genommener Unzuverlässigkeit, ansteigt und ab ca. 99.9 % Zuverlässigkeit durch weiter tolerierte Unzuverlässigkeit kaum weiteres Flexibilitätspotential hinzugewonnen werden kann. Zu erkennen ist auch, dass das (negative) Flexibilitätspotential vor allem im Norden zur Verfügung steht und somit im Wesentlichen aus der möglichen Abregelung der zu diesem Zeitpunkt sehr hohen Windeinspeisung resultiert.

Flexibilitätspotential (negativ) in DE nach NUTS2 und Zuverlässigkeit

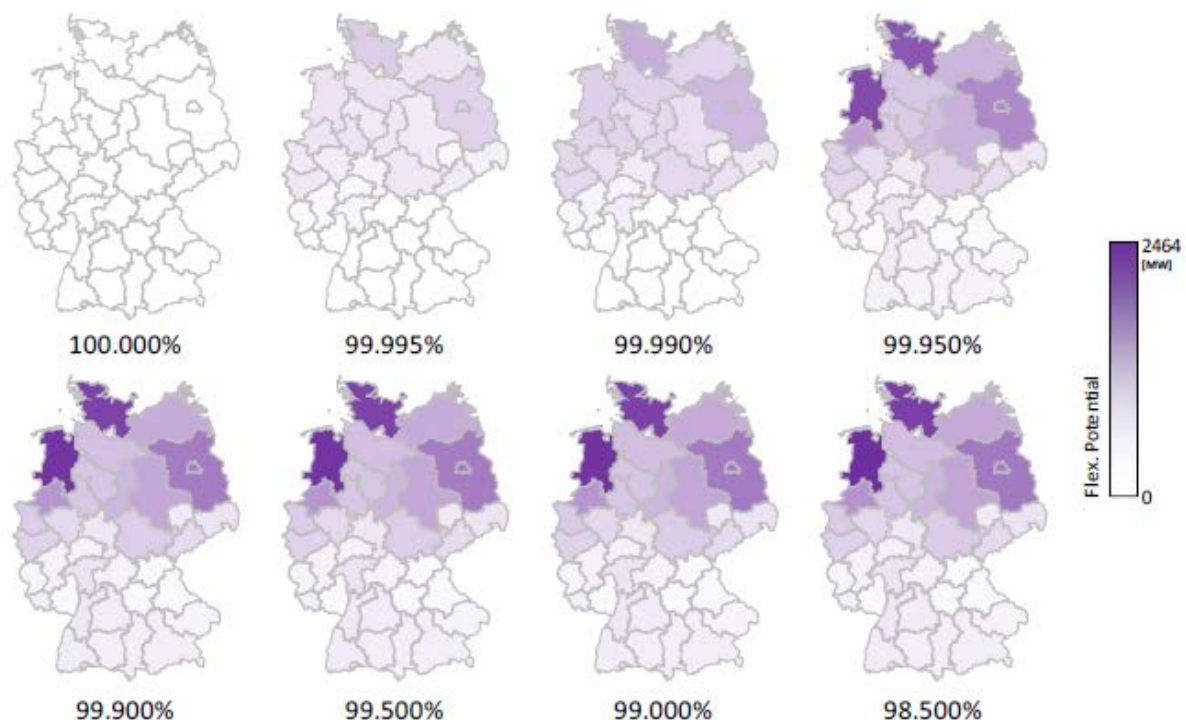


Abbildung 34: neg. Flexibilitätspotential je NUTS2-Gebiet für exemplarische Stunde und vers. Zuverlässigkeitsklassen

Wie in Abschnitt II.3.2.6.1 beschrieben, erfordert die nicht hundertprozentige Zuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung aus den dezentralen Strukturen, dass ggf. zusätzlich zu dem berechneten Regelleistungsbedarf weitere Regelleistung vorgehalten werden muss, um einen Ausfall einer Regelleistung erbringenden dezentralen Struktur im Bedarfsfall kompensieren zu können.

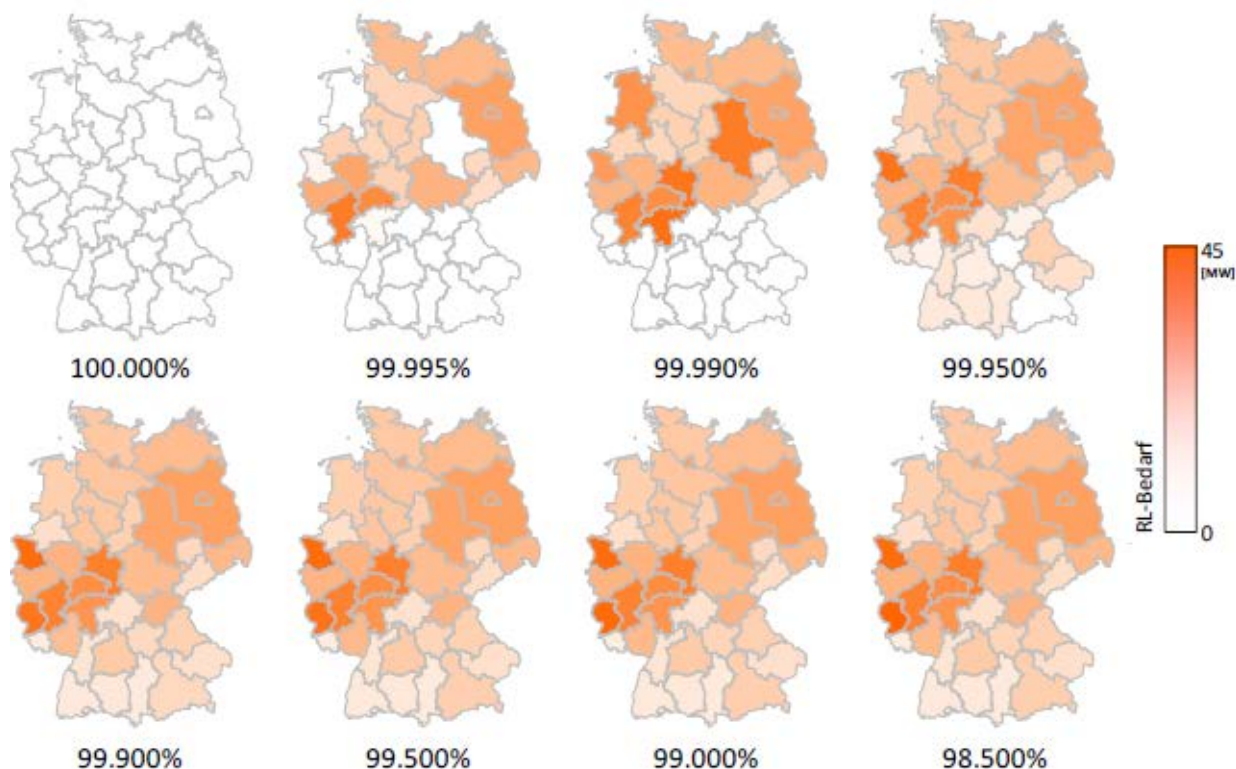
Zusätzlicher RegelleLeistungsbedarf (negativ) in DE nach NUTS2


Abbildung 35: Zusätzlicher RegelleLeistungsbedarf je NUTS2-Gebiet und vers. Zuverlässigkeitsklassen

Abbildung 35 zeigt wie der zusätzliche RegelleLeistungsbedarf je NUTS2-Gebiet mit wachsender Unzuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung aus dezentralen Strukturen ansteigt (auf bis zu 45 MW in einzelnen NUTS2-Gebieten).

Abbildung 34 zeigt auch, dass ggf. mit hundertprozentiger Zuverlässigkeit gar keine Regelleistungsbereitstellung aus dezentralen Strukturen möglich ist. Andersherum betrachtet ergibt sich somit ein RegelleLeistungsbedarf in einigen NUTS2-Gebieten, der nicht aus dezentralen Strukturen bereitgestellt werden kann. Dieser wird mit in Kauf genommener Unzuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials geringer wie in Abbildung 36 dargestellt.

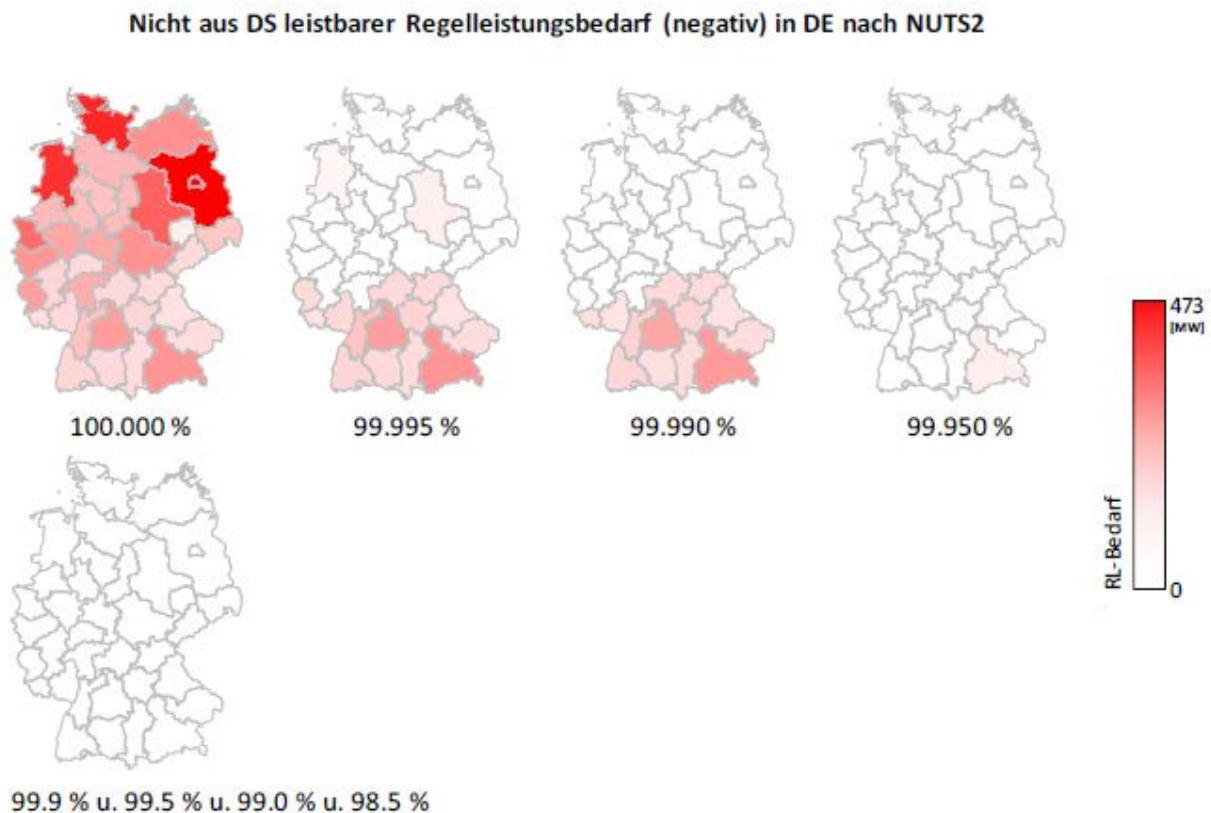


Abbildung 36: RegelleLeistungsbedarf (negativ), der nicht aus dezentralen Strukturen gedeckt werden kann, nach Zuverlässigkeitsklassen

Für den RegelleLeistungsbeschaffer bedeutet dies, dass er, wenn er Regelleistung aus dezentralen Strukturen beschaffen möchte bzw. in Zukunft muss (da andere Regelleistungserbringer wie größere Kraftwerke immer weniger werden, s. Einleitung Abschnitt II.3.2.5), die (Un-)Zuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung bei der RegelleLeistungsbeschaffung berücksichtigen muss. Zusätzliche Regelleistung, wie in Abbildung 35 dargestellt, muss dabei abhängig vom gewählten Zuverlässigkeitsniveau vorgehalten werden.

II.3.2.7 Fazit

Die Verschiebung des Flexibilitätspotentials in dezentralen Strukturen führt dazu, dass diese zukünftig u. a. auch Systemdienstleistungen bereitstellen müssen. Dabei kann aber allein aufgrund der Netzstrukturen nicht mehr von der aktuell, bei der Präqualifikation geforderten, hundertprozentigen Zuverlässigkeit ausgegangen werden. Im Rahmen der Arbeiten in AP 3.3 wurden daher zunächst die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes dezentraler Strukturen und anschließend deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem und die Systemdienstleistungsbereitstellung untersucht.

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse dezentraler Strukturen aus Abschnitt II.3.2.4.1 zeigen, dass die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätspotentials für die betrachteten einzelnen Stunden sehr hoch ist, sodass die Bereitstellung von Flexibilität aus dem Verteilnetz für Systemdienstleistungen grundsätzlich möglich ist. Weiterhin haben die exemplarischen Untersuchungen gezeigt, dass zum einen die Netznutzung und zum anderen die EE-Anlagen einen Einfluss auf die Zuverlässigkeit des Fahrplans und des Flexibilitätsbandes haben. Mit einer hohen Auslastung des Netzes aufgrund beispielsweise hoher Einspeisung durch EE-Anlagen, steigt ebenfalls die Höhe der maximalen Abweichung vom zuvor ermittelten Fahrplan. Außerdem steigt die Differenz zwischen dem maximal zur Verfügung stehenden

Flexibilitätpotentials im fehlerfreien Zustand und dem Potential während eines Fehlers. Neben den Auswirkungen der Netznutzung haben die Untersuchungen ebenfalls gezeigt, dass der Einfluss der EE-Anlagen auf das Flexibilitätpotential berücksichtigt werden muss. Mit einer steigenden Anzahl einspeisender EE-Anlagen sinkt die Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband. Werden die Ergebnisse nun mit den aktuellen Dimensionierungsstandards für Regelleistungsreserve verglichen, zeigt sich, dass die Zuverlässigkeit geringer ist, als die aktuell zugelassene Unzuverlässigkeit von 4 Stunden pro Jahr, sodass die Zuverlässigkeiten von Fahrplan und Flexibilitätsband bei der Dimensionierung von Systemdienstleistungen berücksichtigt werden müssen.

Die Berechnungen aus Abschnitt II.3.2.5 zum Regelleistungsbedarf zukünftiger Netzstrukturen haben gezeigt, dass bei der Berücksichtigung der in Abschnitt II.3.2.4.1 bestimmten Zuverlässigkeit des Fahrplans dezentraler Strukturen bzw. der Prognosefehler des Fahrplans, insbesondere beim positiven Regelleistungsbedarf, ein wesentlicher Einfluss des „neuen“ Einflussfaktors Fahrplanabweichungen von dezentralen Strukturen erkennbar ist, der teilweise zu einem Mehrbedarf von wenigen GW, also in relevanter Größenordnung für die Systemzuverlässigkeit, führt.

Um den berechneten Regelleistungsbedarf in Zukunft zu decken, wird aufgrund sinkender konventioneller Erzeugung und steigender Erzeugung aus EE immer mehr auch Aufgabe der in Abschnitt II.3.1.2 definierten dezentralen Strukturen werden. Dazu wurde in Abschnitt II.3.2.4.1 die Zuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung aus dezentralen Strukturen bestimmt und diese in Abschnitt II.3.2.6 im Rahmen der Betrachtungen zur Regelleistungserbringung aus dezentralen Strukturen näher beleuchtet.

Bei der Bewertung der Zuverlässigkeit des Flexibilitätpotentials von dezentralen Strukturen wurde deutlich, dass bei der Erbringung von Regelleistung aus dezentralen Strukturen zukünftig eine gewisse Unzuverlässigkeit der Flexibilitätsbereitstellung akzeptiert werden muss, um ausreichend Regelleistung vorhalten zu können. Diese Unzuverlässigkeit muss über zusätzlich vorgehaltenen Leistung, in den exemplarischen Berechnungen waren dies bis zu 45 MW in den betrachteten NUTS2-Gebieten, kompensiert werden.

Abschließend kann gesagt werden, dass die Partner ihre Ziele in diesem Meilenstein erreicht haben und die hier vorgestellten Methoden und Ergebnisse jeweils ihren Beitrag dazu geleistet haben eine umfassende Zuverlässigkeits- und Resilienzbewertung neuer Strukturen für elektrische Netze mit IKT und deren Zusammenspiel zur gesamten Systemzuverlässigkeit vorzunehmen.

II.4 Wissenschaftliche Ergebnisse aus Cluster 5 – Konzeption Netzdemonstrator

Im Rahmen der Phase 1 lag der Fokus von Cluster 5 auf der Konzeption der Netzdemonstration für die Umsetzung in der späteren Phase 3. Hierzu wurden ein projektübergreifender Use-Case-Prozess etabliert, Konzepte für Technologieprüfungen entwickelt und eine Zielregion zur Umsetzung der Netzdemonstration identifiziert. Anschließend wurde auf Basis der Use Cases ein Konzept zur Netzdemonstration entwickelt. Dafür nutzte das Cluster 5 die Forschungsergebnisse der Cluster 2 bis 4 und glich sie mit technischen und gesellschaftlichen Anforderungen aus Cluster 1 sowie den Realisierungsmöglichkeiten in einer Zielregion ab. Damit bereitete Cluster 5 die Umsetzung der Netzdemonstration in den Phasen 2 und 3 vor.

Im Fokus der Arbeiten von Phase 1 stand die strukturierte Abfrage von Anwendungsfällen für die spätere Netzdemonstration. Dabei wurde eine Abfrage von Technologien, Konzepten und Verfahren bei allen Partnern in den Clustern 2 bis 4 durchgeführt und die an die 100 gemeldeten Use Cases wurden projektdienlich zusammengeführt. In Zusammenarbeit mit Cluster 1 wurden anschließend noch nicht im Projekt abgedeckte Herausforderungen der Energiewende identifiziert. Die vorliegenden Use Cases wurden dafür in thematische Gruppen zusammengefasst.

Auf Basis der Use Cases wurde im Cluster 5 die Konzeptionierung des multimodalen Netzdemonstrators durchgeführt. Sie begann auf Basis eines Bottom-Up-Prozesses und wurde später um ein Top-Down-Vorgehen erweitert. Im ersten Schritt wurde die Zahl der Use Cases anhand der Kriterien Demonstrierbarkeit und Systemrelevanz von annähernd 100 auf 45 Use Cases reduziert. Unter Berücksichtigung der prognostizierten technologischen Reife und notwendigen Industriebeteiligung sind 17 Use Cases in der engeren Auswahl für das Demonstrationskonzept, welches die Ausgangsbasis für die Arbeiten in Phase 2 darstellt

II.4.1 Arbeitspaket 5.1

Im Arbeitspaket 5.1 werden Use Cases ermittelt, die die Auswahl, welche Technologien und Verfahren im Netzdemonstrator eingesetzt werden sollen, vorbereiten.

Aus den Storylines und Szenarien von Cluster 1 werden im AP 5.1 Arbeitsfelder generiert. Aus den Arbeitsfeldern werden die (technischen) Herausforderungen abgeleitet. Die Arbeitsfelder und Herausforderungen werden an die Cluster 2 bis 4 übergeben, die den Herausforderungen mögliche Lösungen zuordnen. AP 5.1 stellt Herausforderungen und jeweils passende Lösungen dann zu Use Cases zusammen.

Aus den Use Cases wird ein Anforderungskatalog erstellt, der AP 5.2 als Basis für die Prüfungen von neuen Technologien und Verfahren dient. Der Detaillierungsgrad der Use Cases nimmt mit jedem Arbeitsschritt zu. Weiterhin werden in AP 5.1 Entscheidungsvorlagen erstellt, die in AP 5.3 zur Auswahl der bestgeeignetsten Technologien für den Demonstrator genutzt werden. In AP 2.2 können die Entscheidungsvorlagen für eine ökonomische Bewertung herangezogen werden.

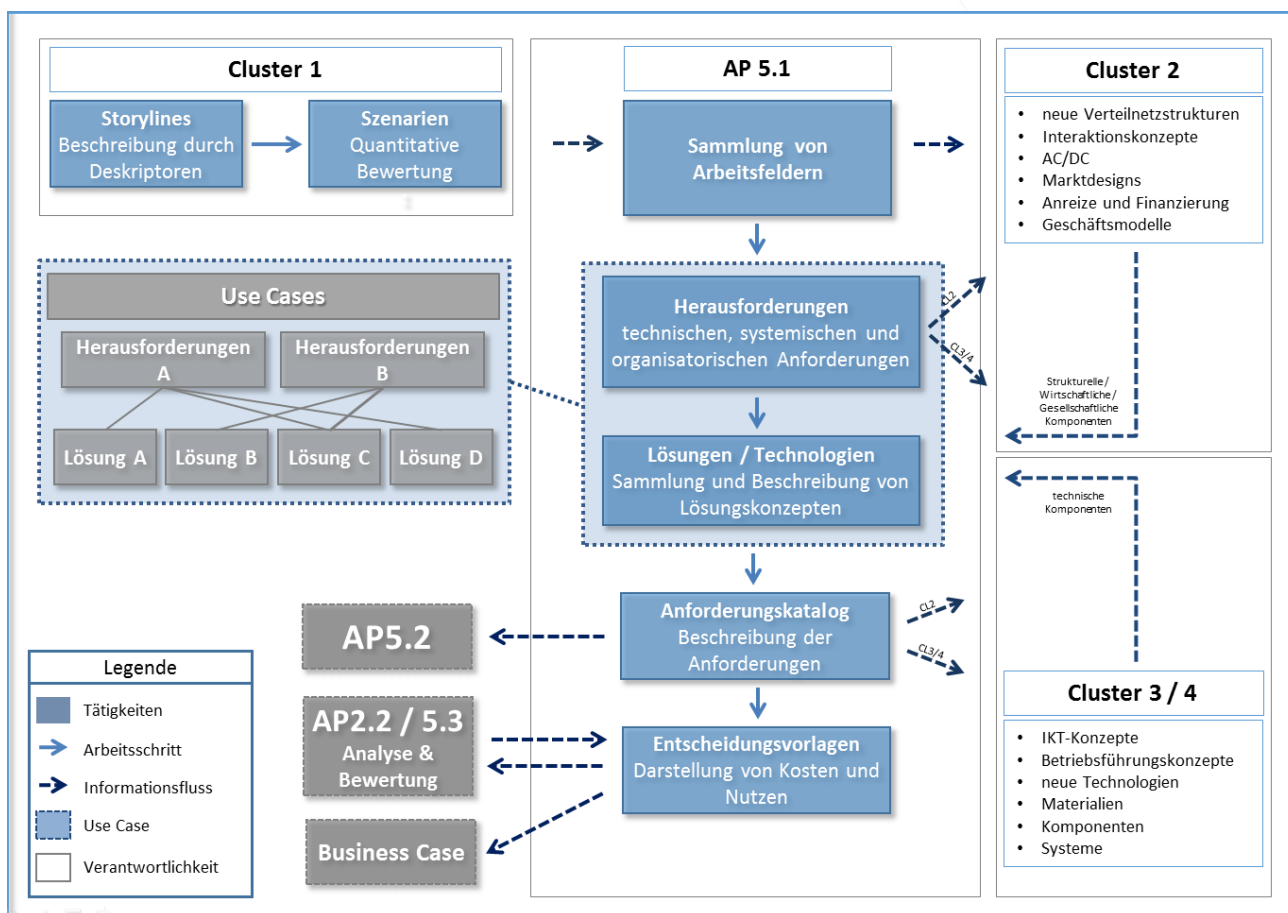


Abbildung 37: Diagramm der Schnittstellen- und Aufgabenbeschreibung von AP 5.1

II.4.1.1 Begriffsdefinition nach AP 5.1

II.4.1.1.1 Storyline

Beschreibung der möglichen Entwicklungspfade des Energiesystems durch eine Sammlung von ausgewählten Stakeholdern der Energiewirtschaft bestimmten qualitativen und quantitativen Deskriptoren (Bspw.: Anteil EE-Stromerzeugung).

II.4.1.1.2 Arbeitsfeld

Zukünftiges Handlungsfeld oder auch Treiber einer voranschreitenden Energiewende, welche aus den Deskriptoren und deren Ausprägung folgen (z.B.: volatile elektrische Erzeugung).

II.4.1.1.3 Herausforderung

Eine technische, ökonomische, systemische oder gesellschaftliche Anforderung oder Aufgabe, die sich aus einem oder mehreren Arbeitsfeldern ableitet (Bspw.: Transport- und Erzeugungsüberschuss, Erzeugungsengpässe, geringe Auslastung und Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken).

II.4.1.1.4 Lösung

Eine technische (z.B. Komponente, Verfahren) oder strukturelle Maßnahme, die die negativen Auswirkungen einer oder mehrerer Herausforderungen abmildern oder ganz aufheben kann. Eine Lösung kann neue Herausforderungen mit sich bringen. Außerdem kann es im Rahmen der Entwicklung von Lösungen durch die Cluster 2 bis 4 Lösungsvorschläge geben, zu denen es keine Herausforderung gibt (z.B. ist ein achtradriges Auto eine Lösung, die nicht benötigt wird).

II.4.1.1.5 Use Case

Die Zusammenführung einer Herausforderung mit einer passenden Lösung bildet einen Use Case.

II.4.1.2 Arbeitsfelder und Herausforderungen

Aufgrund zeitlicher Restriktionen konnte die Ausarbeitung der Storylines und Szenarien in Cluster 1 nicht abgewartet werden, um anschließend Arbeitsfelder zu generieren. Daher wurde in AP 5.1 über ein Ausgangsszenario in Form eines Brainstormings erster Input generiert. Als Ausgangsszenario wurde, wie in anderen Forschungsprojekten der Kopernikus-Initiative des BMBF, das „Klimaschutzszenario 2050“ vom Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI von 2015 gewählt. Im späteren Verlauf des ENSURE-Projektes sind die Ergebnisse aus AP 5.1 mit denen aus Cluster 1 abgeglichen und ergänzt worden.

In einem zweiten Ansatz wurden über die in Cluster 1 zusammengestellten Deskriptoren nach dem Top-Down-Prinzip weitere Arbeitsfelder identifiziert. Dazu wurden in einem ersten Schritt die im Brainstorming generierten Arbeitsfelder den beschriebenen Deskriptoren zugeordnet und dann in einem zweiten Schritt durch die Partner mit weiteren Arbeitsfeldern ergänzt.

Die Arbeitsfelder wurden durch die Partner von AP 5.1 in einem Formular mit entsprechenden Details beschrieben. In diesem Formular wurden einem Arbeitsfeld bereits Herausforderungen (technisch sowie nicht-technisch) zugeordnet. Die zusammengestellten Arbeitsfelder und Herausforderungen wurden den Partnern aus Cluster 2 bis 4 übergeben. Im Anschluss wurden die den Herausforderungen zugeordneten Lösungen aus den Cluster 2 bis 4 abgefragt und diese dann im AP 5.1 zu Use Cases zusammengestellt.

Die FGH war bei der Generierung der Arbeitsfelder und der Herausforderungen im AP 5.1 beteiligt und gab Ihren Input zur weiteren Bearbeitung der Arbeitsfelder hinzu.

II.4.1.3 Lösungsabfrage

Die Lösungsabfrage wurde von AP 5.1 an die Partner der Cluster 2-4 versendet, in der im Anhang unter 1 Lösungsabfrage dargestellten Form. Die erste Lösungsabfrage hatte besonders den Anspruch möglichst viel über die entwickelten Technologien zu erfahren um eine Bewertung im weiteren Verlauf des Projektes zu gewährleisten. Die Lösungen sollten auch von den Partnern selbstkritisch hinsichtlich des technologischen Reifegrads (TRL = Technology Readiness Level) beurteilt werden. Die Lösungen wurden sehr unterschiedlich detailliert beschreiben, was im AP 5.1 dazu führte, dass ein einheitliches Formblatt erstellt wurde, welches die wichtigsten Aussagen der Lösungseinreicher zusammenfasst und gleichzeitig allen anderen Partner einen guten Überblick über die Lösung und Technologie bietet. Das Template für den Steckbrief als einheitliche Beschreibung ist in Abbildung 38 dargestellt.

Die Steckbriefe wurden durch AP 5.1 ausgefüllt und für die Verifizierung an die Lösungseinreicher zurückgespielt. Die Bewertung der Use Cases wird im folgenden Kapitel II.4.1.3.2 erläutert.

Die FGH war an der Erstellung des Steckbriefes und am Ausfüllen dieser beteiligt.

Name der Lösung

01 ☐ ÜNB ☐ VNB ☐ Verbraucher ☐ Gemeinde ☐ Hersteller ☐ Forschung ☐ Andere _____

Kurzbeschreibung	Auslöser	Ansprechpartner	Reifegrad 2018 2022
	Arbeitsfelder	Herausforderungen	
	Forschungsziel		

Art der Lösung
☐ SW ☐ HW ☐ Anderes

Das Kopernikus-Projekt ENSURE

Abbildung 38: Steckbrief für die Lösungen

II.4.1.3.1 Einteilung in Demonstrator Konzept, Systemkonzept und Begleitforschung

Anschließend an die Steckbriefe und das Befüllen dieser wurde vom AP 5.1 eine Bewertung der Use Cases vorgenommen. Es wurden 99 Use Cases eingereicht und zunächst hinsichtlich Demonstrierbarkeit bewertet. Abbildung 39 stellt die Kategorisierung zwischen Begleitforschung, Systemkonzept und Demonstrierbarkeit für die Use Cases dar. Weiterhin ist die Anzahl nicht bewerteter Lösungsvorschläge aufgezeigt, die erst im Nachgang zur Kategorisierungsarbeit eingegangen sind. Use Cases, die in Begleitforschung und Systemkonzept kategorisiert wurden, sind nach derzeitigem Stand für AP 5.2 nicht prüfbar. Das bedeutet jedoch nicht, dass daraus abgeleitete Lösungen per se nicht prüfbar sind, sondern lässt sich nach dem derzeitigen Wissensstand über die Lösungseinreichung noch nicht bewerten.

Beispielhaft seien hier drei Use Cases¹ in Kürze aufgeführt, die jeweils in eine der drei Kategorien fallen. Die verfügbaren Informationen zu den Use Cases erlauben an dieser Stelle Prüfkonzepte aufzustellen, jedoch keine vollständigen Prüfvorschriften. Bei weiterer Detaillierung in Phase 2 können die Prüfkonzepte dann in Prüfvorschriften übergehen.

- Beispiel Begleitforschung: Use Case 01, „Entwicklung einer analytischen Berechnungsmethode für die Bestimmung der harmonischen Stabilität“, beschreibt eine Methode, um elektrische Stromnetze mit zunehmender Anzahl leistungselektronischer Komponenten hinsichtlich harmonischer Stabilität zu bewerten. Der Use Case beschreibt wissenschaftliche Forschung und wird daher der Begleitforschung zugeordnet. Einzel- oder Systemprüfungen nach Normen müssen an dieser Stelle nicht vorgenommen werden.
- Beispiel Systemkonzept: Use Case 31, „Netzleitsystem für hybride AC/DC Netze“, umfasst eine Software-Lösung zum optimalen Betrieb zukünftiger hybrider AC/DC Netze, insbesondere Netze

¹ Auswahl der Beispiele ist zufällig.

mit HGÜ System(en). Die Software wird als Modul innerhalb eines bestehenden Netzleitsystems integriert. Da u.U. nicht alle Spannungsebenen und Topologien für den Demonstrator in Frage kommen, ist dieser Use Case als Systemkonzept kategorisiert. Hinsichtlich der Prüfbarkeit wäre eine Software/Algorithmus-Prüfung ansetzbar.

- Beispiel Demonstrierbar: Use Case 03, „Asynchrone Verteilnetze mit Smart Transformator“, sieht vor, einen Hardware-Prototypen mit mehreren Umrichtern zu entwickeln, die Verteilnetze asynchron miteinander verbinden können. Das Ziel ist die erhöhte Regelbarkeit in Niederspannungs- und Verteilnetzen und damit für den Demonstrator relevant. Prüfungstechnisch lässt sich dieser Use Case der Kategorie Prüfbar-Hardware zuordnen.

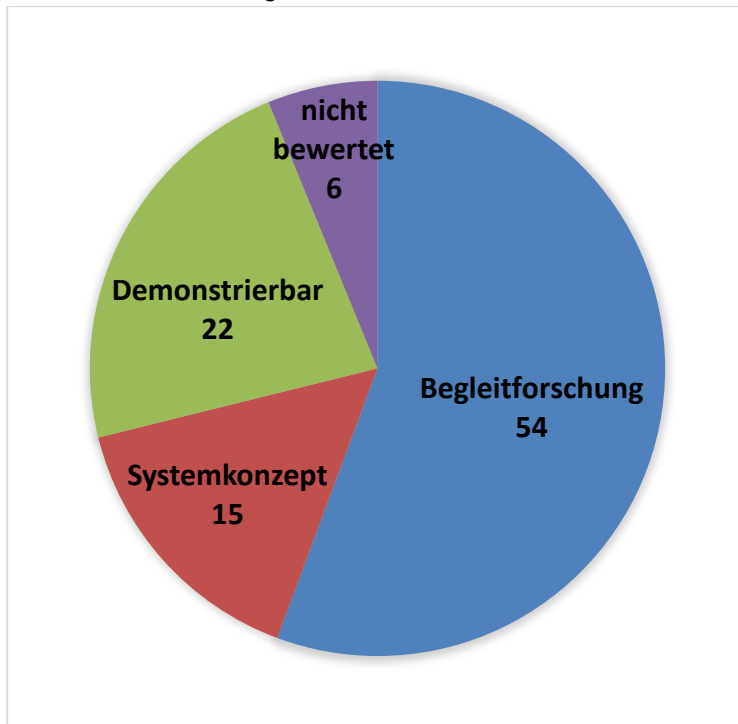


Abbildung 39: Kategorisierung aller Lösungseinreichungen (Stand August 2019) in Begleitforschung, Systemkonzept und Demonstrierbar. Nicht bewertete Lösungseinreichungen betreffen Einreichungen die noch nicht abschließend bewertet werden können.

Die aus dem Konsortium eingegangenen Lösungen für das ENSURE Demonstratorkonzept wurden in diesem Arbeitspaket hinsichtlich der Demonstrierbarkeit bewertet. Es stellte sich heraus, dass 23 % der bewerteten Lösungseinreichungen als demonstrierbar angesehen werden konnten, während weitere 15 % in die Gestaltung eines Systemkonzeptes einfließen. Der größte Anteil an Lösungseinreichungen ist der Begleitforschung zuzuordnen.

Die Einteilung der Use Cases in die Bewertungskategorien für den Demonstrator wurden in Absprache mit den am AP 5.1 beteiligten Partnern getroffen.

II.4.1.3.2 Bewertung der Use Cases

Die Arbeiten von AP 5.1 zur Bewertung der Use Cases sollten, wie der in Kapitel II.4.1.3 beschriebene Technologie Freeze, einen Filter darstellen, der nur eine geringere für den Demonstrator wichtige Menge an Lösungen heraus sieben sollte. Aufgrund der diskriminierungsfreien Betrachtung der Use Cases wurden viele Möglichkeiten abgewogen diese zu bewerten, aber die Bewertungen haben keinen Ausschluss von Use Cases hervorgerufen. Daher nur kurz die grundlegenden Gedanken zur Bewertung der Use Cases aus Sicht von AP 5.1. Zur Reduktion des Arbeitsaufwandes durch die zu detaillierenden Use Cases wird

vor der Erstellung des Anforderungskataloges und Übergabe der Use Cases an das AP 5.3 eine Bewertung und Priorisierung im AP 5.1 durchgeführt. Denkbare Kriterien waren:

1. Technologiesprung (Fortschrittscharakter des Use-Cases)
2. Lösungsvermögen (Notwendigkeit für die Energiewende)
3. Synergetische Effekte (Kombinationsmöglichkeiten mit anderen Use-Cases)

Weiterhin ist es denkbar die Priorisierung in Form einer partnerweisen Bewertung in einer Matrix mit einem einfachen Punktesystem (Verteilung von 0-3 Punkten je Partner und Use Case) durchzuführen. Diese Vorgehensweise wurde bereits im AP 5.3 durchgeführt und hat sich bei gesellschaftlichen und ökonomischen Bewertungen bewährt.

Die FGH hat bei der Bewertungskriterien mitgearbeitet. Da es nicht zu einer abschließenden Bewertung beziehungsweise ausschließen von Use Cases kam, wurden die endgültige Entscheidung welche Use Cases in Phase 2 priorisiert behandelt werden durch den WBK durchgeführt. Dies schließt nicht aus, dass an den anderen nicht ausgewählten Use Cases weitergearbeitet werden kann, wenn sie dem systemischen Anspruch des ENSURE Projektes dienlich sind.

II.4.1.3.3 Gruppierung der Use Cases

Die Kategorisierung der Use Cases ermöglichte die Minimierung von Überschneidungen der Partnertätigkeiten. Mittels arbeitspaket- und clusterübergreifenden Themen-Workshops wurden systemische Zusammenhänge, Synergien, thematische Lücken und bestehende Hemmnisse sowie die Schnittstellen zwischen thematisch verwandten Use Cases identifiziert. Teilweise wurden Use Cases zusammengeführt oder gruppiert. Technische und gesellschaftliche Herausforderungen, die im Laufe des Prozesses identifiziert wurden, flossen in einen spezifischen Anforderungskatalog ein und fanden bei der Konzeption der Demonstration Berücksichtigung. Die Use Cases werden grob in vier Kategorien eingruppiert

- Stromnetzstrukturen
- Marktstrukturen
- IKT
- Sektorkopplung

Diese Vier Hauptkategorien werden eine feinere Struktur gegliedert die im Folgenden näher beschrieben sind.

II.4.1.3.3.1 Stromnetzstrukturen



Abbildung 40: Stromnetzstruktur

Themengruppe, in der alle Aspekte der Netzstruktur für elektrische Energieversorgungsnetze beinhaltet sind. Damit sind im Wesentlichen die Übertragungs- und Verteilungsnetzkomponenten gemeint. Die Themengruppe beinhaltet keine Aspekte der Energieerzeugung, des Energieverbrauches, der IKT sowie Marktstrukturen. Damit ist die Themengruppe von anderen Themengruppen abgegrenzt. Bezüglich des Mediums liegt der Fokus in dieser Themengruppe bei der Übertragung elektrischer Energie mittels Wechselstroms.

- **Topologie:** Unter Topologie wird in diesem Kontext der physikalische Verbund der in elektrischen Energieversorgungsnetzen verwendeten Betriebsmitteln und deren Konfiguration verstanden.
- **Systemdienstleistung:** Systemdienstleistung beinhaltet die für den Betrieb des Energiesystems notwendigen Bereiche:
 - o **Frequenzhaltung:** Bei Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch kommt es physikalisch zu einer Erhöhung bzw. Verringerung der Frequenz. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen unverzüglich dafür Sorge tragen, dass durch Wiederherstellung des Bilanzgleichgewichts die Sollfrequenz von 50 Hz wieder eingehalten wird.
 - o **Spannungshaltung:** Im Hinblick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energiesystems muss die Stabilität und der Betrag der Netzspannung sowohl im Normalbetrieb wie auch im Fehlerfall gewahrt werden. Zugleich ist im Hinblick auf die Beherrschung eines Spannungseinbruchs bei größeren Störungen u.a. eine ausreichende Bereitstellung von Kurzschlussleistung notwendig. Darüber hinaus ist das stabile Systemverhalten im Normal- wie auch im Fehlerfall auch von einer geeigneten Koordination der Spannungsregler im Netz abhängig.
 - o **Betriebsführung:** Zusammenfassung der Koordinationsmechanismen im Energieversorgungsnetz zur Lastprognose und Bilanzierung der Regelzone, der aktiven Bewirtschaftung von Netzengpässen und der Sicherstellung der Versorgungssicherheit.
- **Betriebsmittel:** In der Netzstruktur befindliche technische Komponenten. Hier ohne IKT-Komponenten.
- **DC:** Im Kontext dieser Gliederung analoge Themenstruktur mit dem Fokus auf Gleichstrom. Dies kann sowohl von Wechselstromsystem unabhängige als kombinierte Ansätze betreffen.
- **Netzwiederaufbau/Inselnetze:** Merkmal der Systemdienstleistung mit dem Ziel Störungen im Netz zu beseitigen bzw. den Netzwiederaufbau zu koordinieren. **Inselnetze** können hierbei ein geeignetes Hilfsmittel sein.

II.4.1.3.3.2 Marktstrukturen



Abbildung 41: Marktstruktur

Themengruppe, in der alle Aspekte der Marktstrukturen des Energiesektors beinhaltet sind. Sie zielen auf eine effektive und kosteneffiziente Koordination des Energiesystems ab. Im Vordergrund steht dabei die Abstimmung von Leistungs-/Energiebilanzierung und der dahinterliegenden Prozesse unter Berücksichtigung aller einbezogener Akteure.

II.4.1.3.3.3 IKT

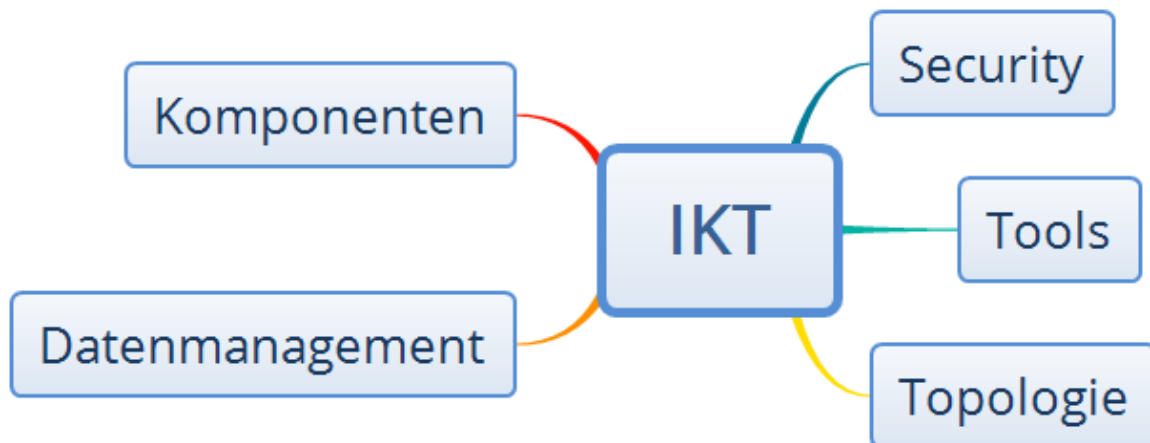


Abbildung 42: IKT

Themengruppe, in der Aspekte der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) adressiert werden, die für den Betrieb heutiger und zukünftiger Energienetze besonders wichtig sind. Die Themengruppe umfasst explizit IKT-Komponenten jedoch keine Betriebsmittel für den Netzbetrieb, auch wenn sie digital sind. Inhaltlich liegt der Schwerpunkt auf einer sicheren Kommunikationsinfrastruktur. Hierzu werden Planungsverfahren und neue Technologien sowie im Rahmen der Security die Aspekte Verfügbarkeit, Vertraulichkeit und Integrität untersucht. Darüber hinaus sollen übergeordnete Grundlagen für das intelligente Netz bearbeitet werden. Hierzu gehören Plattformlösungen sowie der Umgang mit Daten und Systemschnittstellen.

- **Topologie:** Unter Topologie wird in diesem Kontext die physikalische und logische Verbindung zur Kommunikation zwischen allen Elementen im elektrischen Energieversorgungsnetzen und deren Konfiguration verstanden.
- **Datenmanagement:** Die Verfügbarkeit von Informationen über ein Energieversorgungsnetz und die darin enthaltenen Komponenten stellt eine wichtige Größe für intelligente Netze dar. Datenmanagement umfasst die zunehmende Erfassung, Vermittlung und Verarbeitung von Daten. Es werden Konzepte und Lösungen für den effizienten und skalierbaren Umgang mit Daten angestrebt.
- **Komponenten:** Die bestehende Trennung zwischen Primär- und Sekundärtechnik wird aufgehoben. Primärtechnik- verschmilzt mit sekundärtechnischen Komponenten. Die Funktionalität

der elektrotechnischen Betriebsmittel wird durch neue IKT-Komponenten erweitert und flexibler in der Integration und im Betrieb.

- **Security:** Die zunehmende Durchdringung der Energieversorgungsnetze mit IKT zugunsten der Effizienz erhöht die Sicherheitsrisiken. Im Rahmen der Grundwerte Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit werden Untersuchungen zur Widerstandsfähigkeit intelligenter zukünftiger Energieversorgungsnetze durchgeführt. Es werden dabei insbesondere Konzepte angestrebt, die über die Abwehr von Gefahren hinaus eine Form von erhöhter intrinsischer Sicherheit, Resilienz und Rückfallebenen forcieren.
- **Tools:** Die Interdependenz zwischen IKT und elektrischer Energie erfordert ein Umdenken in der Planung und dem Betrieb von zukünftigen Energieversorgungsnetzen. In diesem Sinne werden neue kombinierte Planungs- und Betriebskonzepte sowie Werkzeuge benötigt.

II.4.1.3.3.4 Sektorkopplung

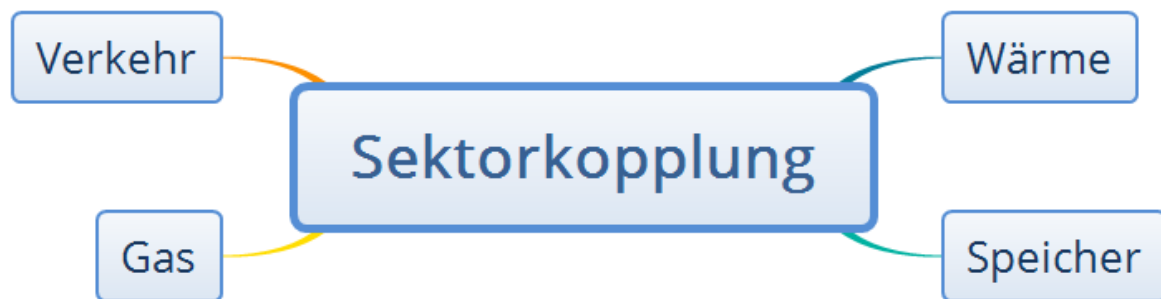


Abbildung 43: Sektorkopplung

Themengruppe, welche die energetische Verbindung verschiedener Sektoren beinhaltet. Dabei ist charakteristisch, dass die verschiedenen Sektoren unterschiedliche Energieformen aufweisen. Es können Energiemengen zwischen den Sektoren verschoben werden. Der Fokus liegt auf der Verschiebung aus dem Stromsektor in die weiteren Sektoren (Wärme, Verkehr, Gas). Als Motivation gilt hierbei, dass der Zubau an Erneuerbaren Energien maßgeblich durch stromerzeugende Technologien erfolgt, diese aber nicht direkt in den weiteren Sektoren genutzt werden können. Notwendig sind Energieumwandlungen und ggf. Energiespeicherung. Zusätzlich sind auch Verschiebungen in andere Richtungen oder Beteiligung von mehr als zwei Sektoren durch diese Themengruppe abgedeckt (z.B. Gassektor zu Stromsektor: Rückverstromung synthetischer Gase aus Power-2-Gas Anlagen; Stromsektor zu Gassektor zu Wärmesektor: Verwendung synthetischer Gase zur Wärmeherzeugung; etc.).

- **Verkehr:** Verschiebung von Energiemengen aus dem Stromsektor in den Verkehrssektor. Der ortsungebundene Verbrauch mechanischer Energie bedingt, dass die Energiemenge in einer anderen Energieform als der mechanischen Energie mit dem Fahrzeug gespeichert mitgeführt werden muss. Eine Ausnahme bilden oberleitungsgestützte Fahrzeuge (Straßenbahnen, Züge, Oberleitungs-LKW etc.), hier kann der elektrische Strom ohne Zwischenspeicherung in mechanische Energie umgewandelt werden. Alle weiteren Fahrzeuge (PKW, LKW, etc.) müssen einen geeigneten Energiespeicher mitführen. Dabei gibt es zwei Hauptgruppen:
 1. Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor oder Brennstoffzelle, welche synthetische Kraftstoffe nutzen. Die synthetischen Kraftstoffe werden mithilfe elektrischen Stromes aus Elektrolyse (z.B. Wasserstoff) und ggf. weiterer Syntheseschritte (z.B. Methan, Propan, Methanol, etc.) gewonnen.
 2. Fahrzeuge mit Batterien als elektrochemischen Speicher. Dabei werden Batterien an Ladestationen beladen. Die Umwandlung zur mechanischen Energie erfolgt durch Elektromotoren im Fahrzeug

- **Wärme:** Verschiebung von Energiemengen aus dem Stromsektor in den Wärmesektor. Die Energieumwandlung erfolgt meist mittels Widerstandsheizungen und Elektrodenkesseln oder durch Wärmepumpen. Die Speicherung findet im Wärmesektor statt, da die Energie einfacher und günstiger in Wärme als in Strom gespeichert werden kann. Außerdem ist es möglich aus dem Wärmesektor wieder eine Rückverstromung der Wärme zum Stromsektor mittels Hochtemperaturspeicher zu bewerkstelligen.
- **Gas:** Verschiebung von Energiemengen aus dem Stromsektor in den Gassektor. Die Energieumwandlung erfolgt meist durch Elektrolyse. Hierbei wird Wasserstoff erzeugt. Dieser kann zu kleinen Anteilen im Erdgasnetz eingespeist werden oder in weiteren Schritten zu Kohlenwasserstoffen (z.B. Methanisierung) synthetisiert werden. Die Speicherung erfolgt in chemischer Energie. Die entstandenen synthetischen Gase können verflüssigt oder unter Druck gespeichert und transportiert werden. Weiter können die synthetischen Gase zur Rückverstromung, Wärmeerzeugung und in Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen wieder den anderen Sektoren zugeführt werden.
- **Speicher:** Die Speicherung in den Energieformen Wärme, chemischer Energie und elektrochemischer Energie für die Verwendung in den Sektoren Verkehr, Wärme und Gas sind oberhalb beschrieben. Mit diesem Punkt „Speicher“ ist die stationäre Speicherung elektrischen Stromes als Eingangs- und Ausgangsenergieform gemeint. Dabei ist es unerheblich in welcher Energieform die Speicherung selbst erfolgt. Im einfachsten Fall sind dies elektrochemische Batterien. Weitere Möglichkeiten sind adiabate Druckluftspeicher, Schwungradspeicher, Hochtemperaturwärmespeicher mit Rückverstromungseinheit.

II.4.1.3.4 Identifizieren der „Weißen Flecken“

Durch die Gruppierung der Use-Cases in die vier Kategorien und den Unterkategorien, konnte erkannt werden in welchen Bereichen es besonders viele Lösungen gab und in welchen es wenige gab. Auch wurde durch die Gruppierung festgestellt, dass es Bereiche gab in denen es gar keine Lösungen gab. Diese Bereiche sind die weißen Flecken, die in der Phase 2 des ENSURE Projektes mit Lösungen gefüllt werden sollen. Weiterhin konnte eine Auswahl getroffen werden nach den Kategorien, welche Use-Cases in der Phase 2 weiter betrachtet werden, beziehungsweise welche Use-Cases sich für eine Demonstration eignen.

II.4.2 Arbeitspaket 5.2

Das Arbeitspaket (AP) 5.2 entwickelt die Prüfkonzpte für die Entwicklungen der Cluster 2-4, mit ihren verschiedenen Konzepten und Technologieansätzen, die zur Realisierung eines multimodalen Netzdemonstrators benötigt werden. Hierbei kann in den meisten Fällen nicht auf bestehende Normen oder Prüfvorschriften zurückgegriffen werden. Das AP hat hierfür in mehreren Schritten Prüfkonzpte erarbeitet, ausgehend von der Struktur des aktuellen Netztes mit der Komponentenliste für Primär und Sekundärtechnik, über Recherchen der Normen und Prüflaboratorien bis hin zur Auswahl der Konzepte anhand der eingereichten Technologien aus den Clustern 2-4.

II.4.2.1 Komponentenliste

Die ersten Untersuchungen im AP 5.2 fanden anhand einer seitens Schleswig-Holstein Netz AG bereitgestellten Komponentenliste statt. Die Komponentenliste wurde in zwei Bereiche unterteilt, der Primärtechnik und der Sekundärtechnik, die im Folgenden näher beschrieben werden. Innerhalb der Tabellen wurde in einzelnen Spannungsebenen bei der Primärtechnik und Einsatzfelder bei der Sekundärtechnik unterschieden. Die vollständigen Listen befinden sich auf dem Share Point oder können nachgereicht werden

Primärtechnik: <https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/cluster5/Dokumente%20CL5%20AP%2052/AP%2>

05.2%20Dokumente/Komponentenliste.xlsx und Sekundärtechnik: <https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/cluster5/Dokumente%20CL5%20AP%2052/AP%205.2%20Dokumente/Sekund%C3%A4rtechnik.xlsx>)

Bei der Primärtechnik handelt sich um die Netzkomponenten, die u.a. im Netz der Schleswig-Holstein Netz AG eingebaut sind. Für die Komponentenlisten wurden durch AP 5.2 eine Einschränkung in der Höchstspannungsebene vorgenommen, da aufgrund von Bauzeiten und Genehmigungsverfahren keine Umsetzung in Phase 3 des Projektes durchgeführt werden kann und sich damit die Arbeiten auf die Verteilnetzebene fokussiert. Die Komponenten wurden nach Ihrer Relevanz für das ENSURE Projekt kategorisiert und mit „Prioritäten“ versehen, siehe hierzu Tabelle 5.

Priorität	Beschreibung	Beispiel
1	Neue Technologien (neue Komponenten aus Cluster 2-4)	
2	Relevanz in AP 5.1 und Cluster 2-4 (Komponenten die bereits im Einsatz sind aber für neue Technologien in Betracht gezogen werden können)	Transformator
3	Relevanz für Demonstrator (Komponenten die Schutzfunktionen oder kein schaltendes Verhalten haben)	Überspannungsableiter
4	Irrelevant für ENSURE Projekt (mechanische Komponenten)	Isolator-Kette

Tabelle 5: Prioritäten in der Komponentenliste

Mit Hilfe der Primärkomponentenliste konnten im Weiteren die ersten Normenrecherchen stattfinden auf Grundlage der sich bereits im Einsatz befindenden Hardware. Die Tabelle ist in die Verteilnetz-Spannungsebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung sowie Statische Komponenten untergliedert.

Durch die Untergliederung der Primärkomponenten in die Spannungsebenen können in den weiteren Schritten die Normen nach Spannungsebenen recherchiert werden.

Die Sekundärtechnik ist unterteilt in Allgemein, Operation, Station und Feld. Dabei bezeichnet Allgemein die Netzwerkkomponenten, Kommunikationsmedien und Signalkonverter. Die Komponenten aus dem Bereich Operation sind im Bereich der Netzleitstelle zu finden. Der Bereich Station beinhaltet die Komponenten der Schaltanlagen und die Komponenten, die im Bereich Feld liegen, Schutzgeräte und Messumformer. Auch diese Komponenten wurden gemäß Tabelle 5 in Prioritäten aufgeteilt und für die weitere Betrachtung vorbereitet.

Die Priorisierung beziehungsweise die Kategorisierung erfolgte durch die FGH und wurde durch die Partner überprüft.

II.4.2.2 Normen, Standards und Richtlinien

Aufbauend auf den Komponentenlisten für Sekundärtechnik und Primärtechnik in den einzelnen Spannungsebenen wurden Prioritäten vergeben, die wie folgt definiert wurden:

Die erste Recherche umfasste die Komponenten, die den Prioritäten 2 und 3 zugeordnet wurden. Die Normen, die für diese Komponenten gefunden wurden, sind in den Komponentenliste für alle Komponenten der verschiedenen Spannungsebenen eingetragen und anschließend zusammengeführt worden. Die

Tabelle der Normen ist auf dem ENSURE Share Point abgelegt (<https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/cluster5/Dokumente%20CL5%20AP%2052/AP%205.2%20Dokumente/Normen%20und%20Standards.xlsx>). Anschließend erfolgte eine Kategorisierung der Normen, der Richtlinien und Standards in die Bereiche:

- Produktnorm (Normen, Richtlinien und Standards, die sich mit einem speziellen Produkt oder Anlagenteil beschäftigen)
- Allgemeine Norm (Normen, Richtlinien und Standards, die sich mit übergeordneten Bereichen beschäftigen)
- Prüfvorschrift (Normen, Richtlinien und Standards, die sich mit Prüfungen und Tests zu Produkten, Anlagenteilen oder gesamten Anlagen beschäftigen)
- Errichtungsnormen (Normen, Richtlinien und Standards, die sich mit der Installation oder Inbetriebnahme von Produkten, Anlagenteilen oder gesamten Anlagen beschäftigen)

Eine Auswertung über die Anzahl der gefundenen Normen, wie sie den Kategorien der Normen zugeordnet sind, ist dargestellt in.

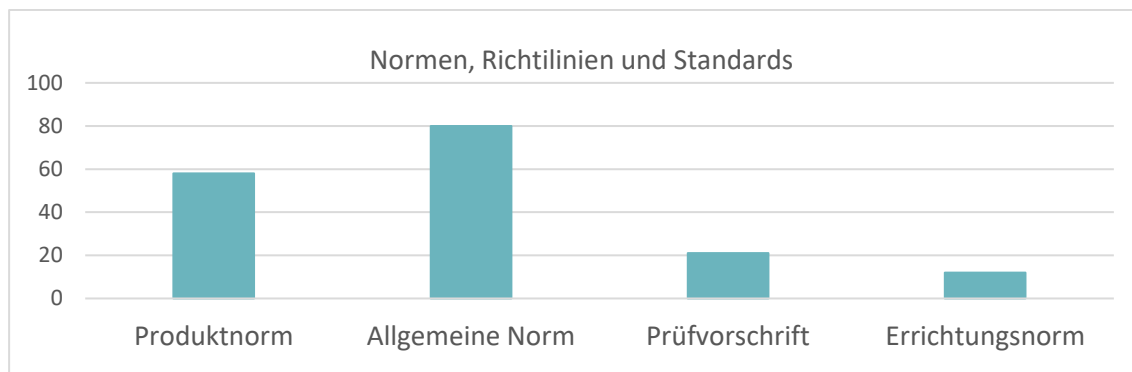


Abbildung 44: Aufteilung der 134 Normen, Standards und Richtlinien (Mehrfachkategorisierung möglich)

II.4.2.3 Prüflaboratorien

II.4.2.3.1 Prüflaboratorien nach ISO 17025

Auf der Grundlage der Entscheidung des ENSURE Cluster 5 Workshops im März 2018 in Mannheim haben Prüflabore mit entsprechender Akkreditierung Vorrang bei der Auswahl. Hieraus ergibt sich eine Liste von Prüflaboren, die die Akkreditierung nach der Prüflabornorm ISO 17025 besitzen. Für besondere Bereiche der Prüfungen die im ENSURE Projekt als wesentlich angesehen werden, konnten keine Prüflabore gefunden werden, die eine Akkreditierung nach ISO 17025 besitzen. Dies betrifft insbesondere die Labore:

- an den Hochschulen für Systemische Prüfungen
- zu IT-Sicherheit

Die Liste der Prüflaboratorien befindet sich auf dem ENSURE SharePoint (https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/cluster5/Dokumente%20CL5%20AP%2052/AP%205.2%20Dokumente/Pr%C3%BCflabore_V02_20190410.xlsm). Die Labore sind untergliedert in ISO 17025 (Akkreditierung für Prüflabore), IT-Sicherheitslabore und sonstige Labore.

Die Mehrheit der Prüflaboratorien prüfen im Bereich der Nieder- und Mittelspannung, nur wenige sind auf Hoch- oder Höchstspannungsprodukte fokussiert. Eine übersichtliche Aufteilung der Prüflaboratorien nach deren Prüfungsschwerpunkten wird in Abbildung 45 gezeigt.

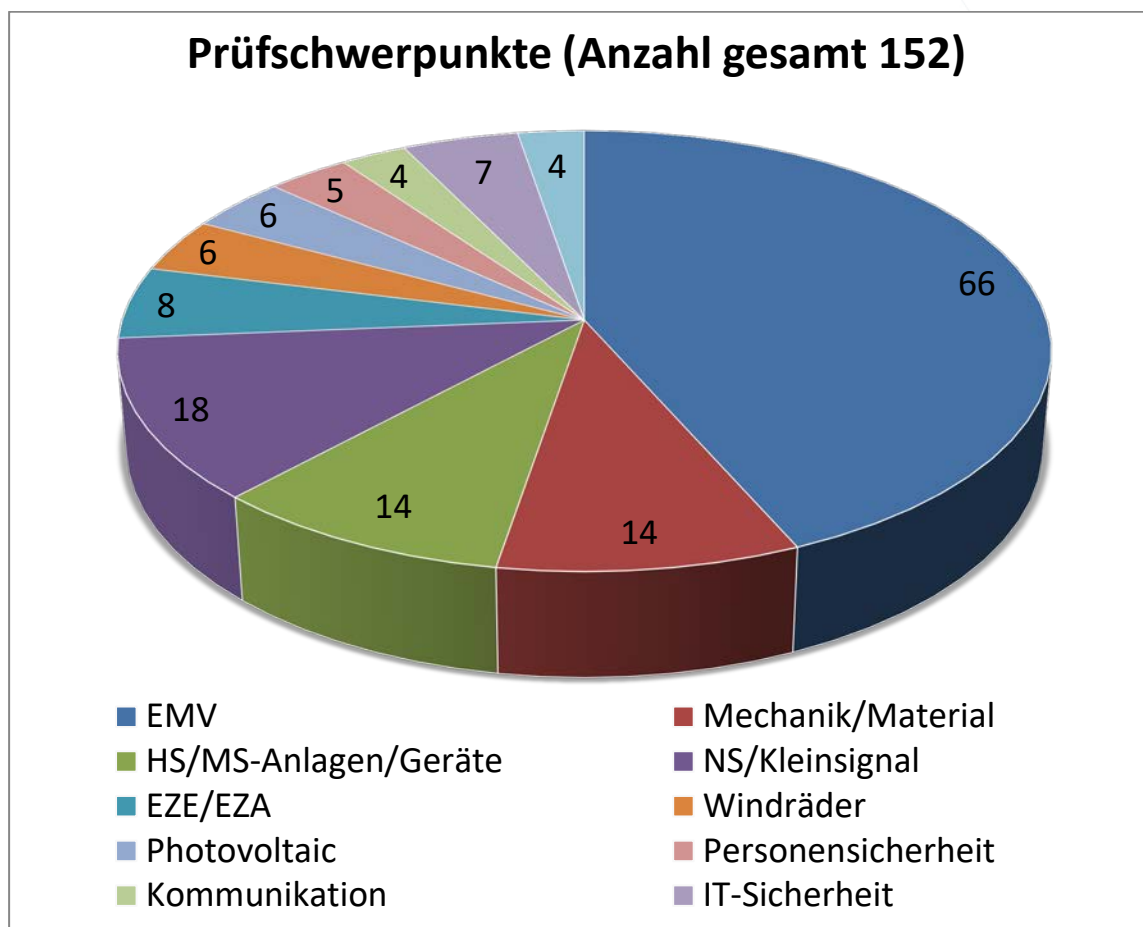


Abbildung 45: Prüfeschwerpunkte der 152 recherchierten Prüflaboratorien

II.4.2.3.2 Aufteilung nach Normen und Richtlinien

Aufbauend auf den Recherchen der Prüflaboratorien und der Normen, Richtlinien und Standards wurden beide Ergebnisse zusammengeführt und des Weiteren die Prüflaboratorien den Normen zugeordnet, welche die Normen in Ihrer Akkreditierungsurkunde als Prüfbereich ausweisen. Durch die Zusammenführung werden offene Prüfgebiete ersichtlich, bei denen die akkreditierten Prüflaboratorien die erforderlichen Normen nicht abdecken. Speziell in den Bereichen der IT-Sicherheit sind keine ISO 17025 Akkreditierten Prüflabore zu finden, daher wurden Labore in die Liste mit aufgenommen die eine Zertifizierung durch das BSI aufweisen.

II.4.2.3.3 Neue Normen, Richtlinien und Standards durch neue Technologien aus Cluster 2-4

Durch die Lösungsabfragen, koordiniert durch das AP 5.1, wurden die Lösungen oder Use Cases aus den Clustern 2-4 gesammelt und für das gesamte Cluster 5 zur Verfügung gestellt. Auf Grundlage der Einreichungen der Partner aus den Technologie-Clustern sind weitere Normen recherchiert worden und der Normenliste und der Liste der Zusammenführung mit den Prüflaboren hinzugefügt worden. Anhand der entstandenen Liste wurde versucht Prüflaboratorien zu ermitteln, die als eventueller Partner in der Phase 2 eingebunden werden können, um die Kosten für Prüfungen zu verringern. Hierfür wurde eine Aufstellung erstellt, welche Prüflabore die meisten Normen abdecken (Abbildung 46).

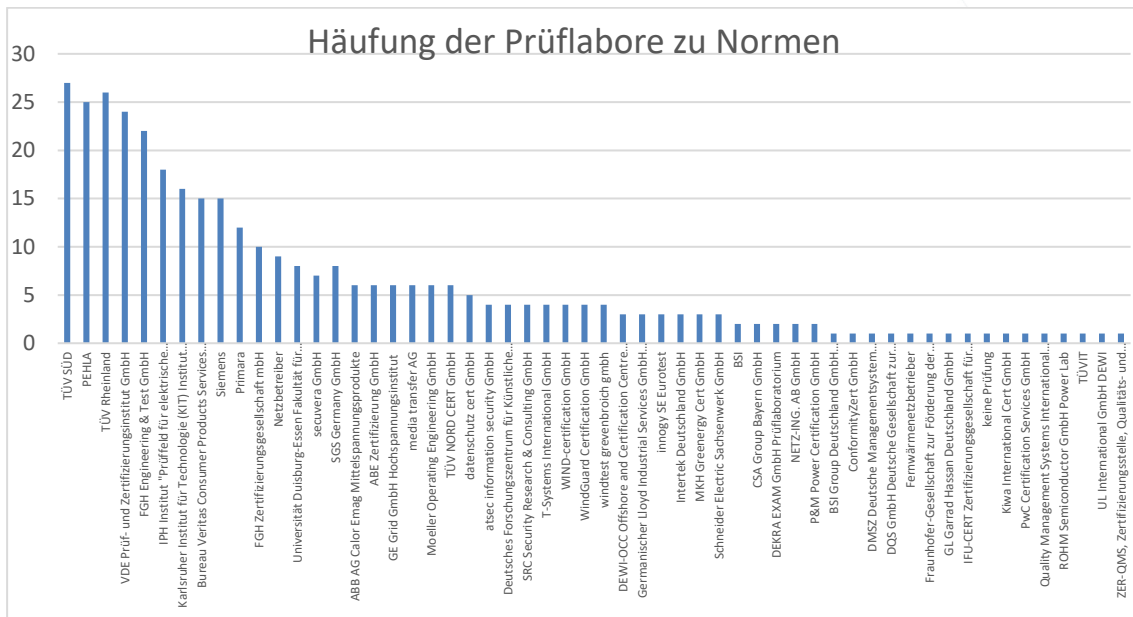


Abbildung 46: Häufung der Prüflabore zu Normen, Anzahl der abgedeckten Normen durch Prüflabore

Durch die starke Normung in den Bereichen der Hardware, insbesondere in der Mittel- und Hochspannung, sind auch die Prüflaboratorien, die diese Normen überprüfen am häufigsten genannt. Die Prüflaboratorien, welche sich mit Softwaretests beschäftigen, konnten nur wenige Normen zugeordnet werden, da der Bereich der genormten Software relativ klein ist. Prüfeinrichtungen, die sich auf Wechselrichter oder Gleichrichter von erneuerbaren Energieerzeugern spezialisiert haben, befinden sich bei der Nennung in den mittleren Häufigkeiten. Um eine besser Darstellung zu erhalten, welche Use Cases aus den Clustern 2-4 mit welche Normen geprüft und welche Prüflaboratorien hierfür verwendet werden können, wurden die Daten aus der Zusammenführung der Prüflaboratorien und den Normen zusammen mit den Use Cases in eine Matrix überführt (siehe https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/cluster5/Dokumente%20CL5%20AP%2052/AP%205.2%20Dokumente/Pr%C3%BCflabore_V02_20190410.xlsm?Web=1).

Die Recherche der ISO 17025 akkreditierten und sonstigen Prüflaboratorien sowie die Verknüpfungen zwischen den Laboren, deren Schwerpunkte und der angewandten Normen erfolgte durch die FGH. Die IT-Sicherheitslabore wurden von den Partnern beigesteuert.

II.4.2.4 Datenkonsolidierung

Die Datenkonsolidierung der Use Cases, die während der Projektlaufzeit eingebracht wurden, entstand aufbauend auf den Arbeiten in Arbeitspaket 5.1 und wurden hinsichtlich eines Test- und Prüfkonzeptes bewertet. Für die vollständige Beschreibung aller Use Cases sei auf die Arbeiten der Arbeitspakete 5.1 und 5.3 verwiesen.

In AP 5.2 wurde zu Beginn des Projektes ein Technologie Freeze gefordert, welcher die eingereichten Lösungen filtern sollte. Mit der ersten Lösungsabfrage (siehe Kapitel II.4.1.3) wurde den Partnern aus den Clustern 2-4 eine Selbsteinschätzung über das TRL ihrer Lösung aufgetragen, mit Hilfe derer der Reifegrad und somit das Verfolgen der Technologie in den weiteren Phasen beurteilt werden sollte. Hierfür sollten zwei Level des Technologie Freeze durchgeführt werden. Dieser Freeze wurde nicht wie am Anfang geplant durchgeführt, da ein Filter Lösungen ausschließen würde und diese dann nicht weiter betrachtet werden könnten. Es wurde daher nur ein Technologie Review Prozess nach Abbildung 47 durchgeführt.

Dieser Prozess wurde anstelle der beiden geplanten Freeze im März 2018 durchgeführt. Der zweite Review fand aufgrund der Bewertung des WBK der Technologien nicht mehr statt.

Technology Review Prozess zu TRL (1/2)

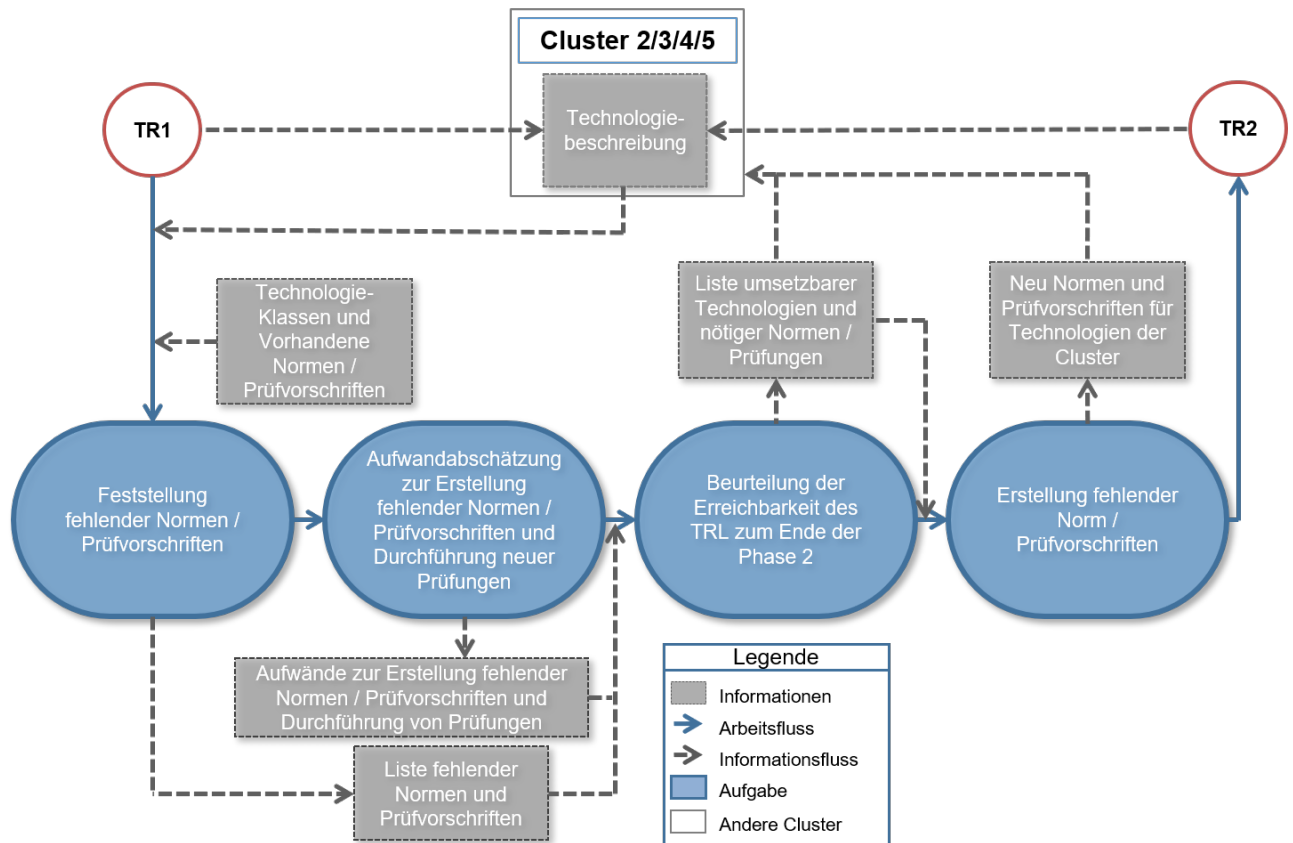


Abbildung 47: Technologie Review Prozess

II.4.2.4.1 Einteilung der Use Cases nach Prüfbarkeit

Die Prüfbarkeit der Lösungsvorschläge (Use Cases) wurde unter Vorlage der Angaben der Lösungseinreicher bestimmt. Dabei lagen zum einen die Antworten der direkten Fragestellungen bezüglich TRL/Prüfbarkeit vor und zum anderen die allgemeine Information der Lösungsvorschläge (Titel, Beschreibung, Kategorisierung), die von Arbeitspaket 5.1 zusammengetragen wurden. Daraus ergab sich für jede Einzellösung eine Bewertung in prüfbar oder nicht prüfbar Lösung. Weiterhin wurden die prüfbaren Lösungen in Prüfbar-Hardware und Prüfbar-Software/Algorithmus unterteilt, da hier grundsätzlich unterschiedliche Prüfansätze greifen.

Die folgenden Definitionen wurden für die Bewertung der Prüfbarkeit aller Lösungen herangezogen.

- Prüfbar-Hardware

Die folgende Definition für die Zuordnung zu Prüfbar-Hardware wurde im Rahmen des Arbeitspaketes ausgearbeitet:

„Lösungsvorschlag hat expliziten Hardware-Bezug und ist im TRL so weit fortgeschritten, dass eine Prüfung im Prüffeld (PF) durchgeführt werden kann. Hierzu müssen Konzepte für den Prüfablauf erstellt werden, die sich an gängigen Normen und Vorschriften anlehnen oder diesen vollständig genügen (je nach „Neuheitsgrad“ und Vorhandensein von Prüfvorschriften).“

- Prüfbar-Software/Algorithmus

Die Definition, die die Zuordnung eines Lösungsvorschlages in die Kategorie Prüfbar-Software/Algorithmus erlaubt, wurde folgendermaßen aufgesetzt:

„Lösungsvorschlag zielt maßgeblich auf (Weiter-) Entwicklung von Software/Algorithmen ab. Dabei kann Software (in Hardware oder alleinstehend) bereits auf dem Markt existieren, wodurch sich etwaige Normen finden lassen müssen. Bevorzugte Prüfumgebung ist dann jedoch die Co-Simulation, da hier i.d.R. eine Kompatibilität mit anderen Komponenten derselben Sparte zusätzlich zu der eigentlichen Funktionalität im Vordergrund steht.“

- Nicht prüfbar

Die Einordnung in die Kategorie „Nicht Prüfbar“ wurde folgendermaßen festgelegt:

„Lösungsvorschlag befasst sich hauptsächlich mit analytischen, methodischen oder vergleichbaren Ansätzen, die keinen konkreten Hardware- oder Steuerungs-Bezug haben. Eine Prüfung im Prüflabor ist nicht sinnvoll. Eine Umsetzung innerhalb der Co-Simulationsumgebung kann in Erwägung gezogen werden, falls sich der Lösungsvorschlag dort abbilden lässt, oder Messdaten aus dem Demonstrator-Netz verwendet werden können (Offline-Berechnungen).“

II.4.2.4.2 Einteilung der Use Cases nach AP 5.1 (Verwendung im Demonstrator)

Die detaillierte Aufschlüsselung in die angeführten Prüfbarkeitskategorien „Prüfbar-Hardware“ / „Prüfbar-Software/Algorithmus“ / „Nicht prüfbar“ wurde für die für das Demonstratorkonzept relevanten Use Cases durchgeführt (siehe Kapitel ???). Den größten Anteil an Lösungseinreichungen lässt sich der Begleitforschung zuordnen, die keine weitere Prüfbarkeitsbewertung benötigen. Systemkonzepte stellen systematische Ansätze für das Demonstratorkonzept dar, die ebenfalls nicht strikt in prüfbar und nicht prüfbar eingeteilt werden können.

Die für den Demonstrator relevanten Lösungen werden weiterhin in „Prüfbar-Hardware“ und „Prüfbar-Software/Algorithmus“ eingeteilt. Die Begrifflichkeiten der Prüfbarkeit wurden im vorliegenden Kapitel ausgearbeitet. Eine Aufstellung der Demonstrierbaren und systemisch relevanten Use Cases sowie den Begleitforschungen ist in Kapitel II.4.1.3.1 zu finden.

Die Kategorien der Prüfbarkeit wurde von der FGH vorgenommen. Die Zuteilung der Use Cases zu den Prüfbarkeitskategorien wurde in Absprache mit den Partnern aus AP 5.2 getroffen sowie mit der Einteilung der Demonstrierbarkeit mit dem AP 5.1 und dessen Partnern.

II.4.2.5 Prüfkonzeppte

Die Vielzahl und Verschiedenheit der Lösungseinreichungen erfordert Prüfkonzeppte für die Lösungsgruppen, die im weiteren Verlauf des Projektes hinsichtlich einer Realisierung im Demonstrator in Prüfvorschriften übergehen können. Die Einteilung der relevanten Use Cases für das Demonstratorkonzept hinsichtlich der erforderlichen Prüfkonzeppte wird im zweiten Teil des Kapitels beschrieben.

II.4.2.5.1 Prüfvorschrift versus Prüfkonzeppt

Prüfvorschriften definieren die Gesamtheit einer technischen Prüfung eines Prüflings (Primärtechnik, Sekundärtechnik oder Software/Algorithmus). Dabei müssen sowohl die Prüfvoraussetzungen, die Prüfumgebung, der Prüfablauf sowie die Dokumentation beschrieben werden und sich auf vorhandene Normen beziehen.

Ein Prüfkonzeppt leistet dabei eine bedeutende Vorarbeit für die Erstellung einer Prüfvorschrift. Ein Prüfkonzeppt zielt darauf ab, die Kriterien einer Prüfung nach dem derzeitigen Wissensstand eines Prüflings festzulegen, und in Kontext mit einer fokussierten Anwendung zu setzen.

AP 5.2 hat hierfür ein gesondertes Dokument entworfen, was die Anforderungen, die Prüfung und die Auswertung in allgemeiner Form beschreibt (https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/cluster5/Dokumente%20CL5%20AP%2052/AP%205.2%20Dokumente/Pr%C3%BCfkonzept/20190802_Pr%C3%BCfkonzepte_V01.docx). Das Prüfkonzert ist dabei im Grundsatz sowohl für Hardware als auch für Softwareprüfungen einsetzbar. Das Dokument zu den Prüfkonzerten beschreibt auch die Verwendung der IEC-62559, die das Erstellen von (Software-)Use Cases vollumfänglich beschreibt und für die anderen Prüfkonzerte ebenfalls verwendet wird. Aus den Use Case Beschreibungen lassen sich daraufhin alle relevanten Prüfschritte ableiten, die jede Funktionalität der Entwicklung abbildet.

II.4.2.5.2 Einteilung der relevanten Use Cases aus AP 5.1

Die für das Demonstratorkonzept relevanten 18 Use Cases wurden in Einzelbetrachtung einem Prüfkonzert zugeordnet. Tabelle 6: Zuordnung der Prüfbarkeit, Prüfungskategorien und Prüfungsart zu relevanten Use Cases zeigt die Zuordnung der relevanten Use Cases in den Spalten „Prüfungskategorie“ und „Prüfungsart“. Für die Prüfungskategorie wurden folgende Optionen betrachtet:

- Nicht prüfbar
- Primärtechnik
- Sekundärtechnik Funktional (physikalische Messwerte)
- Sekundärtechnik Funktional (digitale Messwerte) noch ausgeschlossen wegen Konformitätsprüfung im Vorfeld (d.h. Ausschluss von Kommunikationsmedien (PLC, LWL, usw.) und Kommunikationsprotokolle (IEC 60870-5-104, usw.))
- Sekundärtechnik Systemische Prüfung funktional (Zusammenspiel)
- Reine Software (GUI)
- Software Klasse/Routine/Modul (Prüfung durch statische/quasidynamische Netzsimulation oder Funktion (Schalt- Regelungsbefehlen)

Nicht prüfbare Lösungen betreffen zum einen systemische Ansätze oder Lösungsvorschläge, die zwar als relevant erachtet wurden, jedoch keine prüfungstechnisch bewertbare Ausformulierung aufweisen. Weiterhin wurde die Art der Prüfung in Einzelprüfungen und Systemprüfungen in Tabelle 6 beschrieben. In Abbildung 48 ist die Anzahl der relevanten Use Cases pro Prüfungskategorie dargestellt. Abbildung 49 gibt Übersicht über die Anzahl der Use Cases pro Art der Prüfung im Vergleich. Die Häufigkeit für Primärtechnik-, Sekundärtechnik- und Software/Algorithmus-Prüfungen sind dabei weitgehend ähnlich. Die Art der Prüfung ist vorwiegend durch Einzelprüfungen abgedeckt, wobei auch eine Vielzahl an Systemprüfungen als notwendig erachtet wird, um Kompatibilitäten und Stabilitäten sicherzustellen.

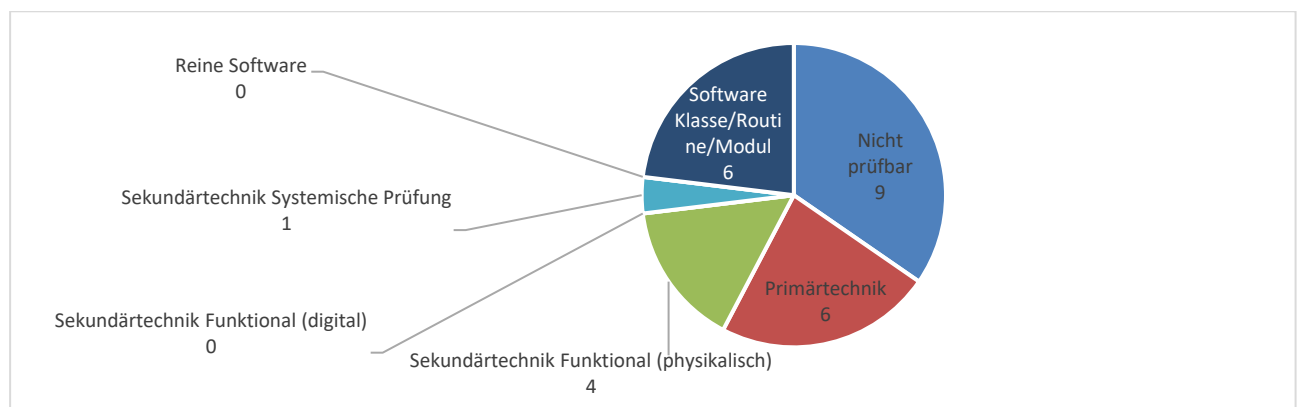
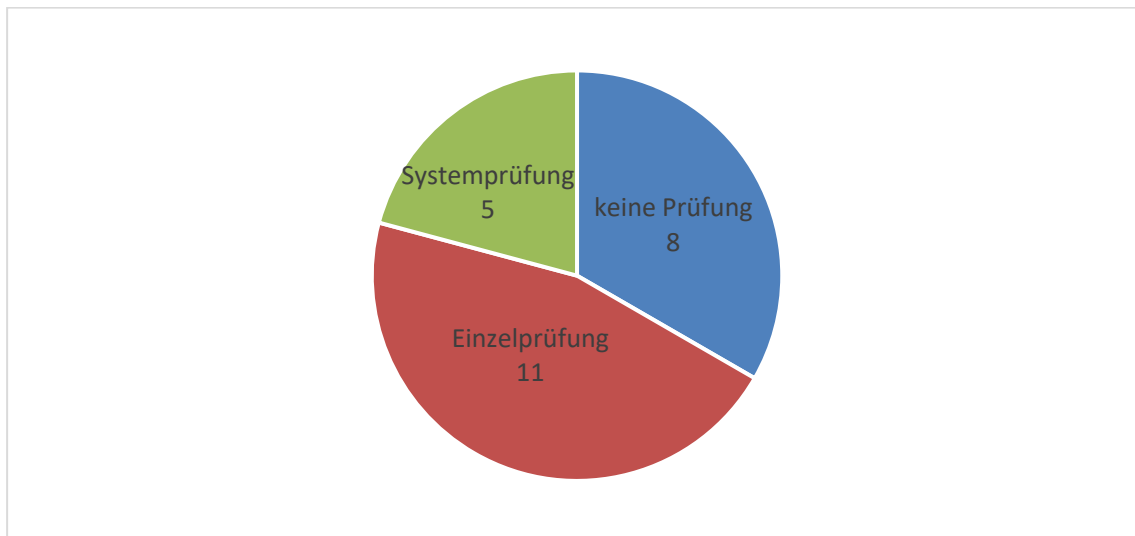


Abbildung 48: Auswertung der Zuordnung zu Prüfungskategorien

Abbildung 49: Anzahl relevanter Use Cases pro Art der Prüfung

UC#	Use Case	Prüfbar/nicht prüfbar	Prüfungskategorie	Prüfungsart
2	Systemdienliche Inselnetzstrukturen	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
03a	Smart Trafo	Prüfbar Hardware	Primärtechnik	Einzelprüfung
20	Digitales Ortsnetz	Prüfbar Software/Algorithmus	Sekundärtechnik Funktional (physikalische Messwerte)	Einzelprüfung
			Sekundärtechnik Systemische Prüfung funktional (Zusammenspiel)	Systemprüfung
25	Hybrides Heizkraftwerk	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
28	Autonomes Verteilnetz	Prüfbar Software/Algorithmus	Software Klasse/Routine/Modul (Prüfung durch statische/quasidynamische Netzsimulation oder Funktion (Schalt-Regelungsbefehlen))	Systemprüfung und Einzelprüfung
29	Dynamische Sicherheitsbewertung	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
31	Netzleitsystem für Hybride AC/DC	Prüfbar Software/Algorithmus	Software Klasse/Routine/Modul (Prüfung durch statische/quasidynamische Netzsimulation oder Funktion (Schalt-Regelungsbefehlen))	Systemprüfung und Einzelprüfung
36	Virtuelles Kraftwerk	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
50	Einsatz von verschiedenen zu- und abschaltbaren Lasten	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
58	Digitales Umspannwerk WAM	Prüfbar Software/Algorithmus	Software Klasse/Routine/Modul (Prüfung durch statische/quasidynamische Netzsimulation oder Funktion (Schalt-Regelungsbefehlen))	Systemprüfung und Einzelprüfung

66	Dynamischer HGÜ-Konverter	Prüfbar Hardware Prüfbar Software/Algorithmus	Sekundärtechnik Funktional (physikalische Messwerte)	Einzelprüfung
72	MVDC Leistungselektronik	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
73	Digital Twin	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
76	MVDC Koppler	Prüfbar Hardware	Primärtechnik	Einzelprüfung
82	HV UPFC	Prüfbar Hardware	Primärtechnik Sekundärtechnik Funktional (physikalische Messwerte)	Einzelprüfung Systemprüfung
89	Lifetime Monitoring	Nicht prüfbar	Nicht prüfbar	keine Prüfung
92	Flexible Ladestationen	Nicht prüfbar/ Prüfbar Hardware/ Prüfbar Software/Algorithmus	Nicht prüfbar, Primärtechnik oder Sekundärtechnik funktional (physikalische Messwerte)	Einzelprüfung

Tabelle 6: Zuordnung der Prüfbarkeit, Prüfungskategorien und Prüfungsart zu relevanten Use Cases

II.4.2.6 Co-Simulation als Testumgebung für neue Technologien

Die Co-Simulation wird als Lösung für die Prüfkonzepte von Systemischen Prüfungen angesehen. Hierzu müssen aus der Co-Simulation eine Test- und Evaluationsplattform geschaffen werden die einzelne UCs einbindet und im Zusammenspiel mit anderen UCs die systemischen Prüfungen abbilden kann. Dies erlaubt Rückschlüsse auf die Interoperabilität der Technologien und die Vorbereitung von Demonstrator- und Feldtests. Die in ENSURE Phase I erarbeitete Lösungskonzepte sollen mithilfe der Test- und Evaluationsumgebung implementiert und in Bezug auf ihr systemisches Zusammenwirken mit dem elektrischen Netz genauer im Rahmen der Co-Simulationsumgebung untersucht werden.

II.4.2.6.1 Anforderungen

Als ersten Schritt zur Erreichung der Co-Simulation als Testumgebung wird ein gemeinsames Netzmodell benötigt, an dem sich die Partner mit Ihrem UC andocken können und damit die individuellen Lösungen geprüft werden können. Die weiteren Schritte sehen vor, dass in der Evaluationsumgebung die UCs im Zusammenspiel untersucht werden.

- Anforderungen an die Co-Simulation

Es wird zum Aufbau der Testumgebung eine professionelle und zentrale Datenmanagement- und Datenaustauschplattform benötigt. Diese sollte als Austauschformat CGMES zertifiziert sein. Die in der Arbeitsgruppe beteiligten Partner sollten Remote-Zugriff auf die Plattform und die dort hinterlegten CGMES Daten haben. Dies ermöglicht es den Partnern notwendige Änderungen an den Netzmodellen vorzunehmen (z.B. Nullsystemdaten für Schutz einpflegen). Die Änderungen an den Modellen müssen für alle anderen Partner nachvollziehbar als Versionierung abgelegt werden können. Ebenso sind umfassende Überwachungsfunktion zur Nachverfolgung von Modelländerungen und Wiederherstellungsfunktionen notwendig. Wünschenswert ist ein Mapping zwischen dem CGMES Dateiformat und den Formaten der Echtzeitsimulatoren. Das Modell der Co-Simulation ist in Abbildung 50 zu sehen.

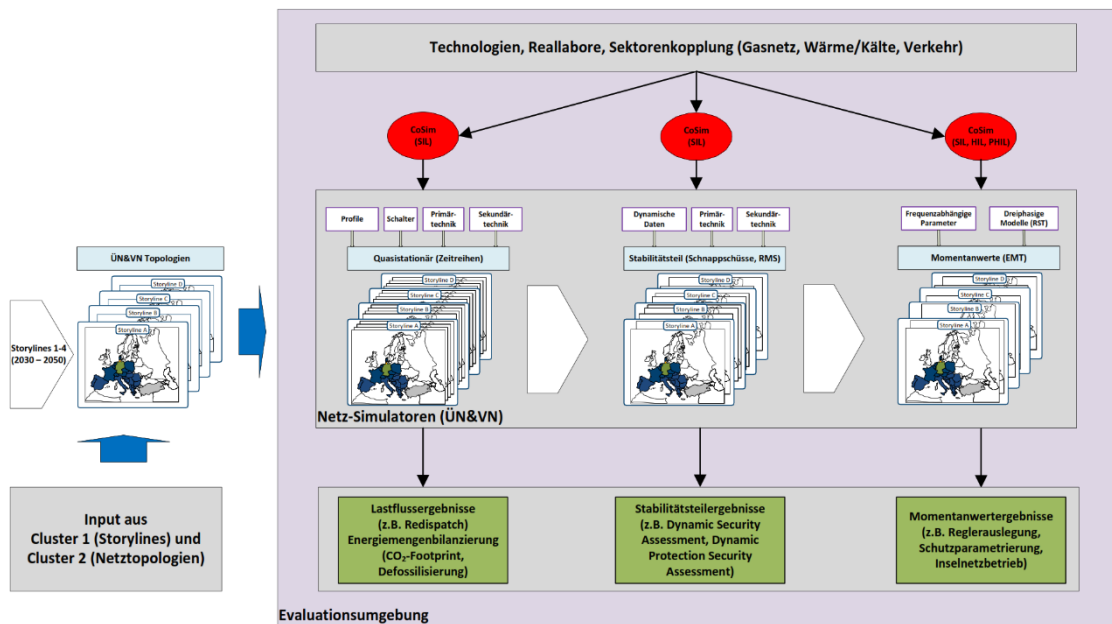


Abbildung 50: Gemeinsame Test- und Evaluationsumgebung für Kopernikus ENSURE

Um Prüfungen verwertbar darstellen zu können, müssen Konzepte für die individuelle Prüfung der UC sowie für das Zusammenspiel der UC in der Simulationsumgebung erstellt werden. Die Plattformen müssen verschiedene Simulationsszenarien durchspielen können, wie einen windfreien Tag in Hinblick auf fehlenden Strom aus Windenergieanlagen sowie Szenarien zu Ausfällen von Primärkomponenten und viele weitere.

Die Plattformen müssen über eine Funktionalität zur Koordinierung von Co-Simulationen verfügen, um diese zu einer gemeinsamen Koordinierungsinstanz der Evaluationsumgebung (z.B. für den Start/Stop von Simulationen) kombinieren zu können.

Für die Test- und Evaluationsumgebung sollten die folgenden Technologiefelder abgedeckt werden:

1. Sektorenkopplung: Strom, Gas und Verkehr
2. Aktive Verteilnetze
3. Inselnetze zum Netzwiederaufbau
4. Netzschutz
5. Hybride spannungsübergreifende und multiterminale Netze
6. IKT-Technologien
7. Übertragungsnetz im europäischen Kontext
- Anforderungen an die Use Cases

Zur Integration von Use-Cases, Modelle, etc., die bei Partnern mit deren individueller Infrastruktur und Simulationsplattform (gegebenenfalls mit anderem Framework) realisiert werden, müssen entsprechende Schnittstellen zu den übergeordneten Frameworks bereitgestellt werden (z.B. durch Nutzung der Mosaik API, oder von Standards, wie IEC 61850, Aurora, etc.)

Die UCs können mit der am eigenen Standort betriebenen Infrastruktur Teil der geografisch verteilten Evaluationsumgebung werden.

Für eine Beschreibung der UCs, zur Zusammenstellung der entsprechen Testszenarien, wird nach dem Konzept aus AP 5.2 für Systemische- und Software-Tests von den UC Einreichern das Konzeptpapier nach Norm IEC 62559 ausgefüllt. Die UCs müssen in diesem Dokument so beschrieben werden, dass hier Prüfungen für den einzelnen UC in der Co-Simulationsumgebung abgeleitet werden können. Für die

Systemischen Prüfungen müssen die Zusammenhänge des UC mit anderen UCs betrachtet werden und durch Testszenarien beschrieben werden.

II.4.2.6.2 Umsetzung

Die FGH hat die Entwicklung hin zu einer Testumgebung in der Co-Simulation begleitet und den Input zu den Anforderungen aus AP 5.2 an die Evaluationsplattform eingebracht. Die Umsetzung findet auf zwei verschiedenen Plattformen statt:

1. VILLAS Framework (RWTH ACS) für "Echtzeit"
2. mosaik (OFFIS) für quasistationäre Fälle

Das VILLAS-Framework wurde speziell für geographisch verteilte Echtzeit-Co-Simulationen entwickelt und deshalb für einen Betrieb mit Echtzeit-Linux-Betriebssystemen optimiert. Es eignet sich deshalb für Anwendungsfälle mit sehr hohen Echtzeit-Anforderungen (d.h. kurze Synchronisationszeitschritte und niedrige Latenzen beim Informationsaustausch).

Deshalb wird mosaik für die Kopplung / Koordinierung von Anwendungsfällen mit quasistationären sowie niedrig aufgelösten dynamischen Betrachtungen (RMS) und VILLAS für die Kopplung / Koordinierung von Anwendungsfällen mit hoch aufgelösten dynamischen sowie transienten Betrachtungen (EMT) empfohlen, wobei die Anwendungsfall-Bearbeiter frei wählen können sollen, wie Sie ihre eigenen Anwendungsfall-Implementierungen mit den übergeordneten Systemen integrieren. Insbesondere kann jeder Partner an seinem eigenen Standort selbst darüber entscheiden, welche Hard und Software er für die eigenen Implementierungen verwendet.

Bei Bedarf kann ein Projektpartner zur Kopplung seiner Lösungen an den Netzsimulator auf die von mosaik und VILLAS bereitgestellten Protokolle und APIs zurückgreifen (z.B. Python-API, Sockets, IEC61850, Message Bus usw.). Darüber hinaus kann VILLAS genutzt werden, um voneinander entfernt betriebene Echtzeit-Simulatoren (z.B. RTDS, OPAL-RT, DPsim usw.) miteinander zu verbinden, um die Leistungsfähigkeit des Netzsimulators zu erhöhen.

II.4.2.6.3 Möglichkeiten und Grenzen

Die Co-Simulation hat ein großes Potential für die Prüfungen der Technologien, diese beinhalten die folgenden Aspekte:

- **Systemische Prüfungen**
Mit Hilfe der Co-Simulation können systemische Prüfungen, d.h. das Zusammenspiel mehrerer Technologien und Entwicklungen, die auf gleiche Messwerte oder gleiche Einstellwerte zugreifen untersucht werden. Wie stabil ist das Gesamtsystem aus Netz, Steuerung und neuen Technologien oder wie robust ist das Gesamtsystem bei möglichen Fehlern im Netz oder in den einzelnen neuen Komponenten.
- **Interoperabilität**
Die Co-Simulation ist kein genormtes Prüfwerkzeug für Interoperabilitätstest, kann jedoch für die funktionale Prüfung zweier oder mehrere Technologien eine Aussage über das interoperable Verhalten geben. Die Co-Simulation überprüft hierbei nicht die Umsetzung der Kommunikationsmedien oder das verwendete Kommunikationsprotokoll, sondern die Auswirkungen in funktionaler Weise.
- **Einbringen von Begleitforschungen in Testphase**
Ergebnisse aus den (wie in Kapitel II.4.1.3.1 beschriebenen Aufteilung) Begleitforschungen können in der Co-Simulation eingespielt, unter dem gegebenen systemischen Rahmen untersucht sowie auf Richtigkeit überprüft werden.
- **IKT Prüfungen oder Ausfallszenarien**
Ein besonderer Fall der Prüfungen, die in der Co-Simulation überprüft werden können sind die Tests zu den IKT. Hierbei steht besonders der Ausfall einzelner Kommunikationsmedien oder

größere Ausfälle von Kommunikationsinfrastruktur, sowie das Verändern von Kommunikationsinformationen (falsche Daten) im Fokus. Ein weiterer Aspekt könnte bei der Prüfung der IKT auch die Sicherheit und Robustheit gegenüber Angriffen Dritter darstellen.

Die Co-Simulation bietet viele Chancen für die Überprüfung von mehreren neuen Technologien, und Bewertung von Ergebnissen der Begleitforschungen sowie das Zusammenspiel von Hardwarekomponenten, mit HIL Prüfständen und Softwarekomponenten. Dennoch sind der Prüfung mit Hilfe der Co-Simulation auch Grenzen gesetzt, die hier im Folgenden beschrieben werden:

- **Keine Vollständigkeit der Prüfergebnisse**
 Die Ergebnisse aus den Simulationen können keinen vollständigen Nachweis erbringen, dass die eingereichten und an die Co-Simulation angedockten Technologien in ihrer Gesamtheit überprüft werden können. Das beinhaltet die kommunikative Anbindung, wie auch deren funktionales Verhalten. Die Co-Simulation beschränkt sich in den meisten Fällen auf das erwartete Verhalten der Technologie und überprüft das Zusammenspiel der verschiedenen Technologien. Eine Überprüfung des Verhaltens der Technologien für Fehler ist aufgrund der Vielzahl der Möglichkeiten von Fehlern (Netzfehler, Kommunikationsfehler, usw.) und deren individuellen breiten Streuung nicht abbildbar. Auch aus ökonomischen Gesichtspunkten besteht daher keine Möglichkeit einer vollständigen Prüfung der Technologien.
- **Keine Prüfung der Kommunikationsprotokolle und -medien**
 Prüfung von Kommunikationsmedien und Kommunikationsprotokolle werden nach Normen geprüft. Diese Prüfroutinen sind nicht Teil der Co-Simulation und werden auch nicht implementiert. Daher ist ein Nachweis der Konformität zu den bestehenden Normen nicht durchführbar und wird von den UC in der Co-Simulation vorausgesetzt.
- **Kein Konformitätsnachweis**
 Die Co-Simulation ist kein Konformitätsnachweis, da nur überprüft werden kann, ob die Technologien in dem speziellen Umfeld der Co-Simulation ihre Funktion und das Zusammenspiel mit den anderen Technologien bestätigen und die Interoperabilität gewährleistet ist.
- **Keine Prüfung nach Norm**
 Wie der davor genannte Punkt des Konformitätsnachweises ist die Co-Simulation nicht an Normen und deren Prüfroutinen festgehalten. Sie bietet mehr die individuelle Prüfung der Funktionen der einzelnen Technologien und wie diese mit den anderen Technologien in einer möglichst real simulierten Umgebung interagieren.
- **Prüfergebnisse können nur so gut sein wie die Modelle**
 Eine weitere Beschränkung der Co-Simulation ist, dass die reale Welt, so gut wie simulativ abbildbar, aufgebaut wird, aber Bedingungen der realen Welt nicht vollständig in einer Simulation dargestellt werden können. Auch die Technologien werden nur durch Modelle in die Simulation mit eingebracht, wodurch auch hier eine Lücke zwischen realer und simulierter Welt entsteht.
- **Kein vollständiger Nachweis der Prüfergebnisse auf Verhalten in der Realität**
 Die Technologien werden in der Co-Simulation auf ihre Funktionen hinsichtlich ihres Einsatzzweckes geprüft und mit häufiger in der Praxis vorkommenden Fehlern beaufschlagt. Dies stellt aber lediglich einen Bruchteil der realen Fehler dar, die es bereits in Netzen gegeben hat und geben wird. Eine volatilere Einspeisung, eine bessere Anbindung an Sektorenkopplungen und immer mehr Leistungselektronische Bauelemente in den Netzen werden in Zukunft neue Aufgaben für die Netzbetreiber darstellen und noch nicht bekannte Fehler produzieren. Auf Grundlage dessen kann die Co-Simulation nur einen Hinweis geben auf die Einsatzfähigkeit von Technologien wie diese sich später in den Netzen verhalten.

Die Co-Simulation bietet viele Möglichkeiten und wird über das Zusammenspiel der verschiedenen Technologien viele Erkenntnisse durch die simulativen Tests bringen, deckt jedoch nicht vollständig die Prüfungen ab, die für den Einbau der Technologien in das Netz Voraussetzung sind.

II.4.2.7 Weitere Verwendung der Ergebnisse aus AP 5.2

Die Ergebnisse des AP 5.2 können in Phase 2 weiterverwendet und erweitert werden. Dies betreffen besonders die Resultate in den folgenden Bereichen:

- Ergebnisse der Normenrecherche (Normenlücken für z.B. DC Mittelspannungsanlagen, Inselnetze, ...)
- Ergebnisse der Normen, Prüflaboratorien und UC Tabelle (Verwendung in TP 7)
- Prüfkonzepte für die weitere detailliertere Ausgestaltung anhand der UC (Verwendung in TP 7)
- Co-Simulation als Prüflabor (Nutzen der Co-Simulation für Prüfaufgaben von systemischen Tests)

Darüber hinaus wurde auch ein breites Wissen über die eingereichten UCs erworben, welche für die weiteren Schritte im Projekt von Nutzen sein wird.

II.5 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen im Rahmen der Projektlaufzeit

Erfolgte Veröffentlichungen

- [1] Kalisch L.; Schacht D.; Vennegeerts H.; Moser A.: *Zuverlässigkeit von Fahrplan- und Flexibilitätsprognosen von Verteilnetzen*. ETG-CIRED-Workshop 2018 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, Berlin, Poster 1.29
- [2] Kalisch L.; Lehmann D.; Vennegeerts H.; Moser A.: *Assessment of the Reliability of Power Balance and Flexibility Potential Forecasts from Distribution Networks*. 25th CIRED, Madrid/ Spain, June 2019, Paper No. 1134
- [3] Vennegeerts, H.; Kalisch, L.; Ziegeldorf-Wächter, J.; Klettke, a.; Kriete, R.; Schubert, S.; Moser, A.: *Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik – neue Auswertung der Berichtsjahre 2012-2018*. Elektrizitätswirtschaft, 2020, H. 2, S. 42-45

Eingereichte und angenommene Veröffentlichungen

- [4] D. Lehmann, L. Kalisch, H. Vennegeerts, A. Moser; *Methodology for considering underlying, decentralized flexibilities at frequency restoration reserves in Germany*. 48th CIGRE Session, Paris/France, 2020

Geplante Veröffentlichungen

- [5] L. Kalisch, *Bewertung des Einflusses der Netzzuverlässigkeit auf die Regelleistungsbereitstellung aus Verteilnetzen*, Dissertation an der RWTH Aachen, 2020/2021

Literaturverzeichnis

- [1] D. Schacht, Zuverlässigkeit im Smart Grid, Aachen: Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2017.
- [2] D. Schacht, D. Lehmann, H. Vennegeerts, S. Krahel und A. Moser, Modelling of Interactions between Power System and Communication Systems for the Evaluation of Reliability., Genua / Italien: 19th Power Systems Computation Conference (PSCC 2016), 2016.
- [3] D. Schacht, D. Lehmann, L. Kalisch, H. Vennegeerts, S. Krahel und A. Moser, Effects of Configuration Options on Reliability in Smart Grids., Glasgow / Schottland: 24rd CIRED, 2017.
- [4] J. D. Sprey, Bemessung der Frequency Restoration Reserve unter Berücksichtigung regionaler Kernanteile bei hohem Anteil erneuerbarer Energien, Aachen, 2019.
- [5] A. Moser, „Optimierung und Betrieb von Energieversorgungssystemen - Skriptum zur Vorlesung,“ Klinkenberg Verlag - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Aachen, 2010.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030.,“ Berlin, 2014.
- [7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Studie Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen,“ Berlin, 2015.
- [8] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Studie Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen,“ Berlin, 2015.
- [9] FNN, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland, 2013.
- [10] A. Moser, Gutachten: Erweiterte Verantwortung der Verteilnetzbetreiber, BDEW, 2016.
- [11] F. N. i. VDE(FNN), „Verhalten bei Über-/Unterfrequenz,“ [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/sicherer-betrieb-dez/ueber-und-unterfrequenz>.
- [12] E-Bridge Consulting GmbH, Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz, Bonn, 2017.
- [13] E. -. Glossar, „ENSURE SharePoint - Glossar,“ [Online]. Available: <https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/Glossar/SitePages/Community-Startseite.aspx>.
- [14] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., *DIN EN 50160:2010: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2011.
- [15] Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest "250 MW Wind",“ Kassel, November 2007.
- [16] Fraunhofer IWES, „Abschlussbericht Offshore WMEP - Durchführungsphase 1,“ Kassel, 2016.

- [17] L. Kalisch, D. Schacht, H. Vennegeerts und A. Moser, „Zuverlässigkeit von Fahrplan- und Flexibilitätsprognosen von Verteilnetzen,“ ETG-CIRED-Workshop 2018 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, Berlin, 2018.
- [18] L. Kalisch, D. Lehmann, H. Vennegeerts und A. Moser, „Assessment of the Reliability of Power Balance and Flexibility Potential Forecasts from Distribution Networks,“ 25th CIRED, Madrid, Spain, 2019.
- [19] J. F. Eickmann, Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetz, Aachen: Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2015.
- [20] T. J., W. C., P. P., W. D., V. H. und M. A., Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task, Madrid, Spain: 25th CIRED, 2019.
- [21] J. Garzon-Real, M. Kerzel, T. Kornrumpf, D. O. Pohl, J. Riedl, D. A. Scheidler, P. Schultheis, D. J.-C. Töbermann und J. Ulfers, „Meilenstein 2.1.1: Entwurf erster, grundsätzlicher Verteilernetzstrukturen,“ Kopernikusprojekt ENSURE, 2018.
- [22] M. Zdrallek, H. Krause, R. Albus und A. Moser, „Potentialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen,“ DVGW Deutscher Verein des Gas-und Wasserfaches e. V., Bonn, 2019.
- [23] D.-I. H. Vennegeerts, C. Schröders, M. Holthausen, D. Quadflieg und U.-P. D.-I. A. Moser, „Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik,“ Aachen, 2013.
- [24] KIT - RWTH - E.ON - TenneT TSO GmbH - Siemens AG - ABB AG, „Kopernikus-Projekt Neue Netzstrukturen - ENSURE Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende - SharePoint,“ 09 2018. [Online]. Available: <https://team-extern.kit.edu/sites/ensure/Glossar/SitePages/Community-Startseite.aspx>.
- [25] Consentec, *Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV*, Aachen: im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2010.
- [26] Consentec, *Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve*, Aachen: im Auftrag der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2018.
- [27] ENTSO-E, „UCTE Operation Handbook - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance,“ 2009. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf. [Zugriff am 16 03 2018].
- [28] Consentec, „Gutachten zur Höhe des Regelenenergiebedarfs,“ Bonn, 2008.
- [29] 4 ÜNB, „Regelleistung.net,“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>. [Zugriff am 01 08 2019].
- [30] Verband der Netzbetreiber VDN e.V beim VDEW, TransmissionCode 2007, Berlin, 2007.

Anhang

1 Lösungsabfrage

Formular Lösungskonzepte – ENSURE AP 5.1

1 Name

Wie lautet die Bezeichnung der von Ihnen untersuchten Lösung?

1.1 Institution, Verantwortlicher, Arbeitspaket

Wie lautet Ihr Name und welchem Arbeitspaket ist die untersuchte Lösung zuzuordnen?

1.2 Beteiligte Konsorten

Welche Partner aus dem ENSURE-Projekt sind in die Entwicklung und Umsetzung des Lösungskonzeptes involviert?

2 Beschreibung

2.1 Ausgangssituation und Herausforderungen

Wie lässt sich die von Ihnen untersuchte Lösung kurz beschreiben? Warum wird Ihre Lösung entwickelt? Welchen Arbeitsfeldern und Herausforderungen kann die Lösung zugeordnet werden?

2.2 Forschungsziel(e)

Was soll konkret entwickelt werden? Welcher Zustand soll erreicht werden?

2.3 Funktionalität

Welche Funktionalität hat Ihre Lösung? Welche Anlagen und Netzteile sind von Ihrer Lösung betroffen?

2.4 Vorteile

Welche Vorteile hat die Lösung gegenüber den bestehenden? Gibt es positive Beeinflussungen, Wechselwirkungen?

2.5 Nachteile

Welche Nachteile hat die Lösung gegenüber den etablierten Lösungen?

2.6 Reifegrad

Wie schätzen Sie den Reifegrad Ihrer Lösung zum jetzigen Zeitpunkt und zum Ende von ENSURE Phase 2 (Mitte 2022) ein? Bitte nutzen sie die Abstufungen der TRL Skala am Ende dieses Dokumentes.

2.7 Systemrelevanz

Wie schätzen Sie die Bedeutung Ihrer Lösung für die neuen Netzstrukturen für die Energiewende ein?

3 Weitere Informationen

Gibt es weitere Informationen die Sie uns mitteilen möchten?