



Roadmap Systemstabilität

Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien



Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwk.de

Stand

November 2023

Diese Publikation wird ausschließlich als Download angeboten.

Gestaltung

The Ad Store GmbH, 20354 Hamburg

Zentraler Bestellservice für Publikationen der Bundesregierung:

E-Mail: publikationen@bundesregierung.de

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf nicht zur Wahlwerbung politischer Parteien oder Gruppen eingesetzt werden.

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	4
1 Zusammenfassung	5
2 Aufgabe der Roadmap Systemstabilität	10
2.1 Hintergrund	10
2.2 Zielsetzung	11
2.3 Vorgehen	12
3 Technischer Hintergrund der Themenfelder	16
3.1 Frequenz	16
3.2 Spannung	17
3.3 Resonanzstabilität	19
3.4 Kurzschlussstrom	20
3.5 Winkelstabilität	22
3.6 Betriebsführung und Netz- und Versorgungswiederaufbau	23
4 Zielbild und Herausforderungen	25
5 Identifizierte Stabilitätsprozesse	33
5.1 Verbindende Prozesse zur Systemstabilität	36
5.2 Themenfelder	45
5.3 Prozessabhängigkeiten	61
6 Perspektiven der Roadmap	73
6.1 Prozesse nach Handlungsfeldern	73
6.2 Prozesse nach koordinierenden Institutionen	87
6.3 Prozesse nach Teilzielen	94
7 Roadmap Systemstabilität	105
7.1 Meilensteinplan	105
7.2 Prozessübersicht	112
8 Ausblick: Umsetzung der Roadmap	114
Abbildungsverzeichnis	116

Abkürzungsverzeichnis

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BNetzA	Bundesnetzagentur
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DSA	Dynamic Stability Assessment
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien
LFSM	Limited Frequency Sensitive Mode
NAP	Netzausbauplan
NB	Netzbetreiber
NEP	Netzentwicklungsplan
NWA	Netzwiederaufbau
SES	Systementwicklungsstrategie
SCR	Short-Circuit-Ratio
SDL	Systemdienstleistungen
TAR	Technische Anschlussregeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDE FNN	VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb
VINK	vollständig integrierte Netzkomponenten
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Zusammenfassung

Auf dem Weg zum klimaneutralen Stromsystem wird der Stromnetzbetrieb zunehmend häufiger bei vollständiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen. Die Roadmap Systemstabilität zeigt einen Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien auf. Sie ist im Koalitionsvertrag 2021 verankert und wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt.

Die Veränderung der Erzeugungsstruktur des Stromsystems hin zu dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (EE) stellt einen tiefgreifenden Systemwandel dar. Davon sind auch die Erbringung von Systemdienstleistungen sowie weitere erforderliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes betroffen. So werden z. B. durch das Ausscheiden der konventionellen fossil betriebenen Kraftwerke auch deren inhärente stabilisierende Eigenschaften nicht mehr verfügbar sein. Das bedeutet, dass diese Eigenschaften zukünftig alternativ erbracht werden müssen. Den aus diesem Systemwandel resultierenden Fragestellungen und der übergeordneten Frage, wie ein sicherer und robuster Betrieb des Stromsystems auch mit 100 % erneuerbaren Energien möglich ist, widmet sich die vorliegende Roadmap Systemstabilität.

„Wer macht was wann?“. Die Roadmap Systemstabilität zeigt auf prozessualer Ebene, welche Schritte für einen weiterhin stabilen Betrieb des Stromnetzes eingeleitet werden müssen, wann sie stattfinden sollen und welche Akteure jeweils prozessverantwortlich sind.

In der Roadmap Systemstabilität werden alle für die Systemstabilität relevanten Prozesse bzw. Prozessweiterungen identifiziert und die Verantwortlichkeiten für jeden Prozess aufgezeigt. Dabei wird zwischen der Rolle des Prozessinitiators und den bei der Umsetzung beteiligten Akteuren differenziert. Die Umsetzungsdauer und die wesentlichen Abhängigkeiten der Prozesse werden ebenfalls beschrieben.

Die Roadmap Systemstabilität wurde durch das BMWK mit der Beteiligung der Bundesnetzagentur (BNetzA), von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Anlagenherstellern, Verbänden, Normungsgremien und der Wissenschaft entwickelt.

Die Projektsteuergruppe bestehend aus BMWK, BNetzA, dena und ef.Ruhr GmbH wurde von einem Stakeholderübergreifenden Beirat unterstützt. Fachexpertinnen und -experten der vertretenen Institutionen wurden in themenspezifische Arbeitsgruppen entsandt. Die inhaltliche Arbeit der vier Arbeitsgruppen wurde in entsprechenden Themenpapieren festgehalten, welche die Basis für die Erarbeitung der Roadmap bildeten. Insgesamt waren über 150 Personen aus mehr als 80 Institutionen beteiligt. Die Expertise und das Engagement aller Akteure waren und sind der entscheidende Beitrag, um die Ziele erreichen zu können.

Als Grundlage für die Roadmap wurde zunächst ein gemeinsames Zielbild mit den Funktionalitäten des zukünftigen Stromversorgungssystems entwickelt. Mithilfe dieses Zielbildes werden Herausforderungen hinsichtlich eines stabilen und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien beschrieben.

Bei der Betrachtung des Zielbildes des zukünftigen Stromsystems fallen insbesondere zwei Veränderungen im Vergleich zum heutigen System ins Gewicht: 1) Die Systemstabilität wird zukünftig neben den Beiträgen aus dem Übertragungsnetz auch maßgeblich von den Eigenschaften von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bestimmt werden, die im Verteilnetz angeschlossen sind. 2) Diese vor allem stromrichterbasierten Anlagen ersetzen die stabilisierenden Eigenschaften der weggefallenen konventionellen Kraftwerke, die in Zukunft nicht mehr zur Verfügung stehen.

Die Fachexpertinnen und Fachexperten in den Arbeitsgruppen identifizierten basierend auf dem Zielbild relevante Fragestellungen und korrespondierende Handlungsbedarfe. Daraus wurden Prozesse abgeleitet, die auf dem Weg zum sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien angepasst oder neu etabliert werden müssen. Diese Prozesse bilden den Kern der Roadmap Systemstabilität.

Im Austausch mit dem Beirat und den Arbeitsgruppen wurden die Verantwortlichkeiten, die beteiligten Akteure und die zeitlichen Aspekte der identifizierten Prozesse bestimmt.

Insgesamt wurden in der Roadmap Systemstabilität 41 Stabilitätsprozesse und 10 verbindende Prozesse identifiziert.

Zu den Themenfeldern

- Frequenz,
- Spannung,
- Resonanzstabilität, Kurzschlussstrom, Winkelstabilität,
- Betriebsführung sowie Netz- und Versorgungswiederaufbau

wurden jeweils themenspezifische Stabilitätsprozesse identifiziert. Verbindende Prozesse der Systemstabilität sind übergeordnete Prozesse, die mehreren Themenfeldern zuzuordnen sind. Das heißt, es handelt sich dabei um Prozesse, die themenfeldübergreifende Anpassungen, Weiterentwicklungen oder Festlegungen adressieren. Folglich ist die Verantwortlichkeit für diese Prozesse teilweise auf mehrere Institutionen verteilt. Die Umsetzung aller Prozesse hat koordiniert zu erfolgen und wird durch ein Monitoring begleitet werden.

In der Roadmap werden verschiedene Perspektiven auf den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien eingenommen.

Die Erstellung des Kernelements der Roadmap, d. h. des konkreten Meilensteinplans, erfolgte vor dem Hintergrund der übergeordneten Zielstellung eines sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien. Dabei wurden schwerpunktmäßig die Perspektiven Handlungsfelder, Teilziele und Verantwortlichkeiten berücksichtigt (Abbildung 1.1).

Sieben wesentliche Handlungsfelder für den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien wurden identifiziert.

Zusätzlich zur Betrachtung der Prozesse nach Themenfeldern wurden sie entlang von Handlungsfeldern gruppiert, um diese gemeinsam zu denken. Die Handlungsfelder sind:

- Übergeordnete Systemanforderungen und Rahmensetzung
- Bestimmung des Systembedarfs
- Deckung des Systembedarfs
- Technische Regelwerke und Hinweise
- Systemresilienz
- Netzbildende Stromrichter
- Forschung, Feldtest und Pilotierung.

Jedes dieser Handlungsfelder ist ein Schlüsselbaustein für den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien.

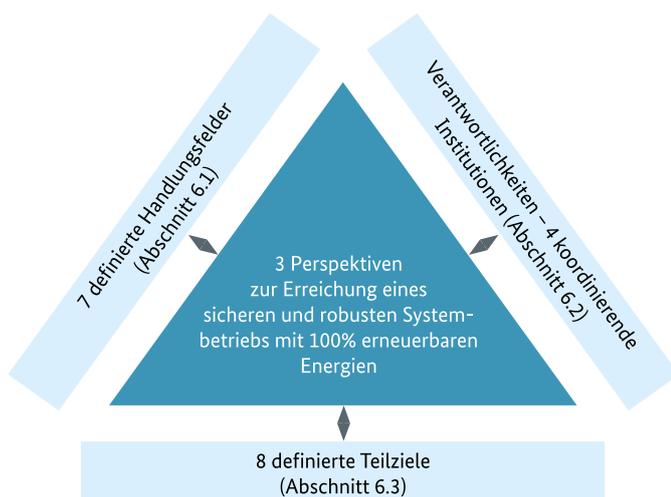


Abbildung 1.1: Perspektiven der Roadmap

Für die Umsetzung der Roadmap Systemstabilität wurden 18 zentrale Meilensteine identifiziert (Abbildung 1.2). Die einzelnen Meilensteine können wiederum drei zentralen Pfaden mit hohem Handlungsdruck zugeordnet werden.

Erster Pfad – Definition des Sicherheitsniveaus und Bestimmung der Systembedarfe: Es gilt, das angestrebte Sicherheitsniveau für das Stromversorgungssystem, dort, wo dies noch nicht klar ist, festzulegen. Darauf aufbauend können dann sogenannte auslegungsrelevante Fälle definiert werden. Auslegungsrelevante Fälle beschreiben planbare und nicht planbare Ereignisse, mit denen das System konfrontiert werden kann und die es zu beherrschen gilt. Diese sind notwendig, da es weder technisch möglich noch wirtschaftlich sinnvoll ist, alle denkbaren Ereignisse abzusichern. Mithilfe der definierten auslegungsrelevanten Fälle wird die Quantifizierung des Bedarfs an Systemdienstleistungen und weiteren Maßnahmen zur Systemstabilität und somit deren transparente Ausweisung ermöglicht. Für die Ausweisung der Systembedarfe sind vereinzelt Bewertungsverfahren weiterzuentwickeln (z. B. für den erforderlichen Kurzschlussstrombeitrag aus stromrichterbasierten Anlagen). Teilweise werden auch gänzlich neue Bewertungskriterien abzuleiten und zu etablieren sein (z. B. für die Resonanzstabilität). Die Ausweisung der Bedarfe soll sowohl bekannte als auch zukünftig zusätzlich notwendige Systemdienstleistungen und weitere Maßnahmen zur Systemstabilität umfassen.

Zweiter Pfad – Deckung der Systembedarfe: Die Deckung und strukturierte Beschaffung der Systembedarfe stellen den zweiten zentralen Pfad dar. Hierzu sind geeignete Beschaffungsverfahren einzuführen und technische Anschlussregeln und Regelwerke zu ergänzen und zu verabschieden. Auch Netzbetriebsmittel und HGÜ¹-Konverterstationen können und sollen zur Bedarfsdeckung beitragen. Ein weiterer Baustein ist der weiter auszubauende Informati-

ons- und Datenaustausch zwischen Netzbetreibern (NB) und Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen sowie zwischen Netzbetreibern untereinander. Hierdurch soll u. a. auch der gezielte vertikale Blindleistungsaustausch ermöglicht werden. Eine Voraussetzung für diese gesteigerte Koordination sind eine umfassende Prozessdigitalisierung sowie einheitliche Datenräume.

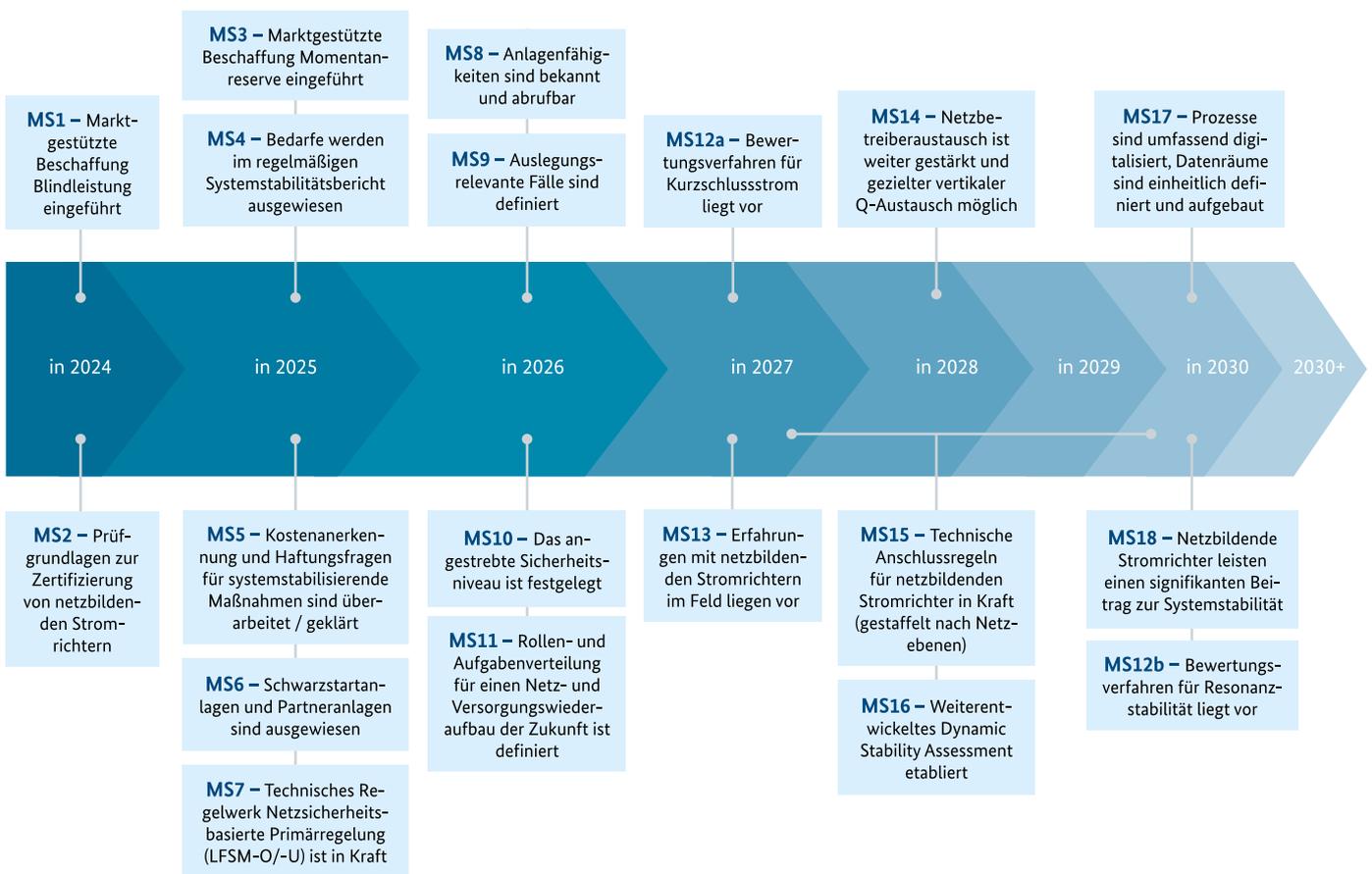


Abbildung 1.2: Zentrale Meilensteine der Roadmap Systemstabilität (Die Einführung der technischen Anschlussregeln für netzbildende Stromrichter soll gestaffelt nach Netzebenen erfolgen, hier ist deshalb eine Zeitspanne als horizontale Linie gekennzeichnet.)

Dritter Pfad – Etablierung von netzbildenden Stromrichtern: Der dritte zentrale Pfad betrifft die Durchdringung von netzbildenden Stromrichtern in den Übertragungs- und Verteilnetzen. Netzbildende Stromrichter sind eine Schlüsseltechnologie zur Wahrung der Systemstabilität im Zielsystem. Es fehlen jedoch Erfahrungen mit deren flächendeckendem Einsatz. Diese müssen in Pilotversuchen gesammelt und die technischen Anforderungen definiert werden. Des Weiteren sind technische Anschlussregeln (differenziert nach Spannungsebenen bzw. Leistungsklassen) für netzbildende Stromrichter zu erstellen. Über diesen Weg wird sichergestellt, dass das Potenzial der netzbildenden Stromrichter (z. B. zur Erbringung von Momentanreserve) sicher und zweckdienlich für einen signifikanten Beitrag zur Systemstabilität genutzt werden kann.

Die Roadmap Systemstabilität ist der Startpunkt der Transformation im Bereich der Systemstabilität. Die Umsetzung erfordert großes Engagement aller Akteure. Das BMWK und die BNetzA werden die Umsetzung der Roadmap begleiten.

Die Roadmap Systemstabilität stellt die notwendigen Anpassungen und Weiterentwicklungen der Prozesse zur Wahrung der Systemstabilität strukturiert dar. Die Umsetzung muss nun koordiniert erfolgen und erfordert ein hohes Engagement aller Stakeholder. Ohne zusätzliche personelle Ressourcen wird eine Vielzahl der Prozesse zudem voraussichtlich nicht oder nicht in dem notwendigen Tempo umsetzbar sein. Der Handlungsdruck ist hoch und macht eine Parallelisierung der Prozesse erforderlich. Ein sicheres, aber auch schnelles Handeln ist hier gefragt.

Die Austauschstrukturen und die Zusammenarbeit zwischen allen betroffenen Stakeholdern, wie sie für die Entwicklung der Roadmap etabliert wurden, dienen als Basis für die weitere Umsetzung der Roadmap Systemstabilität. Mögliche Unklarheiten oder Konflikte sollen damit antizipiert und gelöst werden können. Das BMWK wird gemeinsam mit der BNetzA die Umsetzung der Roadmap begleiten und bei Bedarf unterstützen, um eventuell auftretenden Verzögerungen entgegenzuwirken. Hierfür ist auch ein zielgerichtetes Monitoring geplant.

Die Roadmap Systemstabilität und die Systementwicklungsstrategie sind Säulen der Transformation des Energiesystems.

Die Systemstabilität umfasst die Einhaltung aller technischen und betrieblichen Grenzwerte während des Normalbetriebs sowie die Fähigkeit, nach dem Auftritt einer Störung zuverlässig in den Normalzustand zurückzukehren. Neben dem Systembetrieb mit der Wahrung der Systemstabilität ist auch die Transformation von Energieerzeugung und -verbrauch sowie der Infrastrukturen zur Erreichung eines klimaneutralen Energiesystems entscheidend. Für letztere Bereiche wird mit der Systementwicklungsstrategie (SES) ein übergeordneter Rahmen festgelegt, der für Folgeprozesse wie zum Beispiel den Netzentwicklungsplänen für Strom und Gas/Wasserstoff Orientierung bietet. Die Roadmap Systemstabilität und die SES sind damit ergänzende Säulen der Transformation des Energiesystems. Nähere Informationen zur SES sind unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html> verfügbar.

2 Aufgabe der Roadmap Systemstabilität

2.1 Hintergrund

Das Stromversorgungssystem befindet sich in einem tiefgreifenden strukturellen Wandel. Zur Erreichung eines klimaneutralen Stromsystems ist ein starker und schneller Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. Gleichzeitig scheiden die konventionellen Kraftwerke aus dem Betrieb aus. Während die ausscheidenden regelbaren Großkraftwerke in das Übertragungsnetz einspeisen, erfolgt die Einspeisung der Windenergie- und PV²-Anlagen größtenteils auf der Verteilnetzebene. Auf der Lastseite ist der Wandel durch eine zunehmende Elektrifizierung geprägt, z. B. durch die Elektromobilität, den Wärmepumpenausbau, in industriellen Prozessen oder durch Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung. Die genannten Veränderungen der Lastseite finden ebenfalls maßgeblich auf der Verteilnetzebene statt. Diese Entwicklungen führen zu der Frage, wie die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung auch in Zukunft gewährleistet werden können.

Systemstabilität als Teil der Versorgungssicherheit:

Erzeugungs- und Netzadäquanz sind für die Versorgungssicherheit notwendig. Zu jeder Zeit muss die durch die Verbraucher nachgefragte Strommenge durch entsprechende Erzeugungsleistung und das Vorhandensein der erforderlichen Transportkapazität ausgeglichen werden können. Die Systemstabilität ist neben der Adäquanz ein wesentliches weiteres Element der Versorgungssicherheit. Die Systemstabilität umfasst die Einhaltung aller technischen und betrieblichen Grenzwerte während des Normalbetriebs sowie die Fähigkeit, nach dem Auftritt einer Störung zuverlässig in den Normalzustand zurückzukehren. Dem Verständnis von Systemstabilität im Kontext der

Roadmap Systemstabilität liegt damit eine systemische Betrachtungsweise zugrunde. Sie geht damit über das teilweise verbreitete Verständnis von Stabilität als Sammelbegriff für Polradwinkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität hinaus. Die Systemstabilitätsaspekte sind direkt mit den vielseitigen Entwicklungen des Versorgungssystems verbunden.

Jede Erzeugungsanlage beeinflusst die elektrischen Eigenschaften am Netzanschlusspunkt der Anlage und damit die gesamte Systemcharakteristik. Konventionelle Kraftwerke sind über Synchrongeneratoren direkt an das Netz gekoppelt (die elektrische Frequenz des Rotors im Generator entspricht der Frequenz der Spannung im Netz: Im Normalfall 50 Hertz). Außerdem weisen sie mit ihrem Antriebsstrang aus Turbine und Generator eine inhärente große rotierende Masse auf, die mit einer gewissen Trägheit einhergeht. Wind- und PV-Anlagen sowie Batteriespeicher sind im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken über leistungselektronische Stromrichter an das Netz angeschlossen. Die elektrische Spannung wird für die Einspeisung in das Stromnetz mithilfe eines Stromrichters in eine 50-Hertz-Wechselspannung gewandelt. Der Großteil dieser stromrichtergekoppelten Anlagen, die bis heute ans Netz angeschlossen wurden, trägt aufgrund der geltenden technischen Anschlussregeln nur in begrenztem Umfang zur Systemstabilität bei. Stattdessen stand die Maximierung der Leistungseinspeisung im Vordergrund.

Systemwandel: Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und PV-Anlagen, und dem anstehenden Kohleausstieg ist die Betrachtung der Systemstabilität von besonderer Bedeutung. Die inhärent stabilisierenden

Eigenschaften der Kraftwerke mit Synchrongeneratoren müssen alternativ erbracht und ggf. erweitert werden. Das bedeutet, dass das Aufgabenspektrum der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und weiterer Anlagen wie Verbrauchsanlagen sowie Netzbetriebsmittel weiterentwickelt werden muss. Die Weiterentwicklung dieser Anlagen zur Erbringung der stabilisierenden Systemdienstleistungen (SDL) und weitere Maßnahmen zur Systemstabilität werden in Zukunft notwendig. Die Gewährleistung der Stabilität ist entscheidend für die Energiewende, um auch bei einem Betrieb mit 100 % erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierfür sind Anpassungen bei den Anlagenanforderungen notwendig.

Darüber hinaus ist in Zukunft eine deutlich engere Kooperation zwischen Netzbetreibern nötig, sowohl auf den gleichen wie auch zwischen den verschiedenen Spannungsebenen. Insgesamt macht der Paradigmenwechsel in der Energieversorgung vom Synchrongenerator zur Leistungselektronik neue Lösungen für den Netzbetrieb und zur Sicherstellung der Systemstabilität möglich und gleichzeitig erforderlich.

Es stellt sich also die Frage, welche Maßnahmen notwendig sind, damit die Systemstabilität auch mit 100 % erneuerbaren Energien gewährleistet werden kann. Um diese Fragen erstmalig in einem breiten Prozess unter Beteiligung aller betroffenen Akteure zu beantworten, wurde im Koalitionsvertrag 2021 die Erarbeitung der „Roadmap Systemstabilität“ verankert.

2.2 Zielsetzung

Was: Das Ziel der Roadmap ist es, einen Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien darzustellen. Die Roadmap soll aufzeigen, welche Funktionalitäten und Prozesse hierfür benötigt werden, welche bestehenden Prozesse beschleunigt oder angepasst werden müssen und wie diese ganzheitlich in einem Transformationspfad gebündelt werden können. Der Prozessbegriff wird bei dem Vorhaben breit ausgelegt und umfasst alle Aktivitäten zur Sicherstellung der Systemstabilität.

Wer: Neben der Frage, welche Prozesse eingeleitet oder angepasst werden müssen, ist die Frage, wer der jeweils verantwortliche Akteur ist, ein wesentlicher Bestandteil der Roadmap. Die Prozesskoordinatoren müssen vor allem die Initialisierung des jeweiligen Prozesses sicherstellen. Je nach Prozess ist die Beteiligung oder die Ausführung durch weitere Akteure erforderlich. Die Identifikation dieser weiteren Akteure ist ebenfalls Bestandteil des Vorhabens.

Wann: Aufgrund des ehrgeizigen Umsetzungszeitplans hin zum klimaneutralen Stromsystem liegt der Fokus der Roadmap Systemstabilität auch auf den zeitlichen Aspekten der identifizierten Handlungsbedarfe, also auf der Frage nach dem Wann. Besonders wichtig ist es somit, die früh- und rechtzeitige Prozesseinleitung sowie das Aufzeigen von wesentlichen zeitlichen Prozessabhängigkeiten zu ermöglichen.

Konsensfindung: Die Stabilität im Stromnetz ist komplex und durch Einflüsse von einer Vielzahl von Akteuren geprägt. Gleichzeitig muss eine hohe Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet werden. Ein wichtiger Bestandteil des Projektes ist daher außerdem, die Roadmap Systemstabilität unter Berücksichtigung und mithilfe aller betroffenen Akteure zu erarbeiten. Die Ergebnisse sollen aus gesamtsystemischer Perspektive entstehen und auf einem möglichst breiten Expertisefundament beruhen. Darüber hinaus ist der Branchenprozess zur Konsensfindung von großer Bedeutung. Insbesondere mit Blick auf die anschließende Umsetzungsphase zielt das Vorhaben der Roadmap darauf ab, die Zusammenarbeit mit und zwischen den verantwortlichen Akteuren kooperativ und effizient zu gestalten.

Wer macht was wann? Das Ziel der Roadmap lässt sich mit der Frage zusammenfassen: Wer macht was wann, um die Systemstabilität auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem sicherzustellen? Es ist hingegen nicht das Ziel der Roadmap, die Prozesse umzusetzen. Die Roadmap erfüllt eine notwendige Koordinationsfunktion, um Klarheit bei den Verantwortlichkeiten zu schaffen und um den rechtzeitigen Start aller notwendigen Prozesse zu ermöglichen. Nach der Veröffentlichung der Roadmap werden das BMWK und die BNetzA die Umsetzung begleiten. Dabei wird es weiterhin Räume zum Austausch und zur Abstimmung mit und zwischen den Akteuren geben. Im Rahmen dieser Umsetzungsphase sollen die identifizierten Prozesse, wo nötig, nachjustiert werden. Die Umsetzungsphase hat bei einzelnen Prozessen bereits begonnen bzw. es wurden laufende Prozesse bereits neu priorisiert und beschleunigt.

2.3 Vorgehen

Die Erstellung der Roadmap Systemstabilität wurde vom BMWK geleitet und von einer Projektsteuergruppe bestehend aus BMWK, BNetzA, ef.Ruhr GmbH und dena durchgeführt. Das Stakeholdermanagement wurde vornehmlich von der dena übernommen, die ef.Ruhr GmbH war als technischer Gutachter und Moderator der Expertinnen- und Expertengruppen tätig. Die BNetzA begleitete das Vorhaben in beratender Position. Die Arbeit an der Roadmap erfolgte in sechs Schritten, wie in Abbildung 2.1 dargestellt.



Abbildung 2.1: Erstellung der Roadmap

1. Gründung von Beirat und Arbeitsgruppen: Im ersten Schritt wurden Vertreterinnen und Vertreter von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Anlagenherstellern, Verbänden und wissenschaftlichen Institutionen in leitungsverantwortlichen Positionen eingeladen, um im Beirat bei der Entwicklung der Roadmap mitzuwirken. Bei der ersten Sitzung des Beirats im Oktober 2022 wurde das Vorhaben durch die Projektsteuergruppe erläutert und die Vertreterinnen und Vertreter im Beirat wurden darum gebeten, Fachexpertinnen und -experten aus ihren Institutionen in Arbeitsgruppen zu entsenden. Während der Beirat als Beratungskreis tätig war, konnte in den Arbeitsgruppen ein detaillierter Austausch zu den einzelnen Themen stattfinden. Insgesamt wurden vier themenspezifische Arbeitsgruppen gebildet:

- **AG1:** Frequenz
- **AG2:** Spannung
- **AG3:** Winkelstabilität, Resonanzstabilität und Kurzschlussstrom
- **AG4:** Betriebsführung sowie Netz- und Versorgungswiederaufbau

Im Beirat waren insgesamt rund 50 Personen von 35 verschiedene Institutionen vertreten. In den 4 Arbeitsgruppen und 11 Kerngruppen waren es ca. 110 Personen aus 70 Institutionen. Während der Erarbeitungszeit der Roadmap haben insgesamt 5 Beiratssitzungen und 24 Arbeitsgruppentreffen sowie über 40 Kerngruppentreffen stattgefunden. In der Abbildung 2.2 ist die Organisationsstruktur abgebildet, die für die Erarbeitung der Roadmap Systemstabilität etabliert wurde.

2. Entwicklung eines gemeinsamen Zielbildes: Der Ausgangspunkt der inhaltlichen Zusammenarbeit war die Entwicklung eines gemeinsamen Zielbildes. Das Zielbild umfasst die Beschreibung der Funktionalitäten des zukünftigen Stromversorgungssystems sowie davon abgeleitet die Herausforderungen für einen sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien. Das Zielbild diente dazu, ein gemeinsames Verständnis der Akteure als Grundlage für die Zusammenarbeit zu schaffen. Das Ergebnis ist in Kapitel 4 dargestellt.

3. Ermittlung der Handlungsbedarfe: Dieser Schritt umfasst das Vorgehen zur Ermittlung der Handlungsbedarfe als Informationsgrundlage, um darauf basierend die notwendigen Prozesse oder Prozessanpassungen abzuleiten. Bei jedem Stabilitätsaspekt standen dabei drei Fragen im Mittelpunkt:

- Welche Auslösungsfälle gibt es?
- Welche Auswirkungen haben diese auf den Systembedarf?
- Welche Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung gibt es?

Neben der kollaborativen Arbeit in den Arbeitsgruppentreffen wurden zwischen den Treffen tiefergreifende Fragestellungen in sogenannten Kerngruppen diskutiert.

Das Ergebnis des dritten Schrittes sind Themenpapiere, in denen für jede der vier Arbeitsgruppen der Diskussionsstand und die technischen Zusammenhänge dokumentiert wurden. Die vier Themenpapiere sind Begleitdokumente zum hier vorliegenden Roadmap-Dokument und nehmen die unterschiedlichen Richtungen der Expertinnen- und Expertendiskussion auf. In dieser Phase wurde bewusst mehr Raum für die Diskussion und technischen Details eingeräumt, um eine breite Ausgangslage für die anschließende Prozessableitung zu erhalten.

In der Roadmap werden in Kapitel 3 die technischen Hintergründe der Stabilitätsaspekte beschrieben.

4. Ableitung der Prozesse: Basierend auf den Diskussionen in den Arbeitsgruppen wurden durch die Gutachter der ef.Ruhr GmbH die Prozesse und Prozessanpassungen abgeleitet, die zur Sicherstellung eines stabilen Stromsystems notwendig sind. Diese wurden durch den Beirat und die Arbeitsgruppen bestätigt. Hinsichtlich der übergreifenden Zielfrage „Wer macht was wann?“ ist das Ergebnis dieses Schrittes die Beantwortung der Frage „Was?“.

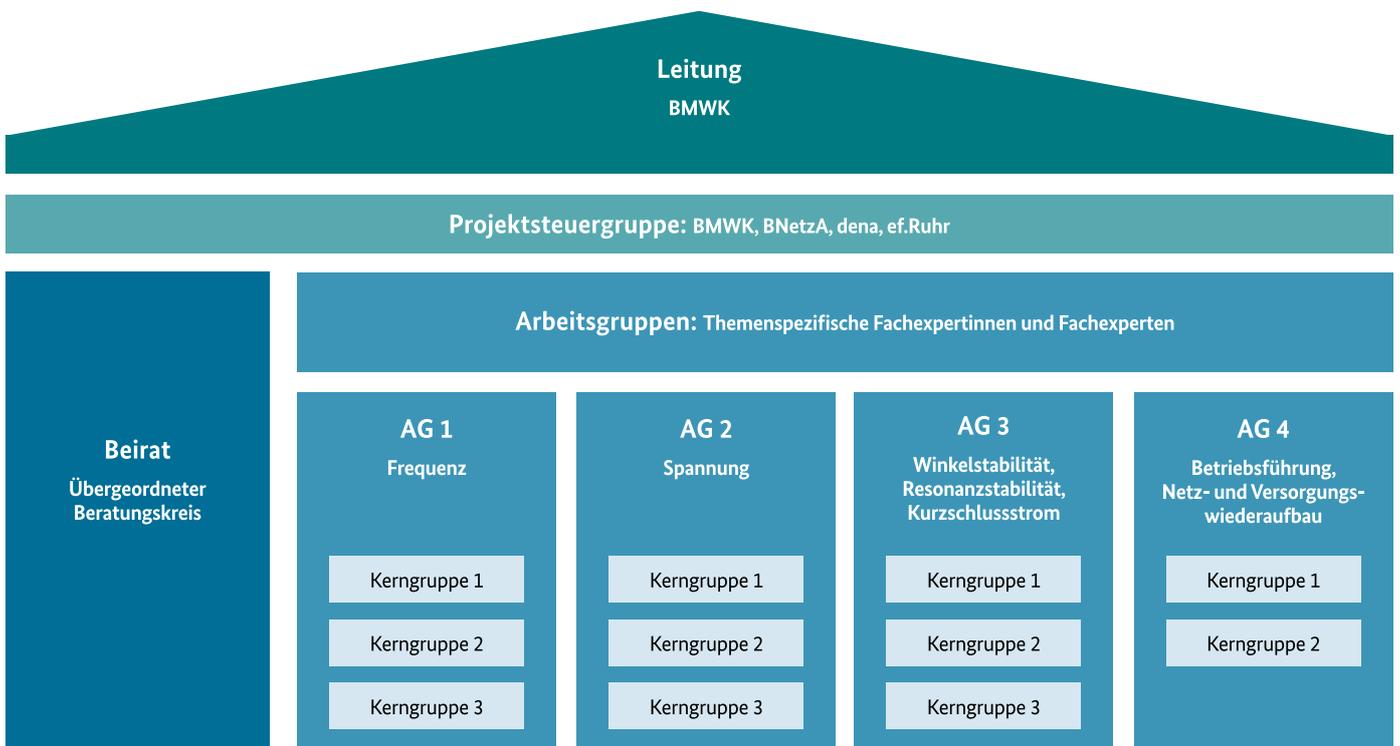


Abbildung 2.2: Organisationsstruktur der Roadmap Systemstabilität

5. Identifikation der Akteure und zeitlichen Aspekte:

Im Rahmen von weiteren Arbeitsgruppentreffen wurde für jeden der Prozesse ermittelt, wer die Prozesskoordinatoren und wer die weiteren beteiligten Akteure sind. Zusätzlich erläuterten die Fachexpertinnen und -experten ihre Einschätzung der zeitlichen Aspekte. Ein wichtiger Bestandteil dieses Schrittes waren die Konsultation und Bestätigung der Ergebnisse durch den Beirat.

6. Zusammenführung zur Roadmap und Konsultation:

Im letzten Schritt wurden die durch Beirat und Arbeitsgruppen abgestimmten Prozesse durch die Gutachter der ef.Ruhr GmbH zur „Roadmap Systemstabilität“ zusammengeführt. Die Ergebnisse sind in diesem Dokument in den Kapiteln 5, 6 und 7 erläutert.

In Kapitel 5 werden die einzelnen Prozesse genauer beschrieben. Außerdem werden die Prozessabhängigkeiten im Kontext des jeweiligen Themenfeldes, analog zur Einteilung der Arbeitsgruppen, beschrieben.

In Kapitel 6 werden die Prozesse aus verschiedenen Perspektiven dargestellt. Das umfasst die Prozessübersicht anhand definierter Teilziele, Handlungsfelder und verantwortlicher Institutionen. Außerdem erfolgt die Beschreibung aus übergreifender Perspektive mithilfe eines Meilensteinplans in Kapitel 7.

Bei der Finalisierung des hier vorliegenden Dokuments wurden abschließend die Rückmeldungen aus einer zweiwöchigen Kommentierungsphase berücksichtigt, die allen Teilnehmenden aus dem Beirat und den Arbeitsgruppen ermöglicht wurde.

Die Roadmap Systemstabilität ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg zur Erreichung eines sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien. Die Zusammenarbeit der verschiedenen Akteure an der Roadmap ist eine gute Grundlage für die Umsetzung der identifizierten Prozesse. Die Expertise und das Engagement aller Akteure waren und sind der entscheidende Beitrag, um die Ziele erreichen zu können. In Kapitel 8 wird genauer auf die Umsetzung der Roadmap eingegangen.

3 Technischer Hintergrund der Themenfelder

Die Zielstellung der Roadmap Systemstabilität, einen gesamtheitlichen Fahrplan zur Aufrechterhaltung eines sicheren und robusten Systembetriebs auch mit 100 % erneuerbaren Energien aufzustellen, bedingt, dass die vielfältigen Aspekte der Systemstabilität zusammen betrachtet werden müssen. Dies ist eine sehr komplexe Aufgabe, da bereits jeder Aspekt für sich genommen eine Vielzahl von komplexen Fragestellungen umfasst.

Die Einteilung der Themenfelder orientiert sich hierbei an heute gängigen Kategorien im Bereich der Stabilitätsanalysen. Um der breiten thematischen Spannweite aus der Gesamtperspektive gerecht zu werden, folgen in diesem Kapitel Kurzbeschreibungen der relevanten Stabilitätsaspekte. Der Fokus liegt dabei auf der leichten Verständlichkeit zur Einordnung der in Kapitel 5 beschriebenen identifizierten Prozesse und nicht auf der Darstellung technischer und physikalischer Details.

3.1 Frequenz

Für einen stabilen Systembetrieb müssen sich Stromerzeugung und -verbrauch jederzeit im Gleichgewicht befinden. Die Frequenz der Netzspannung dient hierbei als zentrale Kennzahl und reagiert unmittelbar auf Abweichungen zwischen Erzeugung und Last. Vereinfacht kann die Frequenzhaltung als Waage zwischen Erzeugung und Verbrauch dargestellt werden, die bei einem Ungleichgewicht in Schiefelage geraten kann, wie Abbildung 3.1 veranschaulicht.

Damit die Frequenz als stabil bezeichnet werden kann, muss sie in einem definierten Toleranzband von 200 mHz um den Sollwert von 50 Hertz gehalten werden. Dieser Sollwert bedeutet, dass sich die Grundschiwingung genau 50-mal pro Sekunde wiederholen muss. Das bedeutet gleichzeitig, dass eine Periode nicht länger oder kürzer als 0,02 Sekunden dauern darf. Da Verbrauch und Erzeugung kontinuierlich schwanken, pendelt auch die Frequenz im realen Betrieb innerhalb des Toleranzbandes von 200 mHz und liegt nicht konstant bei exakt 50 Hz.

In Abbildung 3.2 werden durch die Pfeile vereinfacht das Toleranzband und eine Frequenzabweichung visualisiert. Es existieren verschiedene technische Möglichkeiten, um einer Abweichung des Sollwertes zu begegnen. Dabei ist der für eine Reaktion erforderliche Zeitbereich ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal.

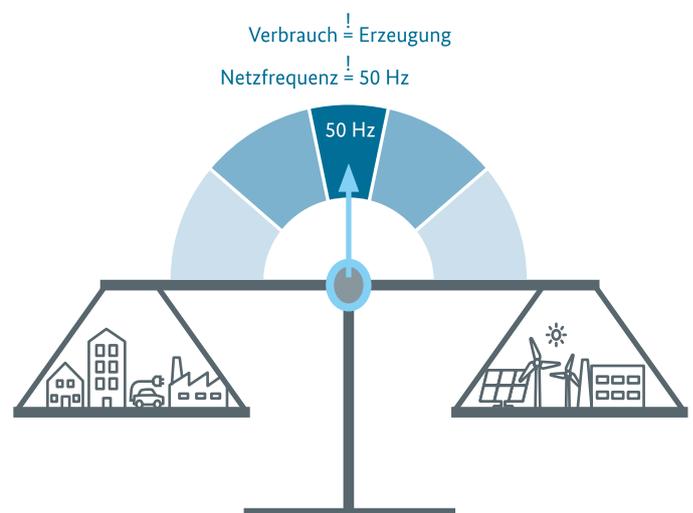


Abbildung 3.1: Frequenzhaltung als Waage zwischen Erzeugung und Verbrauch

Im Rahmen der Roadmap Systemstabilität liegt der Fokus der Betrachtungen vor allem auf dem Kurzzeitbereich. Konkret sind die Frequenzphänomene von wenigen Millisekunden bis wenige Sekunden nach einer Änderung relevant, weil diese in besonderer Weise von dem Wandel der Erzeugungsstruktur betroffen sind.

Vor allem die Momentanreserve, die eine instantane, also unverzögerte Reaktion auf ein Leistungsungleichgewicht darstellt und mit einer Frequenzänderung einhergeht, ist dabei von Bedeutung. Bis heute wird die benötigte Menge an Momentanreserve durch die anlageninhärente Trägheit von Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke bereitgestellt. Die drehenden Bestandteile dieser großen Generatoren wirken aufgrund ihrer Rotationsenergie wie ein Puffer gegen Frequenzabweichungen. Diese Fähigkeit kann u. a. durch erneuerbare Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher mit einem neuen, netzbildenden Stromrichterkonzept erbracht werden. Anlagen mit diesen neuen Eigenschaften werden im Ausland schon installiert. In Abschnitt 5.2.1 werden die Prozesse beschrieben, die im Zuge der Erarbeitung der Roadmap Systemstabilität zur Sicherstellung der Frequenzstabilität identifiziert wurden.

3.2 Spannung

Für einen stabilen Systembetrieb muss die Spannung im Netz jederzeit innerhalb der technischen Grenzwerte von meist $\pm 10\%$ gehalten werden, damit Netznutzer, wie große Industrieanlagen, aber genauso Haushaltselektrogeräte nicht gestört oder beschädigt werden. Vereinfacht ist das in Abbildung 3.2 dargestellt, in der die Pfeile einen bestimmten Bereich für die Höhe der Spannungsamplitude eingrenzen. Außerdem müssen Anlagen so ausgelegt werden, dass sie im Fall einer sprunghaften Spannungsabweichung infolge einer Störung für einen gewissen Zeitraum sicher und stabil am Netzanschlusspunkt verbleiben.

Analog zu den Frequenzaspekten muss bei der Spannung also ebenfalls zwischen Phänomenen mit unterschiedlichen Zeithorizonten unterschieden werden. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zwischen den Frequenz- und Spannungsaspekten ist hingegen die Regionalität. Während sich Frequenzabweichungen im gesamten kontinentaleuropäischen Synchrongebiet nahezu gleichermaßen ausbreiten, betreffen Spannungsabweichungen in der Regel nur begrenzte Netzbereiche und -ebenen.

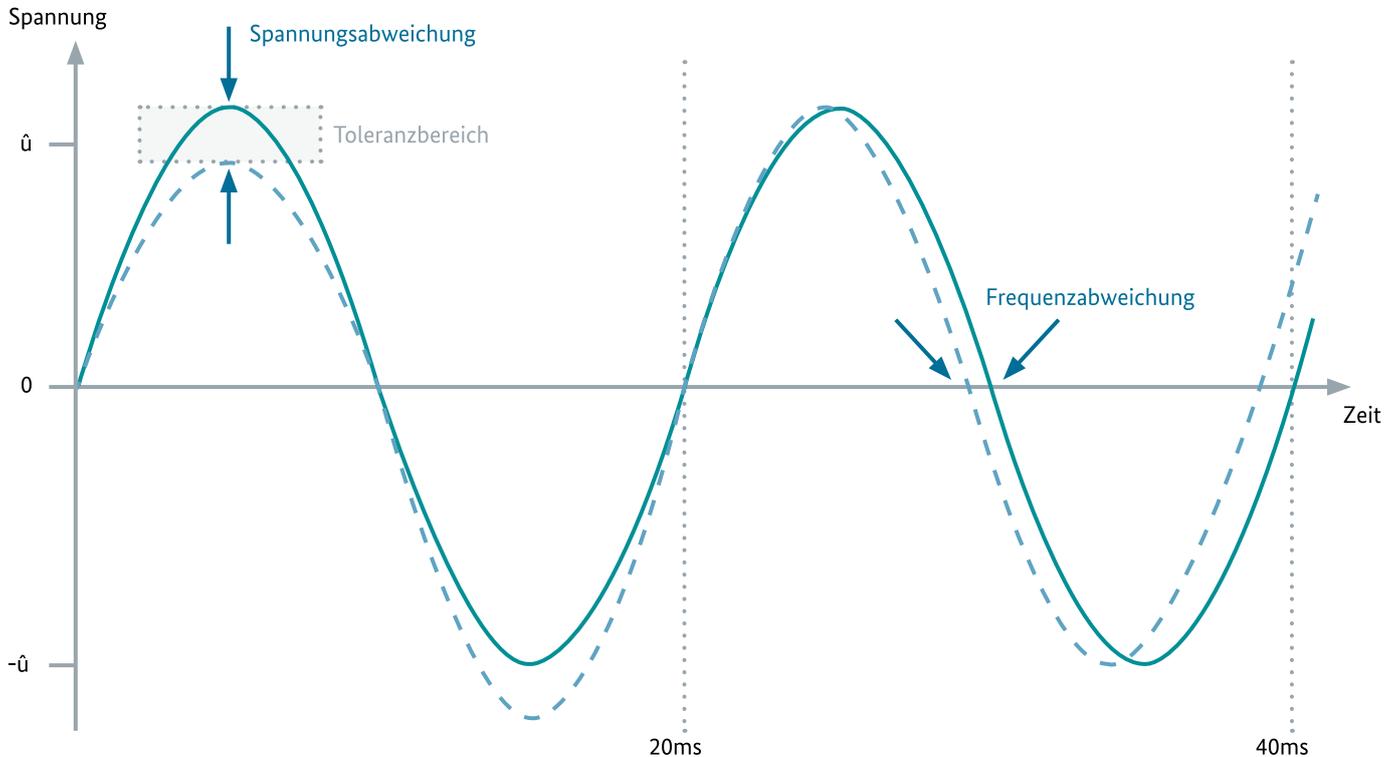


Abbildung 3.2: Spannungs- und Frequenzabweichung

Grundsätzlich existieren verschiedene Möglichkeiten, um die Spannungshaltung und -stabilität zu beeinflussen. Abhängig von der Ausprägung der zuvor erwähnten zeitlichen und räumlichen Dimension unterscheiden sich die Möglichkeiten in ihren Wirkprinzipien und ihrer ökonomischen Effizienz.

Im Rahmen der Roadmap Systemstabilität steht vor allem der Einfluss auf die Spannung durch die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur im Vordergrund. Im Übertragungsnetz wird die Spannungshaltung überwiegend durch den Blindleistungshaushalt sichergestellt. Im Verteilnetz hängt die Netzspannung hingegen auch von der Wirkleistungseinspeisung bzw. -abnahme ab. Somit beeinflusst der Wandel der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur sowohl die Blindleistungserbringung als auch die lokale Wirkleistungsbilanz im Verteilnetz im besonderen Maße.

Früher konnte die Aufgabe der Spannungshaltung größtenteils durch konventionelle Kraftwerke übernommen werden. Da diese in Zukunft aus dem System ausscheiden werden, müssen die neuen im Netz integrierten Anlagen dementsprechend ertüchtigt werden. Zudem sind durch die räumlich sehr unterschiedlichen Bedarfe an die Spannungshaltung erhebliche Koordinierungsmaßnahmen erforderlich. Die im Rahmen des Roadmap-Vorhabens identifizierten Prozesse, die es zur Gewährleistung der Spannungstabilität zu implementieren gilt, werden in Abschnitt 5.2.2 beschrieben.

3.3 Resonanzstabilität

In einem Wechselstromsystem können verschiedene Schwingkreise aus unterschiedlichen Netzkomponenten entstehen: zwischen verbauten Spulen und Kondensatoren, zwischen den rotierenden Massen von Generatoren und dem elektrischen Netz sowie zwischen Anlagenreglern von Stromrichtern. In einem Schwingkreis pendelt ein Signal, beispielsweise der Strom, hin und her. Wird diese Schwingung in einem bestimmten Takt angeregt, wird sie mit der Zeit kontinuierlich zunehmen. Resonanz ist, vereinfacht gesagt, diese Verstärkung einer Schwingung. In der Folge kann es zur Überlastung kommen.

Zur besseren Veranschaulichung dieses Phänomens hilft der Vergleich mit einer mechanischen Schwingung. Schwingt eine Person beispielsweise ein Seil in einem bestimmten Takt bzw. mit einer bestimmten Frequenz, wird die Bewegung des Seils immer stärker (siehe Abbildung 3.3). Nach kurzer Zeit kann die Schwingung so stark werden, dass das Seil unkontrollierbar wird. Diese Frequenz, die zum Aufschwingen des Systems führt, wird Resonanzfrequenz genannt.

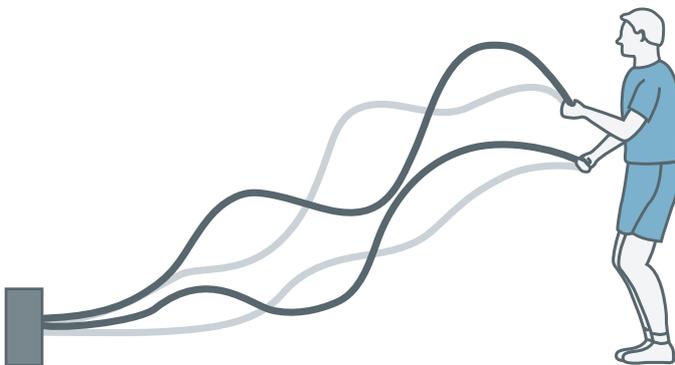


Abbildung 3.3: Beispiel eines sich aufschwingenden Systems

Dieses Phänomen kann analog (ungewollt) in elektrischen Schwingkreisen auftreten. Wird also beispielsweise der Schwingkreis aus Spule und Kondensator mit einem Strom in einer bestimmten Frequenz angeregt, kann das zu einer deutlichen Verstärkung des Stroms und schließlich zur Beschädigung der Komponenten führen. Die Spannungen und Ströme innerhalb der definierten technischen Grenzwerte und gegenüber diesen Verstärkungen stabil zu halten, wird Resonanzstabilität genannt. Auftretende Resonanzen sollen möglichst gut gedämpft werden. Mit der Zunahme von stromrichterbasierten Anlagen nehmen die Möglichkeiten für solche Wechselwirkungen zu. Die exakten Auswirkungen im Verbundsystem können aktuell noch nicht vollständig abgeschätzt werden. Als Gegenmaßnahmen können beispielsweise leistungselektronische Komponenten eingesetzt werden, die dämpfend wirken. Eine höhere Kurzschlussleistung wirkt sich ebenfalls positiv auf die Resonanzstabilität aus. Außerdem können zusätzliche Regelungsmechanismen implementiert werden, um destabilisierende Interaktionen zwischen den Reglern zu vermeiden.

Die im Zusammenhang mit der Resonanzstabilität identifizierten Prozesse werden in Abschnitt 5.2.3 erläutert.

3.4 Kurzschlussstrom

Als Kurzschlussstrom wird der Strom bezeichnet, der in einem System als Reaktion auf einen Kurzschluss fließt. Bei einem Kurzschluss sind zwei normalerweise gegeneinander isolierte spannungsführende Elemente mit einem Widerstand von nahezu 0 miteinander verbunden. Dadurch fällt auch die Spannung in diesem Schaltkreis auf nahezu 0 und es fließt ein sehr hoher Strom, der im ersten Moment ein Vielfaches des Nennstroms beträgt. Zur vereinfachten Anschauung sind in Abbildung 3.4 die Zusammenhänge zwischen Strom, Spannung und Widerstand dargestellt: Bei einem Kurzschluss entfällt der Widerstand, sodass der Strom ungehindert durch den Leiter fließen kann.

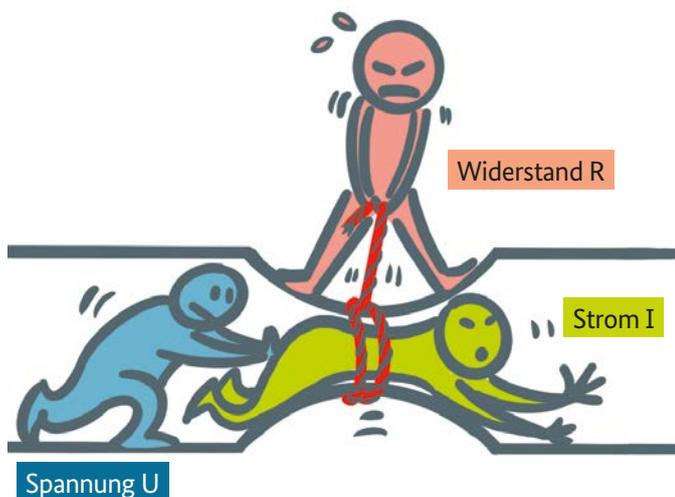


Abbildung 3.4: Zusammenhang zwischen Spannung, Strom und Widerstand

Im heutigen Stromsystem wird der Kurzschlussstrom von den Generatoren der konventionellen Kraftwerke gespeist. Fällt die Spannung lokal im Netz aufgrund eines Kurzschlussfalles ab, sinkt auch die Spannung am Anschlusspunkt des Generators. Da sich die Geschwindigkeit des Generators durch die Trägheit seiner Masse nicht direkt anpassen kann und damit zunächst eine unverändert hohe Spannung bei kleinerem Widerstand induziert wird, fließt ein deutlich höherer Strom (Kurzschlussstrom).

Einerseits können die starken Stromflüsse zur Erwärmung und im schlimmsten Fall zur Zerstörung der Komponenten führen. Andererseits stellen die erhöhten Ströme im Kurzschlussfall die Grundlage des Netzschutzkonzeptes dar. Schutz Einrichtungen können den höheren Stromfluss detektieren und die Fehlerstelle vom Netz trennen. So wird der kurzzeitige Spannungseinbruch lokal begrenzt. Deswegen muss der Kurzschlussstrom einen minimalen Schwellenwert aufweisen, damit die Schutzschalter auslösen können, gleichzeitig darf die Stromfestigkeit von den Betriebsmitteln nicht überschritten werden.

Die bisher üblicherweise an das Netz angeschlossenen Stromrichter weisen sogenannte netzfolgende Eigenschaften auf. Ihre Regelung ist so ausgelegt, dass ein konstanter³ Strom eingespeist wird und dass die Anlage sich vom Netz trennt, wenn der Spannungsfall zu groß wird bzw. zu lange andauert.

³ Konstant bezeichnet hier die konstante Amplitude einer sinusförmigen Wechselgröße.

Demgegenüber prägen netzbildende Stromrichter eine konstante Spannung ein. Sie können die Spannung bei Abweichungen träge nachführen und so spannungsstabilisierend wirken. Ein integrierter Speicher kann den notwendigen Puffer liefern, um instantan bei Ungleichgewichten zur Abmilderung von Frequenz- und Spannungsänderungen Energie ein- oder auszuspeisen. Im Unterschied zu einem großen Synchrongenerator werden hier die systemstabilisierenden Eigenschaften von vielen kleinen stromrichterbasierten Anlagen mit jeweils kleinen Energiespeichern übernommen. Ein Kurzschlussereignis stellt hier einen Sonderfall eines Spannungsfalles dar. Im Unterschied zu Synchrongeneratoren, die Kurzschlussströme von einem Vielfachen ihres Nennstromes einspeisen können, haben Stromrichter nur eine begrenzte Stromtragfähigkeit und können im Normalfall lediglich Kurzschlussstrombeiträge in Höhe ihres Nennstromes liefern.

Das klimaneutrale Stromsystem (gemäß Zielbild) wird durch stromrichtergekoppelte Anlagen dominiert werden und der Anteil an Synchrongeneratoren im Stromsystem wird abnehmen. Deshalb muss geprüft werden, ob Kurzschlussstrombeiträge aus alternativen Quellen notwendig werden. Zur Verstärkung des Beitrages von netzbildenden Stromrichtern können beispielsweise Transformatoren oder auch rotierende Phasenschieber eingesetzt werden.

In der Praxis wird anstelle des Kurzschlussstroms oft von der Kurzschlussleistung gesprochen. Die Kurzschlussleistung ist eine fiktive Größe und ein Maß für die Stärke eines Netzes.

In Abschnitt 5.2.4 werden die Prozesse beschrieben, die im Zuge der Erarbeitung der Roadmap Systemstabilität zum Kurzschlussstrombeitrag identifiziert wurden.

3.5 Winkelstabilität

Die Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke rotieren mit der gleichen Geschwindigkeit, mit der sich die Wechselspannung im Netz ändert: die mechanische Drehfrequenz der Generatoren und die Netzfrequenz sind dabei synchron (50 Hz). Der Synchronismus besteht genauer darin, dass im Generator das elektromagnetische Moment des Stators in gegensätzlicher Richtung genauso groß ist wie das mechanische Moment des Rotors. Verändert sich die Last, beschleunigt bzw. bremst der Generator und damit verändert sich auch der Polradwinkel. Dadurch verändert sich wiederum der Winkel zwischen den magnetischen Drehfeldern von Stator und Rotor. Diese Winkelveränderung wird durch den Polradwinkel beschrieben und muss stabil gehalten werden. Wird er zu groß, gerät die Maschine aus dem Takt und kann nicht in einen stabilen Arbeitspunkt zurückgeführt werden. Beschleunigen mehrere Generatoren gemeinsam, bleiben sie untereinander im Takt, verlieren aber den Synchronismus zum System. Der Synchronismus kann also zwischen einem Generator und dem System oder zwischen Generatorgruppen verloren gehen.

Winkelstabilität in einem konventionellen Stromsystem beschreibt die Fähigkeit des Synchrongenerators, den Synchronismus mit dem Netz unter normalen Betriebsbedingungen aufrechtzuerhalten (statische Stabilität) bzw. nach Störungen wiederherstellen zu können (transiente Stabilität). Störungen können beispielsweise große Laständerungen oder Kurzschlüsse sein.

Analog zur Resonanz lässt sich die Winkelstabilität anhand eines Beispiels aus der Mechanik vereinfachend darstellen: Spannt man eine Kutsche mit einer Feder an ein Pferd, zieht sich die Feder bei Antritt auseinander (Abbildung 3.5). Erhöht sich das Gewicht der Kutsche beispielsweise durch zugestiegene Passagiere, zieht sich die Feder weiter auseinander, wenn das Pferd daran zieht. Analog wird der Winkel zwischen dem Moment des Rotors und dem Moment des Stators bei zunehmender Last größer. Wie die Feder kann auch der Synchrongenerator nur eine bestimmte zusätzliche Last abfedern. Der Polradwinkel ist damit die begrenzende Größe für die Trägheitsbereitstellung durch Synchrongeneratoren.

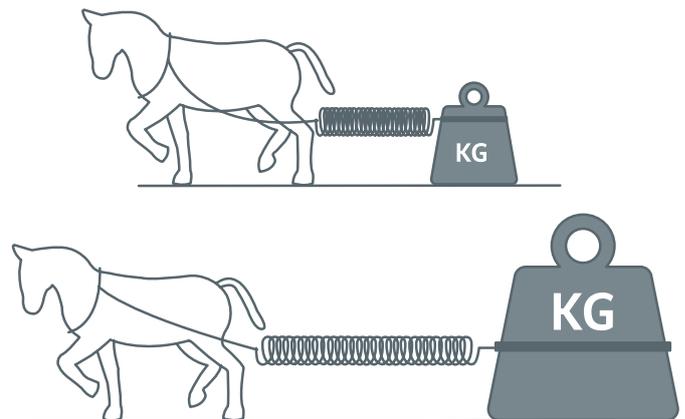


Abbildung 3.5: Eine Analogie für Winkelstabilität

Stromrichtergekoppelte Anlagen weisen keine direkte mechanische Kopplung mit dem Netz auf. Mit dem Rückgang der Synchrongeneratoren muss das bisher durch ihre rotierenden Massen bereitgestellte dämpfende Moment durch andere Netznutzer und Netzbetriebsmittel ersetzt werden, damit derzeit beherrschbare Störungs- und Belastungssituationen auch zukünftig nicht zum Verlust des Synchronismus führen werden. Analog zum Synchrongenerator gibt es auch bei Stromrichtern einen maximalen Winkel zwischen der inneren

Stromrichterspannung und der Klemmspannung an einem entfernten Bezugspunkt, der nicht überschritten werden darf. Außerdem ist die Stromstärke, die von den Halbleitern geführt werden kann, eine begrenzende Größe.

Die Herausforderung für das zukünftige Stromsystem besteht damit einerseits in einer winkelstabilisierenden Fähigkeit durch Stromrichter und andererseits in der Aufrechterhaltung der Winkelstabilität der verbleibenden rotierenden Stromerzeuger und -verbraucher.

Der Abschnitt 5.2.5 befasst sich mit den Prozessen zur Winkelstabilität, die im Rahmen der Roadmap Systemstabilität identifiziert wurden.

3.6 Betriebsführung und Netz- und Versorgungswiederaufbau

Das Stromsystem kann als resilient bezeichnet werden, wenn die Grundstruktur und die Funktion des Netzes bewahrt und im Fall einer extremen Störung, z. B. aufgrund einer Wetterkatastrophe, wiederhergestellt werden kann. In der Abbildung 3.6 sind schematisch die genannten Netzzustände entlang eines Störungsverlaufs dargestellt. Nach dieser Definition⁴ des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informatik e. V. (VDE) kann die Resilienz zudem anhand von drei Komponenten beschrieben werden.

1. Robustheit: Die erste Komponente ist die Robustheit. Das umfasst die Widerstandsfähigkeit von Betriebsmitteln im Normalzustand unter Einhaltung des sogenannten (n-1)-Kriteriums. Nach diesem Prinzip wird im Normalzustand (n-0)-Zustand eine Sicherheitsmarge für mögliche Störfälle

berücksichtigt, sodass jeweils ein Netzelement ohne direkte Folge ausfallen darf. Der Zustand nach einem Ausfall wird dann als (n-1)-Zustand bezeichnet. Durch diese Redundanz in der Systemauslegung wird z. B. beim Ausfall einer Freileitung die Funktionalität des Stromsystems nicht unzulässig beeinträchtigt.

2. Anpassungsfähigkeit: Die zweite Komponente der Resilienz ist die Anpassungsfähigkeit. Kommt es zu einem (n-1)-Fall, d. h., ein Betriebsmittel fällt aus, geht das System in den gefährdeten Zustand über. Wie im Normalzustand werden alle technischen Grenzwerte im (n-1)-Fall noch eingehalten. Dennoch müssen unverzüglich Maßnahmen ergriffen werden, um das ursprüngliche Sicherheitsniveau, also den Normalzustand, wiederherzustellen. Ist dies aufgrund der Schwere einer Störung nicht möglich und kommt es zu technischen Grenzwertverletzungen, beispielsweise aufgrund eines weiteren Betriebsmittelausfalls, gerät das System in den Notzustand. Um die Gefahr von unkontrollierten, kaskadierenden Versorgungsausfällen zu reduzieren, werden im Rahmen des Systemschutzplans Letztmaßnahmen für den Notzustand definiert und beim Eintritt aktiviert. Geraten z. B. die Erzeugung und der Verbrauch trotz des Einsatzes von Regelenergie in ein signifikantes Ungleichgewicht, sodass es zu einem kritischen Frequenzfall kommt, werden als letzte Gegenmaßnahme Verbraucher vom Netz getrennt. Welche Verbraucher abgeschaltet werden, wird danach entschieden, wo die Reduktion des Stromverbrauchs am wirksamsten ist.

⁴ <https://www.vde.com/resource/blob/2032350/0a72402482510621ee1096baa8586490/resilienzversorgungsnetze-etg-dvgw-data.pdf>

3. Erholungsfähigkeit: Die dritte Komponente ist die Erholungsfähigkeit. Reichen die Maßnahmen im Systemschutzplan nicht aus, um das System in einem stabilen Gleichgewicht zu fangen, kann es zu einem regional begrenzten oder kompletten Zusammenbruch des Netzes kommen (Blackout). Diese Fälle sind äußerst selten und sollen mit allen sinnvoll verfügbaren Mitteln vermieden werden. Kommt es jedoch dennoch zu einem solchen Fall, muss der Wiederaufbau kontrolliert und koordiniert durchgeführt werden können. Für diesen Zweck existieren entsprechende Wiederaufbaupläne.

Netz- und Versorgungsaufbau

Das Vorgehen beim Wiederaufbau nach einem Blackout gliedert sich grob in die beiden Phasen Netz-wiederaufbau und Versorgungswiederaufbau: In der ersten Phase ist das priorisierte Ziel, das Übertragungsnetz wieder unter Spannung zu setzen und ausreichend Systemdienstleistungen verfügbar zu machen (Netz-wiederaufbau). In der anschließenden zweiten Phase werden Erzeugung und Verbrauch sukzessive wieder zugeschaltet (Versorgungswiederaufbau). Dafür ist ein koordiniertes Vorgehen zwischen den Netzbetreibern sowie die Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen im Verteilnetz notwendig. In Abschnitt 5.2.7 werden die in der Roadmap Systemstabilität identifizierten Prozesse beschrieben, die im Bereich des Netz- und Versorgungswiederaufbaus zukünftig etabliert werden müssen.

Betriebsführung

Dem Bereich der Betriebsführung werden insbesondere die organisatorischen und operativen Aspekte und Aufgaben zugeordnet, die die Netzbetreiber zur Gewährleistung eines sicheren und resilienten Netzbetriebs berücksichtigen müssen. Praktisch setzt die Betriebsführung die Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) an den Betrieb von Energieversorgungsnetzen (§ 11 EnWG) um. Dazu zählen explizit auch die Koordinationsfunktionen, die zur Einhaltung der in diesem Kapitel beschriebenen Aspekte der Systemsicherheit und Stabilität notwendig sind. Die in der Roadmap Systemstabilität identifizierten Prozesse im Bereich der Betriebsführung werden in Abschnitt 5.2.6 beschrieben.

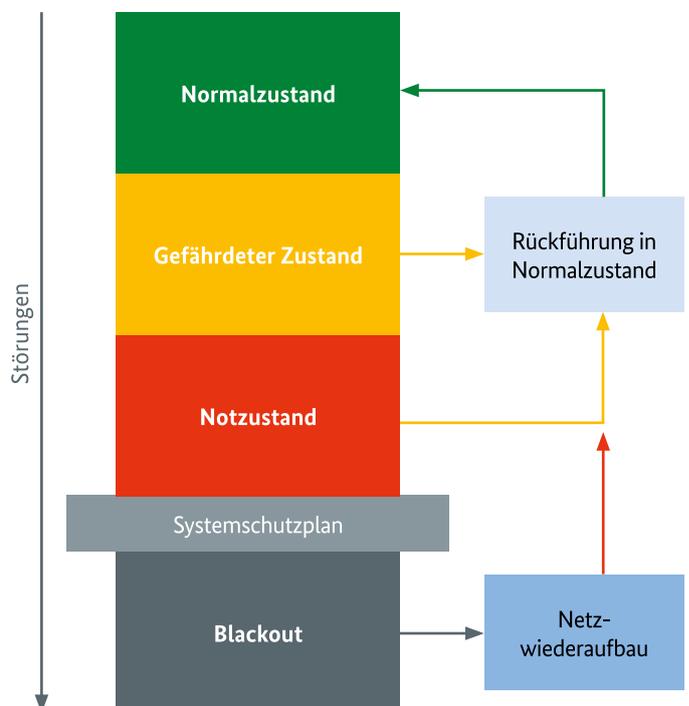


Abbildung 3.6: Systemzustände entlang eines Störungsverlaufes

4 Zielbild und Herausforderungen

Das Zielbild der Roadmap Systemstabilität beschreibt generisch das zukünftige Stromversorgungssystem bzw. die Herausforderungen für einen sicheren und robusten Netzbetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien. Aufgrund der Vielzahl an Prognoseunsicherheiten ist dies unabhängig von der exakten zukünftigen Zusammensetzung des Kraftwerksparks zu verstehen. Themen der marktlichen Versorgungssicherheit oder des Netzausbaus sind zwar ebenfalls essenziell für die zukünftige Stromversorgung, die Roadmap Systemstabilität legt den Fokus allerdings auf die technischen Stabilitätsthemen und einen sicheren Netzbetrieb. Das Zielbild soll deshalb keine quantitativen Aussagen zu technologiespezifischen Erzeugungs- oder Speicherkapazitäten machen.

In diesem Zielbild werden notwendige Funktionalitäten des Stromversorgungssystems und sogenannte „Auslöser“ für SDL ermittelt. Zudem werden grundsätzlich notwendige Netznutzereigenschaften zum Erhalt der Systemstabilität diskutiert. Im Folgenden sind für die relevanten Bereiche die Zielaspekte zunächst allgemein beschrieben und anschließend die damit verbundenen Herausforderungen aufgezählt. Eine kompakte und vereinfachte Darstellung des Zielbildes ist in Abbildung 4.1 zu sehen.



Abbildung 4.1: Zielbild kompakt

Erneuerbare und Stromrichter

Wind- und Solarenergie sind zukünftig die tragenden Säulen der Stromerzeugung. Diese sind über Stromrichter an das Stromnetz angeschlossen. Das System kann mit 100 % erneuerbaren Energien auch ohne konventionelle Kraftwerke stabil betrieben werden. Stromrichterbasierte Anlagen leisten einen essenziellen Beitrag zur Systemstabilität. Es sind jederzeit eine ausreichend große Momentanreserve, Kurzschlussstrom und Kurzschlussleistung⁵ auch aus netzbildenden Anlagen verfügbar. Die dynamische Spannungsregelung bzw. die dynamische Bereitstellung von Blindleistung zur Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität ist gewährleistet.

Die Netzqualitätskriterien hinsichtlich Höhe, Kurvenform, Frequenz und Symmetrie werden erfüllt, um die Spannungsqualität weiterhin auf einem hohen Niveau zu halten.

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Der Rückgang von Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren und die Zunahme von stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen erfordern die Anpassung der Technischen Netzanschlussregeln (TAR) sowie neue Konzepte, Prozesse und Tools für den Netzbetrieb. Im Mittelpunkt stehen dabei die Systemstabilität im Normalbetrieb sowie das Beherrschen von definierten Netzstörungen.
- Stromrichter besitzen im Vergleich zu Synchrongeneratoren zwar andere Hardware-technische Grenzen, bieten aber aufgrund des Software-bestimmten Verhaltens größere Spielräume in ihrer Regelung. Um ein systemstabilisierendes Stromrichterverhalten zu erreichen, muss die Nutzung dieser Freiheiten explizit definiert und die korrekte Umsetzung prüfbar gemacht werden.
- Eine zentrale Herausforderung ist die Systemstabilität (im Kurzzeitbereich) unter Berücksichtigung einer zunehmenden Reduzierung der Systemträgheit (Trägheit der konventionellen Kraftwerke und synchron betriebener Verbraucher) sowie der Zunahme an potenziell kritischen Systemzuständen (beispielsweise System-Split in Zeiten hoher Transite).
- Aufgrund der abnehmenden Systemträgheit und der abnehmenden – bisher inhärenten – Frequenzabhängigkeit der Verbraucher und des zeitgleich steigenden Bedarfs müssen alle verfügbaren Quellen für die Bereitstellung der Momentanreserve in Betracht gezogen werden. Hierbei wird insbesondere der Beitrag von stromrichtergekoppelten Anlagen eine entscheidende Rolle spielen. Kenngrößen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern müssen neu aufeinander abgestimmt werden.

⁵ Die Kurzschlussleistung ist ein Maß für die Stärke oder Spannungssensitivität eines Netzes. Eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung ist u. a. notwendig, damit Fehler und Kurzschlüsse im Netz von Schutzgeräten auch eindeutig erkannt werden können. Andererseits darf die Kurzschlussleistung nicht zu hoch sein, damit Leistungsschalter noch sicher schalten können.

- Der Betrieb stromrichterbasierter Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen mit netzfolgender Regelung basiert auf dem regionalen Vorhandensein einer stabilen Spannung bzw. eines ausreichend großen Kurzschlussverhältnisses (SCR⁶) am Netzanschlusspunkt. Um dieses SCR sicherzustellen, ist die Verfügbarkeit einer ausreichend großen Kurzschlussleistung zu jeder Zeit obligatorisch. Anforderungen an eine dynamische Spannungsregelung bzw. die dynamische Bereitstellung von Blindstrom zur Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität müssen definiert werden. Zudem gilt es zu prüfen, ob neue Konzepte für den Netzschutz erforderlich werden, bzw. gilt es sicherzustellen, dass die existierenden Netzschutzkonzepte nicht beeinträchtigt werden. Unter Umständen kann auch eine zu hohe Kurzschlussleistung kritisch werden, wenn zu viele netzbildende Stromrichter an einem Netzknoten aktiv sind.
- In Zukunft muss für die Kurzschlussleistung eine Vielzahl an Teilaspekten, wie z. B. Stärke des Netzanschlusspunktes, Schutzauslösung, Senke für Oberschwingungen, Ausbreitung von Störungen (Spannungstrichter), separat betrachtet und dafür geeignete Bewertungsgrößen definiert werden.
- Das technische Potenzial der über Stromrichter angebundenen Anlagen zur Erbringung von SDL muss in allen Teilfeldern weiter erschlossen werden.
- Bei der Bereitstellung von SDL muss unter Berücksichtigung des Bedarfs bzw. der System-sicherheit eine volkswirtschaftlich effiziente Erschließung von Beschaffungsformen für Kapazität, Vorhaltung und Abruf gefunden werden. Diese kann sowohl verpflichtend beispielsweise über Mindestanforderungen, durch marktliche Elemente oder durch vollständig integrierte Netzkomponenten (VINK) sowie in geeigneter Kombination aller Optionen erfolgen, auch spannungsebenenübergreifend. Je nach Ausgestaltung und Verfügbarkeit von kostengünstigen Alternativen sind entsprechende Anreizsysteme auszugestalten. Damit können beispielsweise zusätzliche Potenziale der über Stromrichter angebundenen Anlagen erschlossen werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass je nach Allokation der Anlagen in den verschiedenen Netzebenen Folgekosten für die Ertüchtigung der Netze entstehen können, die in die volkswirtschaftliche Betrachtung einbezogen werden müssen.
- Potenzielles Aufschwingen (Leistungsszillation bzw. Frequenz- und Leistungspendelungen) von vielen dezentralen Regelungen bzw. Stromrichtern gilt es durch entsprechende Regelungskonzepte oder Dämpfungsmaßnahmen zu vermeiden.

6 Engl. Short-Circuit-Ratio (SCR)

SYSTEM-SPLIT

In Kontinentaleuropa sind die Stromnetze elektrisch zu einem Synchrongebiet verbunden. Eine schwere Störung kann dazu führen, dass sich das Verbundnetz in Teilnetze aufspaltet – ein sogenannter System-Split. Zuletzt kam es am 24. Juli 2021, am 8. Januar 2021 und davor am 4. November 2006 zu einem solchen Ereignis. Bei der Systemauftrennung 2006, der sogenannten Emslandstörung, kam es zur ungewollten Bildung von drei Teilnetzen, wie in Abbildung 4.2 zu sehen.

In den entstehenden Teilnetzen treten sprunghaft Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch auf. Das jeweilige Ungleichgewicht ist davon abhängig, wie hoch der Wirkleistungsaustausch mit den anderen Teilgebieten vor dem Störfall war und wo sich das Verbundnetz auftrennt. Damit sich die Teilnetze in sicheren und stabilen Betriebspunkten fangen können, muss u. a. genügend Momentanreserve vorhanden sein.

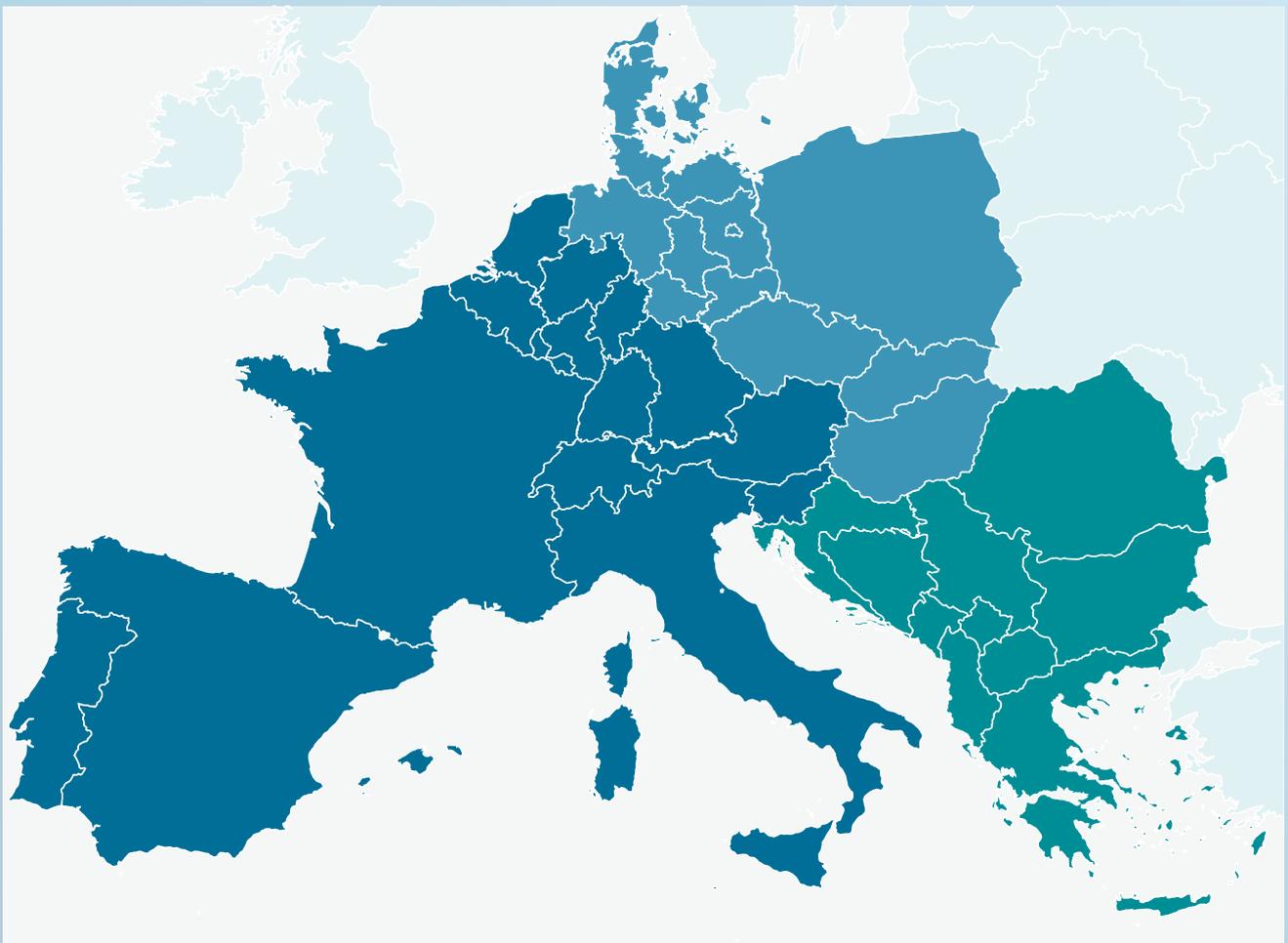


Abbildung 4.2: System-Split 2006

Verlagerung und Dezentralisierung

Im Übertragungsnetz stehen die zentralen Erzeugungskapazitäten und deren Potenziale für die Erbringung von SDL nicht mehr im bisherigen Umfang zur Verfügung. Die Systemstabilität wird daher maßgeblich von den Eigenschaften der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen im Verteilnetz bestimmt. Potenziell erforderliche SDL können bzw. müssen effizient durch die hohe Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher im Verteilnetz erbracht werden.

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Durch eine zunehmende Anzahl an Anlagen und die Notwendigkeit, SDL aus dem Verteilnetz bereitzustellen, steigen die Komplexität der Betriebsführung und die Anforderungen an die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern sowie insbesondere auch an die (automatisierte) Kommunikation.
- Aus der Dezentralisierung der Anlagenstruktur können Veränderungen der statischen und dynamischen Charakteristiken des Netzsystems resultieren. Potenziell können Interaktionen aufgrund einer hohen Anzahl von Stromrichtern in geringer elektrischer Distanz auftreten. Eine lokale Begrenzung und Dämpfung der Interaktionen durch eine robuste System- und Anlagenauslegung sowie das Erkennen von Interaktionen müssen sichergestellt sein.

Netz- und Versorgungswiederaufbau

Der Wiederaufbau erfolgt unter Einbezug einer hohen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher im Verteilnetz. Der Nachweis und das Testen von Komponentenmerkmalen und Teilsystemverhalten sowie das Üben von Prozessen und Abläufen im Zusammenspiel aller Akteure unter den neuen Rahmenbedingungen des Wiederaufbaus sichern die Handlungsfähigkeit im Bedarfsfall und sind als integraler Bestandteil des Regelbetriebs implementiert. Synergien von Prozessen zwischen Normalbetrieb und Wiederaufbau sind etabliert.

Ein nationales Rumpfnetz auf Übertragungsnetzebene wird durch die nationalen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) so früh wie möglich im Prozess aufgebaut, um den überregionalen Transport von Energie möglichst schnell freizuschalten und das deutsche Übertragungsnetz möglichst frühzeitig wieder in das europäische Verbundsystem einzugliedern. Für die Wiederversorgung der Kunden im zunächst sub-/nationalen Versorgungswiederaufbau stehen auch in dargebotsschwachen Zeiten gesicherte Leistung und Energie im benötigten Umfang hinreichend schnell zur Verfügung. Es existieren klare Maßgaben zur Priorisierung der Versorgung und zur Solidarität der Versorgung zwischen Regionen, sobald netz- und systemtechnische Erfordernisse nicht mehr dominant sind.

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Ein geeignetes Beschaffungskonzept ermöglicht es, dass jedem ÜNB in adäquater Anzahl, Verteilung und Redundanz schwarzstartfähige Anlagen für den Netzwiederaufbau zur Verfügung stehen. Die Schwarzstartanlagen bevorrateten Energie in adäquatem Umfang.

- Aufgrund der fluktuierenden Leistungsbereitstellung der Erneuerbare-Energien-Anlagen sind geeignete definierte Anforderungen für ihre Einbindung in Wiederaufbaukonzepte erforderlich.
- Die schwarzfallfeste Kommunikation und Koordination zwischen bestimmten Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen und Netzbetreibern muss gesichert sein.
- Die Rollen und Aufgaben der ÜNB und Verteilnetzbetreiber (VNB) im Netz- und Versorgungsaufbau müssen der zunehmenden Dezentralität der Erzeugung Rechnung tragen und weiterentwickelt werden. Der zügige Versorgungswiederaufbau in allen Verteilnetzen erfolgt unter der Koordinierung der ÜNB. Es existiert eine geeignete Schnittstelle zu den nachgelagerten VNB. Der ÜNB ist über die aktuelle Situation und Potenziale in den Verteilnetzen informiert.
- Erneuerbare-Energien-Anlagen, die über netzbildende Stromrichter in das Verteilnetz einspeisen, müssen einen essenziellen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Ihre Fähigkeit, Teilnetze zu betreiben, kann für den robusten Betrieb von Inselnetzen im Verteilnetz bei Störungen nutzbar gemacht werden. Hierzu muss u. a. eine ausreichende Frequenz- und Spannungsregelfähigkeit in den Netzinseln vorhanden sein. Im Verteilnetz müssen Aggregationssysteme etabliert werden, die insbesondere im Netz- und Versorgungswiederaufbau eine Beteiligung der Vielzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern am Wirkleistungsmanagement ermöglichen (z. B. Netzregler im Verteilnetz, Flächenkraftwerk etc.).

Leistungsschwankungen

Schwankungen der Leistung, beispielsweise aufgrund überregionaler Leistungsansätze und extremer Schwankungen der Umweltbedingungen, sowie Leistungssprünge aufgrund marktlichem Verhaltens werden beherrscht. Diese werden in Zukunft vor allem durch eine höhere Fluktuation und Regionalität der Erzeugung bedingt, aber auch durch verändertes Verbraucherverhalten.

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Durch eine hohe installierte Leistung von PV- und Windanlagen kommt es zu großen Gradienten bei Sonnenauf- und -untergang sowie Windfronten, die bei heutiger zeitlicher Auflösung der marktlichen Produkte (1/4 h) zu großen Regelleistungsbedarfen führen können.
- Die potenziell hohe Gleichzeitigkeit von Leistungssprüngen von Anlagen mit leistungselektronischen Stromrichtern bei Beginn und Ende der marktlichen Einspeisung („Stundensprünge“) muss beherrscht werden. Eine Gleichzeitigkeit von Leistungssprüngen kann auch durch das An- und Abfahren von Windkraftanlagen beispielsweise aufgrund von Immissionsschutzauflagen entstehen. Sie müssen im Vorhinein vermieden oder begrenzt werden. Es entstehen zusätzliche Bedarfe für wirksame Rampenvorgaben für zulässige Leistungsgradienten.
- Durch höhere Leistungsschwankungen entstehen zusätzliche lokale Bedarfe für dynamische Blindleistung zur Spannungshaltung und -stabilisierung. Währenddessen sinkt der Anteil der konventionellen Kraftwerke für die Bereitstellung der dynamischen Blindleistung.

Leistungsansite

Trotz zunehmender regionaler und überregionaler Leistungsansite ist die Systemstabilität auch im Fall von schweren Systemstörungen wie System-Splits gewährleistet. Für die Vielzahl möglicher Netzstörungen werden repräsentative Auslegungsfälle definiert. Anhand dieser kann eine Bedarfsbestimmung für die Wahrung der Systemstabilität erfolgen.

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Die Beherrschung eines Ausfalls höherer, europaweiter Leistungsansite führt zu einem deutlich höheren Bedarf an Momentanreserve als der normative Ausfall. Der Momentanreservebedarf für diesen Fall muss ermittelt werden. Weiter muss ermittelt werden, welche Stabilisierungsmechanismen die Momentanreserve dann ablösen. Hier soll eine sinnvolle Mischung schneller Regelleistung, des LFSM⁷ und des Lastabwurfs ermittelt werden.
- Die Anforderungen zur Sicherstellung der Stabilität betreffen das gesamte europäische Verbundsystem. Dies erfordert die Abstimmung der Systemparameter wie z. B. Momentanreserve, Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten, Spannungsregelung, Schutz- und Regelkonzepte, wie auch eine übergreifende Koordination.
- Die Bedeutung der Primärregelung von frequenzabhängigen Verbrauchs- und Erzeugungsregelungen bei Über- und Unterfrequenz wird zunehmend wichtiger.

Optimierung und Höherauslastung der Netze

Der Transportbedarf in den Stromnetzen erhöht sich und wird aufgrund von marktbasierter überregionaler Leistungsansite, Sektorenkopplung oder der Dezentralisierung volatiler. Neben der Beschleunigung des notwendigen Netzausbaus wird das Bestandsnetz höher und gleichzeitig sicher ausgelastet (beispielsweise mittels Lastflusssteuerung, kurativen Netzbetriebs, witterungshängigen Freileitungsbetriebs, dynamischer Stabilitätsanalysen etc.).

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Es ist zu prüfen, welche Zielvorgabe die langfristige Netzplanung zu verfolgen hat und welcher Anteil (z. B. an zu erwartenden Engpässen) über Betriebsführungsansätze bei gleichbleibender Systemsicherheit und Robustheit abgedeckt werden kann bzw. abzudecken ist.
- Der statische und dynamische Blindleistungsbedarf der Netze nimmt durch die stärkere Belastung der Leitungssysteme deutlich zu. Die koordinierte Blindleistungsregelung wird daher zunehmend wichtiger. Statische und dynamische Blindleistungsquellen müssen zu jeder Zeit zur Verfügung stehen.
- Die Anforderungen an die Betriebsführung und die netzebenen- und regelzonenübergreifende Zusammenarbeit nehmen deutlich zu.
- Kurative Betriebsführung soll stufenweise und auf unterschiedlichen Netzebenen eingeführt werden und die bestehenden Engpassmanagementprozesse ergänzen.

⁷ Engl. Limited Frequency Sensitive Mode - Über-/Unterfrequenzregelung

Sektorenkopplung, Digitalisierung und Flexibilisierung

Alle relevanten Erzeugungs- und (regelbaren) Verbrauchsanlagen, Speicher und Netzbetriebsmittel auf allen Spannungsebenen sind über eine sichere IKT-Infrastruktur angebunden und können netzdienlich eingesetzt werden. Eine Kopplung mit anderen Energiesektoren wird unterstützt und Synergien ermöglicht. Die Potenziale der Digitalisierung und Flexibilisierung werden aktiv genutzt.

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Der Betrieb des Stromnetzes erfordert die Ausnutzung von Flexibilität, insbesondere in den Verteilnetzen. Dazu muss so viel flexible Leistung wie möglich steuerbar gemacht werden. Eine geeignete und sichere IT-Kommunikation muss dafür zur Verfügung stehen.
- Durch den Einsatz von netzdienlicher Flexibilität können der Netzbetrieb unterstützt und Netzkapazitäten im Verteilnetz optimiert genutzt werden. Hierfür müssen planerische und regulatorische Voraussetzungen geschaffen und Zielkonflikte mit dem Energiemarkt gelöst werden.
- Um Flexibilität präventiv und kurativ (Spitzenkappung, Redispatch, § 14a EnWG etc.) sicher abrufen zu können, nimmt die Komplexität der Betriebsführung zu. Insbesondere in Störungssituationen erhöht sich dabei der Kommunikationsbedarf zwischen den Netzebenen.
- Neue Verbraucher können insbesondere bei reiner marktlicher Optimierung lokal zu hohen Leistungsspitzen führen.

- Für die Nutzung von Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen und Power-to-X-Anlagen bedarf es zur Erbringung von SDL weiter gehender technischer Spezifikationen.
- Sowohl der Netzanschlusspunkt als auch das Anlagenverhalten von Elektrolyseuren muss so ausgelegt werden, dass auch bei hohen Elektrolyseleistungen und Volllaststunden die Systemstabilität stets sichergestellt ist.

Cyber-physische Resilienz

Der Systembetrieb ist resilient gegenüber Störungen der IKT-Infrastruktur, der primärtechnischen Hardware und der Schutzsysteme. Robuste Regelungs- und Kommunikationskonzepte sichern gegen Cyberangriffe und andere Störungen in den IT-Systemen ab.

Herausforderungen, die mit diesem Bereich verbunden sind:

- Die Robustheit bei Störungen der IKT-Infrastruktur wird in allen Bereichen des Energiesystems wichtiger. Zur Beherrschung der Folgen von Cyberangriffen und großflächigen IT-Problemen muss das System mit dem Ausfall der Kommunikation zu einer Vielzahl von Netznutzern umgehen können (Security by Design). Eine hohe Resilienz des Energiesystems muss gegeben sein.
- Im Fehlerfall (z. B. Ausfall der Kommunikation) braucht es für alle systemrelevanten Prozesse und Tools Rückfallebenen, die temporär einen eingeschränkten, aber weiter stabilen Systembetrieb erlauben. Der mindestens sicherzustellende Versorgungsumfang für diesen eingeschränkten Systembetrieb bestimmt Art und Umfang der Reserven und SDL.

5 Identifizierte Stabilitätsprozesse

Im Folgenden werden die identifizierten Stabilitätsprozesse vorgestellt. Diese wurden entlang der Themenfelder Frequenz, Spannung, Resonanzstabilität, Kurzschlussstrom, Winkelstabilität, Betriebsführung sowie Netz- und Versorgungswiederaufbau abgeleitet. Zudem wurden verbindende Prozesse der Systemstabilität abgeleitet, welche Handlungsfelder adressieren, die themenfeldübergreifend und -verbindend sowie teilweise übergeordnet einzustufen sind.

Prozess

Der Prozessbegriff in diesem Dokument umfasst entweder einen neu zu etablierenden Prozess oder die Weiterentwicklung bzw. Anpassung eines bestehenden Prozesses. Die Roadmap macht keine Angaben oder Vorgaben zur Umsetzung der Prozesse. Der Fokus liegt auf der strukturierten Darstellung, wer der Prozesskoordinator, d. h. Initiator des Prozesses, ist, wann der Prozess gestartet werden soll, welche Prozessdauer erwartet wird sowie welches Handlungsfeld der Prozess adressieren soll.

Die Prozesse wurden aus relevanten Fragestellungen und korrespondierenden Handlungsbedarfen der einzelnen Themengebiete abgeleitet. Diese wurden von Expertinnen und Experten in themenspezifischen Arbeitsgruppen erarbeitet. Die Fragestellungen und Handlungsbedarfe, die den Prozessen zugrunde liegen, können den begleitenden Themenpapieren (vgl. Abschnitt 2.3) entnommen werden. Die Themenpapiere skizzieren den Diskussionsstand der Arbeitsgruppen als Vorbereitung zur Erstellung der Roadmap.

Prozesskoordination

Neben der prozesskoordinierenden Institution, also dem Initiator, können noch weitere Stakeholder am jeweiligen Prozess beteiligt sein. Je nach Prozess ist es möglich, dass die größte inhaltliche Arbeit

sogar von diesen zu leisten ist. Zudem können Teilprozessverantwortlichkeiten von weiteren Akteuren übernommen werden. Die inhaltliche Ausgestaltung und Strukturierung der eigentlichen Prozesse ist dabei nicht Gegenstand dieser Roadmap, sondern liegt im Verantwortungsbereich der beteiligten Institutionen.

Grundsätzlich ist der Prozesskoordinator dafür verantwortlich, dass alle am Prozess beteiligten Akteure koordiniert ihre Aufgaben erfüllen und dass Ergebnisse für die relevanten beteiligten Akteure zugänglich gemacht werden. Er stößt die Teilprozesse an und kontrolliert diese, trägt jedoch nicht zwangsläufig die Hauptverantwortung für alle Teilabschnitte. Die Rolle der prozesskoordinierenden Institutionen kann dabei in der Ausgestaltung vielseitig sein. Prozesse im Verantwortungsbereich des BMWK und der BNetzA sind beispielsweise oft dadurch gekennzeichnet, dass sie nach einem Anstoß oder nach der Definition von Rahmenbedingungen durch weitere Akteure ausgestaltet werden können. Es kann beispielsweise sein, dass die BNetzA die Übertragungsnetzbetreiber beauftragt, ein Beschaffungskonzept für eine Systemdienstleistung zu erarbeiten, oder dass das BMWK eine Plattform initiiert, in deren Rahmen Expertinnen und Experten systemische Robustheitsanforderungen definieren.

Die inhaltliche Ausgestaltung läge in den Beispielen dann beim ÜNB bzw. bei den Expertinnen und Experten. Die Verantwortung bezieht sich hier also primär auf den Start des Prozesses sowie das Monitoring und die Sicherstellung, dass das benötigte Ergebnis erreicht wird. Prozesse im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber oder des Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) des VDE sind beispielsweise oft deutlich operativerer Natur, sodass auch (große) Teile der inhaltlichen Arbeit auf diese Institutionen entfallen. So liegt die Anpassung und Ausgestaltung von technischen Anschlussregeln beispielsweise im Hoheitsbereich des VDE FNN.

Die ÜNB sind zudem für die Systemstabilität verantwortlich, sodass viele der Prozesse in ihrem Verantwortungsbereich inhärent durch sie zu bearbeiten sind. Dies bedeutet jedoch explizit nicht, dass auch in diesen Prozessen keine weiteren Stakeholder einen aktiven Part einnehmen können und müssen. Es ist allerdings das klare Ziel der Roadmap Systemstabilität, eine prozesskoordinierende Institution zu benennen, die den Prozess startet und leitet und bedarfsgerecht weitere Institutionen mit einbezieht. Hierbei können und müssen explizite Teilverantwortungen an die beteiligten Stakeholder entsprechend ihren Hoheitsgebieten übergeben werden.

Prozessdauer

Für jeden Prozess ist die erwartete Prozessdauer über Start- und Endzeitpunkt bzw. Zeitraum angegeben. Hierbei wurde sich zum einen an der heute bekannten Dauer von etablierten bzw. vergleichbaren Prozessen und zum anderen an dem Zeitpunkt für die Notwendigkeit des Prozessergebnisses orientiert. Hieraus ergibt sich ein natürliches Spannungsfeld, welches es aufzulösen gilt.

Dies hat auch zur Konsequenz, dass heute etablierte Prozesse in ausgewählten Fällen beschleunigt werden müssen. Der Startzeitpunkt gibt an, wann ein Prozess spätestens gestartet werden sollte. Hierbei wird grundsätzlich eine Parallelisierung und enge Verzahnung von Prozessen angestrebt, sofern dies sinnvoll ist. Daher gibt es teilweise Zeitfenster, in denen ein Prozess starten soll, da eine direkte Abhängigkeit zu einem oder mehreren vorgelagerten Prozessen besteht und entsprechende Teilergebnisse erst vorliegen müssen.

Analog gilt dies für den erwarteten Endzeitpunkt von Prozessen, da teilweise entweder bereits zu früheren Zeitpunkten Teilergebnisse vorliegen müssen, die als Input für nachgelagerte Prozesse dienen, oder weil die Prozessdauer heute noch nicht eindeutig zu prognostizieren ist. Alle Prozesse werden während der Umsetzung gemonitort, sodass Abweichungen und Verzögerungen frühzeitig identifiziert und entsprechende Anpassungen vorgenommen werden können.

Turnus

Zusätzlich wird bei wiederkehrenden Prozessen ein Turnus angegeben, d. h., wann diese regelmäßig durchzuführen sind. Dabei muss klar zwischen dem Prozess als solchem und der Prozessanpassung differenziert werden.

Unmittelbar betroffene Prozesse

Die in der Roadmap Systemstabilität ausgewiesenen Prozesse sind mindestens mittelbar voneinander abhängig, da alle auf die Systemstabilität einzahlen. Teilweise bestehen jedoch auch unmittelbare Abhängigkeiten zwischen den Prozessen. Dies ist insbesondere immer dann der Fall, wenn Ergebnisse oder Teilergebnisse eines Prozesses notwendiger Input eines weiteren Prozesses sind. Zudem zahlen themenspezifische Stabilitätsprozesse auch auf verbindende Prozesse zur Systemstabilität ein und vice versa. Diese sind unter „unmittelbar betroffene Prozesse“ angegeben und bedürfen einer besonders engen Koordination mit dem jeweiligen Prozess.

Die Prozessabhängigkeiten sind zudem in Abschnitt 5.3 und Kapitel 6 detaillierter beschrieben.

Ergebnis des Prozesses

Für jeden Prozess wird das angestrebte Ergebnis dargestellt. Der Weg zur Ergebniserreichung sowie die Definition von Zwischenergebnissen obliegt dem Prozesskoordinator. Hierzu ist insbesondere auch der Austausch mit den verantwortlichen Institutionen der angrenzenden Prozesse notwendig. Bei wiederkehrenden Prozessen bezieht sich die Ergebnisbeschreibung auf den ersten Prozessdurchlauf, also auf die turnusmäßig weiterentwickelnde Grundlage („Minimum viable product“). Dies ist beispielsweise bei technischen Mindestanforderungen der Fall, welche mit steigendem Erkenntnisgewinn zyklisch überarbeitet werden. Folglich geht es nicht zwangsläufig um das finale Produkt, sondern um ein gutes erstes Ergebnis, welches als Grundlage für Folgeprozesse dient und weiterentwickelt werden kann.

Nationale und internationale Umsetzung

Deutschland ist Teil des europäischen Verbundnetzes sowie des europäischen Stromhandels. Der Verbundgedanke bietet große Vorteile, die es allen Nationen erleichtern, „ihr“ System stabil zu betreiben. Hierzu werden europäische Networkcodes erlassen, die einen gemeinsamen Rahmen festlegen. Diese gilt es dann in nationale Vorgaben zu überführen und ggf. um nationale Besonderheiten zu ergänzen. In Deutschland erfolgt dies beispielsweise durch die technischen Anschlussregeln. Der europäische Abstimmungsprozess dauert dabei relativ lange.

Der Verbundbetrieb ist ein essenzielles Element der Energieversorgung. Deutschland ist jedoch auch ein Vorreiter der Energiewende. Dies bedeutet, dass nationale Lösungen frühzeitig entwickelt und eingeführt sowie gleichzeitig Vorschläge aktiv in die Ausgestaltung von europäischen Vorgaben eingebracht werden sollen. Mit der Roadmap Systemstabilität soll somit auch die europäische Weiterent-

wicklung zur Systemstabilität vorangetrieben werden. Dieser Ansatz bietet den Vorteil, dass schnell agiert werden kann und die notwendigen Prozesse für den sicheren und robusten Systembetrieb auch mit 100 % erneuerbaren Energien in Deutschland rechtzeitig umgesetzt werden können.

Stark divergierende nationale Vorgaben sind ein Hemmnis für die schnelle Weiterentwicklung der technischen Eigenschaften von Netznutzern zur Stabilisierung des Systems. Ein hoher internationaler Standardisierungsgrad ist hier anzustreben. Dieses Spannungsfeld soll in der Umsetzung der Prozesse mitgedacht werden.

Zur Hebung von Synergien und zur Vermeidung von redundanten Parallelaktivitäten sollen bei allen Prozessen laufende nationale und internationale Aktivitäten miteinbezogen bzw. diese möglichst synchronisiert werden. Dies erfolgt durch die Prozesskoordinatoren.

Ressourcen

Das Aufsetzen und die Umsetzung der Prozesse sind teilweise mit erheblichem Aufwand verbunden. Daher muss zu Beginn der Prozesse eine Ressourcenplanung der Prozess- und Teilprozesskoordinatoren erfolgen. Hierbei sind die Prozessabhängigkeiten insbesondere zu vor- und nachgelagerten Prozessen von herausragender Wichtigkeit. Gerade bei Prozessen, deren Ergebnisse Grundlage für viele weitere Prozesse sind, ist der planmäßige Abschluss essenziell. Dabei ist der Handlungsdruck in allen Prozessen hoch. Es sind daher ausreichend Ressourcen zu allokalieren. Es ist davon auszugehen, dass die heutigen Strukturen nicht immer geeignet und die personellen Ressourcen nicht immer ausreichend sein werden, um die neuen Aufgaben zu adressieren. Daher müssen alle Prozess- und Teilprozesskoordinatoren bei der Ressourcenplanung bedarfsgerecht weiteres Personal

bereitstellen und ihre Strukturen auf die neuen Aufgaben anpassen bzw. erweitern. Zudem kann eine Priorisierung über die Prozesse hinweg notwendig werden, wenn nicht rechtzeitig ausreichend Ressourcen allokiert werden können.

Der knappe Zeitplan der Roadmap Systemstabilität wird es zudem erforderlich machen, Prozesse parallel zu starten, obwohl Abhängigkeiten existieren (auch dies hat wieder Einfluss auf die Ressourcenplanung). Ein klassisches „aufeinanderfolgendes“ Abarbeiten wird hier nicht immer möglich sein. Daher sind auch hierfür entsprechende Ressourcen parallel einzuplanen.

Die strukturierte Einordnung der Prozesse über die einzelnen Themenfelder hinweg, d. h. die eigentliche Roadmap je Themenfeld, wird in Kapitel 5.3 vorgestellt. Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, wurden die Prozesse aus relevanten Fragestellungen und korrespondierenden Handlungsbedarfen der einzelnen Themengebiete abgeleitet. Diese wurden von Expertinnen und Experten in themenspezifischen Arbeitsgruppen erarbeitet.

Forschung und Pilotierung

Bei der Ausgestaltung und Umsetzung der Prozesse können Fragestellungen aufkommen, für die heute noch keine etablierten Lösungen existieren. Forschungsseitig wird bereits an wichtigen Bausteinen für das Stromnetz der Zukunft gearbeitet und neue Lösungsansätze erprobt, beispielsweise im Rahmen der Energieforschungsförderung der Bundesregierung. Ergebnisse aus diesen Arbeiten werden in die Prozesse an den geeigneten Stellen eingebracht. Soweit sich darüber hinausgehend weiterer Forschungs- oder Erprobungsbedarf ergibt, sind Prozesse durch entsprechende Forschung oder Feldversuche zu begleiten.

5.1 Verbindende Prozesse zur Systemstabilität

Verbindende Prozesse der Systemstabilität sind Prozesse, welche nicht einem Themenfeld exklusiv, sondern mehreren Themenfeldern zuzuordnen sind. Konkret handelt es sich um Prozesse, die themenfeldübergreifende Anpassungen, Weiterentwicklungen oder Festlegungen adressieren. Verbindende Prozesse sind grundsätzlich deutlich komplexer als themenspezifische Stabilitätsprozesse und in der Regel iterative Prozesse, in die eine Vielzahl an Informationen einfließen muss. Diese Informationen werden teilweise in unterschiedlichen Teilprozessen erarbeitet bzw. diese Teilprozesse sind auch auf den Input aus dem jeweiligen verbindenden Prozess angewiesen. Daher ist eine enge Zusammenarbeit der beteiligten Institutionen erforderlich. Je nach verbindendem Prozess kommen den verschiedenen Institutionen unterschiedliche Rollen zu. Folglich ist die Prozesskoordination teilweise auf mehrere Institutionen verteilt, da verbindende Prozesse mehrere einzelne Stabilitätsprozesse mit individueller Verantwortlichkeit bündeln.

V1. Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen des Systems in einem Branchenprozess

Es sind die Leitplanken der Systembedarfe zu definieren. Hierzu soll in einem Branchenprozess unter Leitung des BMWK erarbeitet werden, welche Resilienzanforderungen (auch im Normalbetrieb) an das System gestellt werden. Wurden diese Anforderungen definiert, können auslegungsrelevante Fälle abgeleitet und Systembedarfe quantifiziert werden. Hierbei kommt den ÜNB, aber auch den VNB, eine herausragende Rolle zu. Sie müssen aufzeigen, ob und wo noch übergeordnete Anforderungen definiert werden müssen, sodass diese Systembedarfe eindeutig quantifiziert werden können. Es geht auch um die Frage „Wie sicher ist sicher?“. Die Abwägungen müssen immer vor dem Hintergrund des Kos-

ten-Nutzen-Verhältnisses erfolgen. Daher kommt auch der BNetzA eine wichtige Rolle zu, da diese die Bedarfe der Netzbetreiber prüft und genehmigt. Wie einleitend erwähnt ist die enge Zusammenarbeit mit den relevanten themenspezifischen Stabilitätsprozessen notwendig. Die dort gewonnenen Informationen hinsichtlich der Resilienzanforderungen sind notwendiger Input für diesen Prozess.

- Prozesskoordinatoren: BMWK, BNetzA, ÜNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: initiale Setzung, bedarfsgerechte Anpassung
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB, Verbände
- Unmittelbar betroffene Prozesse: F1, F4, S1, NVWA1, NVWA2, NVWA4
- Ergebnis: Bedarfe zur Vorgabe von übergeordneten Robustheits- bzw. Resilienzanforderungen des Systems wurden identifiziert (Liste). Zudem sind diese Anforderungen festgelegt.

V2. Ermöglichung von breiten Feldtests für erweiterte Fähigkeiten zur Wahrung der Systemstabilität und deren Pilotierung

Die Weiterentwicklung des Systems macht das Erproben und Testen notwendig. Dies betrifft beispielsweise Pilottests von netzbildenden Stromrichtern im Verteilnetz oder erweiterte Funktionen und Tests im Rahmen des Netz- und Versorgungswiederaufbaus. Hierbei gilt es u.a. rechtssicher zu klären, welche Kosten für Netzbetreiber anerkannt werden können und wer Haftungsrisiken zu tragen hat bzw. wie Kosten für ggf. anfallende Schäden regulatorisch behandelt werden. Ziel ist es, Pilotversuche zu ermöglichen, die für den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien notwendig sind. Hierzu müssen u. a. Kosten und unbeflussbare Haftungsrisiken geeignet moderiert und verteilt werden. Zukünftig werden nicht nur einzelne Pilotanlagen und -tests in kleinen Netzbecken durchzuführen sein, sondern ebenfalls breit

angelegte Feldversuche mit bestehenden Anlagen. Die Energieforschungsförderung der Bundesregierung kann hier Forschungsvorhaben und Demonstrationsprojekte unterstützen. Im Rahmen der Forschungsförderung des BMWK ist bspw. die großformatige Demonstration eines stabilen Stromnetzbetriebes bei hoher Durchdringung erneuerbarer Erzeugung im Laufe der nächsten 5 Jahre vorgesehen. Davon unabhängig sind aber auch (ggf. kurzfristige) Pilottests in Eigenregie der Netzbetreiber erforderlich. Auch auf bestehende Forschungsprojekte könnte aufgebaut werden, bspw. wird im Rahmen des vom BMBF geförderten Kopernikus-Projekts ENSURE eine Co-Demonstrationsplattform entwickelt, mit der Lösungsbausteine für das Energiesystem der Zukunft validiert werden können. Auf diesen Erkenntnissen kann für die Pilotierung der Systemstabilität aufgebaut werden.

Einen besonders hohen Bedarf an Pilot- und Feldtests gibt es im Bereich der Resonanzstabilität (R5) und der Integration netzbildender Stromrichter (F7). Offene Fragen bestehen in Hinblick auf die Realisierung solcher breiten Pilotvorhaben. Dies gilt in Hinblick auf die Koordinierung und Realisierung (Netzbetreiber), aber auch in Hinblick auf regulatorische Fragen wie etwa die der Kostenanerkennung und Haftung bei Tests mit Kundenanlagen im Feld (BNetzA). Beispielsweise sind bei Tests zum Netz- und Versorgungswiederaufbau neben Kostenanerkennungen für Maßnahmen zur Befähigung der VNB zum Netzwiederaufbau (NWA) auch Kostenanerkennungen für Betriebsversuche und Erneuerbare-Energien-Anlagen mit netzdienlichem Verhalten im NWA-Fall zu klären. Für diesen verbindenden Prozess ist ein iteratives Vorgehen vorgesehen. Netzbetreiber müssen entsprechende, auch großflächige, Feldversuche aufsetzen und die technischen Rahmenbedingungen abstimmen. Dies erfolgt insbes. in den Prozessen F7, R5, B6 und NVWA3. In den Feldtests werden notwendigerweise auch Anlagen mit unterschiedlichen Anschlussregeln mit einbezogen

werden. Dies können Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sein. Anzustreben sind Tests in einer realen Netzumgebung, die z. B. in eine Insel geschaltet wird. Verbraucher sollten angemessen entschädigt werden, wenn es zu Schäden kommen sollte. Sofern bei der Konzeption der Feldtests regulatorische Fragen bzw. Hemmnisse beispielsweise bezüglich der Haftungsrisiken und Kostenanerkennung von den Netzbetreibern identifiziert werden, sind diese der BNetzA bzw. dem BMWK aufzuzeigen. Diese gilt es dann so weit wie möglich abzubauen, sodass für den sicheren und robusten Systembetrieb notwendige Feldtests und Pilotversuche auch durchgeführt werden können. Hierbei ist es ratsam, die Erfahrungen aus vorangegangenen Forschungsprojekten in die Planung und wissenschaftliche Begleitung der Feldtests einfließen zu lassen.

Anmerkung: Dies bedeutet nicht, dass grundsätzlich alle Kosten als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu kategorisieren sind.

- Prozesskoordinator: ÜNB/VNB (Konzeption Feldtests), BNetzA (regulatorische Fragen)
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2025 (Ende)
- Turnus: wiederkehrend, wenn sich neue Bedarfe ergeben, die Feldtests notwendig machen
- Weitere beteiligte Stakeholder: BMWK, Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: F7, R5, B6, NVWA3
- Ergebnis: Feldtests werden durchgeführt und regulatorische Fragen wie Kostenanerkennung und etwaige Haftungsfragen sind identifiziert und rechtssicher geklärt.

V3. Transparente Ausweisung der Bedarfe und Prüfung einer gemeinsamen Bedarfsausweisung und deren Etablierung über alle Themenfelder hinweg, insbesondere auf ÜNB-Ebene

Um den Systembedarf decken zu können, muss dieser bekannt sein. Hierzu sind die Bedarfe an System-

dienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität transparent und mit ausreichend Vorlauf auszuweisen. Dies soll insbesondere im Systemstabilitätsbericht erfolgen, welcher am 16.08.2023 im PV-Paket vom Kabinett beschlossen wurde (siehe Kasten). Maßnahmen zur Systemstabilität können dabei auch Maßnahmen zur Begrenzung des Bedarfs an Systemdienstleistungen sein. Sinnvoll können bspw. wirksame Rampenvorgaben für zulässige Leistungsgradienten bei Beginn und Ende der marktlichen Wirkleistungsaufnahme/-einspeisung („Stunden-sprünge“) sein (vgl. V4, F4). Durch dieses strukturierte Vorgehen wird die Partizipation aller Netznutzer ermöglicht, Investitionen angereizt und es werden frühzeitig potenzielle Engpässe erkannt und adressiert. Die Bedarfsausweisung sollte dabei einerseits räumlich möglichst aggregiert erfolgen, da im Falle einer marktlichen Beschaffung so ein größeres Anbieterfeld zu erwarten ist. Andererseits sollte der Bedarf nur so weit aggregiert werden, wie es zur Bedarfsdeckung sinnvoll ist. Dies betrifft neben der räumlichen auch die zeitliche Dimension. Der Aggregationsgrad des Bedarfs je Systemdienstleistung und Maßnahme zur Systemstabilität sollte durch die ÜNB individuell festgelegt werden. Hierzu bedarf es eines techno-ökonomischen Abwägungsprozesses dazu, an welcher Stelle die Erbringung sinnvoll ist. Bei der Bedarfsbestimmung geht es auch darum, potenziellen Bedarf an neuen Systemdienstleistungen bzw. Maßnahmen zur Systemstabilität zu identifizieren und auszuweisen, sodass diese in nachgelagerten Prozessen spezifiziert und beschafft werden können.

- Prozesskoordinatoren: ÜNB
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2024–2026 (Ende); sollte mit dem Netzentwicklungsplan (NEP) abgestimmt sein
- Turnus: Systemstabilitätsbericht: erstmalig im Jahr 2025, dann alle 2 Jahre.
- Zusätzlich Ausweisung im Bedarfsfall.
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB, BMWK, BNetzA

- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, F1, F4, F8, S1, S2, S5, KS1, KS3, KS4, KS5, KS6, R1, WS1, B1, B6, NVWA1
- Ergebnis: Systembedarfe werden eindeutig und transparent in einem Systemstabilitätsbericht ausgewiesen.

SYSTEMSTABILITÄTSBERICHT

Grundlage: Das Kabinett hat am 16.08.2023 im PV-Paket den Gesetzentwurf für einen regelmäßigen Systemstabilitätsbericht beschlossen. Mit dem Systemstabilitätsbericht reagiert die Bundesregierung bereits jetzt auf die im Rahmen der Erstellung der Roadmap Systemstabilität identifizierten Prozesse und notwendigen Handlungsfelder und legt mit ihm einen wichtigen Grundstein zur Umsetzung der Roadmap Systemstabilität.

Wer, was und wann: Mit dem Systemstabilitätsbericht nach § 12i EnWG werden Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung dazu verpflichtet, alle zwei Jahre, erstmalig zum 01.01.2025, über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu berichten. Die bisher nach § 12 Absatz 3b EnWG bestehende Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber, auf Anforderung der Regulierungsbehörde über die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit ihres Netzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu berichten, wird durch den neuen § 12i EnWG (Systemstabilitätsbericht) weiterentwickelt und konkretisiert. Im Systemstabilitätsbericht sind von den Übertragungsnetzbetreibern für alle Handlungsbereiche der Systemstabilität die aktuellen Stände darzustellen sowie Handlungsbedarfe in den einzelnen Bereichen in Hinblick auf einen sicheren Netzbetrieb, auch bei vollständiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, zu ermitteln. Zusätzlich sind die Bedarfe für die nächsten zehn Jahre zu quantifizieren.

Es sind konkrete Handlungsoptionen für die Bedarfe abzuleiten. Dabei sind alle geeigneten Optionen aufzuzeigen, in ihrer Wirkung zu quantifizieren und zu bewerten. Zudem sind der jeweilige Umsetzungszeitraum, die Kosten und die Eignung der Optionen zu berücksichtigen und mindestens ein geeigneter Transformationspfad mit konkreten Maßnahmen ist vorzulegen. Betreiber von Verteilernetzen oder Dritte sind verpflichtet, auf Aufforderung eines Betreibers von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung an der Erstellung des Systemstabilitätsberichtes mitzuwirken. Zudem kann die Regulierungsbehörde weitere Angaben zu Form und Inhalt des Berichts machen.

Bewertung, Monitoring und Handlungsempfehlung: Die Regulierungsbehörde (oder von ihr beauftragte Dritte) bewertet den Systemstabilitätsbericht und gibt Handlungsempfehlungen. Dies umfasst insbesondere die Bedarfe, die mögliche Bedarfsdeckung und konkrete Maßnahmen zum weiteren Vorgehen. Zudem führt die Regulierungsbehörde fortlaufend ein Monitoring über den Stand der Umsetzung von Maßnahmen im Bereich der Systemstabilität durch. Die Betreiber von

Übertragungsnetzen, die Betreiber von Verteilernetzen und Dritte stellen der Regulierungsbehörde hierzu die für das Monitoring notwendigen Informationen in geeigneter Form zur Verfügung. Die Bewertung des Berichts sowie ein Bericht zum Monitoring sind dem BMWK spätestens sechs Monate nach Erhalt des Systemstabilitätsberichts vorzulegen. Diese sind zudem zu veröffentlichen.

Rolle in der Roadmap: Der Systemstabilitätsbericht ist ein Werkzeug und bereits ein Ergebnis der Umsetzung der Roadmap Systemstabilität. Mit dem Systemstabilitätsbericht wird es einerseits die gesetzliche Pflicht und andererseits ein koordiniertes Medium geben, in dem bereits mehrere der identifizierten Prozesse bearbeitet werden können (insbesondere Prozess V3). Diese Prozesse werden damit auch Teil des Systemstabilitätsberichts bzw. der Systemstabilitätsbericht dokumentiert die Ergebnisse einzelner Prozesse. Zudem dienen die Ergebnisse des Systemstabilitätsberichts als Input für weitere Prozesse, beispielsweise hinsichtlich der Ableitung von strukturierten Beschaffungssystemen, Anforderungen an die Weiterentwicklung von technischen Anschlussregeln oder der Notwendigkeit, Bewertungsverfahren zu überarbeiten bzw. neue zu entwickeln.

V4. Strukturierte Beschaffung der Systembedarfe. Bedarfsgerecht über Mindestanforderungen, Märkte oder VINK

Die Deckung der notwendigen Systembedarfe muss jederzeit sichergestellt sein. Dies kann wahlweise über Kombinationen von technischen Mindestanforderungen, durch Märkte und durch dezidierte Netzbetriebsmittel der Netzbetreiber erfolgen. Es gilt, für alle Systembedarfe eine geeignete Beschaffung bzw. Bedarfsdeckung zu etablieren. Hierbei ist sowohl die räumliche als auch die zeitliche Dimension des Bedarfs zu beachten. Aus den verschiedenen Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung ergeben sich unterschiedliche Verantwortlichkeiten für diesen übergeordneten Prozess. Hierbei geht es explizit auch darum, dass für potenzielle Bedarfe an neuen Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität eine strukturierte Beschaffung erarbeitet wird, auch wenn hierfür im heutigen System noch keine klare Verantwortlichkeit vorliegt. Dies würde bedeuten, dass zunächst festgestellt wird, ob technischer Anpassungsbedarf, d. h. der Bedarf nach neuen oder die Anpassung von bestehenden Sys-

temdienstleistungen oder Maßnahmen zur Systemstabilität, besteht (ÜNB und VNB). Eine solche Erweiterung wird die Vorgabe für wirksame Rampen für zulässige Leistungsgradienten sein. Die ÜNB koordinieren diesen Teilprozess und analysieren, welche Gradienten auftreten könnten und was das für Auswirkungen auf Netzbetrieb, Regelleistungsvorhaltung etc. bedeuten würde. Darauf aufbauend entwickeln sie einen Vorschlag für korrespondierende Rampenvorgaben der Netzanschlussnehmer. Die Erarbeitung der Rampenvorgaben muss eng abgestimmt mit der Definition von auslegungsrelevanten Referenzfällen erfolgen (F4), welche ebenfalls im Koordinationsbereich der ÜNB liegen. Diese Rampenvorgaben sind dann sinnvoll in das Energiesystem zu integrieren. Dies kann über technische Mindestanforderungen oder durch Vorgaben am Markt erfolgen. Es ist zu erwarten, dass technische Mindestanforderungen für die Wiederkehr nach Fehlerfällen (bspw. Rückkehr der Spannung) geeignet sind und Begrenzungen der Gradienten im regulären Marktbetrieb („Stundensprünge“) grundsätzlich marktseitig vorgegeben werden sollen.

Besteht darüber hinaus Bedarf an zusätzlichen Systemdienstleistungen oder anderen Maßnahmen zur Systemstabilität gilt es zu prüfen, wie diese Bedarfe gedeckt werden können. Die Deckung der Bedarfe kann unterschiedlich erfolgen und ist auf die jeweilige Systemdienstleistung und Maßnahme zur Systemstabilität abzustimmen. Es ist zu prüfen, ob es eine entsprechende Gesetzesgrundlage für die Beschaffung gibt und ob ggf. Anpassungen an dieser vorgenommen werden müssen (BMWK). Dies könnte beispielsweise die Ausweitung des § 12h EnWG sein. Anschließend würde die Prüfung erfolgen, ob eine marktgestützte Beschaffung (vollständig oder in Teilen) effizient ist (BNetzA). Anschließend gilt es ein entsprechendes Beschaffungskonzept zu erarbeiten (BNetzA), wobei auch angemessene technische Mindestanforderungen (VDE FNN) Bestandteil der strukturierten Beschaffung sein können. Neben Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität, die grundsätzlich marktlich beschafft werden können, gibt es auch Eigenschaften, die dauerhaft von Netznutzern zur Wahrung der Systemstabilität bereitgestellt werden müssen. Hierzu gilt es zu prüfen, ob vorhandene Eigenschaften durch überarbeitete technische Mindestanforderungen angepasst oder neue bzw. zusätzliche Eigenschaften ausgestaltet werden müssen (VDE FNN).

- Prozesskoordinatoren: BNetzA, BMWK, VDE FNN, ÜNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: regelmäßig bei/mit Anpassung der Systembedarfe
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: F1, F2, F3, F5, F8, S4, S5, S6, S7, S8, KS2, KS4, KS5, R2, R3, R4, WS1, WS2, B2, NVWA5
- Ergebnis: Es liegen für alle Systembedarfe strukturierte Beschaffungsverfahren vor. Dies kann wahlweise über Mindestanforderungen, Märkte, VINK oder Kombinationen erfolgen.

V5. Monitoring von Anlagenfähigkeit und Ermöglichung eines sinnvollen Zugriffs auf Anlagenfähigkeiten

Eine Übersicht der Fähigkeiten und Stammdaten der Anlagen muss zukünftig, besonders auf Verteilnetzebene, umfassend dokumentiert und verfügbar sein. Darüber hinaus müssen der Zugriff auf die Anlagenfähigkeit und eine bedarfsgerechte Parameteränderung durch die Netzbetreiber gewährleistet werden. Hierzu gilt es eine einheitliche Plattform zu entwickeln und die dazu notwendigen Datenformate sowie Kommunikationsstandards zu definieren. Bei der erstmaligen Implementierung wird sich dieser Prozess auf das Monitoring der Anlagenfähigkeit fokussieren. Die Ermöglichung eines sinnvollen und sicheren Zugriffs auf die Anlagenfähigkeit wird Bestandteil späterer Prozessdurchläufe sein und hängt auch davon ab, ob und welche Zugriffe zur Bedarfsdeckung notwendig werden.

- Prozesskoordinatoren: BNetzA, VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: erstmalige Implementierung, bedarfsgerechte Weiterentwicklung
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: S5
- Ergebnis: Im ersten Schritt können Fähigkeiten von installierten Anlagen abgerufen werden. Nachfolgende Ausweitung bis hin zu bedarfsgerechter Parametrierungen von Anlagen je nach Leistungsklasse bzw. Netzebene von Anlagen.

V6. Prozessdigitalisierung

Es gilt, standardisierte Schnittstellen und Austauschformate zu etablieren, um den Austausch von Informationen, Daten und Betriebszuständen, welche für die in dieser Roadmap genannten Prozesse nötig sind, zu ermöglichen. Hierbei sollen Datensilos aufgebrochen und Informationen sinnvoll zugänglich und nutzbar gemacht werden. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Sektorenkopplung sollen von der digitalen Prozesstransformation begleitet werden. Hierfür soll ein Framework geschaffen werden, das notwendige Leitplanken liefert, jedoch den Akteuren die Freiheit zur Ausgestaltung nach ihren individuellen Anforderungen lässt. Ein Beispiel für so ein Framework ist der „Digitale Zwilling für elektrische Energiesysteme“ des VDE FNN. Die genannten Frameworks sollen im VDE FNN und DKE entwickelt werden. Hierzu sollen die Netzbetreiber Prozesse und insbesondere den notwendigen Datenaustausch identifizieren, der standardisierte Austauschformate notwendig macht. Darüber hinaus sollen geeignete Datenräume definiert werden, welche eine einheitliche Datenbasis für unterschiedliche Prozesse und Abläufe ermöglichen. Dazu werden in anderen Ländern schon Austauschformate genutzt bzw. eingeführt, die sich in Australien und Kalifornien an der IEEE 2030.5 orientieren. Es sollte geprüft werden, ob auf solche vorhandenen Ansätze aufgebaut werden kann.

- Prozesskoordinatoren: VDE FNN, ÜNB, VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2035 (Ende)
- Turnus: kontinuierliche Weiterentwicklung
- Weitere beteiligte Stakeholder: Hersteller, DKE
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V5, S3, S6, KS5, B3, B4
- Ergebnis: Es liegt ein Framework zur Prozessdigitalisierung vor. Prozesse wurden innerhalb dieser Leitplanken digitalisiert.

V7. Weiterentwicklung Stabilitätsanalysen und DSA-Systeme

Für umfassende Dynamische Stabilitätsanalysen⁸ (DSA) im Netz werden bereits heute sogenannte DSA-Systeme entwickelt und verwendet. Um zukünftig, mit steigender Komplexität des Gesamtsystems, auch in Echtzeit eine Übersicht des Netzzustands zu gewinnen und geeignete Gegenmaßnahmen aus dem Netzbetrieb heraus treffen zu können, müssen diese Systeme weiterentwickelt werden. Hierbei gilt es zum einen, die sich ändernden Rahmenbedingungen und Bedarfe zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite wird der Decision-Support für die Operator zunehmend an Bedeutung gewinnen. Stabilitätsphänomene treten schnell ein und es bedarf einer (teil-)automatisierten Einleitung von Gegenmaßnahmen innerhalb weniger Sekunden. Dabei können nicht alle Stabilitätsaspekte in der gleichen Tiefe im DSA-System integriert sein. Die Integrationstiefe, der Automatisierungsgrad der Gegenmaßnahme sowie die Vorlaufzeit (Kurzfristplanung bis Echtzeit) ergeben sich insbesondere aus den Bedarfen der ÜNB und sollten von diesen festgelegt werden.

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2028 (Ende)
- Turnus: erstmalige umfangreiche Überarbeitung, kontinuierliche Anpassungen und Erweiterungen
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: S5, B2, B3
- Ergebnis: Netzbetreiber können mithilfe des DSA-Systems zuverlässige Stabilitätsanalysen durchführen und Operator haben einen Überblick über das Netz und können schnell und zielgerichtet (Gegen-)Maßnahmen einleiten.

⁸ Engl. Dynamic Stability Assessment (DSA).

V8. Stützung des Systems durch „alle“ Netznutzer

Der Bedarf an Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität soll effizient gedeckt werden. Hierzu soll ein großes Anbieterfeld erschlossen und der Beitrag aller Netznutzer ermöglicht werden. Das soll durch bedarfsgerechte und individuelle Mindestanforderungen sowie geeignete Märkte und Produktspezifikationen erzielt werden. Folglich besteht ein enger inhaltlicher Zusammenhang zur strukturierten Beschaffung (V4). Bei der Ausgestaltung der Beschaffungssysteme (BNetzA) und technischen Mindestanforderungen (VDE FNN) ist es wichtig, dass grundsätzlich möglichst viele Netznutzer miteinbezogen werden, sofern diese einen effizienten Beitrag leisten können. Dies ist mit der Höhe des Bedarfs abzugleichen, sodass Anforderungen nur an so viele und diejenigen Netznutzer gestellt werden, die zur Bedarfsdeckung notwendig sind. Dieser Zusammenhang ist bei der Produktdefinition und Spezifikation der Anforderungen zu berücksichtigen. Die Prozesszeit orientiert sich an den internationalen Anpassungen von Netzananschlussregeln und der nachgelagerten nationalen Umsetzung sowie der Erarbeitungsdauer von marktlichen Beschaffungskonzepten. Bedarfsgerecht ist der Prozess zyklisch zu durchlaufen.

- Prozesskoordinatoren: VDE FNN, NB, BNetzA
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2027–2030 (Ende)
- Turnus: einmalige Implementierung, bedarfsgerechte Anpassung
- Weitere beteiligte Stakeholder: BMWK, Hersteller
- Unmittelbar betroffene Prozesse: F1, F2, F3, F5, F7, S6, S7, S8, KS3, R2, R3, WS3, NVWA4
- Ergebnis: Alle Netznutzer leisten einen Beitrag zur Stützung der Systemstabilität nach Können und Vermögen.

V9. Ermöglichung netzbildender Eigenschaften im Verteilnetz

Zukünftig wird ein Großteil der Erzeugungsleistung auf Verteilnetzebene verortet sein. Um weiterhin einen stabilen und robusten Systembetrieb gewährleisten zu können, muss mindestens ein Teil dieser Anlagen netzbildende Eigenschaften aufweisen (zusätzlich zu ausgewählten Netznutzern im Übertragungsnetz). In diesem Prozess sollen diese Eigenschaften themenfeldübergreifend ermöglicht und gefördert werden, um zukünftig beispielsweise Momentanreserve, Kurzschlussleistung und weitere Maßnahmen zur Systemstabilität auch aus dem Verteilnetz bereitzustellen. Der Prozess ist somit eine Teilmenge der verbindenden Prozesse zur Systemstabilität V2, V3, V4 und V8. Da netzbildende Eigenschaften jedoch eine Schlüsseltechnologie für den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien sind und ein wesentliches Handlungsfeld in den genannten verbindenden Prozessen zur Systemstabilität darstellen, ist ihre Ermöglichung als eigener Prozess zu bündeln.

Zur Einführung dieser netzbildenden Eigenschaften im Verteilnetz müssen zum einen technische Anforderungen und entsprechende Nachweise in den Netzananschlussregeln festgelegt werden (VDE FNN). Andererseits müssen technische Hürden, die beispielsweise aus heutigen Schutz- oder betrieblichen Aspekten resultieren, insbesondere in den Verteilnetzen abgebaut werden (NB), soweit dies unter Beibehaltung des sicheren Betriebs möglich ist. Hierzu sind vor allem die Auswirkungen netzbildender Eigenschaften auf den Netzbetrieb zu untersuchen und durch Pilotanlagen zu erproben (NB und BNetzA, siehe V2).

Für diese Schritte wird zur Reduktion der Komplexität und für eine möglichst schnelle und zielgerichtete Unterstützung der netzbildenden Anlagen eine Abstufung nach Spannungsebene bzw. Leistungsklasse empfohlen. Es gilt dabei auch zu klären, bis in welche Spannungsebene hinein netzbildende Eigenschaften notwendig sein werden.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2026 (HS und HS/MS), 2029 (MS), 2033 (NS) (Ende)⁹. Sofern möglich, ist eine frühere Realisierung anzustreben. Beim Zeitplan gibt es innerhalb der Branche unterschiedliche Vorstellungen. Diese Diskrepanz sollte zu Prozessbeginn aufgelöst werden.
- Turnus: einmalige Implementierung, kontinuierliche Anpassungen und Erweiterungen
- Weitere beteiligte Stakeholder: Netzbetreiber, Hersteller, BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: F1, F5, F6, F7, S7, S8, KS3
- Ergebnis: Im Verteilnetz sind netzbildende Eigenschaften der Erzeugungsanlagen je nach Spannungsebene differenziert im Massengeschäft etabliert und auch aus dem Verteilnetz werden Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität erbracht.

V10. Begleitende Studien und Forschungsbedarf

Je nach Bedarf sind über begleitende Studien und Forschungsprojekte offene Fragen zu beantworten. Die Studien und Projekte können auch zur Effizienzsteigerung von Maßnahmen oder zur Einsparung von Systemdienstleistungen und zu iterativer Optimierung eingesetzt werden. Die beschriebenen Prozesse sollten bedarfsgerecht wissenschaftlich begleitet werden. Hierfür könnte auch die Energieforschungsförderung der Bundesregierung genutzt werden.

- Prozesskoordinator: bedarfsgerecht
- Zeit (erwartet): nach Bedarf (Start) bis nach Bedarf (Ende)
- Turnus: bei Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: -
- Unmittelbar betroffene Prozesse: alle (bedarfsabhängig)
- Ergebnis: Im Bedarfsfall auftretende Fragestellungen sind geklärt.

⁹ Spannungsebenen: Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS), Hochspannung (HS), Umspannebene Hoch-Mittelspannung (HS/MS).

5.2 Themenfelder

Im Folgenden werden die themenspezifischen Stabilitätsprozesse beschrieben.

5.2.1 Frequenz

F1. Definition der technischen Spezifikationen von Momentanreserve

Momentanreserve muss durch eine technische Anforderungsbeschreibung eindeutig spezifiziert werden. Darüber hinaus muss diese eindeutig qualifizierbar sein. Hierfür bedarf es entsprechender Mess- und Prüfverfahren.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2024 (Ende)
- Turnus: einmalig, wiederkehrende Prüfung
- Weitere beteiligte Stakeholder: BMWK, BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: F5, F6, F7, R6, V1, V3, V4, V8, V9
- Ergebnis: Technische Spezifikation von Momentanreserve und korrespondierende Mess- und Prüfverfahren liegen vor.

F2. Marktliche Beschaffung von „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ – Erarbeitung eines Beschaffungskonzeptes inkl. Beschaffungshorizonten und ggf. Regionalität

Durch den kontinuierlichen Rückgang konventioneller Erzeugung nimmt die inhärent im System bereitgestellte Momentanreserve ab. Die marktgestützte Beschaffung der Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ bzw. Momentanreserve dient daher zu einer beschleunigten Umsetzung dieser Eigenschaften bei Erzeugungsanlagen, Lasten und Speichern, um sicherzustellen, dass die zukünftigen Systembedarfe (auch weiterhin) rechtzeitig gedeckt werden können. Dabei sollte das Beschaffungssystem eine Teilnahme

unterschiedlicher Technologien ermöglichen sowie eine Technologieentwicklung (System Readiness Level). Siehe dazu auch den verbindenden Prozess V4. Die BNetzA hat den Prozess zur Festlegung eines Beschaffungskonzeptes bereits gestartet.

- Prozesskoordinator: BNetzA
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2024–2025 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Anpassung
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, VNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V8
- Ergebnis: Beschaffungskonzept für Trägheit der lokalen Netzstabilität ist eingeführt und wird umgesetzt.

F3. Anpassung der Anforderungen für Über-/Unterfrequenzregelung (Limited Frequency Sensitive Mode - LFSM-U/O)

Bei Frequenzabweichungen vom Normalbetrieb greift die Über-/Unterfrequenzregelung der sogenannte LFSM (Limited Frequency Sensitive Mode) oder auch die „netzsicherheitsbasierte Primärregelung“, als Notmaßnahme des Systemschutzplans ein. Dabei ist zu differenzieren zwischen Überfrequenz (LFSM-O) und Unterfrequenz (LFSM-U). Es gilt im Prozess zu berücksichtigen, für LFSM-O: Stabilitätsanforderung für leistungselektronische Erbringer ist neu zu setzen; für LFSM-U: Selektivität und vermutlich auch Diskriminierungsfreiheit von Unterfrequenzlastabwürfen nehmen gravierend ab.

Im Rahmen eines erweiterten Konzepts innerhalb des Systemschutzplanes muss in einem zu definierenden Frequenzbereich in Netzgebieten mit fallender Frequenz, beispielsweise nach System-Split, deutlich verlässlicher als bisher die Ablösung der aktivierten Momentanreserveleistungen erreicht werden. Hierzu müssen Erzeugungsanlagen und Speicher (inkl. Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen beim bidirektionalen Laden) die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (LFSM) als kontinuierliche

Regelung mit adäquater Stabilitätsanforderung abdecken. Für nicht regelbare Lasten, wie Wärmepumpen und unidirektionale Ladesäulen, muss ein frequenzabhängiges Abschalten im Unterfrequenzbereich etabliert werden. Aktuell wird die netzsi-cherheitsbasierte Primärregelung in den Techni-schen Anschlussregeln der Niederspannung bis zur Höchstspannung für die Novelle 2025 eingearbeitet.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: zunächst einmalig, bedarfsgerechte Überarbeitung wie bei allen FNN-Hinweisen und Anschlussregeln
- Weitere beteiligte Stakeholder: über VDE-FNN-Zusammensetzung abgedeckt
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V8
- Ergebnis: überarbeiteter Hinweis und/oder Anwendungsrichtlinie für LFSM-U und LFSM-O zur Systemstützung von (ausgewählten) leistungselektronischen Netznutzern

F4. Bedarfsanalyse – Definition von Referenzfällen, insbesondere System-Split und Bedarfsausweisung inkl. Lokalität

In Abstimmung mit der Festlegung übergeordneter Robustheits- bzw. Resilienzanforderungen und deren Umsetzung sind Referenzfälle (insbesondere System-Split-Fälle) zu definieren. Diese müssen besonders die weiter steigenden Leistungsansprüche und Leistungsgradienten berücksichtigen. Dies kann beispielsweise im Systemstabilitätsbericht erfolgen. Darauf aufbauend sind unter Berücksichtigung von Sicherheitsmargen die Bedarfe von Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität wie beispielsweise Momentanreserve und deren Mengengerüste, ggf. deren zeitliche, situationsbedingte und regionale Bereitstellung, zu bestimmen. Hierbei gilt es auch zu berücksichtigen, dass die Bedarfsdeckung flankiert durch Maßnah-

men zur Begrenzung der Bedarfe erfolgen kann. Auslegungsrelevante Fälle, sollen daher auch ggf. notwendige Begrenzungen von Leistungsrampen oder ähnlichen berücksichtigen (siehe auch V4).

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Überarbeitung
- Weitere beteiligte Stakeholder: BNetzA, BMWK, ENTSO-E¹⁰
- Unmittelbar betroffene Prozesse: F5, F6, V1, V3
- Ergebnis: Referenzfälle sind definiert und Systembedarfe, insbesondere der Bedarf an Momentanreserve, können quantifiziert werden.

F5. Stufenweise technische Mindestanforderungen für Momentanreserve aus Stromrichtern

Zur Deckung der zukünftigen Systembedarfe an Momentanreserve ist eine Einführung netzbildender Eigenschaften von Erzeugungsanlagen, Lasten und Speichern notwendig. Hierfür sind entsprechende technische Mindestanforderungen in den Netzanschlussregeln weiterzuentwickeln und umzusetzen. Die Anforderungen sollten mindestens gestaffelt nach Spannungsebenen erarbeitet werden, siehe hierzu auch den verbindenden Stabilitätsprozess V9.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): 2024 (Start) bis 2027–2030 (Ende)
- Turnus: zunächst einmalig, bedarfsgerechte Überarbeitung wie bei allen FNN-Hinweisen und Anschlussregeln
- Weitere beteiligte Stakeholder: -
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V8, V9
- Ergebnis: Technische Mindestanforderungen für Momentanreserve aus Stromrichtern liegen vor.

10 European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber).

F6. Prüfgrundlage für Zertifizierung von netzbildenden Stromrichtern

Die Konformität einer Erzeugungsanlage, Last oder eines Speichers mit den gültigen Netzanschlussregeln wird durch ein Zertifikat nachgewiesen, welches die Anlage zum Netzanschluss berechtigt. Es müssen somit auch für neu eingeführte Anforderungen, wie z. B. netzbildende Eigenschaften, entsprechende Nachweisverfahren und Prüfprozesse entwickelt werden, mit denen die akkreditierten Zertifizierungsstellen die Konformität der Anlagen mit den Netzanschlussregeln überprüfen können. Bei der Erarbeitung von Prüfverfahren sind internationale Prozesse, z. B. auf CENELC-Ebene, zu beachten, um möglichst eine internationale Harmonisierung der Anforderungen zu erreichen.

- Prozesskoordinatoren: FGW¹¹, DKE¹²
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Anpassung (beispielsweise für Mindestanforderungen in TAR nach nationaler Umsetzung des RfG 2.0)
- Weitere beteiligte Stakeholder: VDE FNN
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V9
- Ergebnis: Prüfgrundlage für Zertifizierung von netzbildenden Stromrichtern

F7. Schnelle Pilotierung von netzbildenden Stromrichteranlagen, um Erfahrungen zu sammeln und technische Regeln zu schärfen

Vor einem möglichen Massenrollout netzbildender Stromrichter sind Pilotanlagen erforderlich, um mögliche Probleme, z. B. im Verteilnetz, zu identifizieren und die Anforderungen an die Anlagen ggf. rechtzeitig nachzuschärfen. Die Pilotanlagen bzw. Feldtests sind insbesondere durch Netzbetreiber zu konzipieren und koordinieren. Dafür müssen auch

die notwendigen finanziellen und rechtlichen Rahmenbedingungen geklärt und ggf. weiterentwickelt werden (V2). Fokus ist der Erkenntnisgewinn im Kontext der netzbildenden Stromrichteranlagen. Teilprozess des verbindenden Prozesses V2.

- Prozesskoordinator: ÜNB/VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024–2028 (Ende)
- Turnus: bei Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: Hersteller, Forschungseinrichtungen, BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V2, V8, V9
- Ergebnis: Erfahrungen aus Feldtests von netzbildenden Stromrichtern

F8. Zusätzliche oder weiterentwickelte Systemdienstleistungen wie beispielsweise eine schnelle(re) Frequenzhaltungsreserve

In Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklung des Stromnetzes können sich zusätzliche Bedarfe für Systemdienstleistungen oder deren Weiterentwicklung, wie z. B. zur Beherrschung zukünftiger betrieblicher Leistungsgradienten, ergeben. Es sollte daher ein Prozess für die Definition der technischen Anforderungen sowie die Beschaffung dieser zusätzlichen oder weiterentwickelten Systemdienstleistungen etabliert werden. Siehe hierzu auch die verbindenden Stabilitätsprozesse V3 und V4.

- Prozesskoordinator: BNetzA
- Zeit (erwartet): bei Bedarf (Start) bis nach Bedarf (Ende)
- Turnus: bei Handlungsbedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, VNB, VDE, FNN
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, V4
- Ergebnis: im Bedarfsfall

¹¹ Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien.

¹² Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik.

5.2.2 Spannung

S1. Ausweitung der betrachteten Fehlerfälle für den „Worst Case“, insbesondere bei System-Split inkl. Prüfung Stützjahre und Netznutzungsfälle

Es ist zu klären, welche Betriebsszenarien zukünftig auslegungsrelevant in Hinblick auf die Deckung des Blindleistungsbedarfs (auch n-1 und exceptional contingencies) bei den einzelnen Netzbetreibern sind. Besonders von Bedeutung ist dabei der Bedarf, der für vor- oder nachgelagerte Netzbetreiber abgedeckt werden muss. Dieser Prozess hat in enger Abstimmung mit der Festlegung der übergeordneten Robustheits- bzw. Resilienzanforderungen (V1) zu erfolgen und kann als Teil des Systemstabilitätsberichts adressiert werden.

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2025 (Ende)
- Turnus: regelmäßig bei Aktualisierung der Szenarien (beispielsweise im Rhythmus des NEP der ÜNB)
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB, BNetzA, BMWK
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V1, V3, S7
- Ergebnis: Ergänzung der auslegungsrelevanten Fehlerfälle zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs

S2. Etablierung eines einheitlichen Vorgehens zur SDL-Bedarfsbestimmung auf VNB-Ebene im Rahmen der Netzausbaupläne

Die Bestimmung des erforderlichen Bedarfs an Blindleistung und alternativen bzw. ergänzenden Maßnahmen zur Spannungshaltung hat bei jedem Netzbetreiber für dessen Netzgebiet zu erfolgen. Die Kriterien sind zusammenzustellen, die bei dieser Aufgabe hinsichtlich der Stabilität des Gesamtsystems von jedem einzelnen Netzbetreiber zu beachten sind. Außerdem ist ein Verfahren für den

netzplanerischen Informationsaustausch bezüglich der Bedarfsplanung an Blindleistung und alternativen bzw. ergänzenden Maßnahmen zur Spannungshaltung zu entwickeln. Hierbei ist eine enge Abstimmung mit dem Systemstabilitätsbericht der ÜNB sicherzustellen (V3). Diese Thematik kann darüber hinaus als Teil des Systemstabilitätsberichts adressiert werden.

- Prozesskoordinator: VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024 (Ende)
- Turnus: einmalige Etablierung, Anpassung nach Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3
- Ergebnis: Blindleistungsbedarfe werden in den Netzausbauplänen (NAP) der VNB strukturiert ausgewiesen.

S3. Dauerhaftes Austauschformat an Schnittstellen ÜNB/VNB und VNB/VNB für Planung

Verfahren für den planerischen und betrieblichen Informationsaustausch rund um die Bereitstellung von Blindleistung sowohl von Anlagenbetreibern für das Netz als auch zwischen Netzbetreibern sowie die sinnvolle Nutzung der Hös/HS-Regeltransformatoren zur Spannungshaltung im Hochspannungsnetz sind zu etablieren. Dies umfasst Informationen zur Bedarfsplanung, zum operativen Abruf und ggf. zur Abrechnung.

- Prozesskoordinatoren: ÜNB und VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024 (Ende)
- Turnus: einmalige Etablierung mit regelmäßigem Austausch, Anpassung nach Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: Anlagenbetreiber
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V6
- Ergebnis: Verfahren für Informationsaustausch sind weiterentwickelt und etabliert.

S4. Einführung Beschaffungskonzept nach § 12h EnWG, das u. a. NB-Austausch adressiert, inkl. „Weiterverrechnung“

Im Rahmen des § 12h EnWG führt die BNetzA derzeit ein Festlegungsverfahren zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung durch (BK6-23-072). Das entsprechende Beschaffungskonzept wird voraussichtlich im ersten Quartal 2024 veröffentlicht. Es ist zu prüfen, ob insbesondere der netzebenenübergreifende Blindleistungsaustausch oder weitere relevante Themen bereits durch die aktuelle Regelung im § 12h EnWG und die Festlegung der BNetzA abgedeckt sind oder entsprechende Erweiterungen vorgenommen werden sollten. Siehe auch den verbindenden Prozess V4.

- Prozesskoordinator: BNetzA
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2024 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Anpassung
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, VNB, BMWK, wenn Gesetzesanpassungen notwendig sind
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4
- Ergebnis: Beschaffungskonzept für Blindleistung ist eingeführt und wird umgesetzt. Ein möglicher Anpassungsbedarf im Bereich des Beschaffungskonzeptes bezüglich des netzbetreiberübergreifenden Austauschs von Blindleistung ist geprüft und wird in Abhängigkeit des Ergebnisses umgesetzt.

S5. Beobachtbarkeit in Verteilnetzen steigern

Für einen effizienten Einsatz von Blindleistungsquellen über alle Spannungsebenen hinweg sind mehr Informationen zum Blindleistungsaustausch erforderlich. Daher ist in den Verteilnetzen der Umfang von Messwerten an Anschlusspunkten zu optimieren und wo erforderlich nachzurüsten. Die Kostenanerkennung für solche Maßnahmen muss geklärt und die Zeit für die bauliche Umsetzung berücksichtigt werden.

- Prozesskoordinatoren: VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2026–2030 (Ende)
- Turnus: einmalige Implementierung, Anpassung nach Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, V4, V5, V7, B1, B3
- Ergebnis: Netzzustände und Anlagenverhalten in den Verteilnetzen sind im ausreichenden Maße (in Abhängigkeit der Spannungsebene) bekannt.

S6. Prozess zum automatisierten Abruf-Verfahren und der Koordination des Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle NB-NB

Netzbetreiber mit Bedarf an Blindleistung von Dritten müssen effiziente Verfahren für die Anforderung von Vorhalteleistung und den Abruf von Blindleistung ausgestalten und implementieren. Ergänzend zur Festlegung BK6-23-072 für die Schnittstelle Markt/Netz ist ggf. eine FNN-Anschlussregel für die Koordination zwischen Netzbetreibern zu erstellen.

- Prozesskoordinatoren: ÜNB und VNB
- Zeit (erwartet): 2024 (Start) bis 2028 (Ende)
- Turnus: einmalige Implementierung, Anpassung nach Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: VDE FNN
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V6, V8
- Ergebnis: Verfahren für die Anforderung von Vorhalteleistung und den Abruf von Blindleistung sind ausgestaltet, sodass diese im Bedarfsfall in einer Anwendungsregel festgehalten (2024) und anschließend implementiert (bis 2028) werden können.

S7. Erarbeitung von weiteren Letztmaßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses (Systemschutzplan, Umsetzung NC-ER, Pendant im VN)

Ergänzend zur Blindleistungsbereitstellung bei Normalbetrieb sind Maßnahmen zu beschreiben, die bei Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit zu ergreifen sind. Die dazu vorhandenen Regelwerke z. B. beim VDE FNN sind bezüglich der Anforderungen nach (S1) Ausweitung der betrachteten Fehlerfälle zu überarbeiten und zu ergänzen.

- Prozesskoordinatoren: ÜNB, VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024–2025 (Ende)
- Turnus: zyklisch
- Weitere beteiligte Stakeholder: -
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V8, V9
- Ergebnis: Letztmaßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses sind erarbeitet und fixiert.

S8. Weiterentwicklung der VDE-Anwendungsregeln zu den Schnittstellen zwischen Netzbetreibern

Für eine effiziente Bereitstellung von Blindleistung sind sowohl für die Koordination informatorische Kommunikationsprozesse und -formate sowie für die operative Bereitstellung Prozesse und Formate für die Abruf- und Abrechnungsvorgänge standardisiert zu erarbeiten.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): 2024 (Start) bis 2028–2030 (Ende)
- Turnus: zunächst einmalig, bedarfsgerechte Überarbeitung wie bei allen FNN-Hinweisen und Anschlussregeln
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, VNB, Hersteller
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V8, V9
- Ergebnis: Technische Anschlussregeln sind insbesondere gemäß den Kommunikationsanforderungen weiterentwickelt.

5.2.3 Resonanzstabilität

R1. Systemische Studie zur Entwicklung einheitlicher Kriterien und Bewertungsverfahren für Resonanzstabilität

Die Ursachen und Auswirkungen der Resonanzstabilität werden zurzeit ausschließlich in projekt- sowie spezifikationspezifischen Interaktions- und teilweise in harmonischen Studien untersucht. Deshalb werden von den ÜNB, in enger Zusammenarbeit mit den Herstellern, VNB, Forschungseinrichtungen und Toolherstellern, einheitliche Verfahren (z. B. Simulations-/Messverfahren) und Bewertungskriterien erarbeitet, um Resonanzstabilität systemisch zu quantifizieren. Der Prozess soll durch den VDE FNN initiiert werden und unter dessen Dach erfolgen. Hierbei sind vor allem die Identifikation kritischer Netzgebiete sowie Frequenzbereiche und der Umgang mit hohen Modellunsicherheiten zu berücksichtigen. Die Kriterien und Verfahren werden dann ggf. in Form eines White Papers oder einer Guideline veröffentlicht.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2027–2030 (Ende)
- Turnus: einmalige Durchführung zur Entwicklung von Kriterien, danach bedarfsgerechte Überarbeitung
- Weitere beteiligte Stakeholder: Netzbetreiber, Hersteller, Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, R2
- Ergebnis: Dokument zu einheitlichen Kriterien und Bewertungsverfahren für Resonanzstabilität

R2. Systemische und anlagenspezifische Anforderungen insbesondere für das Massengeschäft definieren

Auf Basis der entwickelten einheitlichen Bewertungsverfahren aus (R1) werden Systemanforderungen zur Sicherstellung der Resonanzstabilität von den ÜNB mit Unterstützung von Herstellern, VNB und Forschungseinrichtungen z. B. in Form von Grenzwerten oder Systemeigenschaften erarbeitet (sofern ein Bedarf vorliegt). Aus den systemischen Anforderungen werden Anlagenanforderungen im VDE FNN unter Beteiligung aller involvierten Stakeholder abgeleitet, die auch explizit für das Massengeschäft angewendet werden können. Im Zuge dessen wird ggf. eine Unterteilung zwischen Mindestanforderungen und weiterführenden Anforderungen z. B. in Form von Systemdienstleistungen erarbeitet. Die identifizierten Mindestanforderungen werden dann je nach Umfang in einen FNN-Hinweis, TAB¹³ oder TAR überführt.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): 2025–2026 (Start) bis 2028–2029 (Ende)
- Turnus: zunächst einmalig, bedarfsgerechte Überarbeitung wie bei allen FNN-Hinweisen und Anschlussregeln
- Weitere beteiligte Stakeholder: Netzbetreiber, Hersteller, Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V8, R5
- Ergebnis: Systemanforderungen und Anforderungen auf Anlagenebene zur Sicherstellung der Resonanzstabilität liegen vor.

R3. Zertifizierung und Prüfverfahren für Anlageneigenschaften

Um die Wirksamkeit und Umsetzung der abgeleiteten Anlagenanforderungen sicherzustellen, werden Zertifizierungs- und Prüfverfahren für die abgeleiteten anlagenspezifischen Anforderungen von FGW/DKE unter Beteiligung der Hersteller und ggf. der ÜNB erarbeitet. Diese werden dann in entsprechende Richtlinien und Regelwerke überführt.

- Prozesskoordinatoren: DKE (NS), FGW (HöS/HS/MS)
- Zeit (erwartet): 2026 (Start) bis 2029–2030 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Überarbeitung
- Weitere beteiligte Stakeholder: Hersteller, ÜNB, VNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V8
- Ergebnis: Zertifizierungs- und Prüfungsgrundlagen liegen vor.

R4. Prüfung und ggf. Ableitung von Beschaffungsverfahren

Für die abgeleiteten anlagenspezifischen Anforderungen, die nicht als Mindestanforderungen definiert wurden, werden Beschaffungsverfahren erarbeitet (sofern Bedarf vorliegt; vgl. auch V4). Hierzu könnte die BNetzA durch eine Erweiterung des § 12h EnWG vom BMWK ermächtigt werden. Die Erarbeitung des Konzepts erfolgt in Zusammenarbeit mit den beteiligten Stakeholdern ggf. im VDE FNN oder durch die ÜNB. Dafür erfolgt im ersten Schritt im VDE FNN eine technische Definition eines Produkts, falls Anforderungen in (R2) identifiziert wurden, die über die Mindestanforderungen hinausgehen. Falls als Ergebnis dieses Prozesses ein Produkt sowie ein Beschaffungsprozess identifiziert wurde, werden durch die beteiligten Stakeholder (BNetzA, VDE FNN) die weiteren Umsetzungsschritte definiert und in einen Anschlussprozess überführt. Siehe auch den verbindenden Prozess V4.

¹³ Technische Anschlussbedingungen (netzbetreiberspezifische Auslegung der TAR).

- Prozesskoordinator: BNetzA
- Zeit (erwartet): 2026–2028 (Start) bis 2028–2030 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Anpassung
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, BMWK
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4
- Ergebnis: Beschaffungsverfahren für „Resonanzstabilität“, sofern erforderlich, liegt vor.

R5. Koordinierte „Feldtests“ für Erfahrungen mit netzbildenden Stromrichtern im Kontext der Resonanzstabilität

Der gezielte Einsatz netzbildender Stromrichter ist eine wirksame Maßnahme zur Sicherstellung der Systemstabilität in Szenarien mit hoher Stromrichterdurchdringung. Allerdings fehlen bisher Erfahrungen im flächendeckenden Betrieb solcher Stromrichter im Übertragungs- und Verteilnetz. Aus diesem Grund werden vom ÜNB und VNB in enger Kooperation mit den Herstellern Feldtests zur Erprobung der netzbildenden Regelung durchgeführt. Diese berücksichtigen zumindest exemplarisch unterschiedliche technologieabhängige Begrenzungen (z. B. Wirkleistungsgradienten von Windkraftanlagen). Abschließend fließen die Erfahrungen in die Modell-, Spezifikations- und Anforderungsentwicklung ein. Konkret könnte dies wie folgt aussehen: Die Netzbetreiber sind für die Auswahl, Konzeptionierung und Durchführung der Feldtests verantwortlich. Für eine möglichst effiziente Nutzung der Erfahrungen und damit für den Wissenstransfer ist der VDE FNN einzubeziehen. Der VDE FNN kann hier eine koordinierende Rolle einnehmen. Teilprozess des verbindenden Prozesses V2. Dort werden eventuelle regulatorische Fragen geklärt.

- Prozesskoordinator: ÜNB, VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2026–2028 (Ende)
- Turnus: bedarfsgerecht
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, VNB, Hersteller, Forschungseinrichtungen, VDE FNN, BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V2, F7, R2
- Ergebnis: Erfahrungen im Betrieb mit netzbildenden Stromrichtern im Netzbetrieb

5.2.4 Kurzschlussstrom

K1. Entwicklung und Integration einer Bewertungsmethodik für Kurzschlussstrom im stromrichterdominierten System in bestehende Prozesse

Die bestehenden Normen und Richtlinien zur Ermittlung und Bewertung des Kurzschlussstroms für einen gegebenen Netzanschluss berücksichtigen die Beiträge aus stromrichterbasierten Anlagen nicht oder nur unzureichend. Hier besteht Forschungsbedarf unter Einbeziehung von VNB und ÜNB zur Entwicklung einer praxistauglichen Bewertungsmethodik für den Kurzschlussstrom in einem stromrichterdominierten System. Anschließend müssen die Ergebnisse in die entsprechenden Regelwerke einfließen. Ziel des Prozesses ist es, eine Bewertungsmethodik für Kurzschlussstrom im stromrichterdominierten System zu erarbeiten.

- Prozesskoordinator: DKE
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024–2027 (Ende)
- Turnus: einmalige Integration, bedarfsgerechte Weiterentwicklung
- Weitere beteiligte Stakeholder: VDE FNN, ÜNB, VNB, Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, KS4
- Ergebnis: Eine Bewertungsmethodik für Kurzschlussstrom im stromrichterdominierten System liegt vor und ist im Regelwerk verankert.

K2. Beschaffungsverfahren für ggf. dann notwendigen Kurzschlussstrom, sofern Voruntersuchungen entsprechende Bedarfe ausweisen

Zunächst sollte geprüft werden, inwieweit andere Maßnahmen wie die Beschaffung von Momentanreserve einen Einfluss auf das Kurzschlussniveau haben. Es besteht ein Bedarf an Forschung und Analyse, insbesondere seitens der ÜNB, um dies festzustellen (insbesondere V3). Basierend auf diesen Ergebnissen müssen geeignete Maßnahmen unter Beteiligung der BNetzA, des VDE FNN, der Netzbetreiber und Hersteller definiert und umgesetzt werden, um die erforderlichen Kurzschlussbeiträge zu beschaffen, die nicht durch andere Maßnahmen abgedeckt werden (sofern weiterer Bedarf besteht). Siehe auch den verbindenden Prozess V4.

- Prozesskoordinator: BNetzA
- Zeit (erwartet): 2026–2027 (Start) bis 2027–2029 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Anpassung
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, VNB, BMWK, VDE FNN, Hersteller
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, KS3
- Ergebnis: Beschaffungsverfahren für Kurzschlussstrom liegt entsprechend § 12h EnWG vor, sofern Bedarf identifiziert wurde.

K3. Bedarf und technische Möglichkeiten aus dem Verteilnetz bewerten

Zunächst müssen Studien durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden, um den Bedarf an Kurzschlussstrom im Übertragungsnetz zu ermitteln, der sich aufgrund der Abschaltung konventioneller Kraftwerke ergibt. Darüber hinaus ist es wichtig, in Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern, Anlagenherstellern und Forschungseinrichtungen zu klären, welche Potenziale bestehen, um diesen Bedarf durch Anlagen im Verteilnetz bereitzustellen. Die Bedarfsbestimmung und die Bewertung der

technischen Möglichkeiten können als Teil des Systemstabilitätsberichts adressiert werden.

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2026–2027 (Ende)
- Turnus: einmalige Bewertung, anschließend im Beschaffungsprozess zyklisch zu aktualisieren
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB, Forschungseinrichtungen, Anlagenbetreiber
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, V4, V8, V9, KS2
- Ergebnis: Nutzbarer Beitrag von Netznutzern im Verteilnetz zur Deckung des Bedarfs an Kurzschlussstrom ist bekannt.

K4. Leitfaden für Verteilnetzbetreiber zu Risiken durch steigende KS-Ströme und geeigneten Abhilfemaßnahmen

Zusätzlich zum Kurzschlussstrom aus dem Übertragungsnetz tragen auch dezentrale Anlagen zunehmend zum Kurzschlussstromniveau bei. Je nach regionalen Bedingungen kann dies zu einer signifikanten Erhöhung des lokalen Kurzschlussniveaus führen. Bei der Auslegung von Betriebsmitteln (insbesondere Schutzgeräten) muss dies berücksichtigt werden. Dabei sind sowohl zu hohe KS-Strom-Niveaus aufgrund der Betriebsmittelbelastung als auch zu niedrige KS-Strom-Niveaus aufgrund der Schutzauslösung kritisch und daher zu berücksichtigen. Aus diesem Grund ist es erforderlich, entsprechende Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber zu erarbeiten. Herausgeber kann der VDE FNN sein.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): 2026 (Start) bis 2028 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: keine weiteren
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, V4, V9, KS1
- Ergebnis: Hinweis/Leitfaden für Verteilnetzbetreiber zu Risiken durch steigende KS-Ströme und geeigneten Abhilfemaßnahmen liegt vor.

K5. Vorausschauendes Monitoring der Entwicklung des KS-Strom-Niveaus (insbesondere an Kuppelstelle ÜNB/VNB)

Neue Kurzschlussquellen wie dezentrale, stromrichterbasierte Erzeugungsanlagen und Speicher werden nur teilweise systematisch erfasst. Daher wird eine genaue Ermittlung des Kurzschlussstromniveaus zunehmend erschwert. Netzbetreiber müssen Strategien und Methoden entwickeln, die vorausschauend die Bestimmung des Kurzschlussstromniveaus erfassen können. Hierbei geht es um Prognosen entlang üblicher Planungshorizonte, wie z. B. im Rahmen der Netzausbaupläne oder des Systemstabilitätsberichtes (V3).

- Prozesskoordinatoren: ÜNB und VNB
- Zeit (erwartet): 2024 (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: zyklisch
- Weitere beteiligte Stakeholder: Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, V4, V6
- Ergebnis: Kontinuierliches Monitoring und Prognose der Entwicklung des KS-Strom-Niveaus

K6. Untersuchungen/Studien zur Ausbildung von Spannungstrichtern im Zielsystem inkl. der Bewertung der sich ggf. verändernden Spannungstrichter-Charakteristik

Bei einem Kurzschluss bricht die Spannung am Ort des Fehlers zusammen und ein sogenannter Spannungstrichter bildet sich aufgrund des radial in den Fehler fließenden Kurzschlussstroms im Netz aus. Mit zunehmender Entfernung vom Kurzschlussort steigt die Netzspannung wieder an. Allerdings können Kurzschlussstromquellen in der

Nähe des Fehlers die Ausdehnung des Spannungstrichters verringern. Es besteht ein Forschungsbedarf, um im Zielnetzzenario zu ermitteln, wie dezentrale Kurzschlussstromlieferanten, die auf Stromrichtertechnologie basieren, die Ausdehnung des Spannungstrichters im Netz beeinflussen. Sollte sich herausstellen, dass der Spannungstrichter eine zu große Ausdehnung annimmt, müssen weitere Maßnahmen entwickelt werden. Dies kann im Kontext des Systemstabilitätsberichtes erfolgen.

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): 2024 (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: einmalige Durchführung, bedarfsgerechte Weiterentwicklung/Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB, Hersteller, Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3
- Ergebnis: Einfluss von dezentralen Kurzschlussstromlieferanten, die auf Stromrichtertechnologie basieren, auf die Ausdehnung von Spannungstrichtern im Netz ist bekannt.

5.2.5 Winkelstabilität

W1. Systemstudien zur Ermittlung des Bedarfs einer synchronisierenden „Phasenwinkelleistung“

Zunächst sollten in einer Metastudie vorhandene Ergebnisse zu den Punkten Stromrichterverhalten, Messgröße für Winkelstabilität und Abschätzung von auftretenden Winkeldifferenzen im Regelbetrieb zusammengetragen werden. Dies dient der Erweiterung der Methodik zur Bewertung der Systemstabilität im Rahmen des NEP-Prozesses oder des Systemstabilitätsberichtes (V3), um ein Monitoring und eine Evaluation von Winkeldifferenzen zwischen Netzgruppen und Regionen einzuführen. Diese Thematik kann als Teil des Systemstabilitätsberichts adressiert werden.

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024–2025 (Ende)
- Turnus: zyklisch
- Weitere beteiligte Stakeholder: Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3
- Ergebnis: Bedarf einer synchronisierenden „Phasenwinkelleistung“ ist grundsätzlich bekannt und die NEP-Methodik ist erweitert, um damit zyklische Prozessausführung zu gewährleisten.

W2. Kosten-Nutzen-Analyse zu technisch sinnvollen Optionen zur Bedarfsdeckung

Bei der Analyse von technischen Optionen beispielsweise im Rahmen des Systemstabilitätsberichts (V3) sind verschiedene Punkte zu berücksichtigen: die Technologiereifegrade (TRL) für verschiedene Zeithorizonte, technologie- und spannungsebenenspezifische Kosten, das Design von Anlagen auf VNB-Ebene und die Erarbeitung einer gesamteuropäisch koordinierten Lösung. Hierbei sind auch Zwischenergebnisse aus W3 zu den Beiträgen stromrichterbasierter Anlagen einzuspielen. Die durchzuführende Abwägung von verschiedenen Technologien und Lösungsansätzen sowie deren Investitionsbedarfe oder Betriebskosten obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber. Schließlich ist im Rahmen einer Produktdefinition zu klären, ob ein Beitrag zur Bedarfsdeckung von allen Netzteilnehmern gefordert wird oder ob der Bedarf technologieoffen über eine marktliche Beschaffung gedeckt werden soll. Diese Analysen können als Teil des Systemstabilitätsberichts adressiert werden.

- Prozesskoordinatoren: VNB/ÜNB
- Zeit (erwartet): 2024–2025 (Start) bis 2026–2027 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: Hersteller, Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, V4
- Ergebnis: Sinnvolle Technologieoptionen zur Bedarfsdeckung und Produktdefinition sind bekannt.

W3. Einbezug stromrichterbasierter Anlagen in die Bedarfsdeckung der Winkelstabilität

Es muss der Beitrag einer Anlage zur Winkelstabilität (z. B. auch Differenzierungen nach Betriebspunkten, inhärenten Leistungs-/Energiereserven/Speicherkapazitäten) beschrieben werden. Die inhärenten Begrenzungen der Anlage und deren systemische Auswirkungen müssen analysiert werden, beispielsweise im Systemstabilitätsbericht. Dies ist eine Notwendigkeit, sofern stromrichterbasierte Anlagen im Sinne von Maßnahmen im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse aus W2 berücksichtigt werden können. Diese Thematik kann als Teil des Systemstabilitätsberichts adressiert werden.

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): 2026–2027 (Start) bis 2027–2028 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: BNetzA
- Ergebnis: Notwendiger Beitrag stromrichterbasierter Netznutzer zur Winkelstabilität ist bekannt.

5.2.6 Betriebsführung

B1. Identifikation kritischer Faktoren und Netzzustände zur Sicherstellung der notwendigen Systemsicherheit

Die steigende Anzahl dezentraler und dargebotsabhängiger Netznutzer sowie flexibler Lasten verändert das Systemverhalten und steigert die Komplexität der Systemführung. Für dieses veränderte Systemverhalten gilt es kritische Netzzustände zu identifizieren und geeignete Bewertungskriterien und Indikatoren abzuleiten. Dies kann beispielsweise bedeuten, dass eine zulässige Verteilungsfunktion der auftretenden Frequenzwerte um den Sollwert von 50 Hz als Qualitätsziel zu definieren ist. Die Breite dieser Verteilung definiert die tolerierten Abweichungen im Kurzzeitbereich.

Potenziell kritische Netzzustände müssen frühzeitig bzw. bereits in der Prognose erkennbar sein, sodass entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können.

- Prozesskoordinator: ÜNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024 (Ende)
- Turnus: fortlaufend
- Weitere beteiligte Stakeholder: VNB, BNetzA, Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V3, B2, V1
- Ergebnis: Kritische Faktoren und Netzzustände sind bekannt.

B2. Prüfung/Weiterentwicklung (und ggf. Vereinheitlichung) des (n-1)-Prinzips

Die (n-1)-Sicherheit stellt einen wesentlichen Kern der sicheren Energieversorgung dar und ist zu jedem Zeitpunkt einzuhalten. Sie besagt, dass das Stromnetz jederzeit den Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (Trafo, Leitung etc.) verkraften können muss. Durch die immer höhere Auslastung des Systems, wie z. B. durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, und den stetigen Wandel der Erzeugungslandschaft rückt der Systembetrieb bereits im Normalbetrieb immer näher an die Sicherheitsgrenzen. Dies stellt eine immer größer werdende Herausforderung dar. Das bisherige (n-1)-Prinzip soll auf mögliche Verbesserungen – insbesondere in Bezug auf die Einbindung von neuartigen Betriebsmitteln – überprüft und weiterentwickelt werden, um eine sichere und störungsfähige Energieübertragung auch in Zukunft gewährleisten zu können. Mit der Einbindung von neuen Technologien, wie z. B. Netzboostern, Special Protection Schemes usw., muss das bisherige (n-1)-Prinzip überarbeitet und ggf. angepasst werden, mit dem Ziel, das aktuelle Level der Systemsicherheit zu erhalten und perspektivisch zu erweitern.

- Prozesskoordinator: VDE FNN (Verteilnetz), ÜNB (Übertragungsnetz)
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2025–2027 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: BNetzA, Forschungseinrichtungen, VNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4, V7
- Ergebnis: (n-1)-Prinzip ist bedarfsgerecht überarbeitet.

B3. Prozess- und Toolentwicklung für Sichtbarkeit des Systemzustands und Echtzeitsteuerung (Datenaustausch)

Die immer höher werdende Komplexität und steigende Anzahl an Marktteilnehmern erfordern die Entwicklung von neuen oder die Weiterentwicklung bestehender Tools und Prozesse. Den Operator muss es auch zukünftig möglich sein, die aktuelle Netzsituation durch eine geeignete Übersicht und Darstellung von Daten und Informationen zu bewerten.

- Prozesskoordinatoren: VDE FNN, ÜNB, VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2028 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: Forschungseinrichtungen
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V6, V7
- Ergebnis: Prozesse und Tools zur Überwachung des Systemzustandes und Steuerung in Echtzeit sind weiterentwickelt.

B4. Ausweitung/Robustheit des Datenaustausches zwischen Netzbetreibern

Robuste und einheitliche Kommunikationskanäle zwischen den Netzbetreibern sind ein absolutes Muss in der Betriebsführung. Die Erfassung und der Austausch von Daten bilden das Fundament für die meisten Prozesse, Tools und die IT-Systeme, die eine Systembewertung zulassen und zur Entscheidungsfindung beitragen. Somit ist es unerlässlich, die bestehenden Kommunikationskanäle zwischen den Netzbetreibern auszubauen und die Robustheit weiter zu steigern. Wichtig ist hierbei, dass der Fokus nicht auf einem konkreten Austauschprotokoll, sondern auf einem Datenformat mit einheitlichen Anforderungen und Inhalten liegen sollte. Ausgangspunkt kann der Maßnahmenkatalog zum Netzwiederaufbau sein, welcher sich bereits in der Umsetzung befindet.

- Prozesskoordinatoren: VDE FNN, Netzbetreiber untereinander
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024–2028 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: -
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V6
- Ergebnis: Robuste Datenaustauschkanäle zwischen Netzbetreibern sind umgesetzt/weiterentwickelt.

B5. Beschleunigter Standardisierungsprozess für intelligente Messsysteme, Zähler und Sensoren

Im Rahmen der in § 27 MsbG aufgezeigten Standardisierungspartnerschaft mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) müssen Lücken in existierenden Standards geschlossen sowie fehlende Standards erstellt werden. Ziel des beschleunigten Standardisierungsprozesses ist es, die Grundlagen für den Rollout von intelligenten Messsystemen derart zu verbessern, dass sowohl Logistik und Einbau als auch der IT-technische Betrieb hochskalierbar und bundesweit umgesetzt werden können, sodass der Massenrollout in den notwendigen Größenordnungen stattfinden kann. Die intelligenten Messsysteme sollen auch für systemstabilitätsrelevante Anwendungen genutzt werden können (bspw. V5 und V6).

- Prozesskoordinator: DKE
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2024–2028 (Ende)
- Turnus: einmalig
- Weitere beteiligte Stakeholder: BSI, VDE FNN
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V5, V6, S8
- Ergebnis: Die Standardisierung zum Rollout für intelligente Messsysteme ist abgeschlossen.

B6. Rechtssicherheit herbeiführen für präventives und kuratives Handeln der Netzbetreiber, um den Automatisierungsgrad zu erhöhen

Ein Element in der Höherauslastung der Netze ist die kurative Systemführung zur Absicherung der Systemstabilität. Aktuell werden an mehreren Stellen Pilotprojekte entwickelt und ausgewertet, um die benötigten Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für ihre großflächige Integration dieser Verfahren in das Stromnetz bereitzustellen. Damit dies gelingt, müssen die rechtlichen Bedingungen und Sicherheiten geschaffen werden. Es ist wichtig, hierbei nicht nur den kurativen, sondern auch den präventiven Bereich sowie die Wechselwirkung zwischen diesen mit einzubeziehen. Hierzu sind von den ÜNB und VNB potenziell existierende Hemmnisse sowie Lösungsoptionen zu identifizieren und dem BMWK und der BNetzA vorzulegen.

- Prozesskoordinator: ÜNB, VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2025 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Aktualisierung
- Weitere beteiligte Stakeholder: BMWK, BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V2, V3
- Ergebnis: Dem BMWK und der BNetzA liegt eine Übersicht vor, welche regulatorischen Hemmnisse für Netzbetreiber bestehen, um kurative und präventive Maßnahmen umzusetzen. Diese bildet die Grundlage, um ggf. notwendige gesetzliche und regulatorische Anpassungen vorzunehmen.

5.2.7 Netz- und Versorgungswiederaufbau

NVWA1. Bedarfsbestimmung für gesicherte Leistung und Energie für den nationalen Netz- und Versorgungswiederaufbau je Region für Schwarzstart- und Partneranlagen

In einem 100 %-EE-Energiesystem muss der nationale Netz- und Versorgungswiederaufbau auch in sonnen- und windarmen Phasen angemessen rasch möglich sein. Hierzu ist der Bedarf gesicherter Leistung und Energie je Region im Wiederaufbau durch die ÜNB zu bestimmen und deren Verfügbarkeit zu gewährleisten. Dies kann im Rahmen des Systemstabilitätsberichts erfolgen. Dies gilt neben Schwarzstartanlagen für den Netzwiederaufbau insbesondere auch für gesicherte Leistung und Energie aus Partneranlagen zur Ablösung dieser Anlagen. Ebenso sind für den Versorgungswiederaufbau Verfügbarkeitsanforderungen und Umfänge solcher Reserven zur angemessenen Überbrückung der Dauer bis zur Wiederherstellung des regulären Marktgeschehens durch die ÜNB festzulegen. Dieser Prozess muss in enger Abstimmung mit der Festlegung der übergeordneten Robustheits- bzw. Resilienzanforderungen (V1) erfolgen. Beispielsweise müsste hierfür auch bestimmt werden, welcher Wiederversorgungsgrad in einer sinnvollen Zeit erreicht werden kann und soll.

- Prozesskoordinatoren: ÜNB, BNetzA
- Zeit (erwartet): läuft (Start) bis 2025 (Ende)
- Turnus: regelmäßig durch ÜNB nach Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: BMWK
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V1, V3
- Ergebnis: Der Bedarf für gesicherte Leistung und Energie für den nationalen Netz- und Versorgungswiederaufbau je Region für Schwarzstart- und Partneranlagen ist bekannt.

NVWA2. Neue gemeinschaftliche koordinierende Wiederaufbau-Plattform (z. B. FNN-Experten-Netzwerk „Netz- und Versorgungswiederaufbau“)

Der Wandel des Kraftwerksparks und der Last- und Erzeugungsstrukturen im Allgemeinen hat großen Einfluss auf den Netz- und Versorgungswiederaufbau der Zukunft. Dafür braucht es ein Expertinnen- und Expertennetzwerk, um ein gemeinsames Verständnis der Erfordernisse zu schaffen. Dies beinhaltet ein kontinuierliches Management des Leitbilds, Verständnis der Konzepte, Synchronisation der Methoden zur Bedarfsermittlung, der Prozesse, der Anforderungen sowie der Forschungsaktivitäten.

- Prozesskoordinator: VDE FNN
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2024 (Ende)
- Turnus: einmaliges Aufsetzen der Plattform, regelmäßiger Austausch im Rahmen der Plattform
- Weitere beteiligte Stakeholder: ÜNB, VNB, BNetzA, BMWK, Wissenschaft
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V1
- Ergebnis: Ein Expertinnen- und Expertennetzwerk zu Themen des Netz- und Versorgungswiederaufbaus ist eingerichtet.

NVWA3. Konzeption und Design von Rahmenbedingungen zu Aktivitäten für erweitertes Testen von Teilsystemen und Üben von Prozessen

Das Testen und Üben von Prozessen außerhalb des Regelbetriebs ist essenziell, um den erfolgreichen Netz- und Versorgungswiederaufbau im Bedarfsfall sicherstellen zu können und ggf. nötige Anpassungen aufzudecken. Es gilt zu identifizieren, wie das Testen von Teilsystemen und das Üben von (teilweise veränderten) Prozessen im veränderten System und unter zunehmend erschwerten Rahmenbedingungen zu realisieren ist. Hierbei sollen im Rahmen der Plattform potenzielle Hemmnisse identifiziert und notwendige Anpassungen von Rahmenbedingungen aufgezeigt werden.

- Prozesskoordinatoren: ÜNB und VNB
- Zeit (erwartet): 2024 (Start) bis 2025 (Ende)
- Turnus: einmalig, bedarfsgerechte Anpassung
- Weitere beteiligte Stakeholder: BMWK, BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V2
- Ergebnis: Die Anforderungen und potenziellen Hemmnisse für erweitertes Testen von Teilsystemen und Üben von Prozessen sind bekannt. Potenzieller legislativer und regulatorischer Anpassungsbedarf ist aufgezeigt.

NVWA4. Festlegung Zielvorstellung „Verteilnetzinseln“ in Hinblick auf Anwendungsfälle begleitet durch Potenzialstudien

Durch Schwarzstart oder Abfangen gebildeter Verteilnetzinseln auf z. B. 110-kV-Ebene (auch Mittelspannung möglich) könnten den ÜNB-geführten Wiederaufbauprozess ergänzen. Dabei gilt es zu beachten, dass Verteilnetzinseln dazu beitragen können, Robustheits- und Resilienzanforderungen (V1) zu erfüllen. Als Basis für die Diskussion zur politischen Zieldefinition sind Potenzialstudien und Kosten-Nutzen-Analysen durchzuführen. Die Potenzialstudien sowie die Definition der politischen Zielstellung müssen eng koordiniert miteinander erfolgen, da diese sich jeweils bedingen. Das Vorgehen muss daher iterativ zwischen NVWA4 und V1 erfolgen. In Abhängigkeit der lokal oder regional vorzufindenden Potenziale sind verschiedene umfangreiche Versorgungsaufgaben denkbar, die nicht per se in jedem Verteilnetz erfüllbar sind (wichtig sind hierbei u. a. die Synchronisationsfähigkeit und der Aufwand, der notwendig ist, um die Insel stabil bei 50 Hz zu halten). Diese reichen von einer Infrastruktursicherung des elektrischen Netzes (niedrigste Voraussetzungen) bis zur Vollversorgung von Netzkunden durch den VNB (höchste Voraussetzungen).

- Prozesskoordinatoren: FNN, ÜNB, VNB
- Zeit (erwartet): sofort (Start) bis 2025–2026 (Ende)
- Turnus: iterativ mit V1, Anpassung bei Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: BNetzA
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V1, V8, KS5
- Ergebnis: Es ist festgelegt, welche aktive Rolle Verteilnetzinseln in den Netz- und Versorgungswiederaufbaukonzepten der ÜNB einnehmen können.

NVWA5. Anreizsetzung zur Befähigung neuer und bestehender Anlagen

Es ist sicherzustellen, dass die Systembedarfe der anfänglich gegenüber dem Verbundnetzbetrieb kleineren Teilsysteme im Netz- und Versorgungswiederaufbau gedeckt werden können. Diese Bedarfe und die zu deren Realisierung in Anlagen erforderlichen Anforderungen gehen teilweise über die klassischen Systemdienstleistungen hinaus. Daher müssen Anreize so gesetzt werden, dass die notwendigen Eigenschaften im Bedarfsfall verfügbar sind (sofern Bedarf besteht). Hierzu sind die nötigen technischen Merkmale zu definieren und die Bedarfe sowohl für spezifische Merkmale des Netz- und Versorgungswiederaufbaus als auch an Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität, die über die Bedarfe des Normalbetriebs hinausgehen, zu bestimmen. Diese Bedarfe (sowohl für den Netz- als auch für den Versorgungswiederaufbau) müssen dann strukturiert beschafft bzw. gedeckt (vgl. V4) werden.

- Prozesskoordinator: BNetzA
- Zeit (erwartet): 2024 (Start) bis 2026 (Ende)
- Turnus: regelmäßig basierend auf erwartetem Bedarf
- Weitere beteiligte Stakeholder: BMWK, ÜNB, VNB
- Unmittelbar betroffene Prozesse: V4
- Ergebnis: Das Beschaffungssystem reizt Investitionen für neue und bestehende Anlagen an, aktiv zum Netz- und Versorgungswiederaufbau beizutragen.

5.3 Prozessabhängigkeiten

In diesem Abschnitt werden die Prozessabhängigkeiten in den Themenfeldern vorgestellt. In den nachfolgenden Abbildungen sind verschiedene Informationen gebündelt. Der Fokus liegt auf den Schnittstellen und Abhängigkeiten zwischen den Prozessen. Es wird aufgezeigt, welche Prozesse sequenziell bzw. parallel ablaufen (können) und wo wesentliche zeitliche Abhängigkeiten und entsprechende Koordinationsbedarfe bestehen.

Zeiten und Verantwortlichkeiten: Dabei ist in den nachfolgenden Darstellungen die Breite der Prozessboxen keine Indikation für die Laufzeit der Prozesse. In den grauen Boxen sind die Prozesskoordinatoren genannt. Weitere beteiligte Stakeholder sind in den einzelnen Prozessbeschreibungen aufgeführt. Die Prozessabhängigkeiten sind wie folgt dargestellt.

Prozessabhängigkeiten: Das Aufsetzen und die Umsetzung der Prozesse sind teilweise mit erheblichem Aufwand verbunden. Daher muss zu Beginn der Prozesse eine Ressourcenplanung durch die Prozesskoordinatoren bzw. die Prozess- und Teilprozessverantwortlichen erfolgen. Hierbei sind die Prozessabhängigkeiten insbesondere zu nachgelagerten Prozessen von herausragender Bedeutung. Gerade bei Prozessen, deren Ergebnisse Grundlage für viele weitere Prozesse sind, ist der planmäßige Abschluss essenziell. Dabei ist der Handlungsdruck in allen Prozessen hoch. Es sind daher ausreichend Ressourcen zu allokatieren und es ist davon auszugehen, dass die heutigen Strukturen nicht immer geeignet und die personellen Ressourcen nicht immer ausreichend sein werden, um die neuen Aufgaben zu adressieren. Daher müssen alle Prozess- und Teil-

prozesskoordinatoren bei der Ressourcenplanung bedarfsgerecht weiteres Personal bereitstellen und ihre Strukturen den neuen Aufgaben anpassen bzw. entsprechend erweitern.

Die in diesem Abschnitt dargestellten Prozessabhängigkeiten liefern die Grundlage für die Koordination zwischen den Prozesskoordinatoren. Sie zeigen zudem elementare Pfade auf, sodass bei absehbarem Fortschrittsverzug entsprechende nachgelagerte Verzögerungen zu prüfen sind. Daher ist ein umfassendes Monitoring der Umsetzung der Roadmap Systemstabilität (vgl. auch Kapitel 8) notwendig und vorgesehen. Dieses gilt weniger der Kontrolle, sondern vielmehr der übergeordneten Steuerung und Nachsteuerung der Prozesse.

Darstellungsform: Bei Pfeilen, die als Eingang (von links) in einen Prozess hineingehen, ist eine enge Verzahnung der Prozesse zu erwarten und (Teil-) Ergebnisse sind wichtig für den Erfolg des nachfolgenden Prozesses. Pfeile mit Ausrufezeichen stehen hierbei für einen besonders engen Koordinationsbedarf, da die Prozesse teilweise parallel laufen (sollten) und es zudem starke Abhängigkeiten gibt. Prozesse können vollständig parallelisiert werden und sind nicht wesentlich voneinander abhängig, sofern die Pfeile auf einen Prozess von oben oder unten einlaufen.

Grundsätzlich sei an dieser Stelle erwähnt, dass die Prozesse innerhalb der einzelnen Themenfelder auch weitere Abhängigkeiten aufweisen. Diese Abhängigkeiten sind allerdings aus prozessualer Sicht für die Roadmap nicht kritisch und daher nicht illustriert. Prozesse, die wiederkehrend durchgeführt und angestoßen werden müssen, sind ebenfalls gekennzeichnet (Kreis mit Pfeil). Die Laufzeit

der Prozesse wird in den blau-grauen Boxen in den Randbereichen unten dargestellt. Links ist dabei der von den Expertinnen und Experten als notwendig identifizierter Startzeitpunkt angegeben, während rechts der abgeschätzte Endzeitpunkt abgebildet ist.

In den grauen Boxen sind die Prozesskoordinatoren genannt. NB steht hierbei für Netzbetreiber und umfasst ÜNB und VNB gleichermaßen.

Zudem können auch themenübergreifende Abhängigkeiten auftreten, die von den Prozesskoordinatoren im Einzelfall zu prüfen sind und einen zusätzlichen Koordinationsaufwand bedeuten. Die themenfeldübergreifende Betrachtung der Prozesse erfolgt in Kapitel 6.

Die Prozesse sind für jedes Themenfeld in die vier Gruppen *Übergeordneter Rahmen, Bedarfsbestimmung, Regelsetzung und Produktdefinition* und *Bedarfsdeckung* eingeteilt. Dabei ist es auch möglich, dass einzelne Gruppen in einem Themenfeld nicht besetzt sind. Diese Vorsortierung dient der Steigerung der Übersichtlichkeit innerhalb eines Themenfeldes. Die finale Gruppierung der Stabilitätsprozesse entlang relevanter Handlungsfelder erfolgt in Abschnitt 6.1.

5.3.1 Frequenz

Die nachstehende Abbildung 5.1 verdeutlicht das Zusammenspiel und die Abhängigkeiten der identifizierten Stabilitätsprozesse im Themenfeld Frequenz. Wie bereits erläutert, handelt es sich entweder um Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse bzw. die Notwendigkeit, bestehende Prozesse zu prüfen, oder um neu aufzusetzende Prozesse.

Im Themenfeld Frequenz besteht eine hohe Abhängigkeit der Prozesse untereinander. Die identifizierten Prozesse haben das primäre Ziel, den Wegfall der systeminhärenten Trägheit rotierender Maschinen von konventionellen Kraftwerken zu substituieren und den steigenden Bedarf zu decken. Hierzu sollen insbesondere auch netzbildende Stromrichter als Erbringsquelle erschlossen werden. Ausgangspunkte der Prozessfolge sind die technische Spezifikation von Momentanreserve (F1) (*Was genau muss bereitgestellt werden?*) und die Definition von Referenzfällen (F4) (*In welchem Umfang wird Momentanreserve benötigt?*). Beide Prozesse sind notwendiger Input für die Folgeprozesse und daher frühzeitig abzuschließen, um Verzögerungen zu vermeiden. Perspektivisch soll ein nennenswerter Teil des Bedarfs an Momentanreserve durch netzbildende Stromrichter bereitgestellt werden. Daher besteht eine hohe Abhängigkeit des Prozesses zur Erstellung einer Prüfgrundlage für Zertifizierung von netzbildenden Stromrichtern (F6) von den genannten Ausgangsprozessen (F1, F4).

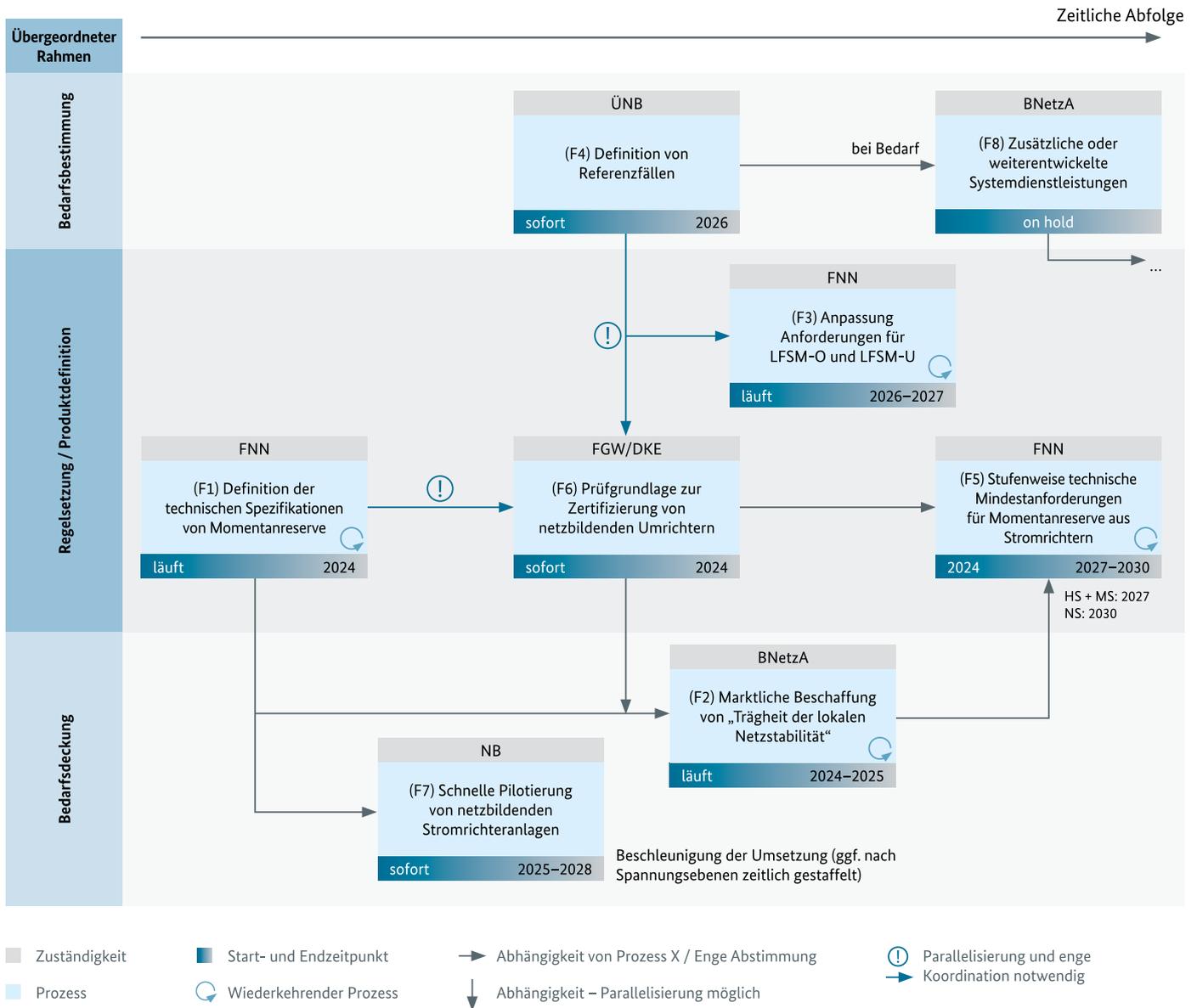


Abbildung 5.1: Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Frequenz

Diese Prozesse müssen eng abgestimmt und synchronisiert erfolgen, sodass sichergestellt wird, dass netzbildende Stromrichter Momentanreserve nach der gewünschten Spezifikation und in der notwendigen Qualität bereitstellen können. Die Referenzfälle sind zudem wichtige Inputgrößen für die Anpassungen der Anforderungen an das LFSM-U

und LFSM-O (F3), sodass auch hier eine enge Koordination stattfinden muss. Ein begleitender Strang ist die Deckung des Bedarfs an Momentanreserve. Hierzu gilt es ein strukturiertes Beschaffungskonzept (F2) einzuführen. Dieses Beschaffungskonzept muss definieren, ob und in welchem Umfang Momentanreserve durch Netzbetriebsmittel, über

technische Mindestanforderungen oder über marktliche Elemente beschafft werden soll. Gemeinsam mit dem Prozess zur Prüfgrundlage für die Zertifizierung von netzbildenden Stromrichtern (F6) bildet der Prozess zur strukturierten Beschaffung von Momentanreserve (F2) die Grundlage für die Ableitung von technischen Mindestanforderungen für Momentanreserve aus Stromrichtern (F5). Hier sollte ein frühzeitiger und enger Austausch angestrebt werden.

5.3.2 Spannung

Nachstehende Abbildung 5.2 verdeutlicht das Zusammenspiel und die Abhängigkeiten der identifizierten Stabilitätsprozesse im Themenfeld Spannung. Wie bereits erläutert, handelt es sich entweder um Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse bzw. um die Notwendigkeit, bestehende Prozesse zu prüfen, oder um neu aufzusetzende Prozesse.

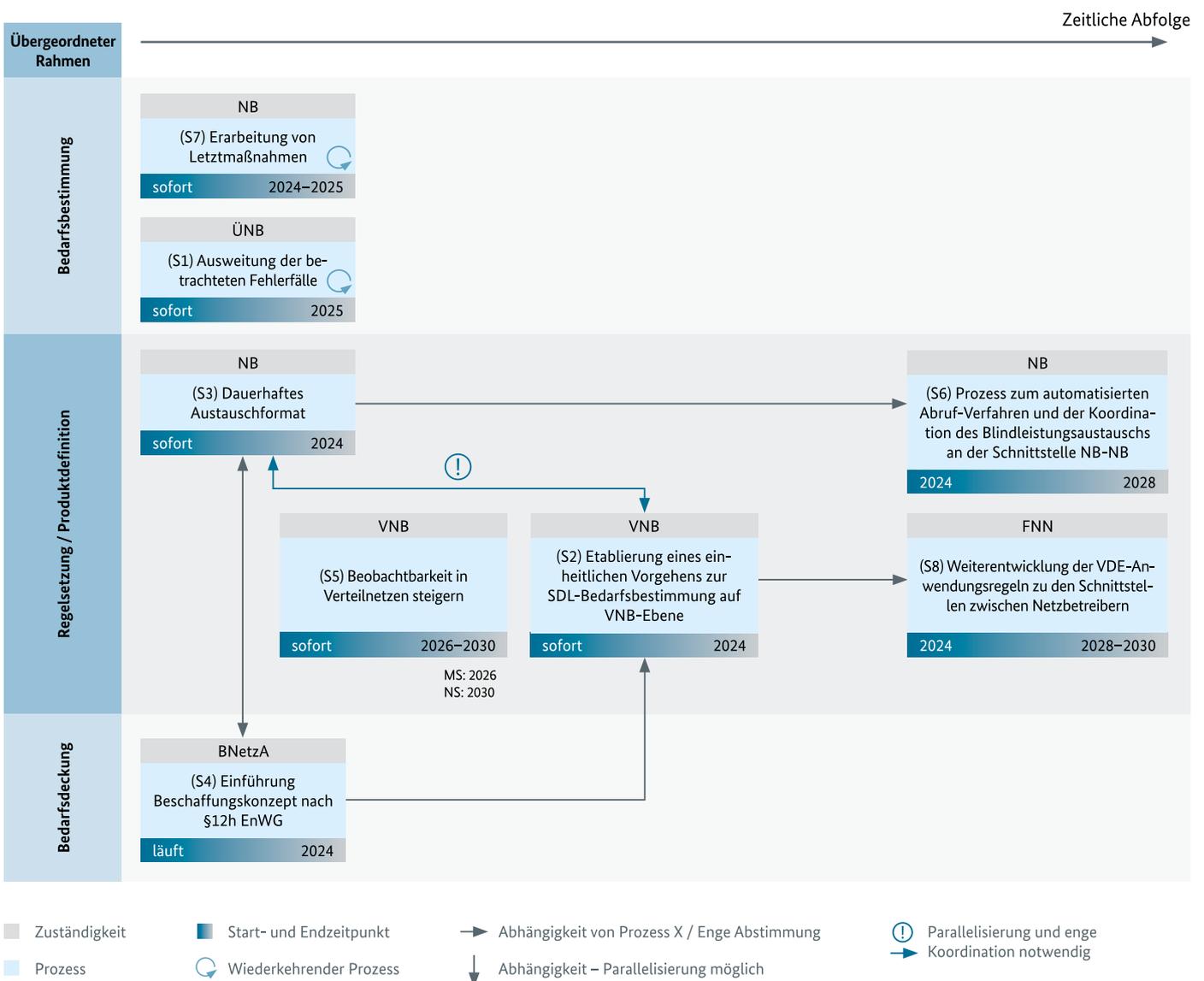


Abbildung 5.2: Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Spannung

Auch im Themenfeld Spannung besteht eine erhöhte Abhängigkeit zwischen den Prozessen. Abhängigkeit besteht insbesondere bei Prozessen, die die Koordination zwischen Netzbetreibern steigern und den gezielten und koordinierten (vertikalen) Blindleistungsaustausch zwischen verschiedenen Netzebenen ermöglichen sollen. Ein zentrales Element können die Netzausbaupläne nach § 14d EnWG sein, welche u. a. auch die Ausweisung des Bedarfs an Blindleistung verpflichtend vorsehen (S2). Hierdurch soll insbesondere die Koordination und der gezielte Blindleistungsaustausch zwischen den Netzebenen gestärkt werden. Folglich besteht eine starke wechselseitige Abhängigkeit von S2 mit dem Prozess zur Entwicklung eines dauerhaften Austauschformats (S3). Mit Hilfe des Prozesses S3 soll ein Verfahren für den planerischen und betrieblichen Informationsaustausch rund um die Bereitstellung von Blindleistung – sowohl von Anlagenbetreibern für das Netz als auch zwischen Netzbetreibern – etabliert werden. Dies umfasst Informationen zur Bedarfsplanung, den operativen Abruf und ggf. Informationen zur Abrechnung. Dabei sind beide Prozesse zu parallelisieren bzw. gemeinsam zu denken und aufeinander abzustimmen. Auf Grundlage des Austauschformats (S3) soll dann ein Prozess zur automatisierten Koordination und zum automatisierten Blindleistungsabruf von Netznutzern bzw. auch zwischen Netzbetreibern entwickelt und eingeführt werden (S6). Aus der Etablierung des NAP-Prozesses folgt auch der Bedarf zur Weiterentwicklung der VDE-Anwendungsregeln zu den Schnittstellen zwischen Netzbetreibern (S8). Dies kann entweder notwendig sein, um entsprechende Bedarfe zu decken und/oder um Kommunikationsanforderungen für den Austausch zwischen Netzbetreibern untereinander sowie zwischen Netzbetreibern und Anlagen zu fixieren. Ein weiteres zentrales verbindendes Element ist die Einführung der marktlichen Beschaffung von Blindleistung nach § 12h EnWG (S4). Das

entsprechende Beschaffungskonzept wird voraussichtlich im ersten Quartal 2024 veröffentlicht werden. Hier gilt es zu prüfen, ob das Konzept geeignet ist, die im NAP ausgewiesenen Bedarfe effizient zu decken. Anderenfalls sind hier Anpassungen notwendig. Dies kann auch Auswirkungen auf die technischen Anschlussregeln sowie die Anwendungsregeln zu den Schnittstellen zwischen Netzbetreibern haben (S8). Des Weiteren ist der gezielte und koordinierte Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern im Beschaffungskonzept zu berücksichtigen. Sofern dies nicht unmittelbar im Rahmen des Konzepts zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung geregelt wird, ist eine begleitende VDE-FNN-Regelung für die Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern zu erarbeiten. Dieser Auftrag kann auch aus dem Beschaffungskonzept hervorgehen. Es besteht folglich auch eine wechselseitige Abhängigkeit von S4 mit dem Prozess zum dauerhaften Austauschformat (S3), da dieses ebenfalls auf das Beschaffungskonzept (S4) abgestimmt sein muss. Diese beiden Prozesse können parallelisiert werden und sollten in enger Abstimmung erfolgen.

Begleitet werden die genannten Prozesse durch die Ausweitung der zu betrachtenden Fehlerfälle (S1) und die Weiterentwicklung von Letztmaßnahmen zur Wahrung der Spannungsstabilität im gestörten Netzbetrieb (S7), welche zyklisch durchzuführen sind. Zudem gilt es, die Beobachtbarkeit im Verteilnetz zu steigern (S5). Diese drei Prozesse (S1, S5, S7) sind zwar gemeinsam mit den anderen Prozessen zu denken bzw. dienen auch als Input für diese, es besteht jedoch keine kritische Abhängigkeit. Daher erweitern diese die anderen Prozesse, sind jedoch keine Grundvoraussetzung für deren Durchführung.

5.3.3 Resonanzstabilität

Nachstehende Abbildung 5.3 verdeutlicht das Zusammenspiel und die Abhängigkeiten der identifizierten Stabilitätsprozesse im Themenfeld Resonanzstabilität. Wie bereits erläutert, handelt es sich entweder um Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse bzw. um die Notwendigkeit, bestehende Prozesse zu prüfen, oder um neu aufzusetzende Prozesse.

Die Komplexität der Resonanzstabilität steigt mit der Durchdringung des Stromsystems mit dezentralen stromrichterbasierten Anlagen deutlich an. Die Auswirkungen möglicher Oszillationen durch diese neuen Netznutzer sind noch nicht bekannt und können wahrscheinlich zukünftig nicht mehr nur passiv durch die Trägheit des Systems gedämpft werden. Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem können hier aktive Maßnahmen notwendig werden, um das ungewollte und unkontrollierte Aufschwingen von Netznutzern und/oder Netzbetriebsmitteln zu verhindern. Diese sind frühzeitig einzuleiten. Da sich die Herausforderungen im Bereich der Resonanzstabilität so stark verändern, sind die Prozesse überwiegend neu zu etablieren. Deshalb bestehen hohe Abhängigkeiten und ein besonders hoher Koordinationsbedarf zwischen den Prozessen. Es ist zu erwarten, dass auch mehrere Iterationen zwischen den Prozessen notwendig sind. Außerdem sind dadurch die angegebenen Zeiträume mit hoher Unsicherheit behaftet, da teilweise noch Wissenslücken bestehen, die es in diesem neuen Prozess zu schließen gilt. Es ist heute noch nicht abschließend klar, ob und in welcher Höhe überhaupt ein Bedarf vorliegt.

Zunächst sind einheitliche Kriterien und Bewertungsverfahren für Resonanzstabilität (R1) zu erarbeiten. Diese dienen als Grundlage zur Ableitung von systemischen und anlagenspezifischen Anforderungen (R2). Die Prozesse sind entsprechend verzahnt und können teilweise überlappend ausgeführt werden. Die Definition von Anforderungen auf Anlagenebene (R2) wird praktisch durch technische Mindestanforderungen realisiert werden, welche wiederum gemeinsam mit der Zertifizierung und entsprechenden Prüfverfahren für die Anlageneigenschaften zu denken sind (R3). Daher besteht eine direkte Abhängigkeit dieser Prozesse voneinander, wobei ein möglichst hoher Parallelisierungsgrad erreicht werden sollte. Zur Definition der systemischen Anforderungen und zur Ableitung von technischen Mindestanforderungen (R2) sind praktische Erfahrungen in diesem vergleichsweise neuen Stabilitätsfeld notwendig. Diese Erfahrung wird einerseits durch begleitende Forschung, aber insbesondere durch koordinierte „Feldtests“ für praktische Erfahrungen mit netzbildenden Stromrichtern (R5) erreicht. Diese Erfahrungen und Erkenntnisse aus den Feldtests sind daher Input für (fast) alle identifizierten Prozesse der Resonanzstabilität (R2, R3, R4) und insbesondere mit den Anforderungen (R2) eng abzustimmen. Entsprechend der systemischen Anforderungen und korrespondierenden Bedarfe ist ggf. die strukturierte Beschaffung von Produkten und Maßnahmen zur Wahrung der Resonanzstabilität erforderlich (R4). Hierbei handelt es sich um einen nachgelagerten Prozess, sobald die entsprechenden Systembedarfe bekannt sind. Es gilt zu berücksichtigen, dass ein etwaiges Beschaffungsverfahren wieder Rückwirkungen auf die technischen Mindestanforderungen haben kann (siehe hierzu auch verbindender Prozess der Systemstabilität (V4)).

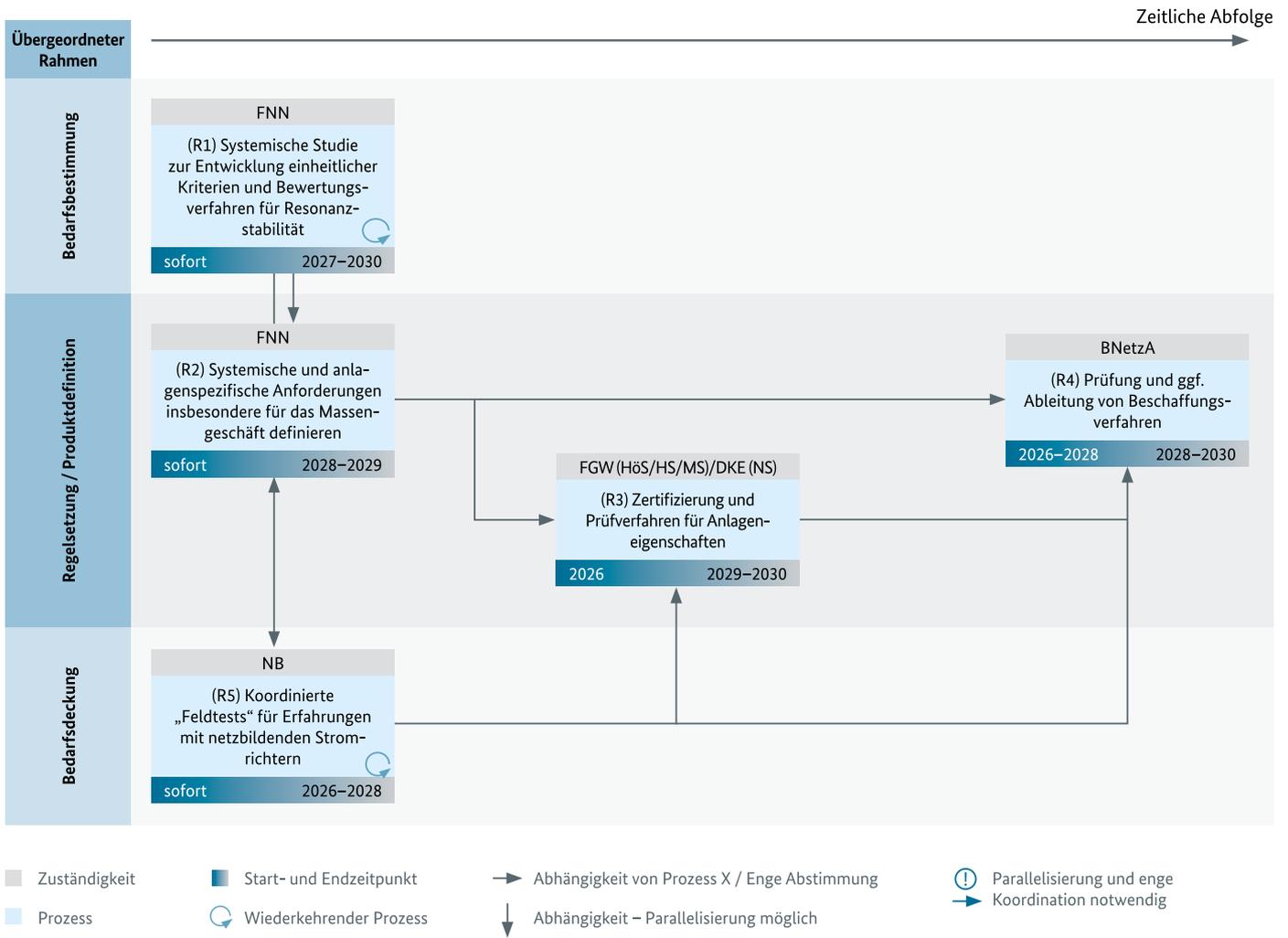


Abbildung 5.3: Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Resonanzstabilität

5.3.4 Kurzschlussstrom

Nachstehende Abbildung 5.4 verdeutlicht das Zusammenspiel und die Abhängigkeiten der identifizierten Stabilitätsprozesse im Themenfeld des Kurzschlussstroms. Wie bereits erläutert, handelt es sich entweder um Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse bzw. um die Notwendigkeit, bestehende Prozesse zu prüfen, oder um neu aufzusetzende Prozesse.

Im Themenfeld Kurzschlussstrom sind die Prozesse aufeinanderfolgend und die Abhängigkeiten

relativ gradlinig. Dies bedeutet, dass zumeist nur eine Teilparallelisierung möglich ist und ein enger Koordinationsbedarf besteht. Ausgangspunkt ist die Entwicklung und Integration einer Bewertungsmethodik für Kurzschlussströme im stromrichterdominierten System (K1). Hierbei geht es darum, bestehende Ansätze dahingehend zu prüfen, ob diese auch im stromrichterdominierten System zielführend sind oder ob Anpassungen bzw. Alternativen zu nutzen sind. Diese Bewertungsmethodik dient als Input zur Erstellung eines Leitfadens für Verteilnetzbetreiber zu Risiken steigender Kurzschlussströme und geeigneter Abhilfemaß-

nahmen (K4). Diese Methodik wird gleichermaßen benötigt, um den Bedarf an Kurzschlussstrom im Verteilnetz und die technischen Möglichkeiten zur Bereitstellung aus dem Verteilnetz zu bewerten (K3). Aufbauend auf der vorliegenden Bewertungsmethodik (K1) sowie dem Bedarf und den technischen Möglichkeiten aus dem Verteilnetz (K3) gilt es, ein vorausschauendes Monitoring der Entwicklung des Kurzschlussstromniveaus zu etablieren. Hier geht es darum, die Entwicklungen entlang der Planungsperspektive zu prognostizieren, sodass im Bedarfsfall mit ausreichend Vorlauf Gegenmaßnahmen ergriffen werden können. Parallel zum Prognoseprozess ist die Thematik der Ausbreitung

von Spannungstrichtern im Netz (K6) fokussiert zu analysieren. Flankiert wird die geschilderte Prozesskette durch die strukturierte Beschaffung von – dann ggf. zusätzlich notwendigem – Kurzschlussstrom (K2). Hierzu dient der durch § 12h EnWG bereits verankerte Prozess zur marktgestützten Beschaffung, wobei zunächst abzuwarten ist, ob und in welcher Höhe die gezielte Beschaffung von Momentanreserve den Bedarf an notwendigem Kurzschlussstrom bereits deckt. Je nach Ausgestaltung des Beschaffungskonzepts kann dies dann auch die Anpassung von technischen Anschlussregeln und entsprechenden Zertifizierungsprozessen notwendig machen.

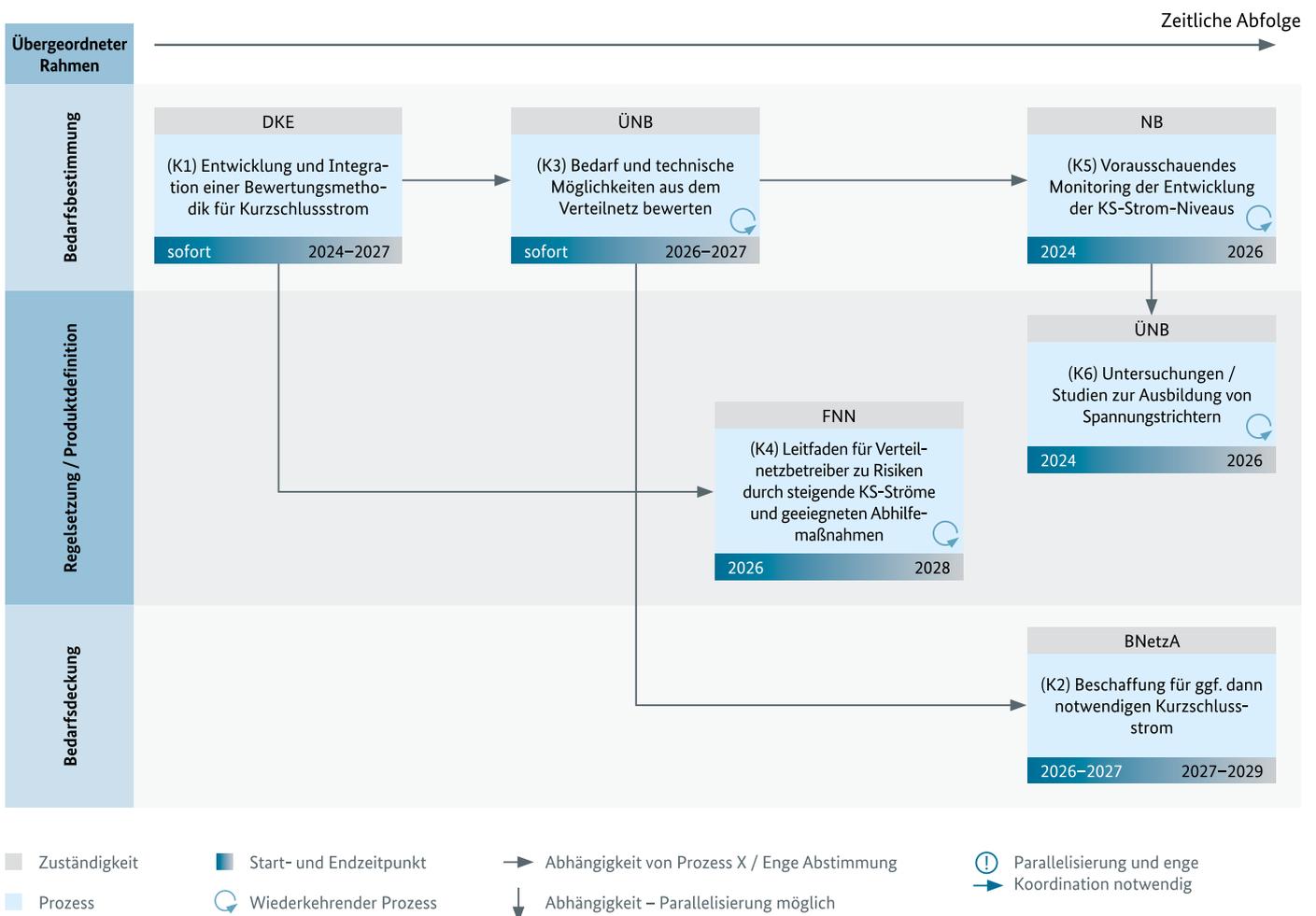


Abbildung 5.4: Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Kurzschlussstrom

5.3.5 Winkelstabilität

Nachstehende Abbildung 5.5 verdeutlicht das Zusammenspiel und die Abhängigkeiten der identifizierten Stabilitätsprozesse im Themenfeld Winkelstabilität. Wie bereits erläutert, handelt es sich entweder um Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse bzw. um die Notwendigkeit, bestehende Prozesse zu prüfen, oder um neu aufzusetzende Prozesse.

Im Themenfeld Winkelstabilität wurden „nur“ drei Prozesse von den Expertinnen und Experten identifiziert, welche als Prozesskette zu verste-

hen sind. Zunächst soll die Ermittlung des Bedarfs einer synchronisierenden „Phasenwinkelleistung“ erfolgen (W1). Sofern hier ein Bedarf identifiziert wird, gilt es zu bewerten, welche technischen Optionen den Bedarf sinnvoll und effizient decken können (W2). Hierbei soll auch der Einbezug von stromrichterbasierten Anlagen in die Bedarfsdeckung der Winkelstabilität (W3) ermöglicht werden. Dieser Prozess kann überlappend zur Bewertung der Erbringungsoptionen (W2) erfolgen und es besteht eine beidseitige Wechselwirkung, da stromrichterbasierte Anlagen als technisch sinnvolle Option zur Bedarfsdeckung in Frage kommen.

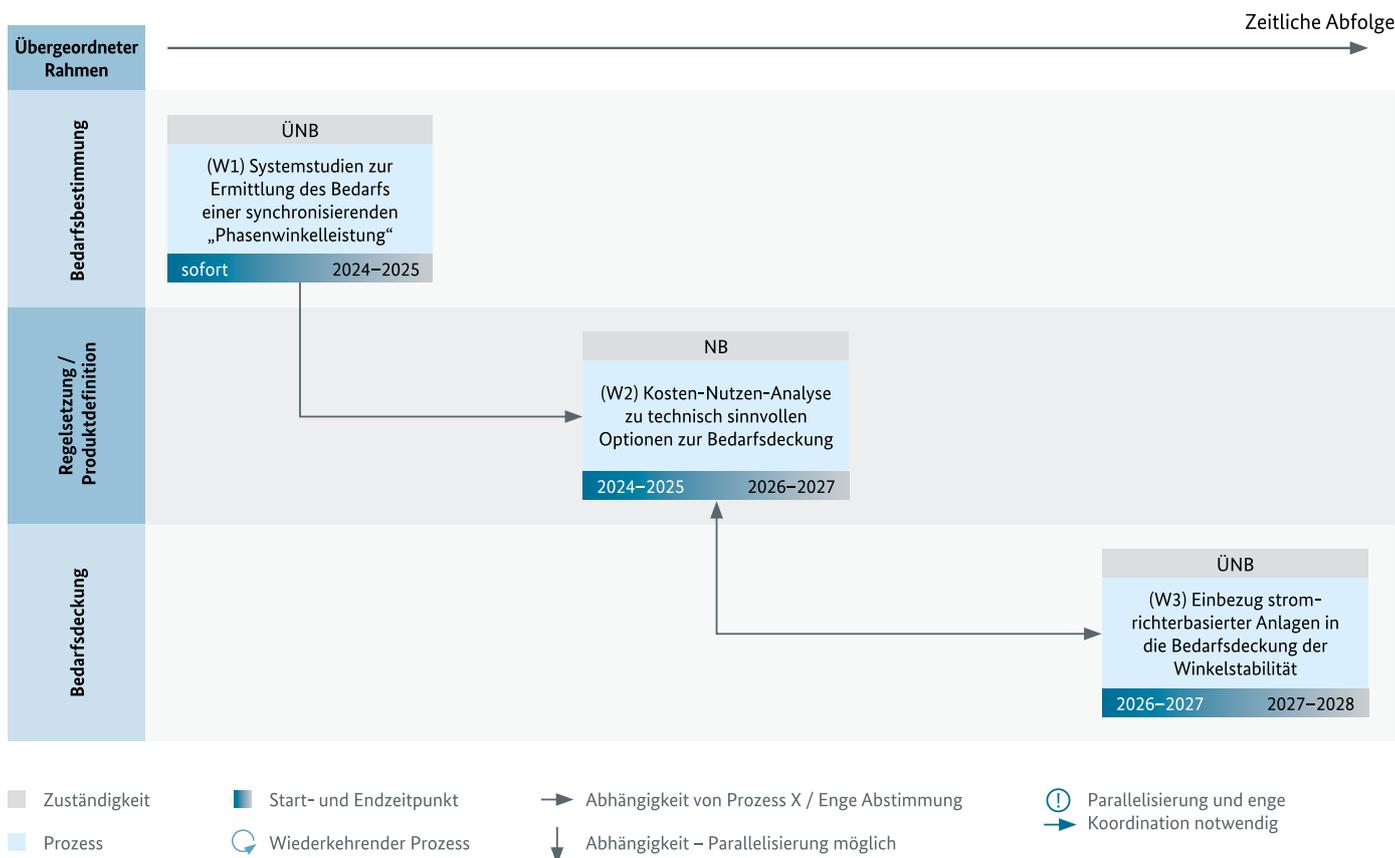


Abbildung 5.5: Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Winkelstabilität

5.3.6 Betriebsführung

Nachstehende Abbildung 5.6 verdeutlicht das Zusammenspiel und die Abhängigkeiten der identifizierten Stabilitätsprozesse im Themenfeld Betriebsführung. Wie bereits erläutert, handelt es sich entweder um Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse bzw. um die Notwendigkeit, bestehende Prozesse zu prüfen, oder um neu aufzusetzende Prozesse.

Im Themenfeld Betriebsführung sind die identifizierten Prozesse überwiegend unabhängig und können vollständig parallelisiert werden. Es besteht nur eine Abhängigkeit zwischen der Identifikation kritischer Faktoren und Netzzustände zur Sicherstellung der notwendigen Systemsicherheit (B1) sowie der Prüfung bzw. Weiterentwicklung des (n-1)-Prinzips (B2). Die (n-1)-Sicherheit stellt einen wesentlichen Kern der sicheren Energieversorgung dar, sodass diese in Hinblick auf neu identifizierte kritische Netzzustände anzupassen wäre.

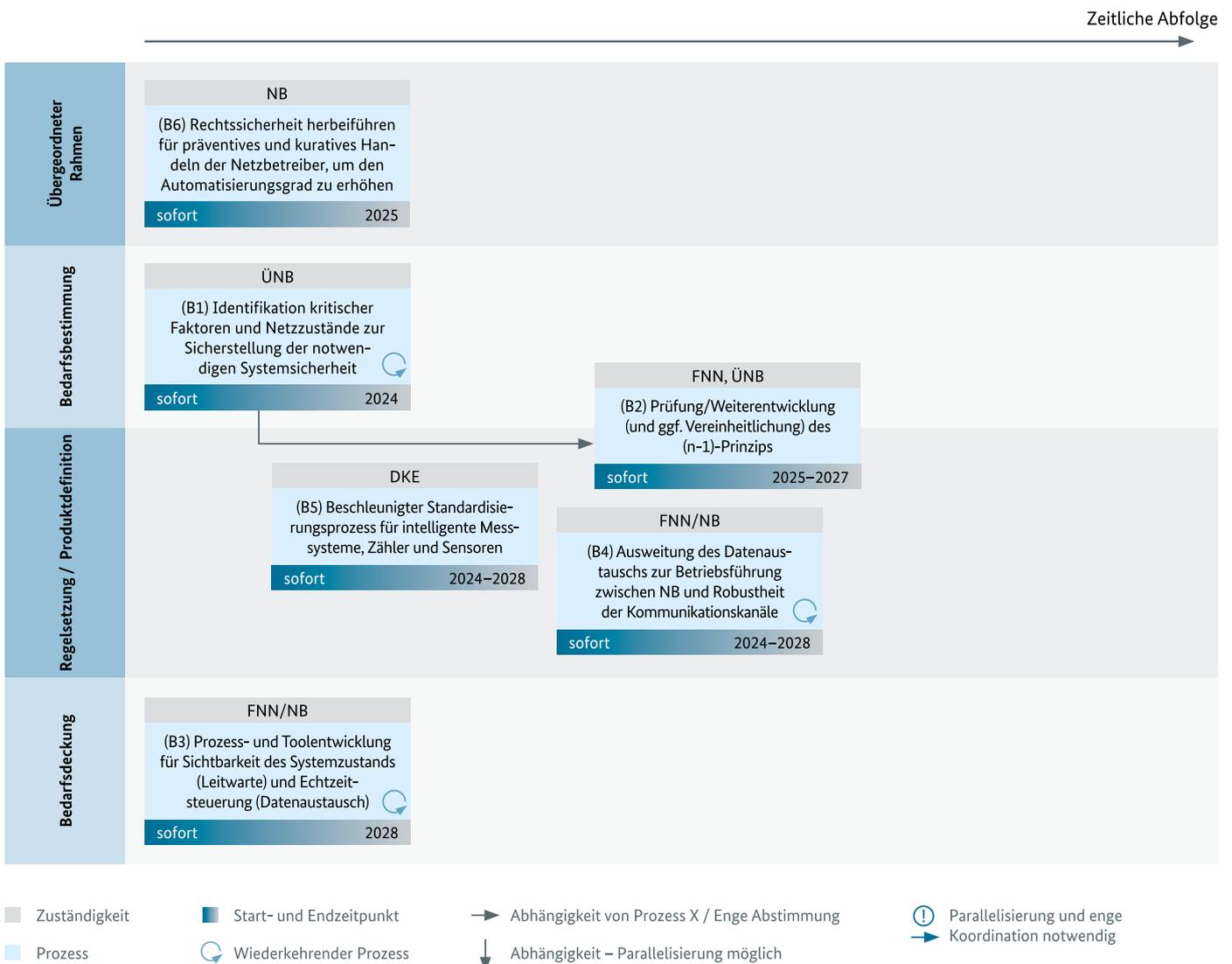


Abbildung 5.6: Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Betriebsführung

5.3.7 Netz- und Versorgungsaufbau

Nachstehende Abbildung 5.7 verdeutlicht das Zusammenspiel und die Abhängigkeiten der identifizierten Stabilitätsprozesse im Themenfeld Netz- und Versorgungswiederaufbau. Wie bereits erläutert, handelt es sich entweder um Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse bzw. um die Notwendigkeit, bestehende Prozesse zu prüfen, oder um neu aufzusetzende Prozesse.

Im Themenfeld Netz- und Versorgungswiederaufbau bestehen verschiedene Abhängigkeiten zwischen den Prozessen. Diese sind jedoch so ausgestaltet, dass die Prozesse parallelisiert werden können. Die Ergebnisse und Erkenntnisse der einzelnen Prozesse sind gewinnbringend in den weiteren Prozessen zu nutzen, sodass die Umsetzung der Prozesse eng koordiniert erfolgen sollte.

Zentrales Element ist die Einführung eines Expertinnen- und Expertennetzwerks zum Thema Netz- und Versorgungswiederaufbau (NVWA2). Hier sollen relevante Fragestellungen diskutiert und Handlungsempfehlungen bzw. Lösungsvorschläge erarbeitet werden. Diese können den ÜNB als Input dienen, die nach wie vor den Netz- und Versorgungsaufbau koordinieren und steuern. Folglich dienen diese Ergebnisse auch als Input für den Prozess zur Festlegung der Rolle von Verteilnetzinseln im Netz- und Versorgungswiederaufbau (NVWA4) sowie für den Prozess zur Konzeption und dem Design von Rahmenbedingungen für erweiterte Testes von Teilsystemen (NVWA3). Darüber hinaus sollte das Expertinnen- und Expertennetzwerk den Prozess um die Anreizsetzung zur Befähigung von Neu- und Bestandanlagen (NVWA5) beratend begleiten.

Die Konzeption und das Design von Rahmenbedingungen zu Aktivitäten für erweitertes Testen von Teilsystemen und Üben von Prozessen (NVWA3) hängen zudem davon ab, welche Rolle die Verteilnetze sowie die zur Verfügung stehenden Technologien einnehmen. Daher besteht insbesondere mit dem Prozess zur Festlegung der Rolle von Verteilnetzen (NVWA4), aber auch mit dem Prozess zur Anreizsetzung (NVWA5) ein erhöhter Koordinationsbedarf.

Die Bedarfsbestimmung gesicherter Leistung und Energie für den nationalen Wiederaufbau je Region für Schwarzstartanlagen und Partneranlagen

(NVWA1) kann hingegen ohne erhöhten Koordinationsaufwand mit den weiteren Prozessen erfolgen.

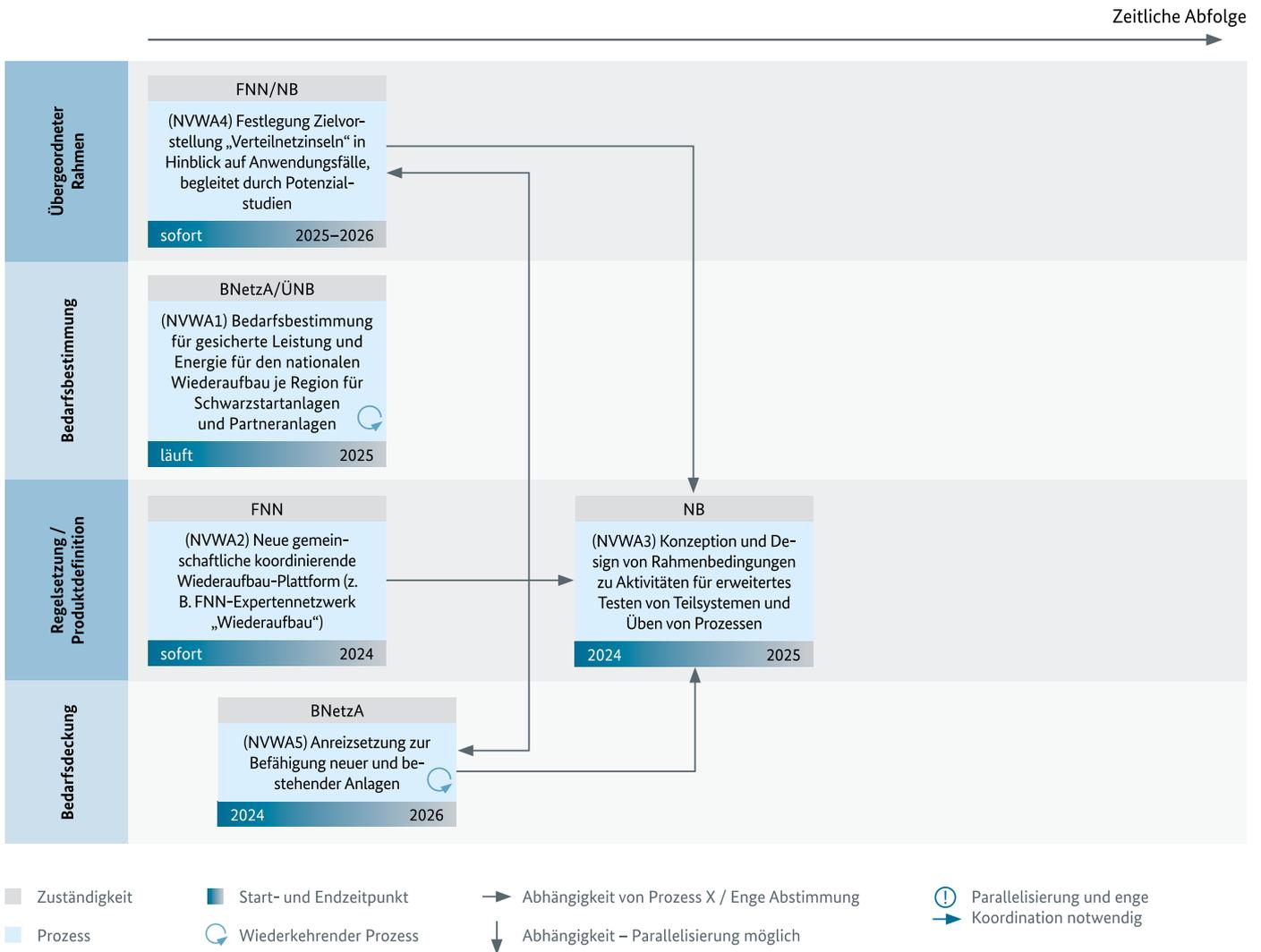


Abbildung 5.7: Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Netz- und Versorgungswiederaufbau

6 Perspektiven der Roadmap

In Kapitel 5 wurden die für jedes inhaltliche Themenfeld erarbeiteten Stabilitätsprozesse dargestellt und deren Abhängigkeiten innerhalb des jeweiligen Themenfeldes aufgezeigt. Weiterhin wurden verbindende Prozesse identifiziert und dargestellt. In Kapitel 6 sollen die in Kapitel 5 identifizierten Prozesse nun aus übergeordneten/umsetzungsorientierten Perspektiven betrachtet und eingeordnet werden. Dabei werden die Perspektiven *Handlungsfelder*, *Verantwortlichkeiten* und *Teilziele* betrachtet. Abbildung 6.1 zeigt die unterschiedlichen Betrachtungsperspektiven der Roadmap.

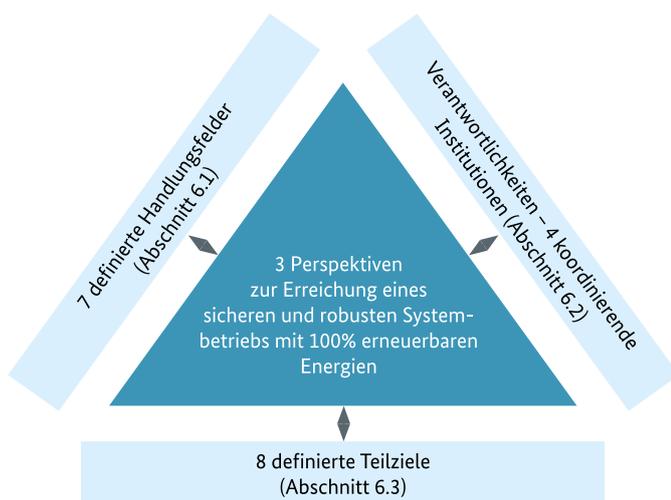


Abbildung 6.1: Perspektiven der Roadmap

Sowohl die verbindenden Prozesse der Systemstabilität als auch die Stabilitätsprozesse je Themenfeld verfolgen das Ziel des sicheren und robusten Systembetriebs auch mit 100 % erneuerbaren Energien. Hierzu zählt jeder der Prozesse auf ein oder mehrere konkrete Teilziele ein, welche in Abschnitt 6.3 beschrieben werden. Die Prozesse sind zudem unterschiedlichen Kategorien zugeordnet, welche sich an relevanten Handlungsfeldern orientieren. Die entsprechende Darstellung der Roadmap entlang der Handlungsfelder („was“) erfolgt in 6.1. In Abschnitt 6.2 und 6.3 sind

die Prozesse nach den koordinierenden Institutionen („wer“) und Teilzielen gruppiert dargestellt. Diese Betrachtung der Prozesse unter unterschiedlichen Blickwinkeln legt themenfelderübergreifende Zusammenhänge und Abhängigkeiten offen, die die komplexe Umsetzung der Prozesse erleichtern können. Die resultierenden Meilensteine der Roadmap werden in Kapitel 7 beschrieben.

6.1 Prozesse nach Handlungsfeldern

Die isolierte Betrachtung der Prozesse nach Themenfeldern (vgl. Kapitel 5) ist nicht ausreichend, da beispielsweise die Handlungsfelder *Bestimmung und Deckung des Systembedarfs* in allen Themenfeldern relevant sind. Daher ist es zielführend, die Prozesse entlang der Handlungsfelder zu gruppieren. Hierzu wurden die von den Expertinnen und Experten identifizierten Prozesse in sieben relevante Handlungsfelder kategorisiert. Jedes dieser Handlungsfelder ist ein Schlüsselbaustein für den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien. Die Einteilung nach Handlungsfeldern erlaubt die Zusammenführung der themenspezifischen Stabilitätsprozesse, da beispielsweise die Ableitung von Referenzfällen bzw. auslegungsrelevanten Fällen zur Bedarfsbestimmung im Bereich der Spannung (Prozess S1) und Frequenz (Prozess F4) zusammengedacht werden müssen. Hierdurch wird die Umsetzung der Roadmap unterstützt. Dabei sei explizit darauf hingewiesen, dass gemeinsam mit den Expertinnen und Experten aus der Branche für die Betrachtung nach Handlungsfeldern nur auf die Prozesse mit dem größten Handlungsbedarf bzw. auf neu zu etablierende Prozesse fokussiert wurde. Einzelne Prozesse können für mehrere Handlungsfelder relevant sein.

Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen? Die verbindenden Prozesse der Systemstabilität sind in Blau, die themenspezifischen Stabilitätsprozesse in Grau dargestellt. Etwaige vertikale Pfeile zeigen Abhängigkeiten zwischen den Prozessen an. Graue Pfeile bedeuten, dass ein enger Austausch zwischen den Prozessen notwendig ist bzw. dass diese teilweise zeitlich überlappend aufeinander aufbauen. Rot-Graue-Pfeile induzieren einen besonders hohen Koordinationsbedarf zwischen den Prozessen, da die jeweiligen Teilergebnisse Input des jeweils anderen Prozesses sind und somit wiederum mittelbare Rückwirkungen auf den eigentlichen Prozess haben. Vor den Prozessen (links) stehen die jeweils verantwortlichen Prozesskoordinatoren. NB steht dabei für Netzbetreiber und umfasst ÜNB und VNB gleichermaßen. Die grundsätzliche Abstimmung und Koordination der Prozesse erfolgt im Rahmen der Umsetzung der Roadmap, siehe hierzu Kapitel 8.

6.1.1 Übergeordnete Systemanforderungen und Rahmensetzung

Dieses Handlungsfeld beinhaltet politische Zielsetzungen sowie Beschreibungen für das Zielsystem und die zu definierende Systemsicherheit. Prozesse dieses Handlungsfeldes umfassen daher vermehrt zentrale Festlegungen, Grundsatzentscheidungen und Prozesse zur Rahmensetzung. Durch diese Prozesse soll frühzeitig Risiko adressiert und Handlungssicherheit gewährleistet werden. Konkret sollen auch Zielvorgaben und Zielgrößen für die unterschiedlichen Themenfelder entwickelt werden, sodass die weiteren Prozesse auf diese ausgerichtet werden können und auch entsprechende Quantifizierungen von Bedarfen möglich sind. Dies kann beispielsweise ein Zeitintervall sein, das vorgibt, bis wann eine Vollversorgung nach einem Blackout wiederhergestellt sein soll. Aufgrund der Ausrichtung der Prozesse dieses Handlungsfeldes liegen diese häufig im hoheitlichen Verantwortungsbereich beim BMWK bzw. der Regulierungsbehörde BNetzA oder dienen der Abstimmung innerhalb der Branche und werden dann von dem VDE FNN oder den Netzbetreibern koordiniert. Nachstehende Abbildung 6.2 zeigt die dem Handlungsfeld zugeordneten Prozesse. Hinweise zur Darstellung sind der Einleitung zu Abschnitt 6.1 „Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen?“ zu entnehmen.

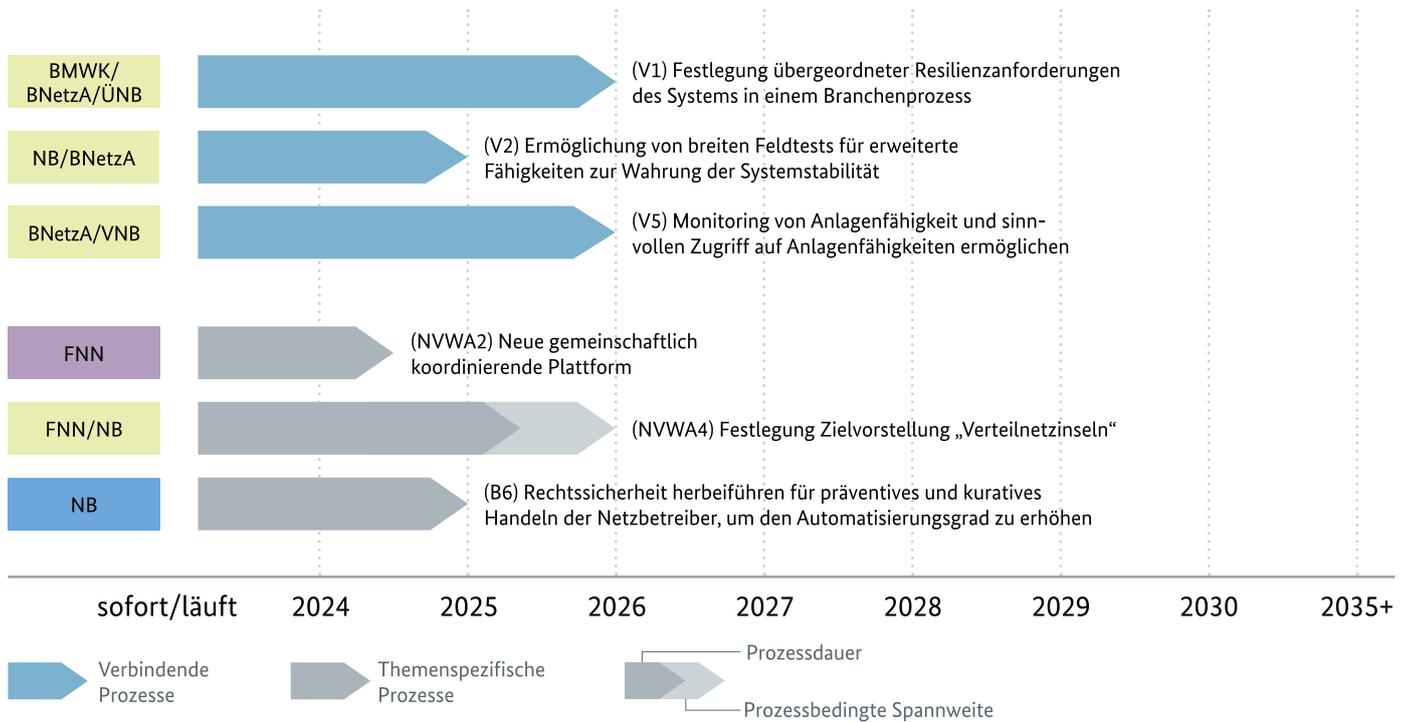


Abbildung 6.2: Prozesse im Handlungsfeld: Übergeordnete Systemanforderungen und Rahmensetzung

Das Handlungsfeld umfasst sechs Prozesse. Schlüsselement ist die Erarbeitung von Resilienzanforderungen an das System, sodass auslegungsrelevante Fälle abgeleitet und Systembedarfe quantifiziert werden können. Hierzu sind auch Branchenprozesse zu dezidierten Themenbereichen, wie beispielsweise zu der Rolle und der Koordination von Verteilnetzen im Netz- und Versorgungswiederaufbau, vorgesehen. Wichtiger Bestandteil dieses Handlungsfeldes ist die Ermöglichung von breiten Feldtests für erweiterte Fähigkeiten zur Wahrung

der Systemstabilität. Da diese dem übergeordneten Ziel der Systemsicherheit dienen, ist es wichtig, dass Unsicherheiten und regulatorische Hindernisse, die die Umsetzung erschweren können, sukzessive identifiziert und abgebaut werden.

Bedingt durch ihre hohe Steuerwirkung sollen alle Prozesse des Handlungsfeldes unmittelbar starten und innerhalb der nächsten ein bis drei Jahre umgesetzt sein.

6.1.2 Bestimmung des Systembedarfs

Netzbetreiber nutzen Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität, die den sicheren und robusten Systembetrieb jederzeit sicherstellen. Hierzu ist es obligatorisch, dass jederzeit bekannt ist, in welchem Umfang die entsprechenden Maßnahmen notwendig sind. Dieses Handlungsfeld bündelt alle Stabilitätsprozesse, die die Bestimmung der Systembedarfe adressieren. In Deutschland obliegt die Gesamtsystemverantwortung den Übertragungsnetzbetreibern, weshalb ein großer Anteil der Prozesse zur Bestimmung des Systembedarfs in den Verantwortungsbereich der ÜNB fällt. Da viele der potenziellen zukünftigen Erbringungsoptionen im Verteilnetz angeschlossen sind, kommt auch den Verteilnetzbetreibern eine wichtige Rolle zu. Nachstehende Abbildung 6.3 zeigt die dem Handlungsfeld zugeordneten Prozesse. Hinweise zur Darstellung sind der Einleitung zu Abschnitt 6.1 „*Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen?*“ zu entnehmen.

Das Handlungsfeld umfasst 14 Prozesse. Kernaufgabe ist es, die übergeordneten Systemanforderungen in konkrete Bedarfe für Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität zu überführen und diese zu quantifizieren. Dies soll über den Prozess V3 sichergestellt werden. Hierzu sind in einem ersten Schritt die betrachteten Referenzfälle bzw. die betrachteten Fehlerfälle hinsichtlich neuer zukünftiger Anforderungen auszuweiten. Sollten noch Lücken in den verfügbaren Methoden zur Bedarfsbestimmung vorliegen (beispielsweise für den Kurzschlussstrom im stromrichterdominierten System), sind diese zu schließen.

Der identifizierte Bedarf ist transparent auszuweisen, sodass potenzielle Erbringungslücken frühzeitig erkannt und adressiert werden können. Hierzu sind insbesondere auch Prognosen des zukünftigen Bedarfs notwendig, wie sie bereits heute in den NEP der ÜNB (Begleitdokument) und der VNB erfolgen. Ein Teil der Bedarfsausweisungen wird zukünftig strukturiert in dem regelmäßigen Systemstabilitätsbericht erfolgen.

Die Bedarfsbestimmung hat zeitnah zu erfolgen, da die entsprechenden Prozesse nahezu alle unmittelbar starten und überwiegend in den kommenden Jahren abgeschlossen sein sollen.

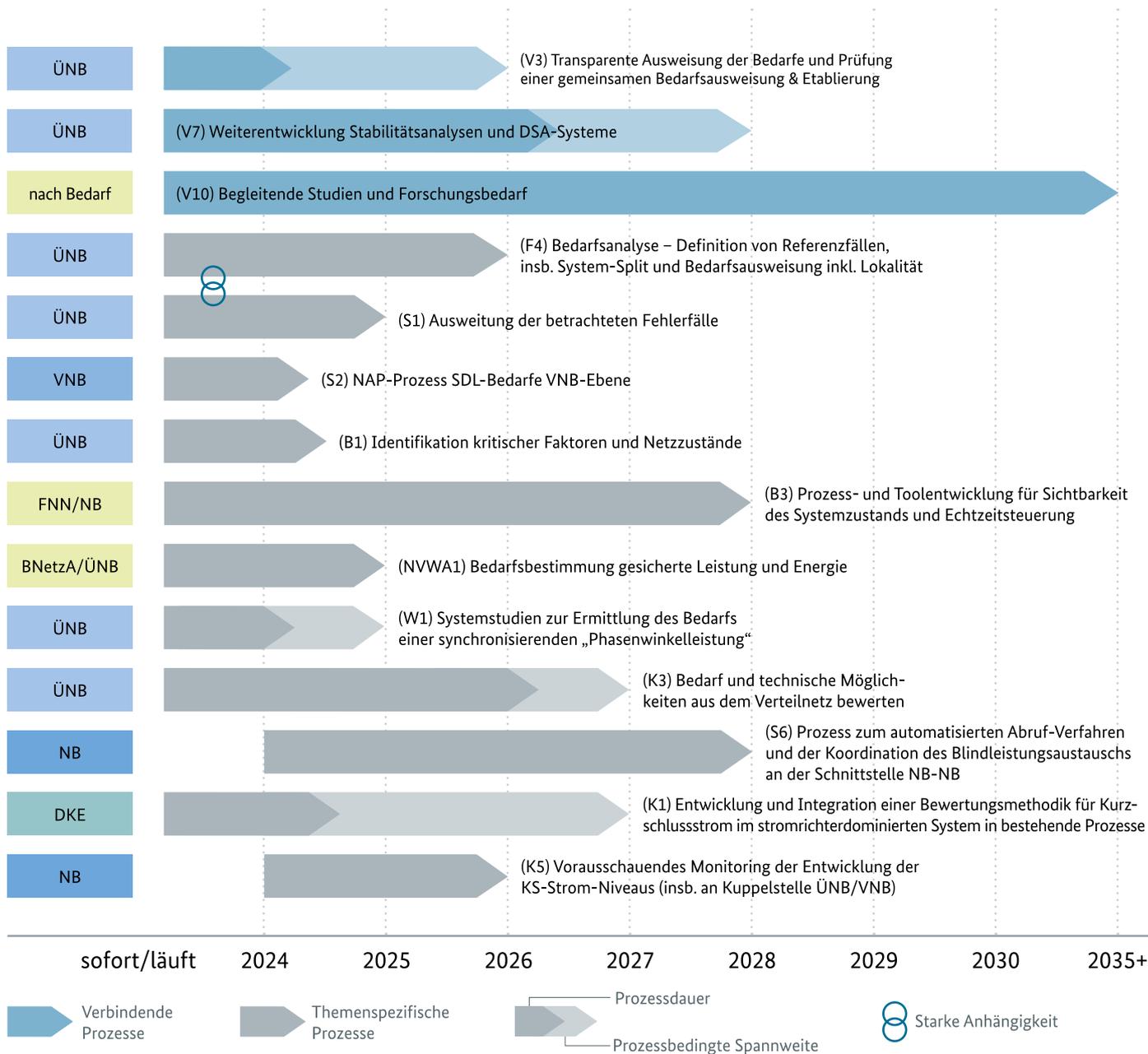


Abbildung 6.3: Prozesse im Handlungsfeld: Bestimmung des Systembedarfs

6.1.3 Deckung des Systembedarfs

Der identifizierte Bedarf an Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität muss jederzeit gedeckt werden können, damit das System sicher und robust betrieben werden kann. Eine mögliche Bedarfsveränderung über die Zeit

muss dabei berücksichtigt werden. In diesem Handlungsfeld werden alle Prozesse gebündelt, welche die Deckung des Bedarfs an Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität adressieren. Für die Deckung des Systembedarfs kann das sowohl bedeuten, dass Gegenmaßnahmen ergriffen werden, die den

Bedarf an Systemdienstleistungen reduzieren (beispielsweise die gezielte Reduktion von Leistungsrampen), als auch, dass Erbringungsquellen erschlossen werden. Nachstehende Abbildung 6.4

zeigt die dem Handlungsfeld zugeordneten Prozesse. Hinweise zur Darstellung sind der Einleitung zu Abschnitt 6.1 „Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen?“ zu entnehmen.

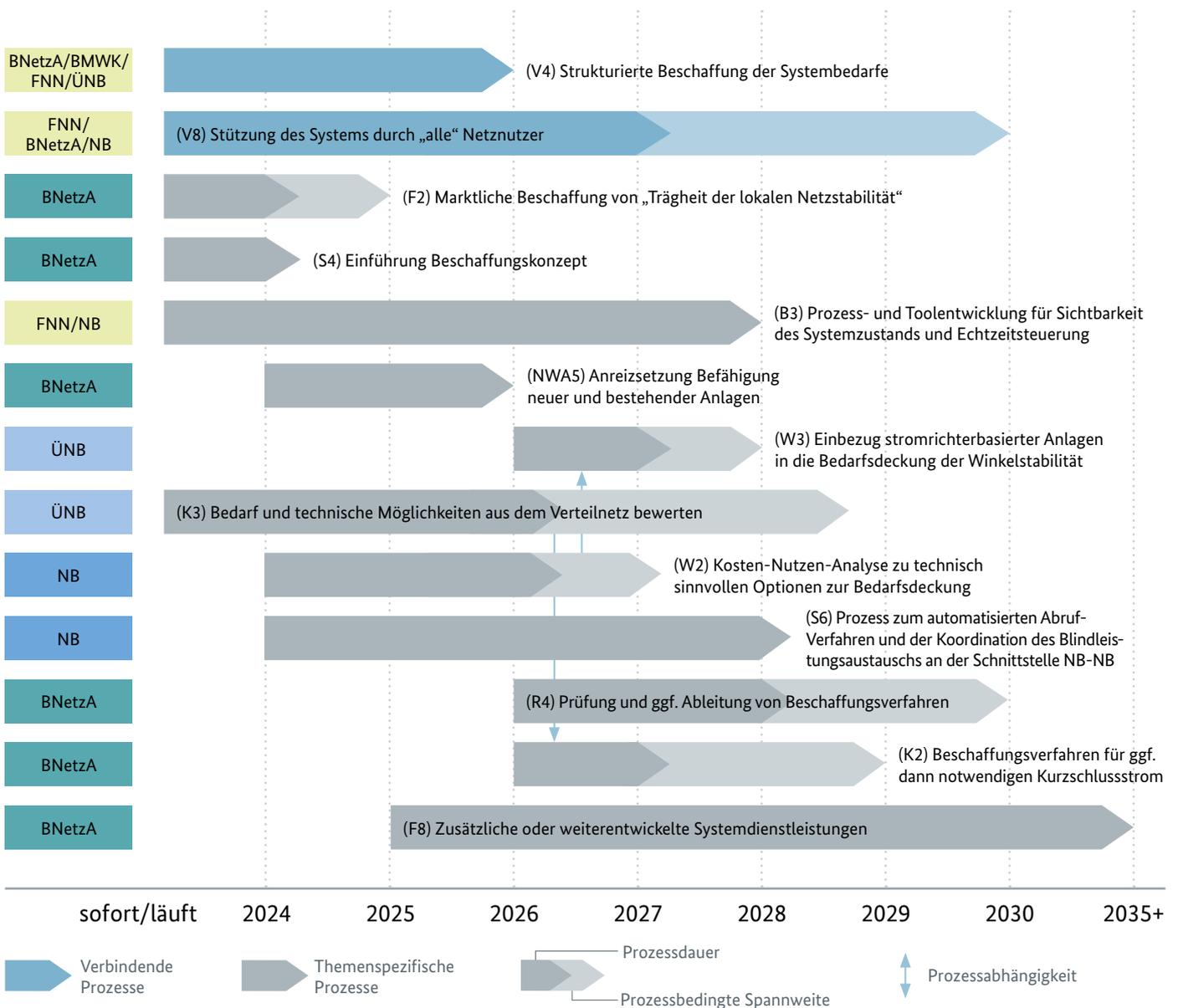


Abbildung 6.4: Prozesse im Handlungsfeld: Deckung des Systembedarfs

Das Handlungsfeld umfasst 13 Prozesse. Die Deckung der Bedarfe kann unterschiedlich erfolgen. Eine Option ist, Netznutzer über technische Mindestanforderungen zu verpflichten, gewisse Eigenschaften zur Verfügung zu stellen. Dies ist immer dann besonders sinnvoll, wenn die Bereitstellung entweder mit wenig Aufwand verbunden ist oder in einem solchen Umfang benötigt wird, dass (nahezu) alle Netznutzer partizipieren müssen. Auch ist diese Option sinnvoll, wenn Eigenschaften grundsätzlich und dauerhaft für den sicheren und robusten Systembetrieb benötigt werden. Technische Mindestanforderungen werden durch den VDE FNN erlassen. Da die Roadmap Systemstabilität darauf zielt, die notwendigen Anpassungsprozesse aufzuzeigen, und nicht die konkrete Ausgestaltung dieser Regelwerke adressiert, sind technische Regelwerke und Hinweise in einem gesonderten Handlungsfeld (vgl. Abschnitt 6.1.4) zusammengefasst. Alternativ oder ergänzend können die Bedarfe auch marktgestützt beschafft werden. Hierbei sind unterschiedliche Ausgestaltungsformen möglich und sollten abgestimmt zwischen Angebot und Nachfrage erfolgen. Marktgestützte Verfahren sind zum einen sinnvoll, wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt und somit durch den Markt eine effiziente Allokation der verfügbaren Optionen erfolgen kann. Zum anderen können marktgestützte Beschaffungsverfahren Investitionsanreize setzen, die besonders sinnvoll sind, wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt bzw. perspektivisch übersteigen wird. Beispielsweise können so Anreize für Netznutzer zur Nachrüstung von gewissen systemstützenden Eigenschaften gesetzt werden. Dies wird auch Steigerung der statischen Effizienz genannt. Die Ausgestaltung der Prozesse zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen liegt überwiegend im Verantwortungsbereich der BNetzA. Die Deckung der Systembedarfe kann zudem durch Betriebsmittel der Netzbetreiber sowie teilweise durch den koordinierten Austausch über Netzebenen hinweg erfolgen.

In der Umsetzung ist darauf zu achten, dass die jeweils effiziente Option bzw. Optionskombination gewählt werden kann. Diese hängt maßgeblich von der Höhe des Bedarfs und des verfügbaren Angebots im zeitlichen Verlauf ab, sodass sich die Effizienz verschiedener Erbringungsmöglichkeiten bis 2045 auch verschieben kann.

Die Prozesse dieses Handlungsfelds adressieren daher Erweiterungen und Ergänzungen hinsichtlich:

- der strukturierten und ggf. marktgestützten Beschaffung,
- der Beanreizung von zusätzlichen Erbringungsoptionen,
- potenziell zusätzlich notwendiger oder weiterentwickelter Systemdienstleistungsprodukte.

Die Deckung der Systembedarfe muss jederzeit sichergestellt sein, weshalb viele Prozesse unmittelbar starten bzw. bereits gestartet sind. Für Stabilitätsmaßnahmen, deren Bedarfe heute noch nicht verlässlich antizipiert werden können, sind die Prozesse entsprechend mit der Bedarfsbestimmung zu synchronisieren.

6.1.4 Technische Regelwerke und Hinweise

Für den sicheren und robusten Systembetrieb müssen alle Netznutzer Regeln folgen. Von besonderer Relevanz sind die Anschlussregeln des VDE FNN, die den Netzzugang regeln. Die Regelwerke werden bereits heute entsprechend der sich wandelnden Systemanforderungen zyklisch überarbeitet. Die grundlegende Transformation hin zu einem stromrichter-basierten System auf Basis erneuerbarer Energien steigert jedoch den Handlungsdruck zusätzlich und macht eine Vielzahl von Anpassungen und Weiterentwicklungen der Regelwerke notwendig. In diesem Handlungsfeld werden alle Prozesse gebündelt, die entweder eine Anpassung oder Weiterentwicklung von Regelwerken bedeuten oder die Erstellung von

technischen Hinweisen zum Ziel haben. In dieses Handlungsfeld fällt auch die Zertifizierung. Nachstehende Abbildung 6.5 zeigt die dem Handlungsfeld

zugeordneten Prozesse. Hinweise zur Darstellung sind der Einleitung zu Abschnitt 6.1 „Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen?“ zu entnehmen.

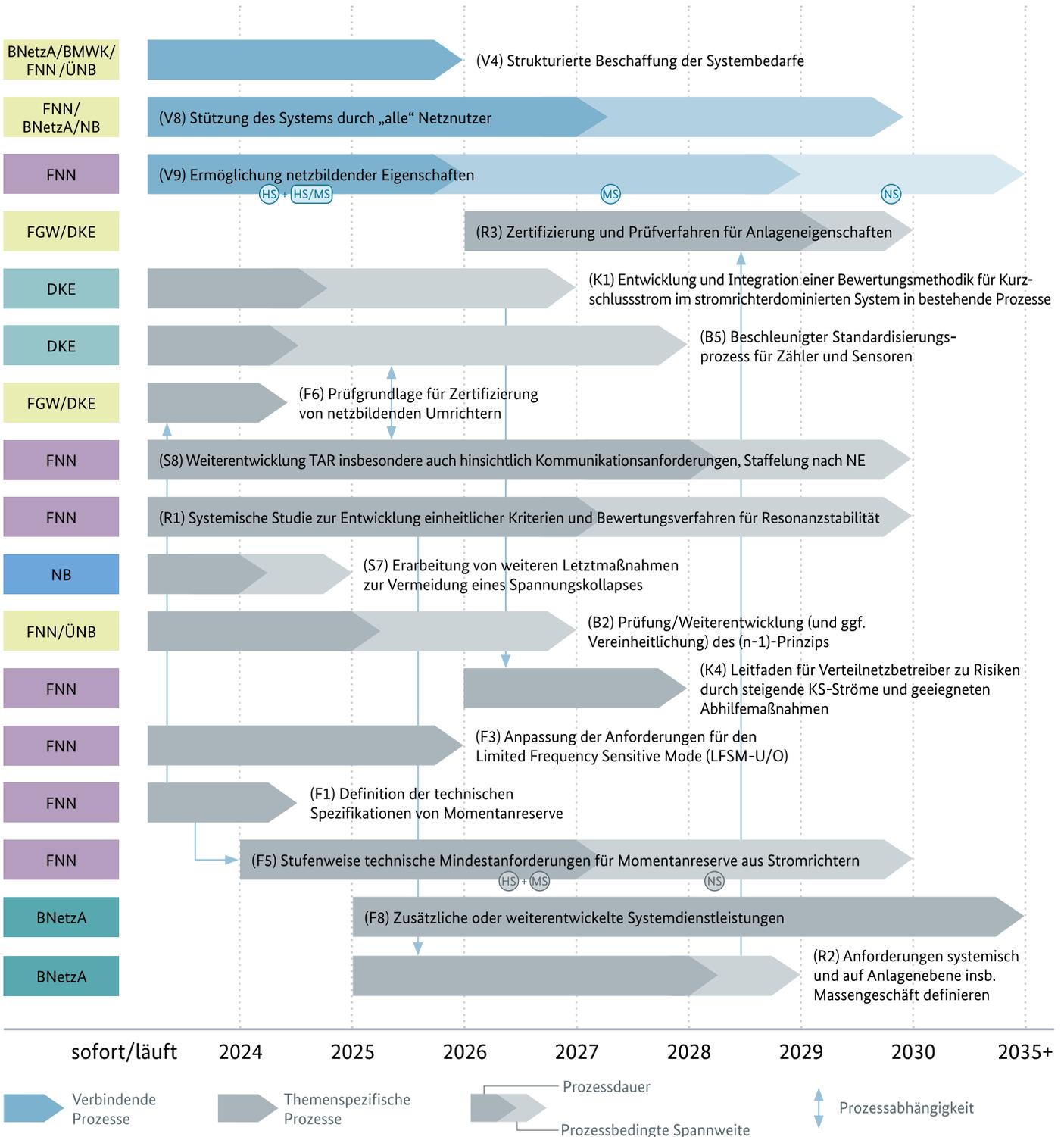


Abbildung 6.5: Prozesse im Handlungsfeld: Technische Regelwerke und Hinweise

Das Handlungsfeld umfasst 17 Prozesse. Schlüsselbaustein ist die Weiterentwicklung der technischen Anschlussregeln für ein stromrichterdominiertes System. Dies umfasst auch die Entwicklung und Abstimmung von Bewertungsmethoden für neuere Stabilitätsphänomene wie die Resonanzstabilität oder die Bewertung von Kurzschlussströmen im stromrichterdominierten System. Ein weiterer Baustein ist die Einführung von zusätzlichen Maßnahmen zur Systemstabilität wie die netzsi-cherheitsbasierte Primärregelung im Zuge der Anpassungen an das LFSM-U und LFSM-O. Diese Weiterentwicklungen haben das Ziel, die vermehrte Integration von netzbildenden Stromrichtern in das System zu ermöglichen. Diese werden eine Schlüsselrolle zur Wahrung des sicheren und robusten Systembetriebs bei 100 % erneuerbaren Energien einnehmen, weshalb diese als eigenes Handlungsfeld (vgl. Abschnitt 6.1.6) identifiziert wurden.

Der VDE ist gemäß § 19 EnWG die beauftragte Stelle, um die allgemeinen technischen Mindestanforderungen zu verabschieden. Der VDE FNN ist die ausführende Stelle des VDE, weshalb die Verantwortung der Prozesse in diesem Handlungsfeld überwiegend beim VDE FNN liegt.

Ergänzt wird der Verantwortungsbereich durch die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) und die Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW) insbesondere im Bereich der Prüfgrundlagen bzw. Zertifizierung sowie der Kurzschlussstrombewertung.

Die Anpassung der Regelwerke muss zeitnah erfolgen, damit möglichst viele Netznutzer frühzeitig mit den entsprechenden Eigenschaften ausgestattet sind. Daher sind die Prozesse grundsätzlich frühzeitig zu starten. Die Überarbeitung muss jedoch mit dem Erkenntnisgewinn synchronisiert werden, sodass der kurzfristige Prozessabschluss nicht immer möglich sein wird. Dennoch sollten die Prozesse aufgrund ihrer Wichtigkeit frühzeitig starten. Teilweise sind sie bereits gestartet. Eventuelle Ineffizienzen im Prozess selbst können hier bewusst in Kauf genommen werden. Bis spätestens zum Jahr 2035 sollen alle Prozesse dieses Handlungsfelds abgeschlossen sein.

6.1.5 Systemresilienz

Die Stromnetze sind „das Rückgrat“ der Energiewende und müssen entsprechend im Einklang mit der Energietransformation weiterentwickelt werden. Neben dem notwendigen Netzausbau geht es auch darum, die vorhandene Netzinfrastruktur noch besser auszunutzen und den Netzbetrieb weiterhin robust aufzustellen. Hierzu muss das System resilient sein. Die Resilienz umfasst dabei die Robustheit, Anpassungsfähigkeit und Erholungsfähigkeit des Systems gegenüber internen und externen Einflüssen. Dieses Handlungsfeld bündelt alle Prozesse, die die Resilienz des Systems steigern. Nachstehende Abbildung 6.6 zeigt die dem Handlungsfeld zugeordneten Prozesse. Hinweise zur Darstellung sind der Einleitung zu Abschnitt 6.1 „Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen?“ zu entnehmen.

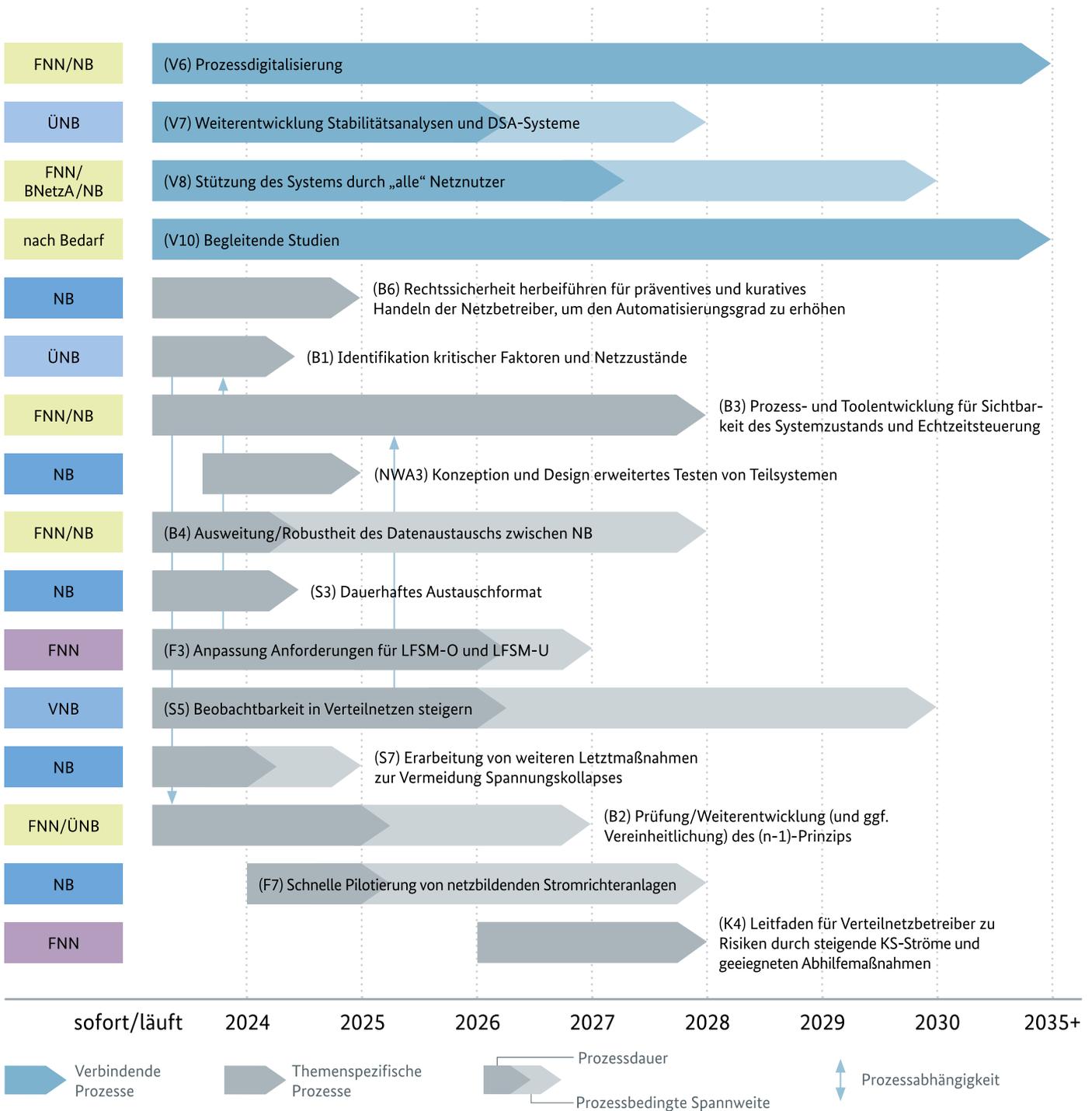


Abbildung 6.6: Prozesse im Handlungsfeld: Systemresilienz

Das Handlungsfeld umfasst 16 Prozesse. Der Fokus der Prozesse liegt auf dem Netzbetrieb. Die Prozesse sollen die Beobachtbarkeit in den Netzen steigern und das frühzeitige Erkennen von potenziell

kritischen Netzsituationen und deren Ausregelung ermöglichen. Hierzu soll auch der horizontale und vertikale Austausch zwischen den Netzbetreibern noch weiter gestärkt werden. Die Transformation

hin zu einem stromrichterbasierten System auf Basis erneuerbarer Energien macht zudem ggf. die Weiterentwicklung des (n-1)-Prinzips erforderlich, da beispielsweise vermehrt Zeiten mit signifikantem Erzeugungsüberschuss auftreten werden. Zudem müssen betriebliche Erfahrungen mit netzbildenden Stromrichtern gesammelt werden, die als Schlüsseltechnologie angesehen werden. Die Integration muss gelingen, ohne dabei die Systemresilienz zu gefährden.

Die Koordinationsaufgaben für die einzelnen Prozesse liegen überwiegend bei den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern und beim VDE FNN. Da die Systemresilienz ein übergeordnetes Ziel ist, sind die BNetzA und das BMWK bei einigen der Stabilitätsprozesse auch direkt beteiligt.

Die Prozesse sind unmittelbar zu starten und überwiegend in den kommenden fünf Jahren umzusetzen.

6.1.6 Netzbildende Stromrichter

Netzbildende Stromrichter werden eine Schlüsselrolle in der Wahrung des sicheren und robusten Systembetriebs bei 100 % erneuerbaren Energien einnehmen. Nahezu alle zukünftigen Netznutzer (Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für

die Elektromobilität inkl. bidirektionalem Laden, etc.) sind über Stromrichter mit dem Netz gekoppelt. Es liegt folglich ein riesiges Potenzial vor, diese netzbildend auszuführen. Netzbildende Stromrichter können bei entsprechender Auslegung systemstützende Eigenschaften der Großkraftwerke substituieren und praktisch alle notwendigen Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität bereitstellen. Eine hohe Durchdringung von netzbildenden Stromrichtern kann jedoch auch eine Belastung für das System sein und ist bisher nicht abschließend erforscht (siehe V10). Zum Beispiel ist sicherzustellen, dass die Stromrichter nicht in Resonanz geraten und sich gegenseitig aufschwingen, was die Systemstabilität gefährden würde. Hier fehlt es bisher an praktischer Erfahrung und Spezifikationen. Netzbildende Stromrichter können den Netz- und Versorgungswiederaufbau unterstützen, aber auch zu ungewollten und schwierig zu identifizierenden Netzeinseln führen, was sogar eine Gefahr für Leib und Leben darstellen kann. Dieses Handlungsfeld bündelt daher alle Prozesse, die ermöglichen sollen, dass netzbildende Stromrichter eine Schlüsseltechnologie bei der Wahrung der Stabilität in unserem System darstellen können. Nachstehende Abbildung 6.7 zeigt die dem Handlungsfeld zugeordneten Prozesse. Hinweise zur Darstellung sind der Einleitung zu Abschnitt 6.1 „Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen?“ zu entnehmen.

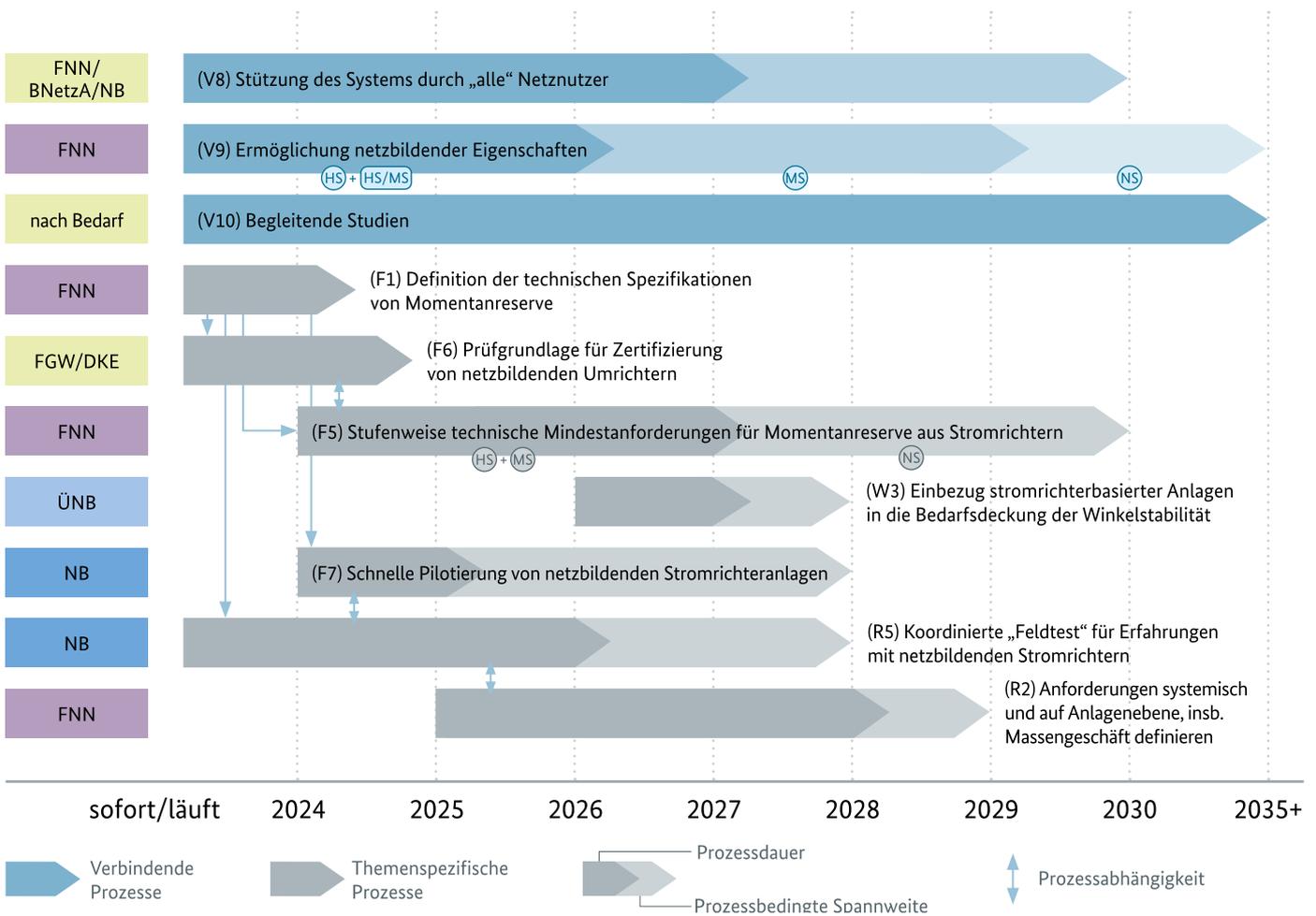


Abbildung 6.7: Prozesse im Handlungsfeld: Netzbildende Stromrichter

Das Handlungsfeld umfasst zehn Prozesse. Netzbildende Stromrichter sind keine im Massenmarkt erprobte Technologie. Diese bietet grundsätzlich ein hohes Potenzial, jedoch müssen noch verschiedenste Aspekte geklärt werden. An dieser Stelle setzen die Prozesse des Handlungsfeldes an. Hier gilt es zum einen Erfahrungen zu sammeln und andererseits entsprechende technische Anforderungen zu spezifizieren. Dies kann nur im Einklang erfol-

gen und bedarf entsprechender Begleitforschung. Netzbildende Eigenschaften sind nicht grundsätzlich und für alle Netznutzer vorgesehen. Vielmehr gilt es zu klären, wo dies sinnvoll und beherrschbar ist. Das übergeordnete Ziel ist, netzbildende Eigenschaften im System zu ermöglichen, um von den stabilisierenden Vorteilen zu profitieren. Hier besteht jedoch noch ein großer Handlungsbedarf, weshalb die zugehörigen Prozesse auch fünf und

mehr Jahre andauern werden. Ziel ist es, kurzfristig nutzbare Potenziale frühzeitig zu erschließen und somit Erkenntnisse für die Ausweitung auf weitere Bereiche zu gewinnen.

Die Prozesskoordination in diesem Handlungsfeld ist breit gestreut. Es ist zu erwarten, dass Begleitforschung in größerem Maße notwendig sein wird.

6.1.7 Forschung, Feldtest und Pilotierung

Die Transformation hin zu einem klimaneutralen System auf Basis erneuerbarer Energien bringt wesentliche Veränderungen mit sich. Anders als im heutigen System kann dabei nicht auf mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung zurückgegriffen werden. So sind neue Technologien wie beispielsweise netzbildende Stromrichter bzw. deren Interaktionen im Stromnetz nicht vollständig erforscht. Auch der Netz- und Versorgungsaufbau in einem großen stromrichterdominierten Verbundsystem ist bisher nicht erprobt. An diesen und vergleichbaren Stellen

setzt dieses Handlungsfeld an und bündelt alle Prozesse zur Pilotierung, Forschung und Durchführung von Feldtests. Auf Erkenntnissen aus bereits laufenden Forschungsvorhaben wird dabei aufgebaut. Bei den Feldtests ist es wichtig, dass diese einen großen Umfang bis in den GW-Bereich haben können, um wirklich grundlegende Erfahrungen auch im europäischen Rahmen zu sammeln. Dazu bedarf es ggf. auch einer Anpassung des bestehenden regulatorischen Rahmens. Erfahrungen aus anderen Ländern, wo schon Anlagen in diesem Maßstab installiert werden, sollten berücksichtigt werden. Das oberste Ziel ist dabei der Erfahrungs- und Wissensgewinn. Die Erkenntnisse können dann in den weiteren Prozessen genutzt werden, beispielsweise zur Ableitung von technischen Anschlussregeln oder zur Überarbeitung der Netzwiederaufbaupläne. Nachstehende Abbildung 6.8 zeigt die dem Handlungsfeld zugeordneten Prozesse. Hinweise zur Darstellung sind der Einleitung zu Abschnitt 6.1 „*Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen?*“ zu entnehmen.

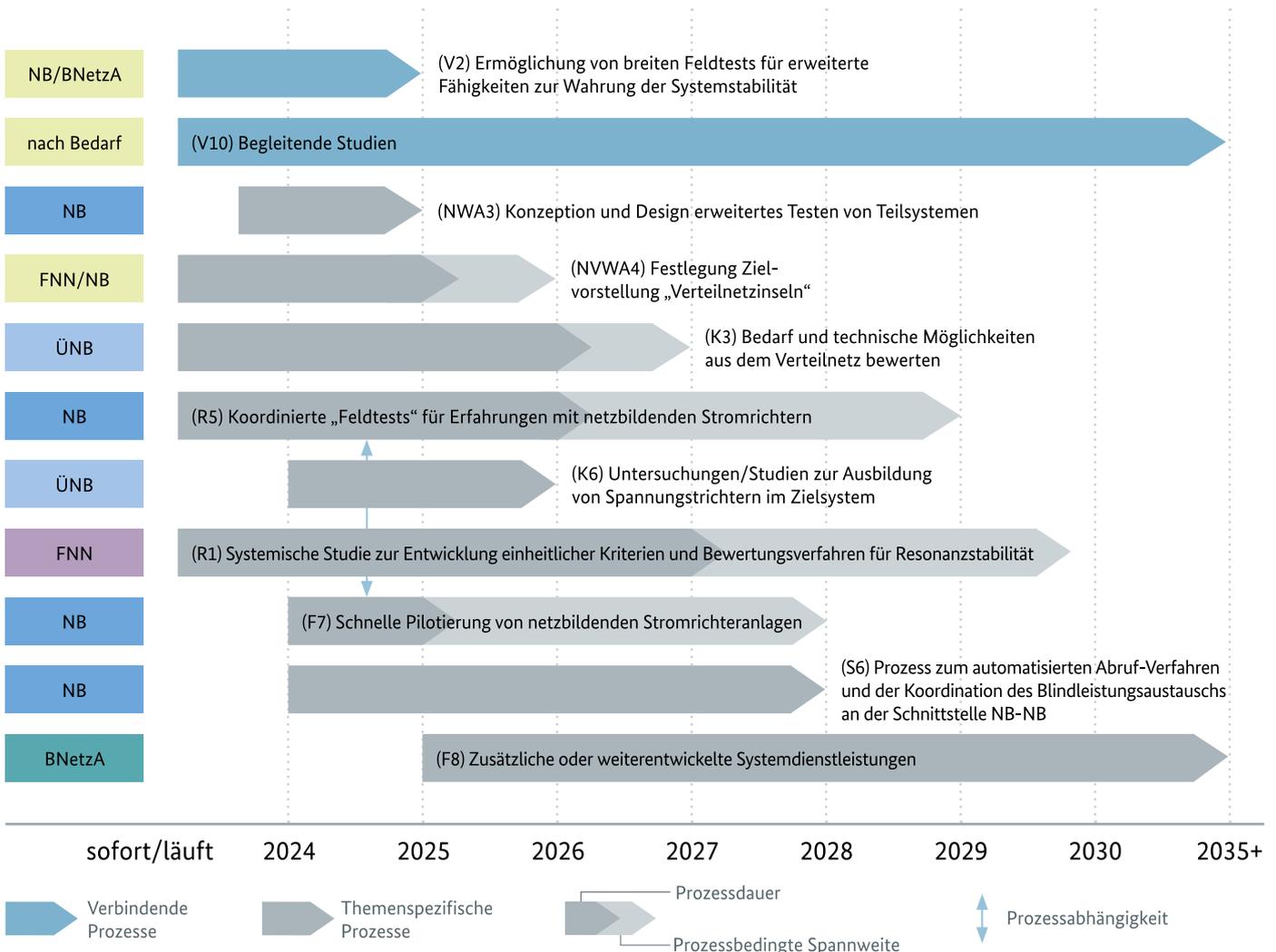


Abbildung 6.8: Prozesse im Handlungsfeld: Forschung, Feldtest und Pilotierung

Das Handlungsfeld umfasst elf Prozesse. Ein Schlüsselement für den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien sind die Erprobung und der Erfahrungsgewinn bereits in der Übergangszeit. Dies ermöglicht es, frühzeitig Erfahrungen zu sammeln, Anpassungen vorzunehmen und fundierte Entscheidungen zu treffen. Wichtige Themenbereiche werden der Netz- und Versorgungswiederaufbau im System mit einer großen Anzahl dezentraler dargebotsabhängiger Erzeuger, die Integration von netzbildenden Stromrichtern in das System sowie allgemeine

Stabilitätsfragen im dezentralen stromrichterdominierten System insbesondere auch hinsichtlich der Resonanzstabilität sein.

Die Prozesse sind alle zeitnah zu starten, sodass Erkenntnisse und Teilergebnisse frühzeitig in weitere Prozesse eingespielt werden können. Die Prozessdauer ist an den Hochlauf bis zum Erreichen von 100 % erneuerbaren Energien in Deutschland angelehnt, sodass einerseits sukzessive Erfahrungen gesammelt und andererseits diese aber noch eingebracht werden können. Die Koordination der

Prozesse sowie die Aufgaben in den Prozessen sind hierbei breiter gestreut. So muss übergeordnet sichergestellt werden, dass sowohl Zielgrößen klar benannt werden als auch eine schnelle Umsetzung von Pilotversuchen und Feldtests möglich ist. Netzbetreiber müssen im Zuge ihrer Systemverantwortung sicherstellen, dass Bedarfe gedeckt werden und die Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern weiter gestärkt wird. Verschiedene technische Abstimmungsprozesse sowie die (Weiter-)Entwicklung von Methoden und Berechnungsverfahren können nötig werden, die vom VDE FNN unterstützt werden sollen. Zentraler Baustein werden Forschungseinrichtungen sein, die die entsprechenden Erkenntnisse erarbeiten sollen. Die strukturierte Forschungsförderung in Deutschland bildet folglich ein zentrales Instrument in diesem Handlungsfeld und ist – soweit nicht bereits erfolgt – entsprechend auszurichten. Aufgrund der hohen Dringlichkeit durch die Ziele des Osterpaketes werden kurzfristige Erkenntnisse parallel aber auch durch andere Formate gewonnen werden müssen. Schnelle und eigenständige Pilotierung durch Netzbetreiber und der Austausch der Erfahrungen sind daher unabdingbar. Hier gilt das Motto „parallel arbeiten, wo es nur geht“. Auf Erkenntnisse aus bereits laufenden Forschungsvorhaben soll dabei zurückgegriffen werden.

6.2 Prozesse nach koordinierenden Institutionen

In diesem Abschnitt werden die Prozesse entsprechend der prozesskoordinierenden Institutionen gruppiert. Es erfolgt eine Fokussierung auf die Prozesskoordinatoren, die für eine größere Anzahl an Prozessen verantwortlich sind. Bei den Darstellungen wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeiten verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

Wichtig ist dabei zu betonen, dass neben der prozesskoordinierenden Institution, also dem Initiator, noch weitere Stakeholder am jeweiligen Prozess beteiligt sein können. Dabei können und werden auch wesentliche Inhalte auf diese weiteren Stakeholder entfallen. Die inhaltliche Ausgestaltung und Strukturierung der eigentlichen Prozesse ist nicht Gegenstand dieser Roadmap, sondern liegt im Verantwortungsbereich der beteiligten Institutionen.

Prozesskoordinierende Institutionen haben verschiedene Charaktere in der Prozessausgestaltung. Prozesse im Verantwortungsbereich des BMWK und der BNetzA sind beispielsweise oft dadurch gekennzeichnet, dass diese Prozesse anstoßen und einen Rahmen schaffen. So kann es sein, dass die BNetzA die Übertragungsnetzbetreiber beauftragt, ein Beschaffungskonzept für eine Systemdienstleistung zu erarbeiten, oder dass das BMWK eine Plattform initiiert, in deren Rahmen Expertinnen und Experten systemische Robustheitsanforderungen basierend auf den Ergebnissen der einzelnen Stabilitätsprozesse definieren. Die inhaltliche Ausgestaltung läge in den Beispielen dann beim ÜNB bzw. den Expertinnen und Experten. Die Verantwortung bezieht sich hier also primär auf den Start des Prozesses, die Koordination sowie das Monitoring und die Sicherstellung, dass das benötigte Ergebnis erreicht wird. Prozesse im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber, des VDE FNN, der DKE oder FGW sind beispielsweise oft deutlich operativer Natur, sodass auch (große) Teile der inhaltlichen Arbeit auf diese Institutionen entfallen. So liegt die Anpassung und Ausgestaltung von technischen Anschlussregeln beispielsweise im Hoheitsbereich des VDE FNN, die Normierung und Erstellung von Prüfgrundlagen dagegen bei DKE und FGW. Die ÜNB sind für die Einhaltung der Stabilität im Systembetrieb verantwortlich, sodass viele der Prozesse in ihrem Verantwortungsbereich inhärent durch sie zu bearbeiten sind.

Dies bedeutet jedoch explizit nicht, dass auch in diesen Prozessen keine weiteren Stakeholder einen aktiven Part einnehmen können und müssen. Als Beispiel sei hier der Prozess zur Bewertung des Bedarfs und der technischen Möglichkeiten aus dem Verteilnetz im Themenfeld Kurzschlussstrom (KS3) zu nennen. Hier liegt die Verantwortung beim systemverantwortlichen ÜNB, wenngleich die Prozessausgestaltung nur gemeinsam mit den VNB erfolgen kann. Auch Prozesse im Handlungsfeld Forschung, Feldtests und Pilotierung werden praktisch oft von Forschungseinrichtungen durchgeführt oder zumindest aktiv begleitet werden.

In den folgenden Unterabschnitten wird auf eine gesonderte Übersichtsabbildung der Prozesse, die durch DKE bzw. FGW koordiniert werden, verzichtet. Ursache hierfür ist die geringe Anzahl an Prozessen im jeweiligen Verantwortungsbereich. Den koordinierenden Institutionen DKE und FGW sowie den entsprechenden Prozessen kommt jedoch offensichtlich die gleiche Wichtigkeit zu wie allen Stabilitätsprozessen der Roadmap.

6.2.1 Bundesnetzagentur

Nachstehende Abbildung 6.9 zeigt die Prozesse im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur. Wie eingangs erwähnt, besteht die Prozesskoordination der BNetzA vorzugsweise in dem Anstoßen und Steuern von Prozessen sowie der Setzung entsprechender Rahmenbedingungen und weniger in der operativen Durchführung der Prozesse als solche. Ergänzend zu der zeitlichen Einteilung der Prozesse sind die relevanten Handlungsfelder hervorgehoben.

Die Prozesse im Verantwortungsbereich der BNetzA adressieren dabei erwartungsgemäß die Handlungsfelder *Übergeordnete Systemanforderungen und Rahmensetzung* sowie *Deckung der Systembedarfe*. Hier ist die BNetzA insbesondere für die Anreizsetzung sowie die Einführung strukturierter Beschaffungssysteme verantwortlich. Das Handlungsfeld *Übergeordnete Systemanforderungen und Rahmensetzung* ist prioritär zu adressieren. Prozessual geht es u. a. um die Ermöglichung von breiten Feldtests für erweiterte Fähigkeiten zur Wahrung der Systemstabilität.

Parallel und aufbauend ergeben sich Prozesse im Handlungsfeld *Deckung der Systembedarfe*, beispielsweise der bereits gestartete Prozess zur marktgestützten Beschaffung der Trägheit der lokalen Netzstabilität, aber auch potenzielle Beschaffungssysteme für Kurzschlussstrom und Resonanzstabilität (vgl. auch V4). Der Bedarf Letzterer ist heute noch nicht gegeben, sodass die Einleitung dieser Prozesse von den Ergebnissen vorgelegter Prozesse abhängig ist. Die Abhängigkeiten im Einzelnen sind Abschnitt 5.3 zu entnehmen.

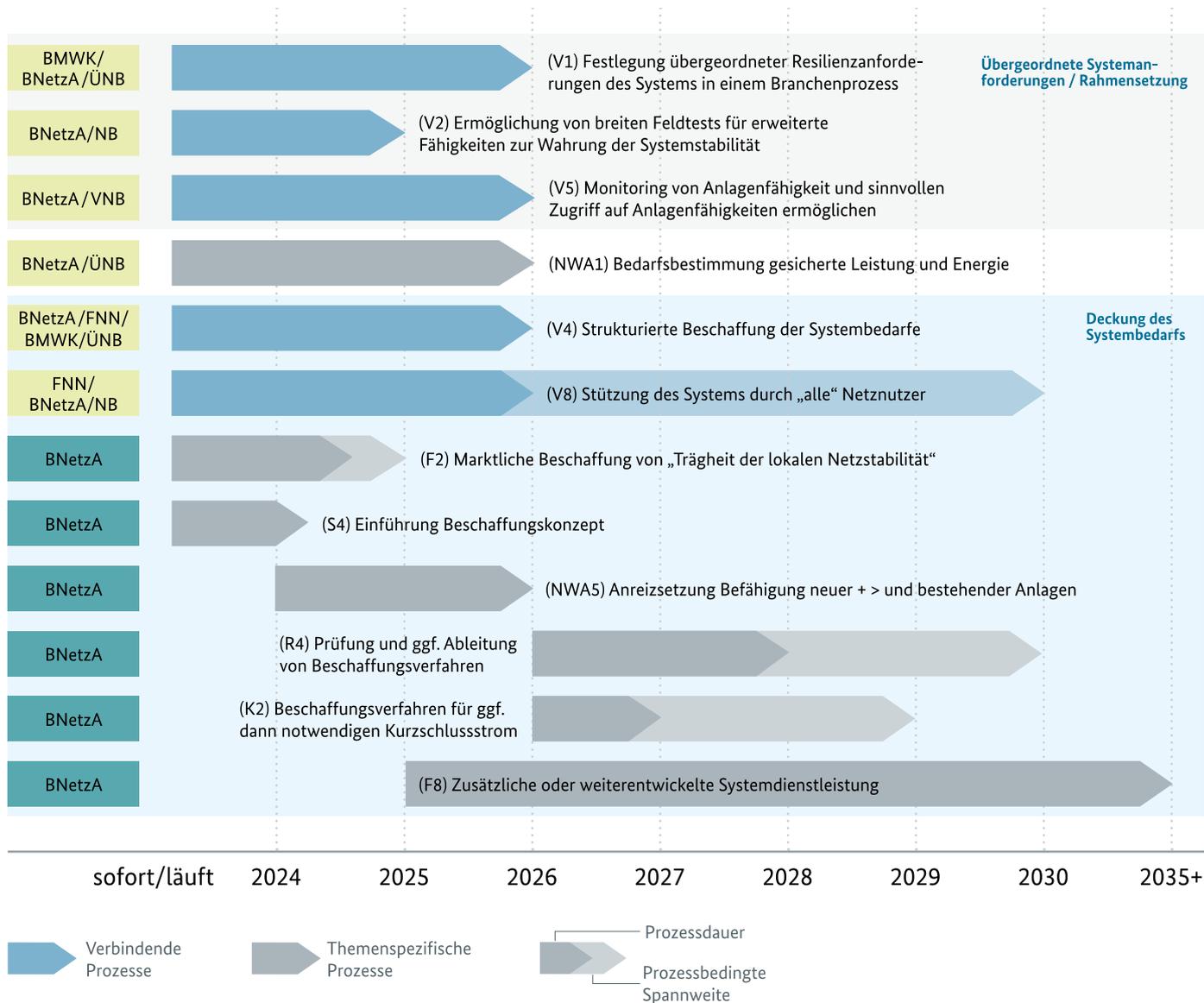


Abbildung 6.9: Prozesse im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur

6.2.2 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Nachstehende Abbildung 6.10 zeigt die Prozesse im Verantwortungsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wie eingangs erwähnt, besteht die Prozesskoordination des BMWK vorzugsweise in dem Anstoßen und Steuern von Prozessen, der Setzung entsprechender Rahmenbedingungen und rechtlicher Vorgaben sowie der Bündelung von Prozessergebnissen

hin zu Resilienzanforderungen für das System. Das BMWK ist aufgrund seiner natürlichen Rolle zudem in einer Vielzahl von Stabilitätsprozessen beteiligt, übernimmt jedoch nicht die Koordination dieser Prozesse. Ergänzend zu der zeitlichen Einteilung der Prozesse sind die relevanten Handlungsfelder hervorgehoben. Zentraler Prozess des BMWK ist der verbindende Prozess V1, indem viele Teilprozesse zusammengeführt und übergeordnete Resilienzanforderungen des Systems abgeleitet werden.

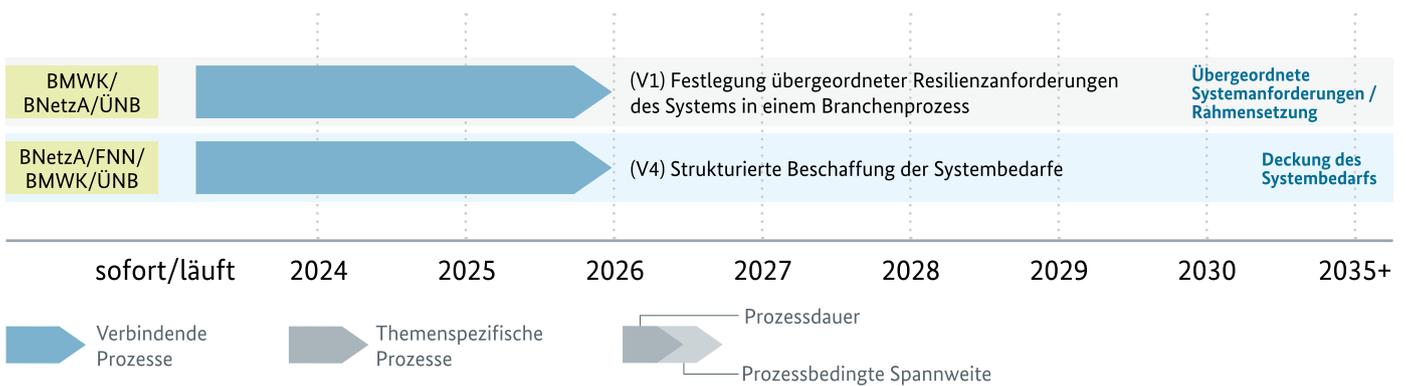


Abbildung 6.10: Prozesse im Verantwortungsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

6.2.3 Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE

Nachstehende Abbildung 6.11 zeigt die Prozesse im Verantwortungsbereich des VDE FNN. Wie eingangs erwähnt, besteht die Prozesskoordination des VDE FNN in der operativen Umsetzung der Aufgaben und konkret in der Erstellung von Anwendungsregeln und technischen Hinweisen. Ergänzend zu der zeitlichen Einteilung der Prozesse sind die relevanten Handlungsfelder hervor-

gehoben. Gemäß § 19 EnWG ist der VDE die beauftragte Stelle, um die allgemeinen technischen Mindestanforderungen zu verabschieden. Die Prozesse im Verantwortungsbereich des VDE FNN adressieren folglich primär das Handlungsfeld *Technische Regelwerke und Hinweise*. Darüber hinaus sind einige Prozesse den Handlungsfeldern *Systemresilienz* und *Übergeordnete Systemanforderungen/Rahmensetzung* zuzuordnen.

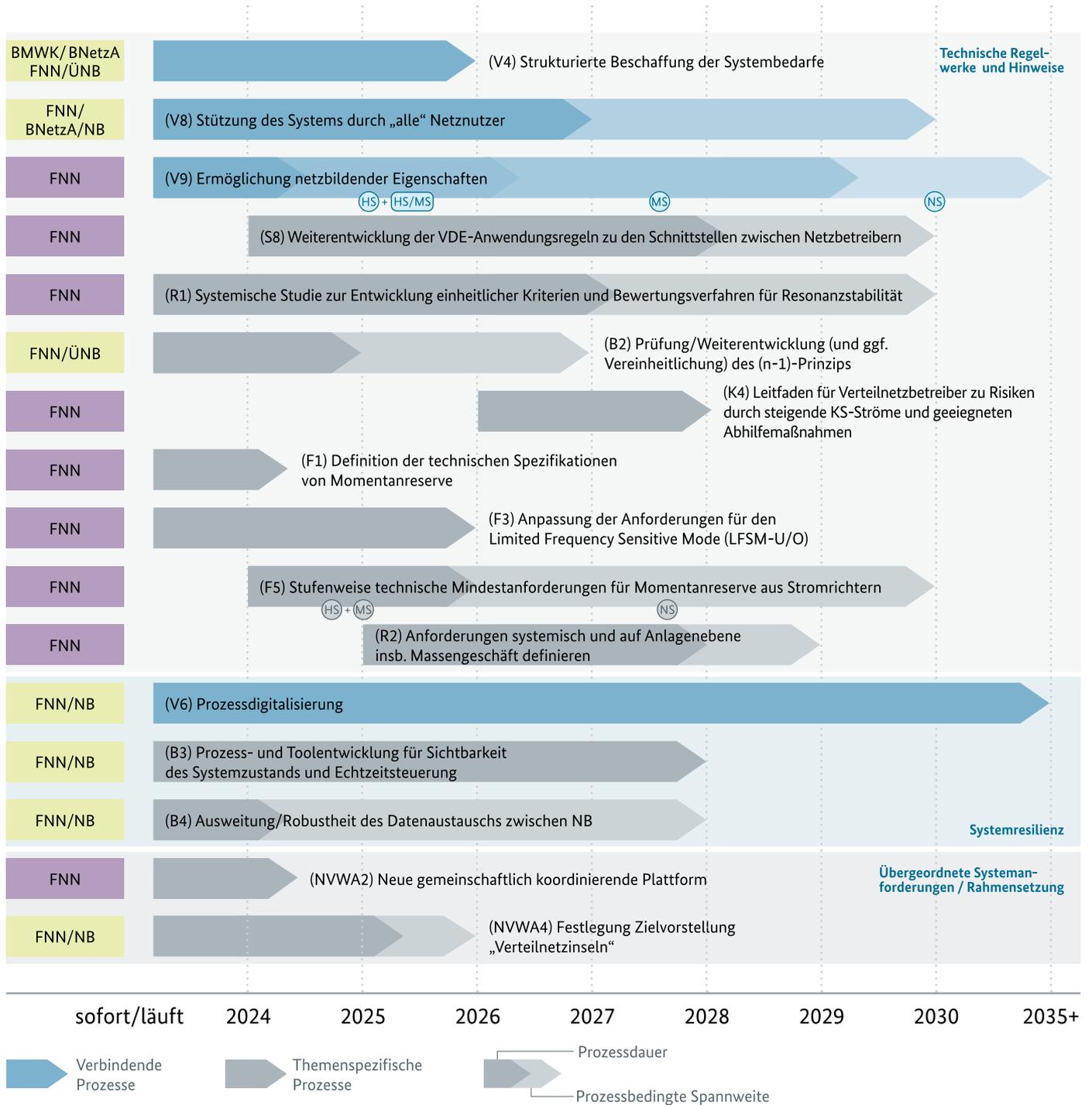


Abbildung 6.11: Prozesse im Verantwortungsbereich des VDE FNN

6.2.4 Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

Nachstehende Abbildung 6.12 zeigt die Prozesse im Verantwortungsbereich der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. NB steht hierbei für Netzbetreiber und umfasst Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber gleichermaßen.

Wie eingangs erwähnt, besteht die Prozesskoordination in der operativen Umsetzung der Aufgaben. Ergänzend zu der zeitlichen Einteilung der Prozesse sind die relevanten Handlungsfelder hervorgehoben. Aufgrund ihrer Systemverantwortung liegt eine Vielzahl an Prozessen aus nahezu allen Handlungsfeldern im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber. Ein Fokus liegt auf den Handlungsfeldern *Bestimmung des Systembedarfs*, *Deckung des*

Systembedarfs sowie *Systemresilienz*. Den Netzbetreibern kommt zudem eine essenzielle Rolle im Bereich der *Technischen Regelwerke und Hinweise* zu, wenngleich die Prozesskoordination hier beim VDE FNN liegt.

Exkurs Netzausbau: Zur Wahrung des sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien ist auch der Ausbau und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze unerlässlich. Der Netzaus- und -umbau, insbesondere in präventiver, voreilender Weise und mit innovativen Netzbetriebsmitteln, kann zur Vermeidung von Stabilitätsproblemen beitragen. Neben einer aktiven Umsetzung durch die Netzbetreiber ist daher zu prüfen, ob und welche weiteren Anpassungen auch auf regulatorischer Ebene notwendig werden könnten.

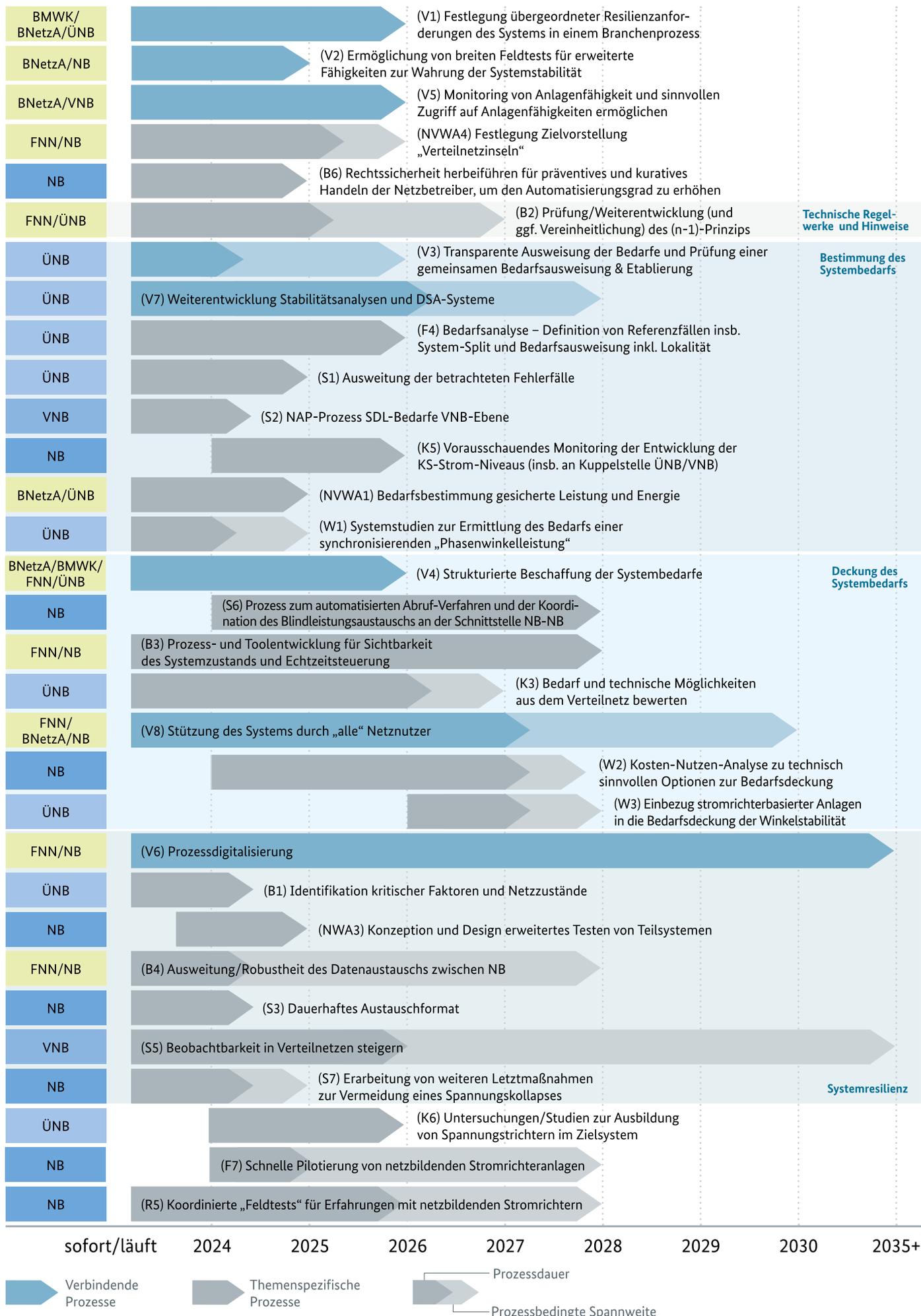


Abbildung 6.12: Prozesse im Verantwortungsbereich der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

6.3 Prozesse nach Teilzielen

Zusätzlich zu der Einteilung nach Handlungsfeldern können aus dem Zielbild acht Teilziele abgeleitet werden (vgl. Abbildung 6.13). Diese Teilziele brechen das übergeordnete Ziel auf konkrete, realisierbare Leitplanken herunter. So kann in der Umsetzungsphase der jeweiligen Prozesse geprüft werden, ob diese auf die entsprechenden Teilziele einzahlen oder ob eine Nachsteuerung vorgenommen werden muss. Hierzu ist auch ein Monitoringprozess durch das BMWK und die BNetzA vorgesehen (siehe auch Kapitel 8). Während die Einordnung in Handlungsfelder problemorientiert erfolgt ist und zur Kommunikation der Herausforderungen für das Stromsystem genutzt werden kann, ist eine Einordnung nach Teilzielen lösungsorientiert und kann eine wichtige

Orientierungshilfe für den nachgelagerten Monitoringprozess darstellen. Teile der Handlungsfelder und Teilziele korrespondieren unmittelbar miteinander. Die Dringlichkeit und der Umfang des Handlungsbedarfs sind jedoch heterogen, weshalb die Teilziele teilweise auf unterschiedlicher Ebene ansetzen und auf diese Weise zur Fokussierung beitragen. So umfasst das Ziel „Systembedarfe sind jederzeit bekannt, sowohl im Betrieb als auch in der kurz- und langfristigen Planung“ (1) alle Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität. Die Systementwicklungen sind jedoch besonders relevant hinsichtlich der verfügbaren Momentanreserve, des Kurzschlussstroms, der Kurzschlussleistung sowie des Netz- und Versorgungswiederaufbaus, weshalb diese als gesonderte Teilziele hervorgehoben werden (3 und 4).

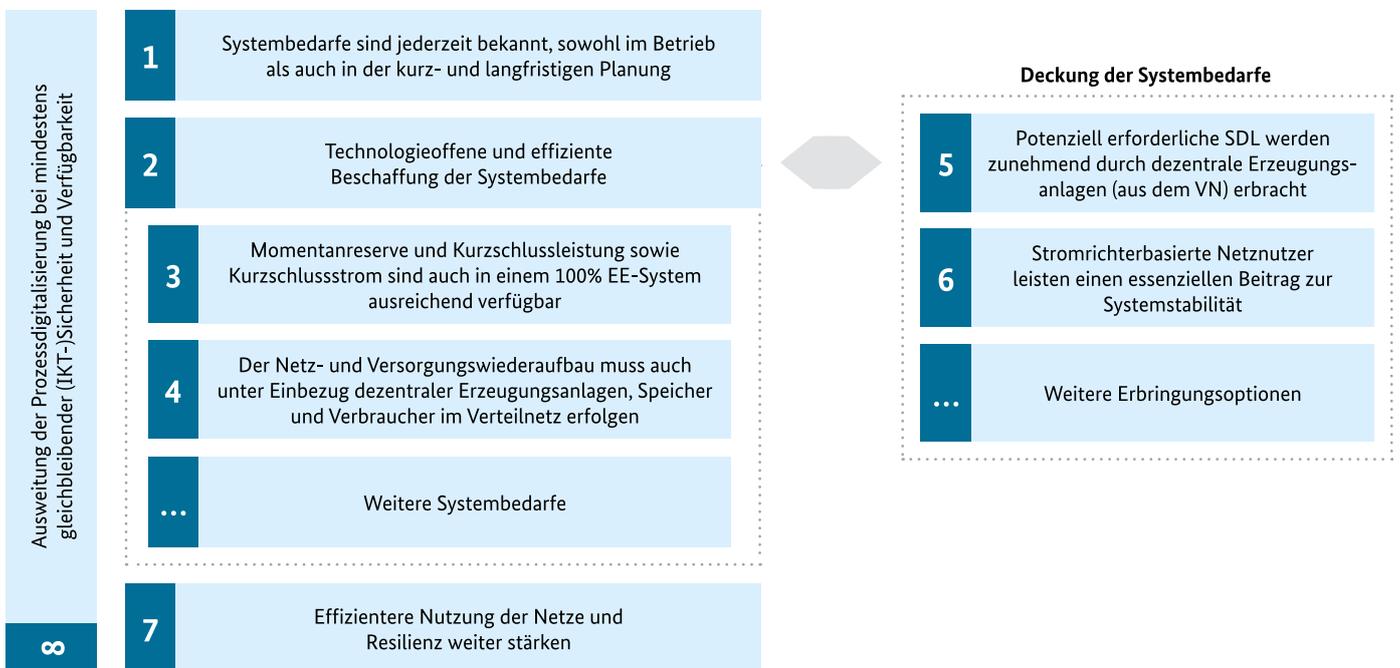


Abbildung 6.13: Teilziele der Stabilitätsprozesse

Dies bedeutet nicht, dass Themenfelder wie beispielsweise Spannung weniger relevant sind, sondern dass der erwartete Handlungs- und Anpassungsbedarf geringer bzw. die Umsetzung bereits fortgeschrittener und/oder klarer ist. Einzelne Prozesse können zudem auf mehrere Teilziele einzahlen. Auch das Teilziel *Technologieoffene und effiziente Beschaffung der Systembedarfe* (2) betrifft alle Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität. Besonders wichtige Bausteine sind, dass stromrichterbasierte Anlagen aus den Verteilnetzen noch mehr Aufgaben übernehmen und einen essenziellen Beitrag zur Systemstabilität leisten (5 und 6). Daher wurden entsprechende Teilziele formuliert. Zudem wird die Prozessdigitalisierung als weiterer wichtiger Baustein zur Wahrung der Systemstabilität gesehen, sodass diese ebenfalls als Ziel (8) begleitend aufgenommen wird. Die effiziente Nutzung der Netze und die Stärkung von deren Resilienz (7) komplettiert die abgeleiteten Teilziele. Die Teilziele wurden aus dem Zielbild (vgl. Kapitel 4) abgeleitet und von den Akteuren der Roadmap formuliert. Das Zielbild wurde in den Arbeitsgruppen und im Beirat abgestimmt. Die Teilziele beschreiben daher das Bestreben der Bundesregierung sowie der an der Erstellung der Roadmap beteiligten Gutachter.

Wie ist die Darstellung der Prozesse zu lesen? Die verbindenden Prozesse der Systemstabilität sind in Blau, die themenspezifischen Stabilitätsprozesse in Grau dargestellt. Vor den Prozessen (links) stehen die jeweils verantwortlichen Prozesskoordinatoren. NB steht dabei für Netzbetreiber und umfasst ÜNB und VNB gleichermaßen.

6.3.1 Systembedarfe sind jederzeit bekannt, sowohl im Betrieb als auch in der kurz- und langfristigen Planung (Teilziel 1)

Um das Stromsystem sicher zu betreiben, sind verschiedene Voraussetzungen dauerhaft zu erfüllen. So muss das System beispielsweise auf Ausfälle reagieren können und in der Lage sein, Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung zu beherrschen. Hierzu werden Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität eingesetzt, die den sicheren und robusten Systembetrieb kontinuierlich gewährleisten. Um dies effizient zu ermöglichen, müssen diese Voraussetzungen zur Sicherstellung der Systemstabilität jederzeit bekannt sein.

Daher soll sichergestellt werden, dass Systembedarfe sowohl im Betrieb als auch in der kurz- und langfristigen Planung jederzeit bekannt sind.

Nachstehende Abbildung 6.14 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

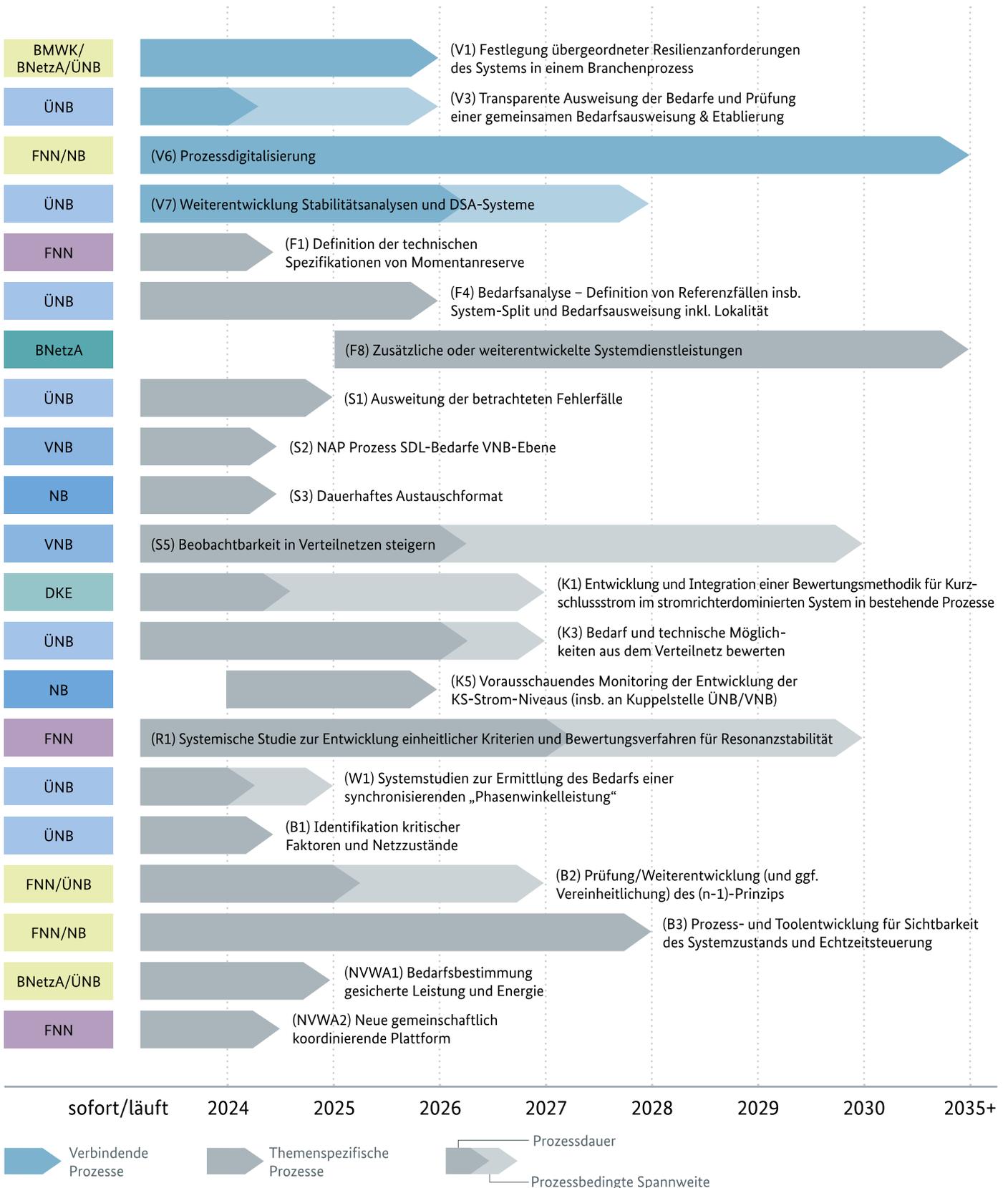


Abbildung 6.14: Prozesse zum Teilziel Systembedarfe sind jederzeit bekannt, sowohl im Betrieb als auch in der kurz- und langfristigen Planung

6.3.2 Technologieoffene und effiziente Beschaffung der Systembedarfe (Teilziel 2)

Transparenz und Technologieoffenheit sind wichtige Rahmenbedingungen für die Deckung des Bedarfs an Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität. Dies schafft einerseits Planungssicherheit und ermöglicht andererseits Innovationen. Der Bedarf soll außerdem effizient, d. h. aus der jeweils am besten geeigneten Quelle gedeckt werden.

Hierzu sollen bedarfsgerecht technische Mindestanforderungen an die Netznutzer, Märkte wie beispielsweise der Regelleistungsmarkt oder auch Betriebsmittel der Netzbetreiber eingesetzt werden.

Die nachstehende Abbildung 6.15 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

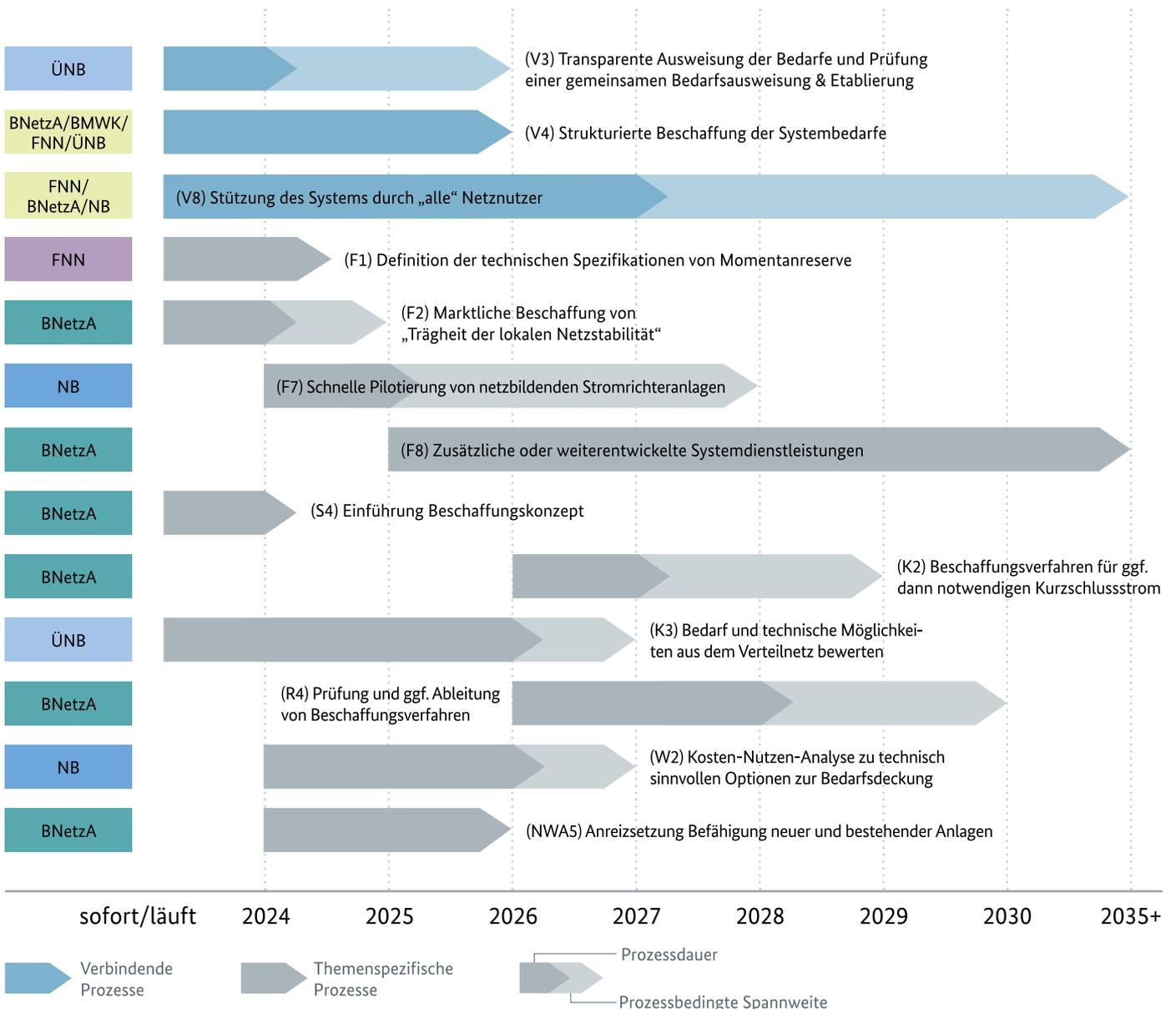


Abbildung 6.15: Prozesse zum Teilziel Technologieoffene und effiziente Beschaffung der Systembedarfe

6.3.3 Momentanreserve und Kurzschlussleistung sowie Kurzschlussstrom sind auch in einem 100%-EE-System ausreichend verfügbar (Teilziel 3)

Heute werden Momentanreserve und Kurzschlussleistung sowie Kurzschlussstrom vorwiegend durch Großkraftwerke bereitgestellt bzw. gespeist. Zukünftig müssen diese alternativ auch durch stromrichterbasierte Anlagen erbracht werden.

Es soll sichergestellt werden, dass auch in einem System mit 100 % erneuerbarer Einspeisung jederzeit die notwendige Momentanreserve, die Kurzschlussleistung und der notwendige Kurzschlussstrom zur Verfügung steht, ohne dass zulässige Strombelastungsgrenzen überschritten werden.

Die nachstehende Abbildung 6.16 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

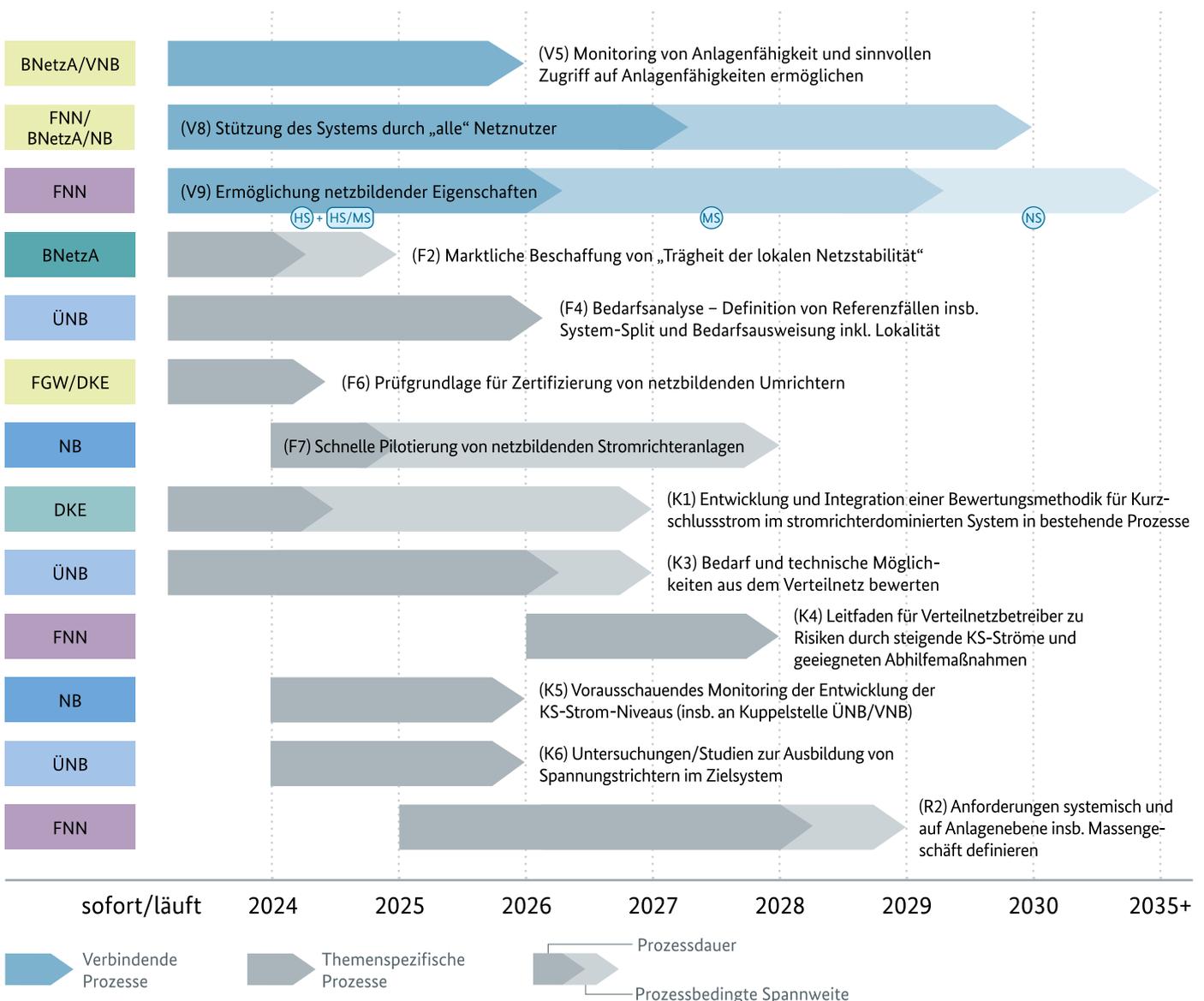


Abbildung 6.16: Prozesse zum Teilziel Momentanreserve und Kurzschlussleistung sowie Kurzschlussstrom sind auch in einem 100%-EE-System ausreichend verfügbar

6.3.4 Der Netz- und Versorgungswiederaufbau muss auch unter Einbezug dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher im Verteilnetz erfolgen (Teilziel 4)

Das deutsche Stromnetz gehört zu den stabilsten und robustesten Energieversorgungssystemen der Welt. Die sehr selten auftretenden Stromausfälle sind kurz und in der Regel auf kleine Bereiche beschränkt. Die unglückliche Verkettung von Fehlern, Materialversagen, Naturkatastrophen oder gezielten Angriffen können jedoch in extrem seltenen Ausnahmefällen dazu führen, dass größere Teile des Stromnetzes schwarzfallen, d. h. dass die Stromversorgung nicht mehr aufrechterhalten werden kann. Solche Fälle nennt man auch Blackout.

Es soll sichergestellt werden, dass im Falle eines Blackouts der Netz- und Versorgungswiederaufbau weiterhin robust, schnell und zuverlässig erfolgt.

Insbesondere der Einbezug dezentraler fluktuierender Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher aus dem Verteilnetz muss dafür ermöglicht werden. Die zunehmende Komplexität der Betriebsführung und ein erhöhter Koordinierungsbedarf zwischen den Netzbetreibern sind hierbei zu berücksichtigen.

Nachstehende Abbildung 6.17 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

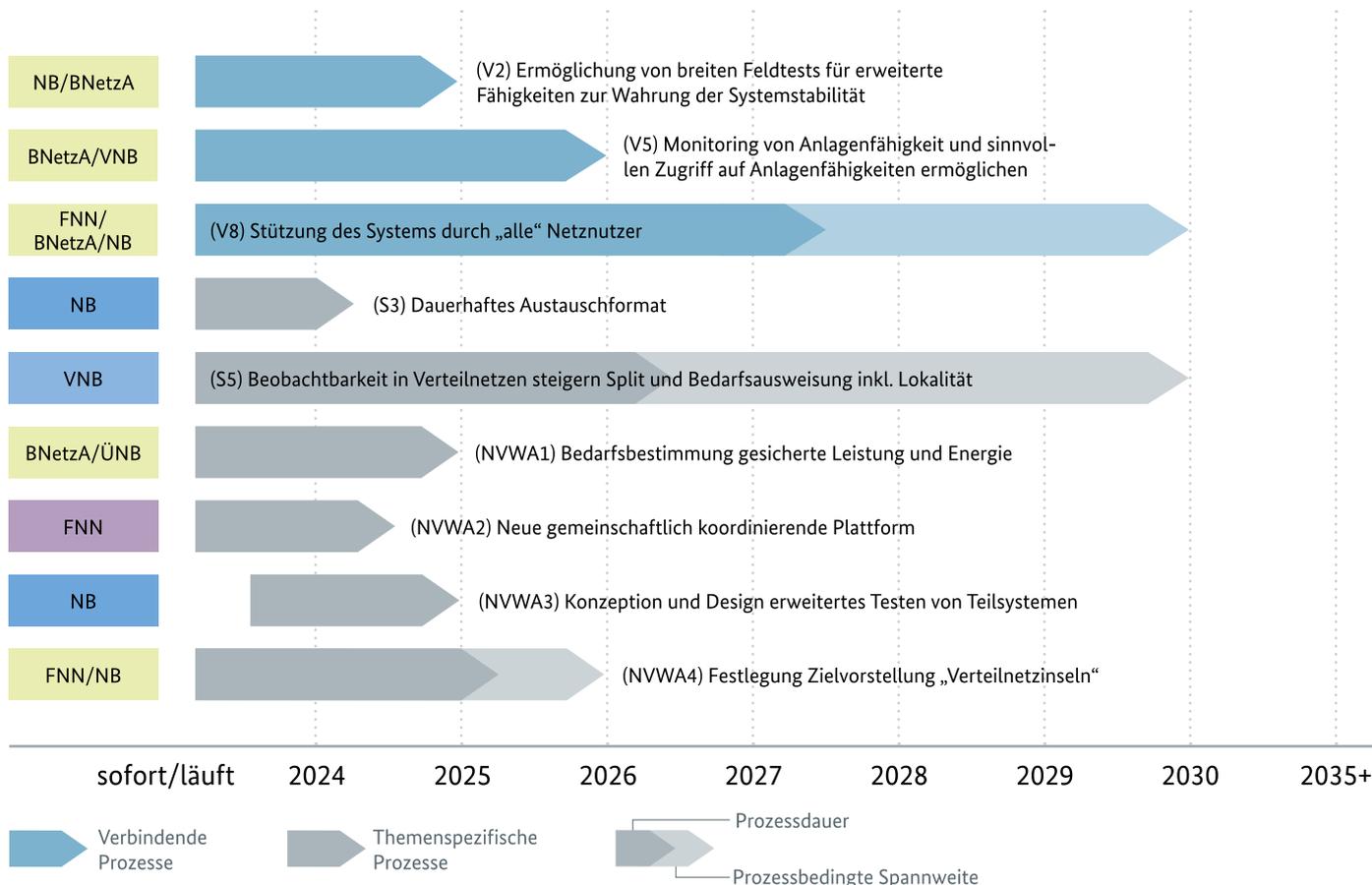


Abbildung 6.17: Prozesse zum Teilziel Der Netz- und Versorgungswiederaufbau muss auch unter Einbezug dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher im Verteilnetz erfolgen

6.3.5 Potenziell erforderliche SDL werden zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen (aus dem VN) erbracht (Teilziel 5)

Bis 2045 soll die Nachfrage dauerhaft mit Strom aus dezentralen erneuerbaren Energieanlagen gedeckt werden. Diese werden größtenteils im Verteilnetz

angeschlossen sein. Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität müssen deshalb zukünftig zunehmend von diesen Erzeugern bereitgestellt werden. Das Potenzial dafür ist groß. Es müssen jedoch die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um dieses Potenzial zu heben.

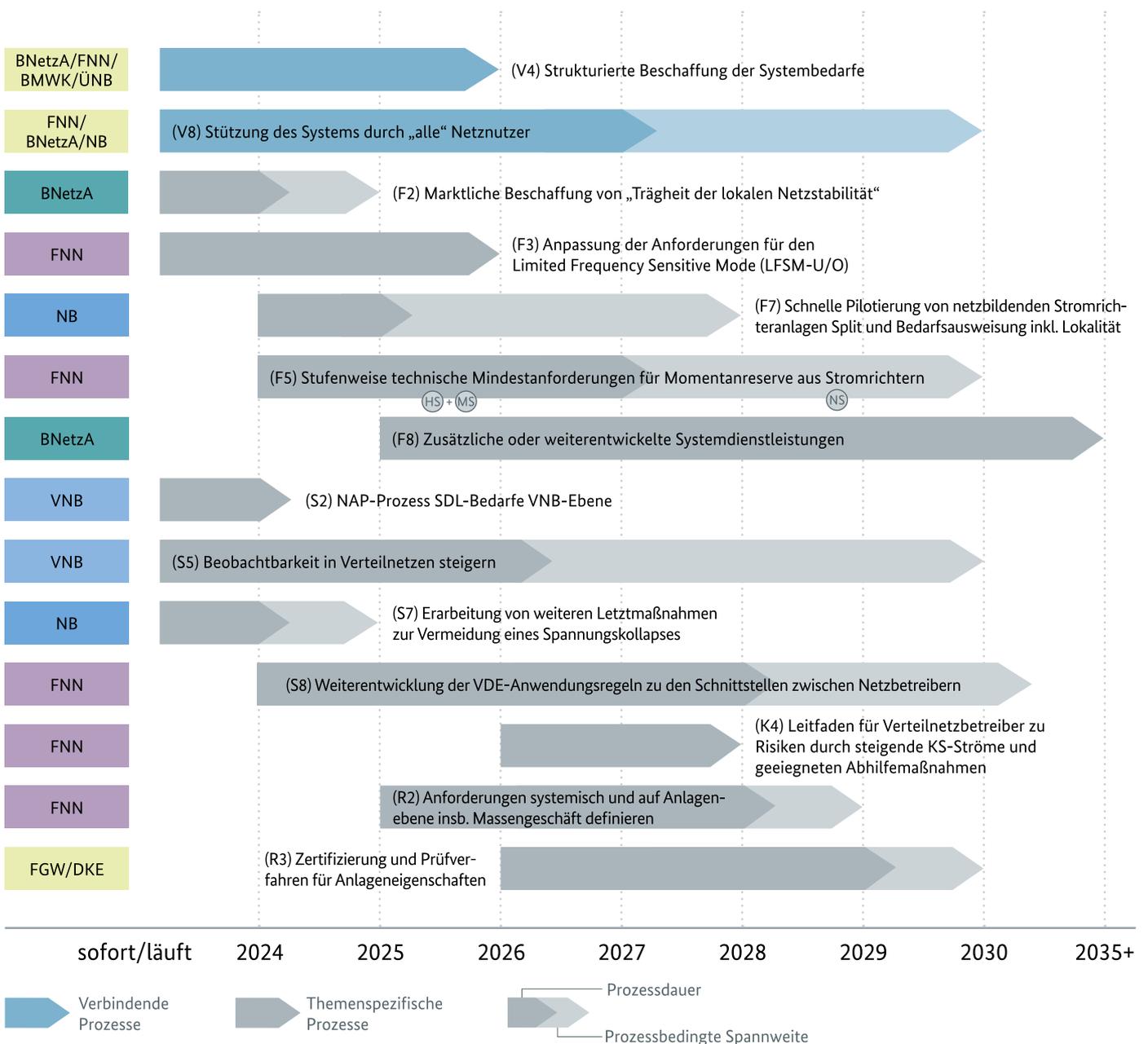


Abbildung 6.18: Prozesse zum Teilziel Potenziell erforderliche SDL werden zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen (aus dem VN) erbracht

Das Potenzial soll genutzt und es soll ermöglicht werden, dass erforderliche Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität auch durch dezentrale Erzeugungsanlagen aus dem Verteilnetz erbracht werden.

Die Abbildung 6.18 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

6.3.6 Stromrichterbasierte Netznutzer leisten einen essenziellen Beitrag zur Systemstabilität (Teilziel 6)

Wind- und Solarenergie sind tragende Säulen unserer klimaneutralen Energieversorgung. Anders als Großkraftwerke sind diese genau wie

Ladepunkte für Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen über Stromrichter an das Stromnetz angeschlossen. Stromrichter können bei entsprechendem Design und entsprechender Abstimmung Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität bereitstellen, die es ermöglichen, das System auch mit 100 % erneuerbaren Energien sicher zu betreiben.

Dieses Potenzial soll genutzt und es soll ermöglicht werden, dass stromrichterbasierte Netznutzer einen essenziellen Beitrag zur Systemstabilität leisten.

Nachstehende Abbildung 6.19 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

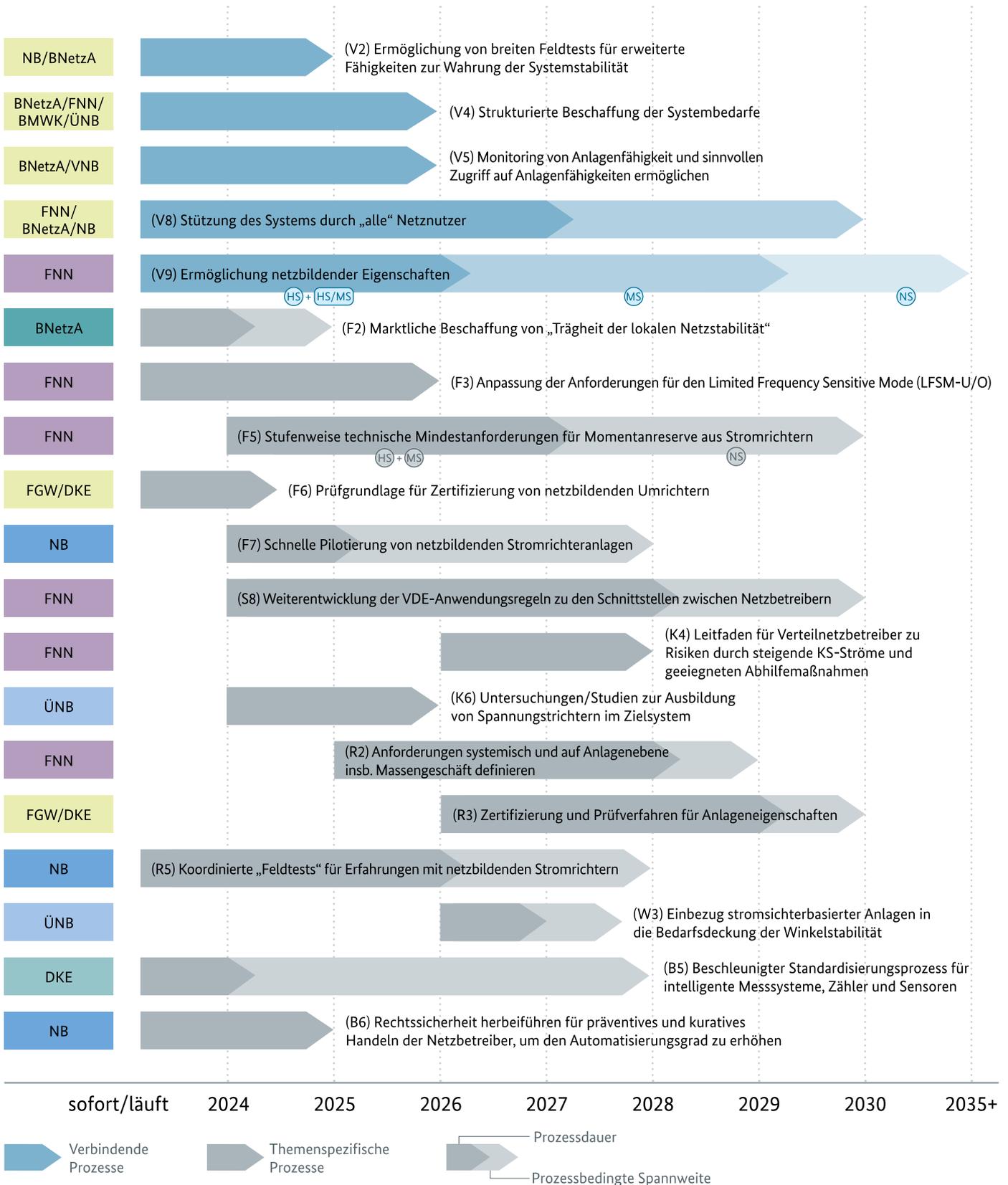


Abbildung 6.19: Prozesse zum Teilziel Stromrichterbasierte Netznutzer leisten einen essenziellen Beitrag zur Systemstabilität

6.3.7 Effizientere Nutzung der Netze und Resilienz weiter stärken (Teilziel 7)

Die Stromnetze sind „das Rückgrat“ der Energiewende. Starke Stromnetze sind notwendig, um die u. a. durch Wind- und Sonnenenergie gewonnene elektrische Energie aufzunehmen, sie zu den Lastzentren zu transportieren und dort zu verteilen. Hierzu ist auch der Ausbau unseres Stromnetzes notwendig. Neben dem Ausbau ist es jedoch wichtig, das Stromnetz besonders effizient zu nutzen. Dies reduziert den notwendigen Netzausbau und steigert die Effizienz des

Systems. In Deutschland ist die optimierte Nutzung des Stromnetzes gesetzlich verankert.

Die effizientere Nutzung der Netze soll weiter gestärkt und die Erschließung neuer Potenziale ermöglicht werden.

Nachstehende Abbildung 6.20 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

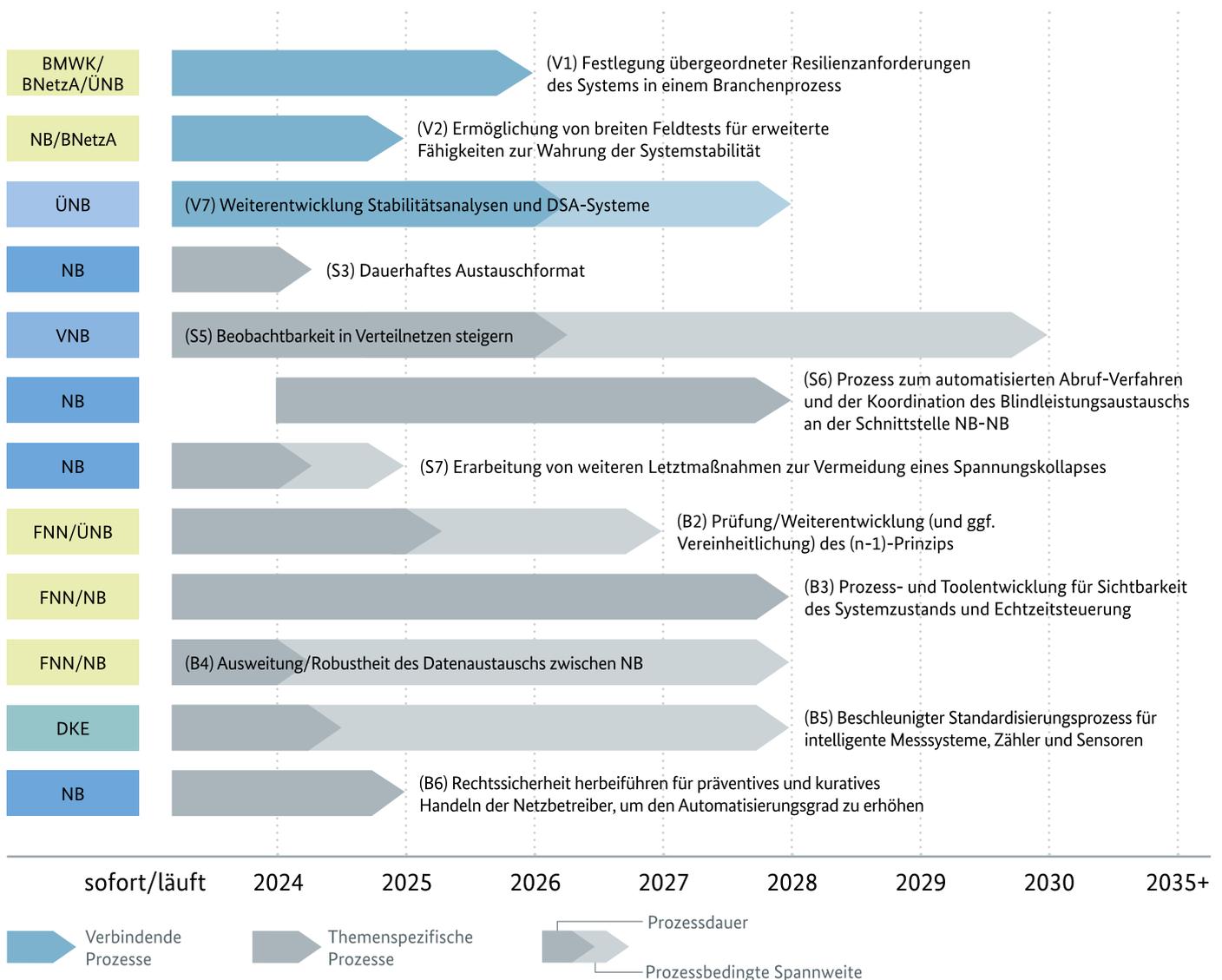


Abbildung 6.20: Prozesse zum Teilziel *Effizientere Nutzung der Netze und Resilienz weiter stärken*

6.3.8 Ausweitung der Prozessdigitalisierung bei mindestens gleichbleibender (IKT-)Sicherheit und Verfügbarkeit (Teilziel 8)

Die Anzahl der Erzeuger und Verbraucher im Stromnetz wird bis 2045 weiter deutlich zunehmen. Millionen dezentrale Erzeugungsanlagen, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge (inkl. bidirektionalem Laden) und Wärmepumpen werden das Bild des Stromsystems gestalten. Dies bedeutet, dass die Systemstabilität nicht auf wenige breite, sondern viele schmale Schultern verteilt wird. Dies führt auch zu einem höheren Abstimmungs- und Koordinationsaufwand.

Dies soll u. a. über eine Ausweitung der Prozessdigitalisierung erreicht werden, wobei sichergestellt werden soll, dass die heutige (IKT-) Sicherheit und Verfügbarkeit mindestens beibehalten wird.

Nachstehende Abbildung 6.21 zeigt alle Prozesse, die auf das Teilziel einzahlen. Dabei wird auf eine erneute detaillierte Vorstellung der Prozesse sowie deren Abhängigkeit verzichtet, da diese bereits in Kapitel 5 und Abschnitt 6.1 ausführlich erfolgt ist.

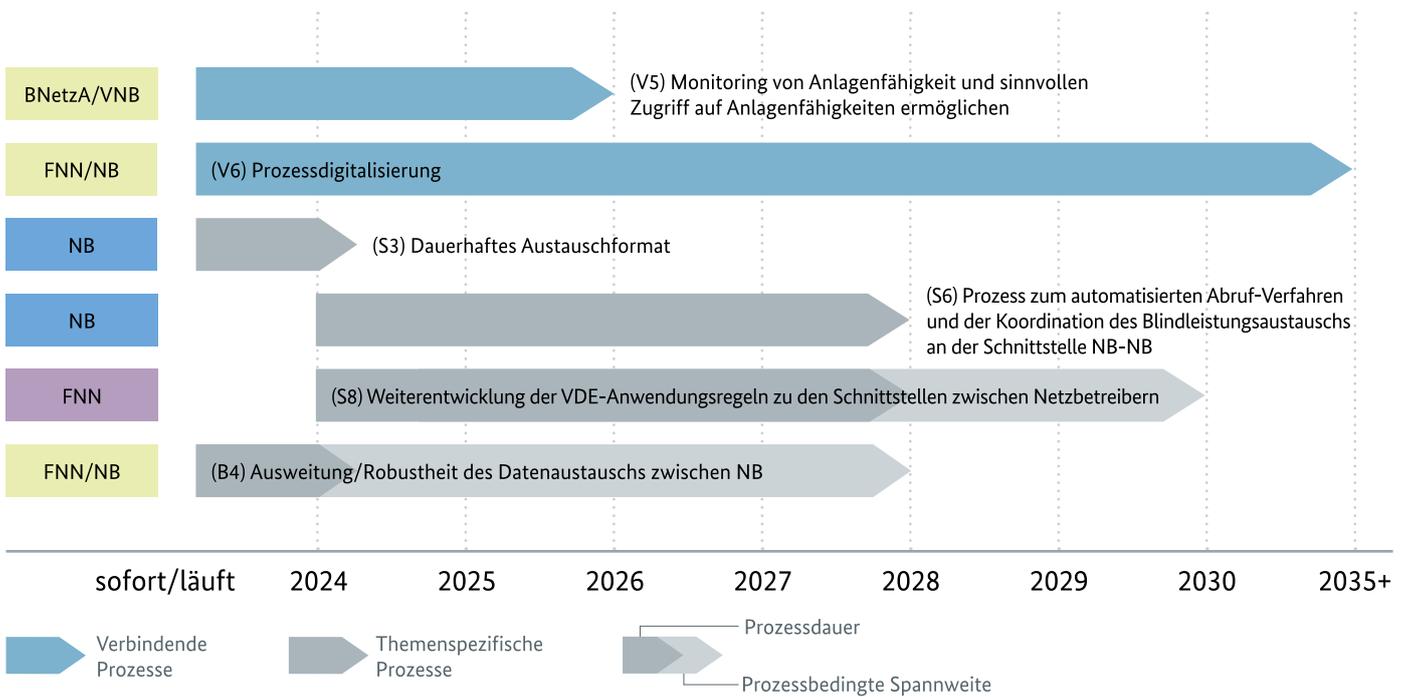


Abbildung 6.21: Prozesse zum Teilziel Ausweitung der Prozessdigitalisierung bei mindestens gleichbleibender (IKT-)Sicherheit und Verfügbarkeit

7 Roadmap Systemstabilität

Die Roadmap Systemstabilität zeigt 41 themenspezifische Stabilitätsprozesse und zehn verbindende Prozesse der Systemstabilität auf, welche für den sicheren und robusten Betrieb mit 100 % erneuerbaren Energien notwendig sind. Dies umfasst die Beschreibung der Prozesse und die Darstellung von Prozessabhängigkeiten (Kapitel 5) sowie die Einordnung der Prozesse aus verschiedenen Perspektiven (Kapitel 6). In diesem Kapitel wird ein Meilensteinplan (Abbildung 7.1) zur Erreichung des sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien vorgestellt. Nachfolgend wird eine tabellarische Übersicht aller identifizierten Prozesse (Abschnitt 7.2) gegeben.

7.1 Meilensteinplan

Um den sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 % erneuerbaren Energien jederzeit sicherzustellen, wurden verbindende Prozesse der Systemstabilität sowie themenspezifische Stabilitätsprozesse identifiziert. Dies können neue Prozesse sowie Prozessanpassungen und -erweiterungen sein. Die Prozesse wurden aus relevanten Fragestellungen und korrespondierenden Handlungsbedarfen der einzelnen Themenfelder abgeleitet. Diese wurden von Expertinnen und Experten in themenspezifischen Arbeitsgruppen erarbeitet und können den begleitenden Themenpapieren (vgl. Abschnitt 2.3) entnommen werden.

Die Prozesse adressieren, wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben, unterschiedliche Teilziele und Handlungsfelder. Über die Prozesse hinweg ergeben sich Meilensteine, die für den sicheren und robusten Systembetrieb bei 100 % erneuerbaren Energien zu erreichen sind. Diese Meilensteine sind Schlüsselpunkte auf dem Weg zur Zielerreichung und dienen als Orientierung über den Fortschritt der Umsetzung der Roadmap. Abbildung 7.1 zeigt zentrale Meilensteine der Roadmap Systemstabilität. Bei den angegebenen Zeitpunkten wurde sich zum einen an der heute bekannten Dauer von etablierten bzw. vergleichbaren Prozessen und zum anderen an dem Zeitpunkt für die Notwendigkeit des Prozessergebnisses orientiert. Hieraus ergibt sich eine natürliche Unsicherheit, welche – wie bei allen Prognosen – mit der Entfernung des Prognosehorizonts zunimmt. Einzelne Meilensteine sind zum jetzigen Zeitpunkt mit besonders hoher Unsicherheit behaftet oder werden gestaffelt nach Netzebenen differenziert erreicht. Diese Staffelung wird für die technischen Anschlussregeln für netzbildende Stromrichter über eine horizontale Linie gekennzeichnet. Unsicherheiten können beispielsweise daraus resultieren, dass Teilergebnisse zu unterschiedlichen Zeitpunkten erwartet werden. Die Anordnung der Meilensteine innerhalb eines Jahres trifft keine Aussage darüber, wann der Meilenstein im Jahresverlauf erzielt wird. Alle Meilensteine eines entsprechenden Jahres sollen im Verlauf dieses Jahres erzielt werden.

Über alle Meilensteine hinweg ergeben sich drei für die erfolgreiche Umsetzung der Roadmap Systemstabilität besonders zentrale Pfade:

Erster Pfad – Definition des Sicherheitsniveaus und Bestimmung der Systembedarfe: Es gilt, das angestrebte Sicherheitsniveau für das Stromversorgungssystem, wo dies noch nicht klar ist, festzulegen. Darauf aufbauend können dann sogenannte auslegungsrelevante Fälle definiert werden. Auslegungsrelevante Fälle beschreiben planbare und nichtplanbare Ereignisse, mit denen das System konfrontiert werden kann und die es zu beherrschen gilt. Diese sind notwendig, da es weder technisch möglich noch wirtschaftlich sinnvoll ist, alle denkbaren Ereignisse abzusichern. Mit Hilfe der definierten auslegungsrelevanten Fälle wird die Quantifizierung des Bedarfs an Systemdienstleistungen und weiterer Maßnahmen zur Systemstabilität und somit deren transparente Ausweisung ermöglicht. Für die Ausweisung der Systembedarfe sind vereinzelt Bewertungsverfahren weiterzuentwickeln (z. B. für den erforderlichen Kurzschlussstrombeitrag aus stromrichterbasierten Anlagen). Teilweise werden auch gänzlich neue Bewertungskriterien abzuleiten und zu etablieren sein (z. B. für die Resonanzstabilität). Die Ausweisung der Bedarfe soll sowohl bekannte als auch zukünftig zusätzlich notwendige Systemdienstleistungen und weitere Maßnahmen zur Systemstabilität umfassen.

Zweiter Pfad – Deckung der Systembedarfe: Die Deckung und strukturierte Beschaffung der Systembedarfe stellt den zweiten zentralen Pfad dar. Hierzu sind geeignete Beschaffungsverfahren einzuführen sowie technische Anschlussregeln und Regelwerke zu ergänzen und zu verabschieden. Auch Netzbetriebsmittel und HGÜ-Konverterstationen können und sollen zur Bedarfsdeckung bei-

tragen. Ein weiterer Baustein ist der auszubauende Informations- und Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen sowie zwischen Netzbetreibern untereinander. Hierdurch soll u. a. auch der gezielte vertikale Blindleistungsaustausch ermöglicht werden. Eine Voraussetzung für diese gesteigerte Koordination sind eine umfassende Prozessdigitalisierung sowie einheitliche Datenräume.

Dritter Pfad – Etablierung von netzbildenden Stromrichtern: Der dritte zentrale Pfad betrifft die Durchdringung von netzbildenden Stromrichtern in den Übertragungs- und Verteilnetzen. Netzbildende Stromrichter sind eine Schlüsseltechnologie zur Wahrung der Systemstabilität im Zielsystem. Es fehlen jedoch Erfahrungen mit deren flächendeckendem Einsatz. Diese müssen in Pilotversuchen gesammelt und die technischen Anforderungen definiert werden. Des Weiteren sind technische Anschlussregeln (differenziert nach Spannungsebenen bzw. Leistungsklassen) für netzbildende Stromrichter zu erstellen. Über diesen Weg wird sichergestellt, dass das Potenzial der netzbildenden Stromrichter (z. B. zur Erbringung von Momentanreserve) sicher und zweckdienlich für einen signifikanten Beitrag zur Systemstabilität genutzt werden kann.

Der hohe Handlungsdruck macht eine Parallelisierung der Prozesse erforderlich: Sicheres, aber auch schnelles Handeln ist gefragt. Das fristgerechte Erreichen der Meilensteine ist wichtig, um die nachfolgenden, teilweise aufeinander aufbauenden Prozesse nicht zu verzögern. Dabei sind oft auch vorläufige Ergebnisse ausreichend für das Starten der Folgeprozesse, die ggf. im weiteren Umsetzungsprozess der Roadmap noch einmal verfeinert bzw. bedarfsgerecht nachjustiert werden können.

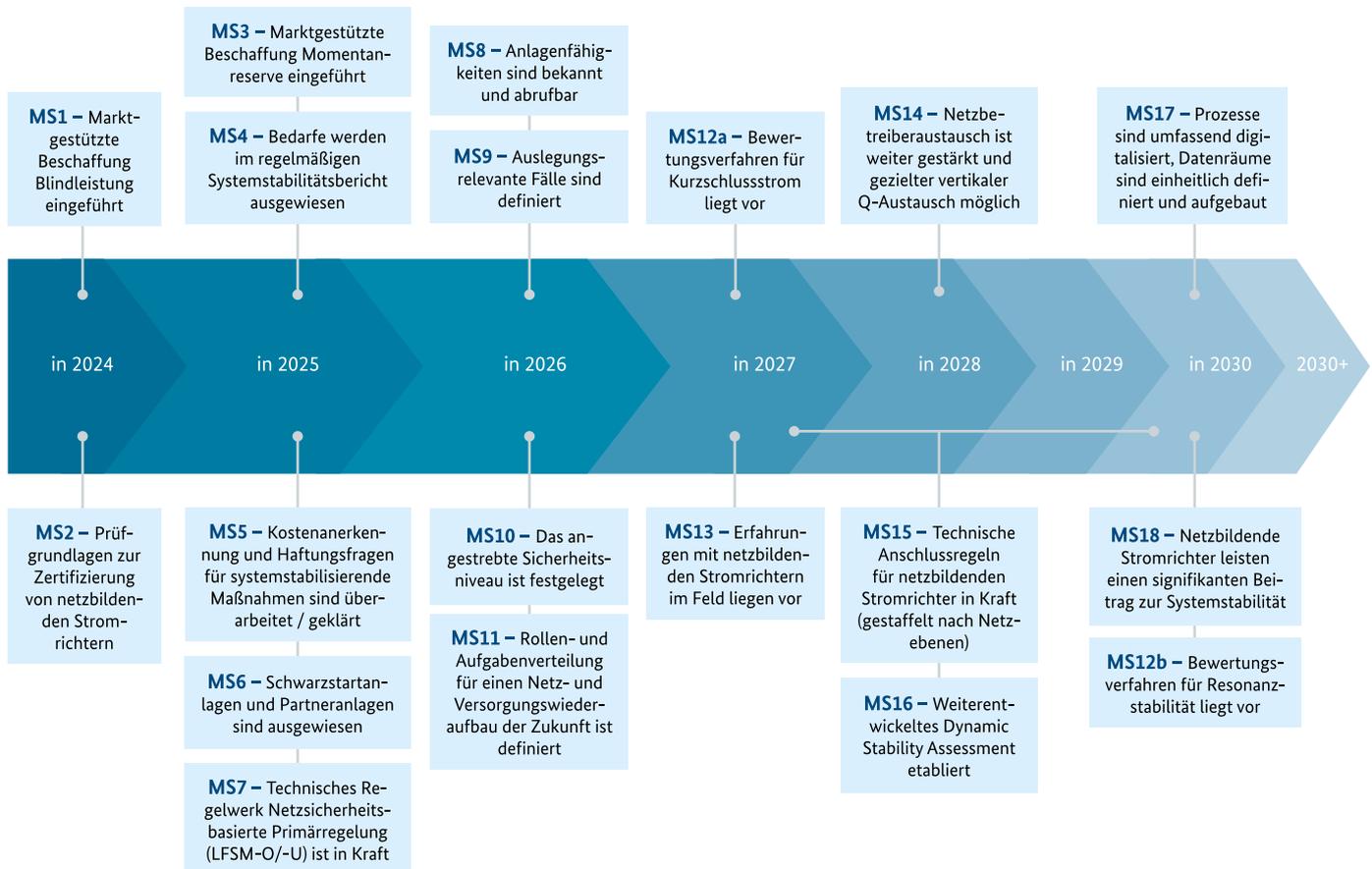


Abbildung 7.1: Zentrale Meilensteine der Roadmap Systemstabilität (Die Einführung der technischen Anschlussregeln für netzbildende Stromrichter soll gestaffelt nach Netzebenen erfolgen, hier ist deshalb eine Zeitspanne als horizontale Linie gekennzeichnet.)

MS1 Marktgestützte Beschaffung Blindleistung eingeführt

Aktuell läuft das Festlegungsverfahren für die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung. Das entsprechende Beschaffungskonzept wird voraussichtlich im ersten Quartal 2024 veröffentlicht werden. Dann erfolgt die Umsetzung durch die Netzbetreiber. Mit diesem Meilenstein ist das Beschaffungsverfahren festgelegt und die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung eingeführt. Perspektivisch soll dies auch den gezielten netzebenenübergreifenden Austausch von Blindleistung ermöglichen (Erreichung in 2024).

MS2 Prüfgrundlagen zur Zertifizierung von netzbildenden Stromrichtern

Netzbildende Stromrichter können und sollen eine Schlüsselrolle zur Wahrung des sicheren und robusten Systembetriebs bei 100 % erneuerbaren Energien einnehmen. Es müssen daher auch für neu eingeführte Anforderungen, wie netzbildende Eigenschaften, entsprechende Nachweisverfahren und Prüfprozesse entwickelt werden, mit denen die akkreditierten Zertifizierungsstellen die Konformität der Anlagen mit den Netzanschlussregeln überprüfen können. Mit diesem Meilenstein liegt eine (erste) Prüfgrundlage zur Zertifizierung von netzbil-

denden Stromrichtern vor. Diese ist ggf. differenziert (beispielsweise nach Leistungsklasse und/oder Netzanschlussebene) und muss perspektivisch regelmäßig erweitert werden (Erreichung in 2024).

MS3 Marktgestützte Beschaffung Momentanreserve eingeführt

Nach § 12h EnWG hat bis zum 31.12.2023 eine erneute Prüfung der Effizienz der marktgestützten Beschaffung von nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen zu erfolgen. Da im NEP bereits ein Bedarf an Momentanreserve von den ÜNB ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt wurde, ist die Begründung, die 2020 zur Ausnahme von der marktlichen Beschaffung geführt hat (kein Bedarf bei damaligen auslegungsrelevanten Fällen) obsolet. Die BNetzA hat bereits mit der Erstellung eines Beschaffungskonzepts begonnen und wird entsprechend keine erneute Ausnahme von der marktlichen Beschaffung der Trägheit der lokalen Netzstabilität beschließen. Mit diesem Meilenstein wird ein Beschaffungskonzept für die „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ bzw. Momentanreserve festgelegt und eingeführt (Erreichung in 2025).

MS4 Bedarfe werden im regelmäßigen „Systemstabilitätsbericht“ ausgewiesen

Der Bedarf an Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität ist transparent und mit ausreichend Vorlauf auszuweisen. Dies erfolgt in einem regelmäßigen Systemstabilitätsbericht. Dabei werden vorzugsweise die Bedarfe ausgewiesen, die noch strukturiert beschafft werden müssen. Die Bedarfsausweisung erfolgt einerseits möglichst aggregiert, da so ein größeres Anbieterfeld zu erwarten ist. Andererseits darf der Bedarf nur so weit

aggregiert werden, wie es zur Bedarfsdeckung sinnvoll ist. Hierbei wird auch ein potenzieller Bedarf an neuen Systemdienstleistungen bzw. Maßnahmen zur Systemstabilität identifiziert und ausgewiesen, sofern dieser identifiziert wird. Bei der Aufzeigung von potenziellen Lösungspfaden zur Bedarfsdeckung im Systemstabilitätsbericht werden zudem Synergien bei der Deckung von unterschiedlichen Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität berücksichtigt (erstmalige Veröffentlichung in 2025).

MS5 Kostenanerkennung und Haftungsfragen für systemstabilisierende Maßnahmen sind überarbeitet/geklärt

Identifizierte Haftungsfragen für systemstabilisierende Maßnahmen sowie deren Kostenanerkennung sind geklärt, sodass Rechts- und Planungssicherheit besteht. Dies betrifft insbesondere – aber nicht exklusiv – Pilottests von netzbildenden Stromrichtern im Verteilnetz oder erweiterte Funktionen und Tests im Rahmen des Netz- und Versorgungswiederaufbaus.

Dies bedeutet allerdings nicht, dass grundsätzlich alle Kosten als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu kategorisieren sind. Ebenso bedeutet es nicht, dass Anforderungen auf Anlagenebene grundsätzlich vergütet werden¹⁴ (Erreichung in 2025).

¹⁴ Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2. September 2021 im Vertragsverletzungsverfahren C-718/18 entscheidet über das „ob“ und „wie“ der Kostenanerkennung in diesem Bereich die BNetzA allein und unabhängig.

MS6 Schwarzstartanlagen und Partneranlagen sind ausgewiesen

Auch mit fluktuierenden Einspeisern muss der Netz- und Versorgungswiederaufbau in sonnen- und windarmen Zeiten möglich sein. Mit diesem Meilenstein ist der Bedarf an gesicherter Leistung und Energie je Region im Wiederaufbau bestimmt und Konzepte zur Sicherung der Verfügbarkeit sind erarbeitet. Dies gilt neben Schwarzstartanlagen für den Netzwiederaufbau insbesondere auch für gesicherte Leistung und Energie aus Partneranlagen für den Netz- und Versorgungswiederaufbau, aber auch für den anschließenden Lastfolgebetrieb (Erreichung in 2025).

MS7 Technisches Regelwerk Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (LFSM-O/-U)

Bereits 2024 soll auf nationaler Ebene die Einführung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung in die technischen Anschlussregeln erfolgen. Mit diesem Meilenstein ist die netzsicherheitsbasierte Primärregelung in technische Anschlussregeln überführt und mit dem überarbeiteten NC-RFG (2025) synchronisiert (Erreichung in 2025).

MS8 Anlagenfähigkeiten sind bekannt und abrufbar

Stabilitätsrelevante Fähigkeiten und Stammdaten von relevanten Netzanschlussnehmern sind umfassend dokumentiert und in einem einheitlichen Datenformat verfügbar. Zudem sind ein sinnvoller Zugriff auf die Anlagenfähigkeit und hinterlegte Parameter sowie ggf. teilweise eine bedarfsgerechte Parameteränderung durch die Netzbetreiber möglich (Erreichung in 2026).

MS9 Auslegungsrelevante Fälle sind definiert

Basierend auf der Festlegung des angestrebten Sicherheitsniveaus (MS10) sind auslegungsrelevante Fälle für das System definiert. Die Erarbeitung beider Meilensteine erfolgt dabei parallel „Hand in Hand“. Diese Fälle definieren Zustände im ungestörten und gestörten Systembetrieb, die es zu beherrschen gilt. Diese auslegungsrelevanten Fälle decken alle möglichen Ereignisse ab, die zur Einhaltung des angestrebten Sicherheitsniveaus zu beherrschen sind, und ermöglichen die eindeutige Quantifizierung des Bedarfs an Systemdienstleistungen und Maßnahmen zur Systemstabilität (Erreichung in 2026).

MS10 Das angestrebte Sicherheitsniveau ist festgelegt

Das angestrebte Sicherheitsniveau wurde hinreichend konkret festgelegt, sodass daraus qualitativ und quantitativ die Bedarfe an Systemdienstleistungen sowie Maßnahmen zur Systemstabilität abgeleitet werden können. Dies betrifft die Vervollständigung aller Themenbereiche wie beispielsweise den Umgang mit System-Split-Ereignissen sowie angestrebte Zeitbereiche und Intervalle für die Wiederversorgung nach einem Schwarzfall. Dies erfolgt iterativ mit der Quantifizierung der Bedarfe (Erreichung in 2026).

MS11 Rollen- und Aufgabenverteilung für einen Netz- und Versorgungswiederaufbau der Zukunft ist definiert

Mit diesem Meilenstein ist festgelegt, welche aktive Rolle Verteilnetze in den Netz- und Versorgungswiederaufbaukonzepten der ÜNB einnehmen sollen. Potenzielle Anpassungen ergeben sich vor allem im Versorgungswiederaufbau, da die Steuerung der dezentralen Einspeisung und möglicherweise steuerbaren Lasten im Anschlussbereich der VNB liegt. Auch im Netzwiederaufbau könnten sich Anpassungen aus diesen neuen Aufgaben ergeben. Die Konzepte sind entsprechend angepasst (Erreichung in 2026).

MS12 Bewertungsverfahren für Kurzschlussstrom und Resonanzstabilität liegen vor

Die bestehenden Normen und Richtlinien zur Ermittlung des maximalen und minimalen Kurzschlussstroms für einen gegebenen Netzanschluss berücksichtigen die Beiträge aus stromrichterbasierten Anlagen nicht oder nur unzureichend. Mit diesem Meilenstein sind die Bewertungsverfahren so angepasst, dass die korrespondierenden Regelwerke angepasst werden können (Erreichung in 2027 Kurzschlussstrom – M12a).

Als zweites Element dieses Meilensteins liegen einheitliche Kriterien und Bewertungsverfahren für Resonanzstabilität vor. Hierbei sind vor allem die Identifikation kritischer Netzgebiete sowie Frequenzbereiche und der Umgang mit hohen Modellunsicherheiten zu berücksichtigen. Die Kriterien und Verfahren sind in geeigneter Form beispielsweise als Konzeptpapier oder Leitfaden veröffentlicht (Erreichung in 2030 Resonanzstabilität – M12b).

MS13 Erfahrungen mit netzbildenden Stromrichtern im Feld liegen vor

Es wurden bereits umfassende Erfahrungen mit dem Einsatz von netzbildenden Stromrichtern im Netzbetrieb gesammelt (Groß- und Kleinanlagen). Diese sind ausgewertet und können u. a. als Input für die Entwicklung von technischen Anschlussregeln genutzt werden. Zudem wurden potenzielle Hindernisse identifiziert und korrespondierender Handlungs- und Forschungsbedarf abgeleitet (Erreichung in 2027).

MS14 Netzbetreiberaustausch ist weiter gestärkt und gezielter vertikaler Blindleistungsaustausch möglich

Der horizontale und vertikale Austausch zwischen Netzbetreibern ist noch weiter ausgeprägt. Dies erfolgt u. a. auch durch die koordinierten NAP-Prozesse sowie den Austausch zwischen ÜNB und VNB einerseits und VNB und VNB andererseits. Mit diesem Meilenstein sind die Austauschprozesse auch so weit fortgeschritten und automatisiert, dass der gezielte vertikale Blindleistungsaustausch ermöglicht ist. Hierdurch wird eine gezieltere und effizientere Nutzung der vorhandenen Blindleistungspotenziale praktisch ermöglicht (Erreichung in 2028).

MS15 Technische Anschlussregeln für netzbildende Stromrichter sind in Kraft (gestaffelt nach Netzebenen)

Damit netzbildende Stromrichter für einen sicheren und robusten Systembetrieb bei 100 % erneuerbaren Energien auch im Stromnetz angeschlossen werden können, müssen die entsprechenden technischen Anschlussregeln definiert werden. Mit

diesem Meilenstein liegt eine technische Anschlussrichtlinie für netzbildende Stromrichter vor. Diese ist ggf. differenziert (beispielsweise nach Leistungsklasse und/oder Netzanschlussebene) und kann, wie alle Mindestanforderungen, perspektivisch erweitert werden. Die Erreichung des Meilensteins basiert auf der Verabschiedung des überarbeiteten RfG im Jahr 2025 und der vorgesehenen zweieinhalb Jahre Übergangsfrist für die Umsetzung in nationalen Regelwerken. Es ist zu erwarten, dass zumindest für höhere Netzebenen bereits vor 2028 entsprechende Regelungen verabschiedet werden. Für die Niederspannung werden aufgrund ihrer Besonderheiten ggf. nur reduzierte oder spätere Vorgaben im RfG gemacht, sodass etwaige nationale Umsetzungen für die Niederspannung ggf. auch erst nach 2028 vorliegen. Die horizontale Linie verdeutlicht diesen Sachverhalt in Abbildung 7.1 (Erreichung in 2027-2030).

MS16 Weiterentwickeltes Dynamic Stability Assessment etabliert

Das Dynamic Stability Assessment ist entsprechend der Systemtransformation weiterentwickelt und befindet sich in der Anwendung. Die Netzzustandsbewertung erfolgt in Echtzeit und im Fall prognostizierter kritischer Stabilitätsphänomene können geeignete Gegenmaßnahmen aus dem Netzbetrieb heraus getroffen werden. Hierzu sind auch die Entscheidungsunterstützungssysteme für die Netzführung bzw. den Netzfürher weiterentwickelt, sodass die Einleitung von Gegenmaßnahmen (teil-)automatisiert erfolgen könnte (Erreichung in 2028).

MS17 Prozesse sind umfassend digitalisiert, Datenräume sind einheitlich definiert und aufgebaut

Mit diesem Meilenstein ist eine umfassende Digitalisierung der für die Systemstabilität relevanten Prozesse (insbesondere Netzzustand und Netzsteuerung) erfolgt. Es sind Austauschformate etabliert, die den Austausch von notwendigen Daten und Betriebszuständen ermöglichen. Hierbei sind Datensilos aufgebrochen und Informationen sinnvoll durch Datenräume zugänglich gemacht (Erreichung in 2030).

MS18 Netzbildende Stromrichter leisten einen signifikanten Beitrag zur Systemstabilität

Es ist eine Differenzierung erfolgt, welche Eigenschaften von Netznutzern je Netzebene bzw. Leistungsklasse zu erbringen sind. Netzbildende Eigenschaften sind auch bei Anlagen im Verteilnetz verbreitet und können perspektivisch weiter ausgebaut werden. Hierdurch leisten die Anlagen (Erzeuger, Lasten, Speicher) einen signifikanten Beitrag zur Systemstabilität und stellen Systemdienstleistungen bereit. Netzbildende Stromrichter sollen bereits vor 2030 einen Beitrag zur Systemstabilität leisten, spätestens ab 2030 sollte dieser signifikant sein (Erreichung in 2030).

Epilog: Mit der Roadmap Systemstabilität ist eine strukturierte Aufstellung der notwendigen Anpassungen und Weiterentwicklungen bestehender Prozesse sowie notwendiger neuer Prozesse zur Wahrung der Systemstabilität erfolgt. Die Umsetzung muss koordiniert erfolgen und erfordert hohes Engagement aller Stakeholder. Die Aufgaben sind vielfältig, anspruchsvoll und der Handlungsdruck ist hoch. Bei der Ausgestaltung und Umsetzung der Prozesse werden zudem Detailfragen und Hemmnisse aufkommen, die es zu beantworten und zu lösen gilt. Es ist zu erwarten, dass hierzu teilweise auch die Anpassung und Erweiterung bestehender Strukturen der Prozess- und Teilprozesskoordinatoren sowie die Aufstockung von Personal erforderlich sein wird. Zudem kann eine Priorisierung über die Prozesse hinweg notwendig werden, wenn nicht rechtzeitig ausreichend Ressourcen allokiert werden können. Die Branche ist jedoch gut aufgestellt, diese Prozesse umzusetzen und dauerhaft den sicheren und robusten Systembetrieb auch mit 100 % erneuerbaren Energien zu garantieren.

7.2 Prozessübersicht

Mithilfe der Expertinnen und Experten aus den verschiedenen Themenfeldern wurden in der Roadmap 41 Stabilitätsprozesse und zehn verbindende Prozesse zur Systemstabilität identifiziert. Jeder Prozess beschreibt dabei entweder einen neu zu etablierenden Prozess oder die Weiterentwicklung bzw. Anpassung eines bestehenden Prozesses. Im Rahmen der Roadmap wird dabei nicht die inhaltliche Ausgestaltung der Prozesse vorgenommen, sondern strukturiert aufgezeigt, welche Handlungsfelder zu bearbeiten sind. Dazu wird klar kommuniziert, wer der Prozesskoordinator, d. h. Initiator des Prozesses ist, wann der Prozess gestartet werden soll und welche Prozessdauer erwartet wird. Nachstehende Abbildung 7.2 zeigt alle identifizierten Prozesse gruppiert nach Themenfeldern mit den jeweiligen Prozesskoordinatoren sowie den Start- und Endzeitpunkten. Die Darstellung erfolgt als GANTT-Chart (Balkenplan). Die eigentliche Ausgestaltung der Prozesse sowie die Definition von Teilzielen und Übertragung von Teilverantwortlichkeiten obliegt den Prozesskoordinatoren.

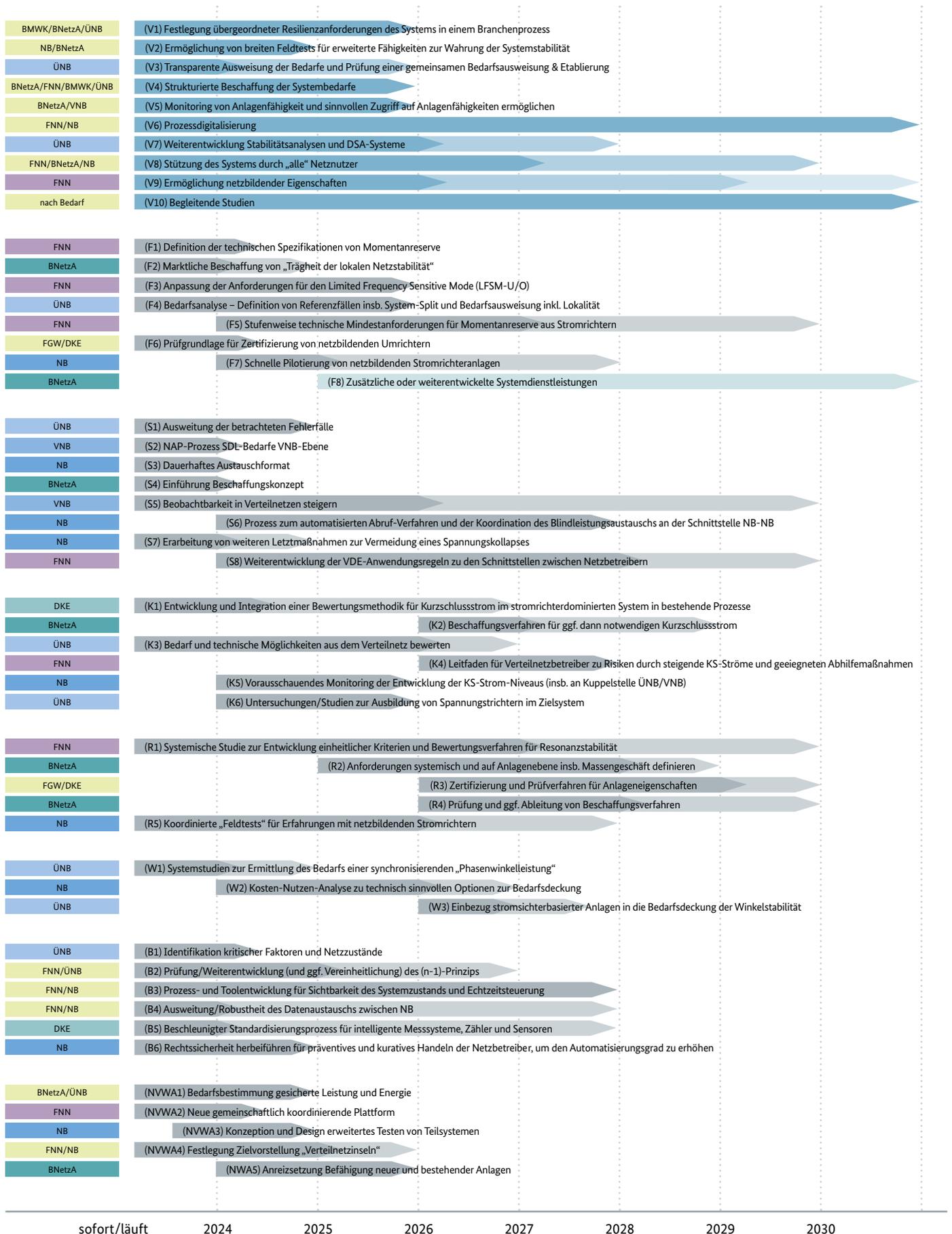


Abbildung 7.2: GANTT-Chart der identifizierten Stabilitätsprozesse und verbindenden Prozesse zur Systemstabilität

8 Ausblick: Umsetzung der Roadmap

Insgesamt wurden im Rahmen der Roadmap Systemstabilität 41 Stabilitätsprozesse und zehn verbindende Prozesse identifiziert. Diese müssen überwiegend von fünf verschiedenen Akteuren angestoßen, angepasst oder umgesetzt werden. In nahezu allen Prozessen sind mehrere Akteure involviert und müssen Teilprozessverantwortungen übernehmen. Es bestehen zudem Abhängigkeiten zwischen den Prozessen. Für die Umsetzung der Prozesse braucht es bei den Institutionen daher ggf. weiteres Personal und Ressourcen, um die identifizierten Aufgaben zu lösen. Auch kann eine feinere Priorisierung der Prozesse über die Themenfelder hinweg notwendig werden, wenn nicht frühzeitig ausreichend Ressourcen allokiert werden können. Dies ist besonders relevant, da eine Vielzahl der Prozesse im Koordinationsbereich einzelner Institutionen parallel und sofort starten soll.

Austauschplattform

Für die erfolgreiche Umsetzung dieser auch in koordinativer Hinsicht herausfordernden Aufgabe braucht es auch weiterhin eine Austauschplattform. Obwohl die Ergebnisse der Roadmap unter Beteiligung aller Akteure erarbeitet wurden, können bei der Umsetzung neue Unklarheiten, Unsicherheiten und Konfliktsituationen entstehen. Dies betrifft insbesondere die konkrete Ausgestaltung und Umsetzung der einzelnen Prozesse, da dieser Schritt erst noch zu erfolgen hat. Verzögerungen hierdurch sind mit aller Kraft zu vermeiden, um den ohnehin anspruchsvollen Weg zur Erreichung des klimaneutralen Stromsystems nicht zu blockieren. Hierzu sind lösungsorientiertes Handeln sowie das gegenseitige Unterstützen Grundvoraussetzung.

Mit dem *Forum Systemstabilität* wird vom BMWK eine regelmäßige Austauschplattform geschaffen werden, in der die Dringlichkeit bestimmter Prozesse herausgestellt und die Priorisierung von Prozessen vorgenommen werden kann, wenn Ressourcen nicht rechtzeitig und in ausreichender Menge allokiert werden können. Das Forum Systemstabilität soll die Umsetzung der Roadmap intensiv begleiten und unterstützen. Es soll als eine Austauschplattform für die Akteure dienen, die für die Umsetzung der verschiedenen Roadmap-Prozesse verantwortlich sind. Mögliche Probleme und Konfliktsituationen sollen durch das Forum zudem möglichst frühzeitig an BMWK und BNetzA kommuniziert werden, sodass diese zielgerichtet aufgelöst werden können.

Monitoring

Der Handlungsbedarf ist groß und dringlich, viele Prozesse müssen umgehend eingeleitet werden. Einige Prozesse haben in Bezug auf das Ziel des klimaneutralen Stromsystems relativ lange Umsetzungszeiträume. Aufgrund der dynamischen Entwicklungen im Energiesystem und der inhärenten Unsicherheit bei langen Planungshorizonten müssen zudem Möglichkeiten zur Anpassung und zur Ergänzung der hier vorliegenden Roadmap geschaffen werden.

Mit dem Systemstabilitätsbericht ist bereits ein Instrument angelegt, mit dem der Stand der Umsetzung von Maßnahmen im Bereich der Systemstabilität von der BNetzA gemonitort wird. Der Systemstabilitätsbericht ist neben dem Forum Systemstabilität somit ein integraler Bestandteil des Monitoringkonzepts.

Im Rahmen dieses Konzeptes werden alle in der Roadmap Systemstabilität identifizierten Prozesse begleitet. Das Ziel des Monitorings ist, die Kommunikation der Prozessfortschritte im Rahmen der oben erwähnten Austauschplattform zu ermöglichen und transparent zugänglich zu machen. Zudem soll durch das Monitoring gewährleistet werden, dass Hürden antizipiert und Maßnahmen zur Verhinderung von Verzögerungen eingeleitet werden können. Das BMWK wird aktiv die Kommunikationskanäle zu den jeweiligen Prozesskoordinatoren schaffen und diese bei der erfolgreichen Umsetzung der Prozesse unterstützen.

Koordination mit weiteren Programmen der Bundesregierung

Für den Erfolg der Energiewende ist der Dreiklang aus Erzeugungsdäquanz, Netzdäquanz und Systemstabilität von großer Bedeutung. Damit die Jahrhundertaufgabe der Transformation in ein klimaneutrales Energiesystem gelingen kann, verfolgt die Bundesregierung eine Vielzahl von Ansätzen. Die Einteilung in mehrere Bausteine ist sinnvoll und notwendig. Wichtige Bausteine, die Schnittstellen zur Roadmap Systemstabilität aufweisen, sind vor allem die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) und die Systementwicklungsstrategie (SES).

Bei der PKNS liegt der Fokus auf der Entwicklung eines angepassten Strommarktdesigns für ein klimaneutrales Stromsystem. Im Rahmen der SES entwickelt das BMWK ein sektorübergreifendes Leitbild. Dadurch soll die Kohärenz der verschiedenen Folgeprozesse wie der NEP für Strom, Gas und Wasserstoff sowie der weiteren sektor- und energieträgerspezifischen Strategien und Programme gewährleistet werden.

Auch die Energieforschungsförderung der Bundesregierung kann wichtige Beiträge leisten. In den geförderten Forschungsprojekten werden Fragen zum zukünftigen Stromnetzbetrieb auf Basis von erneuerbaren Energien entwickelt, bei denen die Systemstabilität eine zentrale Rolle spielt.

Die Berücksichtigung der Schnittstellen zwischen diesen Bausteinen ist ein weiterer essenzieller Aspekt bei der Umsetzung der Roadmap Systemstabilität.

Gemeinsam

Die Umsetzung der Roadmap Systemstabilität muss wie schon bei der Erstellung, von allen Akteuren engagiert und konstruktiv begleitet werden. Nur durch eine gute Zusammenarbeit kann das übergeordnete Ziel des klimaneutralen Stromsystems erreicht werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung

1.1:	Perspektiven der Roadmap.....	7
1.2:	Zentrale Meilensteine der Roadmap Systemstabilität.....	8
2.1:	Erstellung der Roadmap.....	12
2.2:	Organisationsstruktur der Roadmap Systemstabilität.....	14
3.1:	Frequenzhaltung als Waage zwischen Erzeugung und Verbrauch.....	16
3.2:	Spannungs- und Frequenzabweichung.....	18
3.3:	Beispiel eines sich aufschwingenden Systems.....	19
3.4:	Zusammenhang zwischen Spannung, Strom und Widerstand.....	20
3.5:	Eine Analogie für Winkelstabilität.....	22
3.6:	Systemzustände entlang eines Störungsverlaufes.....	24
4.1:	Zielbild kompakt.....	25
4.2:	System-Split 2006.....	28
5.1:	Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Frequenz.....	63
5.2:	Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Spannung.....	64
5.3:	Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Resonanzstabilität.....	67
5.4:	Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Kurzschlussstrom.....	68
5.5:	Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Winkelstabilität.....	69
5.6:	Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Betriebsführung.....	70
5.7:	Abhängigkeiten: Stabilitätsprozesse Netz- und Versorgungswiederaufbau.....	72
6.1:	Perspektiven der Roadmap.....	73
6.2:	Prozesse im Handlungsfeld: Übergeordnete Systemanforderungen und Rahmensetzung.....	75
6.3:	Prozesse im Handlungsfeld: Bestimmung des Systembedarfs.....	77
6.4:	Prozesse im Handlungsfeld: Deckung des Systembedarfs.....	78
6.5:	Prozesse im Handlungsfeld: Technische Regelwerke und Hinweise.....	80
6.6:	Prozesse im Handlungsfeld: Systemresilienz.....	82
6.7:	Prozesse im Handlungsfeld: Netzbildende Stromrichter.....	84
6.8:	Prozesse im Handlungsfeld: Forschung, Feldtest und Pilotierung.....	86
6.9:	Prozesse im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur.....	89
6.10:	Prozesse im Verantwortungsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.....	90
6.11:	Prozesse im Verantwortungsbereich des VDE FNN.....	91
6.12:	Prozesse im Verantwortungsbereich der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.....	93

Abbildung

6.13: Teilziele der Stabilitätsprozesse..... 94

6.14: Prozesse zum Teilziel Systembedarfe sind jederzeit bekannt, sowohl im Betrieb als auch in der kurz- und langfristigen Planung..... 96

6.15: Prozesse zum Teilziel Technologieoffene und effiziente Beschaffung der Systembedarfe..... 97

6.16: Prozesse zum Teilziel Momentanreserve und Kurzschlussleistung sowie Kurzschlussstrom sind auch in einem 100-%-EE-System ausreichend verfügbar 98

6.17: Prozesse zum Teilziel Der Netz- und Versorgungswiederaufbau muss auch unter Einbezug dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher im Verteilnetz erfolgen..... 99

6.18: Prozesse zum Teilziel Potenziell erforderliche SDL werden zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen (aus dem VN) erbracht 100

6.19: Prozesse zum Teilziel Stromrichterbasierte Netznutzer leisten einen essenziellen Beitrag zur Systemstabilität 102

6.20: Prozesse zum Teilziel Effizientere Nutzung der Netze und Resilienz weiter stärken 103

6.21: Prozesse zum Teilziel Ausweitung der Prozessdigitalisierung bei mindestens gleichbleibender (IKT-) Sicherheit und Verfügbarkeit t..... 104

7.1: Zentrale Meilensteine der Roadmap Systemstabilität 107

7.2: GANTT-Chart der identifizierten Stabilitätsprozesse und verbindenden Prozesse zur Systemstabilität 113

