

Entwicklungsstand der Lösungsoptionen durch marktliche Beschaffung und Mindestanforderungen

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

SYS STAB 2030

SysStab2030 bündelt die Kompetenzen von Übertragungsnetzbetreibern, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zertifizierern um die Systemstabilität in einem zunehmend stromrichterdominierten Energiesystem zu sichern. Im Zentrum steht die Frage, wie die erforderlichen Systembedarfe ermittelt und durch Erzeugungsanlagen und Verbraucher über technische Mindestanforderungen oder marktliche Beschaffung am besten gedeckt werden sollen. Das Ziel hierbei ist es, schon innerhalb des Projekts einen Branchenkonsens abzubilden, sodass die Umsetzung in den technischen Mindestanforderungen beschleunigt wird. Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird an vielen Stellen mit der BMWERoadmap Systemstabilität verknüpft, um sowohl Prozesse aus der BMWERoadmap zu bedienen als auch um Ergebnisse aus der BMWERoadmap im Verbundprojekt weiterzuverwenden. Expertinnen und Experten von insgesamt 13 geförderten sowie neun assoziierten Partnern arbeiten gemeinsam an Lösungen, um die Systemstabilität bei Fortschreiten der immensen Herausforderungen von Struktur- und Netznutzungswandel auch in Zukunft zu gewährleisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert das Forschungsprojekt mit über 5 Millionen Euro.

Publikationsdetails

Bitte zitieren Sie folgendes Dokument als:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Entwicklungsstand der Lösungsoptionen durch marktliche Beschaffung und Mindestanforderungen

Erstellt als Teil des Vorhabens:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Systemstabilität durch marktbasierende Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen

Version 1.0

28.05.2026



Unter diesem QR steht
diese Publikation als
PDF-Download zur
Verfügung

Kontakt:

www.sysstab2030.de

sysstab2030@amprion.net

Autoren:

50 Hertz:	Dr. Johannes Weidner, Dr. Simon Ströer
Amprion:	Dr. Maik Schönefeld, Michael van der Straeten
Tennet:	Sara Ximena Chavarro, Michael Kyesswa, Daniel Stenzel
TransnetBW:	Luis Piepka,
Universität Stuttgart:	Prof. Dr. Hendrik Lens, Svenja Eberspaecher, Hassan Abouelgheit
Universität Kassel:	Holger Becker, Dr. Yonggang Zhang
TU Braunschweig:	Sofie Brammer, Jan-Lukas Zimball
Fraunhofer IEE:	Dr. Diana Strauß-Mincu, Dr. Thomas Degner

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH: Thomas Beißel

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Danksagung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert:

Bewilligungszeitraum: 01.07.2024 – 31.12.2026

Förderkennzeichen: 03EI6122

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis.....	v
Abkürzungen.....	vi
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Aufgabenstellung.....	1
1.3 Relevante Grid Codes.....	2
2 Definitionen	4
3 Frequenzstabilität.....	5
3.1 Robustheitsanforderungen	5
3.2 Momentanreserve.....	8
3.3 Systemschutzplan (Lastabwurf, PRNB).....	12
3.4 Primärregelleistung (bez. Kleinsignalstabilität).....	18
4 Resonanzstabilität.....	20
4.1 Robustheitsanforderungen	20
4.2 Leistungsfrequenzpendelungen	21
4.3 SSTI.....	22
4.4 Harmonische bis 2,5 kHz.....	23
4.5 Harmonische ab 2,5 kHz.....	24
5 Transiente Stabilität.....	26
5.1 Robustheitsanforderungen	26
5.2 Dynamische Netzstützung & Spannungseinprägung.....	28
5.3 Momentanreserve.....	29
6 Spannungsstabilität.....	30
6.1 Robustheitsanforderungen.....	30
6.2 Systemschutzplan.....	31
6.3 Statische Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung.....	31
6.4 Blindleistungsregelung.....	35
7 Zusammenfassung.....	40
8 Literaturverzeichnis	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mindestzeiträume ohne Netztrennung bei Frequenzabweichungen für Stromerzeugungsanlagen in Kontinentaleuropa nach RfG (Article 13).....	5
Tabelle 2:	Robustheitsanforderungen gegenüber Frequenzabweichungen nach VDE.....	6
Tabelle 3:	Robustheitsanforderungen gegenüber RoCoF nach VDE TAR (Kap. 5.1.1 in TAR NS, Kap. 10.2.4.3 in TAR MS, HS und HöS).....	7
Tabelle 4:	Mindestzeiträume ohne Netztrennung bei Frequenzabweichungen für Stromerzeugungsanlagen vom Typ A in Kontinentaleuropa nach RfG 2.0.....	7
Tabelle 5:	Robustheitsanforderungen gegenüber RoCoF nach RfG 2.0	8
Tabelle 6:	Inhalt des Beschaffungskonzepts	9
Tabelle 7:	Vergleich NC ER und VDE-AR-N 4142.....	13
Tabelle 8:	Vergleich LFSM-O aus RfG 1.0 und TARs	15
Tabelle 9:	Vergleich LFSM-U aus RfG 1.0 und TARs	16
Tabelle 10:	Mindestanforderungen aus den aktuellen TARs.....	27
Tabelle 11:	Mindestanforderungen aus den TARs.....	30
Tabelle 12:	Mindestanforderungen an Erzeugungsanlagen aus TARs.....	32
Tabelle 13:	Anforderungen aus den TAR.....	33
Tabelle 14:	Mindestanforderung an Lasten aus TARs.....	34
Tabelle 15:	Blindleistungsregelungsanforderungen aus TAR HöS	35

Abkürzungen

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
FRT	Fault-Ride-Through (dt. Durchfahren von Netzfehlern)
LFSM	Limited Frequency Sensitivity Mode (dt. Leistungsfrequenzregelung bei Über- und Unterfrequenz)
MomR	Momentanreserve
NC DC	Network Code on Demand Connection
NC ER	Network Code Emergency and Restoration
PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung
RfG	Requirements for Generators
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SDL	Systemdienstleistung
SG	Synchrongenerator
SSTI	Subsynchronous Torsional Interactions
TAR	Technische Anschlussregeln
UFLA	Unterfrequenz Lastabwurf
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VINK	Vollintegrierte Netzkomponente

1 Einleitung

1.1 Motivation

Dieses Dokument stellt den aktuellen Stand der Mindestanforderungen an Erzeugungs-, Bezugs- und Speichereinrichtungen und der marktlichen Beschaffung von Systemdienstleistungen dar. Hierbei werden ebenfalls Trends und Weiterentwicklungspotenziale identifiziert und beschrieben. Die Erkenntnisse aus dem Systemstabilitätsbericht nach EnWG § 12i zeigen, welche Systembedarfe zur Sicherstellung der Systemstabilität notwendig sind. Darauf basierend müssen notwendige Ergänzungen der bereits durch die technischen Anschlussregeln (TAR) geforderten Mindestanforderungen sowie der einzelnen Stabilitätsaspekte dargestellt werden. Hierbei werden ebenfalls Trends und Weiterentwicklung technischer Produktdefinitionen der marktlichen Beschaffung von Systemdienstleistungen erarbeitet. Letztere befinden sich teilweise noch in der Erstellung.

1.2 Aufgabenstellung

Ziel dieses Dokuments ist die Ermittlung des aktuellen Entwicklungsstands und zukünftiger Trends für Mindestanforderungen und SDLs. Hierbei sollen je Kapitel (Stabilitätsaspekt) mehrere Punkte berücksichtigt werden. Einerseits die Begriffsdefinitionen der SDL und deren aktuelle Einordnung in Beschaffungsverfahren. Außerdem der jeweilige Entwicklungsstand der Mindestanforderungen und SDL. Hierbei soll eine Sammlung der Mindestanforderungen bzgl. Robustheitsanforderungen und netzstabilisierenden Eigenschaften nach u.a. TAR, Network Code Requirements for Generators (im Folgenden kürzer als RfG bezeichnet) und Network Code Demand Connection (im Folgenden kürzer als NC DC bezeichnet) erstellt werden sowie eine Sammlung der SDL. Weiterhin sollen die Trends und Weiterentwicklungen beschrieben werden unter Berücksichtigung der Entwicklungen im Zuge des RfG 2.0 und NC DC, des Momentanreserveprodukts und der Nachweisverfahren aus dem FNN (PG Systemanforderungen).

Um eine gesamtheitliche Betrachtung der Systemstabilität über verschiedene Stabilitätsphänomene hinweg zu gewährleisten, werden die Abhängigkeiten und Synergien zwischen den einzelnen Mindestanforderungen und Systemdienstleistungen identifiziert und bewertet. Dies ist zum aktuellen Zeitpunkt nur eine erste Betrachtung, im Verlauf des Projektes sollen hier weitere Ergebnisse erarbeitet werden.

1.3 Relevante Grid Codes

In den vom *European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)* herausgegebenen RfG sind Anforderungen an Erzeugungsanlagen für ganz Europa, bzw. für die europäischen Verbundnetze definiert. Die 2016 herausgegebene und 2024 noch geltende Version wird im Folgenden als RfG 1.0 bezeichnet. Ein Entwurf für eine zukünftige Version ist zum Zeitpunkt der Erarbeitung dieses Berichts in Arbeit, diese wird als RfG 2.0 bezeichnet. Aus dem Entwurf sollen Trends und Weiterentwicklungen abgeleitet werden. Die von Stromerzeugungsanlagen zu erfüllenden Anforderungen gemäß RfG richten sich nach Leistungsklassen, die auf der Spannung am Netzanschlusspunkt und der Maximalkapazität beruhen. Die zugehörigen Schwellenwerte dürfen nicht über dem im RfG genannten oberen Grenzwert liegen, wobei eine nationale Anpassung des im RfG genannten Grenzwertes nach unten erfolgen darf. Die nationalen Anforderungen für Erzeugungsanlagen orientieren sich an den Spannungsebenen. Die Leistungsklassen für die Umsetzung des RfG in Deutschland liegen bei:

Typ A: $P \geq 0,8 \text{ kW}$ und Netzanschluss $< 110 \text{ kV}$

Typ B: $P \geq 135 \text{ kW}$ (entspricht $S \geq 150 \text{ kVA}$) und Netzanschluss $< 110 \text{ kV}$

Typ C: $P \geq 36 \text{ MW}$ (entspricht $S \geq 40 \text{ MVA}$) und Netzanschluss $< 110 \text{ kV}$

Typ D: $P \geq 45 \text{ MW}$ (entspricht $S \geq 50 \text{ MVA}$) und Netzanschluss $\geq 110 \text{ kV}$

Basierend auf dem RfG gibt das *Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN)* des *Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)* die *Technischen Anschlussregeln (TAR)* heraus, die für Deutschland gelten. Für jede Spannungsebene gibt es eine TAR:

- Niederspannung: VDE-AR-N 4105 (TAR NS) [1]
- Mittelspannung: VDE-AR-N 4110 (TAR MS) [2]
- Hochspannung: VDE-AR-N 4120 (TAR HS) [3]
- Höchstspannung: VDE-AR-N 4130 (TAR HöS) [4]

Im Anwendungsbereich der TAR wird die Gültigkeit je Leistungsklasse angegeben, die Typenbezeichnung aus dem RfG wird jedoch nicht verwendet.

In den VDE TAR werden die Erzeugungsanlagentypen bezüglich der Technologie ihrer Netzanbindung klassifiziert:

- Erzeugungsanlage Typ1: Erzeugungseinheit, die zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich Synchrongeneratoren beinhaltet, die direkt (nur über Transformatoren) mit dem Netz gekoppelt sind

- Erzeugungsanlage Typ2: Erzeugungseinheiten, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entsprechen (z.B. leistungselektronisch mit dem Netz gekoppelte Anlagen)

Teilweise existieren über die Netzanschlussregeln hinaus Anforderungen an den robusten Anlagenbetrieb. Daher ist in jedem Kapitel für den entsprechenden Stabilitätsaspekt ein Abschnitt mit den Robustheitsanforderungen an Erzeugungsanlagen formuliert. Die Analyse der Großstörung auf der iberischen Halbinsel im April 2025 hat die Bedeutung eines robusten Anlagenbetriebs für die Systemstabilität aufgezeigt.

Neben den Anforderungen an Erzeuger enthält der europäische NC DC harmonisierte Vorschriften für den Netzanschluss von Verbrauchsanlagen und Verteilernetzen. Die nationale Umsetzung dieser Anforderungen erfolgt ebenfalls in den TARs für Nieder-, Mittel-, Hoch-, und Höchstspannung. Die 2016 herausgegebene und 2026 noch geltende Version wird im Folgenden als NC DC 1.0 bezeichnet. Eine Aktualisierung des Demand Connection Codes (NC DC 2.0) wird vermutlich 2027 in Kraft treten. Dort werden neue technische Anforderungen an Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Power to Gas (z.B. Elektrolyseure) Einheiten enthalten sein.

Darüber hinaus veröffentlichen die Netzbetreiber *Technische Anschlussbedingungen (TAB)*, welche die Anwendung der TAR ausgestalten, netztechnische Besonderheiten berücksichtigen und in diesem Zuge zum Teil auch zusätzliche Anforderungen an die Kundenanlagen stellen.

Die Festlegungen über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes sind auf ENTSO-E Ebene in den *Network Code Emergency and Restoration (NC ER)* getroffen. Die entsprechende nationale Anwendungsregel zu den automatischen Letztmaßnahmen und zum unterfrequenzabhängigen Lastabwurf ist die VDE-AR-N 4142.

2 Definitionen

Im Projekt wurde ein Begriffsglossar erarbeitet, welches auf der [Projektdownloadseite](#) bereitgestellt ist. Ergänzend sind weitere Begriffe definiert:

Kleinsignalstabilität beschreibt eine dämpfende und synchronisierende Wirkung auf Ausgleichsvorgänge, bei kleinen Auslenkungen um den aktuellen Arbeitspunkt. [5]

Drehzahlregelung beschreibt eine drehzahl- bzw. frequenzabhängige Anpassung des Wirkleistungsaustausches einer Kundenanlage. [5]

Leistungsregelung beschreibt eine Anpassung des Wirkleistungsaustausches einer Anlage in Abhängigkeit der aktuellen Regelabweichung aus Wirkleistungssoll- und -istwert. [5]

Eine Leistungspendelung ist eine Schwankung in der Leistungseinspeisung eines Generators ins Netz. Eine solche Pendelung wird durch das Verhalten des Netzes angeregt, beispielsweise durch den schlagartigen Ausfall eines anderen Betriebsmittels. Hierbei beschleunigt und bremst der Rotor eines Generators schwingungsförmig und verändert dadurch die Leistungseinspeisung ins Netz. [6]

3 Frequenzstabilität

3.1 Robustheitsanforderungen

Die hier relevanten Robustheitsanforderungen betreffen die Anforderungen daran, welche Frequenzabweichungen von der Nennfrequenz 50 Hz sowie Frequenzgradienten (Rate of Change of Frequency, RoCoF) in positiver und negativer Richtung verschiedene Anlagen ohne Trennung vom Netz durchfahren können müssen. Dabei ist neben der Höhe der Frequenzabweichung oder des RoCoF auch die Dauer entscheidend, die eine Anlage dieser oder diesem ausgesetzt ist.

3.1.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Die Robustheit gegenüber Frequenzabweichungen ist im RfG 1.0 geregelt, lässt den ÜNBs aber Spielraum in der Umsetzung, siehe Tabelle 1.

Tabelle 1: Mindestzeiträume ohne Netztrennung bei Frequenzabweichungen für Stromerzeugungsanlagen in Kontinentaleuropa nach RfG (Article 13)

Frequenzbereich	Zeitraum für den Betrieb
47,5 Hz – 48,5 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mind. 30 Minuten
48,5 Hz – 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch nicht kürzer als der Zeitraum im Frequenzbereich von 47,5 Hz – 48,5 Hz
49,0 Hz – 51,0 Hz	Dauerhaft
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten

Zur Robustheit gegenüber RoCoF wird im RfG 1.0 lediglich angemerkt, dass diese mit dem zuständigen ÜNB zu vereinbaren ist.

In den VDE TAR sind konkretere Anforderungen an die Robustheit gegenüber Frequenzabweichungen von Anlagen in den unterschiedlichen Spannungsebenen festgehalten, siehe Tabelle 2.

Tabelle 2: Robustheitsanforderungen gegenüber Frequenzabweichungen nach VDE

		VDE TAR			
		TAR NS	TAR MS	TAR HS	TAR HöS
f in Hz	< 47,5	Trennung vom Netz Pflicht (5.7.4.3)	Unverzögerte automatische Trennung vom Netz ist Pflicht (10.3.3.3 / 10.3.4.3)		Empfehlung (E.7): Trennung vom Netz
	47,5 – 49	Anlage muss 30 min am Netz bleiben (5.7.1 / Bild 4 / Bild 4 / Bild 2)			
	49 – 51	Anlage muss dauerhaft am Netz bleiben (5.7.1 / Bild 4 / Bild 4 / Bild 2) (Ggf. Netztrennung zulässig bei Spannungsabweichungen)			
	51 – 51,5	Anlage muss 30 min am Netz bleiben (5.7.1 / Bild 4 / Bild 4 / Bild 2)			
	51,5 – 52,5	Bei Einspeisung: Trennung vom Netz Pflicht (Bild 14 und 15)	Anlage soll in der Lage sein, noch mindestens 5 Sekunden am Netz zu bleiben (10.2.4.3)		
			Anlage muss sich in diesem Frequenzbereich nicht vom Netz trennen, darf aber (10.3.3.3) Teilnetzbetriebsfähigkeit nicht Pflicht, kann aber vom Netzbetreiber im Einzelfall gefordert werden (10.2.1.4)	Anlage muss sich in diesem Frequenzbereich nicht vom Netz trennen, darf aber (10.3.4.3) Teilnetzbetriebsfähigkeit nicht Pflicht, kann aber vom Netzbetreiber im Einzelfall gefordert werden (10.2.1.4)	Teilnetzbetriebsfähigkeit von Erzeugungsanlagen Pflicht. Voraussetzung dafür ist u.a. die Fähigkeit, die abgegebene Wirkleistung ausreichend zu reduzieren – hierbei ist ein Frequenzanstieg in diesem Bereich u.U. zulässig (10.2.1.4)
> 52,5	Unverzögerte automatische Trennung vom Netz ist Pflicht (10.3.3.3 / 10.3.4.3)		Empfehlung (E.7): Trennung vom Netz		

Weiterhin müssen laut VDE TAR Erzeugungsanlagen die in Tabelle 3 gemittelten Frequenzgradienten (RoCoF) ohne Netztrennung durchfahren können. Zusätzlich sei angemerkt, dass eine Untersuchung zum Verhältnis von globalen und lokalen RoCoF [7] zu dem Ergebnis kam, dass auch für kürzere Zeitfenster Anforderungen an die Robustheit ggü. RoCoF gestellt werden sollten. Wie in dieser Untersuchung simulativ gezeigt wurde, können gerade kurzzeitig, gemittelt über sehr kurze Zeiträume, im Störfall lokale RoCoF den globalen RoCoF (im Sinne eines aggregierten Punktmodells bzw. berechnet im Frequenzschwerpunkt) um ein bis zu fünffaches übersteigen.

Tabelle 3: Robustheitsanforderungen gegenüber RoCoF nach VDE TAR (Kap. 5.1.1 in TAR NS, Kap. 10.2.4.3 in TAR MS, HS und HöS)

RoCoF	Zeitfenster
± 2,0 Hz/s	0,5 s
± 1,5 Hz/s	1,0 s
± 1,25 Hz/s	2,0 s

3.1.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Eine direkte Einwirkung auf die Robustheitsanforderungen ist für nf-SDL nicht vorgesehen. In Abschnitt 3.1.3 werden die Robustheitsanforderungen aus dem VDE-FNN Hinweis zu "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve" behandelt. Diese Anforderungen müssen von Anlagen die nf-SDL (Momentanreserve) anbieten wollen, eingehalten werden.

3.1.3 Trends und Weiterentwicklungen

Eine Änderung im RfG 2.0 betrifft die Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten. In Error! Not a valid bookmark self-reference. sind die Mindestzeiträume nach RfG 2.0 aufgeführt.

Tabelle 4: Mindestzeiträume ohne Netztrennung bei Frequenzabweichungen für Stromerzeugungsanlagen vom Typ A in Kontinentaleuropa nach RfG 2.0

Frequenzbereich	Zeitraum für den Betrieb
47,5 Hz – 48,5 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mind. 30 Minuten und nicht mehr als 90 Minuten
48,5 Hz – 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch nicht kürzer als der Zeitraum im Frequenzbereich von 47,5 Hz – 48,5 Hz
49,0 Hz – 51,0 Hz	Dauerhaft
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten
51,5 Hz – 52,5 Hz	10 Sekunden

Im RfG 2.0 werden erstmals konkrete Anforderungen an die Robustheit gegenüber RoCoF definiert. Diese können Tabelle 5 entnommen werden. Zudem wird ein

Frequenzprofil mit verschiedenen RoCoF über definierte Zeiträume angegeben, das Anlagen ohne Netztrennung durchfahren können müssen.

Tabelle 5: Robustheitsanforderungen gegenüber RoCoF nach RfG 2.0

RoCoF	Zeitfenster für synchrone Stromerzeugungs- anlagen (< 140 MW)	Zeitfenster für synchrone Stromerzeugungs- anlagen (> 140 MW)	Zeitfenster für nichtsynchrone Stromerzeugungs- anlagen
± 4,0 Hz/s	-	-	0,25 s
± 2,0 Hz/s	0,5 s	-	0,5 s
± 1,5 Hz/s	1,0 s	-	1,0 s
± 1,25 Hz/s	2,0 s	-	2,0 s
± 1,0 Hz/s	Dauerhaft	0,5 s	Dauerhaft

Im VDE-FNN Hinweis "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve" wird an netzbildende Einheiten die Forderung gestellt, bei Frequenzen im Bereich von 51,5–52,5 Hz noch mindestens 10 Sekunden am Netz zu bleiben. Dies geht über die Forderung in den TAR MS, HS und HöS hinaus, unter diesen Umständen mindestens 5 Sekunden am Netz zu bleiben.

Außerdem werden dort Hinweise zur Ermittlung von Frequenz und RoCoF gegeben. Die Frequenz kann demnach über einen gleitenden Mittelwert von 3–5 Perioden bestimmt werden, wobei für die RoCoF-Bestimmung mehrere aufeinanderfolgende Frequenzmessungen zu verwenden sind. In den TAR NS, MS, HS und HöS wird in dem Zusammenhang verwiesen auf den VDE-FNN Hinweis "Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen".

3.2 Momentanreserve

Der Begriff *Momentanreserve* sowie die damit verbundenen Begriffe *Momentanreserveleistung*, *Momentanreserveenergie*, *Trägheit* und *Systemträgheit* sind im Rahmen des Projekts SysStab2030 in einem Begriffsglossar ausführlich definiert, welches über die [Projektdownloadseite](#) abrufbar ist.

3.2.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Derzeit existieren keine Mindestanforderungen an Momentanreserve in den TAR des VDE FNN. Implizit ergibt sich aus Anforderungen an die transiente Stabilität und die Teilnetzbetriebsfähigkeit (bei Anschluss ans Höchstspannungsnetz) eine minimale Schwungmasse für Typ-1-Anlagen. In den TAB der Übertragungsnetzbetreiber finden sich darüber hinaus Mindestanforderungen an Batteriespeichersysteme (auch hier ohne konkrete Anforderungen an die Anlaufzeitkonstante).

3.2.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Die Bundesnetzagentur hat am 29.09.2023 das aktuell noch laufende *Festlegungsverfahren zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nf-SDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“* angesetzt [8]. Die erste Marktkonsultation fand vom 29.09.2023 bis zum 03.11.2023 und die zweite Marktkonsultation vom 12.09.2024 bis zum 11.10.2024 statt. Das Konzept aus dem Entwurf für die zweite Konsultation wird im Folgenden zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 6: Inhalt des Beschaffungskonzepts

Beschaffungs- konzept	• ÜNB kann mehrere Beschaffungsregionen in seiner Regelzone bilden ○ Je Beschaffungsregion und Produkt gilt ein Festpreis zur Vergütung, so kann die lokale Verteilung beeinflusst werden • Preisfestlegung ○ Preise müssen von den ÜNB bis ca. 03/2025 veröffentlicht werden für einen „Vorschauzeitraum“ bis 2 Jahre in der Zukunft; spätestens 6 Monate vor Ablauf der 2 Jahre müssen Infos für nächste 2 Jahre veröffentlicht werden ○ Preise sind vom ÜNB mit Hilfe eines unabhängigen Sachverständigen zu bestimmen (auf Grundlage von aktuellen Markt-, System- und Technologie-Entwicklungen); sodass Kosteneffizienz und Anreizwirkung gewährleistet sind ○ Um schnellen Beginn der Investitionen zu begünstigen: Degression (über die Zeit sinkende Vergütung) • ÜNB sind verpflichtet, angebotene MomR (wenn Anforderungen erfüllt sind) abzunehmen und zu vergüten • Ablauf: ○ Anbieter stellt Angebot
----------------------------------	--

	○ Er kann Vorlaufzeit bis zu 3 Jahre reinschreiben, ab dem Erbringung erfolgen muss ○ Vereinbarter Erbringungszeitraum kann 2-10 Jahre sein ○ ÜNB nimmt Angebot an oder lehnt ab, wenn Anforderungen nicht erfüllt
Vergütungs- voraussetzun- gen	• Inhärent durch SG bereitgestellt: Nicht vergütungsfähig (Nur aus zusätzlicher Schwungmasse oder im Phasenschieberbetrieb) • T_A muss während des vereinbarten Erbringungszeitraums konstant bleiben • Anschluss prinzipiell möglich auf allen Spannungsebenen • Anbieter muss Messwerte zur Ermittlung der Verfügbarkeit bereitstellen ○ Viertelstunden-Mittelwerte der P-Einspeisung bzw. des P-Bezugs über den Abrechnungszeitraum • ÜNB darf stichprobenartige Qualitätskontrollen machen ○ als Minutenwerte: P-Einspeisung/P-Bezug und ggf. Synchronisationsstatus, SoC von Speichern ○ Wenn Logging-System vorhanden können auch Aufzeichnungen angefragt werden ○ An sich reichen bei Einheitenverbund Messwerte des Verbunds, ÜNB kann aber Einheiten-Messwerte ab in der Zukunft liegendem Stichtag fordern
Technische Voraus- setzungen	• Nachweis, dass diese Anforderungen erfüllt werden anhand vom FNN-Hinweis zu Nachweisen oder einer verbindlichen Nachfolgeregelung • Der FNN-Hinweis stellt umfangreiche Anforderungen und Nebenbedingungen zu den Themen Spannungseinprägung, Schwungmassenverhalten und Dämpfungseigenschaften: ○ Spannungsquellenverhalten hinter einer virtuellen, einstellbaren Impedanz ○ Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt ○ Kontinuierliche Spannungsregelung für netzbildende Einheiten ○ Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante ○ Bereitstellung von Momentanreserve (Leistung, Energie) ○ Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB)

	○ Anforderungen an die Synchronität und Winkelstabilität ○ Robustheit gegenüber kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/U-FRT), steilen Frequenzgradienten (RoCoF) und Winkelsprüngen ○ Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen von 0,1 Hz bis 2,0 Hz (POD) ○ Dämpfungsverhalten unterhalb von 100 Hz (SS0, SSTI, SSCI) ○ Dämpfungsverhalten oberhalb von 100 Hz bis 2,5 kHz ○ Netzparallelbetriebsfähigkeit
Produkte	Basis und Premium, positive und negative MomR • ÜNB kann wählen, welches oder welche MomR-Produkte er je Beschaffungsregion beschafft: ○ Basis: Mindestverfügbarkeit 30% des Abrechnungszeitraums ○ Premium: Mindestverfügbarkeit 90% des Abr.zeitraums ○ beides je in pos. und neg. Richtung ÜNB kann nach Absprache mit BNetzA abweichende Mindestverfügbarkeiten festlegen
Verfügbarkeit	• Anteil der Viertelstunden des Abrechnungszeitraumes (immer 1.1.-31.12., bzw. Vertragsbeginn – 31.12. / 1.1. – Vertragsende), in denen MomR in vereinbarter Höhe bereitgestellt werden konnte • Ob in einer Viertelstunde Verfügbarkeit gegeben war: Berechnung aus Messwerten (P-Einspeisung bzw. P-Bezug gemittelt über diese Viertelstunde) • Berechnung der Grenzwerte in der Abbildung kann im Beschaffungskonzept nachgelesen werden (abhängig von Anlaufzeitkonstante, Nennwirkleistung und dort eingeführtem Faktor m) Außerdem bei Speichern: Energievorhaltung in Höhe der vereinbarten MomR in MWs muss erfüllt sein $P_{v,max,E}$ $P_{grenzpos}$ $P_{grenzneg}$ $P_{v,max,B}$ Freizuhalten für pos. MomR wenn $P_{h/4}$ außerhalb dieses Bereichs, wird die Viertelstunde als verfügbar gewertet Freizuhalten für neg. MomR

Vergütung	• Die Basis der Berechnung bildet die vergütungsrelevante Momentanreserve, welche sich aus der Anlaufzeitkonstante und der Nennwirkleistung der Anlage ergibt • Außerdem spielt die (oben erklärte) Verfügbarkeit mit rein • Unterscheidung in Basisprodukt (Verfügbarkeit mindestens 30%) und Premiumprodukt (Verfügbarkeit mindestens 90%), wobei für gleiche Verfügbarkeit das Premiumprodukt immer höher vergütet wird (Anreiz)
------------------	---

Das aktuelle Beschaffungskonzept soll zeitlich bis 2031 beschränkt werden (unabhängig davon können die bezuschlagten Anlagen dieses bis zu 10 Jahre nutzen). Danach ist eine weiterentwickelte marktgestützte Beschaffung angedacht.

3.2.3 Trends und Weiterentwicklungen

Die nationale Umsetzung des RfG 2.0 wird voraussichtlich zu Mindestanforderungen an Typ-2-Anlagen führen. Dabei werden die Netzebenen 5-7 nicht betrachtet. Für diese Anlagen ist eine Roadmap unter Berücksichtigung von Begleitmaßnahmen im Mittel- und Niederspannungsnetz vorgesehen.

Um eine effiziente Integration auch vor Inkrafttreten der nationalen Umsetzung sicherzustellen, haben die 4 deutschen ÜNB ein Anforderungspapier veröffentlicht, in dem technische Anforderungen, insbesondere zu netzbildenden Eigenschaften, für die Übergangszeit definiert sind. Diese sind ergänzend zu den derzeit gültigen TAR zu erfüllen. [9]

3.3 Systemschutzplan (Lastabwurf, PRNB)

Der Systemschutzplan beschreibt die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Notfallmaßnahmen, um die Systemsicherheit in kritischen Notsituationen aufrecht zu halten. Dies beinhaltet eine schnelle Leistungsreduktion von Erzeugungseinheiten und Speichern bei Überfrequenz und eine schnelle Leistungserhöhung von Erzeugungseinheiten und Speichern bei Unterfrequenz sowie als Letztmaßnahme eine Netzentlastung durch Lastabwurf.

3.3.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Im Folgenden sind die wesentlichen technischen Vorgaben der aktuell gültigen Network Codes und TARs aufgelistet. Weitere Informationen sind den Richtlinien selbst zu entnehmen.

Tabelle 7: Vergleich NC ER und VDE-AR-N 4142

Vorgabe NC ER	VDE-AR-N 4142
- Definition automatischer Lastabschaltung bei Unterfrequenz (UFLA) und LFSM-U - LFSM-U vor UFLA wenn RoCoF dies zulässt - Für Speicher: Automatische Umschaltung in Einspeisebetrieb oder, falls nicht möglich, Abschaltung	49,8 Hz: - Speicher: Reduzierung des Wirkleistungsbezuges bis zur Wirkleistungseinspeisung - Erzeuger: LFSM-U 49,7 Hz: - Abschaltung vertraglich gesicherter sofort abschaltbarer Lasten 49,5 Hz: - Unverzögertes Aktivieren von Leistungsreserven - Abstellen von Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb ($t = 10 \text{ s}$)
- Definition des Abwurfs von Energiespeichern - Definition eines Lastabwurfplans für kontinental Europa: Startfrequenz: 49 Hz initial mind. zu trennende Last: 5% Endfrequenz: 48 Hz Gesamtlast unter UFLA: 45% Umsetzungsbereich $\pm 7\%$ Mindestanzahl an Schritten: 6 maximale zu trennende Last pro Schritt: 10 %	49,0 Hz - 48,0 Hz: stufenweise automatische Lastanpassung von bis zu $45 \% \pm 7 \%$ der jeweiligen Gesamtlast
- Installation der erforderlichen Relais für UFLA unter Berücksichtigung des Verhaltens der Last und dezentralen Stromerzeugung - Anforderungen an UFLA: - Vermeidung zusätzlicher Totzeiten, die über Reaktionszeit der Relais und Leistungsschalter hinausgehen - Minimierung der Netztrennung von Stromerzeugungsanlagen	Kapitel 5.2 Einordnung der Abwurfpunkte

○ Begrenzung des Risikos, dass Maßnahmen zu Leistungsfluss- und Spannungsabweichung außerhalb der Betrieblichen grenzen	
• Netto-Lastabwurf basierend auf RoCoF kann unter bestimmten Bedingungen vorgesehen werden.	
• Ein ÜNB kann im Konzept seines Systemschutzplans für den automatischen Unterfrequenzlastabwurf zusätzliche Schritte für den Netto-Lastabwurf vorsehen, um die Last unter die im Anhang genannte obligatorische Endhöhe zu senken. • Jeder ÜNB kann zusätzliche Netzschutzkonzepte umsetzen, die durch eine Frequenz ausgelöst werden, die der obligatorischen Endhöhe für den Lastabwurf entspricht oder darunter liegt, und einem schnelleren Netzwiederaufbau dienen. Der ÜNB muss sicherstellen, dass solche zusätzlichen Konzepte die Frequenzqualität nicht weiter verschlechtern.	

Tabelle 8: Vergleich LFSM-O aus RfG 1.0 und TARs

Beschreibung	RfG 1.0 Artikel 13/14/15/16: für Typ A/B/C/D	TAR HöS TAR HS TAR MS TAR NS
LFSM-O Aktivierung:	Bis 51,5 Hz	Anlagen müssen in der Lage sein bis 51,5 Hz den Wirkleistungsarbeitspunkt frequenzabhängig anzupassen.
Betrieb während LFSM-O:	(i) Stabiler Betrieb muss gewährleistet sein. (ii) LFSM-O Sollwert hat Vorrang vor anderen Sollwerten der Wirkleistung	„Fahren auf der Kennlinie“. Bei Netzfrequenzen >51,5 Hz dürfen sich die Erzeugungsanlage aus Gründen des Eigenschutzes vom Netz trennen.
Alternative:	Automatische Abschaltung und Wiederschaltung bei zufälligen Frequenzen möglich, wenn vom TSO gefordert. Gilt nicht für Typ B/C/D Anlagen	-
Frequenz-schwellenwert:	Zwischen 50,2 Hz und 50,5 Hz	Default 50,2Hz*
Droop:	Zwischen 2 % und 12 %	Default 5% bzw. 2% für Typ2 Speicher*
Aktivierungsver-zögerung:	So kurz wie möglich, Verzögerung über 2 Sekunden muss technisch begründet werden	Identisch zu RfG
Erreichen techn. Mindestleistung	TSO kann fordern, dass Betrieb auf diesem Level fortgesetzt wird (i) oder die Wirkleistungsabgabe weiter reduziert wird (ii)	Oberhalb von 51,5 Hz sollen die Anlagen in der Lage sein, für mind. weitere 5s am Netz zu bleiben. Reduzierung der Leistung mindestens bis zur technischen Mindestgrenze und Leistung darf nicht erhöht werden.

Default*: gilt, wenn der Netzbetreiber keine andere Vorgabe macht

Zusatz 4105: Ausgenommen sind diejenigen Speicher, welche sich in einem Stromsparmodus („Standby-Betrieb“) befinden. Ferner müssen sich DC-gekoppelte Speicher wie Typ 2-Einheiten Verhalten.

Tabelle 9: Vergleich LFSM-U aus RfG 1.0 und TARs

Beschreibung	RfG 1.0 Artikel 15/16: nur für Typ C/D	TAR HöS TAR HS TAR MS TAR NS
Anforderungen an Erzeugungsanlagen bei Unterfrequenz		Erzeugungsanlage darf Abgabeleistung im dynamischen Kurzzeitbereich nicht verringern (Abbildung in TAR). Anlagen müssen in der Lage sein bei Unterfrequenz den Wirkleistungs-Arbeitspunkt anzupassen.
Betrieb während LFSM-U:	Stabiler Betrieb muss gewährleistet sein.	„Fahren auf der Kennlinie“
Grenzwert:	bis 47,5 Hz	Identisch zu RfG
Frequenzschwellenwert:	Zwischen 49,8 und 49,5 Hz	Default 49,8 Hz*
Droop:	Zwischen 2 % und 12 %	Default 5% bzw. 2% für Typ2 Speicher*
Aktivierungsverzögerung:	So kurz wie möglich, Verzögerung über 2 Sekunden muss technisch begründet werden	Identisch zu RfG
LFSM-U Aktivierung	Unter Berücksichtigung der aktuellen Bedingungen, des Arbeitspunktes der Anlage und der Verfügbarkeit von Primärenergieressourcen. Leistungserhöhung bis Maximalleistung soll möglich sein	Der Maximalwert wird durch das aktuelle Primärenergiedargebot sowie durch die nutzbare Speicherleistung bestimmt. Bei abnehmender Netzfrequenz ist unterhalb von 49,5 Hz ein durch den Gas- und Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe eingeschränkt zulässig (kurve in TAR). Eine Netztrennung ist bei $f < 47,5$ Hz zulässig.
Rückkehr in den Normalbetrieb		Bei Rückgang in $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ wird die Soll-Wirkleistungsänderung auf $10\% P_{b,inst}/\text{min}$ begrenzt. Erst nach 10 Min. im Normalbereich gilt diese Anforderung nicht mehr

Default*: gilt, wenn der Netzbetreiber keine andere Vorgabe macht

3.3.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Eine nf-SDL existiert im Rahmen des Systemschutzplans nicht, allerdings sind die ÜNB nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV i.V.m. § 13 Abs. 6 EnWG dazu berechtigt Verträge mit Anbietern von abschaltbaren Lasten abzuschließen; ihnen obliegt damit auch die Beschaffung der dafür notwendigen Dienstleistungen. Seit Mai 2024 existiert das marktbasierende Instrument „Systemdienstleistungsprodukt im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten“ (SEAL). Die Höhe der Vergütung bestimmt sich nach dem Leistungspreis des Angebots. Die ÜNB haben in ihrer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) die Preisobergrenze von 77 € pro MW und Tag festgehalten. Die Ausschreibungsmenge wird durch ÜNB festgelegt, soll jedoch maximal 750 MW pro Ausschreibungszeitraum betragen. Die mögliche Abschaltfrequenz befindet sich im Bereich von 49,5 Hz bis unter 49,8 Hz. Der genaue Wert ist von den ÜNB zu spezifizieren. Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW. Die Leistungserbringung muss unter einer Sekunde über a) ein lokales Frequenzrelais an der technischen Einheit oder b) über einen manuellen oder automatisierten Direktabruf erfolgen.

3.3.3 Trends und Weiterentwicklungen

Eine Aktualisierung des Network Code on Demand Connection (NC DC 2.0) wird vermutlich noch 2025 in Kraft treten. Dort werden neue technische Anforderungen an Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Power to Gas (z.B. Elektrolyseure) Einheiten enthalten sein. Dies betrifft insbesondere das Verhalten bei Unterfrequenz in Form eines Limited Frequency Sensitive Mode – Under Frequency oder frequenzbedingte Abschaltungen.

Eine wesentliche Neuerung im RfG 2.0 ist die Ergänzung des LFSM-U- und LFSM-O-Betriebs für Speicher und Elektrofahrzeuge. Für Speicher gelten im Wesentlichen dieselben Anforderungen wie für Erzeugungsanlagen bezüglich LFSM-O-ESM (ESM: Electricity Storage Modules), sofern diese technisch realisierbar sind (z.B. Berücksichtigung der maximalen Speicherkapazität) und keine abweichenden Vorgaben des ÜNB erfolgen. Eine schnellstmögliche Umschaltung zwischen Erzeugung und Verbrauch ist zu gewährleisten. Für LFSM-U-ESM weichen die Anforderungen an die Statik vom RfG ab, diese ist zwischen 0,2 % und 5 % einstellbar, der Standardwert soll bei 1% liegen. Auch hier ist eine schnellstmögliche Umschaltung zwischen Verbrauch und Erzeugung zu gewährleisten. Außerdem ist eine Kommunikationsschnittstelle vorgesehen, mit der der relevante ÜNB die Wirkleistungsabgabe in Echtzeit unterbrechen kann.

Die Anforderungen für Elektrofahrzeuge gelten unter der Voraussetzung, dass die Ladetechnologie einen Leistungsfluss in Richtung Netz zulässt (V2G). Für den LFSM-U-EV (Electric Vehicle) und den limited LFSM-O-EV ist eine feste Statik von 5%

vorgeschrieben. Bei EVs wird zwischen den folgenden Leistungsklassen unterschieden:

type EV1: $0,8 \text{ kW} \leq \text{max. Kapazität} < 2,4 \text{ kW}$

type EV2: $2,4 \text{ kW} \leq \text{max. Kapazität} < 50 \text{ kW}$

type EV3: $50 \text{ kW} \leq \text{max. Kapazität} < 1 \text{ MW}$

Im FNN-Hinweis netzbildende Eigenschaften wird das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz in Kapitel 5.1.2.2: „Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB)“ für netzbildende Erzeugungseinheiten (EZE) und netzbildende Erzeugungs- und Speichereinheiten (EZSE) beschrieben. Dort werden Anforderungen an die Statik und Dämpfung im Bereich der PRNB sowie an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz aufgeführt. Wesentliche zusätzliche Anforderungen sind:

- Maximal- und Minimalwerte der Statik für EZSE und Speicher sind im Dokument angegeben.
- Die Frequenzregelung muss ein Dämpfungsmaß von $D \geq 0,2$ für Typ2 EZE und $D \geq 0,06$ für EZSE und Speicher aufweisen.
- Anforderungen an netzbildende Einheiten bei spontanen Lastabschaltungen (Überfrequenz) in einem fiktiven Inselnetzbetrieb
- Anforderungen an netzbildende Einheiten bei spontanen Leistungsanforderungen (Unterfrequenz) in einem fiktiven Inselnetzbetrieb
- Bei Netzfrequenzen oberhalb von 51,5 Hz müssen netzbildende Einheiten mindestens 10s am Netz verbleiben und dürfen sich oberhalb von 52,5 Hz vom Netz trennen.

Diese Anforderungen sind bereits in den Entwürfen zur Novellierung der TAR NS, TAR MS und TAR HS enthalten, welche voraussichtlich noch 2025 in Kraft treten.

3.4 Primärregelleistung (bez. Kleinsignalstabilität)

3.4.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

In den gültigen technischen Netzanschlussregeln existieren noch keine expliziten Anforderungen an eine stabile Auslegung der Primärregelung. Im Rahmen der Anforderungen an die Teilnetzbetriebsfähigkeit der TAR HöS und dem zugehörigen Anhang B.7 wird jedoch für Typ-1-Anlagen sichergestellt, dass eine Drehzahlregelung immer parallel im Eingriff ist. Hintergrund ist, dass eine Leistungsfrequenzregelung auf Basis eines Leistungsreglers, durch Reaktion auf gleichzeitige Momentanreserveverbringung, eine destabilisierende Wirkung auf das System hätte.

3.4.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Die marktgestützte Beschaffung von Regelleistung ist Stand der Technik. Diese bezieht sich allerdings im Fall der Primärregelleistung ausschließlich auf die Leistungsvorhaltung. Die technische Fähigkeit selbst ist in Abhängigkeit von der Leistungsgröße der Anlage eine technische Mindestanforderung für den Netzanschluss. Dies schafft ausreichend Liquidität für den Markt und ist für den Netzbetreiber zusätzlich in besonderen Systemzuständen wie Netz- und Versorgungswiederaufbau (in denen der Markt außer Kraft gesetzt ist) verfügbar.

3.4.3 Trends und Weiterentwicklungen

In den aktuellen Entwürfen der TAR HS und TAR MS finden sich bereits Stabilitätsanforderungen an die regelungstechnische Umsetzung der Primärregelung. Dafür müssen Typ-1- und Typ-2-Anlagen stabil in einer "fiktiven Insel" betrieben werden können. Stabil bedeutet in diesem Kontext, dass Ausgleichsvorgänge mit einer Mindestdämpfung ausklingen, was ein Zeichen für die angestrebte Kleinsignalstabilität ist. Dies greift Entwicklungen in der europäischen Verordnung NC RfG vor, die in Zukunft Anforderungen an eine stabile Auslegung von Wirk- und Blindleistungsregelung fordern soll.

4 Resonanzstabilität

4.1 Robustheitsanforderungen

4.1.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Derzeit existieren keine expliziten Mindestanforderungen an die Robustheit gegenüber nicht grundfrequenten Schwingungen in der Netzspannung. Die VDE 50160 formuliert Anforderungen an Qualität der Netzspannungen und gibt Grenzwerte für zulässige Amplituden von harmonischen Frequenzen bis zur 25. Ordnung (1,25 kHz) sowie einen Grenzwert für die Verzerrung (THD, total harmonic distortion), welche Harmonische bis zur 40. Ordnung (2,0 kHz) berücksichtigt. Grenzwerte für zwischenharmonische Frequenzen sind aktuell in der Beratung. Da die genannten Grenzwerte in der Realität ausgeschöpft werden dürfen, lassen sich daraus mittelbar Robustheitsanforderungen für Anlagen ableiten.

4.1.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Robustheitsanforderungen müssen grundsätzlich von allen Anlagen erfüllt werden, damit das System entsprechende Störungen stabil beherrschen kann. Dementsprechend existieren keine nf-SDL, die eine Robustheit jenseits von Mindestanforderungen anreizen.

4.1.3 Trends und Weiterentwicklungen

Es existieren Planungspegel der Netzbetreiber:

- Es existieren Planungspegel in der IEC 61000-3-6 (Technical Report) bis zur 50. Harmonischen (2,5 kHz).
- Die IEC ist ein unverbindlicher Technical Report. Dient aber als Grundlage für die Festlegung der zulässigen Netzurückwirkungen von Anschlusskunden in den technischen Netzanschlussregeln.
- Die VDE-AR-N sind verbindlich, beziehen sich allerdings auf die Aussendung von Netzurückwirkungen. Im Kontext der zulässigen Pegel stellen sie aber auf eine Koordination zwischen den Spannungsebenen ab, die in der Praxis noch nicht durchgeführt wird.

Die Planungspegel können heute im Eigeninteresse des Herstellers (Anlagen trennen sich nicht ungeplant vom Netz und ermöglichen so eine bessere Nutzerfahrung) herangezogen werden.

Grundsätzlich wäre es denkbar, explizit eine Robustheit gegenüber Harmonischen und Subharmonischen zu fordern und nachzuweisen. Aktivitäten in dieser Richtung sind derzeit nicht bekannt.

4.2 Leistungsfrequenzpendelungen

Bei Synchrongeneratoren kommt es durch Anregungen zu elektromechanischen Ausgleichsvorgängen. Schwingungen, die bei diesen Ausgleichsvorgängen auftreten, befinden sich üblicherweise im Frequenzspektrum von 0.1 Hz und 2 Hz (um die Grundfrequenz) und sind als Leistungsfrequenzpendelungen bekannt. Dabei wird unterschieden zwischen lokalen Moden (Schwingung eines Elements gegen das Netz) und inter-area Moden (Schwingungen von Gruppen gegeneinander). Da es sich um Pendelungen um eine Grundfrequenz von 50 Hz handelt werden zur Analyse in der Regel RMS-Simulationen oder Modalanalysen an linearisierten Systemen durchgeführt.

4.2.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

RfG 1.0:

Ab Type-C Power Generating Modules: Müssen steady-state Stabilität gewährleisten in allen Arbeitspunkten gemäß ihrem P-Q Diagramm.

Ab Type-D Synchronous Power Generating Modules: Müssen eine PSS besitzen zur Dämpfung von Leistungs- Frequenzpendelungen.

Ab Type-B Power Park Modules: Müssen eine angemessene Dämpfung gegenüber Leistungs- Frequenzpendelungen besitzen.

Ab Type-C Power Park Modules: Müssen eine Regeleinrichtung besitzen, welche die Dämpfung gegenüber Leistungs- Frequenzpendelungen erhöht --> Spannungsregler dürfen nicht die Dämpfung verschlechtern.

TAR HöS:

Leistungsfrequenzpendelungen treten in der Regel mit Frequenzen zwischen 0,1 Hz und 1,5 Hz (um die Grundfrequenz) auf. Dabei darf es zu keiner Schutzauslösung kommen. In diesem Bereich dürfen Anlagen nicht ihre Wirkleistung reduzieren, außer zum Selbstschutz oder um gewollt die Dämpfung zu erhöhen. Bei der Auslegung der Erzeugungseinheit darf davon ausgegangen werden, dass die Spannungsamplitude +0,1 pu und -0,2 pu nicht überschreitet.

Bei Verlust der Stabilität müssen sich die Einheiten automatisch trennen.

4.2.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Es gibt keine nf-SDL zu Leistungsfrequenzpendelungen. Anlagen, die am nf-SDL Markt teilnehmen, müssen sich an die Anforderungen halten, wobei dort auch Anforderungen an die Dämpfung von Leistungsfrequenzpendelungen hinterlegt sind.

4.2.3 Trends und Weiterentwicklungen

Leistungsfrequenzpendelungen werden im Wesentlichen durch die el. Entfernung zwischen spannungseinprägenden Einheiten und deren Schwungmasse beeinflusst. Strukturelle Verschiebungen von Moden ergeben sich vor allem durch Verbundnetzerweiterungen wie zuletzt bei der Synchronisierung der Ukraine. Auch durch eine erhöhte Durchdringung von netzfolgender Erzeugung kann es situativ zu Verschiebungen von Moden kommen.

RfG 2.0:

Ab Type-C Power Generating Modules: Müssen steady-state Stabilität gewährleisten in allen Arbeitspunkten gemäß ihrem P-Q Diagramm.

Ab Type-D Synchronous Power Generating Modules: Müssen eine PSS besitzen zur Dämpfung von Leistungsfrequenzpendelungen. Diese müssen Pendelungen (lokal wie inter-area) von 0,1 - 1 Hz (um 50Hz) dämpfen können. Die Absegnung vom Tuning der PSS obliegt dem ÜNB.

Ab Type-C Power Park Modules: Müssen eine Regeleinrichtung besitzen, welche die Dämpfung gegenüber Leistungs- Frequenzpendelungen erhöht --> Spannungsregler dürfen nicht die Dämpfung verschlechtern. Dies kann über die Blind- oder Wirkleistung passieren.

VDE-FNN Hinweis:

Über einen Frequenzbereich von 0,05 Hz bis 10 Hz sind Leistungsfrequenzpendelungen von den Einheiten zu dämpfen. Diese müssen die Dämpfung aktiv erhöhen, außer bei kritischer Anregung der mechanischen Strukturen. Netzbildende Einheiten müssen in einem Bereich subsynchroner Schwingungen auch oberhalb von 10 Hz dämpfend wirken. Die Dämpfung darf einen Wert von 0,5 nicht unterschreiten.

4.3 SSTI

Der Begriff SSTI steht für Subsynchronous Torsional Interactions und umfasst die Anregung bzw. unzureichende Dämpfung von Torsionsschwingungen der Turbinen- und Antriebssträngen von Kraftwerken mit direkt gekoppelten Synchronmaschinen.

4.3.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

SSTI-Studien werden von ÜNB bisher hauptsächlich im Rahmen von Netzanschluss- und Infrastrukturprojekten durchgeführt. Sie adressieren lokale subsynchrone Resonanzphänomene zwischen zwei Anlagen bzw. einer umrichtergekoppelten Anlage und einem Kraftwerk.

4.3.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Es existieren keine Systemdienstleistung bezüglich der Dämpfung von Interaktionen.

4.3.3 Trends und Weiterentwicklungen

Der VDE FNN Hinweis "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve", Version 1.0 vom Juli 2024, fordert für netzbildende Erzeugungseinheiten ein Dämpfungsverhalten für Leistungsspendelungen zwischen 0,05 Hz und 10 Hz. Netzbildende Einheiten müssen in einem Bereich subsynchroner Schwingungen auch oberhalb von 10 Hz dämpfend wirken. Die Dämpfung darf einen Wert von 0,5 nicht unterschreiten.

4.4 Harmonische bis 2,5 kHz

Unter Harmonischen werden hier Ströme und Spannungen mit betriebsfremden Frequenzen verstanden. Für Spannungen sind in der VDE 50160 Grenzwerte bis zur 25. Harmonischen (1,25 kHz) definiert. Es existiert ein Grenzwert für die Verzerrung (THD), die Spektralanteile bis zur 40. Ordnung berücksichtigt. Für Ströme definieren die Technischen Anschlussregeln (TAR MS, HS, HöS) Grenzwerte für Harmonische und Zwischenharmonische bis 2,0 kHz. Oberhalb von 2,0 kHz werden Grenzwerte für Frequenzbänder angegeben, diese werden in Abschnitt 4.5 behandelt.

4.4.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Für Harmonische Spannungen werden in der VDE 50160 Grenzwerte formuliert (bis 1,25 kHz). In der Norm ist ebenfalls ein Messverfahren angegeben. Es ist eine einwöchige Messkampagne definiert, in der für die einzelnen Messwerte jeweils die 10-min-Mittelwerte bestimmt werden. 95% dieser bestimmten Werte einer Messgröße müssen die Grenzwerte einhalten. Grenzwerte für Zwischenharmonische Spannungen sind aktuell in der Beratung.

Für Anlagen mit Anschluss an das Niederspannungsnetz werden für Harmonische und Zwischenharmonische Ströme die Grenzwerte nach DIN EN 61000-3-12 (VDE 0838-12) Tabelle 2 oder Tabelle 3 gefordert, die im Rahmen der Einheitenzertifizierung überprüft und im Zertifikat bestätigt werden.

Für Anlagen mit Anschluss an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz werden in den jeweiligen TAR Grenzwerte für die Ströme formuliert (für Harmonische und Zwischenharmonische größer 50 Hz bis 2 kHz). Diese berechnen sich projektspezifisch unter Berücksichtigung der Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt, wobei an stärkeren Verknüpfungspunkten mit größeren Kurzschlussleistungen entsprechend höhere Stromgrenzwerte zulässig sind. Die Stromemissionen für eine Einheit werden im Rahmen einer Typvermessung bestimmt (s.o.) und im Einheitenzertifikat ausgewiesen. Bei Anschluss einer Anlage werden im Rahmen der Anlagenzertifizierung aus den Werten der Einheitenzertifikate die Emissionen der Anlage berechnet und diese mit den projektspezifischen Grenzwerten abgeglichen. Bei Grenzwertüberschreitung wird in einem messtechnischen Nachweis bestimmt, ob die Anlage sich positiv oder negativ auf das Spektrum der Spannungen auswirkt.

4.4.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Es existieren keine Systemdienstleistungen bezüglich der Dämpfung von Harmonischen.

4.4.3 Trends und Weiterentwicklungen

Der VDE FNN Hinweis "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve", Version 1.0 vom Juli 2024, fordert für netzbildende Erzeugungseinheiten insbesondere im Frequenzbereich von 100 Hz bis 1 kHz dämpfendes Verhalten.

4.5 Harmonische ab 2,5 kHz

Unter Harmonischen ab 2,5 kHz (auch Supraharmonische genannt) werden Spannungen und Ströme mit Frequenzen oberhalb von 2,5 kHz verstanden.

4.5.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Für supraharmonische Spannungen existieren aktuell keine Grenzwerte.

Für supraharmonische Ströme (Frequenzen zwischen 2 und 9 kHz) von Erzeugungsanlagen gelten Grenzwerte und Nachweisverfahren wie für harmonische Ströme bis 2 kHz (siehe Unterabschnitt 4.4.1). Hier wird nicht mehr zwischen harmonischen und zwischenharmonischen unterschieden, sondern Frequenzbänder mit einer Bandbreite von 200 Hz betrachtet.

4.5.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Es existieren keine Systemdienstleistungen bezüglich der Dämpfung von Harmonischen.

4.5.3 Trends und Weiterentwicklungen

Bisher wird in den Dokumenten des FNN maximal empfohlen, das Verhalten von Kundenanlagen für Harmonische >2,5 kHz zu identifizieren, auszuweisen und in der Modellbildung zu berücksichtigen. Bei steigender Durchdringung mit leistungselektronischen Betriebsmitteln und betrieblich auftretenden Interaktionen ist zu erwarten, dass diese Anforderungen mit höherer Verbindlichkeit eingefordert werden müssen.

5 Transiente Stabilität

5.1 Robustheitsanforderungen

Die Robustheitsanforderungen bei der transienten Stabilität beziehen sich auf zwei Punkte. Einerseits die Winkeldifferenzen von Generatoren, welche bspw. bei einem Kurzschluss auftreten kann. Diese können durch Momentanreserve begrenzt werden. Andererseits der zugehörige Spannungseinbruch bei einem Fehler, welcher durch Blindstromstützung verringert werden kann.

5.1.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Tabelle 10: Mindestanforderungen aus den aktuellen TARs

	TAR			
	NS	MS	HS	HöS
Typ 1	Nach Abbildung aus [1], [2], [3] und [4]	Nach Abbildung aus [1], [2], [3] und [4], wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung nach Fehlerklärung größer ist als der fünffache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen vom Typ 1, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.	Nach Abbildung aus [1], [2], [3] und [4], wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Anfangskurzschlusswechselstromleistung größer ist als der sechsfache Zahlenwert der Summe der Nennleistungen der Erzeugungsanlagen an diesem Netzanschlusspunkt.	Spannungseinbrüche dürfen nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage führen nach Abbildung aus [1], [2], [3] und [4] und einer netzseitig am Anschlusspunkt verbleibenden Kurzschlussleistung, die größer ist als das sechsfache der maximalen Scheinleistung, der dort galvanisch verbunden Anlagen des Typs 1.
Typ 2	Nach Abbildung aus [1], [2], [3] und [4]	Nach Abbildung aus [1], [2], [3] und [4], wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Netzkurzschlussleistung nach Fehlerklärung größer ist als der fünffache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen vom Typ 2, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.	Nach Abbildung aus [1], [2], [3] und [4]	Eine beliebige Folge von Netzfehlern muss durchfahren werden so lange die gesamte kumulierte Energie, die in den vorangegangenen 30 min aufgrund von Netzfehlern, während der Netzfehler nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als das Äquivalent einer elektrischen Energie von $PE_{max} \cdot 2 \text{ s}$ ist. Weiterhin gelten Abbildung aus [1], [2], [3] und [4], sowie der fünffache Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen der galvanisch verbundenen Anlagen

				am Netzknoten als Grenzen.
--	--	--	--	-------------------------------

5.1.2 Trends und Weiterentwicklungen

In Verteilnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen kann es im Reserveschutzfall zu langen Auslösezeiten kommen, wodurch Einspeiseverluste auftreten. Daher wird aktuell eine Studie zur Entwicklung von Anforderungen an Schutzkonzepte im Hochspannungsnetz bei hoher Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen vom VDE FNN durchgeführt [10]. Eventuelle Auswirkungen auf die Robustheitsanforderungen an die Anlagen sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abzusehen.

5.2 Dynamische Netzstützung & Spannungseinprägung

Ziel der dynamischen Netzstützung ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern. Dynamische Blindstromstützung bezeichnet in diesem Kontext einen zusätzlichen Strom, der durch eine nichtsynchrone Erzeugungsanlage während eines Fehlers eingespeist wird. Dieser dient der Aufrechterhaltung der Netzspannung.

5.2.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Bei Typ-2-Anlagen muss ab Fehlerbeginn die Spannung durch zusätzlichen Blindstrom gestützt werden (TAR MS, HS, HöS) bis zum Fehlerende. Der zusätzliche Blindstrom muss proportional zur Spannungsabweichung über einen Verstärkungsfaktor k von 2 bis 6 in Schritten von 0,5 einstellbar sein. Die Funktionalität ist exemplarisch in Abbildung 4 in [1] dargestellt. Für Fehler mit Restspannungen $< 15 \% U_n$ am Netzanschlusspunkt bestehen keine Anforderungen an die Einspeisung eines Stromes.

Die TAR MS erlaubt eine eingeschränkte dynamische Netzstützung, bei dem die vollständige dynamische Netzstützung nur bei Spannungen oberhalb von $0,7 U_c$ (vereinbarte Versorgungsspannung, i.d.R. gleich der Nennspannung) erbracht werden muss. Nach Unterschreitung dieses Grenzwertes muss der Strom auf Anforderung nach 60ms 20% und nach 100ms 10% des Bemessungsstroms betragen.

5.2.2 Entwicklungsstand der nf-SDL

Ein Blindleistungsmarkt wird nach dem Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-23-072 implementiert. Dies geschieht unter Verantwortung der Netzbetreiber von Höchst- u. Hochspannungsnetzen bei geeigneten Anlagen an ihrem Netz. Bis 12

Monate nach Festlegung sind Betreiber von Hochspannungsnetzen dazu verpflichtet, bei Blindleistungsbedarf in mindestens einer Region marktgestützt Blindleistung aususchreiben. Drei Jahre nach Festlegung muss der Netzbetreiber für alle Netzregionen bei identifiziertem Bedarf eine marktgestützte Beschaffung eingeleitet haben. Vergütungsfähig ist die Erbringung außerhalb der Grenzen der TAB.

5.2.3 Trends und Weiterentwicklungen

Die TAR MS und TAR HS werden aktuell überarbeitet mit dem Ziel die dynamische Blindstromstützung durch eine kontinuierliche Spannungsregelung zu ersetzen. Diese soll dauerhaft die Klemmenspannung regeln.

5.3 Momentanreserve

Die Mindestanforderungen und der Entwicklungsstand der nf-SDL Momentanreserve ist umfassend in Kapitel 3.2 beschrieben. Allerdings können die Bedarfe, welche sich aus der Analyse der transienten Stabilität ergeben, von denen für die Frequenzstabilität abweichen. Die verwendeten Mechanismen zur Beschaffung, die Mindestanforderungen oder nf-SDL, sind davon allerdings nicht betroffen.

6 Spannungsstabilität

6.1 Robustheitsanforderungen

6.1.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen

Grundsätzlich gelten hier die bereits in Kapitel 5.1.1 genannten Mindestanforderungen an den Verbleib der Anlagen am Netz bei Netzfehlern. Die nachfolgend aufgelisteten Mindestanforderungen gelten darüber hinaus für den quasistationären Betrieb. Dieser ist definiert durch einen Spannungsgradienten von $< 5 \% U_c/\text{min}$ und einen Frequenzgradienten von $< 0,5 \% f_n/\text{min}$.

Tabelle 11: Mindestanforderungen aus den TARs

	TAR NS	TAR MS	TAR HS	TAR HöS
Erzeugungsanlagen	Keine Anforderungen	s. Abbildung 4 in [2]	s. Abbildung 4 in [3] Darüber hinaus können im Betrieb des Hochspannungsnetzes Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt von $> 10 \% U_n$ mit Spannungsgradienten von $> 5 \% U_n/\text{min}$ innerhalb des Spannungsbands von 96 kV bis 127 kV auftreten. Bei Spannungen außerhalb des Spannungsbereichs von 96 kV bis 123 kV und der Gefahr der Überlastung von Betriebsmitteln in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirkleistung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.	s. Abbildung 4 in [4] Bei Spannungen im Spannungsbereich von 340 kV bis 360 kV bzw. 187 kV bis 198 kV und der Gefahr der Überlastung von Betriebsmitteln in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirkleistung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.
Lasten	Keine Anforderungen an Bezugslasten zum Verbleib am Netz auf Basis von Spannungsgrenzwerten			s. Abbildung 2 in [4]

6.2 Systemschutzplan

Sollte es während des Netzbetriebes zu einem aus Spannungssicht kritischen Zustand kommen, der potenziell zu einem Spannungskollaps führen könnte, sind sogenannte Letztmaßnahmen zu ergreifen. Diese Letztmaßnahmen sollen in kritischen Situationen als letzte Instanz automatisiert gezogen werden, um einen Spannungskollaps im Netz und damit eine großflächige Störung im Übertragungsnetz mit einem resultierenden Ausfall von Erzeugungs- und Verbraucherleistung zu verhindern. Im Systemstabilitätsbericht 2023 [11] haben die deutschen ÜNB die aktuell im Systemschutzplan vorgeschriebenen Letztmaßnahmen auf ihre Wirksamkeit überprüft. Das Ergebnis zeigte, dass die aktuell vorgesehenen Letztmaßnahmen (spannungsbedingter Lastabwurf und Blockierung der Transformatorstufungen) oft helfen, den drohenden Spannungseinbruch weiter zu verzögern. Allerdings wurde auch deutlich, dass in vielen Situationen die Letztmaßnahmen den Spannungskollaps sogar förderten und dadurch eine geringere Stabilitätsgrenze vorhanden ist. Zurückgeführt wurde das auf die sich geänderten Netzbedingungen wie beispielsweise die Zunahme der horizontalen Transite durch das Übertragungsnetz (Transite in der Höchstspannungsebene) die weiträumige, lastflussabhängige Unterspannungen verursachen können. Die im Systemschutzplan vorgesehenen lokalen Maßnahmen hingegen sind primär für den Schutz gegen einen Spannungskollaps geeignet, der durch übermäßige vertikale Transite aus der Höchstspannungsebene verursacht wird. Deshalb werden im Rahmen des Stabilitätsberichts 2025 (wird in Q2 2025 veröffentlicht) Simulationsergebnisse zu den neu identifizierten Letztmaßnahmen vorgestellt und diese in ihrer Wirksamkeit bewertet.

6.2.1 Trends und Weiterentwicklungen

Im Rahmen der Erstellung des Stabilitätsberichts 2025 wurden neue Maßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses entwickelt und bewertet. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden nach der Veröffentlichung des Berichts in Q2 2025 hier kurz erläutert.

6.3 Statische Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung

Unter der statischen Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung durch eine Erzeugungsanlage zur Spannungshaltung zu verstehen. Durch die statische Spannungshaltung sollen langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen auf der jeweiligen Netzanschlussebene in verträglichen Grenzen gehalten werden.

6.3.1 Entwicklungsstand der Mindestanforderungen an Erzeugungsanlagen

Tabelle 12: Mindestanforderungen an Erzeugungsanlagen aus TARs

	TAR	TAR MS	TAR HS	TAR HöS
Anforderungen an Maschinentransformatoren (Teil 1)			Die Netztransformatoren der Erzeugungsanlagen müssen mit einem unter Last stufbaren Stufenschalter ausgestattet sein. Die Übersetzungsverhältnisse und die Stufenstellbereiche sind so auszulegen, dass über den gesamten Bereich der betrieblich zulässigen Spannung die Anforderungen an das Blindleistungsverhalten am Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.	
Anforderungen an Maschinentransformatoren (Teil 2)			Während der Trafostufenregelung ist eine temporäre Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zulässig.	Während der Trafostufenregelung ist eine temporäre Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zulässig, sofern dies entsprechend Herstellerangaben für den stabilen Betrieb der Erzeugungsanlage (wie die Vermeidung von Überlastungen) notwendig ist. Eine Wirkleistungsreduzierung ist während der Trafostufenregelung so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben) wieder aufzuheben, sobald die Notwendigkeit hierfür entfällt. In begründeten Ausnahmefällen können auch Netztransformatoren ohne Stufenschalter eingesetzt werden.
Anfahren des Sollwerts		Innerhalb von max. 4 Minuten und beliebig lange	Innerhalb von max. 4 Minuten und beliebig lange	Innerhalb von max. 10 Minuten und beliebig lange

Tabelle 13: Anforderungen aus den TAR

	TAR NS	TAR MS	TAR HS	TAR HöS
Regelverhalten Typ 1-Anlagen				Die Blindleistungsabgabe bzw. der -bezug muss über die Stufung des Netztransformators eingestellt werden. Die Generatorspannungsregelung der Erzeugungseinheit muss im Normalbetrieb aktiv sein. Eine Regelung der Blindleistung oder des Leistungsfaktors ist nicht zulässig.
Blindleistungsbereitstellung bei maximaler Wirkleistungsabgabe	Typ 2 - Umrichter: Siehe Abbildungen 2 und 5 in [1] Typ 2 - Asynchrongeneratoren: fester Verschiebungsfaktor von $\cos \phi = 0,95$ untererregt Typ 1 und Typ 2 - Stirlinggeneratoren und Brennstoffzellen: Bei Summenscheinleistung $\leq 4,6\text{kVA}$: keine Vorgabe durch den Netzbetreiber. Der $\cos \phi$ liegt in dem Bereich zwischen $\cos \phi = 0,95$ untererregt bis $0,95$ übererregt. Bei Summenscheinleistung $> 4,6\text{ kVA}$: s. Abbildung 4 in [1]	Siehe Abbildung 5 in [2]	Siehe Abbildung 5 in [3]	Siehe Abbildung 5 in [4] für Typ-1-Anlagen und Abbildung 6 in [4] für Typ-2-Anlagen Der Netzbetreiber wählt aufgrund der jeweiligen Netzanforderungen genau eine der drei möglichen Varianten im Zuge der Planung des Netzanschlusses aus und gibt diese dem Anschlussnehmer vor.
Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb (Typ 1-Anlagen)	Stationärer Betrieb für jeden Betriebspunkt entsprechend den Generatorleistungsdiagrammen unter Berücksichtigung des Netztransformators und der Mindestwirkleistung muss möglich sein, wobei der Eigenbedarf und die Wirk- Blindleistungsverluste der Maschinen- und Netztransformatoren zu berücksichtigen sind.			

Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb	s. Abbildung 5 und 6 in [1]	s. Abbildung 7 in [4]	Typ 2: Abbildung 7 in [4] Die Variante ergibt sich aus der gewählten Variante bei maximaler Wirkleistungsabgabe
---	-----------------------------	-----------------------	--

6.3.2 Entwicklungsstand der Anforderungen an Lasten

Tabelle 14: Mindestanforderung an Lasten aus TARs

	TAR NS	TAR MS	TAR HS	TAR HöS
Vorgaben an das Blindleistungsverhalten	-	Im gesamten zulässigen Spannungsband gilt Abbildung 2 in [3]		Im gesamten zulässigen Spannungsband gilt Abbildung 3 in [4]

6.3.3 Trends und Weiterentwicklungen

Die Ziele der Bundesregierung sehen in den nächsten Jahren einen Ausbau von Elektrolyseanlagen in der Größenordnung von mehreren hundert Megawatt bis hin zu einigen Gigawatt an Bezugsleistung vor. Nach dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung sollen heimische Erzeugungspotenziale auf rund 10 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030 im Vergleich zur bisherigen Wasserstoffstrategie verdoppelt werden. Zudem nehmen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2023) eine Leistung zwischen 16 und 20 GW im Jahr 2037 bzw. von 36 bis 40 GW im Jahr 2045 an. Die Bundesnetzagentur geht in allen Szenarien von einer höheren Leistung aus.

Um einen sicheren Netzbetrieb und einen schnellen Ausbau der Elektrolysekapazitäten zu gewährleisten, müssen technische Anforderungen für den Anschluss an das deutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz erfüllt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben eine konsolidierte Position zu diesen grundlegenden Anforderungen an Elektrolyseanlagen formuliert, welche zukünftig für die Sicherstellung der Systemstabilität benötigt wird [12].

Das Dokument enthält derzeit keine Nachweise zu den formulierten Anforderungen. Die Nachweise werden in einer späteren Version ergänzt.

6.4 Blindleistungsregelung

Die folgenden Ausführungen (basierend auf TAR HöS) behandeln unterschiedliche Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Typ-2-Anlagen (umrichterbasierte Anlagen).

Die Blindleistungsbereitstellung darf die dynamische Netzstützung (siehe Kapitel 5.2.2) nicht beeinträchtigen.

Der Netzbetreiber gibt dem Anschlussnehmer im Rahmen der Planung des Netzanschlusses eines der folgenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt vor:

- Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$;
- Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion (nur HöS, HS, MS);
- Verschiebungsfaktor $\cos \phi$.

Maßgebend für die Blindleistungsbereitstellung ist der Netzanschlusspunkt.

Tabelle 15: Blindleistungsregelungsanforderungen aus TAR HöS

	a. $Q(U)$ -Kennlinie	b. Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion	c. Verschiebungsfaktor $\cos \phi$
	s. Abbildung 8 in [4]	s. Abbildung 9 in [4]	-
Maximal zulässige Anschlagzeit	1 s – 5 s (Vorgabe Netzbetreiber) Default: 5 s	Keine Angabe	Keine Angabe
Maximal zulässige Einschwingzeit	5 s – 60 s (Vorgabe Netzbetreiber)	Einschwingzeit darf maximal Anschlagzeit plus 1 min betragen.	
zulässige Überschwingweite	$\Delta Q_{max} = (25 \% (2 s / \tan_{90} \%) + 5 \%)$ des Sollwertsprunges	-	-
Definition der Kennlinie	Die Steigung m der Kennlinie ergibt sich aus der Vorgabe eines Standardwertes der bezogenen Referenzspannung $U_{Q0,ref}/U_{ref}$, bei $Q/P_{binst} = 0$ und dem Wertepaar $(U_{MAX}/U_{ref}; Q_{MAX}-$	Vorgabe der Kennlinie durch folgende 4 Wertepaare definiert (siehe Abbildung 9 in [4]): $P1 (U_{P1}/U_{ref}; Q_{P1}/P_{binst})$ $P2 (U_{P2}/U_{ref}; Q_{ref}/P_{binst})$ → Steigung des Kennlinienabschnittes $m_A = (Q_{P1}/P_{binst} -$	-

	<i>untererregt/Pb inst</i>) zu: $m = (Q_{MAX- \text{untererregt}/Pb \text{ inst}}) / (U_{MAX}/U_{ref} - U_{Q0,ref}/U_{ref})$	$Q_{ref}/P_{binst}) / (U_{P1}/U_{ref} - U_{P2}/U_{ref})$ $P3 (U_{P3}/U_{ref}; Q_{ref}/P_{binst})$ $P4 (U_{P4}/U_{ref}; Q_{P4}/P_{binst}) \text{ (17)}$ → Steigung des Kennlinienabschnittes $m_B = (Q_{ref}/P_{binst} - Q_{P4}/P_{binst}) / (U_{P3}/U_{ref} - U_{P4}/U_{ref})$	
Parametrierungsoptionen	Das Wertepaar $(U_{MAX}/U_{ref}; Q_{MAX- \text{untererregt}/Pb \text{ inst}})$ sowie $U_{Q0,ref}/U_{ref}$ werden durch den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Für HöS/HS: Die Steigung muss dabei für Variante 1 in einem Wertebereich $7 \leq m \leq 24$ bzw. für Variante 2 und 3 in einem Wertebereich $6 \leq m \leq 20$ einstellbar sein. Für MS: $5 \leq m \leq 16,5$. Für NS: s. Abbildung 7 in [1]	Aus Stabilitätsgründen sind Steigungen größer als $m = 24$ unzulässig.	Sollwert gemäß Abbildung 7 in [4]
Standardparametrierung	Standardwertepaar $(1,05; 0,33)$ und $U_{Q0,ref}/U_n = 1,00$.	$P1 (U_1/U_n = 0,94; Q_A/P_{binst} = -0,33)$ $P2 (0,96; 0)$ $P3 (1,04; 0)$ $P4 (U/U_n = 1,06; Q_B/P_{binst} = +0,33)$	$\cos \phi = 1$
Sollwertvorgabe	U_{Q0}/U_{ref} ist durch Sollwertvorgabe des Netzbetreibers im	Q_{ref}/P_{binst} ist durch Sollwertvorgabe des Netzbetreibers im Betrieb	-

	Betrieb einstellbar; Anfahren innerhalb von maximal 4 min	einstellbar; Anfahren innerhalb von maximal 4 min	
Vorgabe eines Totbands	Zwischen 0 % U_{Ref} bis 5 % U_{ref} in Schritten von höchstens 0,5 % U_{ref} ; Standardwert: 0 % U_{ref} .	-	-
Begrenzung der Kennlinie	- Blindleistungsgrenzen je nach gewählter Variante (1, 2 oder 3) - Eine obere und eine untere Spannungsgrenze	-	-

In der Mittelspannung (TAR MS) gibt es ein viertes mögliches Verfahren zur Blindleistungsregelung: die Vorgabe einer Q(P)-Regelung.

Die Kennlinie wird aus maximal 10 Stützpunkten definiert. Zwischen diesen Stützpunkten wird die Kennlinie linear interpoliert. Die Stützpunkte werden durch den Netzbetreiber als Wertepaar wie folgt vorgegeben:

- Blindleistung im Verhältnis zur im Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung ($Q_{EA}, \text{ soll}/P_{b \text{ inst}} [\%]$) in einem Bereich nach Abbildung 7 in [4] (Variante 2);
- Wirkleistung im Verhältnis zur im Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung ($P_{mom}/P_{b \text{ inst}} [\%]$) in einem Bereich von 10 % bis 100 %.

Zur Veranschaulichung der Ausführung ist in Abbildung 9 in [2] eine Q(P)-Beispielkennlinie im untererregten Bereich mit 5 Stützpunkten dargestellt.

In der Niederspannung (TAR NS) gibt es kein Verfahren zur Vorgabe einer Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion, sondern stattdessen eine Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \phi(P)$. Diese sind für unterschiedliche Anlagentypen in Abbildung 8 in [1] dargestellt.

6.4.1 Entwicklungsstand der nf-SDL

Die Deckung des Blindleistungsbedarfs zur Spannungshaltung stützt sich auf drei zentrale Beschaffungssäulen. Die erste Beschaffungssäule stellt das Blindleistungspotential im Rahmen der technischen Anschlussregeln (TAR) dar. Die zweite Beschaffungssäule sind netzbetreibereigene vollintegrierte

Netzkomponenten (VINK), die speziell zur Blindleistungskompensation ausgelegt sind.

Die dritte und neuerdings einsetzbare Beschaffungssäule ist die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung. Durch die Einführung marktorientierter Mechanismen können Netzbetreiber Blindleistung von verschiedenen Erzeugern und Anbietern auf einer wettbewerbsorientierten Basis beschaffen.

Mit der Festlegung BK6-23-072 (Beschluss vom 25.06.2024) ist Blindleistung außerhalb der TAR/TAB grundsätzlich marktgestützt zu beschaffen. Blindleistung innerhalb TAR/TAB ist dem ÜNB vom Anlagenbetreiber kostenfrei zur Verfügung zu stellen. Nach der Festlegung BK8-24-006-A können die Kosten aus der marktgestützten Beschaffung von Blindarbeit als volatile Kosten mit Plankostenansatz und Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto refinanziert werden. Da nach § 21b EnWG regulatorische Ansprüche aus dem Saldo des Regulierungskontos als Vermögensgegenstand in der Bilanz berücksichtigt werden können, ist eine ergebnisneutrale Refinanzierung der Kosten aus der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung möglich. Die Anordnungen aus der Festlegung BK8-24-006-A gelten nach Tenorziffer 3 ab dem Kalenderjahr, in dem Kosten erstmalig aus der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung anfallen.

Die Bereitstellung zwischen Netzbetreibern erfolgt nicht marktgestützt im Sinne der Festlegung, sondern im Rahmen der Kooperation gemäß § 11 Abs. 1 S. 3 u. 4 EnWG. Blindleistung oder Blindarbeit wird daher zwischen Netzbetreibern nicht marktgestützt angeboten oder verkauft.

Zur Regelung des Blindleistungsaustauschs zwischen Netzbetreibern wurde am 07.11.2024 ein entsprechender Leitfaden veröffentlicht [13].

Dieser Leitfaden regelt den Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern, die Stromnetzbetreiber für das Versorgungsnetz im Sinne von § 11 EnWG sind. Ausgenommen ist die Schnittstelle zwischen zwei Übertragungsnetzbetreibern. Dieser Leitfaden beschreibt die Grundsätze der Zusammenarbeit, die Voraussetzungen für den Austausch von Blindleistung, das Verfahren von der Bedarfsermittlung über die Anforderung bis hin zur Bereitstellung von Blindleistung oder -arbeit. Für Kosten, die beim liefernden Netzbetreiber entstehen, gibt der Leitfaden Regelungen für die Weiterverrechnung vor. Sofern bilaterale Vereinbarungen bestehen, haben diese Vorrang gegenüber dem Leitfaden.

Jeder Netzbetreiber ist grundsätzlich selbst für die Deckung seines Blindleistungsbedarfs verantwortlich. Dazu kann er auf eigene vollintegrierte Netzkomponenten (VINK), Erzeugungsanlagen innerhalb der Mindestanforderungen gemäß TAR, sowie nach marktgestützter Beschaffung auf Anlagen Dritter zugreifen. Reichen diese Potentiale nicht aus, kann er im Rahmen der in diesem Leitfaden

beschriebenen Abläufe und unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen auch über den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber Blindleistung aus vor- oder nachgelagerten Netzen nutzen, solange dieser auf ausreichende Potentiale zurückgreifen kann und die entsprechende Lieferung zusagt.

Die Regelungen dieses Leitfadens gelten für den ungestörten Normalbetrieb des Netzes unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums. Die Ergreifung notwendiger Maßnahmen im Rahmen von § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 14 Abs. 1 EnWG bleiben hiervon unberührt. Blindleistungsaustausche außerhalb der vereinbarten Bereiche sind unbedingt zu vermeiden, da sie zu einer Gefährdung der Gesamtsystemsicherheit führen können. Eine regelmäßige Überschreitung im Betrieb kann auf Planungsdefizite hinweisen, denen durch entsprechende Maßnahmen, die nicht Teil dieses Leitfadens sind, zu begegnen ist (z.B. Aufbau eigener Kompensationsmittel).

6.4.2 Trends und Weiterentwicklungen

Der Prozess S4 der Roadmap Systemstabilität befasst sich neben der bereits erfolgten Festlegung zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung durch BK6-23-072 auch mit einer bedarfsgerechten Anpassung dieser. So 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.

7 Zusammenfassung

Technische Mindestanforderungen und Systemdienstleistungen bilden neben dem Netzausbau und Zusatzmaßnahmen der Netzbetreiber (z.B. in Form von VINK) die Säulen der Systemauslegung der Übertragungsnetzbetreiber [14].

Technische Mindestanforderungen sind dabei in Robustheitsanforderungen und technische Fähigkeiten unterteilt. Während Robustheitsanforderungen immer als technische Mindestanforderungen umgesetzt werden, finden sich für technische Fähigkeiten alle denkbaren Kombinationen:

- Reine technische Mindestanforderung (z.B. dynamische Blindstromstützung)
- Reine Systemdienstleistung (z.B. Schwarzstartfähigkeit)
- Technische Mindestanforderungen, deren betrieblicher Einsatz marktgestützt erfolgt (z.B. Regelleistung)

Robustheitsanforderungen sind zwangsläufig als Mindestanforderungen umzusetzen, weil die Systemauslegung nur innerhalb der Robustheitsgrenzen erfolgen kann. Haben relevante Teile des Systems eine vergleichsweise geringe Robustheit (z.B. eine Technologie von Kundenanlagen), müssen die systemseitigen Maßnahmen an diesen ausgerichtet werden. Die höhere Robustheit anderer Anlagen kann dann nicht wirksam werden, wodurch marktgestützte Anreize in Form von Systemdienstleistungen nicht nutzbar sind. Vorhandene Unterschiede in den Robustheitsanforderungen begründen sich entweder:

- Durch unterschiedliche Netzsituationen (z.B. Anschluss an verschiedenen Spannungsebenen, in Offshore-Netzen) oder
- Unterschiedliches Vermögen der Technologien (z.B. FRT-Fähigkeit von Typ-1-Anlagen), wobei diese immer das Risiko von kaskadierenden Störungsausweitungen bergen.

Reine technische Mindestanforderungen finden sich sonst auch da, wo ein hoher Systembedarf (aus global oder lokal wirksamen Phänomenen) einer geringen Verfügbarkeit entgegensteht und wo der Einsatz nur sehr selten oder mit geringem Aufwand erfolgt. Beispiele sind die dynamische Blindstromstützung, die Beteiligung an Lastabwurf bzw. Leistungsfrequenzregelung, Resonanzstabilität und die Begrenzung von Leistungsrampen.

Reine Systemdienstleistungen sind dann sinnvoll, wenn eine Systemdienstleistung nur von wenigen Einheiten erbracht werden muss, die nicht im Eigentum der Netzbetreiber sind oder sein dürfen. Das einzige Beispiel dafür ist bisher die Schwarzstartfähigkeit.

Technische Mindestanforderungen mit marktgestütztem Einsatz werden in zwei Formen umgesetzt. In einem Fall stellt die technische Mindestanforderung nur die technische Fähigkeit sicher. Das ist dann sinnvoll, wenn der zeitliche und örtliche Systembedarf durch einen Teil des Anlagenparks gedeckt werden kann, dies aber mit Einschränkungen am Energiemarkt (Leistungsvorhaltung) verbunden ist. Damit verbunden sind dann auch deutliche Unterschiede in den volkswirtschaftlichen Kosten der Maßnahmen. Beispiele sind Regelleistung und Netzsicherheitsmanagement. Im anderen Fall ist ein Teil der Anforderung im Rahmen einer Kehrpflicht zu erbringen und darüber hinausgehendes Vermögen bzw. Darüber hinausgehende Vorhaltung wird marktgestützt vergütet. Das ist dann sinnvoll, wenn es hohe Systembedarfe gibt, deren Bereitstellung aber mit wirtschaftlichen Nachteilen (z.B. elektrische Verluste) verbunden ist. Ein Beispiel dafür ist die Bereitstellung von Blindleistung. Die Beschaffung von Momentanreserve wird sich voraussichtlich in eine dieser beiden Kategorien einordnen lassen, wobei hier zu beachten ist, dass diese Fähigkeit immer aktiv ist und ausschließlich die Leistungsvorhaltung bzw. Synchronisierung mit dem Netz (Verfügbarkeit) vergütet wird. Aus diesem Grund ist eine Harmonisierung des marktlichen Beschaffungskonzepts mit den technischen Mindestanforderungen sinnvoll.

Dieses Dokument gibt eine Übersicht über den aktuellen Stand der Mindestanforderungen und netzbezogenen Systemdienstleistungen (nf-SDLs). Es kann sowohl zur Prüfung von Anlagen (AP3) als auch von Modellen (AP2) hinsichtlich der Einhaltung der geltenden Richtlinien herangezogen werden. Andererseits kann im weiteren Verlauf des AP 6 das zu entwickelnde Umsetzungsportfolio auf Kompatibilität mit den bisherigen Mindestanforderungen und nf-SDL geprüft werden. Die dargestellten Trends bieten eine Orientierung für Weiterentwicklungen.

8 Literaturverzeichnis

- [1] VDE FNN, „VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2026-03 Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (TAR EZA NS),“ FNN VDE, 2026.
- [2] VDE FNN, „VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2023-09 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),“ FNN VDE, 2023.
- [3] VDE FNN, „VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung),“ FNN VDE, 2018.
- [4] VDE FNN, „VDE-AR-N 4130 Ber1 zur Anwendungsregel:2020-10 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung); Berichtigung 1,“ FNN VDE, 2020.
- [5] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 2013.
- [6] EnArgus, „Leistungspendelung,“ [Online]. Available: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d6772-2/*/*Leistungspendelung?op=Wiki.getwiki&search=PMU.
- [7] C. Strunck, C. Wagner, M. Greve, R. Suchantke, J. Weidner, R. Becker, T. Henning, M. Kasier, J. Massmann, G. Deiml, H. Abele und J. Lehner, „Verhältnis zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten und ihre Bedeutung für Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlagen,“ Berlin, 2022.
- [8] Bundesnetzagentur, „BK6-23-010 – Konsultationsdokument Beschaffungskonzept „Momentanreserve“,“ 2024.
- [9] 4ÜNB, „Zusätzliche technische Anforderungen an den Anschluss von Batteriespeichersystemen im HöS-Netz,“ 2024.
- [10] VDE FNN, „Schutzkonzepte fit für die Zukunft machen,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/schutzkonzepte-fit-fuer-die-zukunft-machen>.
- [11] 4ÜNB, „Systemstabilitätsbericht 2023,“ 2023.

-
- [12] 4ÜNB, „Technische Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen,“ 2024.
 - [13] 4ÜNB, „Leitfaden für die gegenseitige Bereitstellung von Blindleistung an der Schnittstelle zwischen Netzbetreibern,“ 2024.
 - [14] 4ÜNB, „ÜNB-Rahmendokument: Planung und Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes,“ 2022.
 - [15] E.-E. S. D. Committee, „Position Paper on the Need for National Connection Requirements (CNC~2.0),“ 2025.