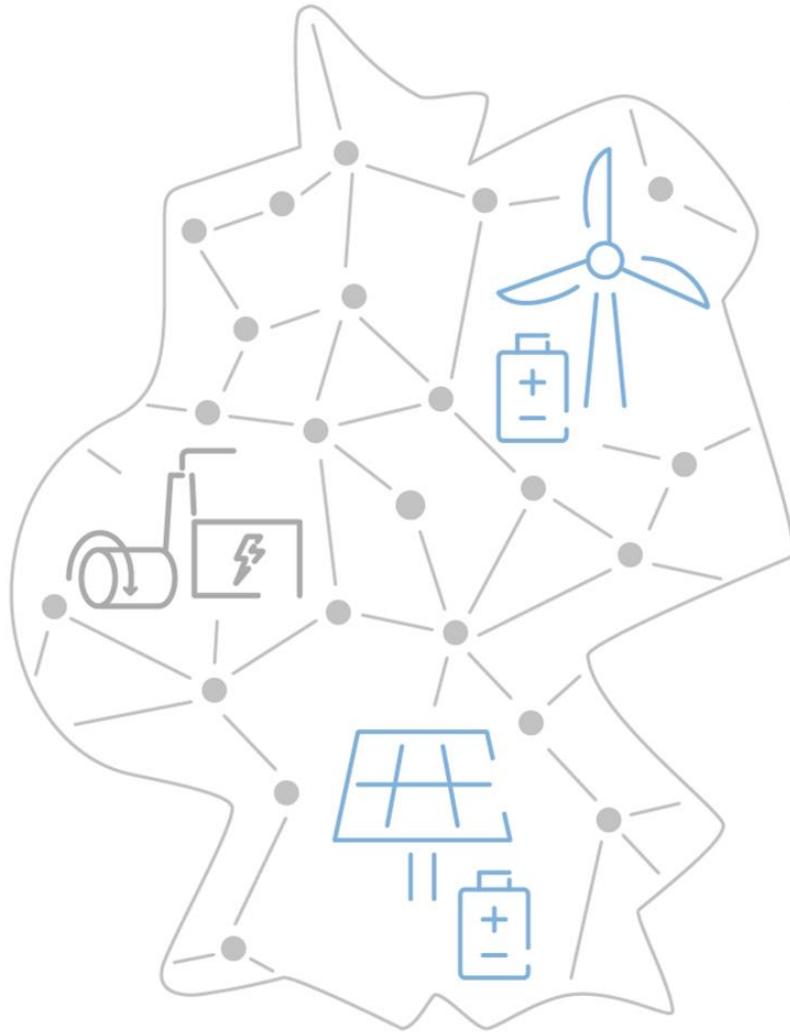




Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve

Anforderungen für Netzbildende Einheiten

Version 1.0
Juli 2024

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	5
2	ANWENDUNGSBEREICH.....	6
3	BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN.....	8
3.1	BEGRIFFE	8
3.2	ABKÜRZUNGEN	13
4	NETZBILDENDE TYP-1-EINHEITEN.....	14
4.1	ANFORDERUNGEN AN NETZBILDENDE TYP-1-EINHEITEN.....	14
4.1.1	<i>Grundsätzliche Anforderungen.....</i>	<i>14</i>
4.1.2	<i>Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz</i>	<i>14</i>
4.1.3	<i>Priorisierung der Anforderungen.....</i>	<i>15</i>
4.2	NACHWEISE DER ELEKTRISCHEN EIGENSCHAFTEN FÜR NETZBILDENDE EINHEITEN (TYP-1)	15
5	NETZBILDENDE EINHEITEN (TYP-2, SPEICHER UND REGELBARE LASTEN).....	16
5.1	ANFORDERUNGEN AN NETZBILDENDE EINHEITEN	16
5.1.1	<i>Grundsätzliche Anforderungen.....</i>	<i>16</i>
5.1.2	<i>Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz</i>	<i>27</i>
5.1.3	<i>Priorisierung der Anforderungen.....</i>	<i>32</i>
5.2	NACHWEISE DER ELEKTRISCHEN EIGENSCHAFTEN FÜR NETZBILDENDE EINHEITEN (TYP-2)	33
6	ANHÄNGE.....	34
A.	ANHANG (INFORMATIV).....	34
A.I.	QUALITATIVE ERLÄUTERUNG ZUR ERMITTLUNG DES DÄMPFUNGSMAßES.....	34
A.II.	ERLÄUTERUNGEN ZUR KLEINSIGNALSTABILITÄT DER PRIMÄRREGELUNG IM UNBESCHRÄNKTEN STELLBEREICH UND EMPFEHLUNGEN ZUR REGLERSTABILITÄT VON TYP-1-ANLAGEN.....	34
A.III.	ERLÄUTERUNGEN ZUR VERWENDUNG DES EFFEKTIVEN KURZSCHLUSSVERHÄLTNISSES (ESCR-VERHÄLTNIS).....	38
B.	ANHANG (NORMATIV).....	39
B.I.	PARAMETER FÜR DIE NETZSICHERHEITSBASIERTE PRIMÄRREGELUNG.....	39
B.II.	ERGÄNZENDE VORGABEN ZUM PROZESSDATENUMFANG (ANHANG C.5 DER VDE-AR-N 4110)	41

Bildverzeichnis

Bild 1 Prinzipielle Darstellung des grundfrequenten Spannungsquellenverhaltens einer netzbildenden Einheit am NAP mit optionaler Gegensystemspannungsquelle	19
Bild 2 Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen Spannungsregelung bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit	20
Bild 3 Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen (Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-N 4120)).....	24
Bild 7 Referenzfrequenzverläufe zum Nachweis von Momentanreserveleistung und -energie	27
Bild 8 Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich.....	31
Bild 9 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes	34
Bild 10 Prinzipielle Reglerstruktur in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Übersicht zu ergänzender bzw. ersetzender TAR-Abschnitte	6
Tabelle 2 Dynamische Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich.....	39
Tabelle 3 Dynamische Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA im beschränkten Stellbereich	40
Tabelle 4 Ergänzung der Tabelle C.2 (VDE-AR-N 4110:2023-09) „Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen (1 von 2)“	41

Vorwort

Der mit der Energiewende einhergehende Zubau an umrichterbasierten Anlagen bei gleichzeitigem Rückbau von konventioneller Erzeugung führt zu neuen Herausforderungen bei der Sicherstellung der Systemstabilität auf gesamteuropäischer Ebene. Wesentliche destabilisierende Faktoren sind der Verlust an netzbildenden Anlagen, die auch die für den stabilen Betrieb netzfolgender Anlagen benötigte Momentanreserve bereitstellen, wie auch die fortschreitende Reduktion des für netzfolgende Anlagen erforderlichen effektiven Kurzschlussleistungsverhältnisses. Zusätzliche Bedarfe an Momentanreserve zeigt insbesondere der Netzentwicklungsplan für das Jahr 2035 aus dem Jahr 2021 sowie der Netzentwicklungsplan für das Jahr 2037 aus dem Jahr 2023 auf. Netzbildende Eigenschaften - insbesondere die Bereitstellung von Momentanreserve - sind deshalb wesentliche Fähigkeiten von Kundenanlagen zur Sicherstellung der Systemstabilität.

Mit ihrer marktlichen Beschaffung soll dem Verlust sowie den zusätzlichen Bedarfen an Momentanreserve im Stromversorgungssystem begegnet werden. Die Bundesnetzagentur hat im September 2023 ein Festlegungsverfahren gem. §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und markgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG eingeleitet. In diesem Festlegungsverfahren soll als Voraussetzung für die marktliche Beschaffung von Momentanreserve die am 18.12.2020 seitens der Bundesnetzagentur festgelegte Ausnahme für Momentanreserve von der marktlichen Beschaffung aufgehoben werden.

Anlagen, die an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve teilnehmen, müssen sich hierfür qualifizieren und geeignete Anforderungen erfüllen und Nachweise erbringen. Diese werden im Rahmen dieses FNN Hinweises beschrieben und dienen als Grundlage für den Nachweis der Konformität.

Dieser FNN Hinweis wurde von der Projektgruppe Systemanforderungen des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeitet und vom 20.02.2024 bis zum 20.03.2024 in Version 0.1 öffentlich konsultiert.

Hinweis zur Version 1.0

Dieser VDE FNN Hinweis (Version 1.0) beschreibt verbindliche Anforderungen an netzbildende Anlagen als Voraussetzung für die Teilnahme am Momentanreservemarkt.

Die in diesem FNN Hinweis erwähnten Nachweise in den Abschnitten 4.2 und 5.2 werden separat veröffentlicht und der Fachöffentlichkeit zur Konsultation vorgelegt.

1 Einleitung

Dieser FNN Hinweis beschreibt Anforderungen und Nachweise als technische Grundlage für ein Anreizsystem zur Beschaffung von netzbildenden Eigenschaften einschließlich Momentanreserve und richtet sich an netzbildende Erzeugungseinheiten (EZE) von Typ-1 bzw. Typ-2, netzbildende Erzeugungs- und Speichereinheiten (EZSE), netzbildende Speicher sowie netzbildende regelbare Bezugseinheiten (rBE). Diese netzbildenden Kundenanlagen werden in diesem FNN Hinweis als netzbildende Einheiten bezeichnet.

Die Bereitstellung von Momentanreserve durch Kundenanlagen erfordert die Einhaltung definierter technischer Eigenschaften. Hierzu gehören die spannungseinprägenden Eigenschaften, das Anlaufzeitkonstantenverhalten sowie die Reglerstabilität der Wirkleistungs-¹ und Spannungsregelung.

Aus technischer Sicht werden drei Kategorien netzbildender Einheiten unterschieden:

- 1 Netzbildende Einheiten mit „symmetrischer Momentanreserve“ verfügen gleichermaßen über positive wie auch negative Momentanreserve
- 2 Netzbildende Einheiten mit „negativer Momentanreserve“ wirken insbesondere einem positiven Frequenzgradienten entgegen.
- 3 Netzbildende Einheiten mit „positiver Momentanreserve“ wirken insbesondere einem negativen Frequenzgradienten entgegen.

ANMERKUNG In bestimmten Betriebssituationen ist auch bei der Vermarktung unsymmetrischer Momentanreserve eine geringe Leistungsreaktion in nicht vermarktete Richtung erforderlich (siehe Abschnitt 5.1.1.1 und 5.1.1.12).

¹ Siehe auch: FNN Hinweis - Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen, Dezember 2021.

2 Anwendungsbereich

Dieser FNN Hinweis gilt für netzbildende Einheiten, die an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve teilnehmen und ist für diese als Ergänzung zu den VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 zu verstehen². Dabei ersetzen bzw. ergänzen die Abschnitte in diesem FNN Hinweis die Abschnitte der bestehenden VDE-Anwendungsregeln wie folgt:

Tabelle 1 Übersicht zu ergänzender bzw. ersetzender TAR-Abschnitte

FNN Hinweis	VDE-AR-N 4110	VDE-AR-N 4120	VDE-AR-N 4130
4.1.2 bzw. 5.1.1.8 + 5.1.2	10.2.4.3	10.2.4.3	10.2.4.3
5.1.1.3	10.2.2	10.2.2	10.2.2
5.1.1.5	10.2.3	10.2.3	10.2.3
5.1.1.4.5	10.2.3.3.4	10.2.3.3	10.2.3.3
4.1.3 bzw. 5.1.3	8.1 (Priorisierung)	8.1 (Priorisierung)	8.1 (Priorisierung)

Zusätzlich sind die in diesem FNN Hinweis von den Frequenzschutzeinstellungen nach der jeweils anzuwendenden technischen Anschlussregel abweichenden Vorgaben bei der Parametrierung der Schutzeinrichtung der Kundenanlage zu berücksichtigen.

ANMERKUNG 1 Abweichende Vorgaben für den Frequenzschutz ergeben sich insbesondere aus Abschnitt 5.1.1.12 sowie 5.1.2.

Die in diesem FNN Hinweis festgelegten Anforderungen und Nachweise sind anzuwenden auf an der marktlichen Beschaffung teilnehmende:

- Erzeugungseinheiten vom Typ 1 (Typ-1-EZE mit zusätzlicher Schwungmasse und/oder Option für Phasenschieberbetrieb),
- Neu zu errichtende netzbildende Typ-2-Einheiten
- Bestehende netzfolgende Typ-2-Einheiten (Bestandsanlagen), die zu netzbildenden Typ-2-Einheiten ertüchtigt werden sollen,
- Netzbildende Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie netzbildende Speicher,
- Umrichterbasierte netzbildende regelbare Bezugsanlagen (rBE).

Als Bestandsanlagen im Sinne dieses Hinweises gelten Anlagen mit Inbetriebsetzung bis zum 31.12.2027. Die zugrundeliegende Technologie ist für die technische Beschreibung der Momentanreserve wesentlich. Im Rahmen eines Beschaffungsprozesses sind die technologischen Unterschiede entsprechend zu berücksichtigen. Dies gilt ebenso für den Einsatz von Momentanreserve innerhalb der Netzbetriebsprozesse.

Vorabhinweise zur Anwendung

Der Wert der Anlaufzeitkonstanten einer einzelnen netzbildenden Einheit wird beschränkt durch:

- a) die minimale Anlaufzeitkonstante $T_{A,E,min}$ (entspricht $T_{A,Eigenstabilität}^{3)}$;

² Dabei sind in diesem FNN Hinweis für alle Verweise auf die Technischen Anschlussregeln die Versionen: VDE-AR-N 4110:2023-09, VDE-AR-N 4120:2018-11 und VDE-AR-N 4130:2018-11 heranzuziehen.

³ Begriff entsprechend Festlegung der Bundesnetzagentur: „Konzepte für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht

- b) die maximale Anlaufzeitkonstante $T_{A,E,max} = 25 \text{ s}$ (systemisch sinnvoller Maximalwert), es sei denn es werden größere Werte mit dem Netzbetreiber vereinbart.

ANMERKUNG 2 Es werden in diesem Hinweis keine Mindestanforderungen für $T_{A,E,min}$ gestellt, entsprechend wird zum Zwecke der Vergütung im Rahmen des Anreizsystems der Wert für $T_{A,Eigenstabilität}$ mit Null bewertet. Netzbildende Einheiten müssen jedoch mindestens ein T_A in der Höhe bereitstellen, dass die Eigenstabilität der Einheit (Teilnetzbetriebsfähigkeit, bzw. Stabilität im Fiktiven Inselnetz) ohne beigestellte Schwungmasse nach Abschnitt 5.1.2 sichergestellt ist. Im Rahmen von technischen Mindestanforderungen kann $T_{A,E,min}$ höhere Werte annehmen. Analog können netzbildende Einheiten maximal ein T_A in der Höhe bereitstellen, dass der Referenzfrequenzverlauf nach Bild 4 nach Abschnitt 5.1.1.12 ohne Einschränkungen durchfahren werden kann.

Besonderheiten bei netzbildenden Typ-1-Einheiten

Die in diesem FNN Hinweis festgelegten Anforderungen und Nachweise sind anzuwenden auf an der marktlichen Beschaffung teilnehmende:

- Typ-1-Einheiten mit zusätzlicher Schwungmasse (Generator und Antriebsmaschine fest gekuppelt)
- Typ-1-Einheiten mit optionalem Phasenschieberbetrieb (Kupplung zwischen Generator und Antriebsmaschine)
- Typ-1-Einheiten mit zusätzlicher Schwungmasse bei optionalem Phasenschieberbetrieb

Typ-1-Einheiten ohne zusätzliche Schwungmasse oder optionalem Phasenschieberbetrieb liegen außerhalb des Anwendungsbereiches dieses FNN Hinweises. Ebenso liegen rotierende Phasenschieber-Anlagen (RPSA) außerhalb des Anwendungsbereiches dieses FNN Hinweises.

frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG“

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Typ-1-EZE-Anlaufzeitkonstante

$T_{A,E}$

diejenige Zeit, die bei einer Typ-1-EZE mit der Nennwirkleistung $P_{r,E}$ benötigt wird, um den Turbosatz (Antriebsmaschine und Synchronmaschine mit Polpaarzahl p) oder eine Synchronmaschine mit dem Trägheitsmoment $J_{r,E}$ bei Nennmoment vom Stillstand auf Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz f_n zu beschleunigen:

$$T_{A,E} = \frac{J_{r,E} \cdot (2\pi f_n)^2}{P_{r,E} p^2}$$

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anlaufzeitkonstante der Typ-1-EZE ist ein Maß für das auf Nennleistung und Nennfrequenz bezogene Trägheitsmoment $J_{r,E}$ der Erzeugungseinheit.

3.1.2

Anlaufzeitkonstante netzbildender Einheiten (Typ-2, Speicher oder rL)

$T_{A,E}$

durch die Regelung des Umrichters emulierter Parameter, dessen Wirkung auf die Trägheit des internen Spannungswinkels der netzbildenden Einheit der Wirkung der Anlaufzeitkonstanten einer Typ-1-EZE entspricht und sich bestimmt aus:

$$T_{A,E} = \frac{\left(\frac{\Delta P}{P_{r,E}}\right)}{\left(\frac{\Delta f / f_n}{\Delta t}\right)}$$

3.1.3

Dämpfungsgrad, Dämpfungsmaß

D

Maß für die Dämpfung eines schwingungsfähigen Systems, welches sich zu dem kleinsten Dämpfungsmaß D_i ermittelt, mit:

$$D = \min_{(i=1,n)} \frac{|\sigma_i|}{\sqrt{\sigma_i^2 + \lambda_i^2}} = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$$

wobei σ_i und λ_i den Real- bzw. Imaginärteil des i -ten Eigenwertes bezeichnen und Λ das logarithmische Dekrement mit $\Lambda = \ln(x_n/x_{n+1})$ der Schwingung mit dem kleinsten Dämpfungsmaß definiert

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Größen x_n bzw. x_{n+1} bezeichnen dabei zwei aufeinanderfolgende Amplituden-Maxima (bzw. -Minima) der betrachteten Zustandsgröße x , wobei das darauffolgende Amplituden-Maximum (bzw. Minimum) bezogen auf das vorherige einen geringeren Wert annimmt. Damit lässt sich das Dämpfungsmaß neben der Ermittlung aus den Eigenwerten auch direkt mittels Simulation oder Messung festlegen. Eine grafische Erläuterung des Dämpfungsmaßes ist unter Anhang A.1 zu finden.

3.1.4

Kurzschlussleistungsverhältnis (SCR Short Circuit Ratio)

SCR_{NAP}

Verhältnis der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S''_k , die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP installierten, aus netzfolgenden Anlagen stammenden Erzeugungsleistung $P_{inst,NAP}$

$$SCR_{NAP} = \frac{S''_k}{P_{inst,NAP}}$$

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung ist nach der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu bestimmen.

3.1.5

Erzeugungs- und Speichereinheit (EZSE)

Erzeugungseinheit, die DC-seitig mit einem Speicher kombiniert ist und mit diesem zum Netz gemeinsame AC-Klemmen nutzt

Anmerkung 1 zum Begriff: Je nach Ausführung kann eine EZSE unterschiedliche primär- (i.d.R. DC-) seitige und sekundär- (i.d.R. AC-) seitige Mindest- bzw. Maximalleistungen aufweisen.

3.1.6

Fiktiver Inselnetzbetrieb, Fiktives Inselnetz

fiktive Betriebssituation zum Nachweis der Stabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, in der das Netz jenseits des NAPs ausschließlich aus einer konstanten Last sowie bei Typ-2-EZA bzw. EZSE oder Speichern mit netzfolgenden Umrichtern einer zusätzlich beigestellten Schwungmasse und Kurzschlussleistung besteht und die EZA bzw. die EZSE oder Speicher mit dem NAP verbunden bleibt

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Grundvoraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb im Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist, dass die an das Netz angeschlossenen EZA bzw. die EZSE oder Speicher die Netzfrequenz in einem stabilen Arbeitspunkt halten können und zwar unabhängig davon, wie der Arbeitspunkt des Ausgangszustandes zustande kam.

Anmerkung 2 zum Begriff: Mit dem Fiktiven Inselnetzbetrieb entsteht eine Betriebssituation, deren Stabilitätsbedingung der des Inselnetzbetriebs entspricht. Beim Übergang vom regulären Netzparallelbetrieb in eine solche Betriebssituation findet keine Signalisierung der Inselnetzbetriebssituation statt. Eine Erkennung des Fiktiven Inselnetzzustandes hat ausschließlich über die Ermittlung und Überwachung der PRNB-Frequenzgrenzen zu erfolgen. Eine Darstellung des Fiktiven Inselnetzes erfolgt im entsprechenden Nachweisabschnitt.

Anmerkung 3 zum Begriff: Der Fiktive Inselnetzbetrieb ist von dem definierten „Inselbetrieb“, bei dem der Leistungsschalter am NAP geöffnet ist und von der EZA bzw. der EZSE oder dem Speicher auch als geöffnet erkannt wird, grundsätzlich zu unterscheiden. Es können deshalb für das „Fiktive Inselnetz“ bzw. für den „Fiktiven Inselnetzbetrieb“ keine expliziten und speziellen Inselbetriebsanforderungen, wie sie z. B. durch die ISO 8528 festgelegt werden, gelten. Vielmehr handelt es sich bei dem „Fiktiven Inselnetzbetrieb“ um eine Netzbetriebssituation, bei der die Frequenz des Netzes ausschließlich durch die EZA bzw. der EZSE oder dem Speicher selbst gebildet wird.

Anmerkung 4 zum Begriff: Im Fiktiven Inselnetzbetrieb wird davon ausgegangen, dass die EZE einer EZA, die den entsprechenden Anforderungen unterliegen, den o.g. Anforderungen in Summe entsprechen müssen.

3.1.7

marktbasierte Primärregelung (entspricht FSM, kurz: Primärregelung)

Primärregelung, die auf dem Regelenenergiemarkt gehandelt und im Frequenzbereich von 49,8 Hz - 50,2 Hz eingesetzt wird

3.1.8

Momentanreserveenergie

Energie zur Bereitstellung von Momentanreserve

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Momentanreserveenergie einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 entspricht dem Anteil der gespeicherten kinetischen Rotationsenergie, die bei Frequenzänderungen ein- bzw. abgespeichert wird.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Momentanreserveenergie einer netzbildenden Erzeugungseinheit vom Typ 2 wird in einem elektrischen Speicher und / oder durch eine geeignete Regelung aus der zur Verfügung stehenden Primärenergie bereitgestellt.

3.1.9

Momentanreserveleistung

Leistungsbeitrag einer netzbildenden Einheit, der RoCoF-bedingt oder verursacht durch einen Winkelsprung von der stationären Leistung in positiver sowie negativer Richtung abweicht und mit der diese Einheit inhärent

dazu beiträgt, der Änderung des Netzspannungswinkels bzw. dem ursächlichen Leistungsungleichgewicht entgegenzuwirken

3.1.10

netzbildende Eigenschaft

Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, einer EZSE, eines Speichers oder einer regelbaren Bezugseinheit die hinsichtlich der Regeleinrichtung der Frequenz und Spannung derart ausgelegt ist, dass sie im Fiktiven Inselnetzbetrieb wie auch im Netzparallelbetrieb einen stabilen Arbeitspunkt bei konstanter Spannung und Frequenz aufrechterhalten kann sowie ein stabiles Verhalten bei definierten Störungen mit stationären und dynamischen Abweichungen vom Arbeitspunkt gewährleistet

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Grundvoraussetzung dabei ist die Fähigkeit Momentanreserveleistung und Momentanreserveenergie bereitzustellen.

3.1.11

netzbildende Einheit

Erzeugungseinheit, EZSE, Speicher oder regelbare Bezugseinheit, die über netzbildende Eigenschaften verfügt

3.1.12 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (Begriffssammlung)

3.1.12.1

netsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)

außerhalb des Frequenzbereichs von 49,8 Hz - 50,2 Hz zur Gewährleistung der Netzsicherheit erforderliche Beteiligung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungs- und Speicheranlagen, Speichern und kontinuierlich regelbaren Bezugseinheiten an der Primärregelung

3.1.12.2

Kleinsignalstabilität der netsicherheitsbasierten Primärregelung

Stabilitätseigenschaft der netsicherheitsbasierten Primärregelung einer Erzeugungsanlage im Fiktiven Inselnetzbetrieb innerhalb des unbeschränkten Wirkleistungsstellbereichs

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Kleinsignalstabilität der netsicherheitsbasierten Primärregelung ist dann gegeben, wenn mittels der Regeleinrichtung zur Frequenzregelung kleine Störungen der Wirkleistungsbilanz stabil ausgeregelt werden können und der sich ergebende neue Arbeitspunkt stabil gehalten werden kann (siehe auch Anhang A.II).

3.1.12.3

unbeschränkte netsicherheitsbasierte Primärregelung

Beiträge der netsicherheitsbasierten Primärregelung, die keinen wesentlichen typ- und/oder anlagenspezifischen Beschränkungen des Wirkleistungsgradienten innerhalb des vereinbarten Wirkleistungsstellbereichs unterliegen, so dass das Zeitverhalten die Anforderungen der Kleinsignalstabilität an die Primärregelung erfüllt

3.1.12.4

beschränkte netsicherheitsbasierte Primärregelung

Beiträge der netsicherheitsbasierten Primärregelung, die durch typ- und anlagenspezifische Beschränkungen von Wirkleistungsgradienten für festgelegte Wirkleistungsstellamplituden innerhalb des vereinbarten Wirkleistungsstellbereichs begrenzt sind

3.1.12.5

unbeschränkter Stellbereich der netsicherheitsbasierten Primärregelung

für die netsicherheitsbasierte Primärregelung ausgehend von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt verfügbare Stellbereich der Wirkleistung, für den keine typ- und/oder anlagenspezifischen Beschränkungen

dahingehend vorliegen, dass die Anforderungen der Kleinsignalstabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung eingehalten werden können

Anmerkung 1 zum Begriff: Der unbeschränkte Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist der Stellbereich, für den das dynamische Verhalten ausgehend von einem beliebigen stationären Arbeitspunkt (siehe auch Tabelle 2) bei Frequenzabweichungen i.d.R. annähernd linear ist. Der unbeschränkte Stellbereich der PRNB stellt sicher, dass eine Anlage in der Lage ist, kleine Auslenkungen von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt im Fiktiven Inselnetz stabil mit definierter Dämpfung auszuregeln.

3.1.12.6

beschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung insgesamt verfügbarer Stellbereich, der über den unbeschränkten Stellbereich hinausgeht, und für den typ- und anlagenspezifische Beschränkungen gelten

3.1.12.7

leistungsbezogene Statik der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

s

Steigung der Reglerkennlinie der netzsicherheitsbasierten Primärregelung außerhalb des Totbands, die die Änderung der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit in Abhängigkeit zu der Änderung der Netzfrequenz charakterisiert

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Statik lässt sich ermitteln als Betrag des Verhältnisses des auf die Nenndrehzahl n_n bzw. Nennfrequenz f_n bezogenen Wertes des Reglereingangssignals Δn bzw. Δf zur auf die Referenzleistung P_{ref} der Erzeugungseinheit bezogenen Wertes der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Leistungsänderung ΔP der Erzeugungseinheit:

$$s = \left| \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}}} \right| \text{ bzw. } s = \left| \frac{\frac{\Delta n}{n_n}}{\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}}} \right|$$

3.1.13

Bemessungswirkleistung

P_{rE}

vom Hersteller angegebene Wirkleistung der Erzeugungseinheit bei Nennbedingungen

3.1.14

stoßfreie Reglerumschaltung

Umschaltung oder Parameteränderung, ohne einen Sprung in den Stellgrößen einzuleiten, sodass die Ableitung der Zustandsgrößen des Systems vor und nach der Umschaltung die gleichen Werte annehmen müssen

3.1.15

systemstützende Eigenschaft

Eigenschaft einer Anlage, die hinsichtlich der Regeleinrichtung zur Wirkleistungsregelung am NAP derart ausgelegt ist, dass sie die Stabilität des Netzes jenseits des NAP stützt, ohne jedoch selbst netzbildende Eigenschaften zu besitzen

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anlage verfügt über keine bzw. keine ausreichende eigene Schwungmasse und ist deshalb auf die Hinzurechnung einer externen Schwungmasse angewiesen, zur Sicherstellung eines stabilen Regelverhaltens der Wirkleistungs-Frequenzregelung im Fiktiven Inselnetzbetrieb.

3.1.16

Trägheit

Bei einem gegebenen Leistungsungleichgewicht bestimmt die Trägheit die Änderungsgeschwindigkeit der Winkelgeschwindigkeit (Frequenz) des Spannungszeigers der inneren Spannung der netzbildenden Einheit

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Trägheit einer einzelnen Typ-1-Einheit wird durch die kinetische Rotationsenergie des Turbosatzes oder alternativ durch dessen Anlaufzeitkonstante als bezogene Größe beschrieben. Diese Anlaufzeitkonstante kann als Äquivalent zur Beschreibung der Trägheit weiterhin verwendet werden, wenn netzbildende Einheiten durch ihre Regelung eine in ihrer Wirkung gleichwertige Trägheit bereitstellen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der Beitrag einer einzelnen Einheit zur Systemträgheit entspricht der Trägheit der Einheit.

Anmerkung 3 zum Begriff: Die Systemträgheit beschreibt die gesamte kinetische Rotationsenergie der synchron umlaufenden Schwungmassen oder alternativ durch die Anlaufzeitkonstante als bezogene Größe. Diese Größen können als Äquivalent zur Beschreibung der Systemträgheit weiterhin verwendet werden, wenn umrichterbasierte netzbildende Einheiten durch ihre Regelung gleichwertig zur Systemträgheit beitragen. Die Systemträgheit definiert die Frequenzänderungsrate bei einer auftretenden Störung mit einem sich einstellenden Leistungsungleichgewicht zwischen dem Verbrauch (Last) und der momentan erzeugten Leistung im betrachtenden System (momentane Leistungsentbindung).

3.1.17 vorübergehende Mindestleistung

minimale über einen begrenzten Zeitraum von einer Typ-1-EZE/EZA erbringbare elektrische Leistung ohne Berücksichtigung der behördlichen Auflagen (z.B. Emissionsgrenzwerte) und Prozessvorgaben im Störfall und unterscheidet sich dadurch von der technischen Mindestleistung, in der die behördlichen Auflagen dauerhaft zu erfüllen sind

3.1.18 Maximum Power Point (MPP)

Arbeitspunkt einer Erzeugungseinheit, bei dem keine Drosselung zur Leistungsbegrenzung im Eingriff ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies gilt z.B. für eine Windenergieanlage unterhalb des Nennwindes, wenn deren eingespeiste Leistung nicht marktbedingt oder im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements abgesenkt wird.

3.1.19 Winkelsprungleistung

maximaler Wert des Verlaufs der Wirkleistungsänderung, die die netzbildende Einheit in der unmittelbaren Folge eines sich sprunghaft ändernden Winkels der Spannung im Übergang in den neuen Arbeitspunkt abgibt

3.1.20 zusätzliche Schwungmasse

separate mitrotierende Masse, die direkt mit dem Generator oder der Turbine bzw. mit diesem/dieser über eine Kupplung verbunden ist

3.2 Abkürzungen

ESCR	Effektives Kurzschlussverhältnis (en: Effective Short Circuit Ratio)
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZSE	Erzeugungs- und Speichereinheit
FSM	Frequency Sensitive Mode
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency
NAP	Netzanschlusspunkt
OVRT	Over Voltage Ride Through
UVRT	Under Voltage Ride Through
PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)
rL	Regelbare Last
SCR	Kurzschlussleistungsverhältnis (en: Short Circuit Ratio)

4 Netzbildende Typ-1-Einheiten

4.1 Anforderungen an netzbildende Typ-1-Einheiten

4.1.1 Grundsätzliche Anforderungen

4.1.1.1 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

Netzbildende Typ-1-Einheiten müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Es gelten hierbei die Anforderungen an das „Durchfahren schneller Frequenzänderungen“ nach Abschnitt 10.2.4.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

4.1.1.2 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante

In Bezug auf die Option zum Phasenschieberbetrieb und der Installation einer zusätzlichen Schwungmasse legt der Betreiber der Anlage die Eigenschaften der Anlage fest und gibt diese sowie die folgenden Massenträgheitsmomente gegenüber dem Netzbetreiber an:

- Massenträgheitsmoment des Generators
- Massenträgheitsmoment der zusätzlichen Schwungmasse mit gekoppeltem Generator
- Massenträgheitsmoment des gesamten Wellenstrangs (Gesamtsystem)

ANMERKUNG 1 Es bestehen keine Anforderungen an die Fähigkeit im Betrieb zwischen generatorischem Betrieb und Phasenschieberbetrieb zu wechseln.

ANMERKUNG 2 Bei einem relativ hohen T_A und Betrieb in Teillast kann der Abruf von Momentanreserve die stationär eingespeiste Leistung temporär überschreiten. In diesem Fall ist ein kurzzeitiger Betrieb mit Rückleistung zu ermöglichen und der Rückleistungsschutz geeignet zu parametrieren.

Bei Änderungen an Bestandsanlagen sind folgende Fälle zu unterscheiden:

- Bei Ergänzung einer zusätzlichen Schwungmasse ist das Massenträgheitsmoment der zusätzlichen Schwungmasse auszuweisen
- Bei der Ertüchtigung zum Phasenschieberbetrieb ist das Massenträgheitsmoment des Generators auszuweisen

4.1.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz

Es gelten ohne Einschränkungen die Abschnitte 5.1.2.1, 5.1.2.5, 5.1.2.6 und 5.1.2.7.

Es gilt Abschnitt 5.1.2.2, wobei folgende von Abschnitt 5.1.2.2 abweichende Anforderungen zu berücksichtigen sind:

- Bezüglich der Anforderungen an die **Statik und Dämpfung** im Bereich der PRNB ist **Punkt 1** des Abschnitts 5.1.2.2 einzuhalten, wobei die wirksame PRNB als proportionale Drehzahlregelung auszuführen ist. Zusätzlich ist als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik für Typ-1-EZE $P_{\text{b inst}}$ heranzuziehen und es ist bei der **Struktur und Parametrierung der Drehzahlregelung** ein Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ einzuhalten.
- Bezüglich des **Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz** im Bereich der PRNB ist **Punkt 5** des Abschnitts 5.1.2.2 einzuhalten, wobei anstelle des ersten Spiegelstrichs ausgehend von $P_{\text{b inst}}$ eine spontane Lastabschaltung auf den unteren Grenzwert des Stellbereichs nach Tabelle 3, maximal jedoch um 45 % von $P_{\text{b inst}}$ beherrscht werden muss. Zusätzlich muss eine Lastabschaltung mit beliebiger Amplitude, maximal jedoch 45 % $P_{\text{b inst}}$, innerhalb des Betriebsbereichs von $P_{\text{b inst}}$ und Mindestlast beherrscht werden.
- Für netzbildende Typ-1-EZE gelten zudem folgende **Besonderheiten im Bereich der PRNB**:

Jede Typ-1-EZE muss in der Lage sein zwischen den Betriebspunkten vorübergehende Mindestleistung- und Maximallast P_{Amax} auf Basis der PRNB einen Fiktiven Inselnetzbetrieb nach den Vorgaben dieses Abschnitts sicherzustellen. Die dafür nachgewiesenen systemstützenden Eigenschaften der EZE müssen im Netzbetrieb jederzeit innerhalb des PRNB Regelbereichs aktiv sein. Im Falle einer Umschaltung von Parametern und/oder Strukturen der Regeleinrichtungen bei der Aktivierung der PRNB (Überschreiten des 200 mHz Totbandes) und umgekehrt muss ein stabiler Betrieb der EZE gewährleistet sein.

ANMERKUNG 1 Es ist sicherzustellen, dass bei der Aktivierung der PRNB kein isochroner Betrieb erfolgt.

ANMERKUNG 2 Das Überschreiten des 200 mHz Totbandes kann auch mit beliebig kleinen Gradienten erfolgen.

Es gilt Abschnitt 5.1.2.3.

Es gilt Abschnitt 5.1.2.4, wobei folgende von Abschnitt 5.1.2.4 abweichende Anforderungen zu berücksichtigen sind:

- Folgende Einschränkung ist am Ende des ersten Absatzes des Abschnitts 5.1.2.4 zu ergänzen: Technologiebedingt ist für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen eine Reduzierung um 3 % $P_{b\ inst}$ im dynamischen Kurzzeitbereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig.
- Bei Gas- und Dampfturbinen ist bei abnehmender Drehzahl unterhalb von 49,5 Hz und unterhalb der in Bild 5 dargestellten Kurve, ein durch den Gas- oder Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe der Erzeugungseinheiten von nicht mehr als $10 \% \cdot P_{b\ inst} \cdot (49,5\text{ Hz} - f) / 1\text{ Hz}$ zulässig. Dies gilt auch für Verbrennungsmotoren. Bei darüberhinausgehendem Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe sind durch den Betreiber der Erzeugungsanlage die zugrunde zu legenden Umgebungsbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur) und die technischen Fähigkeiten nachweislich zu dokumentieren und die Zustimmung des Netzbetreibers einzuholen.

Für Typ-1-EZE mit Frequenzmessung gilt Abschnitt 5.1.2.7.

4.1.3 Priorisierung der Anforderungen

Es gelten die Anforderungen an die Priorisierung des Abschnitts 8.1 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

4.2 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für netzbildende Einheiten (Typ-1)

Der Abschnitt 4.2 wird separat veröffentlicht und der Fachöffentlichkeit zur Konsultation vorgelegt.

5 Netzbildende Einheiten (Typ-2, Speicher und regelbare Lasten)

5.1 Anforderungen an netzbildende Einheiten

5.1.1 Grundsätzliche Anforderungen

5.1.1.1 Spannungsquellenverhalten

Die netzbildende Einheit muss sich aus Sicht des Netzes an ihren Klemmen dauerhaft äquivalent zu einer Spannungsquelle hinter einer wirksamen Impedanz (Thevenin-Quelle) entsprechend dem Ersatzschaltbild für das Mitsystem nach Bild 1 verhalten, wobei die innere geregelte Spannungsquelle eine grundfrequente Mitsystemspannungsquelle sein muss. In Ausnahmefällen kann eine Gegensystemspannung eingepreßt werden.

Die wirksame Impedanz ist anteilig physikalisch (z.B. Kuppeltransformator, Filterinduktivität) und kann zusätzlich regelungstechnisch ausgeprägt sein.

Eine Spannungsquelle hinter einer vorrangig induktiven Impedanz ist dadurch gekennzeichnet, dass diese auf eine sprunghafte Änderung:

- der Spannungsamplitude des Netzes (vgl. Bild 1) instantan im Wesentlichen eine Blindstromänderung und
- des Spannungswinkels des Netzes (vgl. Bild 1) instantan im Wesentlichen eine Wirkstromänderung hervorruft.

Die Wirk- und Blindkomponenten des Mitsystem-Stroms $i_{P1,EZE}$ und $i_{Q1,EZE}$ an den Klemmen der netzbildenden Einheit können unter der Annahme, dass $r_{w,1} \ll x_{w,1}$, näherungsweise wie folgt mittels bezogener Größen beschrieben werden:

$$i_{P1,EZE} = \frac{p_{1,EZE}}{u_{1,EZE}} \approx -\frac{u_1}{x_{w,1}} \sin(\delta_1) \quad (1)$$

$$i_{Q1,EZE} = \frac{q_{1,EZE}}{u_{1,EZE}} \approx \frac{1}{x_{w,1}} (u_{1,EZE} - u_1 \cdot \cos(\delta_1)) \quad (2)$$

mit

$$\delta_1 = \varphi_{u1,EZE} - \varphi_{u1} \quad (3)$$

Dabei ist:

δ_1	Winkeldifferenz zwischen der Mitsystemspannung an den Klemmen und der Mitsystemspannung der inneren Spannungsquelle der EZE;
$\varphi_{u1,EZE}$	Spannungswinkel der Mitsystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit;
φ_{u1}	trägheitsbehafteter Spannungswinkel der Mitsystemspannung der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit;
$p_{1,EZE}$	von der netzbildenden Einheit an ihren Klemmen abgegebene/aufgenommene Wirkleistung im Mitsystem;
$q_{1,EZE}$	von der netzbildenden Einheit an ihren Klemmen abgegebene/aufgenommene Blindleistung im Mitsystem;
$r_{w,1}$	Wirkwiderstand der wirksamen Mitsystemimpedanz $z_{w,1}$ der netzbildenden Einheit;
$x_{w,1}$	induktiver Blindwiderstand der wirksamen Mitsystemimpedanz $z_{w,1}$ der netzbildenden Einheit;
u_1	Betrag der Mitsystemspannung der inneren Spannungsquelle der EZE;
$u_{1,EZE}$	Betrag der Mitsystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit.

Bei unsymmetrischen Netzbedingungen kann der Gegensystem-Blindstrom $i_{Q2,EZE}$ näherungsweise durch folgende Gleichung in bezogenen Größen beschrieben werden:

$$i_{Q2,EZE} \approx \frac{1}{x_{w,2}} (u_{2,EZE} - u_2 \cdot \cos(\delta_2)) \quad (4)$$

mit

$$\delta_2 = \varphi_{u2,EZE} - \varphi_{u2} \quad (5)$$

Dabei ist:

δ_2	Winkeldifferenz zwischen der Gegensystemspannung an den Klemmen und der Gegensystemspannung der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit;
$\varphi_{u2,EZE}$	Spannungswinkel der Gegensystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit;
φ_{u2}	Spannungswinkel der Gegensystemspannung der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit;
$x_{w,2}$	induktiver Blindwiderstand der wirksamen Gegenimpedanz $z_{w,2}$ der netzbildenden Einheit;
u_2	Betrag der Gegensystemspannung der inneren Spannungsquelle der EZE;
$u_{2,EZE}$	Betrag der Gegensystemspannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit.

Der Wert von $\cos(\delta_2)$ ist typischerweise eins, solange keine Einspeisung von Wirkstrom im Gegensystem erfolgt.

ANMERKUNG 1 Es wird hiermit das gewünschte Verhalten an den Klemmen und explizit kein Regelungskonzept beschrieben.

Solange die Stromgrenzen (vgl. Abschnitt 5.1.1.4.4) der netzbildenden Einheit nicht erreicht sind, muss die (grundfrequente) regelungstechnische Impedanz konstant gehalten werden.

Die bei Änderungen der Netzspannungsamplitude wirksame Impedanz z_w ist für Neuanlagen so auszulegen, dass die netzbildende Einheit ohne Eingriff der Strombegrenzung folgenden Maximalwert $z_{w,max}$ nicht überschreitet:

- a) ohne Einheitentransformator (bzw. auf Niederspannungsseite der Einheit): 0,27 p.u. oder
- b) inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mittelspannungsseite der Einheit): 0,35 p.u. oder
- c) ggf. auf Hochspannungsebene: 0,50 p.u.

Bei doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren darf die obere Grenze der Impedanz alternativ durch die physikalische transiente Reaktanz des Asynchrongenerators zuzüglich der Ständerresistenz des Asynchrongenerators und der Impedanz des Einheitentransformators bestimmt werden.

ANMERKUNG 2 Als Basiswert zur Bestimmung der Impedanzen in p.u. gilt die Nennwirkleistung.

Für umgerüstete Bestandsanlagen gilt alternativ, dass die regelungstechnische Impedanz so auszulegen ist, dass sie innerhalb der Auslegungsgrenzen der netzbildenden Einheit einen Maximalwert von 0,2 p.u. nicht überschreitet.

ANMERKUNG 3 Es werden in diesem FNN Hinweis keine Anforderungen an die minimale wirksame Impedanz gestellt.

Die wirksame Gegensystemimpedanz ist im Normalbetrieb grundsätzlich gleich der wirksamen Mitsystemimpedanz auszulegen. Für netzbildende Einheiten mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator

sind kleinere Werte der Gegensystemimpedanz zulässig wenn sonst eine Höherauslegung des Umrichters erforderlich wäre.

ANMERKUNG 4 Es wird empfohlen, dass das R/X-Verhältnis der regelungstechnischen Impedanz möglichst klein gewählt wird (im Bereich von ca. 0,1).

Bei einem Spannungswinkelsprung an der EZE-Klemme muss die netzbildende Einheit innerhalb ihrer Stromgrenzen eine Winkelsprungleistung an der EZE-Klemme entsprechend der folgenden Vorgaben liefern. Für den jeweiligen Maximalwert $\Delta i_{P1,EZE,max}$ der durch den Sprung des Phasenwinkels der Spannung ausgelöste Wirkstromreaktion $\Delta i_{P,EZE}$ gilt:

$$\Delta i_{P1,EZE,max} = -\frac{1}{Z_{w,max}}(\sin(\delta_{n1}) - \sin(\delta_{v1})), \quad (6)$$

mit δ_{v1} und δ_{n1} als Winkel der Mitsystemspannung an der EZE-Klemme vor (v) und nach (n) dem Ereignis.

Für die Wirkstromreaktion $\Delta i_{P,EZE}$ gilt:

- In vermarktete Richtung müssen mindestens 50 % von $\Delta i_{P1,EZE,max}$ bereitgestellt werden, wobei eine Leistungsänderung auf Werte $\geq 45 \% P_{E,max}$ beschränkt werden darf.
- In nicht vermarktete Richtung müssen mindestens 5 % von $\Delta i_{P1,EZE,max}$ bereitgestellt werden, wobei eine Leistungsänderung auf Werte $\geq 5 \% P_{E,max}$ beschränkt werden darf. Für Bestandsanlagen gilt bezüglich der Bereitstellung von $\Delta i_{P1,EZE,max}$ keine Anforderung in nicht vermarktete Richtung.

Zur Bewertung von $\Delta i_{P,EZE}$ sind Momentanwerte heranzuziehen.

ANMERKUNG 5 Es wird davon ausgegangen, dass die Winkelsprungleistung nicht ausschließlich durch die wirksame Impedanz beeinflusst wird, sondern zum Beispiel auch durch regelungstechnische Maßnahmen zur Dämpfung.

Gegensystemkomponenten der Spannungsquelle sind zulässig, sofern sie dazu dienen, an den Klemmen eine möglichst symmetrische Spannung zu gewährleisten oder eine dauerhafte Belastung durch unsymmetrische Ströme auf Werte $> 3 \% I_T$ zu limitieren.

Das Spannungsquellenverhalten ist eine permanente und grundlegende Eigenschaft, die auch erhalten werden muss, wenn die netzbildende Einheit in eine Begrenzung läuft (Strombegrenzung). Nach Erreichen der Stromgrenze (siehe auch Abschnitt 5.1.1.4.4) darf nach Spannungswinkelsprüngen und sprunghaften Änderungen der Spannungsamplitude für bis zu 40 ms ein Current-Clipping erfolgen. Um ein anhaltendes Current-Clipping zu vermeiden, ist es zulässig, den Strom auf 95 % des Stromes, bei dem Current-Clipping auftreten würde auszuregeln, mindestens jedoch auf I_T .

ANMERKUNG 6 Current-Clipping zeigt sich durch eine wesentliche Verzerrung im Ausgangsstrom der netzbildenden Einheit.

Befindet sich die EZE im Zustand der Strombegrenzung, so soll auf Systemereignisse in Richtung einer Aufhebung der Begrenzung unter Aufrechterhaltung des Spannungsquellenverhaltens reagiert werden. Dabei darf von der stationär wirksamen Impedanz abgewichen werden.

ANMERKUNG 7 Entsprechend des Spannungsquellenverhaltens (Thevenin-Quelle) erfolgt beim Auftreten eines Ereignisses innerhalb des Netzes am oder jenseits des NAP eine instantane Anpassung des Stroms bzw. der elektrischen Leistung an den Klemmen der netzbildenden Einheit entsprechend der über den NAP jeweils wirksamen Impedanz (physikalische und regelungstechnische Impedanz) auf Basis physikalischer Phänomene (z.B. elektromagnetische Ausgleichsvorgänge). Dies erfordert einer sich ändernden Winkeldifferenz (Winkel der inneren Spannungsquelle gegenüber dem Spannungswinkel am NAP bzw. den Klemmen der netzbildenden Einheit) mit einer vorzeichenrichtigen Leistungsänderung entgegenzuwirken. Der Nachweis der Spannungseinprägung erfolgt durch die Nachweise zur Eigenstabilität im Fiktiven Inselnetz.

ANMERKUNG 2 Dies schränkt die Regeldynamik bzgl. Frequenz-/Leistungspendelungen gemäß Abschnitt 5.1.1.10 nicht ein.

Für netzbildende Anlagen im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130 wird die Anforderung an das Regelverhalten der Blindleistung wie folgt angepasst: "Die maximal zulässige Anschlagzeit für das Erreichen des Blindleistungssollwerts muss von der Erzeugungsanlage zwischen 5 s und 60 s eingestellt werden können. Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 30 s. Die maximal zulässige Einschwingzeit für das Erreichen des Blindleistungssollwertes wird vom relevanten Netzbetreiber im Bereich zwischen 5 s und 60 s vorgegeben, wobei die Toleranz für die Blindleistungsabgabe im statischen Zustand höchstens 5 % der maximalen Blindleistungsabgabe beträgt."

5.1.1.4 Kontinuierliche Spannungsregelung für netzbildende Einheiten

5.1.1.4.1 Allgemeines

Netzbildende Einheiten müssen über eine kontinuierliche Spannungsregelung verfügen. Diese ist der statischen Spannungshaltung unterlagert und dauerhaft aktiv. Die kontinuierliche Spannungsregelung bildet alle regelungstechnischen Vorgänge hinsichtlich der Amplitude der Spannungsquelle einschließlich wirksamer Impedanz aus Abschnitt 5.1.1.1 ab.

Die Spannungsregelung ist so auszulegen, dass die Anforderungen an diese auch im Verbund mit mehreren netzbildenden Einheiten parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.

ANMERKUNG 1 Die übergeordneten Anforderungen an die statische Spannungshaltung nach Abschnitt 10.2.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel beziehen sich auf die netzbildende Anlage.

ANMERKUNG 2 Eine beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen Spannungsregelung bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit findet sich in Bild 2.

Für netzbildende Einheiten, die aufgrund der Verfügbarkeit der Primärenergie eine Wirkleistung von $\leq 5\%$ $P_{E\max}$ einspeisen, gelten Anforderungen an die Spannungsregelung außerhalb des quasistationären Betriebsbereichs nach Können und Vermögen.

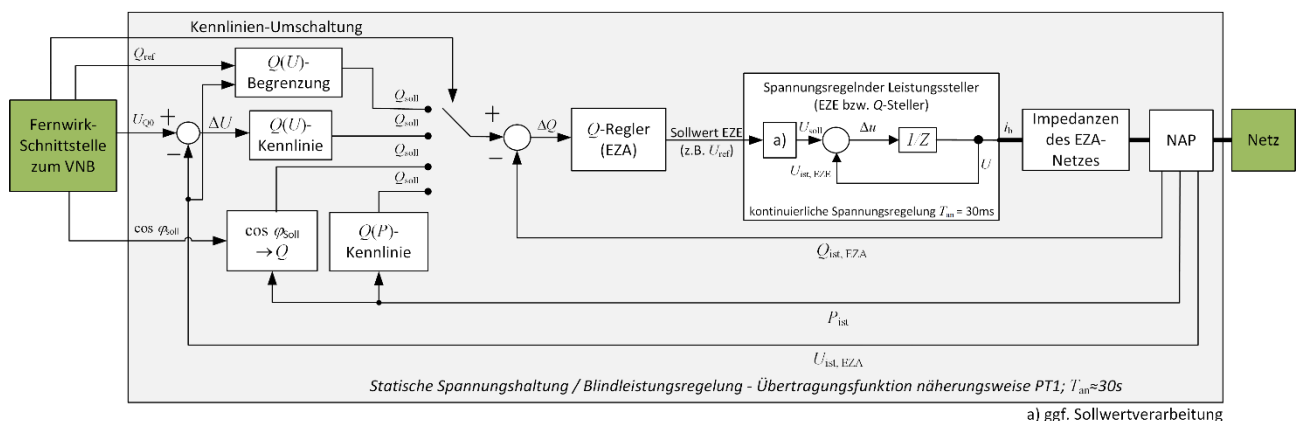


Bild 2 Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen Spannungsregelung bei Umsetzung in der netzbildenden Einheit

5.1.1.4.2 Kontinuierliche Spannungsregelung

Voraussetzung für eine stabile Spannungsregelung ist die Stabilität des geschlossenen Spannungsregelkreises mit einer maximalen Anschlagzeit und Mindestdämpfung bei einer Impedanz, die sich aus der Impedanz des Anlagennetzes und der Impedanz des äußeren Netzes zusammensetzt (vgl. Bild 1). Die Spannungsregelung muss dabei die genannten Stabilitätsanforderungen für einen Wertebereich des

Kurzschlussleistungsverhältnisses an der EZE-Klemme von $SCR \geq 1$ erfüllen. Die Spannungsregelung muss die genannten Stabilitätsanforderungen auch für einen Betrieb in der Fiktiven Insel erfüllen.

Dies ist durch ein adäquates Design der Spannungsregelung zu gewährleisten. Dabei ist insbesondere zu beachten, dass die Sollwerte in jedem Betriebszustand so zu begrenzen sind, dass sie nicht zu Schutzauslösungen führen können.

Die Anforderungen gelten nur solange, wie die Voraussetzungen der statischen Spannungsstabilität zur Übertragung der abgegebenen Leistung erfüllt sind.

Die Regelung der Spannung an der Klemme der netzbildenden Einheit erfolgt im Sinne einer geregelten Spannungsquelle hinter einer wirksamen Impedanz z_w gemäß Abschnitt 5.1.1.1 und weist somit im gesamten unbeschränkten Arbeitsbereich ein Proportionalverhalten ohne Totband auf.

ANMERKUNG *Das Proportionalverhalten entspricht dem im Kontext von netzfolgenden Anlagen verwendeten k -Faktor bzw. dem Kehrwert der wirksamen Impedanz im eingeschwungenen Zustand.*

Insbesondere soll bei einem Amplitudensprung der Spannung an den Klemmen der netzbildenden Einheit eine Stromreaktion erfolgen, die auf eine konstante Spannungsquelle hinter einer konstanten Impedanz schließen lässt. Dies ist erfüllt, wenn im unbegrenzten Arbeitsbereich ausgehend von einem Arbeitspunkt die Verdopplung eines an der Klemme der netzbildenden Einheit eingeprägten Spannungssprungs zu einer Verdoppelung der Blindstromänderung führt. Hierbei sind jeweils die Werte im eingeschwungenen Zustand zu betrachten.

Es gilt bzgl. der Linearität eine Toleranz von $(\Delta u_I / \Delta i_I) / (\Delta u_{II} / \Delta i_{II}) = 100 \% \pm 15 \%$. Dabei sind Δu_{II} und Δu_I die beiden Spannungssprünge ggü. dem ursprünglichen Arbeitspunkt und Δi_I und Δi_{II} die daraus jeweils resultierenden Blindstromänderungen.

5.1.1.4.3 Dynamische Anforderungen

Bei einer Änderung des Sollwertes für die kontinuierliche Spannungsregelung der netzbildenden Einheit darf die Anschlagzeit innerhalb des Abschnittes 10.2.3.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel angegebenen Kurzschlussleistungsbereiches maximal 1 s betragen.

Bei einer sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung bei konstantem Sollwert werden folgende Anforderungen an die Dynamik des sich aus der Spannungsregelung ergebenden Stromes gestellt:

- Anschlagzeit des Scheinstromes: $T_{an_90\%} \leq 10 \text{ ms}$
- Einschwingzeit des Blindstromes: $T_{ein_Ax} \leq 60 \text{ ms}$
- Dämpfung des Blindstromes: $D \geq 0,3$.

Die Anschlagzeit ist unter Einhaltung der Anforderungen an die Dämpfung für den gesamten Kurzschlussleistungsbereich so gering wie möglich zu halten.

Die Anschlagzeit und die Einschwingzeit werden dabei auf den Endwert bezogen. Die Einschwingtoleranzen betragen $+20 \% I_T$ und $-10 \% I_T$ für $\Delta I_b > 0$ bzw. $-20 \% I_T$ und $+10 \% I_T$ für $\Delta I_b < 0$.

Für netzbildende Einheiten mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren wird die Dämpfung nach Ablauf der Einschwingzeit bewertet.

ANMERKUNG 1 Als Beginn einer sprunghaften Änderung der Amplitude der Klemmenspannung wird der Moment definiert, in dem eine Änderung des Betrages der Klemmenspannung im $\alpha\beta$ -System von 10 % des Endwertes der Spannungsänderung, erreicht wurde.

ANMERKUNG 2 Für die Bewertung der Einhaltung der Anschwingzeit werden die Momentanwerte verwendet. Für die Bewertung der Einhaltung der Einschwingzeit und Dämpfung ist die Obergrenze von 80 ms (Einschwingzeit) zu berücksichtigen, da die Ermittlung von Mit- und Gegensystemgrößen über einen 20 ms Zeitraum stattfindet.

5.1.1.4.4 Verhalten bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen

Über die Anforderungen nach Abschnitt 5.1.1.1 hinaus hat bei Erreichen der Stromgrenzen eine Strombegrenzung betragsmäßig zu erfolgen.

ANMERKUNG Eine direkte Priorisierung von Wirk- oder Blindstrom ist grundsätzlich unzulässig. Die Aufteilung zwischen Wirk- und Blindstrom wird durch die Regelungsfunktionen zur Sicherstellung der Anforderungen an die netzbildende Einheit nach diesem FNN Hinweis bestimmt.

Ist die Notwendigkeit einer Strombegrenzung nicht mehr gegeben, muss die netzbildende Einheit unverzüglich in den Betriebszustand ohne Strombegrenzung übergehen, der sich zu diesem Zeitpunkt aufgrund der jeweiligen Anforderungen an das dynamische Verhalten der netzbildenden Einheit ergibt.

5.1.1.4.5 Verhalten bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_c \pm 10 \% U_c$

Falls sich die Netzspannung nach einem Fehler entsprechend Abschnitt 5.1.1.5 wieder innerhalb des Spannungsbandes von $U_c \pm 10 \% U_c$ befindet und der Wirkstrom der Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert wurde, muss dieser sofort nach Fehlerende so schnell wie möglich gesteigert werden, bis der Vorfehlerwert des Wirkstromes oder der Wirkleistung erreicht ist. Vorbehaltlich des Einflusses ggf. erbrachter Momentanreserve, sollte die Anschwingzeit dabei maximal 1 s betragen. Höhere Anschwingzeiten sind zu begründen.

Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator darf bei Fehlern, bei denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen $25 \% U_n$ unterschritten haben, die Anschwingzeit bis zu 1,0 s betragen. Zudem darf bei aufeinanderfolgenden Fehlern, bei denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen $25 \% U_n$ unterschritten haben, frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers die Anschwingzeit für den Wirkstrom maximal 5 s betragen.

Vorübergehende Überspannungen im Mitsystem an der EZE bei Spannungswiederkehr sind bezogen auf den stationären Endwert der Klemmenspannung auf 5 % zu begrenzen. Bei Inbetriebsetzung der netzbildenden Einheit nach dem 31.12.2027 gilt anstelle von 5 % ein Wert von 2,5 %. Spannungsänderungen, die auf das Wirkleistungsverhalten zurückzuführen sind, sind davon ausgenommen. Der stationäre Endwert der Klemmenspannung ermittelt sich dabei unter der Annahme eines durch die überlagerte statische Blindleistungsregelung als konstant vorgegebenen Spannungssollwertes.

5.1.1.5 Robustheit gegen kurzzeitige Über- und Unterspannungsereignisse (O-/UVRT-Robustheit)

Anstelle der Anforderungen des Abschnitts 10.2.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gelten für netzbildende Typ-2-Anlagen folgende Anforderungen bzgl. des Durchfahrens von Netzfehlern, die sich in kurzzeitigen Überspannungen (Over Voltage Ride Through – OVRT) oder Unterspannungen (Under Voltage Ride Through – UVRT) bemerkbar machen:

Ziel der O-/UVRT-Robustheit ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Systemstabilität zu verhindern.

ANMERKUNG 1 Ereignisse, die zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen führen, sind typischerweise Netzfehler (Kurzschlüsse), können aber auch andere Ursachen haben. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der Begriff Netzfehler verwendet.

Netzbildende Einheiten müssen die Anforderungen an die O-/UVRT-Robustheit erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz. Hilfsaggregate, die ggf. nicht Bestandteil der zertifizierten netzbildenden Einheit, aber für den Betrieb der netzbildenden Einheit erforderlich sind, dürfen die Fähigkeit der netzbildenden Einheit zur Erfüllung der Anforderungen nicht unterlaufen.

Es gelten dabei folgende Anforderungen:

a) Die netzbildenden Einheiten dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen:

- Solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der in Bild 14 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 bzw. Bild 12 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 dargestellten Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die Überspannungs-Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der netzbildenden Einheit nicht zur Instabilität der netzbildenden Einheit und nicht zu einer Trennung vom Netz kommen, wenn das am Netzanschlusspunkt verbleibende Kurzschlussleistungsverhältnis nach Fehlerklärung größer ist als drei.
- Zur Beurteilung der O-/UVRT-Grenzkurven⁴ bei Spannungsrückgang ist jeweils die kleinste der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die größte der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (Details siehe Anhang B.4).
- Als Zeitpunkt für den Fehlerbeginn (und damit für den Bezugspunkt $t = 0$ in Bild 14 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 12 (VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130)) wird das Auftreten des folgenden Ereignisses definiert:

- Spannungen $> 1,1 U_C$ oder $< 0,9 U_C$.

Als Kriterium für das Fehlerende wird das folgende Ereignis festgelegt:

- Wiedereintritt aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich von $U_C \pm 10 \% U_C$;

Bezugspunkt für diese Anforderung an die Robustheit gegenüber Netzfehlern ist der Netzanschlusspunkt.

b) Die netzbildenden Einheiten müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden Netzfehlern ausgelegt sein.

- Netzbildende Einheiten müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern zu durchfahren, solange 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 $P_{E_{\max}} \cdot 2$ s ist.

ANMERKUNG 2 Zur Umsetzung dieser Anforderung sind keine technischen Lösungen vorgeschrieben. Entsprechend sind sowohl thermische Betrachtungen (beispielsweise der Einsatz von Chopperwiderständen) als auch äquivalente Kriterien zulässig.

Netzbildende Einheiten mit Anschluss an ein Verteilnetz mit isolierten Sternpunkten oder mit Erschlusskompensation dürfen sich bei einem einpoligen Fehler (Erdschluss) nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund der Sternpunktbehandlung des Mittelspannungs-Verteilnetzes einpolige Fehler zu signifikanten

⁴ Auch als „FRT-Grenzkurven“ bezeichnet

Einbrüchen der verketteten Netzspannung führen (Erd-Kurzschluss), ist die Kennlinie für den zweipoligen Fehler in Bild 13 und Bild 14 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4110 bzw. Bild 11 und Bild 12 für netzbildende Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 anzuwenden.

ANMERKUNG 3 Die FRT-Kurven nach Bild 13 und Bild 14 bzw. Bild 11 und Bild 12 beschreiben die Mindestanforderungen an das Verbleiben der Erzeugungsanlage am Netz. Sie sind nicht dafür konzipiert, einen Unterspannungsschutz zu parametrieren.

Nach Fehlerklärung kommt es aufgrund der dynamischen Wechselwirkungen zwischen Netzbildender Einheit und Netz zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Ausgleichsvorgang in der Spannung (Netzanschlusspunkt wie auch Eigenbedarfsspannung). Über- und Unterspannungsereignis treten dabei zeitlich unabhängig voneinander auf, können aber dieselbe Ursache haben. Dies muss bei der Auslegung der Netzbildenden Einheit berücksichtigt werden.

Die in 10.2.3.2 und 10.2.3.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel beschriebenen Anforderungen (siehe auch Bild 14 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 12 (VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130)) müssen nicht erfüllt werden, wenn eine auftretende kurzzeitige Spannungserhöhung Δu_{NAP} (Differenz der höchsten Leiter-Leiter-Spannung am Netzanschlusspunkt zu deren 1-Minuten-Mittelwert $U_{1\text{min}}$ bei Fehlerbeginn bezogen auf die vereinbarte Versorgungsspannung) die Grenzkurve nach Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130) überschreitet.

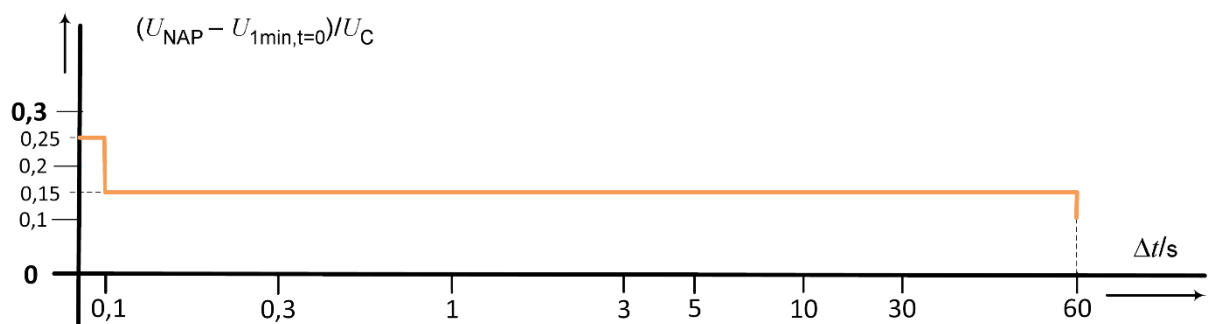


Bild 3 Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen (Bild 12 (VDE-AR-N 4110) bzw. Bild 10 (VDE-AR-N 4120))

An Kundenanlagen mit netzbildenden Einheiten werden die Anforderungen an die dynamische Netzstützung separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen gestellt.

Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Mittelspannungsnetz durch schutztechnische Vorgaben des Netzbetreibers verkürzt werden.

5.1.1.6 Synchronität und Winkelstabilität

Die Synchronität der inneren Spannungsquelle der netzbildenden Einheit mit dem Netz ist betrieblich fortlaufend als auch bei den auslegungsrelevanten Ereignissen nach diesem FNN Hinweis zu erhalten. Unterhalb von Restspannungen von 20 % an den Einheitenklemmen gilt diese Anforderung nur nach Können und Vermögen. Die Anforderungen nach Abschnitt 5.1.1.5 sind davon unberührt.

ANMERKUNG 1 Im quasistationären Betrieb ist die Dynamik, mit der der Winkel zwischen der inneren Spannungsquelle und der Netzspannung nachgeführt wird, maßgeblich von T_A abhängig.

ANMERKUNG 2 Bei einer Instabilität der Einheitenregelung oder Anlagenregelung gilt Abschnitt 10.5.2 für Typ-2-Anlagen der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel.

5.1.1.7 Auslegung des netzseitigen Umrichters

Aus der Bereitstellung von Momentanreserve resultieren keine zusätzlichen Anforderungen an den Bemessungsscheinstrom der netzbildenden Einheit. Die Ausnutzung einer temporären Überstromfähigkeit jenseits des Bemessungsscheinstroms ist ausdrücklich erlaubt.

5.1.1.8 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

Netzbildende Einheiten müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Es gelten hierbei die Anforderungen an das „Durchfahren schneller Frequenzänderungen“ nach Abschnitt 10.2.4.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel. Zusätzlich ist bezüglich der Frequenzmessung bzw. der Ermittlung des RoCoF der Abschnitt 5.1.2.7 zu beachten.

ANMERKUNG Der in Abschnitt 5.1.1.12 im Bild 4 gezeigte Frequenzverlauf ist *ohne Trennung der Anlage vom Netz* zu durchfahren.

5.1.1.9 Netzparallelbetriebsfähigkeit

Eine netzbildende Einheit muss netzparallelbetriebsfähig sein. Die Netzparallelbetriebsfähigkeit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die netzbildende Einheit nicht ausschließlich die hier festgelegten Anforderungen in Bezug auf einen definierten Netzanschlusspunkt erfüllen muss, sondern mit Typ-1-EZE, anderen netzbildenden Einheiten und netzfolgenden Typ-2-Einheiten (EZE, EZSE, Speicher und rL), die für sich betrachtet jeweils den Nachweis der Einhaltung der festgelegten Anforderungen in Bezug auf einen einzelnen Netzanschlusspunkt erbracht haben, stabil betrieben werden kann. Diese Anforderung ist für geeignete Betriebssituationen mit einem ESCR (siehe Anhang A.III) von 1.0, 3.0 und 25.0 an den EZE-Klemmen nachzuweisen.

ANMERKUNG Die Fähigkeit zum Betrieb der netzbildenden Einheit für SCR- beziehungsweise ESCR-Werte gegen Null wird durch den Nachweis der Stabilität im Fiktiven Inselnetz im entsprechenden Nachweisabschnitt abgedeckt.

5.1.1.10 Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen

Die durch den kontinuierlichen Vorgang der Synchronisierung (Austausch von synchronisierender Leistung) der netzbildenden Einheit mit dem elektrischen Netz am NAP entstehenden Frequenz-Leistungspendelungen sind durch die netzbildende Einheit über den gesamten Frequenzbereich zwischen 0,05 Hz und 10 Hz zu dämpfen. Die netzbildende Einheit muss über eine Dämpfungsfähigkeit verfügen, die basierend auf der Auswertung der elektrischen Leistung unabhängig von der Frequenz der netzbildenden Einheit auf Leistungsabweichungen auch bei nahezu unverändertem Winkel der inneren Spannungsquelle einen dämpfenden Beitrag erzeugt. Das Dämpfungsmaß ohne Berücksichtigung des Einflusses der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (siehe Abschnitt 5.1.2) darf einen Wert von 0,5 nicht unterschreiten. Die Anforderungen an die Dämpfung müssen für einen SCR-Wert von 3 und größer an den Klemmen der netzbildenden Einheit eingehalten werden. Der Einfluss der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf das Dämpfungsmaß der Frequenz-Leistungspendelungen muss stets positiv sein.

ANMERKUNG Das hier betrachtete Dämpfungsverhalten bezieht sich auf den Wirkungskreis der Leistungs-Synchronisationsregelung der Einheit in der Grundswingungsleistung.

Die dauerhafte Erbringung von Synchronisierungs- bzw. Dämpfungsleistung als Reaktion auf netzseitig auftretende Oszillationen ist dabei für netzbildende Einheiten nur im Rahmen der Begrenzungen der mechanischen Strukturen der Erzeugungseinheit vorgeschrieben, die durch die auftretenden Wirkleistungspendelungen nicht kritisch angeregt werden dürfen.

5.1.1.11 Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante

Sind für eine netzbildende Einheit im Betrieb unterschiedliche Werte von T_A vorgesehen, so sind diese auszuweisen und alle erforderlichen Nachweise darauf anzuwenden.

Bei netzbildenden Einheiten, die richtungsabhängige Momentanreserve anbieten, ist die Anlaufzeitkonstante für positive Momentanreserve $T_A = T_{A,pos}$ oder eine Anlaufzeitkonstante für negative Momentanreserve $T_A = T_{A,neg}$ zu berücksichtigen. Das so festgelegte T_A muss in allen Betriebsbereichen aufrecht erhalten werden, solange keine zulässigen Begrenzungen entsprechend Abschnitt 5.1.1.12 greifen. Netzbildende Einheiten, die sowohl positive als auch negative Momentanreserve anbieten, sind hinsichtlich der Anlaufzeitkonstanten symmetrisch auszulegen mit $T_A = T_{A,pos} = T_{A,neg}$.

Eine stationäre Reduktion der aufgenommenen Primärenergie (Androsselung) mit dem Ziel, diese Leistungsreserve für positive Momentanreserve zu nutzen, ist zulässig.

ANMERKUNG 1 Solange keine zulässigen Begrenzungen entsprechend Abschnitt 5.1.1.12 eingreifen, ist die Beziehung $T_A \cdot d\omega/dt = p_{gen} - p_{ist} - p_D$ einzuhalten, wobei p_{gen} der primärseitig erzeugten Leistung, p_{ist} der abgegebenen elektrischen Leistung und p_D der Dämpfungsleistung entsprechen.

Der Bereich der Wirkleistungsarbeitspunkte in dem die vermarktete Momentanreserve vollumfänglich abgerufen werden kann, ist anzugeben.

ANMERKUNG 2 Dieser Arbeitsbereich dient im Rahmen der marktlichen Beschaffung zur Ermittlung der Verfügbarkeit.

ANMERKUNG 3 Beim Abruf der Momentanreserve sind für netzbildende Erzeugungseinheiten Arbeitspunkte mit Rückleistung und für netzbildende EZSE bzw. Speicher Arbeitspunkte mit Wirkleistungsumkehr zulässig.

5.1.1.12 Anforderungen an die Momentanreserveleistung und -Energie

Die in den Abschnitten 5.1.1.4 (Kontinuierliche Spannungsregelung), 5.1.1.5 (O-/UVRT-Robustheit) und 5.1.2 (Über- und Unterfrequenzverhalten) festgelegten Anforderungen, sowie der Referenzverlauf der Frequenz am NAP nach Bild 4 sind stabil zu durchfahren, wobei die Anlaufzeitkonstante T_A nach den in den hier genannten Abschnitten jederzeit nachweisbar erhalten sein muss.

Von dem festgelegten T_A kann vorübergehend in den folgenden Betriebssituationen der netzbildenden Einheit abgewichen werden, wenn:

- a) beim Erreichen der Auslegungsgrenzen des Umrichters die Strombegrenzungsfunktion aktiv ist.
- b) die Anforderungen an die Spannungsregelung / FRT, PRNB, Referenzfrequenzverlauf erfüllt sind und in darüber hinaus gehenden Betriebssituationen Momentanreserve-Energie angefordert werden würde.
- c) zum Erhalt der Stabilität (Verbleiben am Netz, Transiente Stabilität) eine Winkelbegrenzungsfunktion aktiviert werden muss.

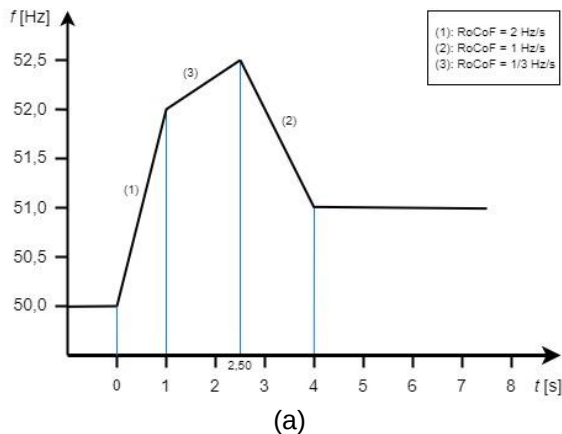
Für das Durchfahren des Referenzfrequenzverlaufes nach Bild 4 gilt die Kurve (a) bei der Vermarktung negativer Momentanreserve und die Kurve Bild 4 (b) bei Vermarktung von positiver Momentanreserve bei einem SCR von jeweils 3 am NAP⁵. Bei der Vermarktung symmetrischer Momentanreserve sind die Kurven (a) und (b) gleichermaßen zu durchfahren.

⁵ Nach dem Erreichen eines Frequenzmaximums oder –Minimums ist auch Momentanreserve in die entgegengesetzte Richtung mit der entsprechenden Anlaufzeitkonstante bereitzustellen, um dem Frequenzabfall oder Frequenzanstieg in gleicher Weise entgegenzuwirken.

ANMERKUNG 1 Die benötigte Energie für die Bereitstellung von Momentanreserve ist nicht zwangsläufig durch einen dedizierten Energiespeicher bereitzustellen. Stattdessen können bereits vorhandene Energiespeicher, Bremswiderstände oder sonstige Regelungsfunktionen ausgenutzt werden, um den ggf. zusätzlich benötigten Energiespeicher zu minimieren.

Bei Ereignissen, die zum Abruf von Momentanreserveleistung bzw. -energie jenseits einer Auslegung nach Bild 4 führen würden, kann vorübergehend von dem festgelegten T_A abgewichen werden

I) Negative Momentanreserve



II) Positive Momentanreserve

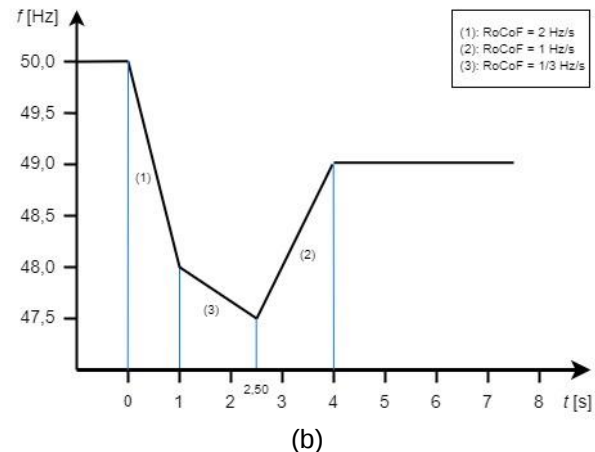


Bild 4 Referenzfrequenzverläufe zum Nachweis von Momentanreserveleistung und -energie

ANMERKUNG 2 Aufgrund der Frequenzschwankungen im Normalbetrieb (in einem Bereich von ca. ± 50 mHz um die Istfrequenz) kann es bei der Bereitstellung unsymmetrischer Momentanreserve prinzipbedingt zu Wirkleistungseinbußen kommen. Dies sollte bei der Auslegung berücksichtigt werden.

Nach der Erbringung von Momentanreserveenergie darf die netzbildende Einheit die Energie des internen Speichers aus dem Netz ausgleichen. Hierfür gilt für Anlagen, die unsymmetrisch Momentanreserve anbieten:

- nach Erbringung von positiver Momentanreserve darf die vom internen Speicher aufgenommene Energie maximal das 1,5-fache der abgegebenen Energie betragen.
- nach Erbringung von negativer Momentanreserve darf die vom internen Speicher abgegebene Energie maximal das 1,5-fache der aufgenommenen Energie betragen.

ANMERKUNG 3 Bei einem Betrieb im Maximum Power Point (MPP) einer Windkraftanlage wird durch die Bereitstellung von positiver Momentanreserve ein Arbeitspunkt angefahren, der darauffolgend zu einer vorübergehend reduzierten Leistungseinspeisung führt.

5.1.2 Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz

5.1.2.1 Allgemeines

Steigt bzw. fällt die Netzfrequenz außerhalb des Frequenzbandes von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$, haben sämtliche netzbildende Einheiten an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (PRNB) teilzunehmen.

ANMERKUNG 1 Ein solches Ereignis, das zum Verlassen des Frequenzbandes von $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ führt, kann beispielsweise dann auftreten, wenn ein sehr hohes Leistungsungleichgewicht nicht mehr durch die marktbasierende Primär- und Sekundärregelung stationär ausgeglichen werden kann. Dieses Frequenzband kann vorübergehend auch aufgrund der begrenzten dynamischen Eigenschaften der marktbasierenden Primär- und Sekundärregelung überschritten werden.

Die Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann je nach Erzeugungstechnologie Einschränkungen unterliegen.

ANMERKUNG 2 Einschränkungen ergeben sich insbesondere durch beschränkte Stellgeschwindigkeiten (Wirkleistungsgradienten) außerhalb einer anlagenspezifisch festgelegten Stellamplitude.

Bezüglich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann zwischen dem unbeschränkten und dem beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit unterschieden werden. Eine Differenzierung zwischen dem unbeschränkten und beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit erfolgt technologiespezifisch durch Tabelle 2 und Tabelle 3. Innerhalb der jeweils typspezifischen Wirkleistungsstellbereiche bezieht sich der Bereich der unbeschränkten Stellgeschwindigkeit nach Tabelle 2 jeweils auf den zum Zeitpunkt der Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung geltenden stationären Zustand. Dabei sind ggf. zusätzliche Einschränkungen innerhalb ausgewiesener Wirkleistungsstellbereiche zu beachten.

5.1.2.2 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung

Netzbildende Einheiten müssen im Fiktiven Inselnetz jederzeit stabil betrieben werden können. Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten dabei folgende Anforderungen:

Statik und Dämpfung im Bereich der PRNB

- 1 Die innerhalb der Frequenzbereiche von 47,5 Hz – 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz – 51,5 Hz (vorübergehend bis 52,5 Hz) wirksame PRNB muss als proportionale Frequenzregelung ausgeführt sein. Für die Einstellung der Statik ist folgendes zu berücksichtigen:

Netzbildende Erzeugungseinheiten

- Die Statik der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss einstellbar sein zwischen 2,0 % und 12,0 %.
- Als Standardwert ist für netzbildende Erzeugungseinheiten eine Statik von 5,0 % vorzusehen.
- Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für Typ-2-EZE P_{mom} heranzuziehen.

Dabei entspricht P_{mom} der über einen Zeitraum von 10 s gleitend gemittelten Wirkleistung an der Klemme zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz bzw. zum Zeitpunkt der Unterschreitung von 49,8 Hz.

Netzbildende EZSE und Speicher

- Als Minimalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 2,0 % und im Unterfrequenzbereich eine Statik von 0,2 % vorzusehen.
- Als Maximalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 12,0 % und im Unterfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % vorzusehen.
- Als Standardwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % und im Unterfrequenzbereich eine Statik von 1,6 % vorzusehen.
- Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss zwischen dem jeweiligen minimalen und maximalen Wert für den Über- und Unterfrequenzbereich einstellbar sein.
- Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für EZSE und Speicher P_{Emax} heranzuziehen.

Struktur und Parametrierung der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung

Bezüglich der Struktur und Parametrierung der Frequenzregelung sind folgende Bedingungen einzuhalten:

- Die Frequenzregelung muss innerhalb des unbeschränkten Stellbereichs nach Tabelle 2 zwischen Mindest- bis Maximallast ein Dämpfungsmaß von $D \geq 0,2$ für Typ-2-EZE und $D \geq 0,06$ für EZSE und Speicher aufweisen.
- Die Frequenzregelung ist bei netzbildenden Einheiten im geschlossenen Regelkreis so auszulegen, dass die Anforderung an die Dämpfung eingehalten wird.

- Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur sind nur insoweit zulässig, wie die vorgegebenen leistungsbezogenen Statiken dies zur Einhaltung der Dämpfung erfordern.

ANMERKUNG 1 Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur können z.B. durch eine vorübergehend wirkende transiente Statik oder andere Reglerstrukturen realisiert werden, die in ihrer Wirkung der reinen Frequenzregelung entsprechen. Hierbei ist Punkt 2 zu beachten.

Für netzbildende Erzeugungseinheiten mit dargebotsabhängiger Primärenergie gelten diese Anforderungen uneingeschränkt nur für den Bereich der Überfrequenz (50,2 Hz - 51,5 Hz; transient bis 52,5 Hz). Für den Bereich der Unterfrequenz gilt diese Anforderung nur insoweit, wie eine niedriger priorisierte Wirkleistungsreduzierung bestand.

- 2 Kann mit der leistungsbezogenen Statik im geforderten Einstellbereich nach Punkt 1 das geforderte Dämpfungsmaß nach Anhang B nur mittels zusätzlicher transienter Statik oder durch ergänzende Reglerstrukturen erreicht werden, so ist durch eine geeignete zusätzliche Steuerung sicherzustellen, dass in Betriebszuständen, in denen der Frequenzgradient einen Wert von $\pm 0,5$ Hz/s gemittelt über 400 ms überschreitet, jeweils die maximal mögliche Stellgeschwindigkeit des Stellorgans bzw. des Prozesses insgesamt zur Anwendung kommt.

Verhalten bei Über- und Unterfrequenz im Bereich der PRNB

- 3 Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten die Anforderungen im unbeschränkten Stellbereich nach Tabelle 2 und für netzbildende Erzeugungseinheiten zusätzlich die Stellgeschwindigkeiten im beschränkten Stellbereich nach Tabelle 3. Höhere als die in Tabelle 3 angegebenen Stellgeschwindigkeiten sind zulässig und auszuweisen.
- 4 Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetz einen spontanen Übergang von Lade- in den Entladebetrieb und in umgekehrter Richtung um mindestens 100 % (entsprechend Tabelle 2) auf Basis einer sprungförmigen Sollwertänderung beherrschen.
- 5 Netzbildende Einheiten müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen Lastabschaltung (**Überfrequenzereignis**) folgende Anforderungen erfüllen:

Netzbildende Erzeugungseinheiten:

- Eine Typ-2-EZE muss eine spontane Lastabschaltung von 45 % von P_{mom} beherrschen, solange der Wert der Untergrenze des Stellbereichs nach Tabelle 3 nicht unterschritten wird.
- Netzbildende Erzeugungseinheiten müssen die Wirkleistung, ausgehend von der abgegebenen Leistung vor Eintritt der Lastabschaltung, bis zum Erreichen der Mindest- bzw. Teillast, innerhalb des transient zulässigen Drehzahl- bzw. Frequenzbereichs von 52,5 Hz reduzieren können.
- Die Wirkleistungsabgabe muss bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung reduziert werden können. Eine weitergehende Reduzierung unter die technische Mindestleistung ist nur dann zulässig, wenn ein stabiler Betrieb der netzbildenden Erzeugungseinheit nach diesem Abschnitt erhalten bleibt. Die technische Mindestleistung ist technologieabhängig (siehe Tabelle 2 und Tabelle 3). Niedrigere als die in Tabelle 2 und Tabelle 3 ausgewiesenen Werte der technischen Mindestleistung sind zulässig.

Netzbildende EZSE und Speicher:

- EZSE und Speicher müssen im Entladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennleistung auf eine beliebige Teillast einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.
- Im Entladebetrieb muss die abgegebene Wirkleistung bis zum Erreichen der Teillast, die einem dauerhaft zulässigen Frequenzwert von 51,5 Hz entspricht, reduziert werden können.

- 6 Netzbildende Einheiten müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen Leistungsanforderung (Leistungserhöhung, **Unterfrequenzereignis**) bedingt durch einen Abfall der Netzfrequenz in den Bereich der PRNB folgende Anforderungen erfüllen:
- Netzbildende Erzeugungseinheiten müssen mit den in Tabelle 2 enthaltenen Anforderungen innerhalb des unbeschränkten und darüber hinaus im beschränkten Stellbereichs nach Tabelle 3 ihre Leistung steigern. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass eine entsprechende Leistungsreserve betrieblich vorgesehen war.
 - Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennentladung auf eine beliebige Teilladung einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.
 - Netzbildende EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb die aufgenommene Wirkleistung bis zum Erreichen des Teilverbrauchs, der einem transient zulässigen Frequenzwert von 48,5 Hz entspricht, reduzieren können.
- 7 Die Schwellwerte zur Aktivierung der PRNB müssen zwischen 49,5 Hz – 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz – 50,5 Hz in Schritten von 10 mHz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine konkreten Werte vorgibt, liegen diese bei 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz.
- 8 Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert beträgt ± 10 mHz.
- 9 Der Übergang in die PRNB und auch das mehrfache Durchfahren der Schwellwerte muss bezogen auf das Leistungsstellglied stoßfrei erfolgen.
- 10 Eine Netztrennung innerhalb des Frequenzbereichs von 47,5 Hz – 51,5 Hz ist unzulässig.
- 11 Bei Netzfrequenzen unterhalb von 47,5 Hz dürfen sich netzbildende Einheiten automatisch vom Netz trennen.
- 12 Bei Netzfrequenzen oberhalb von 51,5 Hz müssen netzbildende Einheiten mindestens 10 s am Netz verbleiben und dürfen sich oberhalb von 52,5 Hz automatisch vom Netz trennen.

5.1.2.3 Eingeschränkte Anforderungen aufgrund technologiespezifischer Restriktionen

Technologieorientierte Kennwerte der Wirkleistungsabgabe innerhalb der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sind Tabelle 2 und Tabelle 3 und zu entnehmen. Aufgrund technischer Restriktionen können sich zusätzliche Einschränkungen ergeben. In diesen Fällen gelten folgende Anforderungen:

Bei Verbrennungsmotoren mit Gemischbildung kommt es zu einem signifikanten Totzeitverhalten. Ursächlich dafür ist, unter Anderem, die erhebliche Kraftstoffmenge in der Strecke zwischen Drosselklappe(n) und Motorzylindern. Beim Übergang in den fiktiven Inselnetzbetrieb mit einer spontanen Lastabschaltung ausgehend von P_{binst} auf Mindestleistung kann die Vorgabe einer maximalen transienten Frequenz von 52,5 Hz im Bereich der PRNB deshalb nicht eingehalten werden. Es kann deshalb eine Beschränkung der spontanen Lastabschaltung der Art vorgenommen werden, dass die maximale Frequenz von 52,5 Hz nicht überschritten wird. Die Lastabschaltung muss jedoch mindestens 5 % P_{binst} betragen. Alternativ kann beim Übergang in den fiktiven Inselnetzbetrieb sowie bei Betrieb innerhalb der fiktiven Insel bei einer Lastabschaltung nach Tabelle 2 ausgehend von einem Arbeitspunkt zwischen P_{binst} und Mindestlast bzw. vorübergehender Mindestleistung, je nach Können und Vermögen, eine maximale transiente Frequenz von über 52,5 Hz zugelassen werden.

5.1.2.4 Anforderungen bei Frequenzabweichungen im dynamischen Kurzzeitbereich

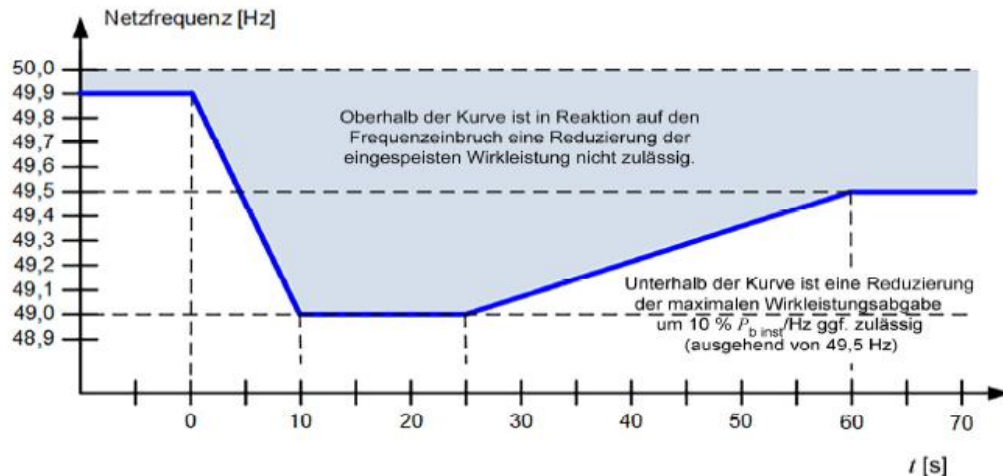


Bild 5 Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich

Bild 5 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der netzbildenden Erzeugungseinheiten in einer möglichen Ausprägung des dynamischen Frequenzverhaltens nach einer Wirkleistungsbilanzstörung dar. Eine netzbildende Erzeugungseinheit darf bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blau gezeichneten Kurve ihre vorgegebene Wirkleistungsabgabe nicht verringern.

5.1.2.5 Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb

Auch wenn die Frequenz nach einer Abweichung in den Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung wieder in den Bereich der marktbasieren Primärregelung von i.d.R. $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ zurückkehrt, ist zunächst noch von einem gefährdeten Netzzustand auszugehen.

Der Wert von P_{mom} ist erst zu aktualisieren, wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen mindestens 30 Sekunden lang innerhalb des Toleranzbandes von $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ befunden hat.

Die Anpassung der Soll-Wirkleistung an das ggf. inzwischen erhöhte Primärenergieangebot ist (ausgenommen zur Erbringung von Regelleistung) auf einen Gradienten von maximal $10 \% P_{b \text{ inst}} / \text{min}$ zu begrenzen. Erst wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 Minuten lang innerhalb des Toleranzbandes von $50,0 \text{ Hz} \pm 100 \text{ mHz}$ befunden hat, gilt der Netznormalbetrieb als wiederhergestellt. Eine Gradienten-Begrenzung bei der Anpassung der Soll-Wirkleistung ist dann nicht mehr erforderlich.

Die Festlegung des Gradienten bei potenziellen Leistungsbeschränkungen innerhalb der Dauer des gefährdeten Netzzustands erfolgt nach der Priorisierungsregelung im Abschnitt 5.1.3.

5.1.2.6 Parametrierung des Totbandes der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

Bei Vorhandensein einer fernwirktechnischen Anbindung zum Netzbetreiber muss die netzbildende Einheit über eine Signalschnittstelle verfügen, die es dem Netzbetreiber erlaubt, im Fall eines kritischen Netzzustandes das Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung der netzbildenden Einheit zu deaktivieren (Vorgabe = 0 mHz) bzw. wieder zu aktivieren⁶ (z.B. bei Netzwiederaufbau, Teilnetzbetrieb).

Der Übergang in den deaktivierten bzw. aktivierten Zustand muss schnellstmöglich stoßfrei erfolgen.

⁶ Ergänzend hierzu sind Festlegungen für die marktbasierte Primärregelung erforderlich. Hierzu wird vorgeschlagen, dass ausgelöst durch die Reduktion des Totbandes, die marktbasierte Primärregelung zu deaktivieren ist. Unabhängig hiervon wird empfohlen, dass die marktbasierte Primärregelung grundsätzlich auf Basis einer lokalen Frequenzmessung oder Drehzahlmessung an der EZE zu betreiben ist.

ANMERKUNG Zur Umsetzung der Deaktivierung des Totbandes ist Tabelle C.2 im Anhang C.5 der VDE-AR-N 4110:2023-09 entsprechend Anhang B.II dieses FNN Hinweises zu ergänzen.

5.1.2.7 Hinweis zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF

Für netzbildende Einheiten ist es erforderlich zur Umsetzung der PRNB die elektrische Frequenz an der Klemme der EZE, der EZSE bzw. des Speichers zu ermitteln, sofern nicht die intern mit Trägheit gebildete Frequenz verwendet wird. Auf typisch verfügbare und adäquat anwendbare Messmethoden wird in dem FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“ hingewiesen. Abweichend zu den dort getroffenen Unterscheidungen in den Anwendungsbereichen der Schutztechnik bzw. der Frequenzregelung („Fahren auf der Kennlinie“) kann im Zusammenhang mit der Frequenzermittlung für die Umsetzung der PRNB ein gleitendes Messfenster von 3-5 Perioden mit einem entsprechenden Auswerteverfahren (Beispiel siehe FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“) verwendet werden.

Für die Nachweisführung der Anforderungen, die auf den Frequenz- oder RoCoF-Angaben basieren (z.B. PRNB), soll eine Frequenzermittlung über ein gleitendes Messfenster von 3-5 Perioden zugrunde gelegt werden, sofern keine abweichende Definition explizit vorgegeben ist. Für die Ermittlung des RoCoF sind die Messwerte mehrerer aufeinander folgender Frequenzmessungen zu verwenden.

5.1.3 Priorisierung der Anforderungen

Während des Betriebs der netzbildenden Einheit können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen dieses FNN Hinweises bzw. der VDE-Anwendungsregeln nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt die Priorisierung der VDE-Anwendungsregeln, die entsprechend der Anforderungen an das netzbildende Verhalten zu ergänzen sind. Für die Priorisierung nach VDE-AR-N 4130 Abschnitt 8.1 gelten folgende abweichende Anforderungen⁷:

- 1 *Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an netzbildender Einheit und Betriebsmitteln*
- 2 *Einhaltung der Festlegungen bzgl. Systemautomatiken nach 10.2.4.2 (VDE-AR-N 4130)*
- 3 *Spannungsquellenverhalten⁸ einschließlich Synchronität, Winkelstabilität, Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen und höherfrequentes Dämpfungsverhalten nach 5.1.1*
- 4 *Anforderungen an die Anlaufzeitkonstante nach 5.1.1.11 und 5.1.1.12*
- 5 *Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz nach 5.1.2*
- 6 *Frequenzregelung (Regelleistung) nach 10.5.3 und 10.5.4 (VDE-AR-N 4130) außerhalb der PRNB*
- 7 *Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers nach 10.2.4.2 (VDE-AR-N 4130)*
- 8 *max. Wirkleistungsgradienten bei Rückkehr in den Normalbetrieb nach 5.1.2.5 und sonstige Wirkleistungsgradienten*
- 9 *Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach 5.1.1.3*
- 10 *betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung*

Für die Priorisierung nach VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 Abschnitt 8.1 gelten folgende abweichende Anforderungen:

- 1 *Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an netzbildender Einheit, Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweiligen Schutzeinrichtungen nach 6.3.4 (VDE-AR-N 4110) bzw. 6.3.3 (VDE-AR-N 4120) und 10.3 (VDE-AR-N 4110 und 4120) den Hauptschutz darstellt*

⁷ Bestandstext entsprechend den technischen Anschlussregeln ist hier in Kursiv dargestellt.

⁸ Das Spannungsquellenverhalten ersetzt die bisherige Anforderung der dynamischen Netzstützung in den Technischen Anschlussregeln. Zudem sind Robustheitsanforderungen in der Priorisierungsliste nicht aufgeführt.

- 2 Spannungsquellenverhalten⁸ einschließlich Synchronität, Winkelstabilität, Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen und höherfrequentes Dämpfungsverhalten nach 5.1.1
- 3 Anforderungen an die Anlaufzeitkonstante nach 5.1.1.11 und 5.1.1.12
- 4 *Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement durch den Netzbetreiber nach Abschnitt 10.2.4.2 und die Anforderungen an $P_{AV,E}$ der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel*
- 5 *Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz nach 5.1.2*
- 6 *Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach 5.1.1.3*
- 7 *Frequenzregelung (Regelleistung) außerhalb der PRNB*
- 8 max. Wirkleistungsgradienten bei Rückkehr in den Normalbetrieb nach 5.1.2.5 und sonstige Wirkleistungsgradienten
- 9 betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung

5.2 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für netzbildende Einheiten (Typ-2)

Der Abschnitt 5.2 wird separat veröffentlicht und der Fachöffentlichkeit zur Konsultation vorgelegt.

6 Anhänge

A. Anhang (informativ)

A.I. Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes

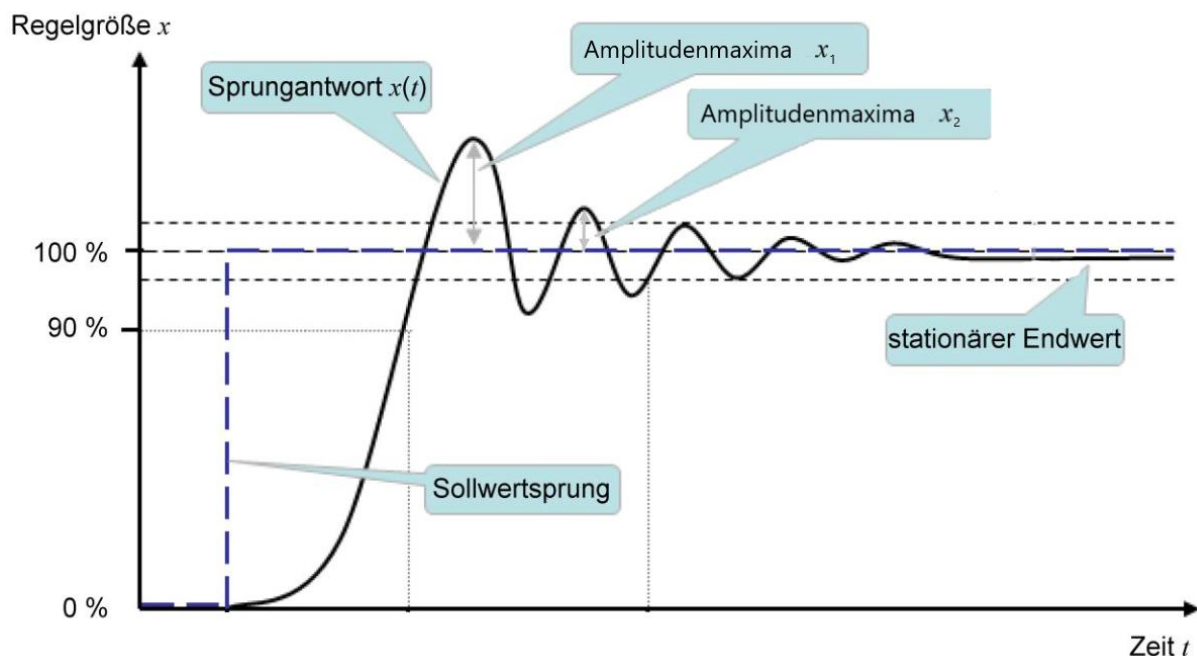


Bild 6 Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsmaßes

Anhand Amplitudenmaxima x_1 und Amplitudenmaxima x_2 entsprechend Bild 6 ergibt sich das logarithmische Dekrement aus dem Amplitudenverhältnis zu: $\Lambda = \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+1}}\right)$. Aus dem Logarithmischen Dekrement Λ lässt sich das Dämpfungsmaß D bestimmen zu: $D = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}}$.

ANMERKUNG Praktische Erfahrungen zeigen, dass es sich anbietet, das zweite und dritte Amplitudenmaxima bzw. Amplitudenminima auszuwerten.

A.II. Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich und Empfehlungen zur Reglerstabilität von Typ-1-Anlagen

Kleinsignalstabilität der Primärregelung

Die **Kleinsignalstabilität** beschreibt allgemein die Dämpfung für das Kleinsignalverhalten eines dynamischen Systems in einem Arbeitspunkt. Das Kleinsignalverhalten kann wie folgt definiert werden:

Das Kleinsignalverhalten beschreibt das Verhalten eines Systems bei Aussteuerung mit kleinen Signalen, wobei das Wort „klein“ nicht als geringer Abstand zum Nullpunkt, sondern zu einem Arbeitspunkt zu verstehen ist. In einem nichtlinearen Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangssignal werden Signale als Kleinsignale bezeichnet, solange sich in einem **beschränkten**, aber für die Aufgabe wesentlichen **Bereich** ein dennoch näherungsweise **lineares Übertragungsverhalten** ergibt.

In einem Verbundsystem, das rotierende Schwungmassen (z.B. Synchronmaschinen und Lasten) beinhaltet, zeigt sich ein Ungleichgewicht zwischen primärseitiger Erzeugungsleistung und der im elektrischen Netz verbrauchten Leistung in einer Änderung der Frequenz, da das aktuelle Ungleichgewicht als Beschleunigungsmoment an den rotierenden Schwungmassen wirkt. Damit ist die Frequenz (Drehzahl), die

abgesehen von kurzzeitigen dynamischen Schwingungen identisch ist mit der Netzfrequenz, eine im gesamten Netz verfügbare integrierende Regelgröße für das Leistungsgleichgewicht.

Die Primärregelung (marktbasiert, netzsicherheitsbasiert) im Netz ist damit eine elementare und ständig zu erbringende Aufgabe zur Wahrung der Frequenzstabilität. Sie lässt sich in folgende Teilaufgaben gliedern, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern:

- 1) Wahrung der Kleinsignalstabilität⁹
- 2) Beherrschung eines normativen Leistungsungleichgewichts unter Einhaltung einer unteren Frequenzgrenze (49,2 Hz) ohne Funktionsbeeinträchtigung des Systems (u.a. ohne ungeplante Trennung von Verbraucherlast)
- 3) Beherrschung eines außergewöhnlichen Leistungsungleichgewichts mit einem resultierenden Frequenzgradienten (RoCoF) von bis zu ± 1 Hz/s und unter Einhaltung erweiterter Frequenzgrenzen (47,5 Hz bis 51,5 Hz, transient bis 52,5 Hz) mit planbaren Funktionsbeeinträchtigungen des Systems (z.B. frequenzabhängige Trennung von Verbraucherlast).

Der Fokus liegt hier auf der Wahrung der Kleinsignalstabilität. Die Wahrung der Kleinsignalstabilität bedeutet, dass die Frequenz im ungestörten Betrieb in der Fiktiven Insel konstant bleibt und vor allem keine aufklingenden Schwingungen auftreten. Die Kleinsignalstabilität ist somit eine Grundvoraussetzung für jeden praktischen Betrieb. Sie ergibt sich – wie alle auf die Frequenz wirkenden Einflussgrößen – aus der summarischen Wirkung aller Anlagen einer Synchronzone mit Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Dies gilt auch für die Kleinsignalstabilität eines großen Verbundsystems.

Eine Anlage ohne die Fähigkeit im Alleinbetrieb (oder auch Inselbetrieb, Teilnetzbetrieb, etc.) einen stabilen Arbeitspunkt mit konstanter Drehzahl bzw. Frequenz zu halten, ist auf die stabilisierende Stützung des Netzes im Parallelbetrieb angewiesen. Dies ist stets dann der Fall, wenn die im Netzbetrieb jeweils aktive Regelung einen Alleinbetrieb mit Wahrung der Kleinsignalstabilität nicht ermöglicht.

Unbeschränkter / beschränkter Stellbereich

Die Kleinsignalstabilität kann anhand des dynamischen Verhaltens bestimmter Prozessgrößen nach geringen Störungen in einem bestimmten Arbeitspunkt bewertet werden. In diesem Zusammenhang wird die Dämpfung der Primärregelung einer sprungförmigen Laständerung im Alleinbetrieb vorgeschrieben und geprüft. Die Laständerung sollte nicht zu klein gewählt werden, damit z.B. Ansprechschwellen der Regelung deutlich überschritten werden. Andererseits sollte die Laständerung nicht dazu führen, dass während des Regelvorgangs in nennenswertem Umfang prozessbedingte Begrenzungen wirksam werden. Hiermit sind nur nichtlineare Begrenzungen gemeint, also nicht die durch die Trägheit bestimmter Vorgänge inhärenten Zeitkonstanten. Damit kann das Verhalten der Anlage in den jeweiligen Arbeitspunkten i.d.R. näherungsweise durch lineare Modelle abgebildet werden. Dies wird als unbeschränkter Stellbereich bezeichnet¹⁰.

Der Alleinbetrieb einer Anlage mit undefinierten Lastzuständen ist normalerweise keine übliche Betriebssituation, sie tritt allenfalls störungsbedingt auf. Die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität

⁹ Die Begriffe Reglerstabilität und Kleinsignalstabilität werden synonym verwendet.

¹⁰ In der Definition für das Kleinsignalverhalten wird die Bezeichnung „beschränkter Bereich“ für geringe Abweichungen vom Arbeitspunkt verwendet. Dieser entspricht hier dem „unbeschränkten Stellbereich“.

beziehen sich aber auf diese Situation, die daher als fiktiver Inselnetzbetrieb bezeichnet wird. Die Prüfung ist daher häufig in der Simulation anhand geeigneter dynamischer Modelle durchzuführen.

Nach der hier vorliegenden Vorschrift ist für den unbeschränkten Stellbereich ein Stellbereich vorzusehen, der für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (also außerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) bei Typ-1-Anlagen nach einer sprungförmigen Laständerung um bis zu 10 % von $P_{b\text{ inst}}$ im Alleinbetrieb der Anlage benötigt wird. Für die marktbasierende Primärregelung (also innerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) liegt der Wert für die sprungförmige Laständerung maximal bei der marktlich angebotenen Regelleistung. Für den unbeschränkten Stellbereich muss die Primärregelung ein festgelegtes Dämpfungsmaß einhalten. Dabei sind als Ausgangspunkt für den unbeschränkten Stellbereich, in dem die Laständerung vorgenommen wird, alle betrieblich möglichen Arbeitspunkte zu berücksichtigen (von $P_{\min}$ bis $P_{b\text{ inst}}$ sowie $f_{\min}$ bis $f_{\max}$).

Der beschränkte Stellbereich betrifft alle Regelvorgänge, die über den unbeschränkten Stellbereich hinausgehen und vor allem durch nichtlineare anlagentypische Begrenzungen beeinflusst werden.

Empfehlungen zur Reglerstruktur

Eine Drehzahlregelung wird nicht nur für den Inselbetrieb einer Anlage (z.B. während des Anfahrens bis zur Synchronisierung mit dem Netz, im Betrieb des Eigenbedarfsnetzes) benötigt, sondern sie hat auch für die Primärregelung im Verbundsystem die wichtigste Funktion. Die Leistungsregelung kann hingegen eine stabile Primärregelung nicht gewährleisten, sie unterliegt im Hinblick auf netzdynamische Vorgänge vielmehr einigen Einschränkungen, die auch dann zu beachten sind, wenn kein Frequenzeinfluss in der Regelung wirksam ist. Die folgenden Hinweise zur Leistungsregelung lassen sich teilweise nur anhand weitergehender netzdynamischer Betrachtungen ableiten, die über den Rahmen dieses Dokuments hinausgehen. Sie sollten jedoch für die Entwicklung von Reglerstrukturen und Festlegung von Parametern berücksichtigt werden:

- 1) Falschregelleffekt: Nach einer spontanen Lastzuschaltung erhöht sich die abgegebene elektrische Leistung des Generators (P_{ist}), und die abgegebene Wirkleistung ist größer als der Sollwert der Wirkleistung (P_{soll}). Es entsteht eine negative Regelabweichung am Eingang des Leistungsreglers, wodurch die Leistungsregelung einen Stellbefehl zur Reduktion der Leistung erzeugt. Damit wird das ursprüngliche Leistungsungleichgewicht abhängig von der Trägheit der Leistungsregelung unnötig vergrößert. Erst mit absinkender Frequenz wird das Stellsignal des Leistungsreglers ggf. über den frequenzabhängigen Leistungssollwert erhöht, um die Leistung der Anlage an die erhöhte Last anzupassen. Besonders im Fall einer im Vergleich zur Frequenzdynamik sehr schnellen Leistungsregelung erhöht dieser Falschregelleffekt die dynamische Frequenzabweichung (f_{nadir} , f_{zenith}) deutlich.
- 2) Negativer Beitrag zur Dämpfung der Primärregelung: Im Parallelbetrieb mit anderen Erzeugungseinheiten sind während eines dynamischen Primärregelregelvorgangs zwischen einzelnen Anlagen mit unterschiedlicher Dynamik gegenseitige Beschleunigungen erforderlich, um den Synchronismus zu wahren. Diese gegenseitigen Beschleunigungen führen zu dynamischen Leistungsänderungen, auf die eine schnelle Leistungsregelung ungünstig reagiert. Es kommt zu gegenläufigem Regelverhalten, wodurch die Dämpfung der Primärregelung verringert wird.
- 3) Negative Dämpfung von Polrad- und Netzpendelungen: Anhand netzdynamischer Untersuchungen lässt sich zeigen, dass die Dämpfung sowohl von lokalen Polradpendelungen als auch von weiträumigen Netzpendelungen durch eine schnelle Leistungsregelung negativ beeinflusst wird.

Nachfolgend werden zwei grundlegende Reglerstrukturen für leistungsgeregelte Erzeugungsanlagen beschrieben, mit denen die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität der Frequenzregelung mit einer geeigneten Parametrierung unter Beachtung der o.g. Punkte erfüllt werden können.

Die Reglerstruktur in Bild 7 enthält drei Pfade:

- einen Leistungsregler mit P-I-Verhalten, der dafür sorgt, dass stationär der vorgegebene Leistungssollwert (P_{soll}) eingehalten wird,
- ein frequenz-/drehzahlabhängiger proportionaler Anteil, der den Leistungssollwert (P_{soll}) frequenz-/drehzahlabhängig ändert,
- ein proportionaler Frequenz-/Drehzahlregler, dessen Ausgangssignal nach Addition mit dem Ausgangssignal des Leistungsreglers den Stellbefehl erzeugt. Dieser Regler kann dynamische Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

Die Charakteristik des Frequenzeinflusses hinsichtlich Totband ist über den Block f -Totband hinterlegt.

Die Leistungsregelung, die als P-I-Regelung zur Einhaltung der stationären Frequenz-Leistungs-Kennlinie dient, muss träge ausgeführt sein ($T_I \geq 10 \text{ s}$, $K_P \leq 0,1$), damit sie von der Frequenzregelung sowie von Netz- und Polradpendelungen dynamisch entkoppelt wird und die unter Punkte 1 bis 3 genannten Effekte vermieden werden.

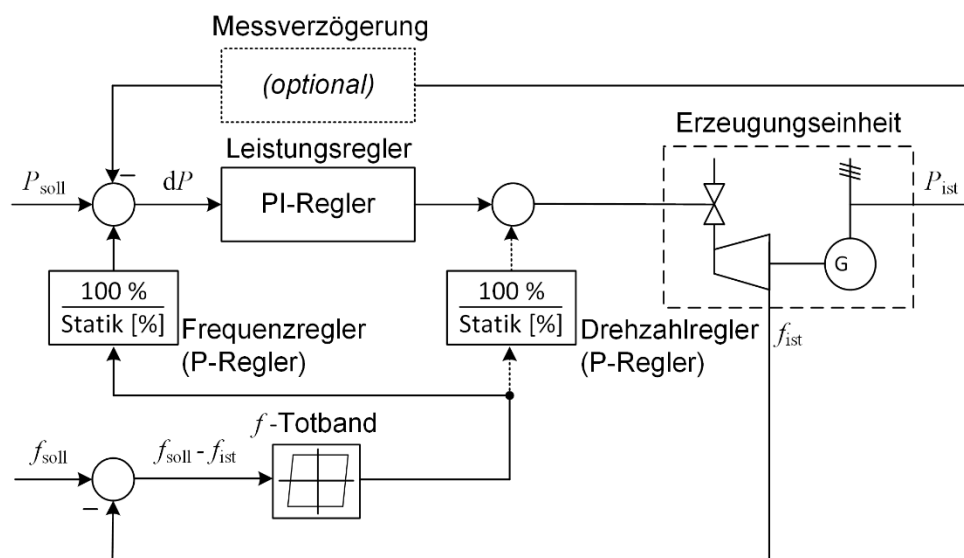


Bild 7 Prinzipielle Reglerstruktur in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen

Um die unter Punkt 1 bis 3 beschriebenen Effekte zu vermeiden, kann die gemessene elektrische Leistung dem Soll-Istwertvergleich des Leistungsreglers über eine Verzögerung zugeführt werden (siehe optionale Messverzögerung in Bild 7), wobei die Zeitkonstante der Verzögerung aus den o.g. Gründen der dynamischen Entkopplung mindestens 2,5 s (Punkt 1), idealerweise 10 s (Punkt 1-3) beträgt. Falls erforderlich, ist für andere Funktionen innerhalb der Leittechnik das unverzögerte Messsignal der elektrischen Leistung zu verwenden. Fall der Drehzahlregler mit Wirkung auf den Summenpunkt (gestrichelte Linie) nicht verwendet wird, muss die Proportionalverstärkung des Leistungsreglers $K_P \approx 1$ betragen, damit der Frequenzeinfluss unmittelbar auf die Stellgröße wirksam ist.

Die Dynamik der Primärregelung kann über den Frequenzregler beeinflusst werden, der auf den Leistungssollwert wirkt. Optional kann ein zusätzlicher Frequenzregler eingesetzt werden, dessen

Ausgangssignal mit dem Ausgangssignal des Leistungsreglers addiert wird. Beide Frequenzregler können dynamische Korrekturglieder enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nach einer Netztrennung arbeiten zusätzliche Funktionen im Turbinenregler, die hier nicht dargestellt sind. So werden zum Beispiel der Leistungssollwert (P_{soll}) abgeschaltet und Totbänder in der Frequenzfassung deaktiviert.

A.III. Erläuterungen zur Verwendung des effektiven Kurzschlussverhältnisses (ESCR-Verhältnis)

Ein ausreichend hohes effektives Kurzschlussverhältnis (ESCR) ist für Typ-2-EZE mit netzfolgenden Umrichtern eine Grundvoraussetzung für ihre Fähigkeit nach den jeweils festgelegten Netzanschlussregeln im stationären Betrieb wie auch im Fehlerfall am Netz zu verbleiben und eine stabile Regelung der Einheit sicherzustellen. Es wird dem Netzbetreiber deshalb empfohlen neben der Ermittlung der Netzkurzschlussleistung S''_{kv} bzw. dem SCR-Wert am Netzanschlusspunkt zur weiteren Bewertung das tatsächlich verfügbare effektive Kurzschlussverhältnis zu ermitteln und zu berücksichtigen. Ermittelt sich der ESCR-Wert zu kleiner drei, so ist nicht gewährleistet, dass die anzuschließende Anlage jederzeit stabil betrieben werden kann.

Das ESCR-Verhältnis berücksichtigt, dass die an einem Netzanschlusspunkt verfügbare Netzkurzschlussleistung sich tatsächlich auf alle zu diesem Netzanschlusspunkt elektrisch nahen Typ-2-Einheiten mit netzfolgenden Umrichtern aufteilt. Anders als netzbildende Einheiten, wie Synchronmaschinen oder netzbildende Umrichter, wirken sich netzfolgende Umrichter in einer Reduktion des ESCR-Verhältnisses am betrachteten Netzanschlusspunkt aus. Die tatsächlich an der jeweiligen Typ-2-Einheit verfügbare Kurzschlussleistung kann entsprechend signifikant kleiner ausfallen.

Das ESCR ist das Verhältnis der ausschließlich aus netzbildenden (Nb) Erzeugungseinheiten stammenden Kurzschlussleistung $S''_{\text{k,Nb,NAP}}$, die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP installierten aus netzfolgenden Einheiten stammenden Erzeugungsleistung $P_{\text{inst,NAP}}$ sowie der Summe der Nennleistungen $P_{\text{inst,nfU,l}}$ der m elektrisch wirksam zum Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZE mit netzfolgenden Umrichtern (nfU):

$$ESCR_{\text{NAP}} = \frac{S''_{\text{k,Nb,NAP}}}{P_{\text{inst,NAP}} + \sum_l^m (IF_{\text{NAP,l}} \cdot P_{\text{inst,nfU,l}})}.$$

Dabei berücksichtigt der Wirkfaktor (Interaction Factor) $IF_{\text{NAP,l}} = \frac{\Delta U_{\text{NAP}}}{\Delta U_l}$ die fiktive Spannungsänderung ΔU_{NAP} am NAP, die durch die Spannungsänderung ΔU_l am Knoten l hervorgerufen würde.

Als elektrisch wirksam gelten dabei alle netzfolgenden Typ-2-Einheiten, deren, mit Ihrer Nennleistung gewichteten $IF_{\text{NAP,l}}$ -Terme, zu der Summenbildung wesentlich beitragen. Die aus netzbildenden Anlagen ermittelte Kurzschlussleistung $S''_{\text{k,Nb,NAP}}$ ist dabei so zu bestimmen, dass diese ausschließlich den am Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZE zugeteilt werden kann und nicht von weiteren Typ-2-EZE jenseits des NAP genutzt wird.

Der Wirkfaktor $IF_{\text{NAP,l}}$ nähert sich dem Wert 1 für Typ-2-EZE, die dem NAP elektrisch nah sind und nähert sich dem Wert 0 für Typ-2-EZE die vom NAP elektrisch getrennt sind. Das ESCR-Verhältnis das an der jeweiligen Einheit wirksam wird berechnet sich aus:

$$ESCR_{\text{E}} = \frac{S''_{\text{k,Nb,E}}}{P_{\text{inst,E}} + \sum_l^m (IF_{\text{E,l}} \cdot P_{\text{inst,nfU,l}})}.$$

B. Anhang (normativ)

B.1. Parameter für die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung

Tabelle 2 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich

EZA Technologie	Typ	Unbeschränkter (ub) Stellbereich ⁽¹⁾			
		Stellbereich		Frequenzrückgang & Frequenzanstieg	
		$P_{ub,min}$	$P_{ub,max}$	Amplitude	Dämpfungsmaß
Gasturbine ≤ 2 MW ⁽²⁾	1	55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gasturbine > 2 MW ⁽²⁾		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Dampfturbine ⁽⁴⁾		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gas- und Dampf Anlage		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) ≤ 2 MW ⁽²⁾		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) > 2 MW ⁽²⁾		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gas-Verbrennungsmotor ≤ 2 MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 5 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Gas-Verbrennungsmotor > 2 MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 7 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Wasserkraftanlagen im Turbinen und ggfs. Pumpbetrieb		(5)	(5)	(5)	
Geothermie		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	$\geq 0,06$
Batteriespeicher	2	-100 % $P_{v,max}^{(3)}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 100 % $P_{v,max}^{(3)}$	$\geq 0,06$
Brennstoffzelle		keine Anforderungen			
Photovoltaik		10 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 90 % $P_{v,max}^{(3)}$	$\geq 0,2$
Windenergieanlage		45 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	-10 % / $+1$ % $P_{v,max}^{(3)}$	$\geq 0,2$

- 1) Unbeschränkter Stellbereich: Bereich der Kleinsignalstabilität der Primärregelung (Siehe Begriffsdefinition 3.1.12.2) für $\cos \varphi = 1$
- 2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (Wasserstoff ab einer Beimischung von 10 Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- 3) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme
- 4) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, „Müllverbrennung“.
- 5) Der Arbeitsbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Ab einer Anlagengröße von $P_{A,max} > 45$ MW ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

Tabelle 3 Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZA im beschränkten Stellbereich

EZA Technologie	Typ	Beschränkter Stellbereich ⁽¹⁾							
		Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 bis 47,5 Hz		Frequenzrückgang im Bereich von 51,5 bis 50,2 Hz		Frequenzanstieg im Bereich von 50,2 bis 51,5 Hz		Frequenzanstieg im Bereich von 47,5 bis 49,8 Hz	
		Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit	Stellbereich	Stellgeschwindigkeit
Gasturbine ≤ 2 MW ⁽²⁾	1	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	10 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min
Gasturbine > 2 MW ⁽²⁾		55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min
Dampfturbine ⁽³⁾		$P_{e\text{ min}}$ %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /5min	10 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /5min	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\text{ inst}}$ /8s	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\text{ inst}}$ /8s
Gas- und Dampf Anlage		55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	55 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) ≤ 2 MW ⁽²⁾		50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) > 2 MW ⁽²⁾		50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min
Geothermie		10 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /5min	10 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /5min	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\text{ inst}}$ /8s	10 %-100 % $P_{E\max}$	45 % $P_{b\text{ inst}}$ /8s
Wasserkraft		(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Brennstoffzelle ≤ 2 MW	2	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	66 % $P_{b\text{ inst}}$ /min
Brennstoffzelle > 2 MW		50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min	50 %-100 % $P_{E\max}$	20 % $P_{b\text{ inst}}$ /min
Windenergieanlage		65 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 45 %-65 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 15 %-45 % $P_{v,\max}^{(4)}$	6 % $P_{b\text{ inst}}$ /s 4 % $P_{b\text{ inst}}$ /s 2 % $P_{b\text{ inst}}$ /s	65 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 45 %-65 % $P_{v,\max}^{(4)}$ 15 %-45 % $P_{v,\max}^{(4)}$	6 % $P_{b\text{ inst}}$ /s 4 % $P_{b\text{ inst}}$ /s 2 % $P_{b\text{ inst}}$ /s	15 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	25 % $P_{b\text{ inst}}$ /s	15 %-100 % $P_{v,\max}^{(4)}$	25 % $P_{b\text{ inst}}$ /s

- 1) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (Wasserstoff ab einer Beimischung von 10Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- 2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, Müll. Weiterhin gilt $P_{e\text{ min}} \leq 45 \% P_{b\text{ inst}}$.
- 3) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme.
- 4) Der für die PRNB verfügbare Wirkleistungsstellbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage festzulegen. Ab einer Anlagengröße von $P_{A\max} > 45 \text{ MW}$ ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.
- 5) Der für die PRNB verfügbare Wirkleistungsstellbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage festzulegen. Ab einer Anlagengröße von $P_{A\max} > 45 \text{ MW}$ ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

B.II. Ergänzende Vorgaben zum Prozessdatenumfang (Anhang C.5 der VDE-AR-N 4110)

Zur Deaktivierung des Totbandes der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach Abschnitt 5.1.2.6 ist Tabelle C.2 im Anhang C.5 der VDE-AR-N 4110:2023-09 entsprechend Tabelle 4 zu ergänzen.

Tabelle 4 Ergänzung der Tabelle C.2 (VDE-AR-N 4110:2023-09) „Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen (1 von 2)“

Steuerbefehle	Funktion	Anforderung O... Optional M... Mindest	Wertebereich/Auflösung	Einheit
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Deaktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (5.1.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
Aktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (5.1.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Rückmeldungen (Zur Kontrolle der übertragenen Werte)	Funktion	Anforderung O... Optional M... Mindest	Wertebereich/Auflösung	Einheit
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Aktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (5.1.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
Aktivierung Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (5.1.2.6)	Stellbefehl	M	2 x Binär	
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn