



FAEE - Beschluss zur
Technischen Richtlinie
TR 8 Rev. 10

FGW e.V.

**Fördergesellschaft Windenergie
und andere Dezentrale Energien**

Oranienburger Straße 45
10117 Berlin

Tel. : +49 (0)30 / 3010 1505 0

info@wind-fgw.de
www.wind-fgw.de

Berlin, 18. März 2026

Fachausschuss Elektrische Eigenschaften (FAEE) – Beschluss vom 18.03.2026

Der Fachausschuss Elektrische Eigenschaften (FAEE) beschließt die Änderung der Revision 10 der Technischen Richtlinie Teil 8 (TR 8).

Das Beiblatt 1 für die FGW TR 8 Rev. 10 dient der kurzfristigen Umsetzung des FNN Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ in Version 2.1 vom Januar 2026.

i.A. des FA Elektrische Eigenschaften

Simon Borsutzki

Beiblatt 1 zur FGW TR 8 Rev. 10

Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Spei- cher sowie für deren Komponenten am Stromnetz

18.03.2026

Herausgeber

FGW e.V.
Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien

Oranienburger Straße 45
10117 Berlin

Tel. +49 (0)30 30101505-0
E-Mail info@wind-fgw.de
Internet www.wind-fgw.de

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrecht zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Herausgebers. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Aus Gründen der einfacheren Lesbarkeit wird auf die geschlechtsneutrale Differenzierung verzichtet. Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für beide Geschlechter.

Vorwort

Dieses Beiblatt dient der kurzfristigen Umsetzung des FNN Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ in Version 2.1 vom Januar 2026 [1].

Die TR 8 Rev. 10 wird durch dieses Beiblatt optional ergänzt und kann nach wie vor eigenständig angewandt werden. Dieses Beiblatt ist anzuwenden auf EZE bzw. EZA, die die Anforderungen des FNN Hinweises [1] erfüllen müssen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Betriebsmittelzertifizierung	6
2.1	ALLGEMEINES.....	6
2.2	BETRIEBSMITTELPROTOTYPEN.....	7
2.2.1	PROTOTYPEN-REGELUNG.....	7
3	Nachweisverfahren für Erzeugungsanlagen mit Netzbildenden Einheiten mit Prototypenstatus	8
4	Anlagenzertifizierung	9
4.1	ANLAGENZERTIFIZIERUNG FÜR NEUEINHEITEN.....	9
4.2	ANLAGENZERTIFIZIERUNG BEI UMRÜSTUNG VON BESTANDSEINHEITEN	9
4.3	ANLAGENZERTIFIZIERUNG MIT EINHEITEN OHNE EINHEITEN- ZERTIFIKAT (EINZELNACHWEISVERFAHREN)	10
	Inhaltsverzeichnis Anhänge	11
Anhang G	Spezifische Festlegungen für Netzbildende Einheiten und Anlagen zur Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve	15

1 Einleitung

An der Erstellung dieses Beiblattes 10.1 zur Technischen Richtlinie für Erzeugungseinheiten (EZE) und –anlagen Teil 8 Rev. 10 (TR 8) [2] haben Vertreter aus folgenden Gruppen mitgewirkt:

- Netzbetreiber.
- Hersteller von EZE und Komponenten.
- Anerkannte Institute und Hochschulen.
- Prüfinstitute.
- Zertifizierungsstellen.

Alle Beteiligten haben zum Ausdruck gebracht, dass dieses Beiblatt die TR 8 Rev. 10 [2] ergänzen soll.

Die in der TR 8 Rev. 10 [2] beschriebenen Anforderungen, Vorgaben und Erläuterungen, gelten - sofern diese nicht, wie in diesem Beiblatt beschrieben, ersetzt bzw. ergänzt werden - auch für dieses Beiblatt.

Ebenfalls gelten die in der TR 8 Rev. 10 [2] aufgeführten Abkürzungen, Symbole und Einheiten sowie Begriffe und Definitionen auch für dieses Beiblatt.

2 Betriebsmittelzertifizierung

2.1 ALLGEMEINES

Es gelten die Vorgaben der FGW TR 8 Rev. 10 [2]. Diese werden wie folgt ergänzt bzw. ersetzt: Das Beiblatt kann wie folgt angewendet werden auf:

- Einheiten mit bereits bestehenden Einheitenzertifikaten, die mittels einer entsprechenden Ergänzung im Einheitenzertifikat zu netzbildenden Einheiten ertüchtigt werden
- Netzbildende Einheiten, für die ein Einheitenzertifikat neu erstellt wird.

Die Details hierzu sind dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften Abschnitt 5.1 [1] zu entnehmen.

Werden bestehende Einheitenzertifikate ergänzt, ist für die Anforderungen nach dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften ein Evaluierungsbericht und ein Zertifikat auszustellen mit Bezug zum ursprünglichen Evaluierungsbericht, Modellvalidierungsbericht und ursprünglichen Zertifikat. Sowohl im Evaluierungsbericht als auch im Zertifikat ist tabellarisch vollständig darzustellen, welche Anforderungen aus der TR 8 Rev. 10 ersetzt bzw. ergänzt werden.

Zum Zwecke der Vermessung ist der temporäre Anschluss einer netzbildenden Einheit ohne Prototypenbestätigung in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig. Für Windenergieanlagen wird ein Prototypenverfahren analog zum Abschnitt 12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zum Zwecke der Vermessung sowie zum Stellen des Netzanschlussbegehrens und der Inbetriebnahme zuzüglich der Elektroplanung nach TAR – nicht als Berechtigung zur Teilnahme am Momentanreservemarkt – in Version 2.2 des FNN Hinweises [1] nachgereicht.

Übertragbarkeit von Messergebnissen

Die Ergebnisse einer Vermessung einer netzbildenden Einheit können in Teilen oder vollständig auf andere netzbildende Einheiten übertragen werden, sofern die nachfolgenden Bedingungen eingehalten werden:

Technische Gleichwertigkeit

- Die Ausführung, die maßgebliche Regelungstechnik sowie die eingesetzte Software der zu betrachtenden Einheit müssen technisch gleichwertig zu der vermessenen Einheit sein.
- Insbesondere ist sicherzustellen, dass keine funktionalen Änderungen oder Weiterentwicklungen in der Software vorliegen, welche die für die elektrischen Eigenschaften relevanten Regelungsalgorithmen betreffen.
- Vor einer Übertragung ist durch den Hersteller und die prüfende Stelle dediziert zu prüfen und zu dokumentieren, ob eine solche Gleichwertigkeit gegeben ist.

Leistungsbereich

- Messergebnisse können übertragen werden, wenn für die kleinste und größte Leistungsvariante Messungen vorliegen.
- Alternativ ist eine Übertragbarkeit gegeben, wenn die Bemessungsscheinleistung der zu zertifizierenden Einheit innerhalb folgender Grenzen liegt:
 - Typ-1-Einheiten: zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und dem $\sqrt{10}$ -fachen der Bemessungsscheinleistung der vermessenen Einheit.

- Typ-2-Einheiten: zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und dem 2-fachen der Bemessungsscheinleistung der vermessenen Einheit.

Ausnahme: Quasistationärer Betrieb und statische Spannungshaltung (nur Typ-2)

- Für Nachweise im quasistationären Betrieb sowie in Bezug auf die statische Spannungshaltung besteht eine Ausnahme, die ausschließlich für Typ-2-Einheiten gilt.
- Unter diesen Voraussetzungen können die Messergebnisse auf weitere Einheiten übertragen werden, sofern das technische Konzept der netzbildenden Einheit sowie die eingesetzten Komponenten gleichwertig sind.
- In diesem Ausnahmefall sind Übertragungen für Typ-2-Einheiten im Bereich von 100 kVA bis 10 MVA Bemessungsscheinleistung zulässig.

Bestandsmessungen

- Ergebnisse aus bereits vorliegenden (Bestands-)Messungen können herangezogen werden, sofern die technische Gleichwertigkeit im Sinne von Punkt 1 (siehe oben unter Technische Gleichwertigkeit) eindeutig nachgewiesen wird.
- Es ist im Einzelfall zu prüfen, ob zwischenzeitliche Weiterentwicklungen der eingesetzten Software, der Regelungstechnik oder wesentliche Änderungen an den Komponenten vorliegen, die eine Übertragbarkeit einschränken oder ausschließen.
- Eine pauschale Übernahme von Bestandsmessungen ist nicht zulässig; die Gültigkeit der Messergebnisse muss im Rahmen der Zertifizierung systematisch verifiziert werden.

Hinweis:

Eine Übertragbarkeit von Messungen darf nur erfolgen, wenn alle oben genannten Bedingungen erfüllt sind und die Nachweise im Zertifizierungsdossier nachvollziehbar dokumentiert werden.

2.2 BETRIEBSMITTELPROTOTYPEN

2.2.1 PROTOTYPEN-REGELUNG

Ergänze am Ende des Kapitels 2.12.1 [2] folgendes:

Für netzbildende Einheiten gelten abweichend von diesem Kapitel die Vorgaben des Abschnitts 5.2 des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften. Die Anforderungen an die Überwachung mittels Störschreiber werden im Abschnitt 5.2.4 [1] beschrieben.

Sinngemäß sind die Regularien bezüglich der Betriebsmittelzertifizierung anzuwenden.

3 Nachweisverfahren für Erzeugungsanlagen mit Netzbildenden Einheiten mit Prototypenstatus

Für den Nachweis auf Anlagenebene ist bei Einsatz von Prototypen (nach Umrüstung oder für Neueinheiten) ein Anlagengutachten für Prototypen (Prototypen-Anlagengutachten) netzbildender Einheiten einzureichen.

Nach erfolgter Umrüstung bzw. Inbetriebsetzung einer Bestandseinheit oder Neueinheit ist eine erweiterte Inbetriebsetzungserklärung für die Erzeugungsanlage einzureichen. Hierfür sind folgende Dokumente bereitzustellen:

- für die umzurüstenden Einheiten bzw. Neueinheiten eine Prototypenbestätigung nach dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften,
- Bestätigung der Durchführung von notwendigen Softwareupdates für alle umgerüsteten Einheiten durch einen jeweiligen Auszug aus dem Ereignisprotokoll,
- Herstellererklärung zum Nachweis über den Austausch von notwendigen Hardwarekomponenten,
- Parameterauszug der umgerüsteten Einheiten,
- Messtechnischer Nachweis auf Basis von intern aufschaltbaren Signalen an einer durch den Zertifizierer frei wählbaren Einheit im Feld durch folgende Messungen: nach Abschnitt 5.5.5.3, 5.5.5.8 und 5.5.5.9 (Auswertung nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3) [1],
- Alternativ zum messtechnischen Nachweis darf für die umgerüstete Einheit mit Hilfe Störschreiber-Auswertungen nach den Kriterien des Abschnitts 5.2.4 [1] ein Nachweisdokument eingereicht werden. Hierbei greifen die Festlegungen nach Abschnitt 5.2.4 [1] bezüglich der Überwachung in einer Anlage mit mehreren typgleichen netzbildenden Einheiten.
- Der messtechnische Nachweis bzw. dessen Alternative (Überwachung mittels Störschreiber) kann entfallen, sofern die Umrüstung der jeweiligen Einheit lediglich auf Basis eines Softwareupdates erfolgte.

Zusätzlich ist zu prüfen, dass alle umgerüsteten Einheiten der Anlage dem Stand der geprüften bzw. überwachten Einheit entsprechen.

Der Nachweis auf Anlagenebene ist durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 [3] (für die jeweils anzuwendende Technische Anschlussregel) akkreditierte Zertifizierungsstelle zu erbringen. Die erforderlichen Messungen sind von einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 [4] (für die FGW TR 3 Rev. 26 [5]) akkreditierten Prüfinstitut durchzuführen. Für die Nachreichung des Anlagenzertifikats und der Konformitätserklärung gelten die in Abschnitt 12 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gestellten Anforderungen.

4 Anlagenzertifizierung

Es gelten die Vorgaben der FGW TR 8 Rev. 10 [2]. Diese werden wie folgt ergänzt bzw. ersetzt: Das Beiblatt kann wie folgt angewendet werden auf:

- Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Einheiten, für die ein Einheitenzertifikat vorliegt
- Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Einheiten, für die kein Einheitenzertifikat vorliegt

Die Details hierzu sind dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] Abschnitt 5.1 sowie Abschnitt 5.6 zu entnehmen.

4.1 ANLAGENZERTIFIZIERUNG FÜR NEUEINHEITEN

Bei der Anlagenzertifizierung von Einheiten mit netzbildenden Eigenschaften sind Einheitenzertifikate nach dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften in Version 2.1 (oder neuer) zu verwenden.

Zusätzlich sind im Rahmen der Konformitätserklärung folgende messtechnische Nachweise zu erbringen:

- Falls für den Nachweis der statischen Spannungshaltung (Gesamtanlagenverhalten) das Verfahren A) des Abschnitts 5.6.2.6.1 [1] im Anlagenzertifikat gewählt bzw. ausgewiesen wurde ist eine messtechnische Überprüfung des Anlagenverhaltens bezüglich der Spannungshaltung im Rahmen der Konformitätserklärung durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 [4] hierfür akkreditiertes Prüfinstitut durchzuführen.

4.2 ANLAGENZERTIFIZIERUNG BEI UMRÜSTUNG VON BESTANDSEINHEITEN

Werden Bestandseinheiten zu netzbildenden Typ-2-Einheiten umgerüstet, ist ein Anlagenzertifikat auf Basis der Einheitenzertifikate der umgerüsteten Einheiten nach dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften in Version 2.1 (oder neuer) zu erstellen.

Zusätzlich sind im Rahmen der Konformitätserklärung folgende Nachweise zu erbringen:

- Bestätigung der Durchführung von notwendigen Softwareupdates für alle umgerüsteten Einheiten durch einen jeweiligen Auszug aus dem Ereignisprotokoll,
- Herstellererklärung zum Nachweis über den Austausch von notwendigen Hardwarekomponenten,
- Parameterausgang der umgerüsteten Einheiten,
- Messtechnischer Nachweis auf Basis von intern aufschaltbaren Signalen an einer durch den Zertifizierer frei wählbaren Einheit im Feld durch folgende Messungen: nach Abschnitt 5.5.5.3, 5.5.5.8 und 5.5.5.9 (Auswertung nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3) [1],
- Alternativ zum messtechnischen Nachweis darf für die umgerüstete Einheit mit Hilfe von Störschreiber-Auswertungen nach den Kriterien des Abschnitts 5.2.4 des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften ein Nachweisdokument eingereicht werden. Hierbei greifen die Festlegungen nach Abschnitt 5.2.4 des FNN Hinweises bezüglich der Überwachung in einer Anlage mit mehreren typgleichen netzbildenden Einheiten. Dieser Nachweis erfolgt im Nachgang zur Konformitätserklärung. Die netzbildende Einheit ist für einen Zeitraum von mindestens einem Jahr zu überwachen. Anstelle einer endgültigen Betriebserlaubnis wird in diesem Fall eine auf den Überwachungszeitraum beschränkte Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber ausgestellt. Nach

erfolgreichem Nachweis der Konformität durch Auswertung der Störschreiberdaten ist die Konformitätserklärung zu revidieren und die endgültige Betriebserlaubnis wird ausgestellt.

- Der messtechnische Nachweis bzw. dessen Alternative (Überwachung mittels Störschreiber) kann entfallen, sofern die Umrüstung der jeweiligen Einheit lediglich auf Basis eines Softwareupdates erfolgte.
- Zusätzlich ist zu prüfen, dass alle umgerüsteten Einheiten der Anlage dem Stand der geprüften bzw. überwachten Einheit entsprechen.

Die erforderlichen Messungen sind von einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 [4] (für die FGW TR 3 Rev. 26 [5]) akkreditierten Prüfinstitut durchzuführen.

Sofern im Rahmen eines Nachweises für netzbildende Anlagen mit Prototypen nach Kapitel 3 der geforderte messtechnische Nachweis erbracht wurde, kann dieser auch für das Anlagenzertifikat verwendet werden.

Werden Typ-1-Einheiten einer Bestandsanlage zwecks Erfüllung des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften [1] umgerüstet, ist für diese ein Anlagenzertifikat auf Basis der Einheitenzertifikate der umgerüsteten Einheiten nach dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften in Version 2.1 (oder neuer) zu erstellen. Liegen für die umzurüstenden Einheiten keine Einheitenzertifikate vor, darf ein Anlagenzertifikat C nach dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften in Version 2.1 (oder neuer) erstellt werden.

4.3 ANLAGENZERTIFIZIERUNG MIT EINHEITEN OHNE EINHEITEN-ZERTIFIKAT (EINZELNACHWEISVERFAHREN)

Bei der Anlagenzertifizierung von Einheiten mit netzbildenden Eigenschaften im Einzelnachweisverfahren basiert das Anlagenzertifikat auf Herstellererklärungen, die die Erfüllung der Anforderungen des FNN Hinweises in Version 2.1 (oder neuer) bestätigen. Im Rahmen der erweiterten Konformitätserklärung sind messtechnische Nachweise nach dem FNN Hinweis durchzuführen.

Inhaltsverzeichnis Anhänge

Anhang G Spezifische Festlegungen für Netzbildende Einheiten und Anlagen zur Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve.....	15
G.1 ZERTIFIZIERUNGSVERFAHREN	16
G.1.1 EINLEITUNG.....	16
G.1.2 EINHEITENZERTIFIKAT	18
G.1.3 ANLAGENZERTIFIKAT.....	20
G.1.4 KOMPONENTENZERTIFIKAT	22
G.1.5 EINZELNACHWEISVERFAHREN (ANLAGENZERTIFIKAT C)	22
G.1.6 KONFORMITÄTSERKLÄRUNG	22
G.1.7 ERWEITERTE KONFORMITÄTSERKLÄRUNG	22
G.2 BEWERTUNGSUMFANG TYP-1-EINHEITEN	24
G.2.1 EINHEITENZERTIFIKAT	24
G.2.1.1 Allgemeines und Übertragbarkeit	24
G.2.1.2 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF).....	26
G.2.1.3 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten.....	27
G.2.1.4 Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)	28
G.2.1.5 Simulationsmodelle.....	32
G.2.1.5.1 Anforderungen an Simulationsmodelle.....	32
G.2.1.5.2 Modellvalidierung der PRNB und Anlaufzeitkonstante	34
G.2.2 – EINZELNACHWEISVERFAHREN	37
G.2.2.1 Anlagenzertifikat C/C1 - Grundsätzliche Vorgehensweise bei der Bewertung nach NAR.....	37
G.2.2.2 Evaluierung und Bewertung des vorläufigen Simulationsmodells Vorgehensweise bei der Bewertung nach NAR.....	39
G.2.2.2.1 Umfang des Simulationsmodells – Anforderungen an das Modell der Antriebs- bzw. Turbineneinheit	39
G.2.2.3 Evaluierung und Bewertung der vorläufigen Konformitätsstudie	41
G.2.2.3.1 Inhalt der Konformitätsstudie – Prüfung der Ersatznetzdarstellung – dynamische Zustandsänderung, transiente Stabilität	41
G.2.2.3.2 Inhalt der Konformitätsstudie – Prüfung zum Verhalten der Typ-1-EZE / EZA	42
G.2.2.4 Modellvalidierung und Anforderungen an die Modellgenauigkeit	43
G.2.2.4.1 Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)	43
G.2.2.5 Anlagenzertifikat C2 - Grundsätzliche Vorgehensweise bei der Bewertung nach NAR.....	46
G.2.3 ANLAGENZERTIFIKAT.....	47
G.2.3.1 Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz.....	47

G.2.3.2	Teilnetzbetriebsfähigkeit.....	48
G.2.3.3	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.....	49
G.2.3.3.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	49
G.2.3.3.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	49
G.2.3.3.3	50	
G.2.3.3.4	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	50
G.2.3.4	Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement.....	50
G.2.3.4.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	50
G.2.3.4.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	51
G.2.3.4.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	51
G.2.3.5	Dynamische Netzstützung	52
G.2.3.5.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	52
G.2.3.5.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	52
G.2.3.5.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	53
G.2.3.6	Anforderungen an Simulationsmodelle	53
G.2.3.6.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	53
G.2.3.6.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	54
G.2.3.6.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	55
G.2.3.7	Studie zur Bewertung der Anlagenkonformität.....	56
G.2.3.7.1	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	56
G.2.4	KOMPONENTENZERTIFIKAT	57
G.2.4.1	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.....	57
G.2.4.1.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	57
G.2.4.1.2	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	57
G.2.4.1.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	58
G.3	BEWERTUNGSUMFANG NETZBILDENDE TYP-2- ERZEUGUNGSEINHEITEN, ERZEUGUNGS- UND SPEICHEREINHEITEN, SPEICHER.....	59
G.3.1	EINHEITENZERTIFIKAT	59
G.3.1.1	Fiktiver Inselnetzbetrieb	59
G.3.1.1.1	Bewertung der Versuchsdurchführung	59
G.3.1.1.2	Spannungsquellenverhalten.....	60
G.3.1.1.3	Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) im unbeschränkten Stellbereich	60
G.3.1.2	Netzsynchrone Betrieb	61
G.3.1.2.1	Winkelsprungleistung.....	61
G.3.1.2.2	Wirksame Impedanz	63
G.3.1.2.3	Nachweis der Passivitätseigenschaften im harmonischen Frequenzbereich	64
G.3.1.2.4	Spannungsquellenregelung und FRT-Verhalten	65
G.3.1.2.5	Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)	76

G.3.1.2.6	Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen	76
G.3.1.2.7	Anlaufzeitkonstante sowie Momentanreserveleistung und -energie	78
G.3.1.2.8	Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) im beschränkten Stellbereich	81
G.3.1.3	Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement	82
G.3.1.4	Polrad- bzw. Netzpendelungen	88
G.3.1.5	Einstellbereiche (Entkupplungsschutz)	89
G.3.1.5.1	VDE-AR-N 4110 (TAR-MS)	89
G.3.1.5.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	90
G.3.1.5.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	90
G.3.1.6	Simulationsmodelle	91
G.3.1.6.1	Anforderungen an Simulationsmodelle	91
G.3.1.6.2	Modellvalidierung – Allgemeine Anforderungen	98
G.3.1.6.3	Modellvalidierung – EMT- und detailliertes RMS-Modell	100
G.3.1.6.4	Modellvalidierung – RMS-Typ-Modell	110
G.3.1.6.5	Plausibilisierung der Simulationsmodelle	111
G.3.1.6.6	Modelldokumentation	112
G.3.1.6.7	Simulationsumgebung und Toolunabhängigkeit	113
G.3.1.6.8	Herstellermodelle zum Zweck der Zertifizierung	114
G.3.1.7	Simulative Nachweise	115
G.3.1.7.1	Simulativer Nachweis der Winkelsprungleistung	115
G.3.1.7.2	Simulativer Nachweis der Wirksamen Impedanz	116
G.3.1.7.3	Simulativer Nachweis der Dämpfung von Frequenz- Leistungspendelungen	118
G.3.1.7.4	Simulativer Nachweis der Anlaufzeitkonstante sowie Momentanreserveleistung- und -energie	121
G.3.1.7.5	Simulativer Nachweis des Führungsverhaltens der Spannungsquellenregelung	123
G.3.1.7.6	Simulativer Nachweis des Störverhaltens der Spannungsquellenregelung	124
G.3.1.7.7	Simulativer Nachweis des Verhaltens bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_r \pm 10 \% U_r$	126
G.3.1.7.8	Simulativer Nachweis des Abklingens des DC-Anteils	127
G.3.1.7.9	Simulativer Nachweis des Dämpfungsverhaltens im sub- und supersynchronen Frequenzbereich	128
G.3.1.7.10	Netzparallelbetriebsfähigkeit	129
G.3.2	ANLAGENZERTIFIKAT	129
G.3.2.1	Polrad- bzw. Netzpendelungen	129
G.3.2.2	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	130
G.3.2.2.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	130
G.3.2.2.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	134

G.3.2.2.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	139
G.3.2.3	Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement.....	145
G.3.2.3.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	145
G.3.2.3.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	148
G.3.2.3.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	150
G.3.2.4	Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung).....	152
G.3.2.5	Teilnetzbetriebsfähigkeit.....	153
G.3.2.6	Anforderungen an Simulationsmodelle	154
G.3.2.6.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	154
G.3.2.6.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	155
G.3.2.6.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	156
G.3.2.7	Robustheit und Spannungsquellenregelung bei kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/UVRT-Robustheit)	157
G.3.2.7.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	157
G.3.2.7.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	162
G.3.2.7.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	166
G.3.2.8	Studie zur Bewertung der Anlagenkonformität	170
G.3.2.8.1	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	170
G.3.3	KOMPONENTENZERTIFIKAT	171
G.3.3.1	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.....	171
G.3.3.1.1	VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	171
G.3.3.1.2	VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	174
G.3.3.1.3	VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)	177



Anhang G Spezifische Festlegungen für Netzbildende Einheiten und Anlagen zur Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve

G.1 ZERTIFIZIERUNGSVERFAHREN

G.1.1 EINLEITUNG

Der Anhang G ist unabhängig von der Spannungsebene für netzbildende Einheiten zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen des FNN Hinweises „Anforderungen und Nachweise für Netzbildende Einheiten und Anlagen Version 2.1, Januar 2026“ durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 [3] und FGW TR 8 akkreditierte Zertifizierungsstelle anzuwenden.

Auf Unterschiede zwischen den Spannungsebenen wird sofern erforderlich im jeweiligen Bewertungskriterium eingegangen.

Dieser Nachweis ist aktuell für die Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve erforderlich. Zukünftig soll der Nachweis für Batteriespeichersysteme nach VDE-AR-N 4120 / VDE-AR-N 4130 ebenfalls erforderlich sein.

Die Bewertung von netzbildenden Typ-1- und Typ-2-Einheiten bzw. Anlagen findet aufgrund der teilweise gänzlich verschiedenen Anforderungen und Nachweise in getrennten Kapiteln (Kapitel G.2 bzw. Kapitel G.3) statt.

Die in der TR 8 Rev. 10 [2] beschriebenen Bewertungskriterien des Anhangs A gelten - sofern diese nicht, wie in diesem Beiblatt beschrieben, ersetzt bzw. ergänzt werden - auch für dieses Beiblatt. Gegenüber der TR 8 Rev. 10 [2] geänderte Bewertungskriterien sind jeweils farblich (blau) gekennzeichnet.

Hinweise zu den Layout-Elementen

Quellenangaben und Voraussetzungen:

Anforderung	Fundstellen (Quellangabe) der an den Bewertungsgegenstand gestellten und hier betrachteten Anforderungen gemäß GridCode bzw. FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] .
Nachweis	Fundstellen (Quellangabe) der an den Nachweisprozess gestellten und hier betrachteten Anforderungen gemäß GridCode bzw. FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] .
Mitgeltende Dokumente	Fundstellen (Quellangabe) weiterer, nicht unmittelbar aus dem GridCode bzw. dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] ersichtlicher, Anforderungen an den Bewertungsgegenstand oder Nachweisprozess. (Z. B. Querverweise aus dem GridCode bzw. dem FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften oder bei Nachweis nach „Stand der Technik“ im Falle fehlender Angaben zur Nachweisführung im GridCode.)
Voraussetzungen	Sämtliche einschlägige Voraussetzungen, die vor Beginn der Evaluierungstätigkeit gegeben sein müssen. Folgende Stichworte werden definiert: Herstellererklärung = Herstellererklärung liegt vor und lässt Konformitätsbewertung gegenüber der fraglichen Anforderung zu. Prüfbericht = Prüfbericht gemäß TR 3 [5] bzw. TR 3 Beiblatt 26.2 [6] liegt vor und lässt Konformitätsbewertung gegenüber der fraglichen Anforderung zu.

	Betriebsmittelzertifikat(e) = Betriebsmittelzertifikate (= Einheitenzertifikate) liegen vor und lassen Konformitätsbewertung gegenüber der betreffenden Anforderung zu. <i>Hinweis: Die Bedeutung sonstiger Stichworte gilt entweder sinngemäß oder ist an der entsprechenden Stelle erläutert.</i>
Bemerkungen	Sofern die vom Evaluierungsplan behandelte Situation erklärungsbedürftig ist, finden sich hier weitere Erläuterungen und Hinweise.

Evaluierungstätigkeit:

Allgemein gilt (Bewertungskriterien)	Stichpunktartige Auflistung, welche Ermittlungstätigkeiten gemäß GridCode bzw. FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] durchzuführen sind. Sofern für eine Produkteigenschaft mehrere Ermittlungsschritte notwendig sind, wird dies durch die Nummerierung angezeigt. Ermittlungsgegenstände werden numerisch gezählt. (Beispiel: „2“). Ermittlungsschritte zu einem Ermittlungsgegenstand werden als Unterpunkte numerisch gezählt. (Beispiel: „2.1“). Falls die Ermittlungstätigkeit verkürzt dargestellt werden kann, ist diese verkürzte Darstellung hier eingetragen. Dabei erfolgt eine Beschränkung auf die wesentlichen Punkte. Ist eine verkürzte Darstellung nicht sinnvoll möglich, wird stattdessen eine aussagekräftige Umschreibung der Ermittlungstätigkeit in Form von Stichworten eingetragen. In den Fällen, wo ein Bewertungskriterium gemäß NAR bzw. FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] missverstanden werden könnte, z. B. weil eine mehrdeutige Lesart möglich ist, wird das Bewertungskriterium so wiedergegeben, dass nur noch eine einzige Interpretation des Kriteriums möglich ist.
Allgemein gilt (Weitere Nachweise)	Stichpunktartige Auflistung, welche Ermittlungstätigkeiten gemäß mitgeltender Dokumente durchzuführen sind. Sofern für eine Produkteigenschaft mehrere Ermittlungsschritte notwendig sind, wird dies durch die Aufzählung angezeigt. Ermittlungsgegenstände werden alphabetisch gezählt. (Beispiel: „A“). Ermittlungsschritte zu einem Ermittlungsgegenstand werden als Unterpunkte numerisch gezählt. (Beispiel: „A.1“). Im Weiteren gelten dieselben Ausführungen wie bei „Allgemein gilt (Bewertungskriterien)“.
Akzeptanzkriterium	Sofern die NAR bzw. der FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] ein eindeutiges Kriterium (z. B. eine Toleranzgrenze) vorsieht, wird dieses hier in Kurzform dargestellt. Ist eine Kurzform nicht sinnvoll möglich, wird stattdessen eine aussagekräftige Umschreibung des Kriteriums in Form von Stichworten eingetragen (Beispiel: „Sprungantwort zeigt PT1-Verhalten“). Für den Fall, dass die NAR bzw. der FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] kein oder kein eindeutiges oder ein nachweislich nicht erfüllbares Akzeptanzkriterium benennt, so wird hier in eindeutiger Art und Weise ein Kriterium festgelegt, dass grundsätzlich prüfbar und erfüllbar ist.

Technologiespezifische Modifikationen:

Eine technologiespezifische Modifikation ist in diesem Beiblatt nicht erforderlich aufgrund der strikten Trennung zwischen Typ-1- und Typ-2-Einheiten/Anlagen.

Der Geltungsbereich der Evaluierungstätigkeit ergibt sich aus der Gliederung.

Abgrenzung des Geltungsbereichs:

EZE	Evaluierungstätigkeiten, die sich auf Erzeugungseinheiten im Rahmen einer Einheitenzertifizierung oder eines Einzelnachweisverfahrens beziehen.
Komponente / EZA-Regler	Evaluierungstätigkeiten, die sich auf Komponenten von Erzeugungseinheiten und -anlagen bzw. auf EZA-Regler im Rahmen einer Typzertifizierung für Komponenten (kurz: Komponentenzertifizierung) beziehen.
EZA	Evaluierungstätigkeiten, die sich auf Erzeugungsanlagen im Rahmen der Erstellung von Anlagenzertifikaten beziehen.

G.1.2 EINHEITENZERTIFIKAT

Nachfolgend werden die zu ersetzenden Bewertungskriterien von Typ-1- und Typ-2-Einheiten dargestellt.

Tabelle 1 stellt eine Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A nach FGW TR 8 Rev. 10 für netzbildende Typ-1-Einheiten dar.

Tabelle 1 Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A für netzbildende Typ-1-Einheiten

TR 8-Rev. 10 Kapitel	Kriterium	TR 8-Beiblatt 10.1 Kapitel	Bemerkung
A.1.2.5.2.1 A.2.2.5.2.1 A.3.2.5.2.1	Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz	G.2.1.4 G.2.1.2	A.1.2.5.2.1, A.2.2.5.2.1 und A.3.2.5.2.1 werden für Typ-1-Einheiten jeweils ersetzt durch G.2.1.4 sowie für das Durchfahren schneller Frequenzänderungen (RoCoF) durch G.2.1.2.
A.1.2.9.1.1 A.2.2.9.1.1 A.3.2.9.1.1	Anforderungen an Simulationsmodelle	G.2.1.5	A.1.2.9.1.1, A.2.2.9.1.1 und A.3.2.9.1.1 werden jeweils ersetzt durch G.2.1.5.

Tabelle 2 stellt eine Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A nach FGW TR 8 Rev. 10 [2] für netzbildende Typ-2-Einheiten dar.

Tabelle 2 Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A für netzbildende Typ-2-Einheiten (Typ-2-EZE, EZSE, Speicher)

TR 8-Rev. 10 Kapitel	Kriterium	TR 8-Beiblatt 10.1 Kapitel	Bemerkung
A.1.2.2.2.1 A.2.2.2.2.1 A.3.2.2.2.1	Polrad- bzw. Netz- pendelungen	G.3.1.4	A.1.2.2.2.1, A.2.2.2.2.1 und A.2.2.2.2.1 werden für Typ-2-Einheiten je- weils ersetzt durch G.3.1.4.
A.1.2.5.2.1 A.2.2.5.2.1 A.3.2.5.2.1	Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz	G.3.1.1.3 G.3.1.2.8 G.3.1.2.5	A.1.2.5.2.1, A.2.2.5.2.1 und A.3.2.5.2.1 werden für Typ-2-Einheiten je- weils ersetzt durch G.3.1.1.3 und G.3.1.2.8 sowie für das Durchfah- ren schneller Fre- quenzänderungen (RoCoF) durch G.3.1.2.5.
A.1.2.7.2.1 A.2.2.7.2.1 A.3.2.7.2.1	Insel- und Teilnetz- betriebs-fähigkeit	G.3.1.1.3 G.3.1.2.8	A.1.2.7.2.1, A.2.2.7.2.1 und A.3.2.7.2.1 werden jeweils ersetzt durch G.3.1.1.3 und G.3.1.2.8.
A.1.2.7.3.1 A.2.2.7.3.1 A.3.2.7.3.1	Dynamische Netz- stützung	G.3.1.2.4.3 G.3.1.2.4.5 G.3.1.2.4.6	A.1.2.7.3.1, A.2.2.7.3.1 und A.3.2.7.3.1 werden jeweils ersetzt durch G.3.1.2.4.3, G.3.1.2.4.5 und G.3.1.2.4.6.
A.1.2.5.1.1.1 A.2.2.5.1.1.1 A.3.2.5.1.1.1	Allgemeines und Netzsehersheits-ma- nagement	G.3.1.3	A.1.2.5.1.1.1, A.2.2.5.1.1.1 und A.3.2.5.1.1.1 werden je- weils ersetzt durch G.3.1.3.1.1, G.3.1.3.1.2 und G.3.1.3.1.3
A.1.2.8.4.1 A.2.2.8.4.1 A.3.2.8.4.1	Einstellbereiche (Entkupplungs- schutz)	G.3.1.5	A.1.2.8.4.1, A.2.2.8.4.1 und A.3.2.8.4.1 werden ersetzt durch G.3.1.5.1, G.3.1.5.2 und G.3.1.5.3
A.1.2.9.1.1 A.2.2.9.1.1 A.3.2.9.1.1	Anforderungen an Simulationsmodelle	G.3.1.6	Werden jeweils ersetzt durch G.3.1.6.
Bemerkungen			

G.1.3 ANLAGENZERTIFIKAT

Für netzbildende Erzeugungsanlagen ist ein vollständiges Anlagenzertifikat A gemäß FGW TR 8 Rev. 10 [2] in Verbindung mit diesem Beiblatt zu erbringen.

Abweichungen des Mindestumfangs von für den Netzanschluss von netzbildenden Erzeugungsanlagen bereitzustellenden Unterlagen sind in Abschnitt 5.6.2.2 [1] beschrieben.

Tabelle 3 stellt eine Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A nach FGW TR 8 Rev. 10 [2] für Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Typ-1-Einheiten dar.

Tabelle 3 Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A für Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Typ-1-Einheiten

TR 8-Rev.10 Kapitel	Kriterium	TR 8-Bei- blatt 10.1 Kapitel	Bemerkung
A.1.2.5.2.3 A.2.2.5.2.3 A.3.2.5.2.3	Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung	G.2.3.1	A.1.2.5.2.3, A.2.2.5.2.3 und A.3.2.5.2.3 werden jeweils ersetzt durch G.2.3.1.
A.1.2.7.2.3 A.2.2.7.2.3 A.3.2.7.2.3	Insel-/ Teilnetzbetriebsfähigkeit	G.2.3.2	A.1.2.7.2.3, A.2.2.7.2.3 und A.3.2.7.2.3 werden bezüglich der Teilnetzbetriebsfähigkeit ersetzt durch G.2.3.2.
A.1.2.4.2.3 A.2.2.4.2.3 A.3.2.4.2.3	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	G.2.3.3.1 G.2.3.3.2 G.2.3.3.3	A.1.4.2.3, A.2.4.2.3 und A.3.4.2.3 werden ersetzt durch G.2.3.3.1, G.2.3.3.2 und G.2.3.3.3.
A.1.2.5.1.3 A.2.2.5.1.3 A.3.2.5.1.3	Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement	G.2.3.4.1 G.2.3.4.2 G.2.3.4.3	A.1.2.5.1.3, A.2.2.5.1.3 und A.3.2.5.1.3 werden jeweils ersetzt durch G.2.3.4.1, G.2.3.4.2 und G.2.3.4.3.
A.1.2.7.3.3 A.2.2.7.3.3 A.3.2.7.3.3	Dynamische Netzstützung	G.2.3.5.1 G.2.3.5.2 G.2.3.5.3	A.1.2.7.3.3, A.2.2.7.3.3 und A.3.2.7.3.3 werden jeweils ersetzt durch G.2.3.5.1, G.2.3.5.2 und G.2.3.5.3.

A.1.2.9.1.3 A.2.2.9.1.3 A.3.2.9.1.3	Anforderungen an Simulationsmodelle	G.2.3.6.1 G.2.3.6.2 G.2.3.6.3	A.1.2.9.1.3, A.2.2.9.1.3 und A.3.2.9.1.3 werden jeweils ersetzt durch G.2.3.6.1, G.2.3.6.2 und G.2.3.6.3.
Bemerkungen			

Tabelle 4 stellt eine Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A nach FGW TR 8 Rev. 10 für Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Typ-2-Einheiten dar.

Tabelle 4 Übersicht zu ersetzender Bewertungskriterien des Anhangs A für Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Typ-2-Einheiten (Typ-2-EZE, EZSE, Speicher)

TR 8-Rev.10 Kapitel	Kriterium	TR 8- Beiblatt 10.1 Ka- pitel	Bemerkung
A.1.2.2.2.3 A.2.2.2.2.3 A.3.2.2.2.3	Polrad- bzw. Netzpendelungen	G.3.2.1	Für Typ-2-Einheiten wird A.1.2.4.2.2, A.2.2.4.2.2 und A.3.2.4.2.2 jeweils ersetzt durch G.3.2.1
A.1.2.4.2.3 A.2.2.4.2.3 A.3.2.4.2.3	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	G.3.2.2	A.1.2.4.2.3, A.2.2.4.2.3 und A.3.2.4.2.3 werden jeweils ersetzt durch G.3.2.2.
A.1.2.5.1.3 A.2.2.5.1.3 A.3.2.5.1.3	Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement	G.3.2.3.1 G.3.2.3.2 G.3.2.3.3	A.1.2.5.1.3, A.2.2.5.1.3 und A.3.2.5.1.3 werden ersetzt durch G.3.2.3.1, G.3.2.3.2 und G.3.2.3.3.
A.1.2.5.2.3 A.2.2.5.2.3 A.3.2.5.2.3	Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung	G.3.2.4	A.1.2.5.2.3, A.2.2.5.2.3 und A.3.2.5.2.3 werden jeweils ersetzt durch G.3.2.4.
A.1.2.7.2.3 A.2.2.7.2.3 A.3.2.7.2.3	Insel-/ Teilnetzbetriebsfähigkeit	G.3.2.5	A.1.2.7.2.3, A.2.2.7.2.3 und A.3.2.7.2.3 werden bezüglich der Teilnetzbetriebsfähigkeit ersetzt durch G.3.2.5.

A.1.2.7.3.3 A.2.2.7.3.3 A.3.2.7.3.3	Dynamische Netzstützung	G.3.2.7.1 G.3.2.7.2 G.3.2.7.3	A.1.2.7.3.3, A.2.2.7.3.3 und A.3.2.7.3.3 werden ersetzt durch G.3.2.7.1, G.3.2.7.2 und G.3.2.7.3.
A.1.2.9.1.3 A.2.2.9.1.3 A.3.2.9.1.3	Anforderungen an Simulationsmodelle	G.3.2.6.1 G.3.2.6.2 G.3.2.6.3	A.1.2.9.1.3, A.2.2.9.1.3 und A.3.2.9.1.3 werden jeweils ersetzt durch G.3.2.6.1, G.3.2.6.2 und G.3.2.6.3.
Bemerkungen			

G.1.4 KOMPONENTENZERTIFIKAT

Kapitel A.1.2.4.2.2, A.2.2.4.2.2 und A.3.4.2.2 werden ersetzt durch G.3.3.1.1, G.3.3.1.2 und G.3.3.1.3.

G.1.5 EINZELNACHWEISVERFAHREN (ANLAGENZERTIFIKAT C)

Besonderheiten bei Anwendung des Anlagenzertifikats C/C1 für Erzeugungsanlagen im Anwendungsbereich des FNN Hinweises [1] werden im Kapitel G.2.2.1 aufgeführt.

G.1.6 KONFORMITÄTSERKLÄRUNG

Die Kapitel A.1.1.5, A.2.1.5 und A.3.1.5 werden wie folgt ergänzt:

Sofern im Anlagenzertifikat für den Nachweis des Verhaltens der statischen Spannungshaltung der Gesamtanlage ausgewiesen wird, dass dieser im Rahmen der Konformitätserklärung nach Verfahren A) [1] messtechnisch erbracht wird, hat die messtechnische Prüfung nach den Vorgaben des Abschnitts 5.7.2 [1] durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 [4] akkreditiertes Prüfinstitut zu erfolgen. Der Nachweis gilt als bestanden, sofern für alle durchgeführten Prüfungen die Sprungantworten innerhalb der entsprechenden Toleranzbänder liegen und das Regelverhalten innerhalb der Toleranzbänder gedämpft verläuft. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens gilt ein Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung (Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1). Sofern die Messungen bei einem SCR < 10 durchgeführt wurden und die Toleranzvorgaben hierbei nicht eingehalten wurden, darf stattdessen eine simulative Prüfung nach Kapitel G.3.2.2 zur Konformitätsbewertung herangezogen werden.

G.1.7 ERWEITERTE KONFORMITÄTSERKLÄRUNG

Die Kapitel A.1.1.6, A.2.1.6 und A.3.1.6 werden wie folgt ergänzt:

Sofern im Anlagenzertifikat für den Nachweis des Verhaltens der statischen Spannungshaltung der Gesamtanlage ausgewiesen wird, dass dieser im Rahmen der Konformitätserklärung nach Verfahren A) [1] messtechnisch erbracht wird, hat die messtechnische Prüfung nach den Vorgaben des Abschnitts 5.7.2 [1] durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 [4] akkreditiertes Prüfinstitut zu erfolgen. Der Nachweis gilt als bestanden, sofern für alle durchgeführten Prüfungen die Sprungantworten innerhalb der entsprechenden Toleranzbänder liegen und das Regelverhalten innerhalb der Toleranzbänder gedämpft verläuft. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens gilt ein Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung



(Typ 2) bzw. des Spannungsreglers (Typ 1). Sofern die Messungen bei einem $SCR < 10$ durchgeführt wurden und die Toleranzvorgaben hierbei nicht eingehalten wurden, darf stattdessen eine simulative Prüfung nach Kapitel G.3.2.2 zur Konformitätsbewertung herangezogen werden.

G.2 BEWERTUNGSUMFANG TYP-1-EINHEITEN

G.2.1 EINHEITENZERTIFIKAT

G.2.1.1 Allgemeines und Übertragbarkeit

Der Konformitätsnachweis erfolgt typbasiert und umfasst (i) Herstellererklärung, (ii) ausgewählte Messungen am Referenztyp sowie (iii) die Validierung eines Simulationsmodells der elektrischen Eigenschaften.

Grundsatz der Typprüfung und Familienübertragbarkeit

1. **Typbasierter Ansatz:** Nicht jede Leistungs- oder Variantenstufe einer Baureihe ist messtechnisch zu prüfen. Für jede Typfamilie wird ein Referenztyp definiert und messtechnisch untersucht.
2. **Übertragbarkeit innerhalb der Familie:** Messergebnisse des Referenztyps dürfen – in Summe oder in Teilen – auf weitere Familienmitglieder übertragen werden, wenn die nachstehenden Gleichwertigkeits- und Größenkriterien erfüllt sind und ein validiertes Simulationsmodell die festgelegten Modelltoleranzen einhält. In diesem Fall dürfen die erforderlichen Nachweise (einschließlich FRT und PRNB) auf Basis von simulativ erzeugten Messäquivalenten geführt werden.

TA-Nachweis je Typ: Für jeden Typ (bzw. jede zertifizierungsrelevante Typausprägung) ist ein vollständiger Nachweis der Anlaufzeitkonstanten inkl. Messung bzw. einer Validierung des Berechnungsverfahrens zur Ermittlung der Anlaufzeitkonstanten durch die Zertifizierungsstelle zu führen. Voraussetzung für die Validierung des Verfahrens ist die Nachvollziehbarkeit der durch den Hersteller herangezogenen Berechnungsmethode im Rahmen einer Herstellererklärung. Die Nachvollziehbarkeit durch die Zertifizierungsstelle ist dann gegeben, wenn die Angabe des Massenträgheitsmoments des gesamten EZE-Antriebsstrangs auf Basis einer Mehrkörper-Simulations-Modellbeschreibung inklusive der erforderlichen Parameterangaben bzw. entsprechender Simulationsberichte in der Herstellererklärung enthalten sind. Dies hat folgendes zu beinhalten:

- die Massenträgheitsmomente der einzeln abgegrenzten Komponentenbaugruppen (z. B. Drehschwingungsdämpfer, Kurbelwelle, Zylinderbaugruppe, Schwungrad, Elastische Kupplung, Generator, etc.) des vollständigen Wellenstrangs,
- die Topologie des Modells (z. B. mehrere Komponenten durch Getriebe verbunden),
- die Nenndrehzahl der einzelnen Komponenten.

Voraussetzungen für die Übertragbarkeit

Die Übertragbarkeit der Messergebnisse des Referenztyps auf weitere Einheiten ist gegeben, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

1. **Technische Gleichwertigkeit**
Ausführung, regelungstechnisches Konzept und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Software/Parametrierung sind technisch gleichwertig. Austauschbare Komponenten (z. B. Erregung, AVR/PSS-Funktionen, Schutzkonzepte, Wandler, Messketten) dürfen keine netzrelevanten Abweichungen verursachen. Änderungen am Steuer-/Regelcode zwischen vermessenem Referenztyp und restlicher Typfamilie sind zu dokumentieren und hinsichtlich Auswirkung auf das elektr. Verhalten zu bewerten.
2. **Leistungsbereich / Skalierung**
Es liegen Messergebnisse für kleinste und größte Leistungsvariante der Familie vor oder die zu zertifizierende Einheit liegt im zulässigen Skalierungsintervall:

S_n der zu zertifizierenden Einheit muss zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und dem $\sqrt{10}$ -fachen der vermessenen Einheit liegen.

Nachweisführung für FRT und PRNB via Simulationsmodell

Die Übertragbarkeit für FRT (Fault-Ride-Through) und PRNB kann modellbasiert untersucht werden. Dafür müssen die folgenden Anforderungen eingehalten werden:

1. **Validiertes Simulationsmodell**

Das Einheitenmodell (Zeitbereich, geeignete Modelltiefe für Synchrongenerator + Erregung/AVR, ggf. Turbinen-/Antriebsstrang, ggf. Schutz/Begrenzer sofern für die Übertragung der Prüfergebnisse notwendig) ist gegen die Messung des Referenztyps zu validieren. Die Validierungskriterien des FNN Hinweises [1] müssen für die PRNB und die Anlaufzeitkonstante eingehalten werden.

2. **Parametrierung aus Herstellerunterlagen**

Die Parametrierung (z. B. AVR/PSS-Parameter, Begrenzer, Sättigungen, Kurzschlussreaktanzen, Zeitkonstanten, Trägheiten, Dämpfung, Schuttschwellen) erfolgt nachprüfbar auf Basis der Datenblätter und Einstelllisten. Skalierungen und Umrechnungen der Parameter zwischen realer Einheit und Simulationsmodell sind zulässig.

Sind (1)–(2) erfüllt, dürfen FRT- und PRNB-Nachweise für nicht vermessene Familienmitglieder vollständig simulativ erbracht werden. Ergänzende Verifikationsmessungen sind nur erforderlich, falls das Modell außerhalb der Toleranzen liegt oder wesentliche Gleichwertigkeitsannahmen nicht erfüllt sind.

Vorgehensmodell (Prozessschritte)

1. **Familiendefinition & Referenztyp:** Abgrenzung der Typfamilie, Festlegung des Referenztyps, Dokumentation von Hardware-/Software-Ständen.
2. **Messprogramm Referenztyp:** Zielgerichtete Messungen für Model-Validierung (inkl. FRT-relevanter Transienten, PRNB-Szenarien, quasistationäre Punkte).
3. **Modellaufbau & -validierung:** Parametrierung aus Herstellerdokumentation; Validierung gegen Messdaten gemäß Modelltoleranzen.
4. **Gleichwertigkeitsprüfung:** Evidenz für technische Gleichwertigkeit der Familienmitglieder gemäß Herstellererklärung. Zusätzliche Dokumente wie z. B. Stücklisten können zur weiteren Erläuterung beigelegt werden.
5. **Skalierungsprüfung:** Nachweis, dass S_n der zu zertifizierenden Einheit in dem zulässigen Intervall liegt.
6. **Nachweise FRT/PRNB simulativ:** Simulation und Bewertung der geforderten Prüf-Szenarien mit validiertem Modell.
7. **TA-Konformität je Typ:** Zusammenführen der Herstellererklärung, Übertragbarkeitsbegründung und Modellnachweise.
8. **Dokumentation & Rückverfolgbarkeit:** Vollständige Doku von Annahmen, Parametern, Softwareständen, Mess-/Simulationsberichten, Vergleichsplots und Konformitätsmatrix.

Abgrenzungen und Sonderfälle

- **Wesentliche Änderungen** zwischen Referenztyp und Typfamilie oder innerhalb der Typfamilie beenden die Gleichwertigkeit. In diesem Fall ist eine erneute Mess-
teilverifikation/Modellvalidierung erforderlich.
- **Netzabhängigkeiten** (z. B. Kurzschlussleistung/Impedanzwinkel) sind im Modell zu berücksichtigen, soweit erforderlich; gewählte Netzabhängigkeiten müssen die im FNN Hinweis [1] und in den TAR [7] [8] [9] definierten Evaluierungsschritte abdecken.

G.2.1.2 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.1.1.1 [1]	5.4.3.1 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften VDE-AR-N 4110 VDE-AR-N 4120 VDE-AR-N 4130	Herstellereklärung
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die nach Abschnitt 4.1.1.1 [1] geforderten RoCoF-Werte können ohne Netztrennung durchfahren werden. • $\pm 2,0 \text{ Hz/s}$ für ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 s, • $\pm 1,5 \text{ Hz/s}$ für ein gleitendes Zeitfenster von 1 s und • $\pm 1,25 \text{ Hz/s}$ für ein gleitendes Zeitfenster von 2 s. <i>Hinweis: Aktuell gibt es kein anerkanntes Nachweisverfahren für das Verhalten bei steilen Frequenzgradienten. An einem solchen wird derzeit gearbeitet. Sobald dieses final vorliegt, wird das Akzeptanzkriterium entsprechend angepasst.</i>	Herstellereklärung mit der Angabe ist erfolgt.
2	Sofern das Bewertungskriterium nach Nr. 1 nicht erfüllt ist, sind die Rahmenbedingungen für die Erfüllung der Anforderungen ausgewiesen.	Wahr

G.2.1.3 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.1.1.2 [1]	5.4.3.2 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 3	Prüfbericht, Herstellererklärung
Bemerkungen		Nachweis der Massenträgheitsmomente / Anlaufzeitkonstanten für netzbildende Typ-1-Einheiten: • Generator mit Erregereinrichtung: Herstellererklärung • Zusätzliche Schwungmasse (inkl. generatorseitiger Kupplung, falls vorhanden): Herstellererklärung • Kompletter Wellenstrang (Generator, Turbine, Schwungmasse etc.): messtechnischer Nachweis	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Generator und zusätzliche Schwungmasse		
1	Die Massenträgheitsmomente (kgm^2) bzw. Anlaufzeitkonstanten (T_A) für: • den Generator mit Erregereinrichtung • die zusätzliche Schwungmasse einschließlich der generatorseitigen Kupplung (sofern vorhanden) sind fachlich nachvollziehbar ausgewiesen. <i>Hinweis: $T_A = 2 H$</i> <i>Hinweis: Als Bezugsgröße für die Anlaufzeitkonstante ist die Scheinleistung des Generators zu verwenden.</i>	Angabe ist erfolgt und fachliche Nachvollziehbarkeit ist gegeben.
1.1	Die Massenträgheit des Generators wird entweder: • nachvollziehbar auf Basis von Konstruktions- und Materialkenngrößen angegeben, oder • durch eine Auslaufprüfung nach den gültigen Maschinenstandards (z. B. nach IEC 60034-4-1) ermittelt. <i>Hinweis: Bei der Auslaufprüfung dürfen die Massenträgheiten der Erregereinrichtung und anderer im Phasenschieberbetrieb fest gekoppelte Teile des Wellenstrangs inkludiert werden.</i>	Wahr

1.2	Das Verfahren zur Ermittlung der Massenträgheitsmomente bzw. Anlaufzeitkonstanten des Generators sind beschrieben. Im Falle eines Auslaufversuchs, sind zusätzlich $x-t$ -Diagramme angegeben. Die bei der Ermittlung der Anlaufzeitkonstanten inkludierten Komponenten des Wellenstrangs sind aufgeführt.	Wahr
2	Sofern sich auf gültige Normen bezogen wird, werden die Verfahren normenkonform durchgeführt.	Normenkonformität ist gegeben
Anlaufzeitkonstante des vollständigen Wellenstrangs		
3	Die messtechnische Auswertung ist plausibel beschrieben.	Wahr
4	Abweichungen zu den Herstellerangaben werden bewertet.	Wahr
5	Die Herstellerangaben und messtechnisch ermittelten Werte sind ausgewiesen. Der messtechnisch ermittelte Werte für den vollständigen Wellenstrang weicht um maximal 10 % von den Herstellerangaben ab und bestätigt damit die Herstellerangabe.	Wahr $\left 1 - \frac{\text{Messwert}}{\text{Herstellerangabe}} \right \leq 0,1$
5.1	Die Begründung für die abschließende Festlegung des Wertes von T_A im Nachweisverfahren liegt vor.	Wahr

G.2.1.4 Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.1.2 [1]	5.4.3.3.2 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht, Herstellererklärung
Bemerkungen		Die folgenden Prüfpunkte 1 bis 10 sind für den Referenztyp auf Basis des Prüfberichts zu evaluieren. Für alle nicht vermessenen Einheiten der Typfamilie müssen die Prüfpunkte 1, 2, 3, 4, 5, 7 bis 8.3 mittels validiertem Simulationsmodell geprüft werden.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Prüfbedingungen		
1	Der Schaltzustand des Kuppelschalters des Prüflings mit dem Netz bzw. Netzemulator wird dem Prüfling nicht signalisiert.	Wahr
2	Alle Prüfungen werden mit dem Standardwert der Statik durchgeführt.	Wahr

3	Vor Öffnung des Kuppelschalters in Messung 1 befindet sich der Prüfling in einem Arbeitspunkt bei $\cos \varphi \approx 1$ bzw. $Q \approx 0$.	Wahr
4	Die Spannungsregelung der EZE ist so parametrisiert, dass die durchzuführenden Laständerungen zu möglichst geringen, transienten Spannungsabweichungen führen und ein gedämpftes Verhalten gewährleistet ist. Der spannungsbedingte Selbstregelleffekt beträgt stationär und während des dynamischen Ausgleichsvorgangs weniger als 5 % bezogen auf die Bemessungswirkleistung der EZE. Eine Überschreitung dessen wird ausgewiesen. <i>Hinweis: Eine Änderung der Leistung der Last während der Prüfung sollte auf 5 % beschränkt werden.</i>	Wahr
5	Die vorgegebene Anfangswirkleistung wird mit einer Toleranz von $\pm 5 \% P_{b \text{ inst}}$ eingehalten. Die Abweichung wird bei der Auswertung berücksichtigt.	Wahr
6	Es wird in einer Herstellererklärung bestätigt und beschrieben (Blockschaltbilder, Parameter), dass die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Frequenzregelung ausgeführt ist.	Angabe liegt vor
6.1	Durch das Bestehen der Messungen 1 bis 4 wird festgestellt, dass die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Frequenzregelung ausgeführt ist.	Wahr
Messung 1 - Fallen in die Fiktive Insel		
7	Es ist zu prüfen und nachzuweisen, dass die Messung gemäß den folgenden Vorgaben durchgeführt wurde: Ausgangsbedingung: • Netzparallelbetrieb bei $P_{b \text{ inst}}$ Einstellung der Last des Fiktiven Inselnetzes <u>Grundfall:</u> unterer Grenzwert des Stellbereichs nach Tabelle 15 [1], maximal jedoch $55 \% P_{b \text{ inst}}$ bei Nennspannung. <u>Wiederholungen:</u> Die Last wird vor dem Fallen in die Fiktive Insel eingestellt auf: • $65 \% P_{b \text{ inst}}$ des Prüflings, • $75 \% P_{b \text{ inst}}$ des Prüflings, • $85 \% P_{b \text{ inst}}$ des Prüflings und • $P_{Emin,E}$ des Prüflings.	Wahr

	In Strich 4 wird der Arbeitspunkt des Prüflings so eingestellt, dass sich beim Öffnen des Kuppelschalters eine Leistungsreduktion um $45 \% P_{b\ inst}$ ergibt. Bedingung Es werden alle oben genannten Lastpunkte geprüft. <i>Hinweis: Der Prüfschritt Strich 4 findet nur dann statt, wenn er nicht bereits durch vorherige Prüfungen geprüft wurde.</i> Die Messung ist jeweils zwei Mal mit identischer Einstellung des Prüflings und des Prüfaufbaus durchgeführt worden.	
7.1	Im Falle von Verbrennungsmotoren mit Gemischbildung gilt abweichend von Nr. 7: Die Last wird vor dem Fallen in die Fiktive Insel eingestellt auf: • $100 \% P_{b\ inst} - \Delta P$ (wobei $\Delta P \geq 5 \% P_{b\ inst}$), • $65 \% P_{b\ inst}$ des Prüflings, • $75 \% P_{b\ inst}$ des Prüflings, • $85 \% P_{b\ inst}$ des Prüflings und • $P_{Emin,E}$ des Prüflings. Der Prüfling wird dabei jeweils so eingestellt, dass beim Übergang in die Fiktive Insel ein Sprung von $\Delta P \geq 5 \% P_{b\ inst}$ erfolgt.	Wahr
7.2	Der Frequenzverlauf des Prüflings erfüllt die folgenden Kriterien: • der Frequenzwert 52,5 Hz wird maximal 0,1 s überschritten, • der Frequenzwert 51,5 Hz wird maximal 10 s überschritten, und • das Einschwingverhalten der gemessenen Frequenz/Drehzahl erfüllt das geforderte Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$. Im Falle von Verbrennungsmotoren mit Gemischbildung darf alternativ je nach Können und Vermögen eine maximale transiente Frequenz von über 52,5 Hz bzw. von unter 47,5 Hz zugelassen werden.	Wahr
Messung 2 - Unbeschränkter Stellbereich		
8	Der Test findet im Fiktiven Inselnetz statt. Die in den Prüfschritten aufgeschalteten Lastsprünge entsprechen den Vorgaben nach Tabelle 14 [1]. Die Stufen werden mit einer Genauigkeit von $\pm 2 \% P_{b\ inst}$ eingestellt.	Wahr
8.1	Der Drehzahlverlauf des Prüflings erfüllt jeweils die Anforderungen an das Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$. Das Dämpfungsmaß wird entsprechend der Vorgaben bestimmt.	Wahr $D \geq 0,06$

8.2	Die transient zulässigen Frequenzgrenzen von 52,5 Hz und 47,5 Hz werden nicht über- bzw. unterschritten. Im Falle von Verbrennungsmotoren mit Gemischbildung darf alternativ je nach Können und Vermögen eine maximale transiente Frequenz von über 52,5 Hz bzw. von unter 47,5 Hz zugelassen werden.	Wahr
Messung 3 - Frequenzvorgabe		
9	Bei Messung 3 werden die Messpunkte mit einer Genauigkeit von ± 10 mHz angefahren.	Wahr
9.1	Ausgangspunkt für die Messungen ist bei Frequenzerhöhung $P_{b\ inst}$. Ausgehend von Nennfrequenz, werden die folgenden Frequenzschritte im Überfrequenzbereich simuliert: • tatsächliche Frequenz + 300 mHz • tatsächliche Frequenz + 800 mHz • tatsächliche Frequenz + 1,3 Hz • tatsächliche Frequenz + 300 mHz • tatsächliche Frequenz + 0 Hz . Ausgangspunkt für die Messungen ist bei Frequenzreduktion $P_{Emin,E}$. Ausgehend von Netzfrequenz, werden die folgenden Frequenzschritte im Unterfrequenzbereich simuliert: • tatsächliche Frequenz - 300 mHz • tatsächliche Frequenz - 800 mHz • tatsächliche Frequenz - 2 Hz • tatsächliche Frequenz - 300 mHz • tatsächliche Frequenz - 0 Hz.	
9.2	Die stationären Endwerte der Wirkleistung weichen um maximal ± 5 % der zu erwartenden Leistungsänderung oder $\pm 0,5$ % $P_{b\ inst}$ von den aus der eingestellten Statik resultierenden Werten ab.	Wahr
9.3	Die ermittelten Stellgeschwindigkeiten des beschränkten Stellbereichs entsprechen mindestens den Werten nach Tabelle 15 [1].	Wahr
Messung 4 - maximale Unempfindlichkeit / Umkehrspanne		
10	Die maximale Unempfindlichkeit wird nach FGW TR 3 Rev. 26 (oder neuer), Kapitel 7.2.1.6 bzw. 7.2.2.3.3 [6] ermittelt und entspricht dem geforderten Grenzwert von ± 10 mHz mit einer maximalen Abweichung von ± 20 % (bzw. max. ± 2 mHz Toleranz).	Wahr

G.2.1.5 Simulationsmodelle

G.2.1.5.1 Anforderungen an Simulationsmodelle

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
11.2.6 (TAR)	11.2.6 (TAR)	TR 4	Validierte EZE-Modelle für den Netzfehlerfall und den Normalbetrieb setzen Messergebnisse nach 11.2.4, 11.2.5, 11.2.7 und 11.2.10 der jeweils anzuwendenden TAR voraus.
5.4.2.2 [1]	5.4.2.2 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Validierte EZE-Modelle für die korrekte Abbildung des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz sowie der Anlaufzeitkonstanten des gesamten Wellenstrangs setzen Messergebnisse nach Abschnitt 5.4.3.3.2 bzw. 5.4.3.2.3 [1] voraus.
Bemerkungen	Für Typ-1-Einheiten, die für die Teilnahme am Momentanreserve- markt vorgesehen sind, sind grundsätzlich die Anforderungen an Simulationsmodelle nach TR 4 Rev. 10 [10] Kapitel 8 zu erfüllen. Zusätzlich gelten für die Validierung der EZE-Modelle für die kor- rekte Abbildung des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (netzsicherheitsbasierte Primärregelung) sowie der Anlaufzeitkon- stanten die Vorgaben an Simulationsmodelle und Modellgenauig- keiten nach Abschnitt 5.4.2.2.2 [1] bzw. nach Abschnitt 5.4.2.2.1 [1]. Die Modelle sind entsprechend dieser Abschnitte zu validieren, sofern der relevante Netzbetreiber Simulationsmodelle für die Typ- 1-Einheit anfordert.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Allgemeine Anforderungen		
1	Funktionsumfang der Modelle entspricht mindestens Kapitel 11.2.6.2.	Wahr
2	Modelle für den Netzfehlerfall sind als Effektivwert- modelle ausgeführt. In Sonderfällen ist die Verwen- dung von EMT-Modellen gestattet.	Wahr. Sofern in begrün- deten Fällen EMT-Mo- delle verwendet werden, wurden die

		Berechnungsergebnisse auf Robustheit geprüft.
2.1	Modelle für den Netzfehlerfall bilden das Mit-, Gegen- und Nullsystem ab.	Wahr. Unsymmetrische Fehler sind darstellbar.
2.2	Modelle für den Netzfehlerfall können aus einem beliebigen quasistationären Arbeitspunkt das Verhalten bei einem Fehler im überlagerten Netz und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abbilden.	Wahr
2.3	Modelle für den Netzfehlerfall umfassen mindestens die EZE und Schutzeinrichtungen, sofern diese Teil der EZE sind.	Wahr
2.4	Die zeitliche Schrittweite beträgt maximal 10 ms. Bei Einsatz einer automatischen Schrittweitenanpassung beträgt die maximale Schrittweite höchstens 0,2 s.	Wahr
3	Modelle für den Normalbetrieb bilden alle Einstellzeiten und -genauigkeiten hinsichtlich Wirk- und Blindleistung gemäß den jeweiligen Anforderungen ab.	Wahr
3.1	Die Differenz aus den gleitenden 5-Sekunden-Mittelwerten für simulierte und gemessene Wirk- und Blindleistungen im Normalbetrieb bleiben unter gegebenen Grenzen. Simulationen wurden nach TR 4 durchgeführt und die entsprechenden Toleranzen können eingehalten werden.	Wahr
4	EZE-Modelle wurden Plausibilisierungstests nach [10] für die Verwendung in weiteren Arbeitspunkten unterzogen. Bei gleichen Lastfluss-Ausgangszuständen müssen reproduzierbare Ergebnisse sichergestellt werden.	Wahr
5	Der Spannungsregler und dessen Modell dürfen zur Übertragung auf weitere EZE nach 11.2.1 nicht verändert werden.	Wahr
6	Die Modelldokumentation umfasst alle Funktionalitäten, Schnittstellen und wesentliche Einstellgrößen des EZE-Modells mit zulässigen Einstellbereichen.	Wahr
7	Zugehörige Einstellgrößen in der Anlagensteuerung der EZE sind dokumentiert.	Wahr
8	Einbindung und Anwendung des Modells in der genutzten Simulationsumgebung sind eindeutig beschrieben.	Wahr

9	Im Einzelnachweisverfahren erfolgt die Validierung der EZE-Modelle anhand TR 4. Diese Validierung ist Teil der erweiterten Konformitätserklärung.	Wahr
10	Die Anforderungen an die Übertragbarkeit von Simulationsmodellen aus 11.2.5.3 sind erfüllt.	Wahr

Nr.	Weitere Nachweise	Akzeptanzkriterium
Allgemeine Modellanforderungen		
A	Validierung der EZE-Modelle für den Netzfehlerfall anhand von Messungen nach 11.2.5 und 11.2.10 gemäß den Vorgaben der TR 4 durch eine nach DIN EN ISO / IEC 17065 [3] entsprechend akkreditierte Zertifizierungsstelle erfolgt.	Wahr
B	Validierung der EZE-Modelle für den Normalbetrieb anhand von Messungen nach 11.2.4 und 11.2.7 gemäß den Vorgaben der TR 4 durch eine nach DIN EN ISO / IEC 17065 [3] entsprechend akkreditierte Zertifizierungsstelle erfolgt.	Wahr
Anforderungen zum Nachweis der Eigenschaften nach [1]		
C	Validierung der EZE-Modelle für die korrekte Abbildung des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (netzsicherheitsbasierte Primärregelung) anhand von Messungen nach Abschnitt 5.4.3.3.2 [1] gemäß Abschnitt 5.4.2.2.2 und falls erforderlich der TR 4 [10] bzw. deren Beiblatt 10.1 durch eine nach DIN EN ISO / IEC 17065 [3] entsprechend akkreditierte Zertifizierungsstelle erfolgt.	Wahr
D	Validierung der EZE-Modelle für die korrekte Abbildung der Anlaufzeitkonstanten des gesamten Wellenstrangs anhand von Messungen nach Abschnitt 5.4.3.2.3 [1] gemäß Abschnitt 5.4.2.2.1 [1] und falls erforderlich der TR 4 [10] bzw. deren Beiblatt 10.1 durch eine nach DIN EN ISO / IEC 17065 [3] entsprechend akkreditierte Zertifizierungsstelle erfolgt.	Wahr

G.2.1.5.2 Modellvalidierung der PRNB und Anlaufzeitkonstante

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.4.2.2.1 [1] 5.4.2.2.2 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4 Anhang E.5.2	Messbericht nach [1] Modellvalidierung des Modellerstellers

		TR 3	Dokumentation des Simulationsmodells gemäß TR 4
Bemerkungen	Für netzbildende Typ-1-Einheiten ist bezüglich der Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeiten mit Bezug auf den Nachweis der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach Abschnitt 5.4.3.3 [1] sowie den Nachweis der Anforderungen zur Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.4.3.2.3 [1] die FGW TR 4 Rev. 10 [10] Kapitel E.5.2 heranzuziehen. Entsprechend sind die geforderten vom Standardverfahren nach FGW TR 8 Rev. 10 abweichenden Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeiten in den folgenden Bewertungskriterien zu Grunde zu legen. Das durch den Hersteller vorzulegende Simulationsmodell ist bezüglich der Modellierung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sowie des gesamten Wellenstrangs an der betriebsbereiten Anlage zu verifizieren. Zu diesem Zweck sind definierte Tests an der Erzeugungseinheit vorzunehmen (Abschnitt 5.4.3.3.2 und 5.4.3.2.3). Grundsätzlich ist dabei sicherzustellen, dass das Simulationsmodell verifiziert werden kann. Auf Basis dieser Tests wird mit dem durch den Hersteller bereitgestellten Simulationsmodell eine Modellvalidierung hinsichtlich der oben genannten Anforderungen durchgeführt. Hierbei sind die Testergebnisse bzw. Testverläufe mit entsprechenden Simulationen auf Basis des Simulationsmodells zu vergleichen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Simulationen jeweils auf die absoluten Anfangszustände der Tests zu initialisieren sind. Der Vergleich von Messung und Simulation hat jeweils den eingeschwungenen Anfangszustand wie auch den eingeschwungenen Endzustand mit einzubeziehen. Die Zertifizierungsstelle hat zu überprüfen, ob die aufgeführten Messungen vollständig durchgeführt und dokumentiert wurden. Die oben genannten Anforderungen an die Genauigkeit der Simulationsmodelle sind von der Zertifizierungsstelle zu bewerten. Die Bewertung durch die Zertifizierungsstelle erfordert eine vollständige Durchführung der für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung bzw. den gesamten Wellenstrang relevanten Validierungsschritte durch diese. Darüber hinaus ist die Modellvalidierung von der Zertifizierungsstelle zu plausibilisieren. Die Plausibilisierung der Modellvalidierung durch die Zertifizierungsstelle erfolgt auf der Basis einer „Dokumentation der EZE-Validierung“, die Bestandteil der Einheitenzertifizierung ist und in einem getrennten Kapitel darzustellen ist.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
	Anlaufzeitkonstante des vollständigen Wellenstrangs	

1	Es erfolgt eine plausible messtechnische Auswertung nach Abschnitt 5.4.3.2.3 [1].	Wahr
2	Die Anlaufzeitkonstante des gesamten Wellenstrangs gemäß Herstellerangaben wird im Simulationsmodell verwendet.	Wahr, ggf. liegt Begründung und Angabe vor
2.1	Für den Fall, dass die ermittelte Anlaufzeitkonstante nicht dem Herstellerwert innerhalb zul. Toleranz entspricht, sind die Abweichungen zwischen messtechnischem Wert und Herstellerangabe bewertet.	Wahr
Über- und Unterfrequenzverhalten (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)		
3	Die in Abschnitt 5.4.3.3.2 [1] beschriebene Prüfung (Messung 1 und 3) wird simulativ für das EZE-Modell durchgeführt und nach den Vorgaben des Abschnitts 5.4.3.3.2.3 [1] sowie ergänzend nach Abschnitt 5.4.2.2.2 [1] ausgewertet.	Wahr
4	Die Initialisierung des Simulationsmodells der EZE erfolgt bezüglich Wirkleistungsabgabe, Drehzahl, Blindleistungseinspeisung und Generatorspannung auf den Startpunkt der Messungen.	Wahr
4.1	Die jeweiligen Zwischengrößen (wie Ausgangssignal des Primärreglers und Position der Stellglieder) – sofern diese im Modell abgebildet sind - liegen innerhalb der zulässigen Toleranzen nach FGW TR 4 Rev. 10, Kapitel E.5.2.1.1.	Wahr
4.2	Der Betriebsmodus der Generatorregelung wie auch der Regelung der Antriebseinheit werden entsprechend der Messbedingungen nach Abschnitt 5.4.3.3.2.2 [1] gewählt.	Wahr
5	Der Wert der Statik des Simulationsmodells wird entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 5.4.2.2.2 [1] ermittelt. Der Wert der Statik entspricht dem in der EZE eingestellten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$.	Wahr
6	Die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten des beschränkten Stellbereichs entsprechen mindestens den Kennwerten nach Tabelle 15 [1].	Wahr
7	Die Dämpfung des simulativ ermittelten Einschwingvorgangs der Frequenz bzw. Drehzahl wird nach den Vorgaben nach Abschnitt 5.4.2.2.2 [1] ermittelt. Das simulativ ermittelte Dämpfungsmaß der PRNB sowie die Frequenz des Einschwingvorgangs der Drehzahl entspricht dem messtechnisch ermittelten Wert mit	Wahr

	einer maximalen Abweichung von $\pm 15\%$ gegenüber dem messtechnisch ermittelten Wert. Alternativ zum Dämpfungsmaß darf auch das entsprechende Amplitudenverhältnis direkt ausgewertet werden unter Berücksichtigung der Genauigkeit von $\pm 15\%$ des messtechnisch ermittelten Amplitudenverhältnisses.	
7.1	Falls das Verfahren nach FGW TR 4 Rev. 10, Kapitel E.5.2.1.1 Punkt 2 Absatz (3) angewendet wird, liegt die Frequenz des Simulationsmodells der netzbildenden Einheit innerhalb des nach FNN Hinweis Abschnitt 5.4.2.2.2 zulässigen Toleranzbandes.	Wahr

G.2.2 - EINZELNACHWEISVERFAHREN

G.2.2.1 Anlagenzertifikat C/C1 - Grundsätzliche Vorgehensweise bei der Bewertung nach NAR

Die Evaluierung und Bewertung der EZE / EZA sowie deren Komponenten erfolgt abhängig von der jeweiligen anzuwendenden NAR auf der Basis der Anhänge A.1, A.2 oder A.3 der vorläufigen Konformitätsstudie. Hierbei ist zu beachten, dass z. T. die Evaluierungs-/ Bewertungsschritte der Komponenten zu berücksichtigen sind.

Folgende Evaluierungs-/ Bewertungsschritte sind, abweichend von den Festlegungen in den Anhängen A.1, A.2, A.3 **und G.2** auf der Basis von Herstellerangaben durchzuführen:

- A.1.2.2.1 / A.2.2.2.1 / A.3.2.2.1 Quasistationärer Betrieb
- A.1.2.3.1 / A.2.2.3.1 / A.3.2.3.1 Schnelle Spannungsänderungen
- A.1.2.3.2 / A.2.2.3.2 / A.3.2.3.2 Flicker
- A.1.2.3.3 / A.2.2.3.3 / A.3.2.3.3 Oberschwingungen, Zwischenharmonische
- A.1.2.3.5 / A.2.2.3.5 / A.3.2.3.5 Unsymmetrien
- A.1.2.6.1 / A.2.2.6.1 / A.3.2.6.1 Schwarzstartfähigkeit
- A.1.2.6.2 / A.2.2.6.2 / A.3.2.6.2 Zuschaltbedingungen
- A.1.2.7.2 / A.2.2.7.2 / A.3.2.7.2 | **G.1.4 / G.2.3.2 (Achtung: Einheiten- und Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt)** Insel- und Teilnetzbetriebsfähigkeit
- A.1.2.7.4 / A.2.2.7.4 / A.3.2.7.4 Beitrag zum Kurzschlussstrom; zusätzlich TR 4 Anhang E.6.4.1.1 beachten
- **G.2.1.2 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)**
- **G.2.1.3 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten**

Folgende Evaluierungs-/Bewertungsschritte sind, abweichend von den Festlegungen in den Anhängen A.1, A.2, A.3 **und G.2** auf der Basis von Simulationen mit Simulationsmodellen, die auf Herstellerangaben beruhen, durchzuführen:

- A.1.2.2.2 / A.2.2.2.2 / A.3.2.2.2 Polrad und Netzpendelungen (siehe auch dynamische Netzstützung) ; zusätzlich TR 4 Anhang E.6.4.2.4
- A.1.2.4.1 / A.2.2.4.1 / A.3.2.4.1 | **G.2.3.3.1 / G.2.3.3.2 / G.2.3.3.3 (Achtung: Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt)** Blindleistungsbereitstellung; zusätzlich TR 4 Anhang

E.6.4.1.2, E.6.4.2 E.6.4.2.1, E.6.4.2.1.1, E.6.4.2.1.2, E.6.4.2.1.3 und E.6.4.2.1.4 beachten

- A.1.2.5.1 / A.2.2.5.1 / A.3.2.5.1 | G.2.3.4.1 / G.2.3.4.2 / G.2.3.4.3 (Achtung: Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement; zusätzlich TR 4 Anhang E.6.4.2, E.6.4.2.2 und E.6.4.2.2.1 beachten
- A.1.2.5.2 / A.2.2.5.2 / A.3.2.5.2 | G.2.1.4 / G.2.3.1 (Achtung: Einheiten- und Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz (netzsicherheitsbasierte Primärregelung); zusätzlich TR 4 Anhang E.6.4.2.2.1 und E.6.4.2.2.5 | FNN Hinweis Abschnitt 5.4.3.3.3.3 [1] beachten
- A.1.2.7.3 / A.2.2.7.3 / A.3.2.7.3 | G.2.3.5.1 / G.2.3.5.2 / G.2.3.5.3 (Achtung: Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Dynamische Netzstützung; zusätzlich TR 4 E.6.4.2.1.5, und E.6.4.2.3.1 beachten
- A.1.2.7.2 / A.2.2.7.2 / A.3.2.7.2 | G.2.1.4 / G.2.3.2 (Achtung: Einheiten- und Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Insel- und Teilnetzbetriebsfähigkeit

Folgende Evaluierungs-/Bewertungsschritte sind, zusätzlich von den Festlegungen in den Anhängen A.1, A.2, A.3 und G.2 auf der Basis von Simulationen mit Simulationsmodellen, die auf Herstellerangaben beruhen, durchzuführen:

- TR 4 Anhang E.6.4.2.2.1 – Regelung der Drehzahl und Leistungsabgabe am NAP
- TR 4 Anhang E.6.4.2.2.2 – Stabilitätsreserve der Drehzahl- und Leistungsregelung bei reduzierter Netzanlaufzeit
- TR 4 Anhang E.6.4.2.2.3 – Bereitstellung und Dynamik der Primärregelleistung
- TR 4 Anhang E.6.4.2.2.4 – Inselnetzbetriebsfähigkeit (Falls vom Netzbetreiber ein simulatorischer Nachweis gefordert wird)
- TR 4 Anhang E.6.4.2.3 – (Überprüfung der) kritische(n) Fehlerklärungszeit

Die übrigen Evaluierungsschritte sind entsprechend der Anhänge A.1, A.2, A.3 bzw. G.2 durchzuführen.

Die Validierung des endgültigen Simulationsmodells welches im Zuge der endgültigen Konformitätsstudie erstellt wurde, erfolgt auf der Basis der Vermessung nach TR 3 gemäß TR 4 Anhang E.5 sowie FNN Hinweis Abschnitt 5.4.3.3.3.2 und 5.4.2.3 [1].

Liegen aus anderen Projekten Messdaten oder bereits validierte (Teil-) Modelle vor, die von einer Zertifizierungsstelle positiv bewertet wurden und die im Einzelnachweisverfahren verwendet werden können, so sind diese bevorzugt zu verwenden.

Die Ergebnisse der Evaluierung sind von der Zertifizierungsstelle in einem Evaluierungsbericht Anhang B.2 zu dokumentieren. Der Evaluierungsbericht gemäß Anhang B.3 ist damit wie im Anlagenzertifikat A / B ein Anhang zum Zertifikat gemäß Anhang B.2. Somit erhält der Netzbetreiber über den Zertifikatsinhaber, unabhängig vom Nachweisverfahren (Anlagenzertifikat A, B oder C), vergleichbare Dokumente die alle Evaluierungsschritte nachvollziehbar enthalten.

Die Anforderungen der Kapitel A.4.2, A.4.3, A.4.5 sowie G.2.2 sind von der Zertifizierungsstelle zu evaluieren und zu bewerten und intern zu dokumentieren und im Evaluierungsbericht in Kapitel 3.1.2.3 „Grundlage der Evaluierung“ zusammenfassend zu bestätigen. Darüber hinaus sind im Zuge der erweiterten Konformitätserklärung auch die Anforderungen der Kapitel A.4.4, A.4.5 und G.2.2.4 von der Zertifizierungsstelle intern zu dokumentieren und im Bericht zur erweiterten Konformitätserklärung positiv zu bewerten sowie die Fehler des Simulationsmodells auszuweisen.

G.2.2.2 Evaluierung und Bewertung des vorläufigen Simulationsmodells Vorgehensweise bei der Bewertung nach NAR

G.2.2.2.1 Umfang des Simulationsmodells - Anforderungen an das Modell der Antriebs- bzw. Turbineneinheit

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
11.6.2 [7], [8] 10.6.2 [9]	11.6.2 [7], [8]	TR 4 Anhang E.4.1.2 Modell der Antriebs- bzw. Turbineneinheit	Dokumentation des Simulationsmodells gemäß TR 4 in der vorläufigen und endgültigen Konformitätsstudie Simulationsmodell
4.1.2 [1]	5.4.3.3.3 [1]		Dokumentation des Simulationsmodells gemäß TR 4 (ergänzend durch FNN Hinweis [1]) in der vorläufigen und endgültigen Konformitätsstudie Simulationsmodell
Bemerkungen Unter Berücksichtigung der grundsätzlichen Anforderungen an das Simulationsmodell werden die zu berücksichtigenden Modellkomponenten einer EZE bzw. EZA festgelegt. In der vorläufigen und endgültigen Konformitätsstudie ist darzulegen wie diese Modellkomponenten im vorläufigen und endgültigen Simulationsmodell umgesetzt wurden und deren detaillierte Funktion. Die Modellbeschreibung nach TR 4 ist Bestandteil der vorläufigen bzw. endgültigen Konformitätsstudie. Darüber hinaus ist in der Konformitätsstudie zu begründen, warum auf Standardmodelle nach IEEE zurückgegriffen werden kann bzw. weshalb herstellerspezifische Modifikationen der IEEE Modelle nötig sind. Die Zertifizierungsstelle muss die Vollständigkeit der Modellkomponenten und deren Umsetzung im vorläufigen und endgültigen Simulationsmodell überprüfen. <i>Hinweis: IEEE-Modelle bilden zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Beiblatts die dynamischen Eigenschaften der PRNB nicht ab. Entsprechend ist keine Begründung erforderlich, sofern diese nicht zur Anwendung kommen.</i>			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Verhalten der Drehzahl auf Basis der Drehzahl-/Primärregelung.	Wahr
1.1	Thermisches Kraftwerk: Turbine einschließlich Turbinenstufen, Zwischenüberhitzer, Turbinenventile und eingreifende Regelungen.	Wahr
1.2	Thermisches Kraftwerk mit Entnahme Kondensationsturbine und Gegendruckturbine:	Wahr

	Turbine einschließlich Turbinenstufen, Zwischenüberhitzer, Turbinenventile und eingreifende Regelungen.	
1.3	Gasturbinenkraftwerk: IEEE Standardmodell (bis ca. 125 MW) oder Individualmodell; Verhalten der Verdichter, der Turbine, der Turbinenregelung mit Temperatur- und Beschleunigungsbegrenzung, Ergänzung des Modells der Gasturbine um die anlagenspezifischen Gegebenheiten.	Wahr
1.4	Gas- und Dampfkraftwerke / GuD-Anlagen.	Wahr
1.5	Hydraulische Kraftwerke: Vereinfachte bzw. ausführliche Druckstoßbeschreibung, Hydraulisches System, Regeleinrichtungen, Primärregler, wesentliche Nichtlinearitäten.	Wahr
1.6	Verbrennungskraftmaschinen: Generator-Motorsystem starre Welle, bzw. gekoppeltes Zweimassensystem, Primärregelung, Brennstoffversorgung.	Wahr
2	Für den simulativen Nachweis der PRNB: • Simulationsmodell ggf. inkl. EZA-Regler für den Wirkleistungspfad einer EZE, sowie falls erforderlich für die EZA (z. B. bei GuD-Anlagen) • Eingangsgrößen sind dabei Leistungs- und Drehzahlabweichungen. • Die Ausgangsgröße des geregelten Stellglieds ist die mechanische Antriebsleistung • Die Detailtiefe des Simulationsmodells ist dabei auf die Anforderungen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung und der dabei einzuhaltenden Toleranzen nach FGW TR 4 (Festlegungen für die Wirkleistungsabgabe) und FGW TR 8 im geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abgestellt. Dies gilt insbesondere auch für die Ausgangsgröße des Primärreglers. • Falls für die Einhaltung der Modellgenauigkeit erforderlich, können ergänzend weitere Größen, wie Reglerausgang, Ventilstellung, Massenstrom, etc., in den Modellvergleich mit einbezogen werden.	Wahr

G.2.2.3 Evaluierung und Bewertung der vorläufigen Konformitätsstudie

G.2.2.3.1 Inhalt der Konformitätsstudie - Prüfung der Ersatznetzdarstellung - dynamische Zustandsänderung, transiente Stabilität

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
11.6.2 [7], [8] 11.6 [9]	11.6.2 [7], [8] 11.6 [9]	TR 4 Anhang E.6.3.3.2 Überprüfung dynamischer Zustandsänderungen, transiente Stabilität FNN Hinweis [1]	Dokumentation des Simulationsmodells gemäß TR 4 in der vorläufigen und endgültigen Konformitätsstudie
Bemerkungen	Auf Basis der vorläufigen Konformitätsstudie und dem vorläufigen Simulationsmodell werden von der Zertifizierungsstelle die Anforderungen nach Anhang A.1, A.2 und A.3, soweit im Geltungsbereich der jeweiligen NAR zutreffend und bei einer positiven Bewertung der Zertifizierungsstelle das Anlagenzertifikat C ausgestellt. Die innerhalb der Konformitätsstudie durchzuführenden Simulationen zum Nachweis der Einhaltung von Netzanschlussbedingungen hängen von den jeweils gültigen NAR ab. Diese unterscheiden sich entsprechend den Spannungsebenen, auf denen der Anschluss der EZA erfolgt. Die Konformitätsstudie muss alle Punkte gemäß Anhang A.1, A.2 und A.3, soweit im Geltungsbereich der jeweiligen NAR zutreffend, ausweisen. Hierbei ist die Ermittlung und Herleitung der einzelnen Punkte ausführlich zu beschreiben. Die Zertifizierungsstelle hat die Darlegung der einzelnen Punkte auf der Basis der in der Konformitätsstudie enthaltenen Beschreibung zu plausibilisieren und bezüglich der zutreffenden NAR auf Vollständigkeit zu überprüfen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Mittelspannungsnetz: Sachgerechte Begründung zur Auswahl der Anschluss-situation (A / B)	Wahr
2	Mittelspannungsnetz Anschlusssituation B: Sachgerechte Begründung zur vereinfachten Darstellung, Basis S_{kV} und ψ_k	Wahr
3	Mittelspannungsnetz Anschlusssituation A: Sachgerechte Begründung zur Darstellung mit einem Ersatznetzgenerator	Wahr
4	Hochspannungsnetz: Sachgerechte Begründung zur Darstellung mit einem ungeregelten Ersatznetzgenerator	Wahr
5	Höchstspannungsnetz: Festlegung mit dem Netzbetreiber	Wahr
6	Simulative Prüfumgebung zum Nachweis der Stabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf Basis des Fiktiven Inselnetzes	Wahr

	nach Abschnitt 5.4.3.3.2.2 [1] (der Prüfaufbau in Bild 7 ist simulativ nachzubilden).	
--	---	--

G.2.2.3.2 Inhalt der Konformitätsstudie - Prüfung zum Verhalten der Typ-1-EZE / EZA

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
11.6.2 [7], [8] 11.6 [9]	11.6.2 [7], [8] 11.6 [9]	TR 4 Anhang E.6.3.5 Anforderungen an das Verhalten der Typ 1 EZE/EZA FNN Hinweis [1]	Dokumentation des Simulationsmodells gemäß TR 4 in der vorläufigen und endgültigen Konformitätsstudie
Bemerkungen		Auf Basis der vorläufigen Konformitätsstudie und dem vorläufigen Simulationsmodell werden von der Zertifizierungsstelle die Anforderungen nach Anhang A.1, A.2 und A.3, soweit im Geltungsbereich der jeweiligen NAR zutreffend und bei einer positiven Bewertung der Zertifizierungsstelle das Anlagenzertifikat C ausgestellt. Die innerhalb der Konformitätsstudie durchzuführenden Simulationen zum Nachweis der Einhaltung von Netzanschlussbedingungen hängen von den jeweils gültigen NAR ab. Diese unterscheiden sich entsprechend den Spannungsebenen, auf denen der Anschluss der EZA erfolgt. Die Konformitätsstudie muss alle Punkte gemäß Anhang A.1, A.2 und A.3, soweit im Geltungsbereich der jeweiligen NAR zutreffend, ausweisen. Hierbei ist die Ermittlung und Herleitung der einzelnen Punkte ausführlich zu beschreiben. Die Zertifizierungsstelle hat die Darlegung der einzelnen Punkte auf der Basis der in der Konformitätsstudie enthaltenen Beschreibung zu plausibilisieren und bezüglich der zutreffenden NAR auf Vollständigkeit zu überprüfen.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Charakteristische Eigenfrequenzen der EZE / EZA	Keine Bewertung, reiner Ausweis
2	Ausreichende Dämpfung Generatorpendelungen.	Wahr
3	Ausreichende Dämpfung Sprungantwort des Spannungsreglers.	Wahr
4	Ausreichende Dämpfung Sprungantwort Primärregler.	Wahr
5	Ausreichende Dämpfung (gemäß Anhang B.1 Tabelle 14 [1]) und Stellgeschwindigkeiten (beschränkter Stellbereich gemäß Tabelle 15 [1]) der netzsicherheitsbasierten Primärregelung.	Wahr

G.2.2.4 Modellvalidierung und Anforderungen an die Modellgenauigkeit

G.2.2.4.1 Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.1.2 [1]	5.4.3.3.3.3 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften [1] TR 4 Anhang E.5.2.5 TR 3	Messbericht nach [1] Modellvalidierung des Modellerstellers Dokumentation des Simulationsmodells gemäß TR 4 in der vorläufigen und endgültigen Konformitätsstudie
Bemerkungen Dieses Kapitel ersetzt für Typ-1-EZA im Anwendungsbereich des FNN Hinweises [1] das Kapitel A.4.4.7 [2] (Dynamische Eigenschaften der Antriebseinheit). Das durch den Anlagenerrichter vorzulegende endgültige Simulationsmodell ist an der betriebsbereiten Anlage zu verifizieren. Zu diesem Zweck sind – vorzugsweise im Zusammenhang mit der IB bzw. Abnahme der Anlage - definierte Tests an den Erzeugungseinheiten bzw. an der EZA vorzunehmen (Abschnitt 5.4.3.3.2 [1]). Die durchzuführenden Tests sind der Art und Technologie der Erzeugungseinheiten entsprechend anzupassen und zu detaillieren. Grundsätzlich ist dabei sicherzustellen, dass das Simulationsmodell verifiziert werden kann. Auf Basis dieser Tests wird mit dem endgültigen Simulationsmodell eine Modellvalidierung durchgeführt. Hierbei sind die Testergebnisse bzw. Testverläufe mit entsprechenden Simulationen auf Basis der endgültigen Simulationsmodelle zu vergleichen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Simulationen jeweils auf die absoluten Anfangszustände der Tests zu initialisieren sind. Der Vergleich von Messung und Simulation hat jeweils den eingeschwungenen Anfangszustand wie auch den eingeschwungenen Endzustand mit einzubeziehen. Die Zertifizierungsstelle hat zu überprüfen, ob die aufgeführten Tests vollständig durchgeführt und dokumentiert wurden. Die Anforderungen an die Genauigkeit der endgültigen Simulationsmodelle sind von der Zertifizierungsstelle auf der Basis der endgültigen Konformitätsstudie zu bewerten. Die Bewertung durch die Zertifizierungsstelle erfordert eine vollständige Durchführung der Validierungsschritte durch diese. Darüber hinaus ist die Modellvalidierung von der Zertifizierungsstelle zu plausibilisieren. Die Plausibilisierung der Modellvalidierung durch die Zertifizierungsstelle erfolgt auf der Basis einer „Dokumentation der EZE-/EZA-Validierung“, die Bestandteil der Konformitätsstudie ist und in einem getrennten Kapitel darzustellen ist.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Anforderungen an das Simulationsmodell - Allgemeines		
1	Für den Nachweis der PRNB im Rahmen des Einzel-nachweisverfahrens wird ein Simulationsmodell nach den Vorgaben des Abschnitts 5.4.2.3.2.1 [1] erstellt.	Wahr
Anforderungen an das Simulationsmodell - Anpassung an das Simulationsmodell (Modellidentifikation)		
2	Die Ermittlung des statischen und dynamischen Wirkleistungsverhaltens der EZE bzw. EZA erfolgt nach Abschnitt 5.4.2.3.2.2 [1], wobei die dort angegebenen Anforderungen an die Modellgenauigkeit eingehalten werden.	Wahr
Nachweis der PRNB - Allgemeines		
3	Der Schaltzustand des Kuppelschalters des Prüflings mit dem Netz bzw. Netzemulator wird dem Prüfling nicht signalisiert.	Wahr
4	Die Initialisierung des Modells erfolgt auf den Startpunkt der Messung. Zwischengrößen liegen innerhalb der zulässigen Toleranzen.	Wahr
5	Es erfolgt eine Auswertung der Simulation, eine Darlegung der Toleranzen, eine Darstellung der Ergebnisse in einem Diagramm und eine Begründung von Überschreitungen.	Wahr
6	Bei nicht nachvollziehbaren Überschreitungen der Toleranzen erfolgt zur abschließenden Bewertung eine Sensitivitätsanalyse bezogen auf die Auswirkung auf die elektrischen Eigenschaften gemäß FNN Hinweis [1].	Wahr
7	Es wird bestätigt und ausgewiesen, dass die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Frequenzregelung ausgeführt ist.	Angabe liegt vor
7.1	Durch das Bestehen der Prüfungen 1 bis 4 wird festgestellt, dass die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Frequenzregelung ausgeführt ist (es ist festzustellen, dass ein Falschregeleffekt nicht sichtbar ist (siehe auch Anhang A.II)).	Wahr
8	Die geforderten Frequenzgrenzen gemäß E.9 (VDE-AR-N 4110) bzw. E.7 (VDE-AR-N 4120/4130) werden in allen Prüfungen jeweils mit einer Toleranz von max. ± 100 mHz eingehalten.	Wahr
9	Der Drehzahlverlauf des Prüflings für den Einschwingvorgang erfüllt jeweils die Anforderung an das geforderte	Wahr $D \geq 0,054$

	Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ mit einer Toleranz von - 10 %, demnach $D \geq 0,054$.	
10	Die stationären Endwerte der Wirkleistung weichen maximal um $\pm 5 \% P_{b \text{ inst}}$ von den aus der eingestellten Statik resultierenden Werten ab. Es werden mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 [1] eingehalten.	Wahr
Nachweis der PRNB - Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen		
11	Für die simulativen Prüfungen werden Ausgangsbetriebszustände nach den Vorgaben entsprechend Abschnitt 5.4.3.3.3.3 [1] definiert.	Wahr
Nachweis der PRNB - Prüfung 1 - Dämpfung des geschlossenen Regelkreises		
12	Die simulative Prüfung erfolgt gemäß der Vorgaben nach Abschnitt 5.4.3.3.3.3 [1]. Es wird auf Basis der nach Tabelle 14 [1] definierten Stufenwerte der gesamte Wirkleistungsstellbereich zwischen technischer Mindestleistung und maximaler Leistung P_{TE} geprüft.	Wahr
13	Die Kriterien nach Punkt 8 bis 10 werden jeweils für alle geprüften Stufen erfüllt.	Wahr
Nachweis der PRNB - Prüfung 2 - Überfrequenzverhalten		
14	Die simulative Prüfung erfolgt gemäß der Vorgaben nach Abschnitt 5.4.3.3.3.3 [1]. Es werden die geforderten sprungförmigen Lastabschaltungen ausgehend von den geforderten Arbeitspunkten geprüft.	Wahr
15	Die Kriterien nach Punkt 8 bis 10 werden jeweils für alle geprüften Stufen erfüllt.	Wahr
16	Sofern der Arbeitspunkt nach Wirkung der PRNB unterhalb der technischen Mindestleistung liegt, wird festgestellt, dass keine Instabilitäten auftreten.	Wahr
Nachweis der PRNB - Prüfung 3 - Unterfrequenzverhalten		
17	Die simulative Prüfung erfolgt gemäß der Vorgaben nach Abschnitt 5.4.3.3.3.3 [1].	Wahr
18	Die Kriterien nach Punkt 8 bis 10 werden jeweils für alle geprüften Stufen erfüllt.	Wahr
Nachweis der PRNB - Prüfung 5 - Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs		

19	Die simulative Prüfung erfolgt gemäß der Vorgaben nach Abschnitt 5.4.3.3.3.3 [1].	Wahr
20	Die Kriterien nach Punkt 8 bis 10 werden jeweils für alle geprüften Stufen erfüllt.	Wahr
21	Das Durchfahren des PRNB-Totbandes bezogen auf das Leistungsstellglied erfolgt stoßfrei.	Wahr

G.2.2.5 Anlagenzertifikat C2 - Grundsätzliche Vorgehensweise bei der Bewertung nach NAR

Die Evaluierung und Bewertung der EZE / EZA sowie deren Komponenten erfolgt abhängig vom der jeweiligen anzuwendenden NAR auf der Basis der Anhänge A.1, A.2 oder A.3 der vorläufigen Konformitätsstudie. Hierbei ist zu beachten, dass z. T. die Evaluierungs-/ Bewertungsschritte der Komponenten zu berücksichtigen sind.

Folgende Evaluierungs-/ Bewertungsschritte sind, abweichend von den Festlegungen in den Anhängen A.1, A.2, A.3 und G.2 auf der Basis von Herstellerangaben gemäß VDE-AR-N 4110 [7] Tabelle 20 durchzuführen:

- A.1.2.2.1 / A.2.2.2.1 Quasistationärer Betrieb
- A.1.2.4.1 / A.2.2.4.1 | G.2.3.3.1 / G.2.3.3.2 / G.2.3.3.3 (Achtung: Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Blindleistungsbereitstellung
- A.1.2.6.1 / A.2.2.6.1 Schwarzstartfähigkeit
- A.1.2.7.2 / A.2.2.7.2 | G.2.1.4 / G.2.3.2 (Achtung: Einheiten- und Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Insel- und Teilnetzbetriebsfähigkeit
- A.1.2.7.3 / A.2.2.7.3 | G.2.3.5.1 / G.2.3.5.2 / G.2.3.5.3 (Achtung: Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Dynamische Netzstützung
- A.1.2.5.1 / A.2.2.5.1 / A.3.2.5.1 | G.2.3.4.1 / G.2.3.4.2 / G.2.3.4.3 (Achtung: Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement
- A.1.2.5.2 / A.2.2.5.2 / A.3.2.5.2 | G.2.1.4 / G.2.3.1 (Achtung: Einheiten- und Anlagenteil nach [2] wird durch G.X ersetzt) Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz (netzsicherheitsbasierte Primärregelung)
- G.2.1.2 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)
- G.2.1.3 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten
- A.1.2.6.2 / A.2.2.6.2 Zuschaltbedingungen
- A.1.2.7.4 / A.2.2.7.4 Beitrag zum Kurzschlussstrom
- A.2.2.11 Regelleistungsbereitstellung

Folgende Evaluierungs-/Bewertungsschritte sind, abweichend von den Festlegungen in den Anhängen A.1, A.2, A.3 und G.2 erst nach Inbetriebsetzung der EZA auf der Basis eines Vermessungsberichtes nach FGW TR 3 bzw. dem FNN Hinweis [1], durchzuführen:

- A.1.2.3.1 / A.2.2.3.1 Schnelle Spannungsänderungen
- A.1.2.3.2 / A.2.2.3.2 Flicker
- A.1.2.3.3 / A.2.2.3.3 Oberschwingungen, Zwischenharmonische
- A.1.2.3.4 / A.2.2.3.4 Kommutierungseinbrüche

- A.1.2.3.5 / A.2.2.3.5 Unsymmetrien
- A.1.2.4.1 / A.2.2.4.1 Blindleistungsbereitstellung
- A.1.2.5.1 / A.2.2.5.1 / A.3.2.5.1 Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement
- A.1.2.5.2 / A.2.2.5.2 / A.3.2.5.2 | [G.2.1.4](#) / [G.2.3.1](#) Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz
- [G.2.1.3 Nachweis der Anlaufzeitkonstanten](#)
- A.1.2.7.2 / A.2.2.7.2 / A.3.2.7.2 | [G.2.1.4](#) / [G.2.3.2](#) Insel- und Teilnetzbetriebsfähigkeit
- A.2.2.11 Regelleistungsbereitstellung

Die übrigen Evaluierungsschritte sind entsprechend der Anhänge A.1 oder A.2 durchzuführen.

Liegen aus anderen Projekten Messdaten vor, die von einer Zertifizierungsstelle positiv bewertet wurden und die im Einzelnachweisverfahren verwendet werden können, so sind diese bevorzugt zu verwenden.

Die Ergebnisse der Evaluierung sind von der Zertifizierungsstelle in einem Evaluierungsbericht Anhang B.2 zu dokumentieren. Der Evaluierungsbericht ist damit wie im Anlagenzertifikat A / B ein Anhang zum Zertifikat gemäß Anhang B.2. Somit erhält der Netzbetreiber über den Zertifikatsinhaber, unabhängig vom Nachweisverfahren (Anlagenzertifikat A, B oder C), vergleichbare Dokumente, die alle Evaluierungsschritte nachvollziehbar enthalten.

G.2.3 ANLAGENZERTIFIKAT

G.2.3.1 Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.1.2 [1]	5.6.2.9 [1]	-	Betriebsmittelzertifikate
Bemerkungen Die Fähigkeit der Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz wird im FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften abgedeckt über die Erfüllung der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung. Diese ist elementarer Bestandteil der Regelung der Typ-1-Einheit und wird ausschließlich auf Einheiten-ebene (bzw. bei untrennbar miteinander verbundenen Einheiten, z. B. GuD-Anlagen, auf Anlagenebene (siehe hierzu G.2.2.4.1)) nachgewiesen. Es sind die unter G.2.1.4 aufgelisteten Anforderungen unter Beachtung der Priorisierung – entsprechend der anzuwendenden Technischen Anschlussregel - der Wirkleistungssignale anzuwenden.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Der Nachweis des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) wird in den Einheitenzertifikaten erbracht.	Wahr

G.2.3.2 Teilnetzbetriebsfähigkeit

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.1.4 (TAR)	5.6.2.5 [1]	VDE-AR-N 4110 VDE-AR-N 4120 VDE-AR-N 4130	Betriebsmittelzertifikate
Bemerkungen Die Fähigkeit der Teilnetzbetriebsfähigkeit wird im FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften abgedeckt über die Erfüllung der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung. Diese ist elementarer Bestandteil der Regelung der Typ-1-Einheit und wird ausschließlich auf Einheitenebene (bzw. bei untrennbar miteinander verbundenen Einheiten, z. B. GuD-Anlagen, auf Anlagenebene (siehe hierzu G.2.2)) nachgewiesen. Stellgeschwindigkeiten bzw. Stellbereiche sind im Rahmen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf Basis der Festlegungen nach Tabellen 14 und 15 des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften [1] nachzuweisen. <i>Hinweis: Die Bedingungen für den Inselnetzbetrieb bleiben nach A.1.2.7.2.3, A.2.2.7.2.3, A.3.2.7.2.3 unverändert gültig.</i> <i>Hinweis: Die Anforderungen an die Teilnetzbetriebsfähigkeit nach der jeweils anzuwendenden TAR werden jeweils implizit erfüllt von Einheiten, welche im Rahmen der Einheitenzertifizierung (bzw. dem Einzelnachweisverfahren) den Nachweis der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung erbracht haben. Die Fähigkeit wird damit inhärent von der Einheit erfüllt und bedarf keiner zusätzlichen Beauftragung durch den Netzbetreiber.</i>			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Allgemeine Anforderungen		
1	Das Betriebskonzept erlaubt eine Reduktion der eingespeisten Leistung auf die technische Mindestleistung nach Tabelle 15 [1].	Wahr
2	Der Nachweis des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) wurde in den Einheitenzertifikaten erbracht.	Wahr
2.1	Sofern nicht der gesamte Stellbereich der Wirkleistung im Rahmen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung mit der geforderten Amplitude nach Tabelle 14 [1] abgedeckt wird, liegt eine entsprechende technische Begründung vor und das Vorgehen ist mit dem Netzbetreiber abgestimmt.	Wahr Herstellererklärung inkl. Begründung liegt vor

G.2.3.3 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

G.2.3.3.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.4.11 (TAR)	Anhang E.9 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
4.1.1.3 [1]	5.6.2.6 [1]	Anhang E.9 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
Bemerkungen		Die Bewertung ist identisch mit der Bewertung für Typ-2-Anlagen und erfolgt nach Kapitel G.3.2.2.1.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel G.3.2.2.1.	-
1.1	Als Standardwert für die Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für die Bewertung nach Kapitel G.3.2.2.1 für Typ-1-Einheiten ein Wert von 30 s anzunehmen.	Wahr
1.2	Als Einstellbereich der Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für die Bewertung nach Kapitel G.3.2.2.1 für Typ-1-Einheiten ein Bereich von 15 s bis 45 s anzunehmen.	Wahr

G.2.3.3.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.4.11 (TAR)	Anhang E.9 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
4.1.1.3 [1]	5.6.2.6 [1]	Anhang E.9 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
Bemerkungen		Die Bewertung ist identisch mit der Bewertung für Typ-2-Anlagen und erfolgt nach Kapitel G.3.2.2.2.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel G.3.2.2.2.	-
1.1	Als Standardwert für die Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für die Bewertung nach Kapitel G.3.2.2.2 für Typ-1-Einheiten ein Wert von 30 s anzunehmen.	Wahr
1.2	Als Einstellbereich der Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für die Bewertung nach Kapitel G.3.2.2.2 für Typ-1-Einheiten ein Bereich von 15 s bis 45 s anzunehmen.	Wahr

G.2.3.3.3

G.2.3.3.4 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.4.11 (TAR)	Anhang E.9 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
Bemerkungen		Die Bewertung erfolgt nach FGW TR 8 Rev. 10 [2].	

G.2.3.4 Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement

G.2.3.4.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR)	11.4.3 (TAR)		Betriebsmittelzertifikat(e), Herstellererklärung
10.2.4.2 (TAR)	11.4.13 (TAR)		
	11.4.14 (TAR)		
8.1 (TAR)	TR 3 Rev. 26 Beiblatt 1	TR 3	Prüfbericht
Bemerkungen		Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 1.2.5.1.3 [2]. Eine Bewertung der Kriterien nach Abschnitt 5.6.2.3 [1] entfällt für Typ-1-EZA.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 1.2.5.1.3 [2] .	-

G.2.3.4.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR)	11.4.3 (TAR)		Betriebsmittelzertifikat(e), Herstellererklärung
10.2.4.2 (TAR)	11.4.13 (TAR)		
	11.4.14 (TAR)		
8.1 (TAR)	TR 3 Rev. 26 Beiblatt 1	TR 3	Prüfbericht
Bemerkungen		Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 2.2.5.1.3 [2] . Eine Bewertung der Kriterien nach Abschnitt 5.6.2.3 [1] entfällt für Typ-1-EZA.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 2.2.5.1.3 [2] .	-

G.2.3.4.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR)	11.4.3 (TAR)		Betriebsmittelzertifikat(e), Herstellererklärung
10.2.4.2 (TAR)	11.4.13 (TAR)		
	11.4.14 (TAR)		
8.1 (TAR)	TR 3 Rev. 26 Beiblatt 1	TR 3	Prüfbericht
Bemerkungen		Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 3.2.5.1.3 [2] . Eine Bewertung der Kriterien nach Abschnitt 5.6.2.3 [1] entfällt für Typ-1-EZA.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 3.2.5.1.3 [2].	-

G.2.3.5 Dynamische Netzstützung

G.2.3.5.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.3 (TAR)	11.4.12 (TAR) 5.6.2.7 [1]	TR 3 TR 4; DIN EN 60909 o (VDE 0102) [13] VDE-AR-N 4110	Einheitenzertifikate aller EZE der EZA; Komponentenzertifikate für Komponenten mit Relevanz für FRT; Validierte Modelle der EZE und soweit zutreffend der Komponenten.
Bemerkungen		Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 1.2.7.3.3 [2]. Eine Bewertung der Kriterien nach Abschnitt 5.6.2.7 [1] entfällt für Typ-1-EZA.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 1.2.7.3 [2].	-

G.2.3.5.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.3 (TAR)	11.4.12 (TAR) 5.6.2.7 [1]	TR 3 TR 4; DIN EN 60909 o (VDE 0102) [13] VDE-AR-N 4110	Einheitenzertifikate aller EZE der EZA; Komponentenzertifikate für Komponenten mit Relevanz für FRT; Validierte Modelle der EZE und soweit zutreffend der Komponenten.
Bemerkungen		Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 2.2.7.3.3 [2]. Eine Bewertung der Kriterien nach Abschnitt 5.6.2.7 [1] entfällt für Typ-1-EZA.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 2.2.7.7.3 [2] .	-

G.2.3.5.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR)	11.4.3 (TAR)		Betriebsmittelzertifikat(e), Herstellereerklärung
10.2.4.2 (TAR)	11.4.13 (TAR)		
	11.4.14 (TAR)		
Bemerkungen		Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 3.2.7.3.3 [2]. Eine Bewertung der Kriterien nach Abschnitt 5.6.2.7 [1] entfällt für Typ-1-EZA.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel A 3.2.7.3.3 [2] .	-

G.2.3.6 Anforderungen an Simulationsmodelle

G.2.3.6.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.6.4 (TAR)	11.4.23 (TAR)		-
5.5.3.9 [1]	5.6.2.10 [1]		
Bemerkungen		Soweit durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage nach 10.6 zu erstellen und spätestens im Rahmen der Konformitätserklärung an den Netzbetreiber zu übergeben.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Verlangt der Netzbetreiber ein aggregiertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt

2	Das detaillierte Simulationsmodell der Erzeugungsanlage basiert auf validierten Einheitenmodellen. <i>Hinweis: Die Weitergabe von in einer öffentlich zugänglichen Typ-Bibliothek vom Hersteller veröffentlichten offenen, lauffähigen Modellen mit Modell-Typ-Zuordnungen, entsprechenden Beschreibungen und anzuwendenden Parametern, ist jederzeit gestattet.</i>	Wahr
3	Es liegt ein Simulationsmodell der EZA vor, das mindestens die einzelnen Erzeugungseinheiten, sowie die relevanten Elemente (Bibliotheksmodele) zum Anschluss an den Netzanschlusspunkt beinhaltet. Blindleistungskompensationsanlagen sowie Anlagenregler sind nur dann im Modell abzubilden, wenn eine Integration in das Simulationsmodell der Anlage (Software/-Schnittstellenproblematik) möglich ist und die Integration dieser Komponenten zur Beurteilung der Anforderungen erforderlich ist. Abweichend hiervon muss bei der Wahl des Verfahrens B nach 5.6.2.6 [1] sowie bei EZA mit EZE bei denen der Nachweis der PRNB nicht elementarer Bestandteil der Regelung der Typ-1-Einheit ist und nicht ausschließlich auf Einheitenebene, sondern bei untrennbar miteinander verbundenen Einheiten, z. B. GuD-Anlagen, auf Anlagenebene (siehe hierzu G.2.2) nachzuweisen ist, der Anlagenregler im Simulationsmodell abgebildet werden.	Wahr

G.2.3.6.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.6.4 (TAR)	11.4.23 (TAR)		-
5-5-3-9 [1]	5.6.2.10 [1]		
Bemerkungen		Soweit durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage nach 10.6 zu erstellen und spätestens im Rahmen der Konformitätserklärung an den Netzbetreiber zu übergeben.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Verlangt der Netzbetreiber ein aggregiertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt
2	Das detaillierte Simulationsmodell der Erzeugungsanlage basiert auf validierten Einheitenmodellen. <i>Hinweis: Die Weitergabe von in einer öffentlich zugänglichen Typ-Bibliothek vom Hersteller veröffentlichten offenen, lauffähigen Modellen mit Modell-Typ-</i>	Wahr

	<i>Zuordnungen, entsprechenden Beschreibungen und anzuwendenden Parametern, ist jederzeit gestattet.</i>	
3	Es liegt ein Simulationsmodell der EZA vor, das mindestens die einzelnen Erzeugungseinheiten, sowie die relevanten Elemente (Bibliotheksmodule) zum Anschluss an den Netzanschlusspunkt beinhaltet. Blindleistungskompensationsanlagen sowie Anlagenregler sind nur dann im Modell abzubilden, wenn eine Integration in das Simulationsmodell der Anlage (Software/-Schnittstellenproblematik) möglich ist und die Integration dieser Komponenten zur Beurteilung der Anforderungen erforderlich ist. Abweichend hiervon muss bei der Wahl des Verfahrens B nach 5.6.2.6 [1] sowie bei EZA mit EZE bei denen der Nachweis der PRNB nicht elementarer Bestandteil der Regelung der Typ-1-Einheit ist und nicht ausschließlich auf Einheitenenebene, sondern bei untrennbar miteinander verbundenen Einheiten, z. B. GuD-Anlagen, auf Anlagenebene (siehe hierzu G.2.2) nachzuweisen ist, der Anlagenregler im Simulationsmodell abgebildet werden.	Wahr

G.2.3.6.3 VDE-AR-N 4130 (TAR HÖS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.6.4 (TAR)	11.4.23 (TAR)		-
5.5.3.9 [1]	5.6.2.10 [1]		
Bemerkungen	Soweit durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage nach 10.6 zu erstellen und spätestens im Rahmen der Konformitätserklärung an den Netzbetreiber zu übergeben. Sofern durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein detailliertes Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage aus verifizierten Einheitenmodellen erstellt werden, welche die Anforderungen des Abschnitts 5.5.3 [1] erfüllen. Bezüglich der Weitergabe der Modelle sind die Vorgaben des Abschnitts 5.5.3.9 [1] zu berücksichtigen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Angabe, ob der Netzbetreiber zusätzlich zum detaillierten EZA-Modell ein aggregiertes EZA-Modell verlangt.	Angabe ist erfolgt
2	Soweit der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber ein aggregiertes (vereinfachtes) Simulationsmodell der Erzeugungsanlage verlangt, ist dessen Genauigkeit gegenüber dem im Rahmen der Anlagenzertifizierung verwendeten Simulationsmodell ausgewiesen.	Wahr

3	Verlangt der Netzbetreiber ein detailliertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt
3.1	Das detaillierte Simulationsmodell der Erzeugungsanlage basiert auf validierten Einheitenmodellen. <i>Hinweis: Die Weitergabe von in einer öffentlich zugänglichen Typ-Bibliothek vom Hersteller veröffentlichten offenen, lauffähigen Modellen mit Modell-Typ-Zuordnungen, entsprechenden Beschreibungen und anzuwendenden Parametern, ist jederzeit gestattet.</i> <i>Hinweis: Die Weitergabe von EMT- und RMS-Modellen mit inkludiertem Regler-Code oder anderweitig verschlüsselter Komponenten bedarf der Zustimmung des jeweiligen Herstellers. Die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Nutzung der Modelle im Rahmen von Netzstudien bedarf in jedem Fall der Vereinbarung eines standardisierten NDA zwischen Drittem und Netzbetreiber.</i>	Falls detailliertes EZA-Modell gefordert: Wahr
4	Es liegt ein Simulationsmodell der EZA vor, das alle relevanten Eigenschaften wie $Q(U)$ -Regelung bzw. Spannungs- / Blindleistungsregelung, Primärregelung, Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) ggf. inkl. technologischer Einschränkungen abbildet.	Wahr

G.2.3.7 Studie zur Bewertung der Anlagenkonformität

G.2.3.7.1 VDE-AR-N 4130 (TAR HÖS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.6.3.3 [1]	-	-	Qualifiziertes Anlagen-gutachten
Bemerkungen		Für Typ-1-Anlagen ist das nach Abschnitt 5.6.3 [1] eingeführte „erweiterte Anlagenzertifikatsverfahren“ inkl. qualifiziertem Gutachten nicht anzuwenden.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es erfolgt keine Bewertung.	-

G.2.4 KOMPONENTENZERTIFIKAT

G.2.4.1 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

G.2.4.1.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.3.2 (TAR)	TR 3	Betriebsmittelzertifikat(e)
4.1.1.3 [1]	5.6.2.6 [1]		Prüfbericht, Dokumentation des Herstellers
Bemerkungen		Die Bewertung ist identisch mit der Bewertung für Typ-2-Anlagen und erfolgt nach Kapitel G.3.3.1.1.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel G.3.3.1.1.	-
1.1	Als Einstellbereich der Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für die Bewertung nach Kapitel G.3.3.1.1 für Typ-1-Einheiten ein Bereich von 15 s bis 45 s anzunehmen.	Wahr

G.2.4.1.2 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.3.2 (TAR)	TR 3	Betriebsmittelzertifikat(e)
4.1.1.3 [1]	5.6.2.6 [1]		Prüfbericht, Dokumentation des Herstellers
Bemerkungen		Die Bewertung ist identisch mit der Bewertung für Typ-2-Anlagen und erfolgt nach Kapitel G.3.3.1.2.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Bewertung erfolgt nach Kapitel G.3.3.1.2.	-
1.1	Als Einstellbereich der Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für die	Wahr

	Bewertung nach Kapitel G.3.3.1.2 für Typ-1-Einheiten ein Bereich von 15 s bis 45 s anzunehmen.	
--	---	--

G.2.4.1.3 VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.3.2 (TAR)	TR 3	Betriebsmittelzertifikat(e)
Bemerkungen	Die Bewertung erfolgt nach FGW TR 8 Rev. 10 [2], Kapitel A.3.2.4.2.2.		

G.3 BEWERTUNGSUMFANG NETZBILDENDE TYP-2-ERZEUGUNGSEINHEITEN, ERZEUGUNGS- UND SPEICHEREINHEITEN, SPEICHER

G.3.1 EINHEITENZERTIFIKAT

G.3.1.1 Fiktiver Inselnetzbetrieb

G.3.1.1.1 Bewertung der Versuchsdurchführung

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.1 [1]	5.5.4 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen		Auf Basis der messtechnischen Prüfung der netzbildenden Einheit im Fiktiven Inselnetzbetrieb werden die Anforderungen an das Spannungsquellenverhalten und das Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) im unbeschränkten Stellbereich gemeinsam geprüft. Die Bewertung beider Anforderungen findet gesondert in G.3.1.1.2 bzw. G.3.1.1.3 statt. Zusätzlich wird im Rahmen der Prüfung des Spannungsquellenverhaltens die Wirksamkeit des parametrisierten T_A plausibilisiert. Die positive Bewertung der Versuchsdurchführung ist für die Bewertung nach G.3.1.1.2 und G.3.1.1.3 Voraussetzung.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Ausgehend von einem stationären Arbeitspunkt nach den Vorgaben von Tabelle 5 [1] werden die dort genannten Messungen im Fiktiven Inselnetz durchgeführt.	Wahr
2	Die Betriebssituation des Fiktiven Inselnetzes wird je Messung aufrechterhalten, bis sich ein stabiler Arbeitspunkt ergeben hat, mindestens jedoch 50 Sekunden lang.	Wahr
3	Die Messungen werden mit dem Standardwert der Statik durchgeführt, wobei für EZSE und Speicher davon abweichend für die Durchführung der Messung 1.4 eine Statik zwischen 2 % und 2,5 % eingestellt wird	Wahr

G.3.1.1.2 Spannungsquellenverhalten

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.1 [1]	5.5.4 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften VDE-AR-N 4110 VDE-AR-N 4120 VDE-AR-N 4130	Prüfbericht
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Ausgehend von einem Betriebszustand bei Nennfrequenz wird nach dem Öffnen des Netzkuppelschalters (S_{Netz}) ein stationärer Zustand der Frequenz und Wirkleistungsabgabe der netzbildenden Einheit entsprechend der voreingestellten Restlast erreicht, ohne dass es innerhalb der FRT-Grenzkurven: • nach Bild 14 (VDE-AR-N 4110) • nach Bild 12 (VDE-AR-N 4120) • nach Bild 12 (VDE-AR-N 4130) der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel zu Auslösungen des Eigenschutzes kommt, die zur vollständigen Trennung der netzbildenden Einheit führen würden.	Wahr
2	Für die Messung 1.1 kann der Wert von T_A plausibilisiert werden und entspricht dem eingestellten Wert mit einer Toleranz von 50 %.	Wahr

G.3.1.1.3 Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) im unbeschränkten Stellbereich

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.2 [1]	5.5.4 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht, Herstellererklärung
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Der Betrieb in der Fiktiven Insel kann stabil aufrechterhalten werden.	Wahr
1.1	Für die Messungen 1.1 bis 1.4 nach Tabelle 5 [1] werden die folgenden Kriterien erfüllt: • der Frequenzwert 52,5 Hz wird maximal 0,1 s überschritten. • der Frequenzwert 51,5 Hz wird maximal 10 s überschritten. • das Einschwingverhalten der gemessenen Frequenz erfüllt das geforderte Dämpfungsmaß nach Tabelle 14 [1]	Wahr
1.2	Für die Messung 2.1 erfüllt der gemessene Frequenzverlauf die Anforderung an das geforderte Dämpfungsmaß nach Tabelle 14 [1]	Wahr
1.3	Es wird bestätigt und ausgewiesen, dass die netzsicherheitsbasierte Primärregelung mit einer proportionalen Frequenzregelung ausgeführt ist.	Angabe liegt vor

G.3.1.2 Netzsynchrone Betrieb

G.3.1.2.1 Winkelsprungleistung

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.1 [1]	5.5.5.3 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen Im Rahmen der Bewertung der Winkelsprungleistung ist zusätzlich zu prüfen, ob eine nach Abschnitt 4.2.3 [1] geforderte Höherpriorisierung des Spannungsquellenverhaltens vor Vorgaben durch Dritte bzw. dem NSM des Netzbetreibers erfolgt. Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist der Nachweis für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert zu erbringen. Für den minimalen und maximalen der parametrierbaren Werte ist der Nachweis nach Kapitel G.3.1.7.1 simulativ zu erbringen.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Prüfungen werden ausgehend von einem Arbeitspunkt bei $50 \% P_{E_{\max}} \pm 5 \% P_{E_{\max}}$ durchgeführt. Die Blindleistungseinspeisung bei Prüfungsbeginn befindet sich bei Prüfungsbeginn in einem Bereich von $\pm 5 \%$ (bezogen auf $P_{E_{\max}}$). Dabei liegt eine Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung durch die höchstpriorisierte Begrenzungsvorgabe nach Abschnitt 4.2.3 [1] vor, sodass der begrenzte Wert aufgrund der auftretenden Winkelsprungleistung überschritten wird.	Wahr
2	Es wird Messverfahren 1 oder Messverfahren 2 nach Abschnitt 5.5.5.3.2 [1] durchgeführt.	Wahr
2.1	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Es werden zwei Messungen nach den Vorgaben nach Abschnitt 5.5.5.3.2 [1] durchgeführt. Die zweite Messung findet ausgehend vom Start-Arbeitspunkt der ersten Messung $\pm 5 \% P_{E_{\max}}$ statt bei identischem Winkelsprung mit negativem Vorzeichen.	Wahr
2.2	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 2 gilt: Es werden zwei Messungen nach den Vorgaben nach Abschnitt 5.5.5.3.2 [1] durchgeführt. Die zweite Messung findet ausgehend vom Start-Arbeitspunkt der ersten Messung $\pm 5 \% P_{E_{\max}}$ statt bei identischem Winkelsprung $\Delta\theta_{\text{soll}} \pm 10 \%$ mit negativem Vorzeichen.	Wahr
3	Die maximale Wirkstromänderung $\Delta i_{P,EZE}$ in der vermarkteten Richtung beträgt mindestens 50 % (für EZSE und Speicher 70 %) und in der nicht vermarkteten Richtung mindestens 5 % des ermittelten Maximalwerts $\Delta i_{P,EZE,\max}$. Hierbei kann eine Toleranz von 1 % des nominalen Wirkstroms berücksichtigt werden. Die Winkelsprungleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung eingeschränkt.	Wahr
3.1	Die Höherpriorisierung der Winkelsprungleistung vor allen externen P-Sollwert-Vorgaben ist nicht deaktivierbar.	Wahr
4	Für die nicht angebotene Richtung gilt alternativ zu Nr. 3: Die maximale Wirkleistungsänderung beträgt mindestens 5 % $P_{E_{\max}}$ beträgt.	Wahr

G.3.1.2.2 Wirksame Impedanz

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.1 [1]	5.5.5.4 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen		Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist der Nachweis für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert zu erbringen. Für den minimalen und maximalen der parametrierbaren Werte ist der Nachweis nach Kapitel G.3.1.7.2 simulativ zu erbringen.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Prüfungen werden ausgehend von den Ausgangsbetriebszuständen nach Tabelle 6 [1] durchgeführt: - einer Wirkleistungseinspeisung $> 55 \% P_{\text{emax}}$ - den beiden Blindleistungs-Arbeitspunkten von $10 \% (\pm 5 \%)$ und $-10 \% (\pm 5 \%)$ jeweils bezogen auf P_{Emax} und - einem Kurzschlussleistungsverhältnis von $\text{SCR} \geq 3$. Falls das Kurzschlussleistungsverhältnis der Prüfeinrichtung keine Werte von $\text{SCR} \geq 3$ zulässt, ist die Durchführung der Messung auch bei einem kleineren SCR-Wert zulässig. Im Falle des Messverfahrens 1 gilt jedoch $\text{SCR} \geq 1$. Sofern die Prüfung an einem SCR-Wert < 3 durchgeführt wurde, ist dies auszuweisen.	Wahr
2	Es wird Messverfahren 1 oder Messverfahren 2 nach Abschnitt 5.5.5.4.2 [1] durchgeführt.	Wahr
2.1	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Die Höhe des aufgeschalteten Sollwertsprungs liegt zwischen $\pm 0,03 \text{ p.u.}$ und $0,05 \text{ p.u.}$. Es wird folgende Sequenz geprüft: $0,03 \text{ p.u.} \leq \Delta u_{\text{soll}} \leq 0,05 \text{ p.u.}$ $\Delta u_{\text{soll}} = 0$ $-0,05 \text{ p.u.} \leq \Delta u_{\text{soll}} \leq -0,03 \text{ p.u.}$ Zwischen diesen Zuständen wird jeweils ein eingeschwungener Zustand abgewartet.	Wahr
2.2	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 2 gilt: Die Werte der Klemmspannungssprünge Δu_{I} und Δu_{II} unterscheiden sich untereinander sowie auch vom Ausgangswert mindestens um 2% .	
3	Die Messungen des gewählten Messverfahrens werden ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe im Bereich von 15% bis $45 \% P_{\text{Emax}}$ und einer	Wahr

	Blindleistungseinspeisung im Bereich zwischen $\pm 10 \%$ (bezogen auf $P_{E_{\max}}$) wiederholt. Im Falle der Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Der Spannungs-Sollwertsprung erfolgt bei der Versuchswiederholung in negative Richtung.	
4	Es ist ausgewiesen, dass keine Strombegrenzung ge- griffen hat.	Wahr
5	Die Beträge der ermittelten Impedanz $z_{w,1}$ entspre- chen den Vorgaben an den Maximalwert $z_{w,\max}$ nach Abschnitt 4.2.1.1 [1] nach folgenden Kriterien: • ohne Einheitentransformator (bzw. auf Nieder- spannungsseite der Einheit): $z_{w,1} \leq 0,27 \text{ p.u.}$ • inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mit- telspannungsseite der Einheit): $z_{w,1} \leq 0,35 \text{ p.u.}$ • bei doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren alternativ: die obere Grenze der Impedanz wird bestimmt durch die physikalische transiente Reaktanz des Asynchrongenerators zuzüglich der Ständerresistenz des Asynchrongenerators und der Impedanz des Einheitentransforma- tors.	Wahr

G.3.1.2.3 Nachweis der Passivitätseigenschaften im harmonischen Frequenzbereich

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.3 [1]	5.5.5.5 [1]	FNN Hinweis Netzbil- dende Eigenschaften	Herstellereklärung
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Impedanz der netzbildenden Einheit weist im Fre- quenzbereich von 100 Hz bis 2,5 kHz einen positiven Re- alteil auf.	Wahr, Angabe ist er- folgt
1.1	Die Impedanz in Betrag und Phase im Mit- und Gegen- system wurde entsprechend des Verfahrens gemäß Ab- schnitt 5.5.5.5 [1] ermittelt und ausgewiesen. Das durch den Hersteller angewendete Verfahren zur Ermittlung der Impedanzwerte ist nachvollziehbar und begründet dargelegt.	Wahr
1.2	Die fachliche Nachvollziehbarkeit der Herstellererklä- rung ist gegeben.	Wahr

G.3.1.2.4 Spannungsquellenregelung und FRT-Verhalten

G.3.1.2.4.1 Führungsverhalten

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.5 [1]	5.5.5.6.1 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen	Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist der Nachweis für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert zu erbringen. Für weitere parametrierbare Werte ist der Nachweis nach Kapitel G.3.1.7.5 simulativ zu erbringen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Prüfung erfolgt analog zum Messverfahren 1 nach Abschnitt 5.5.5.4.2 [1]. Falls das Kurzschlussleistungsverhältnis der Prüfeinrichtung keine Werte von $SCR \geq 3$ zulässt, ist die Durchführung der Messung auch bei einem kleineren SCR-Wert zulässig. Hierbei gilt jedoch $SCR \geq 1$. Sofern die Prüfung an einem SCR-Wert < 3 durchgeführt wurde, ist dies auszuweisen.	Wahr
2	Die ermittelte Anschwingzeit der Spannung u_1 (bzw. alternativ des Stromes $i_{Q,1}$) beträgt < 1 s.	Anschwingzeit < 1 s

G.3.1.2.4.2 Störverhalten und Linearität der effektiven Impedanz

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.5 [1]	5.5.5.6.2 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen	Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist der Nachweis für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert zu erbringen. Für weitere parametrierbare Werte ist der Nachweis nach Kapitel G.3.1.7.6 simulativ zu erbringen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Prüfung erfolgt analog zum Messverfahren 2 nach Abschnitt 5.5.5.4.2 [1]. Die Nutzung des Messverfahrens 1 nach Abschnitt 5.5.5.4.2 [1] ist nur möglich, wenn eine hinreichend schnelle Sollwertverarbeitung in der netzbildenden Einheit erfolgt.	Wahr
2	Sofern die zu prüfende netzbildende Einheit nicht über einen der netzbildenden Einheit zugeordneten Transformator (bzw. ihr eigens zugeordnete Transformatorwicklungen) angeschlossen wird, gilt zusätzlich: Die Prüfung des Verhaltens der netzbildenden Einheit im Verbund mit mehreren direkt parallel betriebenen Einheiten erfolgte durch Wiederholung des Messverfahrens nach Abschnitt 5.5.5.4.2 [1] mit mindestens zwei parallelen netzbildenden Einheiten.	Wahr
Anschwingzeit des Scheinstromes		
3	Der mit 5 ms gleitend gemittelte Momentanwert des Stromes $i_{\alpha\beta,5ms}$ hat spätestens 15 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung erstmalig 90 % des Endwertes erreicht. Im Falle der Prüfung mit parallelen netzbildenden Einheiten erfüllt der Prüfling ebenfalls dieses Kriterium.	Wahr
Einschwingzeit des Blindstromes		
4	Der Blindstrom $i_{Q,1}$ verbleibt im Zeitraum zwischen 80 ms und 150 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung im Toleranzband (siehe Bild 10 [1]) für den Blindstrom. Im Falle der Prüfung mit parallelen netzbildenden Einheiten erfüllt der Prüfling ebenfalls dieses Kriterium.	Wahr
Dämpfung des Blindstroms		
5	Der Verlauf der Blindstromkomponente infolge der sprunghaften Spannungsänderung (nach den Vorgaben des Messverfahrens 2 nach Abschnitt 5.5.5.4.3 [1]) liegt innerhalb der Hüllkurve nach Bild 10 [1]. Im Falle der Prüfung mit parallelen netzbildenden	Wahr

	Einheiten erfüllt der Prüfling ebenfalls dieses Kriterium.	
Linearität der wirksamen Impedanz		
6	Die Linearität der wirksamen Impedanz beträgt $0,85 \leq L_Z \leq 1,15$. Im Falle der Prüfung mit parallelen netzbildenden Einheiten erfüllt der Prüfling ebenfalls dieses Kriterium.	$0,85 \leq L_Z \leq 1,15$.

G.3.1.2.4.3 Robustheit und Spannungsquellenregelung bei kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/UVRT-Robustheit)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.1.2 (TAR) 10.2.3 (TAR)	11.2.5 (TAR) 11.2.9 (nur VDE-AR-N 4130)	VDE-AR-N 4110 VDE-AR-N 4120 VDE-AR-N 4130 TR 3 DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), Kap 9.3.2	Prüfbericht, Herstellereklärung
4.2.1.6 [1]	5.5.5.6.3 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht, Herstellereklärung
Bemerkungen	Die Berechnung der Kurzschlussströme erfolgt durch die Zertifizierungsstelle basierend auf Herstellerangaben, sowie den Ergebnissen der Typ-Prüfungen nach Abschnitt 11.2.5 (VDE-AR-N 41XX) sowie Abschnitt 5.5.5.6.3 [1] und wird im Einheitenzertifikat ausgewiesen. Die messtechnische Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6.3 [1] ersetzt die nach Abschnitt 11.2.5.5 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel geforderten Versuche vollständig.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Allgemeine Anforderungen an O-/UVRT-Robustheit		
1	Eine Liste aller relevanter Komponenten der gesamten Einheit mit allen zugehörigen Teilen, die laut Hersteller Bestandteil der netzbildenden Einheit sind wie u. a. die bei der Typ-Prüfung genutzten Hilfsaggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen, liegt vor.	Wahr

2	Eigenschutz erlaubt einen Betrieb zwischen der unteren und oberen FRT-Grenzkurve nach: • nach Bild 14 (VDE-AR-N 4110) • nach Bild 12 (VDE-AR-N 4120) • nach Bild 12 (VDE-AR-N 4130).	Nach 5.5.5.6.3 (FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften) geforderte Versuche sind erfolgreich absolviert.
3	Ein FRT-Versuch wird mit maximal untererregter und einer mit maximal übererregter Blindleistung gemäß Herstellerangabe erfolgreich durchgeführt (oder mit $\cos \varphi \leq 0,95$ über- bzw. untererregt, sofern das Vermögen der Einheit größer ist).	Wahr
4	Das Verhalten der netzbildenden Einheit bei sprunghaften Spannungsänderungen wird durch einen Spannungssprung um mindestens $10 \% U_n$ auf einen Wert $> 110 \% U_n$ für symmetrische sowie auf $\geq 110 \% U_n$ als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit der Dauer von ≥ 5 s nachgewiesen. Für EZSE und Speicher wird die Messung bei der vom Hersteller ausgewiesenen minimal möglichen DC-Spannung durchgeführt.	Minstdauer ≥ 5 s
4.1	Die Herstellererklärung weist aus, dass ein symmetrischer Spannungssprung um mindestens $0,15$ p.u. auf einen Wert $> 1,15$ p.u. bzw. $\geq 1,15$ p.u. für ≥ 60 s beherrscht wird.	Angabe ist erfolgt
5	Die Herstellererklärung beinhaltet mindestens, unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung der Anforderungen nach: • nach Bild 12 (VDE-AR-N 4110) • nach Bild 10 (VDE-AR-N 4120) • nach Bild 10 (VDE-AR-N 4130) der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel möglich ist. <i>Hinweis: Werden die Anforderungen durch eine messtechnische Prüfung nach TR 3 Rev. 26, Kapitel 4.6.3.1 nachgewiesen, gelten die Anforderungen als erfüllt und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich.</i>	Angabe ist erfolgt
6	Die netzbildende Einheit wird symmetrischen und unsymmetrischen Spannungseinbrüchen	Wahr

	der Netzspannung um Δu_n auf jeweils einen Wert zwischen: • 0,7 p.u. und 0,8 p.u. • 0,45 p.u. und 0,6 p.u. • 0,2 p.u. und 0,3 p.u. • < 0,05 p.u. (VDE-AR-N 4120 und 30) für eine Mindestdauer nach der Grenzlinie nach: • Bild 14 (VDE-AR-N 4110) • Bild 12 (VDE-AR-N 4120) • Bild 12 (VDE-AR-N 4130) der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel ausgesetzt.	
7	Die Prüfungen werden bei stationären Arbeitspunkten bei Volllast ($> 0,9 P_n$ bei Feldtests und $> 0,98 P_n$ bei Prüfstandtests) und zusätzlich bei Teillast (0,1 bis 0,5 P_n) durchgeführt.	Wahr
8	Die netzbildende Einheit verbleibt bei sämtlichen geprüften Spannungseinbrüchen und -erhöhungen am Netz, solange alle Leiter-Leiter-Spannungen innerhalb der in: • Bild 14 (VDE-AR-N 4110) • Bild 12 (VDE-AR-N 4120) • Bild 12 (VDE-AR-N 4130) der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel dargestellten Grenzkurven liegt.	Wahr
9	Alle UVRT und OVRT Tests werden vollständig durchgeführt.	Wahr
Mehrfachfehler		
10	Die Einheit kann Mehrfachfehler entsprechend der Anforderungen nach 11.2.5.2 (VDE-AR-N 4110/20/30) durchfahren.	Wahr
10.1	Die Einheit ist in der Lage die Energie $P_{E_{max}}$ für 2 s abzuführen, ohne Berücksichtigung der in das Netz eingespeisten Energie. Dieser Nachweis kann rechnerisch erfolgen.	Wahr
10.2	Falls das Verhalten bei Mehrfachfehlern in Nr. 10.1 durch den Hersteller nicht rechnerisch nachgewiesen wurde, kann der Nachweis alternativ messtechnisch erbracht werden: Prüfsequenz für Mehrfachfehler gemäß: • Tabelle 14 (VDE-AR-N 4110) • Tabelle 11 (VDE-AR-N 4120)	Wahr

	• Tabelle 8 (VDE-AR-N 4130) bei $P \geq 75 \% P_{rE}$ ohne Trennung vom Netz durchfahren.	
10.3	Anhand einer Herstellererklärung ist nachvollziehbar darzulegen, dass die Einheit nach 30 Minuten erneut in der Lage ist einen Mehrfachfehler zu durchfahren.	Angabe ist erfolgt
10.4	Für Einheiten im Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4120 gilt: Für Einheiten mit doppelt gespeister Asynchronmaschine gilt für Mehrfachfehler bei denen der Fehleranfang des zweiten Fehlers früher als 900 ms nach dem Fehlerende des vorhergehenden Fehlers ist: Nach Fehlerende des letzten Fehlers muss der Wirkstrom mit mindestens 20 % des Bemessungsstromes je Sekunde gesteigert werden.	Wahr
Anschwingzeit des Scheinstromes		
11	Der mit 5 ms gleitend gemittelte Momentanwert $i_{\alpha\beta,5ms}$ des Stromes erreicht in den Versuchen bei Teillast spätestens 15 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung 90 % des Endwertes.	Wahr
Einschwingzeit des Blindstromes		
12	Der Blindstrom verbleibt jeweils im Mit- und Gegensystem ($i_{Q,1}$ und $i_{Q,2}$) spätestens 80 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung im Toleranzband für den Blindstrom ($+20 \% I_T$ und $-10 \% I_T$ für $\Delta i_Q > 0$ bzw. $-20 \% I_T$ und $+10 \% I_T$ für $\Delta i_Q < 0$). <i>Hinweis: Bei Spannungseinbrüchen der Netzspannung auf einen Wert $< 0,05$ p.u., darf anstelle des Blindstroms auch der Scheinstrom herangezogen werden.</i>	Wahr
Dämpfung des Blindstromes		
13	Ab 80 ms nach Auftreten der sprunghaften Spannungsänderung wird für die Mit- und Gegensystemkomponente der Klemmenspannung der netzbildenden Einheit (u_1, u_2) jeweils das Dämpfungsmaß von mindestens 0,3 nachgewiesen (vgl. hierzu Anhang B.IV [1]). Dabei werden zur Bewertung der Dämpfung nur Größen herangezogen, deren Wert $\Delta i_{Q,1,2,End} > 0,1$ p.u. (bezogen auf I_T) beträgt.	Wahr

	Alternativ gilt die Anforderung an die Dämpfung des Blindstromes als erfüllt, wenn die Mit- und Gegensystemkomponente des Blindstromes ($i_{Q,1}$ und $i_{Q,2}$) 80 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung in einem Band $\pm 15\%$ von $\Delta i_{Q,End,1,2}$ sowie im Zeitraum 130 ms bis 300 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung in einem Band $\pm 5\%$ von $\Delta i_{Q,1,2,End}$ verbleiben. <i>Hinweis: Zur Bewertung der Dämpfung werden nur Größen herangezogen, deren Wert $\Delta i_{Q,1,2,End} > 0,1$ p.u. (bezogen auf I_r) beträgt.</i>	
--	---	--

Nr.	Weitere Nachweise	Akzeptanzkriterium
A	Die Tests gemäß TR 3 und FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften erfolgen ohne Trennung der Einheit vom Netz. Dadurch ist gleichzeitig die FRT-Fähigkeit der bei der Vermessung genutzten Hilfsantriebe nachgewiesen.	Wahr

G.3.1.2.4.4 Verhalten bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenze

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.5.4 [1]	5.5.5.6.4 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 3	Prüfbericht
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Prüfung erfolgt nach Abschnitt 5.5.5.6.3 [1] und die Vorgaben an die Messtechnik zur Messung von Oberschwingungen nach Kapitel 3.2.2 der TR 3 werden eingehalten.	Wahr
Maximalzeit für Current Clipping bei Erreichen der Stromgrenzen gemäß 4.2.1.1 [1]		
2	Der ermittelte THD des Stromes ist spätestens 100 ms nach Beginn einer sprunghaften	Wahr

	Änderung der Amplitude der Klemmenspannung nicht signifikant. <i>Hinweis: Als nicht signifikant wird ein Wert von $\leq 20\%$ angesehen.</i> <i>Hinweis: Dies gilt unter der Voraussetzung, dass keine netzseitige Ursache für die fortwährende Einspeisung harmonischer Stromkomponenten (z. B. Lichtbogen, harmonische Lasten, Inrush-Situation, Resonanzstellen, Harmonische der netzseitigen Spannung) oder Sättigungseffekte der Prüfeinrichtung vorliegen.</i>	
2.1	Sollte das Kriterium des THD auf Basis der Auswertung des Stromes der netzbildenden Einheit nicht eingehalten werden oder eine Auswertung aus anderen Gründen nicht möglich sein, kann für diese Fälle die Bewertung auf Basis eines Signals der netzbildenden Einheit erfolgen, das den Einsatz eines Current-Clippings ausweist. In diesem Fall weist das Signal für die fehlgeschlagene oder nicht bestandene Bewertung des THD 40 ms nach der sprunghaften Änderung der Spannungsamplitude einen Betrieb ohne Current Clipping aus.	Wahr
Betragsmäßige Strombegrenzung (keine Blindstrompriorisierung)		
3	Die Stabilität der netzbildenden Einheit bei Spannungseinbrüchen auf Restspannungen $\geq 0,2$ p.u. wird sichergestellt.	Wahr
4	Der über die Dauer des Spannungseinbruchs gemittelte Scheinstrom der netzbildenden Einheit unterschreitet nicht einen Wert von 95 % des Nennstromes der Einheit. Für den Fall, dass die Stromgrenze der netzbildenden Einheit nicht erreicht wird, gilt stattdessen: Der über die Dauer des Spannungseinbruchs gemittelte Scheinstrom der netzbildenden Einheit unterschreitet nicht einen Wert von 95 % des sich aus dem Arbeitspunkt vor der Messung und dem sich aus dem Mittelwert der in Abschnitt 5.5.5.4 [1] ermittelten wirksamen Impedanzen resultierenden erwartbaren Scheinstromes.	Wahr
5	Bei einem Spannungseinbruch auf ca. 50 % und 25 % und Ausgangszuständen bei Volllast beträgt der Wirkstrom nicht weniger als 5 % des Nennstromes.	Wahr

	<i>Hinweis: Eine betragsmäßige Strombegrenzung würde bei höheren Restspannungen als 0,2 p.u. höhere Wirkströme erwarten lassen. Bis auf weiteres soll mit diesem Kriterium verhindert werden, dass eine reine Blindstrompriorisierung erfolgt, ohne zu präskriptive Anforderungen an das Wirkstromverhalten zu stellen.</i>	
Unverzüglicher Übergang in den Betriebszustand ohne Strombegrenzung		
6	Es wird nachgewiesen, dass die Einheit unverzüglich in den Betriebszustand ohne Strombegrenzung übergeht, wenn die Notwendigkeit einer Strombegrenzung nicht mehr gegeben ist. Der Blindstrom überschreitet bei Spannungswiederkehr 150 ms nach Eintritt der Mitsystemspannung in das Spannungsband von $U_N \pm 10 \% U_N$ nicht eine Einschwingtoleranz von $\pm 10 \% I_T$ um den stationären Endwert des Blindstromes. <i>Hinweis: Treten während der Messung Inrush-Effekte an den im Prüfaufbau befindlichen Transformatoren auf, können diese bei der Ermittlung der Zeiten berücksichtigt werden, so dass ggf. längere Einschwingzeiten akzeptiert werden können. Bei dieser Betrachtung können auch Vergleichssimulationen herangezogen werden.</i>	Wahr

G.3.1.2.4.5 Verhalten bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_r \pm 10 \% U_r$

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.5.5 [1]	5.5.5.6.5 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen	Sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist, ist der Nachweis für den vom Hersteller jeweils ausgewiesenen Nominalwert zu erbringen. Für weitere parametrierbare Werte ist der Nachweis nach Kapitel G.3.1.7.7 simulativ zu erbringen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Prüfung erfolgt nach Abschnitt 5.5.5.6.3 [1].	Wahr
Verhalten für die Wirkstromwiederkehr nach Fehlerende		
2	Der Vorfehlerwirkstrom ist nach 1s (nach Fehlerende) wieder erreicht.	Wahr
2.1	Kann der Wirkstrom aufgrund technischer Restriktionen diese Zeit nicht erreichen, ist dies zu begründen.	Angabe ist erfolgt
Verhalten bzgl. Vorübergehender Überspannungen nach Spannungswiederkehr		
3	Nach Spannungswiederkehr überschreiten die ermittelten Mitsystem-Überspannungen u_1 nicht 2,5 % bezogen auf den stationären Endwert $u_{1,End}$ der Spannung. Bei Inbetriebsetzung der Einheit bis zum 31.12.2027 gilt anstelle von 2,5 % ein Wert von 5,0 %.	Wahr

G.3.1.2.4.6 Nachweis des Verhaltens der eingeschränkten Spannungsquellenregelung während Netzfehlern

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.5.3 [1]	5.5.5.6.6 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Alle erforderlichen Tests nach FGW TR 3 Rev. 26 unter Berücksichtigung der Tests nach Tabelle 7 [1] bezüglich der eingeschränkten Spannungsquellenregelung wurden durchgeführt.	Wahr
2	Die Spannungsquellenregelung wird für alle Netzspannungseinbrüche unterhalb von $0,8 U_n$ für einen Zeitraum von 150 ms aufrechterhalten.	Wahr
3	Der größte Scheinstrom (der drei Leiterströme) beträgt für alle Netzspannungseinbrüche unterhalb von $0,8 U_n$ nach maximal	Wahr

	210 ms nicht mehr als 20 % des Bemessungsstromes I_T .	
4	Der größte Scheinstrom (der drei Leiterströme) beträgt für alle Netzspannungseinbrüche unterhalb von $0,8 U_n$ nach maximal 250 ms nicht mehr als 10 % des Bemessungsstromes I_T .	Wahr

G.3.1.2.4.7 Schneller Schutz bei hohen Spannungen

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.7 [1]	5.5-5.6.7 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Herstellereklärung
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Bei einer Aufprägung einer sinusförmigen Spannung auf die Klemmen der netzbildenden Einheit und einer sprunghaften Amplitudenänderung dieser Spannung auf einen Wert größer 1,35 p.u. wird die netzbildende Einheit innerhalb von 40 ms nach der sprunghaften Amplitudenänderung dauerhaft in einen Zustand überführt, in dem der Halbschwingungs-Effektivwert des Stromes in jedem Leiter auf maximal 5 % des Nennstroms limitiert wird. Die Halbschwingungs-Effektivwerte der Ströme nach Aufprägung der Spannung sind für jeden Leiter ausgewiesen.	Angabe ist erfolgt
2	Durch die Erfüllung der Anforderungen an den schnellen Schutz bei hohen Spannungen werden die Anforderungen an die OVRT-Robustheit nach Abschnitt 4.2.1. nicht unterlaufen.	Angabe ist erfolgt
3	Die Kriterien, die zur Abschaltung herangezogen worden sind, sind ausgewiesen.	Wahr

G.3.1.2.5 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.10 [1]	5.5.5.7 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften VDE-AR-N 4110 VDE-AR-N 4120 VDE-AR-N 4130	Herstellereklärung
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die nach Abschnitt 10.2.4.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel geforderten RoCoF-Werte können ohne Netztrennung durchfahren werden. Der in Abschnitt 4.2.1.14 [1] im Bild 4 gezeigte Frequenzverlauf ist ohne Trennung der Anlage vom Netz zu durchfahren.	Angabe ist erfolgt
2	Sofern das Bewertungskriterium nach Nr. 1 nicht erfüllt ist, sind die Rahmenbedingungen für die Erfüllung der Anforderungen ausgewiesen.	Wahr
3	Bezüglich der Frequenzmessung bzw. der Ermittlung des RoCoF wurde der Abschnitt 4.2.2.7 [1] beachtet.	Wahr

G.3.1.2.6 Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.12 [1]	5.5.5.8 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen			
Es wird gefordert, dass der messtechnische Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen bei $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ erfolgt. Messtechnische Prüfungen weiterer Werte von T_A sind auf Wunsch des Herstellers zulässig.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es wird das Verhalten bei $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ der netzbildenden Einheit geprüft.	Wahr
2	Es werden die in Tabelle 8 [1] enthaltenen Einzelprüfungen durchgeführt.	Wahr
3	Die Prüfung werden bei einem $SCR = 3$ an den Klemmen der netzbildenden Einheit durchgeführt. Die Verwertung von Ergebnissen aus Messungen, die bei einem niedrigeren Kurzschlussverhältnis als $SCR = 3$ durchgeführt wurden, ist zulässig, jedoch ist dies ausgewiesen.	Wahr
4	Die Prüfungen werden ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe von 50 % bis 75 % $P_{E,max}$ durchgeführt. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ wurde je Prüfung auf 1,0 eingestellt.	Wahr
5	Es wird Messverfahren 1 oder Messverfahren 2 nach Abschnitt 5.5.5.8.2 [1] durchgeführt.	Wahr
6.1	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Die Anregung erfolgt durch eine sprungförmige Frequenzänderung in Höhe von ca. 250 mHz bis 500 mHz. Die Anregung führt nicht zu einer Begrenzung des Storms der netzbildenden Einheit. Sofern die Anregung durch Signalaufschaltung realisiert wurde, wirkt die Frequenzänderung auch auf die netzsicherheitsbasierte Primärregelung.	Wahr
6.2	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 2 gilt: Die Höhe des Phasensprungs führt zu einer Wirkleistungsänderung von 15 % bis 30 % $P_{E,max}$ in angebotener Richtung bzw. 2 % bis 4 % $P_{E,max}$ in nicht angebotener Richtung von Momentanreserve. Die Anregung führt nicht zu einer Begrenzung des Storms der netzbildenden Einheit.	Wahr
7	Das ermittelte Dämpfungsmaß unterschreitet für alle in der Einheit parametrisierten Werte von T_A den nach Abschnitt 4.2.1.12 [1] festgelegten Wert von 0,5 um nicht mehr als 10 %. <i>Hinweis: Sofern für einen Wert von T_A die messtechnische Prüfung bei einem $SCR < 3$ nicht bestanden wurde</i>	$D(T_A) \geq 0,45$

	<i>oder aufgrund des unbekannten SCR-Wertes der Prüfeinrichtung nicht durchgeführt werden konnte, ist alternativ ein simulativer Nachweis gestattet, welcher nach G.3.1.7.3 zu bewerten ist.</i>	
7.1	Wenn insgesamt drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, gilt: Die zwei ermittelten Amplitudenverhältnisse der aufeinanderfolgenden Minima und Maxima (AV_{21} und AV_{32}) sind kleiner als 0,2. Wenn insgesamt weniger als drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, gilt die Prüfung ebenfalls als bestanden.	$AV_{21} < 0,2$, $AV_{32} < 0,2$ Oder Weniger als 3 Maxima / Minima

G.3.1.2.7 Anlaufzeitkonstante sowie Momentanreserveleistung und -energie

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.12 [1] 4.2.1.13 [1]	5.5.5.9 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen		Im Rahmen der Bewertung der Anlaufzeitkonstante sowie Momentanreserveleistung ist zusätzlich zu prüfen, ob eine nach Abschnitt 4.2.3 [1] geforderte Höherpriorisierung der Momentanreserveleistung vor Vorgaben durch Dritte bzw. dem NSM des Netzbetreibers erfolgt.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es wird das Verhalten bei $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ der netzbildenden Einheit geprüft.	Wahr
2	Es werden Messverfahren 1 und Messverfahren 2 des Abschnitts 5.5.5.9.2 [1] durchgeführt.	Wahr
2.1	Bei Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Es werden die Messungen nach den Vorgaben von Tabelle 9 durchgeführt. Die Messungen werden ausgehend von einer Blindleistung von $0 \pm 5\%$ bezogen auf P_{Emax} durchgeführt. Bei netzbildenden Erzeugungseinheiten wurden die Messungen 1.1 und 1.2 bei einem konstanten Primärenergiedargebot durchgeführt.	Wahr

2.1.1	Die Werte $P_{\text{grenzneg,min}}$, $P_{\text{grenzneg,max}}$ und $P_{\text{min,dyn}}$ werden bestimmt und ausgewiesen.	Angabe liegt vor
2.1.2	Für die Messungen 1.1 bis 1.4 liegt eine Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung durch die höchstpriorisierte Begrenzungsvorgabe nach Abschnitt 4.2.3 [1] vor, so dass der begrenzte Wert aufgrund der auftretenden Momentanreserveleistung überschritten wird. Die Momentanreserveleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe eingeschränkt.	Wahr
2.2	Bei Durchführung von Messverfahren 2 gilt: Es werden die Messungen nach den Vorgaben von Tabelle 10 durchgeführt. Die Messungen werden ausgehend von einer Blindleistung von $0 \pm 5 \%$ bezogen auf P_{Emax} durchgeführt. Bei netzbildenden Erzeugungseinheiten werden die Messungen 2.1 und 2.2 bei einem konstanten Primärenergiedargebot durchgeführt.	Wahr
2.2.1	Die Werte $P_{\text{grenzpos,min}}$, $P_{\text{grenzpos,max}}$ und $P_{\text{max,dyn}}$ werden bestimmt und ausgewiesen.	Angabe liegt vor
2.2.2	Für die Messungen 2.1 bis 2.4 liegt eine Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung durch die höchstpriorisierte Begrenzungsvorgabe nach Abschnitt 4.2.3 [1] vor, so dass der begrenzte Wert aufgrund der auftretenden Momentanreserveleistung überschritten wird. Die Momentanreserveleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe eingeschränkt.	Wahr
Messverfahren 1 - Vermarktung negativer oder symmetrischer Momentanreserve		
3	Die netzbildende Einheit verbleibt während der Prüfung am Netz. Erfolgt eine Auslösung des EZE-Entkuppelungsschutzes aufgrund der Frequenzeinstellungen, dürfen diese aufgeweitet und die Messung wiederholt werden.	Wahr
4	Die gemessene Leistung verbleibt innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 [1] geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder.	Wahr
5	Die gemessene Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) erreicht 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung.	Falls $T_A > 10$ s: Wahr

6	Sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 (auf Basis der Auswertung interner Signale) ermittelt wird, gilt: Der ermittelte Wert von T_A weicht um nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert ab.	Falls T_A auf Basis interner Signale ermittelt wurde: Wahr
7	Die Momentanreserveleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung (Priorisierung) eingeschränkt.	Wahr
8	Die Auswertung des Punktes 3) des Messverfahrens 1 ergibt, dass $\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$.	$\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$
Messverfahren 1 - Vermarktung positiver Momentanreserve		
9	Die netzbildende Einheit verbleibt während der Prüfung am Netz. Erfolgt eine Auslösung des EZE-Entkuppelungsschutzes aufgrund der Frequenzeinstellungen, dürfen diese aufgeweitet und die Messung wiederholt werden.	Wahr
10	Die Auswertung der Messung ergibt: $(\Delta E_{\text{pos},12} + \Delta E_{\text{neg},3} + \Delta E_{\text{pos},4} + \Delta E_{\text{neg},4}) \leq 1,5 \cdot (\Delta E_{\text{neg},12} + \Delta E_{\text{pos},3}).$	Wahr
Messverfahren 2 - Vermarktung positiver oder symmetrischer Momentanreserve		
11	Die netzbildende Einheit verbleibt während der Prüfung am Netz.	Wahr
12	Die gemessene Leistung verbleibt innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder.	Wahr
13	Die gemessene Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) erreicht 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung.	Falls $T_A > 10$ s: Wahr
14	Sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 (auf Basis der Auswertung interner Signale) ermittelt wird, gilt: Der ermittelte Wert von T_A weicht um nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert ab.	Falls T_A auf Basis interner Signale ermittelt wurde: Wahr
15	Die Momentanreserveleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung (Priorisierung) eingeschränkt.	Wahr

16	die Auswertung des Punktes 3) des Messverfahrens 2 ergibt, dass $\Delta E_{\text{neg}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{pos}}$.	$\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$
Messverfahren 2 - Vermarkung negativer Momentanreserve		
17	Die netzbildende Einheit verbleibt während der Prüfung am Netz. Erfolgt eine Auslösung des EZE-Entkuppelungsschutzes aufgrund der Frequenzeinstellungen, dürfen diese aufgeweitet und die Messung wiederholt werden.	Wahr
18	Die Auswertung der Messung ergibt: $(\Delta E_{\text{neg},12} + \Delta E_{\text{pos},3} + \Delta E_{\text{neg},4} + \Delta E_{\text{pos},4}) \leq 1,5 \cdot (\Delta E_{\text{pos},12} + \Delta E_{\text{neg},3})$.	Wahr
Priorisierungsanforderungen		
19	Die Höherpriorisierung der Momentanreserveleistung vor allen externen P-Sollwert-Vorgaben ist nicht deaktivierbar.	Wahr

G.3.1.2.8 Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) im beschränkten Stellbereich

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.2 [1]	5.5.5.10 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es wird Messverfahren 1 und 2 für alle EZE-Technologien durchgeführt.	Wahr
1.1	Bei Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Die Messungen werden ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe im Bereich von 75 % bis 100 % P_{Emax} durchgeführt. Vor Aktivierung einer Frequenzstufe wird jeweils ein stationärer Zustand erreicht.	
1.2	Bei Durchführung von Messverfahren 2 gilt: Die Messungen werden ausgehend von Mindestleistung durchgeführt.	Wahr

	Vor Aktivierung einer Frequenzstufe wird jeweils ein stationärer Zustand erreicht.	
2	Die stationären Endwerte der Wirkleistung p_1 weichen um maximal $\pm 5 \%$ der zu erwartenden Leistungsänderung oder $\pm 0,5 \% P_{\text{Emax}}$ von den aus der eingestellten Statik resultierenden Werten ab.	Wahr
3	Es werden mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 eingehalten werden. Sofern nach Tabelle 15 keine Mindestanforderungen für die netzbildende Einheit gestellt wird, ist der Nachweis der Stellgeschwindigkeiten mit dem Ausweisen dieser erbracht.	Wahr

G.3.1.3 Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement

G.3.1.3.1.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR)	11.2.7	TR 3	Prüfbericht Herstellereklärung
4.2.3 [1]	5.5.6.1 [1]	TR 3 FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen Ist die Funktion der Wirkleistungsgradientenregelung auf EZA-Regler Ebene umgesetzt, können die Bewertungen 1 bis 2 unter Hinweis auf den einzusetzenden EZA-Regler entfallen. Ist die Funktion der Priorisierung des Netzsicherheitsmanagements vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sowie die Priorisierung dieser vor der Sollwertvorgabe durch Dritte nicht ausschließlich auf EZE-Ebene, sondern unter Verwendung von über die EZE hinaus gehenden Komponenten (z. B. EZA-Regler) umgesetzt, ist für die jeweilige Kombination von Einheit und Komponente die Einhaltung der Anforderungen an die Priorisierung nachzuweisen. Sind die zu priorisierenden Funktionen des Netzsicherheitsmanagements, der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung und Sollwertvorgaben durch Dritte nicht alle in der Komponente oder der EZE umsetzbar oder aktiviert, wird das Verhalten der vorhandenen / aktivierten Funktionen ausgewiesen. Die Bewertung der konformen Umsetzung der Priorisierung erfolgt getrennt für: die Priorisierung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung bei einem Unterfrequenzereignis gemäß Punkt 5 Abschnitt 4.2.3 [1] nach den Kriterien dieses Kapitels			

- die Priorisierung des Spannungsquellenverhaltens (gemäß Punkt 3 bzw. 2 Abschnitt 4.2.3 [1]) bzw. dem Verhalten auf Basis der Anlaufzeitkonstanten (gemäß Punkt 4 bzw. 3 Abschnitt 4.2.3 [1]) nach den Kriterien der Kapitel G.3.1.2.1 und G.3.1.2.7.

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Leistungsgradient für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistung.	$0,33 \% P_{rE} / s \leq \text{Gradient} \leq 0,66 \% P_{rE} / s$ (Bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer, bei Leistungssteigerung aber nicht langsamer als $4 \% P_{rE} / \text{min.}$)
2	Gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung/ -reduzierung.	Wahr
3	Schnittstellen zur Wirkleistungsvorgabe (Netzbetreiber, Direktvermarkter) getrennt umgesetzt sowie konzeptionell überprüft, ob niedrigerer, aber höher priorisierter Wirkleistungswert übernommen wird (auch bei sich zeitlich überschneidenden Vorgaben).	Wahr
4	Priorisierung des Netzsicherheitsmanagement vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sowie die Priorisierung dieser vor der Sollwertvorgabe durch Dritte ist umgesetzt. Falls nicht alle Funktionen in der EZE aktiv, bzw. vorhanden sind, wird das Verhalten ausgewiesen. Für die Kombination aus EZE und über die EZE hinausgehende Komponente (z. B. EZA-Regler) werden die Vorgaben an die Priorisierung erfüllt. <i>Hinweis: Falls über die EZE hinausgehende Komponenten zur Umsetzung der Priorisierung des NSM vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung bzw. der Priorisierung dieser vor Vorgaben durch Dritte eingesetzt werden, so sind konkrete Komponenten bzw. Mindestanforderungen an diese Komponenten im Einheitenzertifikat zu benennen. Die Erfüllung der Anforderungen ist im Rahmen der Anlagenzertifizierung durch eine zulässige Kombination von Einheit und Komponente zu bestätigen.</i>	Wahr
4.1	Die Priorisierung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung bei einem Unterfrequenzereignis gemäß Punkt 5 Abschnitt 4.2.3 [1] wird entsprechend der Vorgaben des TR 3-Beiblatts 26.1. in Ergänzung des Abschnitts 5.5.6.1 [1] geprüft.	Wahr
4.2	Der Sollwert für das Netzsicherheitsmanagement und der Sollwert für die Wirkleistungsvorgabe durch Dritte	Wahr

	wird der Erzeugungseinheit zur Realisierung der Priorisierung direkt zugeführt	
5	Regelabweichung an EZE-Klemmen ausgewiesen.	Wahr und Abweichung $\leq 5 \% P_{\text{inst}}$
6	Die maximale Wirkleistungsabgabe wird als Mittelwert über 200 ms, 1 Minute und 10 Minuten ausgewiesen.	Wahr
7	Falls Wirkleistungsabgabe abhängig von Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftdruck) ist, so wurden diese Abhängigkeiten in Form einer Herstellererklärung ausgewiesen.	Wahr
8	Wird der Leistungsgradient auf EZA-Regler-Ebene umgesetzt, ist die Einschwingzeit der EZE durch einen Wirkleistungssprung von 90 % auf 10 % P_{rE} und von 10 % auf 90 % P_{rE} zu bestimmen.	Keine Bewertung, reiner Ausweis
9	Eine Schnittstelle zur Umsetzung einer Leistungsvorgabe für die EZE im Bereich 0 % $P_{\text{b inst}}$ bis 100 % $P_{\text{b inst}}$ mit einer Auflösung von 1 %-Schritten ist realisiert.	Wahr
10	Eine Schnittstelle zur fernwirktechnischen Deaktivierung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist ausgeführt.	Wahr

G.3.1.3.1.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR)	11.2.7	TR 3	Prüfbericht Herstellererklärung
4.2.3 [1]	5.5.6.1 [1]	TR 3 FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen Ist die Funktion der Wirkleistungsgradientenregelung auf EZA-Regler Ebene umgesetzt, können die Bewertungen 1 bis 2 unter Hinweis auf den einzusetzenden EZA-Regler entfallen. Ist die Funktion der Priorisierung des Netzsicherheitsmanagements vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sowie die Priorisierung dieser vor der Sollwertvorgabe durch Dritte nicht ausschließlich auf EZE-Ebene, sondern unter Verwendung von über die EZE hinaus gehenden Komponenten (z. B. EZA-Regler) umgesetzt, ist für die jeweilige Kombination von Einheit und Komponente die Einhaltung der Anforderungen an die Priorisierung nachzuweisen. Sind die zu priorisierenden Funktionen des Netzsicherheitsmanagements, der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung und Sollwertvorgaben durch Dritte nicht alle in der Komponente oder der EZE umsetzbar oder aktiviert, wird das Verhalten der vorhandenen / aktivierten Funktionen ausgewiesen.			

Die Bewertung der konformen Umsetzung der Priorisierung erfolgt getrennt für:

- die Priorisierung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung bei einem Unterfrequenzereignis gemäß Punkt 5 Abschnitt 4.2.3 [1] nach den Kriterien dieses Kapitels
- die Priorisierung des Spannungsquellenverhaltens (gemäß Punkt 3 bzw. 2 Abschnitt 4.2.3 [1]) bzw. dem Verhalten auf Basis der Anlaufzeitkonstanten (gemäß Punkt 4 bzw. 3 Abschnitt 4.2.3 [1]) nach den Kriterien der Kapitel G.3.1.2.1 und G.3.1.2.7.

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Leistungsgradient für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistung.	$0,33 \% P_{b \text{ inst}} / s \leq \text{Gradient} \leq 0,66 \% P_{b \text{ inst}} / s$ (Bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer, bei Leistungssteigerung aber nicht langsamer als $4 \% P_{b \text{ inst}} / \text{min.}$)
2	Gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung / -reduzierung.	Wahr
3	Schnittstellen zur Wirkleistungsvorgabe (Netzbetreiber, Direktvermarkter) getrennt umgesetzt sowie konzeptionell überprüft, ob niedrigster Wirkleistungswert übernommen wird (auch bei sich zeitlich überschneidenden Vorgaben).	Wahr
4	Priorisierung des Netzsicherheitsmanagement vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sowie die Priorisierung dieser vor der Sollwertvorgabe durch Dritte ist umgesetzt. Falls nicht alle Funktionen in der EZE aktiv, bzw. vorhanden sind, wird das Verhalten ausgewiesen. Für die Kombination aus EZE und über die EZE hinausgehende Komponente (z. B. EZA-Regler) werden die Vorgaben an die Priorisierung erfüllt. <i>Hinweis: Falls über die EZE hinausgehende Komponenten zur Umsetzung der Priorisierung des NSM vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung bzw. der Priorisierung dieser vor Vorgaben durch Dritte eingesetzt werden, so sind konkrete Komponenten bzw. Mindestanforderungen an diese Komponenten im Einheitenzertifikat zu benennen. Die Erfüllung der Anforderungen ist im Rahmen der Anlagenzertifizierung durch eine zulässige Kombination von Einheit und Komponente zu bestätigen.</i>	Wahr
4.1	Die Priorisierung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung bei einem Unterfrequenzereignis gemäß Punkt 5 Abschnitt 4.2.3 [1] wird entsprechend der Vorgaben des	Wahr

	TR 3-Beiblatts 26.1. in Ergänzung des Abschnitts 5.5.6.1 [1] geprüft.	
4.2	Der Sollwert für das Netzsicherheitsmanagement und der Sollwert für die Wirkleistungsvorgabe durch Dritte wird der Erzeugungseinheit zur Realisierung der Priorisierung direkt zugeführt	Wahr
5	Regelabweichung an EZE-Klemmen ausgewiesen.	Wahr und Abweichung $\leq 5 \% P_{\text{inst}}$
6	Die maximale Wirkleistungsabgabe wird als Mittelwert über 200 ms, 1 Minute und 10 Minuten ausgewiesen.	Wahr
7	Falls Wirkleistungsabgabe abhängig von Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftdruck) ist, so wurden diese Abhängigkeiten in Form einer Herstellererklärung ausgewiesen.	Wahr
8	Wird der Leistungsgradient auf EZA-Regler-Ebene umgesetzt, ist die Einschwingzeit der EZE durch einen Wirkleistungssprung von 90 % auf 10 % P_{rE} und von 10 % auf 90 % P_{rE} zu bestimmen.	Keine Bewertung, reiner Ausweis
9	Eine Schnittstelle zur fernwirktechnischen Deaktivierung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist ausgeführt.	Wahr

G.3.1.3.1.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR)	11.2.7	TR 3	Prüfbericht Herstellererklärung
4.2.3 [1]	5.5.6.1 [1]	TR 3 FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen	Ist die Funktion der Wirkleistungsgradientenregelung auf EZA-Regler Ebene umgesetzt, können die Bewertungen 1 bis 2 unter Hinweis auf den einzusetzenden EZA-Regler entfallen. Es muss bewertet werden, ob das Vermögen der EZE ausreicht um die grundsätzlichen Anforderungen zu erfüllen. Ist die Funktion der Priorisierung des Netzsicherheitsmanagements vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung sowie die Priorisierung dieser vor der Sollwertvorgabe durch Dritte nicht ausschließlich auf EZE-Ebene, sondern unter Verwendung von über die EZE hinaus gehenden Komponenten (z. B. EZA-Regler) umgesetzt, ist für die jeweilige Kombination von Einheit und Komponente die Einhaltung der Anforderungen an die Priorisierung nachzuweisen. Sind die zu priorisierenden Funktionen des Netzsicherheitsmanagements, der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung und Sollwertvorgaben durch Dritte nicht alle in der Komponente oder der		

	EZE umsetzbar oder aktiviert, wird das Verhalten der vorhandenen / aktivierten Funktionen ausgewiesen. Die Bewertung der konformen Umsetzung der Priorisierung erfolgt getrennt für: die Priorisierung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung bei einem Unterfrequenzereignis gemäß Punkt 5 Abschnitt 4.2.3 [1] nach den Kriterien dieses Kapitels die Priorisierung des Spannungsquellenverhaltens (gemäß Punkt 3 bzw. 2 Abschnitt 4.2.3 [1]) bzw. dem Verhalten auf Basis der Anlaufzeitkonstanten (gemäß Punkt 4 bzw. 3 Abschnitt 4.2.3 [1]) nach den Kriterien der Kapitel G.3.1.2.1 und G.3.1.2.7.
--	--

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Leistungsgradient für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistung.	$0,33 \% P_{b \text{ inst}} / s \leq \text{Gradient} \leq 0,66 \% P_{b \text{ inst}} / s$ (Bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer, bei Leistungssteigerung aber nicht langsamer als $4 \% P_{b \text{ inst}} / \text{min.}$)
2	Gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung/ -reduzierung.	Wahr
3	Schnittstellen zur Wirkleistungsvorgabe (Netzbetreiber, Direktvermarkter) getrennt umgesetzt sowie konzeptionell überprüft, ob niedrigster Wirkleistungswert übernommen wird (auch bei sich zeitlich überschneidenden Vorgaben).	Wahr
4	Priorisierung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung vor dem Netzsicherheitsmanagement sowie die Priorisierung des Netzsicherheitsmanagements vor der Sollwertvorgabe durch Dritte ist umgesetzt. Falls nicht alle Funktionen in der EZE aktiv, bzw. vorhanden sind, wird das Verhalten ausgewiesen. Für die Kombination aus EZE und über die EZE hinausgehende Komponente (z. B. EZA-Regler) werden die Vorgaben an die Priorisierung erfüllt. <i>Hinweis: Falls über die EZE hinausgehende Komponenten zur Umsetzung der Priorisierung des NSM vor der netzsicherheitsbasierten Primärregelung bzw. der Priorisierung dieser vor Vorgaben durch Dritte eingesetzt werden, , so sind konkrete Komponenten bzw. Mindestanforderungen an diese Komponenten im Einheitenzertifikat zu benennen. Die Erfüllung der Anforderungen ist im Rahmen der Anlagenzertifizierung durch eine zulässige Kombination von Einheit und Komponente zu bestätigen.</i>	Wahr

4.1	Die Priorisierung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung bei einem Unterfrequenzereignis gemäß Punkt 5 Abschnitt 4.2.3 [1] wird entsprechend der Vorgaben des TR 3-Beiblatts 26.1. in Ergänzung des Abschnitts 5.5.6.1 [1] geprüft.	Wahr
4.2	Der Sollwert für das Netzsicherheitsmanagement und der Sollwert für die Wirkleistungsvorgabe durch Dritte wird der Erzeugungseinheit zur Realisierung der Priorisierung direkt zugeführt	Wahr
5	Regelabweichung an EZE-Klemmen ausgewiesen.	Wahr und Abweichung $\leq 5 \% P_{\text{inst}}$
6	Die maximale Wirkleistungsabgabe wird als Mittelwert über 200 ms, 1 Minute und 10 Minuten ausgewiesen.	Wahr
7	Falls Wirkleistungsabgabe abhängig von Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftdruck) ist, so wurden diese Abhängigkeiten in Form einer Herstellererklärung ausgewiesen.	Wahr
8	Der Nachweis für den maximalen Wirkleistungsgradienten ist durch einen Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe von $90 \% P_{\text{rE}}$ auf $10 \% P_{\text{rE}}$ erbracht.	Wahr
9	Der Nachweis des minimalen Wirkleistungsgradienten wurde für einen Sollwertsprung von mindestens $60 \% P_{\text{rE}}$ auf $50 \% P_{\text{rE}}$ erbracht. Für die Wirkleistungssteigerung wurde der Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe in umgekehrter Richtung durchgeführt.	Wahr
10	Es ist im Einheitenzertifikat auszuweisen, ob das Verfahren der Gradienten in der Erzeugungseinheit oder im EZA-Regler umgesetzt wird	Keine Bewertung, reiner Ausweis
11	Eine Schnittstelle zur fernwirktechnischen Deaktivierung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist ausgeführt.	Wahr

G.3.1.4 Polrad- bzw. Netzpendelungen

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.1.3 (TAR)	11.2.3.2 11.2.3.3 (TAR)	-	Herstellererklärung
Bemerkungen		Für netzbildende Einheiten ist kein Nachweis für die Anforderungen an Polradpendelungen nach 10.2.1.3 der jeweils anzuwendenden TAR erforderlich, da dieser bereits durch den Nachweis von Frequenz-Leistungspendelungen nach Kapitel G.3.1.2.6 erbracht wurde.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Netzpendelung: Der Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen nach Kapitel G.3.1.2.6 wurde erfolgreich erbracht.	Wahr

G.3.1.5 Einstellbereiche (Entkopplungsschutz)

G.3.1.5.1 VDE-AR-N 4110 (TAR-MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.3.4.2.2 10.3.5.3.2	11.2.10 (TAR)	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Herstellereklärung Prüfbericht
Bemerkungen		Die Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften (siehe Abschnitt 2 und Abschnitt 4.2.2.2 insb. Punkt 12) fordert implizit die Anpassung der Schutz-Einstellwerte des Entkopplungsschutzes an den netzbildenden Einheiten bezüglich des Frequenzsteigerungsschutzes ($f >$).	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es liegt eine Typprüfung der in der netzbildenden Einheit integrierten Schutzeinrichtungen der in der Tabelle 11 bzw. 13 [7] geforderten Einstellbereiche gemäß FGW TR 3 Rev. 26 oder neuer vor. Für den Frequenzsteigerungsschutz ($f >$) gilt für Tabelle 11 bzw. 13 [7] anstelle des nach VDE-AR-N 4110:2023-09 geforderten Wertes für den „Empfohlenen Schutz-Einstellwert“: 51,5 Hz $\rightarrow$ 10 s.	Wahr
2	Zusätzlich vorhandene Schutzeinrichtungen der EZE mit Einstellbereich sind angegeben.	Wahr

G.3.1.5.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.3.4.5 10.3.4.6 10.3.4.7	11.2.10 (TAR)	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Herstellereklärung Prüfbericht
Bemerkungen	Die Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften (siehe Abschnitt 4.2.2.2 insb. Punkt 12) sowie Abschnitt 2) fordert implizit die Anpassung der Schutz-Einstellwerte des Entkopplungsschutzes an den netzbildenden Einheiten bezüglich des Frequenzsteigerungsschutzes ($f >$).		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es liegt eine Typprüfung der in der netzbildenden Einheit integrierten Schutzeinrichtungen der in der Tabelle 8 [8] geforderten Einstellbereiche gemäß FGW TR 3 Rev. 26 oder neuer vor. Für den Frequenzsteigerungsschutz ($f >$) gilt für Tabelle 8 [8] anstelle des nach VDE-AR-N 4120:2018-11 geforderten Wertes für den „Empfohlenen Schutz-Einstellwert“: 51,5 Hz $\rightarrow$ 10 s.	Wahr
2	Zusätzlich vorhandene Schutzeinrichtungen der EZE mit Einstellbereich sind angegeben.	Wahr

G.3.1.5.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.3.2	11.2.10 (TAR)	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen	Als Bewertungsgrundlage gelten die Anforderungen der VDE-AR-N 4120, Abschnitt 10.3.4.5, 10.3.4.6 und 10.3.4.7. Die Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften (siehe Abschnitt 4.2.2.2 insb. Punkt 12) sowie Abschnitt 2) fordert implizit die Anpassung der Schutz-Einstellwerte des Entkopplungsschutzes an den netzbildenden Einheiten bezüglich des Frequenzsteigerungsschutzes ($f >$).		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es liegt eine Typprüfung der in der netzbildenden Einheit integrierten Schutzeinrichtungen der in der Tabelle 6-34 geforderten Einstellbereiche gemäß FGW TR 3 Rev. 26 oder neuer vor. Für den Frequenzsteigerungsschutz ($f >$) gilt abweichend der folgende „Empfohlene Schutz-Einstellwert“: 51,5 Hz $\rightarrow$ 10 s.	Wahr
2	Zusätzlich vorhandene Schutzeinrichtungen der EZE mit Einstellbereich sind angegeben.	Wahr

G.3.1.6 Simulationsmodelle

G.3.1.6.1 Anforderungen an Simulationsmodelle

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.1 5.5.3.2 5.5.3.3 5.5.3.4 5.5.3.5	5.5.3.6 5.5.3.7 5.5.3.8 5.5.3.9	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Validierte EZE-Modelle für den Netzfehlerfall und den Normalbetrieb setzen Messergebnisse nach 11.2.4, 11.2.5, 11.2.7 und 11.2.10 der jeweils anzuwendenden TAR sowie 5.5.4 und 5.5.5 [1] voraus. Herstellereklärung
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Allgemeine Modellanforderungen		
1	Der Funktionsumfang der Modelle entspricht mindestens Abschnitt 11.2.6.2 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel sowie Abschnitt 5.5.3.2 [1]. Es werden folgende Modelltypen vorgelegt: • EMT-Modell (darf als Black-Box-Modell bereitgestellt werden) • Detailliertes RMS-Modell (darf als Black-Box-Modell bereitgestellt werden)	Wahr

	• RMS-Typ-Modell. RMS-Typ-Modelle werden als White-Box-Modell zur Verfügung gestellt und auf Basis eines Blockdiagramms dargestellt. Sämtliche Zustandsgrößen, Signale, Parameter oder Charakteristiken sind zugänglich. Für neue Technologien, für die noch keine geeigneten öffentlich zugänglichen Modelle nach Punkt 1) [1] verfügbar sind, darf der Hersteller alternativ ein RMS Typ-Modell mit verschlüsselten Komponenten bereitstellen, deren Zustandsgrößen, interne Signale, Parameter und Charakteristiken nicht zugänglich sein müssen. Signale, die zur Auswertung in der Nachweisführung verwendet werden, sind jedoch zugänglich. Für diese Modelle kommt die Anforderung hinsichtlich der Veröffentlichung nach Punkt 1) [1] nicht zur Anwendung. Dies gilt solange, wie die jeweils anzuwendende Technische Anschlussregel keine anderen Anforderungen diesbezüglich stellt.	
1.1	Der Leistungsteil des jeweiligen Modells ist nicht im Black-Box-Modell enthalten. Sofern vorhanden, sind Einheitentransformator, Filter oder andere elektrische Komponenten im Simulationsmodell in der Simulationsumgebung explizit dargestellt. Sofern der Einheitentransformator mit einem automatischen Stufenschalter ausgerüstet ist, ist die zugehörige Stufenschalterregelung im Simulationsmodell abgebildet und in einem separaten, abschaltbaren Modellteil implementiert.	Wahr
1.2	Schutzfunktionen, die eine Abschaltung der netzbildenden Einheit auslösen, wenn Netzzustände eintreten, die außerhalb der Anforderungen zum Verbleib der netzbildenden Einheit am Netz führen, sind sowie möglich in einem abschaltbaren Modellteil implementiert, mindestens sind diese aber durch Umparametrierung deaktivierbar.	Wahr
1.3	Sofern der gemittelte Eigenbedarf (unter üblichen Betriebsbedingungen ohne sporadische/gelegentliche Verbraucher (gemäß Herstellerangaben)) $\geq 3 \% P_{E_{\max}}$ sowie bei Einheiten mit einem $P_{E_{\max}} \geq 50 \text{ kW}$ ist, ist dieser modelliert. Der gemittelte Eigenbedarf darf dabei vereinfacht z. B. als Impedanzlast modelliert werden.	Wahr, Angabe liegt vor und ist nachvollziehbar dokumentiert
1.4	Das Modell verfügt über die erforderlichen Eingangssignale für die Ansteuerung durch einen EZA-Regler.	Wahr
1.5	Es sind beliebig viele Instanzen des Modells derselben Einheit unabhängig voneinander parallel ausführbar.	Wahr

	Einheiten-Modell – auch DLL-basierte Modelle - sind mehrfach instanzierbar. Entsprechende Plausibilitätstests nach TR 4 Beiblatt 10.1 wurden durchgeführt, und richtlinienkonform bestanden.	
1.6	Sämtliche Simulationsmodelle (mit Ausnahme DLL-basierter Modelle) sind auf Basis von Submodellen modular strukturiert, sodass Teilfunktionen (Schutz, PRNB, etc.) abgeschaltet und Parameteränderungen einfach durchgeführt werden können.	Wahr
1.7	Die Modelle können aus einem beliebigen quasistationären Arbeitspunkt das Verhalten bei einem Fehler im überlagerten Netz und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abbilden.	Wahr
1.8	Die Simulationsmodelle bilden alle Einstellzeiten und -genauigkeiten hinsichtlich Wirk- und Blindleistung im Normalbetrieb (11.2.4 und 11.2.7 [7] [9] [8]) gemäß den jeweiligen Anforderungen ab.	Wahr
1.9	Die Modelle wurden Plausibilisierungstests für die Verwendung in weiteren Arbeitspunkten unterzogen. Bei gleichen Lastfluss-Ausgangszuständen müssen reproduzierbare Ergebnisse sichergestellt werden.	Wahr
EMT-Modell		
2	Der Funktionsumfang des EMT-Modells entspricht mindestens Abschnitt 5.5.3.3 [1].	Wahr
2.1	Das EMT-Modell bildet Ströme und Spannungen der netzbildenden Einheit als Phasenwerte ab. Die Modellierung von elektrischen und regelungstechnischen Komponenten, die in einem Frequenzbereich bis 1 kHz (wenn möglich bis 2,5 kHz) gemäß Herstellerangaben wirksam sind, sind abgebildet. Messglieder sind berücksichtigt. Der Detaillierungsgrad des Simulationsmodells ist so gewählt, dass eine Modellvalidierung nach Abschnitt 5.5.3.6 [1] erfolgreich durchgeführt werden kann.	Wahr
2.2	Der relevante Original-Regler-Code ist - z. B. in Form einer DLL - verwendet. Ein Ausgangssignal des Reglers ist in Form eines Sollwerts zur Pulsmustererzeugung bereitgestellt. <i>Hinweis: Dies dient der Ermöglichung einer vereinfachten Darstellung des Leistungsteils (leistungselektronische Schaltelemente) für eine vereinfachte zeitkontinuierliche Darstellung der Pulsmustererzeugung. Es ist nicht gefordert, dass die</i>	Wahr

	<i>Pulsmustererzeugung und der Leistungsteil hinzugeschaltet werden können.</i>	
2.3	Das Modell ist so detailliert, dass der gesamte Betriebsbereich der Einheit zwischen $P_{Emin,E}$ und P_{max} bzw. Q_{min} und Q_{max} im stationären Anfangszustand, wie auch bei transienten Ausgleichsvorgängen abgebildet wird. Der Gültigkeitsbereich des Modells umfasst dabei alle Betriebszustände und Arbeitspunkte innerhalb der Auslegung der Einheit. Entsprechende Plausibilitätstests nach TR 4 Beiblatt 10.1 wurden durchgeführt, und richtlinienkonform bestanden.	Wahr
2.4	Es ist ausgewiesen, ob die Initialisierung des Modells dahingehend unterstützt wird, dass die sich aus der Lastflussberechnung ergebenden Ströme und Spannungen automatisch als Sollwertsignale vorgegeben werden können. Sofern die Simulationsumgebung dies zulässt, verfügt das Modell über eine Funktion (Modell-Snapshot), die stationäre Zustände speichern und ohne erneute Initialisierung wieder lesen bzw. aktivieren kann.	Angabe erfolgt, Wahr
2.5	Parametrierungen der netzbildenden Einheit, die entsprechend der Anforderungen als einstellbar festgelegt sind (z. B. Statik der PRNB), sind änderbar. Die Einstellbereiche sind jeweils dokumentiert.	Wahr
2.6	Sämtliche Signale und Zustände, die für die Nachbildung der Prüfungen zum Nachweis der Anforderungen an die netzbildende Einheit sowie für die Validierung des Simulationsmodells erforderlich sind, sind für den Anwender beobachtbar.	Wahr
Detailliertes RMS-Modell		
3	Der Funktionsumfang des detaillierten RMS-Modells entspricht mindestens Abschnitt 5.5.3.4 [1].	Wahr
3.1	Das detaillierte RMS-Modell basiert auf einer Effektivwertdarstellung von Strömen und Spannungen der netzbildenden Einheit im Mit-, Gegen-, und Nullsystem einschließlich der Modellierung von elektrischen, regelungstechnischen Komponenten sowie Schutzfunktionen. Aspekte der Primärseite (z. B. Mechanik, Chemie) sind insoweit abgebildet, wie sie für die Modellvalidierung erforderlich sind. Der Detaillierungsgrad des Simulationsmodells ist so gewählt, dass eine Modellvalidierung nach Abschnitt 5.5.3.6 [1] erfolgreich durchgeführt werden kann.	Wahr

3.2	Die Reglerfunktionen sind als äquivalentes, zeitkontinuierliches Modell des Original-Reglercodes implementiert. <i>Hinweis: Getaktete Modelle können im Gegensatz zu zeitkontinuierlichen Modellen innerhalb einer komplexen und umfangreichen Netzumgebung (siehe Anmerkung in Abschnitt 5.5.3.1 [1]) simulativ nicht effizient gelöst werden, da durch für jedes Modell individuell einzuhaltende Schrittweiten inakzeptable Rechenzeiten entstehen würden und sich adaptive Schrittweiten nicht anwenden ließen.</i>	Angabe liegt vor
3.3	Das detaillierte RMS-Modell kann mit einer Simulationsschrittweite ≥ 1 ms genutzt werden. Die Simulationsschrittweite ist in der Modelldokumentation entsprechend enthalten und wurde in der Modellvalidierung angewandt. Sollte eine geringere Schrittweite für die Berechnung von subtransienten Vorgängen erforderlich werden, sollte das Modell so gestaltet sein, dass nach Abklingen der subtransienten Vorgänge Schrittweitenadaptionen bis mindestens zu 15 ms möglich sind.	Wahr
3.4	Das Modell ist so detailliert, dass der gesamte Betriebsbereich der Einheit zwischen $P_{Emin,E}$ und P_{max} bzw. Q_{min} und Q_{max} im stationären Anfangszustand, wie auch bei transienten Ausgleichsvorgängen abgebildet wird. Der Gültigkeitsbereich des Modells umfasst dabei alle Betriebszustände und Arbeitspunkte innerhalb der Auslegung der Einheit. Entsprechende Plausibilitätstests nach TR 4 Beiblatt 10.1 wurden durchgeführt, und richtlinienkonform bestanden.	Wahr
3.5	Die Initialisierung des Modells der netzbildenden Einheit erfolgt auf Basis der in einer Lastflussberechnung an den Klemmen der netzbildenden Einheit ermittelten Spannungen und Ströme innerhalb des Modells selbst. Hierbei ist sichergestellt, dass die Ableitungen von Zustandsgrößen unterhalb der gewählten Simulationsfehler verbleiben („Flat Run“ d.h. es ist kein merklicher Einschwingvorgang zu beobachten). Wurde bei der Lastflussberechnung ein Betriebszustand gewählt, der durch das Simulationsmodell nicht abgebildet ist, so werden bei der Modellinitialisierung entsprechende Meldungen ausgegeben.	Wahr
3.6	Parametrierungen der netzbildenden Einheit, die entsprechend der Anforderungen als einstellbar festgelegt sind (z. B. Statik der PRNB), sind änderbar. Die Einstellbereiche sind jeweils dokumentiert.	Wahr

3.7	Sämtliche Signale und Zustände, die für die Nachbildung der Prüfungen zum Nachweis der Anforderungen an die netzbildende Einheit sowie für die Validierung des Simulationsmodells erforderlich sind, sind für den Anwender beobachtbar.	Wahr
3.8	Das detaillierte RMS-Modell wird für alle gängigen für die Durchführung von Systemstudien durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber genutzten Simulationsumgebungen bereitgestellt. <i>Hinweis: Vorgaben an die zu unterstützenden Simulationsumgebungen sind den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu entnehmen.</i>	Wahr
RMS-Typ-Modell		
4	Der Funktionsumfang des RMS-Typ-Modells entspricht mindestens Abschnitt 5.5.3.5 [1]. <i>Hinweis: Das Modellverhalten kann im Vergleich zu dem in Abschnitt 5.5.3.4 [1] beschriebenen Simulationsmodell vereinfacht sein und sich auf eine verallgemeinerte Darstellung (z. B. als VSM- oder Droop-Modell) beziehen. Kann das Verhalten einer Einheit nicht mit einem bestehenden, öffentlich zugänglichen Modell mit der geforderten Genauigkeit abgebildet werden, so steht es dem Hersteller frei, ein entsprechendes Modell zu entwerfen und in die Typ-Bibliothek mit aufzunehmen.</i>	Wahr
4.1	Das RMS-Typ-Modell ist als zeitkontinuierliches Modell implementiert. <i>Hinweis: Ziel des RMS-Typ-Modells ist es dieses für Systemstudien zum Einsatz bringen zu können. Entsprechend wichtig sind möglichst geringe Simulationszeiten. Getaktete Modelle können im Gegensatz zu zeitkontinuierlichen Modellen innerhalb einer komplexen und umfangreichen Netzumgebung (siehe Anmerkung in Abschnitt 5.5.3.1 [1]) simulativ nicht effizient gelöst werden, da durch für jedes Modell individuell einzuhaltende Schrittweiten inakzeptable Rechenzeiten entstehen würden und sich adaptive Schrittweiten nicht anwenden ließen.</i>	Wahr
4.2	Das vereinfachte bzw. typisierte Modell erfüllt sämtliche Anforderungen an die netzbildende Einheit (z. B. Phasensprungleistung, Anlaufzeitkonstante, Dämpfungsverhalten bzgl. Frequenz-Leistungspendelungen, Strombegrenzung, FRT-Verhalten) und weist damit ein vergleichbares Verhalten auf, wie dies für das	Wahr

	detaillierte RMS-Simulationsmodell nach Abschnitt 5.5.3.4 [1] gilt.	
4.3	Das Modell ist so detailliert, dass der gesamte Betriebsbereich der Einheit zwischen $P_{Emin,E}$ und P_{max} bzw. Q_{min} und Q_{max} im stationären Anfangszustand, wie auch bei transienten Ausgleichsvorgängen abgebildet wird. Der Gültigkeitsbereich des Modells umfasst dabei alle Betriebszustände und Arbeitspunkte innerhalb der Auslegung der Einheit. Entsprechende Plausibilitätstests nach TR 4 Beiblatt 10 wurden durchgeführt, und richtlinienkonform bestanden.	Wahr
4.4	Das RMS-Typ-Modell ist gegen das detaillierte RMS-Simulationsmodell nach Abschnitt 5.5.3.4 validiert worden. Hierbei wurden die Toleranzvorgaben nach Abschnitt 5.5.3.6 [1] beachtet.	Wahr
4.5	Das detaillierte RMS-Modell kann mit einer Simulationsschrittweite ≥ 1 ms genutzt werden. Die Simulationsschrittweite ist in der Modelldokumentation entsprechend enthalten und wurde in der Modellvalidierung angewandt. Sollte eine geringere Schrittweite für die Berechnung von subtransienten Vorgängen erforderlich werden, ist das Modell so gestaltet, dass nach Abklingen der subtransienten Vorgänge Schrittweitenadaptionen möglichst bis zu 15 ms unterstützt werden.	Wahr
4.6	Die Initialisierung des Modells der netzbildenden Einheit erfolgt auf Basis der in einer Lastflussberechnung an den Klemmen der netzbildenden Einheit ermittelten Spannungen und Ströme innerhalb des Modells selbst. Hierbei ist sichergestellt, dass die Ableitungen von Zustandsgrößen unterhalb der gewählten Simulationsfehler verbleiben („Flat Run“ d.h. es ist kein merklicher Einschwingvorgang zu beobachten). Wurde bei der Lastflussberechnung ein Betriebszustand gewählt, der durch das Simulationsmodell nicht abgebildet ist, so werden bei der Modellinitialisierung entsprechende Meldungen ausgegeben.	Wahr
4.7	Für den Fall, dass die gewählte Toolumgebung die Berechnung von Eigenwerten unterstützt, ist das Modell möglichst so gestaltet, dass eine Linearisierung durch die Eigenwert-Berechnungsfunktion möglich ist.	Wahr

G.3.1.6.2 Modellvalidierung - Allgemeine Anforderungen

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.6 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Validierte EZE-Modelle für den Netzfehlerfall und den Normalbetrieb setzen Messergebnisse nach 11.2.4, 11.2.5, 11.2.7 und 11.2.10 der jeweils anzuwendenden TAR sowie 5.5.4 und 5.5.5 [1] voraus.
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Validierung der Einheiten-Modelle erfolgt für Netzfehlerfall anhand von Messungen nach 11.2.5 und 11.2.10 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gemäß den Vorgaben der TR 4 sowie Abschnitt 5.5.4 und 5.5.5 [1] durch eine nach DIN EN ISO / IEC 17065 [9] entsprechend akkreditierte Zertifizierungsstelle.	Wahr
2	Die Validierung der Einheiten-Modelle erfolgt für den Normalbetrieb anhand von Messungen nach 11.2.4 und 11.2.7 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel gemäß den Vorgaben der TR 4 durch eine nach DIN EN ISO / IEC 17065 [9] entsprechend akkreditierte Zertifizierungsstelle.	Wahr
3	Das EMT-Modell, das detaillierte RMS-Modell sowie das RMS-Typ-Modell werden entsprechend der Vorgaben nach 5.5.3.6.1 [1] validiert.	Wahr
3.1	Das EMT-Modell wird auf Basis der Ergebnisse der Vermessung validiert.	Wahr
3.2	Das detaillierte RMS-Modell wird auf Basis der Ergebnisse der Vermessung validiert.	Wahr
3.3	Das RMS-Typ-Modell wird auf Basis des validierten detaillierten RMS-Modells validiert.	Wahr
3.4	Für die Modellvalidierung stehen die für die jeweiligen Prüfungen erforderlichen Signale zur Verfügung. <i>Hinweis: Dazu gehören:</i>	Wahr

	1) <i>Sämtliche Signale, die bei den Prüfungen zum Verhalten der netzbildenden Einheit festgelegt wurden.</i> 2) <i>Betrag und Winkel der internen Spannung der netzbildenden Einheit sowie die intern generierte Frequenz.</i> 3) <i>Signalaufschaltungen, soweit sie für die Prüfungen erforderlich sind.</i> Sofern der Wert der Anlaufzeitkonstante messtechnisch auf Basis der Auswertung interner Signale ermittelt wurde, werden die hierfür erforderlichen Signale in die Modellvalidierung mit einbezogen. <i>Hinweis: Das können sein: Interne Zustandsgrößen, Drehzahl bzw. Frequenz sowie interner Winkel der Spannungsquelle der netzbildenden Einheit.</i>	
4	Die Modelle werden für die nach Abschnitt 5.5.3.6.2 [1] geforderten Prüfungen validiert. Dabei wird der jeweils verwendete Prüfaufbau simulativ nachgebildet. Für die Simulationsmodelle kann die Einhaltung der Anforderungen nach Abschnitt 5.5.4 und 5.5.5 [1] innerhalb der vorgegebenen Toleranzen nachgewiesen werden. Überschreitungen von Modelltoleranzen sind zulässig, wenn: • Die Toleranzen bezüglich T_{Amin}, T_{Amax} nach Abschnitt 5.5.5.9 [1], sowie der Dämpfung von Frequenzleistungspendelungen nach Abschnitt 5.5.5.8 [1] eingehalten werden, • Mit den jeweiligen Simulationsmodellen ein Nachweis über die Einhaltung aller Anforderungen erfolgreich durchgeführt werden kann, und • Die tatsächlichen Toleranzen ausgewiesen werden.	Wahr

G.3.1.6.3 Modellvalidierung - EMT- und detailliertes RMS-Modell

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.6.2.2 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Validierte EZE-Modelle für den Netzfehlerfall und den Normalbetrieb setzen Messergebnisse nach 11.2.4, 11.2.5, 11.2.7 und 11.2.10 der jeweils anzuwendenden TAR sowie 5.5.4 und 5.5.5 [1] voraus.
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Initialisierung des Simulationsmodells		
1	Die simulativ ermittelte Mitsystem-Spannung, Mitsystem-Wirk- und -Blindleistung verbleibt für jede simulative Prüfung vor Prüfbeginn in einem Zeitfenster von 1 s innerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 0,25$ % bezogen auf den jeweiligen Nennwert.	Wahr
2	Die Initialisierung des Modells erfolgt auf den unter Berücksichtigung von Nr.1 festgelegten stationären Startpunkt (insb. dem über 1 s gebildeten Mittelwert der Mitsystem-Spannung) der jeweiligen Prüfung. Sämtliche transiente Einschwingvorgänge sind vor Prüfbeginn abgeklungen.	Wahr
Spannungsquellenverhalten entsprechend der Prüfung nach 5.5.4 [1]		
3	Die in Abschnitt 5.5.4 [1] beschriebene Prüfung wird simulativ für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise durchgeführt und nach den Vorgaben des Abschnitts 5.5.4.4.1 [1] ausgewertet.	Wahr
4	Die Initialisierung von Spannung und Strom, bzw. Wirk- und Blindleistung der netzbildenden Einheit erfolgt gemäß Abschnitt 5.5.3.6.2.2.2 [1].	Wahr
5	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten.	Wahr

	Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	
5.1	Die sich nach dem Fallen in die Fiktive Insel stationär einstellende Klemmenspannung der netzbildenden Einheit weicht um maximal $\pm 3 \%$ bezogen auf ihren Nennwert von dem bei der Messung ermittelten Wert ab. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen. <i>Hinweis: Eine Überprüfung des Verlaufs des transienten Übergangs in das Fiktive Inselnetz erfolgt nicht.</i>	Wahr
Anlaufzeitkonstante, Momentanreserveleistung und -energie entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.9 [1]		
6	Die in Abschnitt 5.5.5.9 [1] beschriebene Prüfung wird simulativ für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise durchgeführt und nach den Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.9 [1] ausgewertet. In dem jeweiligen EMT- bzw. detaillierten RMS-Simulationsmodell ist die nachzuweisende Anlaufzeitkonstante T_A gemäß Herstellerangabe eingestellt.	Wahr
7	Die Initialisierung von Spannung und Strom, bzw. Wirk- und Blindleistung der netzbildenden Einheit erfolgt gemäß Abschnitt 5.5.3.6.2.2.2 [1].	Wahr
8	Falls aus dem Wirkleistungsverlauf die mechanischen Schwingungen eliminiert wurden, sind beide Wirkleistungsverläufe (ohne und mit der Eliminierung des Einflusses mechanischer Schwingungen) dargestellt. Das Verfahren zur Eliminierung der mechanischen Schwingungen ist angegeben. <i>Hinweis: Bei Windenergieeinheiten kann der Verlauf der Wirkleistung durch Anregungen der mechanischen Resonanzen beeinflusst werden. Die von den mechanischen Schwingungen überlagerte Wirkleistung kann mittels Prony-Analyse nach Anhang A.V [1] extrahiert werden.</i>	Wahr
9	Die jeweils simulativ ermittelte Leistung verbleibt innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3 [1] geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder.	Wahr
10	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten.	Wahr

	Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	
10.1	Für den Fall des Auftretens von Einschwingvorgängen der Wirkleistung zwischen den jeweiligen zu durchfahrenden Segmenten nach Bild 4 [1] weicht die Frequenz der Einschwingvorgänge der Wirkleistung des Simulationsmodells gegenüber den messtechnisch ermittelten Ergebnissen um maximal ± 40 % ab. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
10.2	Für den Fall, dass innerhalb der vorgegebenen Zeiträume keine stationären Zustände ermittelt werden konnten, kann die Anlaufzeitkonstante anhand der Auswertung der internen Signale ermittelt werden. In diesem Fall gilt: Die ermittelte Anlaufzeitkonstante weicht um maximal 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert ab. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
Verhalten der PRNB entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.4 und 5.5.5.10 [1]		
11	Die in Abschnitt 5.5.4 und 5.5.5.10 [1] beschriebene Prüfung wird simulativ für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise durchgeführt und nach den Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.9 [1] ausgewertet.	Wahr
12	Die Initialisierung von Spannung und Strom, bzw. Wirk- und Blindleistung der netzbildenden Einheit erfolgt gemäß Abschnitt 5.5.3.6.2.2.2 [1].	Wahr
13	Der simulativ ermittelte Wert der Statik entspricht dem in der netzbildenden Einheit eingestellten Wert mit einer maximalen Abweichung von ± 5 %.	Wahr
14	Es werden mindestens die Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten nach Tabelle 15 [3] eingehalten. Sofern nach Tabelle 15 an die EZA Technologie der netzbildenden Einheit keine Mindestanforderungen gestellt werden, ist der Nachweis der Stellgeschwindigkeiten mit dem Ausweisen dieser erbracht.	Wahr
15	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten.	Wahr

	Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	
15.1	Das simulativ ermittelte Dämpfungsmaß der PRNB sowie die Frequenz des Einschwingvorgangs der Frequenz entspricht dem messtechnisch ermittelten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 15\%$. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
15.2	Falls das Verfahren nach FGW TR 4 Rev. 10, Kapitel E.5.2.1.1 angewendet wird, liegt die Frequenz des Simulationsmodells der netzbildenden Einheit innerhalb des Toleranzbandes (ε_{dyn}) von $\pm 15\%$ bezogen auf die stationäre Frequenzabweichung. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen. <i>Hinweis: Bezüglich ε_{dyn} siehe Gleichungen E-3 bis E-6 sowie Absatz (3) des Punktes 2. in FGW TR 4 Rev. 10, Kap. E.5.2.1.1.</i>	Wahr
Winkelsprungleistung entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.3 [1]		
16	Die in Abschnitt 5.5.5.3 [1] beschriebene Prüfung wird für das EMT-Modell in gleicher Weise simulativ durchgeführt.	Wahr
17	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten. Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	Wahr
17.1	Der simulativ ermittelte maximale Wert der Winkelsprungleistung des EMT-Modells der netzbildenden Einheit entspricht dem messtechnisch ermittelten Maximalwert in vermarkteter Richtung mit einer maximalen Abweichung von -10% bzw. $+25\%$ bezogen auf den messtechnisch ermittelten Wert, sowie von maximal $\pm 25\%$ in nicht vermarkteter Richtung. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
18	Der Einschwingvorgang in Bezug auf Dämpfung und Frequenz erfolgt zusätzlich nach Abschnitt 5.5.5.8 [3]. Die Werte von Dämpfung und Frequenz des Einschwingvorgangs der Wirkleistung sind ausgewiesen.	Wahr

Wirksame Impedanz entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.4 [1]		
19	Die nach Abschnitt 5.5.5.4.2 [1] messtechnisch durchgeführte Prüfung wird simulativ für das EMT-Modell in gleicher Weise durchgeführt und entsprechend Abschnitt 5.5.5.4.3 [1] ausgewertet.	Wahr
20	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten. Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	Wahr
20.1	Der simulativ ermittelte Wert der Impedanz der netzbildenden Einheit entspricht dem messtechnisch ermittelten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
21	Die auf Basis der Messung ermittelte wirksame Impedanz wird für das detaillierte RMS-Simulationsmodell vorgegeben.	Wahr
Führungsverhalten der Spannungsquellenregelung entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6.1 [1]		
22	Die in Abschnitt 5.5.5.6.1 [1] beschriebene Prüfung wird für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise simulativ durchgeführt.	Wahr
23	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten. Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	Wahr
23.1	Die simulativ ermittelte Anschwingzeit der Spannung bzw. des Blindstroms entspricht der jeweiligen messtechnisch ermittelten Anschwingzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$ bzw. 50 ms. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
23.2	Die simulativ ermittelten stationären Ströme und Spannungen entsprechen den jeweiligen messtechnisch ermittelten Strömen und Spannungen mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$.	Wahr

	Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	
Störverhalten und Linearität der effektiven Impedanz entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6.2 [1]		
24	Die in Abschnitt 5.5.5.6.2 [1] beschriebene Prüfung wird für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise simulativ durchgeführt und entsprechend Abschnitt 5.5.5.6.2.3 [1] ausgewertet.	Wahr
25	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten. Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	Wahr
25.1	Die mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell simulativ ermittelte Einschwingzeit des Blindstroms entspricht der messtechnisch ermittelten Einschwingzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 15\%$ und der Verlauf des Blindstroms liegt jederzeit innerhalb der Hüllkurve nach Bild 10 [1]. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
25.2	Die mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell simulativ ermittelte Dämpfung des Einschwingvorgangs des Blindstroms entspricht der messtechnisch ermittelten Dämpfung mit einer maximalen Abweichung von $\pm 15\%$. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
25.3	Die simulativ ermittelten stationären Ströme und Spannungen entsprechen den jeweiligen messtechnisch ermittelten Strömen und Spannungen mit einer maximalen Abweichung von $\pm 5\%$. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
O-/UVRT-Robustheit der Spannungsquellenregelung entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.6.3 [1]		
26	Die in Abschnitt 5.5.5.6.3 [1] beschriebene Prüfung wird für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise simulativ durchgeführt und entsprechend Abschnitt 5.5.5.6.3.3 [1] ausgewertet.	Wahr

27	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten. Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	Wahr
27.1	Die simulativ ermittelte Anschwingzeit des Momentanwertes des Stromes entspricht der messtechnisch ermittelten Anschwingzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 20\%$. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
27.2	Die simulativ ermittelte Einschwingzeit des Mitsystem-Blindstromes entspricht der messtechnisch ermittelten Einschwingzeit mit einer maximalen Abweichung von $\pm 20\%$. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
27.3	Die simulativ ermittelte Dämpfung des Einschwingvorgangs des Mitsystem-Blindstromes entspricht dem messtechnisch ermittelten Wert mit einer maximalen Abweichung von $\pm 20\%$. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
Nachweis des Verhaltens bei Erreichen und Verlassen der Stromgrenzen entsprechend der Prüfungen nach 5.5.5.6.4 [1]		
28	Die in Abschnitt 5.5.5.6.4 [1] beschriebene Prüfung wird für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise simulativ durchgeführt.	Wahr
29	Die Simulationsergebnisse mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell zeigen, dass die Stabilität der netzbildenden Einheit bei Spannungseinbrüchen $\geq 0,2$ p.u sichergestellt ist.	Wahr
30	Die Simulationsergebnisse mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell zeigen, dass der über die Dauer des Spannungseinbruchs gemittelte Scheinstrom der netzbildenden Einheit 95 % des Nennstromes, bzw. für den Fall, dass die Stromgrenze der netzbildenden Einheit nicht erreicht wird, des sich aus dem Arbeitspunkt vor der Messung und dem sich aus dem Mittelwert der in Abschnitt 5.5.4 [1] ermittelten wirksamen Impedanzen resultierenden erwartbaren Scheinstromes der Einheit, nicht unterschreitet.	Wahr

31	Der simulativ ermittelte Wirkstrom bei dem geprüften Spannungseinbruch (von ca. 50 % und 20 %) ausgehend von einem Arbeitspunkt bei Volllast beträgt nicht kleiner als 5 % des Nennstromes.	Wahr
Verhalten bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_c \pm 10 \% U_c$ entsprechend der Prüfungen nach Abschnitt 5.5.5.6.5 [1]		
32	Die in Abschnitt 5.5.5.6.5 [1] beschriebene Prüfung wird für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise simulativ durchgeführt.	Wahr
33	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten. Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	Wahr
33.1	Bezüglich des Verhaltens für die Wirkstromwiederkehr gilt: der simulativ ermittelte Wirkstrom erreicht wieder den Wert des Vorfehlerwirkstroms nach 1 s und der simulativ ermittelte Wert weicht nicht mehr als 20 % von dem messtechnisch ermittelten Wert ab, andernfalls, falls dieses Ziel aufgrund des wirksamen T_A innerhalb dieser Zeit nicht erreicht werden kann, wird die benötigte Zeit zum Erreichen des Ziels ausgewiesen. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
33.2	Der simulativ ermittelte Wert der Überspannungen weicht um nicht mehr als 20 % von dem messtechnisch ermittelten Wert ab. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
34	Bezüglich des Verhaltens bei vorübergehenden Überspannungen nach Spannungswiederkehr gilt: die simulativ ermittelten Mitsystem-Überspannungen (Überschwingweite) überschreiten den stationären Endwert der Spannung um nicht mehr als 5 %; abweichend hiervon gilt ab dem 31.12.2027 ein Wert von 2,5 % des stationären Endwertes der Spannung.	Wahr
Schneller Schutz bei hohen Spannungen entsprechend der Prüfungen nach Abschnitt 5.5.5.6.7 [1]		
35	Es wird mit dem EMT- und dem detaillierten RMS-Modell entsprechend der Vorgaben des Abschnitts 5.5.5.6.7 [1] simulativ nachgewiesen, dass die	Wahr

	Funktionalität des schnellen Schutzes bei hohen Spannungen (Amplitudensprung der Spannung auf einen Wert größer 1,35 p.u.) gegeben ist.	
35.1	Die im RMS- und EMT-Modell der netzbildenden Einheit implementierte Funktionalität des schnellen Schutzes bei hohen Spannungen überführt die netzbildende Einheit innerhalb von 40 ms dauerhaft in einen Zustand, in dem der Halbschwingungs-Effektivwert des simulativ ermittelten Stromes in jedem Leiter auf maximal 5 % des Nennstroms limitiert wird.	Wahr
35.2	Die Anforderungen an die OVRT-Robustheit werden trotz der implementierten Funktionalität des schnellen Schutzes bei hohen Spannungen erfüllt.	Wahr
Verhalten bei steilen Frequenzgradienten entsprechend der Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.7 [1]		
36	Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die nach Abschnitt 10.2.4.3 der jeweils anzuwendenden Technischen Anschlussregel geforderten RoCoF-Werte von der netzbildenden Einheit ohne Trennung der Einheit vom Netz bzw. Verlust der Stabilität durchfahren werden können; bzw. falls durch den Hersteller andere Rahmenbedingungen für die Erfüllung der Anforderungen angegeben wurden, die genannten Kriterien unter diesen Rahmenbedingungen erfüllt werden.	Wahr
37	Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die nach Bild 4 [1] gezeigten Frequenzverläufe von der netzbildenden Einheit ohne Trennung der Einheit vom Netz bzw. Verlust der Stabilität durchfahren werden können.	Wahr
Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen entsprechend Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.8 [1]		
38	Die in Abschnitt 5.5.5.8 [1] beschriebene Prüfung wird für das EMT- wie auch das detaillierte RMS-Modell in gleicher Weise simulativ durchgeführt. Hierbei wird das Kurzschlussverhältnis an den Klemmen der netzbildenden Einheit in der Simulationsumgebung an den in der Prüfumgebung jeweils ermittelten Wert einzustellen bzw. die genutzte Prüfumgebung in die Modellvalidierung miteinbezogen.	Wahr
39	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten.	Wahr

	Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	
39.1	Das simulativ ermittelte Dämpfungsmaß unterschreitet im Frequenzbereich von 0,05 Hz bis 10 Hz den Wert von 0,5 um nicht mehr als 10 % ($D \geq 0,45$) und entspricht dem messtechnisch ermittelten Dämpfungsmaß mit einer maximalen Abweichung von ± 5 %. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
39.2	Die Frequenz des Einschwingvorgangs (im Frequenzbereich der Frequenzleistungspendelungen) der simulativ ermittelten Wirkleistung entspricht der messtechnisch ermittelten Frequenz mit einer maximalen Abweichung von ± 5 %. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
39.3	Falls das Verfahren nach FGW TR 4 Rev. 10, Kapitel E.5.2.1.1 (Punkt 2 Absatz 3)) angewendet wird, sind die dort angegebenen Toleranzen nachgewiesen. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen. <i>Hinweis: Dies ist der Fall, wenn der Einschwingvorgang der messtechnisch ermittelten Leistung stark gedämpft verläuft und ein Dämpfungsmaß nicht ermittelt werden kann. In diesem Fall wird der transiente Verlauf der Leistung des Simulationsmodells ausgehend von dem stationären Anfangszustand bis zum Erreichen des eingeschwungenen Endzustands mit der am Prüfling messtechnisch ermittelten Wirkleistung mittels des angegebenen Verfahrens verglichen.</i>	Wahr
40	Im Falle von Windturbinen gilt: Die anzuwendende Methode zur Bereinigung des Wirkleistungsverlaufs von anlagentypischen Schwingungen sind zwischen Hersteller und Zertifizierungsstelle abgestimmt und ausgewiesen.	Wahr

G.3.1.6.4 Modellvalidierung - RMS-Typ-Modell

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.6.2.3 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Validierung des RMS-Typ-Modells setzt validiertes detailliertes RMS-Modell nach 5.5.3.6.2.2 [1] voraus
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Modellvalidierung des RMS-Typ-Modells erfolgt auf Basis des Vergleichs mit dem detaillierten RMS-Modell. Hierbei werden die ausgewiesenen Modelltoleranzen für das EMT- bzw. detaillierte RMS-Modell in Bezug auf das Verhalten des Prüflings systematisch auf das vergleichende Verhalten zwischen dem detaillierten RMS-Modell und dem RMS-Typ-Modell angewendet.	Wahr
2	Die maximalen Abweichungen zwischen den jeweiligen simulativ und messtechnisch ermittelten Werten werden eingehalten. Im Falle der Überschreitung von Modelltoleranzen, sind die Festlegungen nach Punkt 4) Kapitel G.3.1.6.2 zu beachten.	Wahr
2.1	Die für das RMS-Typ-Modell ermittelten stationären Klemmenspannungen der netzbildenden Einheit weichen von den für das detaillierte Simulationsmodell ermittelten Werten um nicht mehr als $\pm 1\%$ bezogen auf den Spannungsnennwert ab. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
2.2	Der Maximalwert der für das RMS-Typ-Modell ermittelten Winkelsprungleistung weicht von dem des detaillierten RMS-Modells um nicht mehr als $\pm 5\%$ bezogen auf den Nennwert ab. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	Wahr
2.3	Die für das RMS-Typ-Modell ermittelten Werte für die Dämpfung der Frequenz-Leistungspendelungen weichen von denjenigen des detaillierte RMS-	Wahr

	Modell um nicht mehr als $\pm 5\%$ ab. Dies gilt ebenso für die Periode der Frequenz-Leistungspendelungen. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	
2.4	Das RMS-Typ-Modell wird bzgl. des FRT-Verhaltens mit dem Verhalten des detaillierten RMS-Modells verglichen.	Wahr
2.4.1	Die sich 100 ms nach Fehlereintritt bis Fehlerklärung sowie 100 ms nach Fehlerklärung bis zum stationären Zustand ergebenden Verläufe der Wirk- und Blindströme befinden sich innerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 15\%$ um die entsprechenden Werte des detaillierten RMS-Simulationsmodell. Die Toleranzangabe von 15 % wird auf den ermittelten Wert des detaillierten RMS-Modells bezogen. Der minimale Toleranzwert beträgt dabei 2 % des Nennwertes. Die Abweichungen sind auch bei Überschreitungen auszuweisen.	
3	Mit dem RMS-Typ-Modell werden alle Anforderungen des FNN Hinweises [1] eingehalten.	Wahr

G.3.1.6.5 Plausibilisierung der Simulationsmodelle

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.6.3 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Plausibilisierung setzt Validierung des EMT-, detaillierten RMS- und RMS-Typ-Modells 5.5.3.6.2 [1] voraus
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die bereitgestellten Modelle werden nach FGW TR 4 Rev. 10, Kapitel 9 sowie dem Beiblatt 10.1 plausibilisiert.	Wahr

G.3.1.6.6ielldokumentation

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.6.4 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Plausibilisierung setzt Validierung des EMT-, detaillierten RMS- und RMS-Typ-Modells 5.5.3.6.2 [1] voraus
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Das Simulationsmodell ist in seiner Funktionalität und Parametrierung dokumentiert. Es erfolgt eine Angabe, wie der jeweilige Parameter im realen Gerät benannt ist und eingestellt werden kann (sind z. B. Umrechnungsfaktoren etc. zu berücksichtigen).	Wahr
1.1	Die Dokumentation des Simulationsmodells erfolgt gemäß FGW TR 4 Rev. 10 Kapitel 7.2. Dabei wird ausgehend von dem RMS-Typ-Modell die Funktionsweise der netzbildenden Einheit beschrieben. Auf Basis der EMT- bzw. RMS-Modelle wird die netzbildende Einheit insgesamt im Detail dargestellt. Hierzu gehören die leistungselektronischen Komponenten, die der netzbildenden Einheit zuzurechnenden elektrischen Komponenten (z. B. Filter), die Regelung, der Eigenbedarf (falls relevant), der Entkopplungsschutz sowie der Eigenschutz soweit er Bestandteil des Simulationsmodells ist.	Wahr
1.2	Die für die unterschiedlichen Simulationsmodelle wesentlichen Vereinfachungen und Annahmen sind angegeben.	Wahr
1.3	Auf Basis einer vollständigen Projektdefinition werden die durchgeführten Prüfungen an der betriebsbereiten Anlage neben den entsprechenden Simulationen mit den validierten Modelltypen (EMT, detailliertes RMS-Modell und RMS-Typ-Modell) für ausgewählte Messwerte bzw. Signale der netzbildenden Einheit wie Spannungen und Ströme sowie die als erforderlich identifizierten Zwischengrößen in einheitlichen grafischen Darstellungen in vergleichender Form zur Verfügung zu stellen.	Wahr

1.4	Sämtliche Parameter zur Festlegung von Typen von netzbildenden Einheiten innerhalb einer Familie sowie deren Parametrierungen und Betriebsbereiche (z. B. Nennwerte, PQ- und UQ-Diagramme) sind in Form einer Tabelle beschrieben. Vorgesehene bzw. zulässige Einstellbereiche von Parametern sowie evtl. vorhandene Abhängigkeiten sind angegeben.	Wahr
1.5	Die nach Abschnitt 5.5.7 [1] erforderlichen simulativen Nachweise für nicht vermessene Werte der Anlaufzeitkonstante T_A sind in die Modelldokumentation einschließlich evtl. erforderlich werdender zusätzlicher Parametrierungen mit aufgenommen.	Wahr
1.6	Die nach Abschnitt 5.5.7 [1] erforderlichen simulativen Nachweise für nicht vermessene Werte der parametrierbaren – mit Ausnahme des Nominalwertes – Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. wirksamen Impedanz sind in die Modelldokumentation einschließlich evtl. erforderlich werdender zusätzlicher Parametrierungen mit aufgenommen.	Wahr
2	Es wird aufgezeigt, dass die Anforderungen gemäß Abschnitt 4.2 innerhalb der Testumgebung entsprechend der in Abschnitt 5.5.3.6.2 [1] festgelegten Prüfungen simulativ nachgewiesen wurden.	Wahr

G.3.1.6.7 Simulationsumgebung und Toolunabhängigkeit

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.7 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Validierte EMT-, detaillierte RMS- und RMS-Typ-Modell nach 5.5.3.6.2 [1] liegen vor
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es werden die Anforderungen gemäß FGW TR 4 Rev. 10, Kapitel 4 an die Modellierungssoftware und Toolumgebung beachtet. <i>Hinweis: Sollten sich seitens der Anwender (Hersteller, Zertifizierungsstellen und Netzbetreiber) erweiterte und den Prozess vereinfachende Entwicklungen ergeben, die noch nicht in neue</i>	Wahr

	<i>Revisionen der FGW TR 4 eingearbeitet sind, so müssen diese Berücksichtigung finden.</i> <i>Zu solchen Entwicklungen zählen:</i> • <i>Verfügbarkeit von Regler-Code in Form einer universell nutzbaren DLL mit Eingangs- und Ausgangssignalen (C-Interface) zur Nutzung in EMT- und/oder detaillierten RMS-Modellen in den vereinbarten Simulationsumgebungen bzw. zur flexiblen Anbindung an andere genutzte Simulationstools.</i> • <i>Nutzung neuer Defacto-Standards für die Integration von Regler-Code (z. B. FMI for CS, FMI for ME, IEEE/Cigre/IEC, etc.).</i> Abweichungen von Festlegungen der FGW TR 4 Rev. 10 sind nur dann möglich, solange Anforderungen an die Modellierung und deren Validierung nicht betroffen sind. Sie bedürfen jedoch grundsätzlich einer Vereinbarung zwischen Zertifizierungsstelle, Netzbetreiber und Hersteller.	
2	Die Simulationsmodelle sind für die vereinbarte Simulationsumgebung für die vom Hersteller der Simulationssoftware unterstützten Softwareversionen zur Verfügung zu stellen. Siehe hierzu auch Nr. 3.8 in Kapitel G.3.1.6.1. <i>Hinweis: Als vereinbarte Simulationsumgebung gelten kommerziell verfügbare Programme, die bei Netzbetreibern und Zertifizierungsstellen überwiegend im Einsatz sind.</i>	Wahr

G.3.1.6.8 Herstellermodele zum Zweck der Zertifizierung

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.5.3.8 [1]	-	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften TR 4	Validierte EMT-, detaillierte RMS- und RMS-Typ-Modell nach 5.5.3.6.2 [1] liegen vor
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Der Detaillierungsgrad des Herstellermodells für den Zweck der Zertifizierung wird so gewählt, dass die Anforderungen an die Modellgenauigkeit für alle simulativen Nachweise auf Basis eines	Wahr

	einheitlichen, für ein festgelegtes T_A parametrisiertes Modell eingehalten werden. Falls erforderlich, sind die bei unterschiedlichen T_A jeweils anzuwendenden Parametersätze dokumentiert. Die in Abschnitt 5.5.2.1 [1] gelisteten Signale sowie vorgesehene Parametrierungen sind zugänglich, sofern sie für die entsprechenden Nachweise erforderlich sind.	
--	---	--

G.3.1.7 Simulative Nachweise

G.3.1.7.1 Simulativer Nachweis der Winkelsprungleistung

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.1	5.5.7.1	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung
Bemerkungen		Eine simulative Prüfung der Winkelsprungleistung hat zu erfolgen, sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist. In diesem Falle ist zusätzlich zu dem messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.3 [1] (Bewertung nach Kapitel G.3.1.2.1) - bei dem der Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung vorgesehen ist - für den minimalen und maximalen Wert eine simulative Prüfung nach diesem Kapitel zu bewerten.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die simulative Prüfumgebung bildet die realen Prüfbedingungen der messtechnischen Prüfung ab.	Wahr
2	Die Prüfungen werden durchgeführt für den minimalen und maximalen Wert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz gemäß Herstellerangaben.	Wahr
3	Es wird das in der messtechnischen Prüfung geprüfte Messverfahren (Messverfahren 1 oder Messverfahren 2) nach Abschnitt 5.5.5.3.2 [1] simulativ durchgeführt.	Wahr
3.1	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Es werden zwei Prüfungen nach den Vorgaben nach Abschnitt 5.5.5.3.2 [1] durchgeführt. Die zweite Prüfung findet ausgehend vom Start-Arbeitspunkt der ersten	

	Prüfung $\pm 5 \% P_{E_{\max}}$ statt bei identischem Winkelsprung mit negativem Vorzeichen.	
3.2	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 2 gilt: Es werden zwei Prüfungen nach den Vorgaben nach Abschnitt 5.5.5.3.2 durchgeführt. Die zweite Prüfung findet ausgehend vom Start-Arbeitspunkt der ersten Prüfung $\pm 5 \% P_{E_{\max}}$ statt bei identischem Winkelsprung $\Delta\theta_{\text{soll}} \pm 10 \%$ mit negativem Vorzeichen.	
4	Die maximale Wirkstromänderung $\Delta i_{P,EZE}$ in der vermarkteten Richtung beträgt mindestens 50 % (für EZSE und Speicher 70 %) und in der nicht vermarkteten Richtung mindestens 5 % des ermittelten Maximalwerts $\Delta i_{P,EZE,\max}$. Hierbei kann eine Toleranz von 1 % des nominalen Wirkstroms berücksichtigt werden.	Wahr
5	Die maximale Wirkleistungsänderung beträgt mindestens 5 % $P_{E_{\max}}$ in nicht angebotener Richtung.	Wahr
6	Die Winkelsprungleistung wird nicht durch die Begrenzungsvorgabe der Wirkleistung eingeschränkt.	Wahr

G.3.1.7.2 Simulativer Nachweis der Wirksamen Impedanz

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.1	5.5.7.2	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung
Bemerkungen		Eine simulative Prüfung der wirksamen Impedanz hat zu erfolgen, sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist. In diesem Falle ist zusätzlich zu dem messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.4 [1] (Bewertung nach Kapitel G.3.1.2.2) - bei dem der Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung vorgesehen ist - für den minimalen und maximalen Wert eine simulative Prüfung nach diesem Kapitel zu bewerten.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die simulative Prüfumgebung bildet die realen Prüfbedingungen der messtechnischen Prüfung ab.	Wahr
2	Die Prüfungen werden durchgeführt für den minimalen und maximalen Wert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz gemäß Herstellerangaben.	Wahr

3	Es wird das in der messtechnischen Prüfung geprüfte Messverfahren (Messverfahren 1 oder Messverfahren 2) nach Abschnitt 5.5.5.4.2 [1] simulativ durchgeführt.	Wahr
3.1	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Die Höhe des aufgeschalteten Sollwertsprungs liegt zwischen $\pm 0,03$ p.u. und $0,05$ p.u.. Es wird folgende Sequenz geprüft: • $0,03 \text{ p.u.} \leq \Delta u_{\text{soll}} \leq 0,05 \text{ p.u.}$ • $\Delta u_{\text{soll}} = 0$ • $-0,05 \text{ p.u.} \leq \Delta u_{\text{soll}} \leq -0,03 \text{ p.u.}$ Zwischen diesen Zuständen wird jeweils ein eingeschwungener Zustand abgewartet.	Wahr
3.2	Im Falle der Durchführung von Messverfahren 2 gilt: Die Werte der Klemmspannungssprünge Δu_{I} und Δu_{II} unterscheiden sich untereinander sowie auch vom Ausgangswert mindestens um 2 %.	
4	Die Prüfungen des gewählten Messverfahrens werden ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe im Bereich von 15 % bis 45 % P_{Emax} und einer Blindleistungseinspeisung im Bereich zwischen ± 10 % (bezogen auf P_{Emax}) wiederholt. Im Falle der Durchführung von Messverfahren 1 gilt: Der Spannungs-Sollwertsprung erfolgt bei der Versuchswiederholung in negative Richtung.	Wahr
5	Es ist ausgewiesen, dass keine Strombegrenzung gegriffen hat.	Wahr
6	Die Beträge der ermittelten Impedanz $z_{\text{w},1,\text{S}}$ entsprechen den Vorgaben an den Maximalwert $z_{\text{w,max}}$ nach Abschnitt 4.2.1.1 nach folgenden Kriterien: • ohne Einheitentransformator (bzw. auf Niederspannungsseite der Einheit): $z_{\text{w},1,\text{S}} \leq 0,27 \text{ p.u.}$ • inklusive Einheitentransformator (bzw. auf Mittelspannungsseite der Einheit): $z_{\text{w},1,\text{S}} \leq 0,35 \text{ p.u.}$ bei doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren alternativ: die obere Grenze der Impedanz wird bestimmt durch die physikalische transiente Reaktanz des Asynchrongenerators zuzüglich der Ständerresistenz des Asynchrongenerators und der Impedanz des Einheitentransformators.	Wahr

G.3.1.7.3 Simulativer Nachweis der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.12	5.5.6.1	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung
Bemerkungen	Die simulative Bewertung der Dämpfung von Frequenzleistungspendelungen ist gefordert, wenn eine der folgenden Bedingungen zutrifft: a) Für die zu prüfende netzbildende Einheit sind seitens des Herstellers mehr als zwei, d.h. über $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$, hinausgehende Parametrierungen der Anlaufzeitkonstanten angegeben, für die keine messtechnischen Prüfungen durchgeführt wurden. Für jede zusätzliche Parametrierung ist der Nachweis durchzuführen und entsprechend zu bewerten. b) Für die zu prüfende netzbildende Einheit wurde die messtechnische Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.8.2 aufgrund niedriger Kurzschlussleistungsverhältnisse nicht bestanden und das Akzeptanzkriterium für die Bewertung nach Kapitel G.3.1.2.6 damit nicht erfüllt. c) Für die zur Prüfung der netzbildenden Einheit verwendete Prüfeinrichtung ist der SCR-Wert unbekannt. In den Fällen b) und c) darf die simulative Prüfung nur dann bewertet werden, sofern in die Modellvalidierung nach Kapitel G.3.1.6.3 die Testumgebung mit einbezogen und positiv abgeschlossen wurde.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die simulative Prüfumgebung bildet die realen Prüfbedingungen der messtechnischen Prüfung ab.	Wahr
2	Die simulativen Prüfungen werden bei einem SCR = 3 mit dem detaillierten RMS-Modell durchgeführt.	SCR = 3
3	Die simulativen Prüfungen werden ausgehend von einer Wirkleistungsabgabe von 50 % bis 75 % $P_{E_{max}}$ durchgeführt. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ ist je Prüfung auf 1,0 einzustellen.	Wahr
4	Es wird das in der messtechnischen Prüfung geprüfte Messverfahren (Messverfahren 1 oder Messverfahren 2) nach Abschnitt 5.5.5.8.2 simulativ durchgeführt. Alle Prüfungen nach Tabelle 8 werden simulativ durchgeführt.	Wahr
4.1	Im Falle der Simulation von Messverfahren 1 gilt:	Wahr

	Die Anregung erfolgt durch eine sprungförmige Frequenzänderung in Höhe von ca. 250 mHz bis 500 mHz. Die Anregung führt nicht zu einer Begrenzung des Stroms der netzbildenden Einheit. Die simulierten Stromreihen wurden diesbezüglich analysiert und es erfolgt ein Vergleich des Stromverlaufs mit den jeweiligen Grenzwerten. Hierbei bleibt der simulativ ermittelte Strom unterhalb dieser Grenze (es hat keine Begrenzung gegriffen). <i>Hinweis: Typische Anzeichen einer Begrenzung:</i> • Der Strom steigt sprunghaft an und bleibt dann konstant auf einem Grenzwert. • Strom zeigt ein Clipping-Verhalten (Abflachung des Anstiegs trotz weiter fallender Frequenz). Der Frequenzsprung ist in der Simulationsumgebung im Netzäquivalent umgesetzt.	
4.2	Im Falle der Simulation von Messverfahren 2 gilt: Die Höhe des Phasensprungs führt zu einer Wirkleistungsänderung von 15 % bis 30 % $P_{E_{\max}}$ in angebotener Richtung bzw. 2 % bis 4 % $P_{E_{\max}}$ in nicht angebotener Richtung von Momentanreserve. Die simulierten Stromreihen wurden diesbezüglich analysiert und es erfolgt ein Vergleich des Stromverlaufs mit den jeweiligen Grenzwerten. Hierbei bleibt der simulativ ermittelte Strom unterhalb dieser Grenze (es hat keine Begrenzung gegriffen).	Wahr
Simulative Prüfung bei $T_{A,\min} < T_A < T_{A,\max}$		
5	Das Simulationsmodell wurde bezüglich $T_{A,\min}$ und $T_{A,\max}$ auf Basis der messtechnischen Prüfung validiert und diese wurde nach G.3.1.2.6 als bestanden bewertet.	Wahr
6	Das ermittelte Dämpfungsmaß unterschreitet für alle in der Einheit parametrisierten Werte von T_A den nach Abschnitt 4.2.1.12 [1] festgelegten Wert von 0,5 um nicht mehr als 10 %.	$D(T_A) \geq 0,45$
7	Falls die Dämpfung auf Basis der Auswertung der Amplitudenverhältnisse ermittelt wurde gelten für den jeweils parametrisierten Wert von T_A folgende Bewertungskriterien zusätzlich zu Nr. 6: Wenn insgesamt drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, gilt: Die zwei ermittelten Amplitudenverhältnisse der	$AV_{21} < 0,2,$ $AV_{32} < 0,2$

	aufeinanderfolgenden Minima und Maxima (AV_{21} und AV_{32}) sind kleiner als 0,2. Wenn insgesamt weniger als drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, gilt die Prüfung ebenfalls als bestanden.	oder Weniger als 3 Maxima/Minima
Zu G.3.1.2.6 alternative simulative Prüfung bei $T_A = T_{A,min}$ und $T_A = T_{A,max}$		
8	Die simulative Prüfung darf auch dann durchgeführt werden, wenn der messtechnische Nachweis nach 5.5.5.8.2 [1] aufgrund niedriger Kurzschlussleistungsverhältnisse nicht bestanden wurde oder wenn der SCR-Wert des Prüfaufbaus bzw. die Impedanz unbekannt ist.	Wahr
9	In die Modellvalidierung nach Kapitel G.3.1.6.3 wurde die Testumgebung der messtechnischen Prüfung nach Abschnitt 5.5.5.8 [1] mit einbezogen.	Wahr
10	Das ermittelte Dämpfungsmaß unterschreitet für alle in der Einheit parametrisierten Werte von T_A den nach Abschnitt 4.2.1.12 [1] festgelegten Wert von 0,5 um nicht mehr als 10 %.	$D(T_A) \geq 0,45$
11	Falls die Dämpfung auf Basis der Auswertung der Amplitudenverhältnisse ermittelt wurde gelten für den jeweils parametrisierten Wert von T_A folgende Bewertungskriterien zusätzlich zu Nr. 10: Wenn insgesamt drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, gilt: Die zwei ermittelten Amplitudenverhältnisse der aufeinanderfolgenden Minima und Maxima (AV_{21} und AV_{32}) sind kleiner als 0,2. Wenn insgesamt weniger als drei Maxima und Minima vom Verlauf der Mitsystem-Wirkleistung erkennbar sind, gilt die Prüfung ebenfalls als bestanden.	$AV_{21} < 0,2$ und $AV_{32} < 0,2$ oder Weniger als 3 Maxima/Minima

G.3.1.7.4 Simulativer Nachweis der Anlaufzeitkonstante sowie Momentanreserveleistung- und -energie

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.13 4.2.1.14	5.5.7.4	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung Herstellererklärung
Bemerkungen		Die simulative Bewertung der Anlaufzeitkonstanten sowie Momentanreserveleistung- und -energie ist nur gefordert, sofern für die zu prüfende netzbildende Einheit seitens des Herstellers mehr als zwei, d.h. über $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$, hinausgehende Parametrierungen der Anlaufzeitkonstanten angegeben wurden, für die keine messtechnischen Prüfungen durchgeführt wurde. Für jede zusätzliche Parametrierung ist der Nachweis durchzuführen und entsprechend zu bewerten.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Das Simulationsmodell wurde bezüglich $T_{A,min}$ und $T_{A,max}$ auf Basis der messtechnischen Prüfungen validiert und diese wurden nach G.3.1.2.7 als bestanden bewertet.	Wahr
2	Die simulative Prüfumgebung bildet die realen Prüfbedingungen der messtechnischen Prüfung ab.	Wahr
3	Die simulative Prüfung wird mit dem detaillierten RMS-Modell durchgeführt	Wahr
4	Es werden Messverfahren 1 und Messverfahren 2 nach Abschnitt 5.5.9.2 [1] simulativ durchgeführt.	Wahr
5.1	Bei der Simulation von Messverfahren 1 gilt: Es werden die Simulationen nach den Vorgaben von Tabelle 9 [1] durchgeführt. Die Simulationen werden ausgehend von einer Blindleistung von $0 \pm 5\%$ bezogen auf $P_{E,max}$ durchgeführt. Bei netzbildenden Erzeugungseinheiten wurden die Simulationen 1.1 und 1.2 bei einem konstanten Primärenergiedargebot durchgeführt. Der Frequenzverlauf ist über das Netzäquivalent in der Simulationsumgebung vorzugeben. Die Werte $P_{grenzneg,min}$, $P_{grenzneg,max}$ und $P_{min,dyn}$ werden durch den Hersteller bestimmt und in der Herstellererklärung ausgewiesen.	Wahr Angabe liegt vor

5.2	Bei der Simulation von Messverfahren 2 gilt: Es werden die Simulationen nach den Vorgaben von Tabelle 10 [1] durchgeführt. Die Simulationen werden ausgehend von einer Blindleistung von $0 \pm 5 \%$ bezogen auf $P_{E_{\max}}$ durchgeführt. Bei netzbildenden Erzeugungseinheiten werden die Messungen 2.1 und 2.2 [1] bei einem konstanten Primärenergiedargebot simuliert. Die Werte $P_{\text{grenzpos,min}}$, $P_{\text{grenzpos,max}}$ und $P_{\text{max,dyn}}$ werden durch den Hersteller bestimmt und in der Herstellererklärung ausgewiesen	Wahr Angabe liegt vor
Vermarktung negativer oder symmetrischer Momentanreserve		
6	Die netzbildende Einheit verbleibt während der simulativen Prüfung synchron am Netz.	Wahr
7	Die simulativ ermittelte Leistung verbleibt innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 [1] geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder.	Wahr
8	Die simulativ ermittelte Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) [1] erreicht 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung.	Falls $T_A > 10$ s: Wahr
9	Sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 [1] (auf Basis der Auswertung interner Signale) ermittelt wurde, gilt: Der ermittelte Wert von T_A weicht um nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert ab.	Falls T_A auf Basis interner Signale ermittelt wurde: Wahr
10	Die Auswertung des Punktes 3) des Messverfahrens 1 [1] ergibt, dass $\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$.	$\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$
Vermarktung positiver Momentanreserve		
11	Die netzbildende Einheit verbleibt während der Prüfung synchron am Netz.	Wahr
12	Die Auswertung der Messung ergibt: $(\Delta E_{\text{pos},12} + \Delta E_{\text{neg},3} + \Delta E_{\text{pos},4} + \Delta E_{\text{neg},4}) \leq 1,5 \cdot (\Delta E_{\text{neg},12} + \Delta E_{\text{pos},3})$	Wahr
Vermarktung positiver oder symmetrischer Momentanreserve		
13	Die netzbildende Einheit verbleibt während der Prüfung synchron am Netz.	Wahr

14	Die simulativ ermittelte Leistung verbleibt innerhalb der nach Abschnitt 5.5.5.9.3.2 [1] geforderten Zeiten nach dem Beginn des jeweiligen Segmentes innerhalb der geforderten Toleranzbänder.	Wahr
15	Die simulativ ermittelte Leistung für $T_A > 10$ s in Segment (1) (ggf. bei angepasstem Wirkleistungs-Arbeitspunkt) [1] erreicht 95 % der erwarteten Momentanreserveleistung.	Falls $T_A > 10$ s: Wahr
16	Sofern die Anlaufzeitkonstante nach Abschnitt 5.5.5.9.3.3 [1] (auf Basis der Auswertung interner Signale) ermittelt wurde, gilt: Der ermittelte Wert von T_A weicht um nicht mehr als 5 % von dem jeweils vereinbarten Wert ab.	Falls T_A auf Basis interner Signale ermittelt wurde: Wahr
17	Die Auswertung des Punktes 3) des Messverfahrens 2 [1] ergibt, dass $\Delta E_{\text{neg}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{pos}}$.	$\Delta E_{\text{pos}} \leq 1,5 \Delta E_{\text{neg}}$
Vermarktung negativer Momentanreserve		
18	Die netzbildende Einheit verbleibt während der Prüfung synchron am Netz.	Wahr
19	Die Auswertung der Simulation ergibt: $(\Delta E_{\text{neg},12} + \Delta E_{\text{pos},3} + \Delta E_{\text{neg},4} + \Delta E_{\text{pos},4}) \leq 1,5 \cdot (\Delta E_{\text{pos},12} + \Delta E_{\text{neg},3})$.	Wahr

G.3.1.7.5 Simulativer Nachweis des Führungsverhaltens der Spannungsquellenregelung

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.5	5.5.7.5	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung
Bemerkungen	Die simulative Prüfung ist grundsätzlich zu bewerten für den vom Hersteller ausgewiesenen Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz. Die simulative Prüfung ist ebenfalls zu bewerten, sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist. In diesem Falle ist zusätzlich zu dem messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.6.1 [1] (Bewertung nach Kapitel G.3.1.2.4.1) - bei dem der Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung vorgesehen ist - für die parametrierbaren Werte nach diesem Abschnitt zu bewerten.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Das Simulationsmodell wurde auf Basis der messtechnischen Prüfungen validiert und diese wurden nach G.3.1.2.4.1 als bestanden bewertet.	Wahr
2	Die simulative Prüfumgebung bildet die realen Prüfbedingungen der messtechnischen Prüfung ab.	Wahr
3	Die simulative Prüfung wird mit dem detaillierten RMS-Modell bei Netzimpedanzen in Höhe von $Z_{\text{Netz}} = 0,05$ p.u. und $0,3$ p.u. bezogen auf S_{Emax} durchgeführt. <i>Hinweis: Die Vorgabe der Netzimpedanz entspricht einem SCR-Wert von 20 bzw. 3 an der netzbildenden Einheit.</i>	Wahr
4	Die Sollwertänderung des Spannungsreglers wird so gewählt, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von mindestens 50 % des Blindleistungsstellbereichs der netzbildenden Einheit resultiert. <i>Hinweis: Eine Blindleistungsänderung von mehr als 30 % bezogen auf P_{Emax} ist dabei nicht erforderlich.</i>	Wahr
5	Die ermittelte Anschwingzeit der simulativ ermittelten Spannung $u_{1,S}$ (bzw. alternativ des simulativ ermittelten Stromes $i_{Q,1,S}$) beträgt < 1 s.	Wahr

G.3.1.7.6 Simulativer Nachweis des Störverhaltens der Spannungsquellenregelung

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.4	5.5.7.6	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung
Bemerkungen		Die simulative Prüfung ist grundsätzlich zu bewerten für den vom Hersteller ausgewiesenen Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz. Die simulative Prüfung ist ebenfalls zu bewerten, sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist. In diesem Falle ist zusätzlich zu dem messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.6.2 [1] (Bewertung nach Kapitel G.3.1.2.4.2) - bei dem der Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung vorgesehen ist - für die parametrierbaren Werte nach diesem Abschnitt zu bewerten.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Das Simulationsmodell wurde auf Basis der messtechnischen Prüfungen validiert und diese wurden nach G.3.1.2.4.2 als bestanden bewertet.	Wahr
2	Die simulative Prüfumgebung bildet die realen Prüfbedingungen der messtechnischen Prüfung ab.	Wahr
3	Die simulative Prüfung wird mit dem detaillierten RMS-Modell bei Netzimpedanzen in Höhe von $Z_{\text{Netz}} = 0,05 \text{ p.u.}$ und $0,3 \text{ p.u.}$ bezogen auf S_{Emax} durchgeführt. <i>Hinweis: Die Vorgabe der Netzimpedanz entspricht einem SCR-Wert von 20 bzw. 3 an der netzbildenden Einheit.</i>	Wahr
4	Sofern die zu prüfende netzbildende Einheit nicht über einen der netzbildenden Einheit zugeordneten Transformator (bzw. ihr eigens zugeordnete Transformatorwicklungen) angeschlossen wird, gilt: In einem zweiten Prüfschritt wird die simulative Prüfumgebung dahingehend erweitert, dass eine zweite netzbildende Einheit desselben Typs parallel zur ersten Einheit betrieben wird. Die Anbindung in den Prüfaufbau nach Bild 9 erfolgt gemäß eines üblichen Aufbaus nach Herstellerangaben.	Wahr
5	Erster Prüfschritt ohne zusätzliche parallele netzbildende Einheiten: Die Sollwertänderung wird so gewählt, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von mindestens 50 % des Blindleistungsstellbereichs der netzbildenden Einheit resultiert. <i>Hinweis: Eine Blindleistungsänderung von mehr als 30 % bezogen auf P_{Emax} ist dabei nicht erforderlich.</i>	Wahr
6	Falls erforderlich zweiter Prüfschritt mit paralleler typgleicher netzbildender Einheit: Die Prüfung wird mit einer parallelen typgleichen netzbildenden Einheit wiederholt.	Wahr
Anschwingzeit des Scheinstromes		
7	Der mit 5 ms gleitend gemittelte Momentanwert $i_{\alpha\beta,5\text{ms},S}$ des simulativ ermittelten Stromes erreicht spätestens 15 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung erstmalig 90 % des Endwertes.	Wahr
Einschwingzeit des Blindstromes		
8	Der simulativ ermittelte Blindstrom $i_{Q,1,S}$ verbleibt spätestens 80 ms nach der sprunghaften Spannungsänderung im Toleranzband für den Blindstrom.	Wahr

Dämpfung des Blindstromes		
9	Der Verlauf der simulativ ermittelten Blindstromkomponente liegt infolge der sprunghaften Spannungsänderung (nach den Vorgaben des Messverfahrens 2 nach Abschnitt 5.5.5.4.3) [1] innerhalb der Hüllkurve nach Bild 10.	Wahr
Linearität der effektiven Impedanz		
10	Die simulativ ermittelte Linearität der effektiven Impedanz beträgt $0,85 \leq L_{Z,S} \leq 1,15$ (siehe Abschnitt 5.5.5.6.2.3 [1]).	$0,85 \leq L_{Z,S} \leq 1,15$

G.3.1.7.7 Simulativer Nachweis des Verhaltens bei Rückkehr in das Spannungsband von $U_r \pm 10 \% U_r$

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.5.5	5.5.7.7	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung
Bemerkungen		Die simulative Prüfung ist zu bewerten, sofern die Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. die wirksame Impedanz der netzbildenden Einheit durch den Hersteller als parametrierbar vorgesehen ist. In diesem Falle ist zusätzlich zu dem messtechnischen Nachweis nach Abschnitt 5.5.5.6.5 [1] (Bewertung nach Kapitel G.3.1.2.4.5) - bei dem der Nominalwert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung vorgesehen ist - für die parametrierbaren Werte nach diesem Abschnitt zu bewerten.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die simulative Prüfumgebung bildet die realen Prüfbedingungen der messtechnischen Prüfung ab.	Wahr
2	Die Prüfungen werden durchgeführt für den minimalen und maximalen Wert der Verstärkung der Spannungsquellenregelung bzw. der wirksamen Impedanz gemäß Herstellerangaben.	Wahr
3	Es wird das in der messtechnischen Prüfung geprüfte Messverfahren (Messverfahren 1 oder Messverfahren 2) nach Abschnitt 5.5.5.6.5.2 [1] simulativ durchgeführt.	
Verhalten für die Wirkstromwiederkehr nach Fehlerende		
4	Der Vorfehlerwirkstrom ist nach 1 s (nach Fehlerende) wieder erreicht.	Wahr

4.1	Kann der Wirkstrom aufgrund technischer Restriktionen diese Zeit nicht erreichen, ist dies zu begründen.	Angabe ist erfolgt
Verhalten bzgl. Vorübergehender Überspannungen nach Spannungswiederkehr		
5	Nach Spannungswiederkehr überschreiten die ermittelten Mitsystem-Überspannungen $u_{1,S}$ nicht 2,5 % bezogen auf den stationären Endwert $u_{1,End,S}$ der Spannung. Bei Inbetriebsetzung der Einheit bis zum 31.12.2027 gilt anstelle von 2,5 % ein Wert von 5,0 %.	Wahr

G.3.1.7.8 Simulativer Nachweis des Abklings des DC-Anteils

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.1 [1]	5.5.7.9 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Erfolgreiche Modellvalidierung
Bemerkungen	Die simulative Prüfung ist zu bewerten für Einheiten, die nach dem 01.01.2028 in Betrieb gesetzt werden.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Prüfung erfolgt auf Basis des nach Kapitel G.3.1.6.3 validierten EMT-Simulationsmodells der netzbildenden Einheit.	Wahr
2	Die Prüfumgebung besteht aus der netzbildenden Einheit, die direkt an einem angenommenen NAP der für die netzbildende Einheit vorgesehenen Spannungsebene angeschlossen wird. Dabei ist der Einheiten-Transformator berücksichtigt, die Transformatorsättigung nicht.	Wahr
3	Die Prüfung erfolgt nach Abschnitt 5.5.7.9.3 [1].	Wahr
3.1	Als Ausgangsbetriebszustand wird der Nennbetrieb gewählt bei P_{rE} , $Q = 0$ und Nennspannung.	Wahr
3.2	Es wird ein dreiphasiger Kurzschluss am NAP simuliert mit einer Kurzschlussimpedanz von 0Ω , wobei der Eintritt des Kurzschlusses bei einem Spannungsnulldurchgang der Phase a erfolgt.	Wahr
3.3	Die Simulationsdauer nach Fehlerende beträgt 150 ms. <i>Hinweis: Eine Fehlerklärung ist nicht erforderlich.</i>	Wahr
4	Der Nachweis gilt als erbracht, wenn für alle Mittelwerte der Phasen a, b und c zum Zeitpunkt 100 ms	Wahr

	festgestellt werden kann, dass deren Betrag einen Wert von 10 % des Bemessungsstroms nicht überschreitet.	
--	---	--

G.3.1.7.9 Simulativer Nachweis des Dämpfungsverhaltens im sub- und supersynchronen Frequenzbereich

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.2 [1]	5.5.7.8 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Für die simulative Prüfung wird das nach Abschnitt 5.5.3.6.2.2 [1] validierte EMT-Modell verwendet.	Wahr
2	Die Prüfbedingungen nach Abschnitt 5.5.7.8.2 [1] werden erfüllt.	Wahr
3	Die Amplitude und Phasenlage der Übertragungsfunktion $G_{EZE}(s)$ des EMT-Modells der netzbildenden Einheit ist im Frequenzbereich von 3 Hz bis 50 Hz ausgewiesen.	Wahr
4	Die jeweilige Phasenreserve an den $\pm 90^\circ$ Rändern ist im Prüfbericht ausgewiesen.	Wahr
5	Die wesentlichen Größen sind innerhalb von x - t -Diagrammen dargestellt.	Wahr
6	In den Bodediagrammen sind die Resonanzstellen und Phasenreserve für den Frequenzbereich von 3 Hz bis 50 Hz dargestellt.	Wahr
7	Wenn im Falle von Windenergieanlagen mechanische Resonanzen berücksichtigt wurden, sind diese mit dem entsprechenden Toleranzband im Bodediagramm dargestellt.	Wahr

G.3.1.7.10 Netzparallelbetriebsfähigkeit

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.1.10 [1]	5.5.6.5 [1]	FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften	Prüfbericht
Bemerkungen			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Ergebnisse der simulativen Prüfung sind nachvollziehbar dokumentiert und ausgewiesen.	Wahr
2	Falls ein von den Anforderungen abweichendes Verhalten in Form von Instabilitäten oder unsystematischem Verhalten festgestellt wird, ist dieses ausgewiesen.	Falls zutreffend: Wahr

G.3.2 ANLAGENZERTIFIKAT

G.3.2.1 Polrad- bzw. Netzpendelungen

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.1.3 (TAR)	11.4.8.2 (TAR)	VDE-AR-N 4110 VDE-AR-N 4120 VDE-AR-N 4130	Betriebsmittelzertifikat(e)
Bemerkungen		-	

Für Typ-2-EZA gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Erfolgreiche Prüfung der Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen nach Kapitel G.3.1.2.6 im Einheitenzertifikat.	Wahr

G.3.2.2 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

G.3.2.2.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.4.11 (TAR)	Anhang E.9 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
4.2.1.4 [1]	5.6.2.6 [1]	Anhang E.9 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
Bemerkungen		Konzeptüberprüfung im Anlagenzertifikat; Funktionsprüfung in der Konformitätserklärung Sollwerte müssen nur innerhalb der nach Bild 5 und Bild 6 (Anforderungen an das Blindleistungsvermögen im Nennlast- und Teillastbereich) geforderten Bereiche umgesetzt werden. Für den Nachweis des Regelverhaltens der Gesamtanlage bezüglich statischen Spannungshaltung darf zwischen den nachfolgenden Verfahren gewählt werden. Die Zertifizierungsstelle prüft welche Verfahren möglich sind und legt dieses in Abstimmung mit dem Anschlussnehmer fest. Verfahren A) Messtechnischer Nachweis des Verhaltens der Gesamtanlage im Rahmen der Konformitätserklärung (siehe Kapitel G.1.6 bzw. G.1.7) Verfahren B) Simulativer Nachweis unter Berücksichtigung der Einheitenmodelle sowie des EZA-Regler Modells Verfahren C) Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung (siehe Kapitel G.3.3.1.1) Verfahren D) Bewertung des Regelverhaltens auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation Für die netzbildenden Einheiten einer Typ-2-EZA bzw. Typ-2-EZA, die nur aus netzbildenden Einheiten bestehen, gelten die Bewertungskriterien dieses Kapitels. Für Typ-2-EZA mit netzbildenden und netzfolgenden Anlagen, sind die Bewertungskriterien jeweils typspezifisch (für netzbildende Einheiten nach diesem Kapitel; für netzfolgende Einheiten nach dem jeweiligen Kapitel der TR 8 Rev. 10 (Verfahren zur Blindleistungsregelung)) zu berücksichtigen. <i>Hinweis: Es gelten die Vorgaben des Netzbetreiberabfragebogens. Abweichungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.</i>	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.9 vorgegebenen Regelverfahren sind von der EZA realisierbar	Wahr
1.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Realisierung eines konstanten Verschiebungsfaktors $\cos \varphi = 1$ am NAP möglich.	Wahr
2	Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten ist schematisch dargestellt.	Wahr
2.1	Es ist aufzuzeigen, dass die Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage nicht durch eine entgegenstehende Regelung des Bezugsteils der Kundenanlage nachteilig beeinflusst werden. <i>Hinweis: Bei Vorhandensein einer Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage muss die Messung der für die Regelung der Blindstromkompensationsanlage relevanten Werte so positioniert sein, dass die Blindleistung der Erzeugungsanlage nicht die Regelung der Blindstromkompensationsanlage beeinflusst und es damit zu einer gegenseitigen Aufhebung der Blindleistung und damit der gewünschten Wirkung kommt.</i>	Wahr
3	Eine fernwirktechnische und / oder manuelle Umschaltung zwischen den Regelverfahren (falls vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.9 gefordert) ist möglich.	Wahr
3.1	Bei Umschaltung zwischen Regelverfahren kann der neue Sollwert nicht schneller als das nach [1] geforderte Übertragungsverhalten und nicht langsamer als in 4 Minuten erreicht werden.	Wahr
4	Die Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für alle Regelverfahren auf den vom Netzbetreiber geforderten Wert (bzw. bei keiner Vorgabe auf 20 s) eingestellt. Hierbei liegt das Regelverhalten für das Führungs- und Störverhalten innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der eingestellten Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$. Die Übergangszeit ist einstellbar gemäß der Vorgaben nach Tabelle 2 [1].	$t_{\ddot{u}}=20$ s mit Verhalten innerhalb der Toleranzvorgaben Übergangszeit ist im geforderten Bereich einstellbar.
4.1	Es wird das zum Nachweis des Regelverhaltens gewählte Verfahren (A), B), C) oder D) ausgewiesen. Im Falle des Nachweises durch Verfahren A), entfällt der Nachweis des Regelverhaltens im Rahmen des	Wahr

	Anlagenzertifikats und ist im Rahmen der Konformitätserklärung zu erbringen. Hierzu ist im Anlagenzertifikat eine Auflage aufzunehmen.	
4.2	Im Falle des Nachweises über Verfahren C), wird auf Basis der Komponentenzertifikate die Einhaltung der Anforderungen an das Regelverhalten für die Eigenschaften des NAP nachgewiesen.	Wahr
4.3	Im Falle des Nachweises über Verfahren D), wird auf Basis des für den EZA-Regler ausgewiesenen Vermögens und der Parametrierung dieses die Einhaltung der Anforderungen für die EZA unter Berücksichtigung der Eigenschaften des NAP nachgewiesen.	Wahr
4.4	Sofern es im Rahmen der Nachweisführung zu Überschreitungen des Toleranzbandes kommt - im Falle niedriger SCR ¹ -Werten – darf ein alternatives Akzeptanzkriterium in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festgelegt werden (bspw. auf Basis einer geeigneten Mindestdämpfung; siehe hierzu auch Anhang A.I [1]). In diesem Falle ist das mit dem Netzbetreiber vereinbarte Verfahren ausgewiesen und die Bestätigung des Netzbetreibers bezüglich der Erfüllung der Anforderungen auf Basis dieses Verfahrens liegt vor.	Falls zutreffend, ist Verfahren ausgewiesen und Bestätigung des Netzbetreibers liegt vor
5	Toleranz nach Einschwingen des Blindleistungswertes. Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.	$\pm 2 \% P_{\text{inst}}$; für Anlagen mit $S_{A,\text{max}} < 300 \text{ kVA}$: $\pm 4 \% P_{\text{inst}}$
6	Bei einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Regelung können die EZE mit dem vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.9 vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden.	Wahr
7	Bei einem Ausfall der Regelung ist sichergestellt, dass nicht mehr geregelt betriebene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (z. B. Kondensatorbänke oder SVC's) abgeschaltet werden können.	Wahr
8	Bei einem Ausfall der Fernwirkanlage kann die EZA mit dem vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.9 vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden.	Wahr
Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$)		
9	Schnittstelle für die Vorgabespannung U_{Q0} / U_c vorhanden.	Angabe ist erfolgt
10	Spannungstotband in Schritten von höchstens $0,5 \% U_c$ im Bereich von $\pm 0 \% \dots \pm 5 \% U_c$ einstellbar.	Wahr
10.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung des Standardwerts $\pm 0 \% U_c$ möglich.	Angabe ist erfolgt

¹ SCR = Short Circuit Ratio / Kurzschlussleistungsverhältnis; Definition nach FNN Hinweis [1]

11	$Q(U)$ -Kennlinie / Steigung m über Wertepaar definierbar.	Angabe ist erfolgt
11.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung der Standardwerte möglich: Standardwertepaare ($U_{\max} / U_n$; $Q_{\max\text{-untererregt}} / P_{b\text{ inst}}$) sowie $U_{Qo,ref} / U_c$	(1,04; 0,33) und 1,00 (bzw. Vorgabe des Netzbetreibers)
12	Nach einer Anpassung der Vorgabespannung U_{Qo} ist der resultierende Sollwert innerhalb des Grenzwertes anzufahren.	≤ 4 min
13	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute ist folgendes Verhalten möglich.	Fortfahren mit zuletzt gültigem Wert für U_{Qo} / U_n oder mit $\cos \varphi = 1$ (gemäß Vorgabe des Netzbetreibers)
Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie ($Q(P)$)		
14	$Q(P)$ -Kennlinie über mindestens 10 Stützpunkte / Wertepaare $Q_{EA,Soll} / P_{b\text{ inst}}$ definierbar.	Wahr
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion		
15	Schnittstelle für die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{ref} / P_{b\text{ inst}}$ vorhanden.	Angabe ist erfolgt
16	Verfahren über vier Wertepaare P_1 , P_2 , P_3 und P_4 definierbar. Die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{ref} / P_{b\text{ inst}}$ kann in Schritten von 1 % $Q / P_{b\text{ inst}}$ vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
16.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung der Standardwerte möglich.	P_1 (0,94; -0,33) P_2 (0,96; 0) P_3 (1,04; 0) P_4 (1,06; +0,33) (bzw. Vorgabe des Netzbetreibers)
17	Für die Steigung gilt $m \leq 24$.	Wahr
18	Nach einer Anpassung des Blindleistungswertes $Q_{ref} / P_{b\text{ inst}}$ ist der resultierende Sollwert innerhalb des Grenzwertes anzufahren.	≤ 4 min
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$		
19	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung des Standardwertes möglich.	$\cos \varphi = 1$ (bzw. Vorgabe des Netzbetreibers)

Nr.	Weitere Nachweise	Akzeptanzkriterium
Simulativer Nachweis des Regelverhaltens nach Verfahren B)		
A	Die simulative Prüfung wird mit dem RMS-Modell der Erzeugungsanlage unter Berücksichtigung des EZA-Regler-Modells durchgeführt für einen SCR-Wert von 20 sowie dem für den NAP der Erzeugungsanlage ausgewiesenen SCR-Wert.	Wahr
B	Die simulative Prüfung umfasst den Nachweis des Führungs- und Störverhaltens (vgl. nach Abschnitt 5.7.2.1.2 [1]).	Wahr
C	Die simulative Prüfung erfolgt entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 5.6.2.6.2 [1].	Wahr
D	Alle durchgeführten Prüfungen zeigen, dass die Sprungantworten innerhalb der entsprechenden Toleranzbänder liegen und das Regelverhalten innerhalb der Toleranzbänder ein gedämpftes Verhalten aufweist. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens gilt dabei der Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung.	Wahr

G.3.2.2.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.4.11 (TAR)	Anhang E.7 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
4.2.1.4 [1]	5.6.2.6 [1]	Anhang E.7 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
Bemerkungen		Konzeptüberprüfung im Anlagenzertifikat; Funktionsprüfung in der Konformitätserklärung. Sollwerte müssen nur innerhalb der nach Bild 5 und Bild 6 (Anforderungen an das Blindleistungsvermögen im Nennlast- und Teillastbereich) geforderten Bereiche umgesetzt werden. Für den Nachweis des Regelverhaltens der Gesamtanlage bezüglich statischen Spannungshaltung darf zwischen den nachfolgenden Verfahren gewählt werden. Die Zertifizierungsstelle prüft welche Verfahren möglich sind und legt dieses in Abstimmung mit dem Anschlussnehmer fest.	

Verfahren A) Messtechnischer Nachweis des Verhaltens der Gesamtanlage im Rahmen der Konformitätserklärung (siehe Kapitel G.1.6 bzw. G.1.7)

Verfahren B) Simulativer Nachweis unter Berücksichtigung der Einheitenmodelle sowie des EZA-Regler Modells

Verfahren C) Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung (siehe Kapitel G.3.3.1.2)

Verfahren D) Bewertung des Regelverhaltens auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation

Für die netzbildenden Einheiten einer Typ-2-EZA bzw. Typ-2-EZA, die nur aus netzbildenden Einheiten bestehen, gelten die Bewertungskriterien dieses Kapitels. Für Typ-2-EZA mit netzbildenden und netzfolgenden Anlagen, sind die Bewertungskriterien jeweils typspezifisch (für netzbildende Einheiten nach diesem Kapitel; für netzfolgende Einheiten nach dem jeweiligen Kapitel der TR 8 Rev. 10 (Verfahren zur Blindleistungsregelung)) zu berücksichtigen.

Hinweis: Es gelten die Vorgaben des Netzbetreiberabfragebogens. Abweichungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Für Erzeugungsanlagen, in denen die installierte Leistung der netzbildenden Typ-2-Einheiten mehr als 10 % P_{Amax} bzw. weniger als 90 % P_{Amax} beträgt, ist ein Konzept zur statischen Spannungshaltung der gesamten Erzeugungsanlage (netzbildender und nicht netzbildender Teil) abzustimmen und im Rahmen der Anlagenzertifizierung vorzulegen.

Fordert der Netzbetreiber die Überprüfung des Gesamtanlagenverhaltens, hat dies messtechnisch zu erfolgen.

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.7 vorgegebenen Regelverfahren sind von der EZA realisierbar.	Wahr
1.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Realisierung eines konstanten Verschiebungsfaktors $\cos \varphi = 1$ am NAP möglich.	Wahr
2	Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten ist schematisch dargestellt.	Wahr
3	Eine fernwirktechnische und / oder manuelle Umschaltung zwischen den Regelverfahren (falls vom	Wahr

	Netzbetreiber gemäß Anhang E.7 gefordert) ist möglich.	
3.1	Bei Umschaltung zwischen Regelverfahren kann der neue Sollwert nicht schneller als das nach [1] geforderte Übertragungsverhalten und nicht langsamer als in 4 Minuten erreicht werden.	Wahr
4	Die Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für alle Regelverfahren auf den vom Netzbetreiber geforderten Wert (bzw. bei keiner Vorgabe auf 20 s) eingestellt. Hierbei liegt das Regelverhalten für das Führungs- und Störverhalten innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der eingestellten Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$. Die Übergangszeit ist einstellbar gemäß der Vorgaben nach Tabelle 2 [1].	$t_{\ddot{u}}=20$ s mit Verhalten innerhalb der Toleranzvorgaben Übergangszeit ist im geforderten Bereich einstellbar.
4.1	Es wird das zum Nachweis des Regelverhaltens gewählte Verfahren (A), B), C) oder D) ausgewiesen. Im Falle des Nachweises durch Verfahren A), entfällt der Nachweis des Regelverhaltens im Rahmen des Anlagenzertifikats und ist im Rahmen der Konformitätserklärung zu erbringen. Hierzu ist im Anlagenzertifikat eine Auflage aufzunehmen.	Wahr
4.2	Im Falle des Nachweises über Verfahren C), wird auf Basis der Komponentenzertifikate die Einhaltung der Anforderungen an das Regelverhalten für die Eigenschaften des NAP nachgewiesen.	Wahr
4.3	Im Falle des Nachweises über Verfahren D), wird auf Basis des für den EZA-Regler ausgewiesenen Vermögens und der Parametrierung dieses die Einhaltung der Anforderungen für die EZA unter Berücksichtigung der Eigenschaften des NAP nachgewiesen.	Wahr
4.4	Sofern es im Rahmen der Nachweisführung zu Überschreitungen des Toleranzbandes kommt - im Falle niedriger SCR-Werten – darf ein alternatives Akzeptanzkriterium in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festgelegt werden (bspw. auf Basis einer geeigneten Minstdämpfung; siehe hierzu auch Anhang A.I [1]). In diesem Falle ist das mit dem Netzbetreiber vereinbarte Verfahren ausgewiesen und die Bestätigung des Netzbetreibers bezüglich der Erfüllung der Anforderungen auf Basis dieses Verfahrens liegt vor.	Falls zutreffend, ist Verfahren ausgewiesen und Bestätigung des Netzbetreibers liegt vor
4.5	Für Erzeugungsanlagen, in denen die installierte Leistung der netzbildenden Typ-2-Einheiten mehr als 10 % P_{Amax} bzw. weniger als 90 % P_{Amax} beträgt, gilt:	Falls zutreffend, liegt das Konzept vor und ist ausgewiesen.

	Das mit dem Netzbetreiber abgestimmte Konzept zur statischen Spannungshaltung der gesamten Erzeugungsanlage liegt vor und ist ausgewiesen. Fordert der Netzbetreiber die Überprüfung des Gesamtanlagenverhaltens, erfolgt der Nachweis des Gesamtverhaltens in diesem Fall im Rahmen der Konformitätserklärung über die Bewertung der messtechnischen Nachweise (Verfahren A).	
5	Toleranz nach Einschwingen des Blindleistungswertes Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.	$\pm 2 \% P_{AV,E}$; bei Leistungen $< 10 \% P_{AV,E}$: $\pm 4 \% P_{AV,E}$
6	Bei einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Regelung können die EZE mit dem vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.7 vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden.	Wahr
7	Bei einem Ausfall der Regelung ist sichergestellt, dass nicht mehr geregelt betriebene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (z. B. Kondensatorbänke oder SVCs) abgeschaltet werden können.	Konzept liegt vor, wahr
8	Bei einem Ausfall der Fernwirkanlage kann die EZA mit dem vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.7 vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden.	Wahr
Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$)		
9	Schnittstelle für die Vorgabespannung U_{Qo} / U_n ist vorhanden.	Angabe ist erfolgt
10	Spannungstotband in Schritten von höchstens $0,5 \% U_n$ im Bereich von $\pm 0 \% \dots \pm 5 \% U_n$ einstellbar.	Wahr
10.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung des Standardwerts $\pm 0 \% U_n$ möglich.	Wahr
11	$Q(U)$ -Kennlinie / Steigung m über Wertepaar definierbar.	Angabe ist erfolgt
11.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung der Standardwerte möglich: Standardwertepaare $(U_{max} / U_n; Q_{max-untererregt} / P_{binst})$ sowie $U_{Qo,ref} / U_n$	(1,05; 0,33) und 1,00 (bzw. Vorgabe des Netzbetreibers)
12	Nach einer Anpassung der Vorgabespannung U_{Qo} ist der resultierende Sollwert innerhalb des Grenzwertes anzufahren.	$\leq 4 \text{ min}$

13	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute ist folgendes Verhalten möglich.	Fortfahren mit zuletzt gültigen Wert für U_{Q0} / U_n oder mit $\cos \varphi = 1$ (gemäß Vorgabe des Netzbetreibers)
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion		
14	Schnittstelle für die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ ist vorhanden.	Angabe ist erfolgt
15	Verfahren über vier Wertepaare P1, P2, P3 und P4 definierbar. Die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ kann in Schritten von 1 % $Q / P_{\text{b inst}}$ vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
15.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung der Standardwerte möglich.	P1 (0,94; -0,33) P2 (0,96;0) P3 (1,04;0) P4 (1,06; +0,33) (bzw. Vorgabe des Netzbetreibers)
16	Für die Steigung gilt $m \leq 24$.	Wahr
17	Nach einer Anpassung des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ ist der resultierende Sollwert innerhalb des Grenzwertes anzufahren.	≤ 4 min
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$		
18	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Einstellung des Standardwertes möglich.	$\cos \varphi = 1$ (bzw. Vorgabe des Netzbetreibers)

Nr.	Weitere Nachweise	Akzeptanzkriterium
Simulativer Nachweis des Regelverhaltens nach Verfahren B)		
A	Die simulative Prüfung wird mit dem RMS-Modell der Erzeugungsanlage unter Berücksichtigung des EZA-Regler-Modells durchgeführt für einen SCR-Wert von 20 sowie dem für den NAP der Erzeugungsanlage ausgewiesenen SCR-Wert.	Wahr
B	Die simulative Prüfung umfasst den Nachweis des Führungs- und Störverhaltens (vgl. nach Abschnitt 5.7.2.1.2 [1]).	Wahr

C	Die simulative Prüfung erfolgt entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 5.6.2.6.2 [1].	Wahr
D	Alle durchgeführten Prüfungen zeigen, dass die Sprungantworten innerhalb der entsprechenden Toleranzbänder liegen und das Regelverhalten innerhalb der Toleranzbänder ein gedämpftes Verhalten aufweist. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens gilt dabei der Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung.	Wahr

G.3.2.2.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.4.11 (TAR)	Anhang E.7 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
4.2.1.4 [1]	5.6.2.6 [1]	Anhang E.7 [2]	Betriebsmittelzertifikat(e), eingereichtes Regelungskonzept
Bemerkungen	Konzeptüberprüfung im Anlagenzertifikat; Funktionsprüfung in der Konformitätserklärung Sollwerte müssen nur innerhalb der nach Bild 5 und Bild 6 (Anforderungen an das Blindleistungsvermögen im Nennlastbereich) geforderten Bereiche umgesetzt werden. Für EZA vom Typ 2 sind zusätzlich die Anforderungen nach Bild 7 (Anforderungen an das Blindleistungsvermögen im Teillastbereich) zu beachten. Für den Nachweis des Regelverhaltens der Gesamtanlage bezüglich statischen Spannungshaltung darf zwischen den nachfolgenden Verfahren gewählt werden. Die Zertifizierungsstelle prüft welche Verfahren möglich sind und legt dieses in Abstimmung mit dem Anschlussnehmer fest. Verfahren A) Messtechnischer Nachweis des Verhaltens der Gesamtanlage im Rahmen der Konformitätserklärung (siehe Kapitel G.1.6 bzw. G.1.7) Verfahren B) Simulativer Nachweis unter Berücksichtigung der Einheitenmodelle sowie des EZA-Regler Modells Verfahren C) Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung (siehe Kapitel G.3.3.1.3) Verfahren D) Bewertung des Regelverhaltens auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation		

Für die netzbildenden Einheiten einer Typ-2-EZA bzw. Typ-2-EZA, die nur aus netzbildenden Einheiten bestehen, gelten die Bewertungskriterien dieses Kapitels. Für Typ-2-EZA mit netzbildenden und netzfolgenden Anlagen, sind die Bewertungskriterien jeweils typspezifisch (für netzbildende Einheiten nach diesem Kapitel; für netzfolgende Einheiten nach dem jeweiligen Kapitel der TR 8 Rev. 10 (Verfahren zur Blindleistungsregelung)) zu berücksichtigen.

Hinweis: Es gelten die Vorgaben des Netzbetreiberabfragebogens. Abweichungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Für Erzeugungsanlagen, in denen die installierte Leistung der netzbildenden Typ-2-Einheiten mehr als 10 % P_{Amax} bzw. weniger als 90 % P_{Amax} beträgt, ist ein Konzept zur statischen Spannungshaltung der gesamten Erzeugungsanlage (netzbildender und nicht netzbildender Teil) abzustimmen und im Rahmen der Anlagenzertifizierung vorzulegen.

Fordert der Netzbetreiber die Überprüfung des Gesamtanlagenverhaltens, hat dies messtechnisch zu erfolgen.

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten ist schematisch dargestellt.	Wahr
2	Es ist auszuweisen und zu bewerten, dass die Erzeugungsanlage neue Blindleistungssollwerte innerhalb von maximal 10 min anfährt.	Wahr
3	Die vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.7 vorgegebenen Regelverfahren sind von der EZA realisierbar.	Wahr
3.1	Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben macht, ist die Realisierung einer $Q(U)$ -Regelung mit den unter Bild 8 genannten Standardwerten zugrunde zu legen.	Wahr
3.2	Die vom Netzbetreiber vorgegebenen Variante zur Sollwertvorgabe: - fester Sollwert - variabel einstellbarer Sollwert per Fernwirkanlage ist von der EZA realisierbar.	Wahr
4	Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten ist schematisch dargestellt.	Wahr

5	Das vom Netzbetreiber geforderte Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung kann durch die Erzeugungsanlage realisiert werden und es ist eine Umstellung auf die anderen Verfahren grundsätzlich möglich. Gibt der Netzbetreiber mehrere anzuwendende Verfahren vor, so gilt diese Anforderung für alle vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren.	Wahr
5.1	Wird das Verfahren $Q(U)$ -Kennlinie vom Netzbetreiber vorgegeben, ist die Einhaltung der geforderten Einstellbereiche des Spannungstotbandes und der Kennliniensteigung (soweit nicht bereits im Komponentenzertifikat des EZA-Reglers erfolgt) sowie das Schwingungsverhalten der Erzeugungseinheiten aufgrund der vorgegebenen $Q(U)$ -Kennlinie innerhalb der Erzeugungsanlage zu bewerten.	Wahr
5.2	Bei Kommunikationsstörungen (Fehler im Eingang / Ausgang sowie bei Ausfall der Hilfsenergieversorgung kann die EZE mit dem vom Netzbetreiber gemäß E.7 vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden.	Angabe ist erfolgt
6	Die Übergangszeit des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung ist für Regelverfahren auf den vom Netzbetreiber geforderten Wert (bzw. bei keiner Vorgabe auf 5 s) eingestellt. Hierbei liegt das Regelverhalten für das Führungs- und Störverhalten innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der eingestellten Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$.	$t_{\ddot{u}}(Q(U)) = 5 \text{ s}$, ansonsten $t_{\ddot{u}} = 5 \text{ s}$ mit Verhalten innerhalb der Toleranzvorgaben
6.1	Es wird das zum Nachweis des Regelverhaltens gewählte Verfahren (A), B), C) oder D) ausgewiesen. Im Falle des Nachweises durch Verfahren A), entfällt der Nachweis des Regelverhaltens im Rahmen des Alagenzertifikats und ist im Rahmen der Konformitätserklärung zu erbringen. Hierzu ist im Anlagenzertifikat eine Auflage aufzunehmen.	Wahr
6.2	Im Falle des Nachweises über Verfahren C), wird auf Basis der Komponentenzertifikate die Einhaltung der Anforderungen an das Regelverhalten für die Eigenschaften des NAP nachgewiesen.	Wahr
6.3	Im Falle des Nachweises über Verfahren D), wird auf Basis des für den EZA-Regler ausgewiesenen Vermögens und der Parametrierung dieses die Einhaltung der Anforderungen für die EZA unter Berücksichtigung der Eigenschaften des NAP nachgewiesen.	Wahr
6.4	Sofern es im Rahmen der Nachweisführung zu Überschreitungen des Toleranzbandes kommt - im Falle	Falls zutreffend, ist Verfahren ausgewiesen

	niedriger SCR-Werten – darf ein alternatives Akzeptanzkriterium in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festgelegt werden (bspw. auf Basis einer geeigneten Mindestdämpfung; siehe hierzu auch Anhang A.I [1]). In diesem Falle ist das mit dem Netzbetreiber vereinbarte Verfahren ausgewiesen und die Bestätigung des Netzbetreibers bezüglich der Erfüllung der Anforderungen auf Basis dieses Verfahrens liegt vor.	und Bestätigung des Netzbetreibers liegt vor
6.5	Für Erzeugungsanlagen, in denen die installierte Leistung der netzbildenden Typ-2-Einheiten mehr als 10 % P_{Amax} bzw. weniger als 90 % P_{Amax} beträgt, gilt: Das mit dem Netzbetreiber abgestimmte Konzept zur statischen Spannungshaltung der gesamten Erzeugungsanlage liegt vor und ist ausgewiesen. Fordert der Netzbetreiber die Überprüfung des Gesamtanlagenverhaltens, erfolgt der Nachweis des Gesamtverhaltens in diesem Fall im Rahmen der Konformitätserklärung über die Bewertung der messtechnischen Nachweise (Verfahren A).	Falls zutreffend, liegt das Konzept vor und ist ausgewiesen.
7	Toleranzen nach Einschwingen des Blindleistungswertes und Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten. <i>Hinweis: In der VDE-AR-N 4130 steht dazu ein Widerspruch zwischen den Anforderungen in Kapitel 10.2.2.3 und dem geforderten Nachweis in Kapitel 11.4.11. Im Zweifel gilt die projektspezifische Vorgabe des Netzbetreibers.</i>	5 % $P_{AV,E}$ oder 5 Mvar (der jeweils niedrigere Wert ist anzuwenden); bei Leistungen < 10 % $P_{AV,E}$ bestehen keine Anforderungen an die geregelte Blindleistungsbereitstellung am NAP.
8	Bei einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Regelung können die EZE mit dem vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.7 vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden.	Wahr
9	Bei einem Ausfall der Regelung ist sichergestellt, dass nicht mehr geregelt betriebene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (z. B. Kondensatorbänke oder SVCs) abgeschaltet werden können.	Konzept liegt vor, wahr
10	Bei einem Ausfall der Fernwirkanlage kann die EZA mit dem vom Netzbetreiber gemäß Anhang E.7 vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden.	Wahr
Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$)		
11	Schnittstelle für die Vorgabespannung U_{Q0} / U_{ref} vorhanden. Vorgabespannung kann in Schritten von 0,5 % U_{ref} vorgegeben werden. Vorgabe per Fernwirkanlage vorgesehen.	Wahr

12	Spannungstotband in Schritten von höchstens 0,5 % U_{ref} einstellbar ($\pm 0\% \dots \pm 5\% U_{\text{ref}}$). Einstellung gemäß Vorgaben des Netzbetreibers (E7) vorgesehen. Falls keine Vorgaben vorliegen ist der Standardwert 0 % U_{ref} vorzusehen.	Wahr
13	Die Steigung m der Kennlinie für Variante 1 (Bild 6*) ist im Wertebereich einstellbar. <i>*Hinweis: Verweisfehler in VDE-AR-N 4130</i>	$7 \leq m \leq 24$
14	Die Steigung m der Kennlinie für Variante 2 und 3 (Bild 6*) ist im Wertebereich einstellbar. <i>*Hinweis: Verweisfehler in VDE-AR-N 4130</i>	$6 \leq m \leq 20$
15	Einstellung $Q(U)$ -Kennlinie / Steigung m über Wertepaar gemäß Vorgaben des Netzbetreibers (E.7) vorgesehen. Falls keine Vorgaben vorliegen ist das Standardwertepaar (1,05; 0,33) und $U_{Q0,\text{ref}} / U_{\text{ref}} = 1,00$ vorzusehen	Wahr
16	Die Übergangszeit des Regelverhaltens ist einstellbar zwischen 1 s und 45 s (siehe Tabelle 2 [1]).	Wahr
17	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute kann entweder: • mit dem zuletzt gültigen Wert oder • mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 fortgefahren werden.	Angabe ist erfolgt
18	Nach einer Anpassung der Vorgabespannung U_{Q0} / U_{ref} ist der resultierende Sollwert innerhalb ≤ 4 min anzufahren.	Wahr
19	Maximale Übergangszeit für den vom Netzbetreiber vorgegebenen Wert (1 s bis 45 s) nachgewiesen (bei einer maximalen Toleranz $\pm 5\%$ der maximalen Blindleistungsabgabe).	Wahr
20	Maximale Toleranz $\pm 5\%$ der maximalen Blindleistungsabgabe	Wahr
21	Maximaler Messfehler des Spannungseingangs für die Spannung am NAP $< 1\%$	Wahr
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion		
22	Schnittstelle für die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ ist vorhanden.	Wahr

23	Die fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ kann in Schritten von 1 % $Q / P_{\text{b inst}}$ vorgegeben werden.	Wahr
24	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute wird je nach Vorgabe des Netzbetreibers (E.7): - mit dem zuletzt gültigen Wert oder - mit einem Ersatzwert fortgefahren.	Wahr
25	Verfahren $Q_{\text{U max}}$ über Wertepaare (4 Wertepaare) nach Vorgabe des Netzbetreibers (E.7) vorgesehen.	Wahr
26	Für die Steigung gilt $m \leq 24$.	Wahr
27	Nach einer Anpassung des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ wird der resultierende Sollwert innerhalb ≤ 4 min angefahren. <i>Hinweis: Aufgrund der fehlende Angabe in der VDE-AR-N 4130 ist hilfsweise die Toleranz für das Verfahren $Q(U)$ zu nutzen, d. h. maximale Toleranz ± 5 % der maximalen Blindleistungsabgabe</i>	Wahr
28	Die Übergangszeit des Regelverhaltens ist einstellbar zwischen 5 s und 45 s (siehe Tabelle 2 [1]).	Wahr
29	Maximaler Messfehler des Spannungseingangs für die Spannung am NAP $< 1\%$	Wahr
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$		
30	Die Übergangszeit des Regelverhaltens ist einstellbar zwischen 5 s und 45 s (siehe Tabelle 2 [1]).	Wahr
31	Die maximal zulässige Fehlertoleranz (± 2 % P_{inst}) wird nicht überschritten. <i>Hinweis: Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.</i>	Wahr
32	Die Vorgabe erfolgt mit einer minimalen Schrittweite von $\Delta \cos \varphi = 0,005$.	Wahr
33	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute wird je nach Vorgabe des Netzbetreibers (E.7): - mit einem festen Sollwert oder - mit dem letzten empfangenen Wert fortgefahren werden.	Wahr

Nr.	Weitere Nachweise	Akzeptanzkriterium
Simulativer Nachweis des Regelverhaltens nach Verfahren B)		
A	Die simulative Prüfung wird mit dem RMS-Modell der Erzeugungsanlage unter Berücksichtigung des EZA-Regler-Modells durchgeführt für einen SCR-Wert von 20 sowie dem für den NAP der Erzeugungsanlage ausgewiesenen SCR-Wert.	Wahr
B	Die simulative Prüfung umfasst den Nachweis des Führungs- und Störverhaltens (vgl. nach Abschnitt 5.7.2.1.2 [1]).	Wahr
C	Die simulative Prüfung erfolgt entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 5.6.2.6.2 [1].	Wahr
D	Alle durchgeführten Prüfungen zeigen, dass die Sprungantworten innerhalb der entsprechenden Toleranzbänder liegen und das Regelverhalten innerhalb der Toleranzbänder ein gedämpftes Verhalten aufweist. Als Beginn für die Bewertung des Störverhaltens gilt dabei der Zustand nach initialer Reaktion der Spannungsquellenregelung.	Wahr

G.3.2.3 Allgemeines und Netzsicherheitsmanagement

G.3.2.3.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR) 10.2.4.2 (TAR)	11.4.3 (TAR) 11.4.13 (TAR) 11.4.14 (TAR)		Betriebsmittelzertifikat(e), Herstellererklärung
8.1 (TAR) 4.2.3 [1]	TR 3 Rev. 26 Beiblatt 1 5.6.2 [1]	TR 3	Prüfbericht
Bemerkungen		Konzeptüberprüfung im Anlagenzertifikat; Funktionsprüfung in der Konformitätserklärung Die sich nach Auslegung der EZA ergebenden Wirk-, Blind und Scheinleistungswerte sind für alle weiteren Berechnungen im Anlagenzertifikat zu verwenden.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es ist ausgewiesen, wo die Umsetzung des Wirkleistungsgradienten erfolgt.	Wahr
1.1	Die EZA kann innerhalb der minimalen und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung steigern und reduzieren.	$0,33 \% P_b \text{ inst} / s \leq \text{Gradient} \leq 0,66 \% P_b \text{ inst} / s$ (Bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer, bei Leistungssteigerung aber nicht langsamer als $4 \% P_b \text{ inst} / \text{min}$)
2	Konzept zur Wirkleistungsabgabe inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten ist schematisch dargestellt.	Wahr
2.1	Eine Schnittstelle zur Umsetzung einer Leistungsvorgabe des Netzbetreibers für die EZA im Bereich $0 \% P_b \text{ inst}$ bis $100 \% P_b \text{ inst}$ mit einer Auflösung von 1 %-Schritten ist realisiert.	Wahr
2.2	Die jeweils betragsmäßig kleinste Wirkleistungsvorgabe wird umgesetzt.	Wahr
2.3	Die Wirkleistungsschnittstellen für Netzbetreiber und für Dritte sind getrennt ausgeführt.	Wahr
2.4	Priorisierung des Netzsicherheitsmanagement vor netz-sicherheitsbasierter Primärregelung sowie die Priorisierung dieser vor der Sollwertvorgabe durch Dritte ist umgesetzt.	Wahr
2.5	Die Priorisierung des Spannungsquellenverhaltens (Winkelsprungleistung und Momentanreserveleistung) vor externen P-Sollwert-Vorgaben (inkl. Netzsicherheitsmanagement und $P_{AV,E}$-Begrenzung) ist in den netzbildenden Einheiten umgesetzt.	Wahr
2.6	Die theoretisch zu erwartende Regelabweichung der Wirkleistung bei Sollwertvorgabe ist ausgewiesen und liegt unter dem Grenzwert.	$ P_{\text{eingeschwungen}} - P_{\text{soll}} \leq 5 \% P_{rE}$
2.7	Wirkleistungsvorgabe (Zeitpunkt, Dauer, Höhe) kann für 18 Monate gespeichert / archiviert werden.	Wahr
3	Maximale Wirkleistungsabgabe der EZA als P_{600} Wert (10-Minuten-Mittelwert) ist ausgewiesen.	Wahr
3.1	Falls Wirkleistungsabgabe abhängig von Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftdruck) ist, so werden diese Abhängigkeiten ausgewiesen.	Wahr
4	Im Falle einer dauerhaften Wirkleistungsbegrenzung ist eine Absprache mit dem Netzbetreiber zur maximalen Wirkleistungsabgabe (Summe PE_{max}) erfolgt und die vereinbarte Anschlusswirkleistung und -scheinleistung ggf. angepasst worden.	Wahr

	Bei Leistungsbegrenzungen, welche die Unabhängigkeit der Leistungseinspeisung von der Netzspannung sicherstellen sollen, entfällt die vorherige Absprache mit dem Netzbetreiber.	
4.1	Im Falle der Realisierung der dauerhaften Wirkleistungsbegrenzung im EZA-Regler wird diese ausgewiesen.	Wahr
5	Ausweis der über 10 Minuten gemittelten Wirkleistungswerte der EZA (unter Berücksichtigung eventueller dauerhafter Wirkleistungsbegrenzung) erfolgt.	Wahr
5.1	Ausgewiesene Wirkleistungswerte (P_{inst} , Summe $P_{\text{E max}}$) überschreiten nicht die Angaben des Netzbetreibers zu $P_{\text{AV E}}$. Im Fall einer Überschreitung der Wirkleistung ist eine Leistungsbegrenzung zu fordern.	Wahr
5.2	Sofern eine $P_{\text{AV,E}}$ -Schutzeinrichtung eingesetzt wird, ist eine Parametrierung dieser derart sichergestellt, dass diese für einen Wirkleistungsbetriebspunkt der Erzeugungsanlage bei $P_{\text{AV,E}}$ bei Auftreten der nach [1] geforderten Winkelsprungleistung in Verbindung mit dem transienten Verlauf der Momentanreserveleistung auf Basis der eingestellten Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheit nicht zu einer Auslösung führt. Die Parametrierung wurde mit dem Netzbetreiber abgestimmt.	Wahr
6	Technische Mindestleistung der EZE wurde angegeben (falls anwendbar).	Wahr
7	Bei Speichern: Konzept zur Umsetzung der technisch bilanziellen Anforderungen ist dargestellt und bewertet.	Wahr
8	Bei der Auslegung der Erzeugungsanlage wurde darauf geachtet, dass bei Einhaltung der geforderten Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2 der VDE-AR-N 4110 die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve möglichst nicht eingeschränkt wird. Es ist ausgewiesen, inwieweit die Summe der Leistung ($\sum P_{\text{grenneg,min}}$, $\sum P_{\text{grenzpos,max}}$) der in der Erzeugungsanlage verbauten netzbildenden Einheiten zur vollumfänglichen Bereitstellung der Momentanreserve durch die Blindleistungsbereitstellung bei maximaler geforderter über- bzw. untererregter Fahrweise (entsprechend Netzbetreiberabfragebogen) am NAP bei Nennspannung eingeschränkt wird. <i>Hinweis: Dies kann auf Basis einer Lastflussberechnung durchgeführt werden unter Verwendung der jeweiligen PQ-Diagramme der Einheiten.</i>	Wahr, mögliche Einschränkung ist ausgewiesen, nicht bewertet

G.3.2.3.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR) 10.2.4.2 (TAR)	11.4.3 (TAR) 11.4.13 (TAR) 11.4.14 (TAR)		Betriebsmittelzertifikat(e), Herstellereerklärung
8.1 (TAR) 4.2.3 [1]	TR 3 Rev. 26 Beiblatt 1 FNN 5.6.2 [1]	TR 3	Prüfbericht
Bemerkungen		Konzeptüberprüfung im Anlagenzertifikat; Funktionsprüfung in der Konformitätserklärung Die sich nach Auslegung der EZA ergebenden Wirk-, Blind und Scheinleistungswerte sind für alle weiteren Berechnungen im Anlagenzertifikat zu verwenden.	

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es ist ausgewiesen, wo die Umsetzung des Wirkleistungsgradienten erfolgt.	Wahr
1.1	Die EZA kann innerhalb der minimalen und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung steigern und reduzieren.	$0,33 \% P_{b \text{ inst}} / s \leq \text{Gradient} \leq 0,66 \% P_{b \text{ inst}} / s$ (Bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer, bei Leistungssteigerung aber nicht langsamer als $4 \% P_{b \text{ inst}} / \text{min}$)
2	Konzept zur Wirkleistungsabgabe inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten ist schematisch dargestellt.	Wahr
2.1	Eine Schnittstelle zur Umsetzung einer Leistungsvorgabe des Netzbetreibers für die EZA im Bereich $0 \% P_{b \text{ inst}}$ bis $100 \% P_{b \text{ inst}}$ mit einer Auflösung von 1 %-Schritten ist realisiert.	Wahr
2.2	Die jeweils betragsmäßig kleinste Wirkleistungsvorgabe wird umgesetzt.	Wahr
2.3	Die Wirkleistungsschnittstellen für Netzbetreiber und für Dritte sind getrennt ausgeführt.	Wahr
2.4	Priorisierung des Netzsicherheitsmanagement vor netz-sicherheitsbasierter Primärregelung sowie die Priorisierung dieser vor der Sollwertvorgabe durch Dritte ist umgesetzt.	Wahr

2.5	Die Priorisierung des Spannungsquellenverhaltens (Winkelsprungleistung und Momentanreserveleistung) vor externen P-Sollwert-Vorgaben (inkl. Netzsicherheitsmanagement und $P_{AV,E}$ -Begrenzung) ist in den netzbildenden Einheiten umgesetzt.	Wahr
2.6	Die theoretisch zu erwartende Regelabweichung der Wirkleistung bei Sollwertvorgabe ist ausgewiesen und liegt unter dem Grenzwert.	$ P_{\text{eingeschwungen}} - P_{\text{soll}} \leq 5 \% P_{rE}$
2.7	Wirkleistungsvorgabe (Zeitpunkt, Dauer, Höhe) kann für 18 Monate gespeichert / archiviert werden.	Wahr
2.8	Die EZA kann innerhalb der minimalen und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung steigern und reduzieren.	Mind. 4 % $P_{b \text{ inst}}$ je Minute
3	Maximale Wirkleistungsabgabe der EZA als P_{600} Wert (10-Minuten-Mittelwert) ist ausgewiesen.	Wahr
3.1	Falls Wirkleistungsabgabe abhängig von Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftdruck) ist, so werden diese Abhängigkeiten ausgewiesen.	Wahr
4	Im Falle einer dauerhaften Wirkleistungsbegrenzung ist ein Absprache mit dem Netzbetreiber zur maximalen Wirkleistungsabgabe (Summe $P_{E \text{ max}}$) erfolgt und die vereinbarte Anschlusswirkleistung und -scheinleistung ggf. angepasst worden.	Wahr
4.1	Im Falle der Realisierung der dauerhaften Wirkleistungsbegrenzung im EZA-Regler wird diese ausgewiesen.	Wahr
5	Ausweis der über 10 Minuten gemittelten Wirkleistungswerte der EZA (unter Berücksichtigung eventueller dauerhafter Wirkleistungsbegrenzung) erfolgt.	Wahr
5.1	Ausgewiesene Wirk- und Scheinleistungswerte stimmen mit den Angaben des Netzbetreibers zu P_{inst} , Summe $P_{E \text{ max}}$ sowie $P_{AV,E}$ und $S_{AV,E}$ überein.	Wahr
5.2	Sofern eine $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung eingesetzt wird, ist eine Parametrierung dieser derart sichergestellt, dass diese für einen Wirkleistungsbetriebspunkt der Erzeugungsanlage bei $P_{AV,E}$ bei Auftreten der nach [1] geforderten Winkelsprungleistung in Verbindung mit dem transienten Verlauf der Momentanreserveleistung auf Basis der eingestellten Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheit nicht zu einer Auslösung führt. Die Parametrierung wurde mit dem Netzbetreiber abgestimmt.	Wahr
6	Technische Mindestleistung der EZE wurde angegeben (falls anwendbar).	Wahr
7	Bei Speichern: Konzept zur Umsetzung der technisch bilanziellen Anforderungen ist dargestellt und bewertet.	Wahr
8	Bei der Auslegung der Erzeugungsanlage wurde darauf geachtet, dass bei Einhaltung der geforderten Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2 der VDE-AR-	Wahr, mögliche Einschränkung ist ausgewiesen, nicht bewertet

N 4120 die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve möglichst nicht eingeschränkt wird. Es ist ausgewiesen, inwieweit die Summe der Leistung ($\Sigma P_{\text{grenneg,min}}$, $\Sigma P_{\text{grenzpos,max}}$) der in der Erzeugungsanlage verbauten netzbildenden Einheiten zur vollumfänglichen Bereitstellung der Momentanreserve durch die Blindleistungsbereitstellung bei maximaler geforderter über- bzw. untererregter Fahrweise (entsprechend Netzbetreiberabfragebogen) am NAP bei Nennspannung () eingeschränkt wird. <i>Hinweis: Dies kann auf Basis einer Lastflussberechnung durchgeführt werden unter Verwendung der jeweiligen PQ-Diagramme der Einheiten.</i>	
---	--

G.3.2.3.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.4.1 (TAR) 10.2.4.2 (TAR)	11.4.3 (TAR) 11.4.13 (TAR) 11.4.14 (TAR)		Betriebsmittelzertifikat(e), Herstellererklärung
8.1 (TAR) 4.2.3 [1]	TR 3 Rev. 26 Beiblatt 1 5.6.2 [1]	TR 3	Prüfbericht
Bemerkungen	Konzeptüberprüfung im Anlagenzertifikat; Funktionsprüfung in der Konformitätserklärung Die sich nach Auslegung der EZA ergebenden Wirk-, Blind und Scheinleistungswerte sind für alle weiteren Berechnungen im Anlagenzertifikat zu verwenden.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Es ist ausgewiesen, wo die Umsetzung des Wirkleistungsgradienten erfolgt.	Wahr
1.1	Die EZA kann innerhalb der minimalen und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung steigern und reduzieren.	$0,33 \% P_{b \text{ inst}} / s \leq \text{Gradient} \leq 0,66 \% P_{b \text{ inst}} / s$ (Bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer, bei Leistungssteigerung aber nicht langsamer als $4 \% P_{b \text{ inst}} / \text{min}$)
2	Konzept zur Wirkleistungsabgabe inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung	Wahr

	aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten ist schematisch dargestellt.	
2.1	Eine Schnittstelle zur Umsetzung einer Leistungsvorgabe des Netzbetreibers für die EZA im Bereich 0 % $P_{b\text{ inst}}$ bis 100 % $P_{b\text{ inst}}$ mit einer Auflösung von 1 %-Schritten ist realisiert.	Wahr
2.2	Das Konzept zur Umsetzung der Priorisierung der Wirkleistungsvorgabe liegt vor und erlaubt die Erfüllung der Anforderungen aus Abschnitt 4.2.3 [1].	Wahr
2.3	Die jeweils betragsmäßig kleinste Wirkleistungsvorgabe wird umgesetzt (aus Abschnitt 4.2.3 [1]: Die niederpriorisierten Anforderungen sind umzusetzen sofern sie den höherpriorisierten Anforderungen nicht widersprechen).	
2.4	Die Wirkleistungsschnittstellen für Netzbetreiber und für Dritte sind getrennt ausgeführt.	Wahr
2.5	Priorisierung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung vor dem Netzsicherheitsmanagement sowie die Priorisierung des Netzsicherheitsmanagement vor der Sollwertvorgabe durch Dritte/betriebliche Sollwertvorgaben bei sich zeitlich überschneidenden Ereignissen ist umgesetzt.	Wahr
2.6	Die Priorisierung des Spannungsquellenverhaltens (Winkelsprungleistung und Momentanreserveleistung) vor externen P-Sollwert-Vorgaben (inkl. Netzsicherheitsmanagement und $P_{AV,E}$ -Begrenzung) ist in den netzbildenden Einheiten umgesetzt.	Wahr
2.7	Wirkleistungsvorgabe (Zeitpunkt, Dauer, Höhe) kann für 18 Monate gespeichert / archiviert werden.	Wahr
2.8	Die theoretisch zu erwartende Regelabweichung der Wirkleistung bei Sollwertvorgabe ist ausgewiesen und liegt unter dem Grenzwert.	$ P_{\text{eingeschwungen}} - P_{\text{soll}} \leq 5 \% P_{rE}$ <i>Hinweis: Grenzwert gilt nur für die EZE</i>
2.9	Die EZA kann innerhalb der minimalen und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung steigern und reduzieren.	Mind. 4 % $P_{b\text{ inst}}$ je Minute
3	Maximale Wirkleistungsabgabe der EZA als P_{600} Wert (10-Minuten-Mittelwert) ist ausgewiesen.	Wahr
3.1	Im Falle der Realisierung der dauerhaften Wirkleistungsbegrenzung im EZA-Regler wird diese ausgewiesen.	Wahr
4	Ausweis der über 10 Minuten gemittelten Wirkleistungswerte der EZA (unter Berücksichtigung eventueller dauerhafter Wirkleistungsbegrenzung) erfolgt.	Wahr
4.1	Ausgewiesene Wirk- und Scheinleistungswerte stimmen mit den Angaben des Netzbetreibers zu P_{inst} , Summe $P_{E\text{ max}}$ sowie $P_{AV,E}$ und SAV,E überein.	Wahr
4.2	Sofern eine $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung eingesetzt wird, ist eine Parametrierung dieser derart sichergestellt, dass diese für einen Wirkleistungsbetriebspunkt der	Wahr

	Erzeugungsanlage bei $P_{AV,E}$ bei Auftreten der nach [1] geforderten Winkelsprungleistung in Verbindung mit dem transienten Verlauf der Momentanreserveleistung auf Basis der eingestellten Anlaufzeitkonstanten der netzbildenden Einheit nicht zu einer Auslösung führt. Die Parametrierung wurde mit dem Netzbetreiber abgestimmt.	
5	Technische Mindestleistung der EZE wurde angegeben (falls anwendbar).	Wahr
6	Bei der Auslegung der Erzeugungsanlage wurde darauf geachtet, dass bei Einhaltung der geforderten Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2 der VDE-AR-N 4130 die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve möglichst nicht eingeschränkt wird. Es ist ausgewiesen, inwieweit die Summe der Leistung ($\Sigma P_{grenneg,min}$, $\Sigma P_{grenzpos,max}$) der in der Erzeugungsanlage verbauten netzbildenden Einheiten zur vollumfänglichen Bereitstellung der Momentanreserve durch die Blindleistungsbereitstellung bei maximaler geforderter über- bzw. untererregter Fahrweise (entsprechend Netzbetreiberabfragebogen) am NAP bei Nennspannung () eingeschränkt wird. <i>Hinweis: Dies kann auf Basis einer Lastflussberechnung durchgeführt werden unter Verwendung der jeweiligen PQ-Diagramme der Einheiten.</i>	Wahr, mögliche Einschränkung ist ausgewiesen, nicht bewertet

G.3.2.4 Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
4.2.2 [1]	5.6.2.9 [1]		Betriebsmittelzertifikate
Bemerkungen	Die Fähigkeit der Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der Netzfrequenz wird im FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften abgedeckt über die Erfüllung der Netzsicherheitsbasierten Primärregelung. Diese ist elementarer Bestandteil der Regelung der netzbildenden Einheiten und wird ausschließlich auf Einheitenebene nachgewiesen. Es sind die unter G.3.1.1.3 und G.3.1.2.8 aufgelisteten Anforderungen unter Beachtung der Priorisierung – entsprechend der Vorgaben des FNN Hinweises [1] Abschnitt 4.2.3 - der Wirkleistungssignale anzuwenden.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Der Nachweis des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) wird in den Einheitenzertifikaten erbracht.	Wahr

2	Auf Basis des Regelungskonzeptes ist nachgewiesen, dass der Sollwert für das Netzsicherheitsmanagement und der Sollwert für die Wirkleistungsvorgabe durch Dritte der Erzeugungseinheit zur Realisierung der Priorisierung direkt zugeführt werden und die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung direkt von der Erzeugungseinheit durchgeführt wird.	Wahr
---	---	------

G.3.2.5 Teilnetzbetriebsfähigkeit

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.1.4 (TAR)	5.6.2.5 [1]	VDE-AR-N 4110 VDE-AR-N 4120 VDE-AR-N 4130	Betriebsmittelzertifikate
Bemerkungen Die Fähigkeit der Teilnetzbetriebsfähigkeit wird im FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften abgedeckt über die Erfüllung der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung. Diese ist elementarer Bestandteil der Regelung der Typ-2-Einheit und wird ausschließlich auf Einheitenenebene nachgewiesen. Stellgeschwindigkeiten bzw. Stellbereiche sind im Rahmen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf Basis der Festlegungen nach Tabellen 14 und 15 des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften nachzuweisen. <i>Hinweis: Die Bedingungen für den Inselnetzbetrieb bleiben nach A.1.2.7.2.3, A.2.2.7.2.3, A.3.2.7.2.3 unverändert gültig.</i> <i>Hinweis: Die Anforderungen an die Teilnetzbetriebsfähigkeit nach der jeweils anzuwendenden TAR werden jeweils implizit erfüllt von Einheiten, welche im Rahmen der Einheitenzertifizierung den Nachweis der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung erbracht haben. Die Fähigkeit wird damit inhärent von der Einheit erfüllt und bedarf keiner zusätzlichen Beauftragung durch den Netzbetreiber.</i>			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
Allgemeine Anforderungen		
1	Das Betriebskonzept erlaubt eine Reduktion der eingespeisten Leistung auf die technische Mindestleistung nach Tabelle 15 des FNN Hinweises Netzbildende Eigenschaften.	Wahr

2	Der Nachweis des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) wurde in den Einheitenzertifikaten erbracht.	Wahr
Besondere Kriterien für Anlagen nach VDE-AR-N 4110 und 4120		
3	Es liegt ein Simulationsmodell der EZA vor, das mindestens die einzelnen Erzeugungseinheiten, sowie die relevanten Elemente (Bibliotheksmodule) zum Anschluss an den Netzanschlusspunkt beinhaltet. Blindleistungskompensationsanlagen sowie Anlagenregler sind nur dann im Modell abzubilden, wenn eine Integration in das Simulationsmodell der Anlage (Software/-Schnittstellenproblematik) möglich ist und die Integration dieser Komponenten zur Beurteilung der Anforderungen erforderlich ist. Abweichend hiervon muss bei der Wahl des Verfahrens B nach 5.6.2.6 [2] der Anlagenregler im Simulationsmodell abgebildet werden.	Wahr
Besondere Kriterien für Anlagen nach VDE-AR-N 4130		
4	Es liegt ein Simulationsmodell der EZA vor, das alle relevanten Eigenschaften wie $Q(U)$ -Regelung bzw. Spannungs- / Blindleistungsregelung, Primärregelung, Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Netzsicherheitsbasierte Primärregelung) ggf. inkl. technologischer Einschränkungen abbildet.	Wahr

G.3.2.6 Anforderungen an Simulationsmodelle

G.3.2.6.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.6.4 (TAR)	11.4.23 (TAR)		-
5.5.3.9 [1]	5.6.2.10 [1]		
Bemerkungen	Soweit durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage nach 10.6 zu erstellen und spätestens im Rahmen der Konformitätserklärung an den Netzbetreiber zu übergeben. Sofern durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein detailliertes Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage auf Basis von geeigneten, validierten Einheitenmodellen zu erstellen. Bezüglich der Weitergabe der Modelle sind die Vorgaben des Abschnitts 5.5.3.9 [1] zu berücksichtigen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Verlangt der Netzbetreiber ein aggregiertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt
2	Verlangt der Netzbetreiber ein detailliertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt
2.1	Das detaillierte Simulationsmodell der Erzeugungsanlage basiert auf validierten Einheitenmodellen, welche die Anforderungen nach Abschnitt 5.5.3 [1] erfüllen. <i>Hinweis: Die Weitergabe von in einer öffentlich zugänglichen Typ-Bibliothek vom Hersteller veröffentlichten offenen, lauffähigen Modellen mit Modell-Typ-Zuordnungen, entsprechenden Beschreibungen und anzuwendenden Parametern, ist jederzeit gestattet.</i>	Falls detailliertes EZA-Modell gefordert: Wahr

G.3.2.6.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.6.4 (TAR)	11.4.23 (TAR)		-
5.5.3.9 [1]	5.6.2.10 [1]		
Bemerkungen	Soweit durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage nach 10.6 zu erstellen und spätestens im Rahmen der Konformitätserklärung an den Netzbetreiber zu übergeben. Sofern durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein detailliertes Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage auf Basis von geeigneten, verifizierten Einheitenmodellen zu erstellen. Bezüglich der Weitergabe der Modelle sind die Vorgaben des Abschnitts 5.5.3.9 [1] zu berücksichtigen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Verlangt der Netzbetreiber ein aggregiertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt
2	Verlangt der Netzbetreiber ein detailliertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt
2.1	Das detaillierte Simulationsmodell der Erzeugungsanlage besteht aus validierten Einheitenmodellen, welche die Anforderungen nach Abschnitt 5.5.3 [1] erfüllen. <i>Hinweis: Die Weitergabe von in einer öffentlich zugänglichen Typ-Bibliothek vom Hersteller veröffentlichten offenen, lauffähigen Modellen mit Modell-Typ-Zuordnungen, entsprechenden Beschreibungen und anzuwendenden Parametern, ist jederzeit gestattet.</i>	Falls detailliertes EZA-Modell gefordert: Wahr

G.3.2.6.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.6.4 (TAR)	11.4.23 (TAR)		-
5.5.3.9 [1]	5.6.2.10 [1]		
Bemerkungen	Soweit durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage nach 10.6 zu erstellen und spätestens im Rahmen der Konformitätserklärung an den Netzbetreiber zu übergeben. Sofern durch den Netzbetreiber verlangt, ist vom Anschlussnehmer ein detailliertes Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage auf Basis von geeigneten, verifizierten Einheitenmodellen zu erstellen. Bezüglich der Weitergabe der Modelle sind die Vorgaben des Abschnitts 5.5.3.9 [1] zu berücksichtigen.		

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Angabe, ob der Netzbetreiber zusätzlich zum detaillierten EZA-Modell ein aggregiertes EZA-Modell verlangt.	Angabe ist erfolgt
2	Soweit der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber ein aggregiertes (vereinfachtes) Simulationsmodell der Erzeugungsanlage verlangt, ist dessen Genauigkeit gegenüber dem im Rahmen der Anlagenzertifizierung verwendeten Simulationsmodell ausgewiesen.	Wahr
3	Verlangt der Netzbetreiber ein detailliertes EZA-Modell?	Angabe ist erfolgt
3.1	Das detaillierte Simulationsmodell der Erzeugungsanlage besteht aus validierten Einheitenmodellen, welche die Anforderungen nach Abschnitt 5.5.3 [1] erfüllen. <i>Hinweis: Die Weitergabe von in einer öffentlich zugänglichen Typ-Bibliothek vom Hersteller veröffentlichten offenen, lauffähigen Modellen mit Modell-Typ-Zuordnungen, entsprechenden Beschreibungen und anzuwendenden Parametern, ist jederzeit gestattet.</i>	Falls detailliertes EZA-Modell gefordert: Wahr

G.3.2.7 Robustheit und Spannungsquellenregelung bei kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/UVRT-Robustheit)

G.3.2.7.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.3 (TAR) 4.2.1.5 [1]	11.4.12 (TAR) 5.6.2.7 [1]	TR 3 TR 4; DIN EN 60909 o (VDE 0102) [13] VDE-AR-N 4110	Einheitenzertifikate aller EZE der EZA; Komponentenzertifikate für Komponenten mit Relevanz für FRT; Validierte Modelle der EZE und soweit zutreffend der Komponenten.
Bemerkungen Simulationsmodelle für EZA-Regler dienen im Kontext mit dynamischen Netzberechnungen einer korrekten Initialisierung aller EZE der EZA gemäß Betriebsführungskonzept sowie zum Nachweis, dass der EZA-Regler über die Funktion der statischen Spannungshaltung außerhalb des quasistationären Betriebsbereiches der EZA sowie innerhalb der FRT-Grenzkurven die Spannungsquellenregelung an den netzbildenden Einheiten und das UVRT/OVRT Verhalten der Einheit nicht beeinträchtigt; EZA-Regler-Simulationsmodelle beeinflussen hingegen nicht direkt die O-/UVRT-Robustheit der EZA während Netzfehlerereignissen. Komponentenzertifikate von EZA-Reglern sind auf Aussagen zu prüfen, ob die Komponente durch FRT-Ereignisse in unzulässiger Weise beeinflusst werden könnte (z. B. Verlust der Parametrierung o. ä.). Sofern kein Modell des zu verwendenden EZA-Reglers unter Einhaltung der an ihn gestellten Anforderungen vorliegt bzw. aufgrund von Schnittstellenproblemen nicht eingebunden werden kann, darf alternativ das konzeptionelle Verhalten des verwendeten EZA-Reglers mit berücksichtigt werden. Lässt sich das Verhalten der Komponenten anhand der vorgelegten Zertifikate nicht zweifelsfrei beschreiben, ist die Zertifizierungsstelle gehalten durch geeignete Maßnahmen (z. B. Auflagen im Anlagenzertifikat) eine Klärung herbei zu führen. Für die netzbildenden Einheiten einer Typ-2-EZA bzw. Typ-2-EZA, die nur aus netzbildenden Einheiten bestehen, gelten die Bewertungskriterien dieses Kapitels. Für Typ-2-EZA mit netzbildenden und netzfolgenden Anlagen, sind die Bewertungskriterien jeweils typspezifisch (für netzbildende Einheiten nach diesem Kapitel; für netzfolgende Einheiten nach dem jeweiligen Kapitel der TR 8 Rev. 10 (dynamische Netzstützung)) zu berücksichtigen. Hierzu ist ggf. zusätzlich eine Bewertung des Verhaltens der einzelnen Einheiten an deren Klemmen in der EZA erforderlich.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die EZA verbleibt bei Über und Unterspannung innerhalb der vorgegebenen Spannungen am Netz.	Wahr

2	Die EZA kann Mehrfachfehler durchfahren (Nachweis in Betriebsmittelzertifikaten erbracht).	Wahr
3	Spannungserhöhungen aufgrund der Spannungsquellenregelung auf $>110\% U_c$ am NAP treten nicht auf.	Wahr, bei Überschreitungen $> 50\text{ ms}$ ist Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgt.
4	Es gibt keine möglichen Auswirkungen eines untererregten Betriebes der EZA auf die Funktionsweise des Q-U-Schutzes.	Angabe ist erfolgt
5	Erzeugungsanlagen mit Anschluss an ein isoliert oder kompensiert betriebenes Mittelspannungs-Verteilnetz dürfen sich bei einem einpoligen Fehler (Erdschluss) nicht vom Netz trennen. Einpolige Fehler sind bei diesen Netzen nicht zu simulieren. Für Erzeugungsanlagen mit Anschluss an ein Netz mit starrer, niederohmiger oder kurzzeitig niederohmiger Sternpunktterdung wurden einpolige Fehlerfälle im gleichen und im vorgelagerten Netz gemäß den in Tbl. A-1: festgelegten Fällen für unsymmetrische Fehler durchgerechnet.	Wahr
6	An Kundenanlagen mit Typ-2-Erzeugungseinheiten werden die Nachweise bezüglich der O-/UVRT-Robustheit nach FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften bzw. dynamische Netzstützung nach TAR separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen erstellt.	Wahr
7	Die UVRT und OVRT Versuche wurden für Fehler im vorgelagerten Netz durchgeführt.	Wahr
8	Das Verhalten der EZA wurde für eine symmetrische Spannungserhöhung durch einen Spannungssprung von $100\% U_c$ auf einen Wert $> 110\% U_c$ für symmetrische sowie auf $\geq 110\% U_c$ als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit der Dauer von $\geq 5\text{ s}$ nachzuweisen.	Wahr
9	Für die durchgeführten UVRT und OVRT Versuche findet keine unzulässige Beeinflussung der Einheiten durch den EZA-Regler statt.	Wahr

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
6.1	Die EZA trennt sich bei den gemäß Tbl. A-2 definierten LVRT- und HVRT-Versuchen für die dort angegebenen Minstdauern nicht vom Netz. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den dort angegebenen Wert zu bringen. Die Toleranz bei den definierten Spannungserhöhungen beträgt maximal $\pm 2 \% U_C$. Es erfolgt keine Auslösung des Eigenschutzes.	Wahr
6.2	Der Verlauf des Wirk- und Blindstroms über der Zeit für die gemäß Tbl. A-2 definierten Versuche ist dargestellt.	Wahr
6.3	Das Verhalten der EZA nach Fehlerende wurde bei einer Netzspannung im Spannungsband von $\pm 15 \% U_C$ über 60 Sekunden lang ausgewiesen und bewertet. Basis sind die in Tbl. A-2 hierfür definierten UVRT- und OVRT-Fälle.	Wahr
6.4	Es wurde ermittelt, ob im Betrieb der EZA bei $1,05 U_C$ (Anschluss der EZA an eine Mittelspannungs-Sammelschiene eines Verteilerttransformators mit $\cos \varphi$ von 0,95 übererregt) bzw. bei $1,07 U_C$ (Anschluss der EZA im Mittelspannungsnetz und Betrieb mit $\cos \varphi$ von 1,00) und bei $0,95 U_C$ am Netzanschlusspunkt (und Betrieb der EZA mit $\cos \varphi$ von 1,00) die Spannungsverhältnisse an den Klemmen der Erzeugungseinheiten eine ausreichend große Spannungsdifferenz ($> 0,02 \text{ pu}$) zu den Kriterien des Fehlerbeginns (Spannungen $> 1,1 U_C$ bzw. $< 0,9 U_C$ aufweisen).	Wahr sonst: Verschiebung der Fehlerschwellen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber und Ausweis im Anlagenzertifikat
6.5	Der Nachweis hinsichtlich der Steigerung des Wirkstroms nach Fehlerende ist im Einheitenzertifikat erfolgt.	Wahr
6.6	Blindleistungs- und Wirkleistungssollwerte sind vor und nach dem Fehler weitestgehend gleich. Vorbehaltlich des Einflusses ggf. erbrachter Momentanreserve, sollte die Anschwingzeit dabei maximal 1 s betragen.	Wahr
6.7	Es erfolgt keine Q-U-Schutz-Auslösung bei einem symmetrischen Spannungseinbruch auf einen Wert zwischen $70 \% U_C$ und $80 \% U_C$, einer Wirkleistungseinspeisung mit P_{inst} und der vom Netzbetreiber geforderten maximalen Blindleistung der EZA untererregt.	Wahr

6.8	Im Falle der Forderung der eingeschränkten Spannungsquellenregelung: Der Nachweis der erforderlichen Reduzierbarkeit des Scheinstroms ist für Einheiten mit Inbetriebsetzung ab dem 01.01.2028 im EZE Zertifikat ist vorhanden. Für die Inbetriebsetzung vor diesem Datum, ist alternativ dazu der Entkupplungsschutz entsprechend der Vorgaben des Netzbetreibers parametrisiert. Die Umsetzbarkeit dieses Modus bzw. die Wirksamkeit der Schutzabschaltung (siehe Abschnitt 4.2.1.5.3 [1]) wurde im Anlagenzertifikat bewertet.	Wahr
6.9	Für Inbetriebsetzung ab 01.01.2028 Im Falle der Forderung der eingeschränkten dynamischen Netzstützung gemäß Anhang E.9: Die Versuche nach Bewertungskriterium 6.1 wurden mit dem Modus der eingeschränkten Spannungsquellenregelung durchgeführt.	Wahr
6.10	Für Inbetriebsetzung ab 01.01.2028 Im Falle der Forderung nach eingeschränkter Spannungsquellenregelung: Der Nachweis der erforderlichen Reduzierbarkeit des Scheinstroms im EZE Zertifikat ist vorhanden.	Wahr

Versuch Nr	U/U_c in % am NAP	Vorschlag		Vorfederbedingung		Fehlerart 3)
		U/U_c in % am NAP 1)	Fehlerdauer in ms 1)	Vorfeder-span- nung U/U_c	Blindleistungs- fahrweise am NAP 2)	
V2.1	20-30	25	557	100	max. untererregt	3-polig
V2.2	45-60	50	1575	100	max. übererregt	3-polig
V2.3	70-80	75	2593	100	max. untererregt	3-poliger Kurzschluss
V2.4	90-95	92,5	3000	100	$Q = 0$ Mvar	3-poliger Kurzschluss
V2.5*	20-30	25	683	100	max. untererregt	2-polig

V2.6	45-60	50	1842	100	max. untererregt	2-polig
V2.7	70-80	75	3000	100	max. übererregt	2-polig
V2.8	90-95	92,5	3000	100	$Q = 0 \text{ Mvar}$	2-polig
V2.10	105->115	105->115	5000	105	max. übererregt	3-polig
V2.11	100->110	100->110	5000	100	max. übererregt	3-polig
V2.12**	70-80	75	2593	100	max. untererregt	3-polig
V2.13***	20-30	25	683	100	$Q = 0 \text{ Mvar}$	1-polig
Bemerkungen						

Tbl. A-2: Versuche zur dynamischen Netzstützung für Typ-2-EZA auf Basis der VDE-AR-N 4110 [1]

Anmerkungen:

Als Fehlerort gilt grundsätzlich das gleiche Netz (NAP).

*Der Versuch V2.5 ist bei Netzen mit starrer oder (kurzzeitiger) niederohmiger Sternpunktterdung als 2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung durchzuführen.

**Der Versuch V2.12 ist davon abweichend mit dem Fehlerort im vorgelagerten Netz durchzuführen.

1) Die Fehlerdauer entspricht der FRT-Grenzkurve (Bild 14) für Typ2-EZA für die vorgeschlagenen Spannungseinbruchstiefen. Sollten innerhalb der definierten Bereiche andere Einbruchstiefen gewählt werden, ist die Fehlerdauer entsprechend der Grenzkurve anzupassen.

Die Toleranz bei den Spannungssprüngen im Zuge der Versuche V2.9-11 beträgt $\pm 2 \% U_c$.

2) Max. Blindleistungswerte entsprechend der Anforderung an die statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung im Datenabfragebogen Netzbetreiber.

3) Die 2-poligen Kurzschlüsse sind grundsätzlich als 2-polige Kurzschlüsse ohne Erdberührung durchzuführen.

***Der Versuch V2.13 ist in isoliert betriebenen Netzen und Netzen mit Erdschlusskompensation nicht durchzuführen. Einpolige Kurzschlüsse sind grundsätzlich als Erdkurzschlüsse durchzuführen.

G.3.2.7.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.3 (TAR) 4.2.1.5 [1]	11.4.12 (TAR) 5.6.2.7 [1]	TR 3 TR 4 DIN EN 60909 o (VDE 0102) [13] VDE-AR-N 4120	Einheitenzertifikate aller EZE der EZA; Komponentenzertifikate für Komponenten mit Relevanz für FRT; Validierte Modelle der EZE und soweit zutreffend der Komponenten.
Bemerkungen Simulationsmodelle für EZA-Regler dienen im Kontext mit dynamischen Netzberechnungen einer korrekten Initialisierung aller EZE der EZA gemäß Betriebsführungskonzept sowie zum Nachweis, dass der EZA-Regler über die Funktion der statischen Spannungshaltung außerhalb des quasistationären Betriebsbereiches der EZA sowie innerhalb der FRT-Grenzkurven die Spannungsquellenregelung an den netzbildenden Einheiten und das UVRT/OVRT Verhalten der Einheit nicht beeinträchtigt; EZA-Regler-Simulationsmodelle beeinflussen hingegen nicht direkt die O-/UVRT-Robustheit der EZA während Netzfehlerereignissen. Komponentenzertifikate von EZA-Reglern sind auf Aussagen zu prüfen, ob die Komponente durch FRT-Ereignisse in unzulässiger Weise beeinflusst werden könnte (z. B. Verlust der Parametrierung o. ä.). Sofern kein Modell des zu verwendenden EZA-Reglers unter Einhaltung der an ihn gestellten Anforderungen vorliegt bzw. aufgrund von Schnittstellenproblemen nicht eingebunden werden kann, darf alternativ das konzeptionelle Verhalten des verwendeten EZA-Reglers mit berücksichtigt werden. Lässt sich das Verhalten der Komponenten anhand der vorgelegten Zertifikate nicht zweifelsfrei beschreiben, ist die Zertifizierungsstelle gehalten durch geeignete Maßnahmen (z. B. Auflagen im Anlagenzertifikat) eine Klärung herbei zu führen. Für die netzbildenden Einheiten einer Typ-2-EZA bzw. Typ-2-EZA, die nur aus netzbildenden Einheiten bestehen, gelten die Bewertungskriterien dieses Kapitels. Für Typ-2-EZA mit netzbildenden und netzfolgenden Anlagen, sind die Bewertungskriterien jeweils typspezifisch (für netzbildende Einheiten nach diesem Kapitel; für netzfolgende Einheiten nach dem jeweiligen Kapitel der TR 8 Rev. 10 (dynamische Netzstützung)) zu berücksichtigen. Hierzu ist ggf. zusätzlich eine Bewertung des Verhaltens der einzelnen Einheiten an deren Klemmen in der EZA erforderlich.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die EZA verbleibt bei Über und Unterspannung innerhalb der vorgegebenen Spannungen am Netz.	Wahr
2	Die EZA kann Mehrfachfehler durchfahren (Nachweis in Betriebsmittelzertifikaten erbracht).	Wahr

3	Für die Simulationen ist anzunehmen, dass das Mittelspannungsnetz vor Fehlerbeginn auf U_{MS} ausgeregelt ist.	Wahr
4	Spannungserhöhungen aufgrund der Spannungsquellenregelung auf $>110 \% U_n$ am NAP treten nicht auf.	Wahr, bei (bei V1.12, V1.13 und V2.12, V2.13 dürfen Überschreitungen > 50 ms auftreten)
5	Es gibt keine möglichen Auswirkungen eines untererregten Betriebes der EZA auf die Funktionsweise des Q-U-Schutzes.	Angabe ist erfolgt
6	An Kundenanlagen mit Typ-2-Erzeugungseinheiten werden die Nachweise bezüglich der O-/UVRT-Robustheit nach FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften bzw. dynamische Netzstützung nach TAR separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen erstellt.	Wahr
7	Die UVRT und OVRT Versuche wurden für Fehler im vor-gelagerten Netz durchgeführt.	Wahr
8	Das Verhalten der, EZA wurde für eine symmetrische Spannungserhöhung durch einen Spannungssprung von $100 \% U_n$ auf einen Wert $> 110 \% U_n$ für symmetrische sowie auf $\geq 110 \% U_n$ als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit der Dauer von ≥ 5 s nachgewiesen.	Wahr
9	Für die durchgeführten UVRT und OVRT Versuche findet keine unzulässige Beeinflussung der Einheiten durch den EZA-Regler statt.	Wahr

Für Typ-2-EZA gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
6.1	Die EZA trennt sich bei den gemäß Tbl. A-2 definierten LVRT- und HVRT-Versuchen für die dort angegebenen Mindestdauern nicht vom Netz. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den dort angegebenen Wert zu bringen. Die Toleranz bei den definierten Spannungserhöhungen beträgt maximal $\pm 2 \% U_n$. Es erfolgt keine Auslösung des Eigenschutzes.	Wahr

6.2	Der Verlauf des Wirk- und Blindstroms über der Zeit für die gemäß Tabelle A-4 definierten Versuche ist dargestellt.	Wahr
6.3	Das Verhalten der EZA nach Fehlerende wurde bei einer Netzspannung im Spannungsband von $\pm 15 \% U_n$ über 60 Sekunden lang ausgewiesen und bewertet. Basis sind die in Tabelle A-4 hierfür definierten UVRT- und OVRT-Fälle anhand von zwei Beispielen.	Wahr
6.4	Nachweis hinsichtlich der Steigerung des Wirkstroms nach Fehlerende ist im Einheitenzertifikat erfolgt.	Wahr
6.5	Blindleistungs- und Wirkleistungssollwerte sind vor und nach dem Fehler weitestgehend gleich. Vorbehaltlich des Einflusses ggf. erbrachter Momentanreserve, sollte die Anschwingzeit dabei maximal 1 s betragen.	Wahr
6.6	Es erfolgt keine Q-U-Schutz-Auslösung bei einem symmetrischen Spannungseinbruch auf einen Wert zwischen $70 \% U_n$ und $80 \% U_n$, einer Wirkleistungseinspeisung zwischen 20% und $30 \% P_{inst}$ und der vom Netzbetreiber geforderten maximalen Blindleistung der EZA untererregt.	Wahr, andernfalls wird dies ausgewiesen
6.7	Die Spannungsverhältnisse an den EZE-Klemmen weisen ausreichend große Spannungsdifferenz zu den Kriterien des Fehlerbeginns (Spannungen $> 1,1 U_{MS}$ bzw. $< 0,9 U_{MS}$) auf.	Wahr, ansonsten Verschieben der Grenzen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber

Versuch Nr	U/U_n in % am NAP	Vorschlag		Vorf Fehlerbedingung		Fehlerart 3)
		U/U_n in % am NAP 1)	Fehlerdauer in ms 1)	Vorf Fehler-span- nung U/U_n	Blindleistungs- fahrweise am NAP 2)	
V2.1	0-5	0	150	100	$Q = 0 \text{ Mvar}$	3-polig
V2.2	20-30	25	988	100	max. untererregt	3-polig
V2.3	45-60	50	1826	100	max. übererregt	3-polig
V2.4****	70-80	75	2664	100	max. untererregt	3-polig
V2.5	90-95	92,5	3000	100	$Q = 0 \text{ Mvar}$	3-polig

V2.6	0-5	0	220	100	Q = 0 Mvar	2-polig
V2.7*	20-30	25	1147	100	max. untererregt	2-polig
V2.8	45-60	50	2073	100	max. untererregt	2-polig
V2.9	70-80	75	3000	100	max. übererregt	2-polig
V2.10	90-95	92,5	3000	100	Q = 0 Mvar	2-polig
V2.12	110->115	110->115	5000	110	max. übererregt	3-polig
V2.13	100->110	100->110	5000	100	max. übererregt	2-polig
V2.14**	70-80	75	2664	100	max. untererregt	3-polig
V2.15***	0-5	0	220	100	Q = 0 Mvar	1-polig
Bemerkungen						

Tbl. A-4: Versuche zur dynamischen Netzstützung für Typ-2-EZA auf Basis der VDE-AR-N 4120

Anmerkungen:

Als Fehlerort gilt grundsätzlich das gleiche Netz (NAP).

**Der Versuch V2.7 ist bei Netzen mit starrer oder (kurzzeitiger) niederohmiger Sternpunktterdung als 2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung durchzuführen.*

***Der Versuch V2.14 ist davon abweichend mit dem Fehlerort im vorgelagerten Netz durchzuführen.*

1) Die Fehlerdauer entspricht der FRT-Grenzkurve (Bild 12) für Typ2-EZA für die vorgeschlagenen Spannungseinbruchstiefen. Sollten innerhalb der definierten Bereiche Grenzkurve anzupassen.

Die Toleranz bei den Spannungssprüngen im Zuge der Versuche V2.11-13 beträgt $\pm 2 \% U_n$.

2) Max. Blindleistungswerte entsprechend der Anforderung an die statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung im Datenabfragebogen Netzbetreiber.

3) Die 2-poligen Kurzschlüsse sind grundsätzlich als 2-polige Kurzschlüsse ohne Erdberührung durchzuführen.

****Der Versuch V2.15 ist in Netzen mit Erdschlusskompensation nicht durchzuführen. Einpolige Kurzschlüsse sind grundsätzlich als Erdkurzschlüsse durchzuführen.*

*****Der Versuch V2.4 ist bei einer Wirkleistung zwischen 20 % und 30 % $P_{b_{inst}}$ durchzuführen.*

G.3.2.7.3 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.3 (TAR) 4.2.1.5 (FNN Hinweis)	11.4.12 (TAR) 5.6.2.7	TR 3 TR 4 DIN EN 60909 0 (VDE 0102) [13] VDE-ARf-N 4130	Einheitenzertifikate aller EZE der EZA; Komponentenzertifikate für Komponenten mit Relevanz für FRT; Validierte Modelle der EZE und soweit zutreffend der Komponenten.
Bemerkungen Simulationsmodelle für EZA-Regler dienen im Kontext mit dynamischen Netzberechnungen einer korrekten Initialisierung aller EZE der EZA gemäß Betriebsführungskonzept sowie zum Nachweis, dass der EZA-Regler über die Funktion der statischen Spannungshaltung außerhalb des quasistationären Betriebsbereiches der EZA sowie innerhalb der FRT-Grenzkurven die Spannungsquellenregelung an den netzbildenden Einheiten und das UVRT/OVRT Verhalten der Einheit nicht beeinträchtigt; EZA-Regler-Simulationsmodelle beeinflussen hingegen nicht direkt die O-/UVRT-Robustheit der EZA während Netzfehlerereignissen. Komponentenzertifikate von EZA-Reglern sind auf Aussagen zu prüfen, ob die Komponente durch FRT-Ereignisse in unzulässiger Weise beeinflusst werden könnte (z. B. Verlust der Parametrierung o. ä.). Sofern kein Modell des zu verwendenden EZA-Reglers unter Einhaltung der an ihn gestellten Anforderungen vorliegt bzw. aufgrund von Schnittstellenproblemen nicht eingebunden werden kann, darf alternativ das konzeptionelle Verhalten des verwendeten EZA-Reglers mit berücksichtigt werden. Lässt sich das Verhalten der Komponenten anhand der vorgelegten Zertifikate nicht zweifelsfrei beschreiben, ist die Zertifizierungsstelle gehalten durch geeignete Maßnahmen (z. B. Auflagen im Anlagenzertifikat) eine Klärung herbei zu führen. Für die netzbildenden Einheiten einer Typ-2-EZA bzw. Typ-2-EZA, die nur aus netzbildenden Einheiten bestehen, gelten die Bewertungskriterien dieses Kapitels. Für Typ-2-EZA mit netzbildenden und netzfolgenden Anlagen, sind die Bewertungskriterien jeweils typspezifisch (für netzbildende Einheiten nach diesem Kapitels; für netzfolgende Einheiten nach dem jeweiligen Kapitels der TR 8 Rev. 10 (dynamische Netzstützung)) zu berücksichtigen. Hierzu ist ggf. zusätzlich eine Bewertung des Verhaltens der einzelnen Einheiten an deren Klemmen in der EZA erforderlich.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die EZA verbleibt bei Über und Unterspannung innerhalb der vorgegebenen Spannungen am Netz.	Wahr

2	Spannungserhöhungen aufgrund der Spannungsquellenregelung auf $>110\% U_n$ am NAP sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.	Wahr
3	Mögliche Auswirkungen eines untererregten Betriebes der Erzeugungsanlage auf die Funktionsweise des Q-U-Schutzes sind aufgezeigt und mögliche Alternativen dargestellt. <i>Anmerkung 1: Eine möglicherweise festgestellte Auslösung des Q-U-Schutzes stellt dabei kein Fehlverhalten der Erzeugungsanlage dar</i>	Wahr
4	Die EZA kann Mehrfachfehler durchführen (Nachweis in Betriebsmittelzertifikaten erbracht).	Wahr
5	Zur Beurteilung der FRT-Grenzkurven ist bei Spannungsrückgang jeweils die kleinste der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt, bei Spannungssteigerung die größte der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt, herangezogen worden.	Wahr
6	Vor dem Netzfehler ist eine quasistationäre Spannung am Netzanschlusspunkt von 1,0 pu bis 1,1 pu im 380-kV-Netz (bzw. 1,0 pu bis 1,118 pu im 220-kV-Netz) zu Grunde gelegt.	Wahr
7	An Kundenanlagen mit Typ-2-Erzeugungseinheiten werden die Nachweise bezüglich der O-/UVRT-Robustheit nach FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften bzw. dynamische Netzstützung nach TAR separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen erstellt.	Wahr
8	Das Verhalten der EZA wurde für eine symmetrische Spannungserhöhung durch einen Spannungssprung von $100\% U_n$ auf einen Wert $> 110\% U_n$ für symmetrische sowie auf $\geq 110\% U_n$ als größte Außenleiter-Spannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit der Dauer von ≥ 5 s nachgewiesen.	Wahr
9	Für die durchgeführten UVRT und OVRT Versuche findet keine unzulässige Beeinflussung der Einheiten durch den EZA-Regler statt.	Wahr

Für Typ-2-EZA gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Spannungsverhältnisse an den EZE-Klemmen weisen ausreichend große Spannungsdifferenz zu den	Wahr, ansonsten Verschieben der Grenzen

	Kriterien des Fehlerbeginns (Spannungen $> 1,1 U_{MS}$ bzw. $< 0,9 U_{MS}$) auf.	in Ab-stimmung mit dem Netzbetreiber
2	Nachweis hinsichtlich der Steigerung des Wirkstroms nach Fehlerende ist im Einheitenzertifikat erfolgt.	Wahr
3	Blindleistungs- und Wirkleistungssollwerte sind vor und nach dem Fehler weitestgehend gleich. Vorbehaltlich des Einflusses ggf. erbrachter Momentanreserve, sollte die Anschwingzeit dabei maximal 1 s betragen.	Wahr

Versuch Nr	U/U_n in % am NAP	Vorschlag		Vorfehlerbedingung		Fehlerart 3)
		U/U_n in % am NAP 1)	Fehlerdauer in ms 1)	Vorfehler-span- nung U/U_n in % am NAP	Blindleistungs- fahrweise am NAP 2)	
V2.1	<5	2,5	150	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.2	20-30	25	988	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.3	45-60	50	1826	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.4	70-80	75	2664	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.5	90-95	92,5	5000	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.6	<5	5	220	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	2-polig
V2.7*	20-30	25	1147	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	2-polig
V2.8	45-60	50	2073	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	2-polig

V2.9	70-80	75	3000	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	2-polig
V2.10	90-95	92,5	5000	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	2-polig
V2.11	105	105	5000	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.12	120	120	5000	110	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.13	110	110	5000	100	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	2-polig
V2.14*	≥ 120	120	5000	105	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig
V2.15**	≥ 125	125	5000	110	$Q = 0$ $Q = \max \ddot{u}e$ $Q = \max ue$	3-polig

Tbl. A-6: Versuche zur dynamischen Netzstützung für Typ-2-EZA auf Basis der VDE-AR-N 4130

* Ausweis unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und unter welchen etwaigen Einschränkungen der Spannungssprung möglich ist. ($U_{\text{ref}} = 400 \text{ kV}$)

** Ausweis unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und unter welchen etwaigen Einschränkungen der Spannungssprung möglich ist. ($U_{\text{ref}} = 220 \text{ kV}$)

Anmerkungen:

Als Fehlerort gilt grundsätzlich das gleiche Netz (NAP).

*Der Versuch V2.14 dient dazu zu überprüfen, ob der vom NB vorgegebenen k -Faktor zu einer Auslösung des Q-U-Schutzes führen kann. Der Versuch ist mit einer Wirkleistung von 20 % bis 30 % $P_{\text{b inst}}$ durchzuführen.

1) Die Fehlerdauer entspricht der FRT-Grenzkurve (Bild 12) für Typ2-EZA für die vorgeschlagenen Spannungseinbruchstiefen. Sollten innerhalb der definierten Bereiche andere Einbruchstiefen gewählt werden, ist die Fehlerdauer entsprechend der Grenzkurve anzupassen.

Die Toleranz bei den Spannungssprüngen im Zuge der Versuche V2.11-13 beträgt $\pm 2 \% U_{\text{ref}}$.

2) Max. Blindleistungswerte entsprechend der Anforderung an die statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung im Datenabfragebogen Netzbetreiber.

3) Die 2-poligen Kurzschlüsse sind grundsätzlich als 2-polige Kurzschlüsse ohne Erdberührung durchzuführen.

G.3.2.8 Studie zur Bewertung der Anlagenkonformität

G.3.2.8.1 VDE-AR-N 4130 (TAR Hös)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
5.6.3.3 (FNN Hinweis)	-	-	Qualifiziertes Anlagen-gutachten
Bemerkungen Für die Erzeugungsanlage ist das Anlagenzertifikat um ein qualifiziertes Anlagengutachten zu erweitern. In diesem sind die nach Abschnitt 4.2.4 [1] gestellten Anforderungen an die Erzeugungsanlage auf Basis einer simulativen Studie entsprechend der nachfolgenden Kriterien durch eine dafür qualifizierte Stelle zu überprüfen und zu bewerten. Die qualifizierte Stelle ist durch den Anschlussnehmer in Abstimmung mit dem Netzbetreiber für die Durchführung der Studie zu beauftragen. Das durch die qualifizierte Stelle erarbeitete qualifizierte Anlagengutachten ist dem Netzbetreiber vorzulegen und durch diesen inhaltlich zu prüfen und freizugeben. Der Nachweis der Erfüllung dieser Anforderungen erfolgt auf Basis einer Bestätigung des Netzbetreibers. Die Zertifizierungsstelle prüft im Zuge des Zertifizierungsverfahrens lediglich das Vorhandensein dieser gültigen Bestätigung des Netzbetreibers. Für die Ausstellung des Anlagenzertifikats ist die Vorlage des durch den Netzbetreiber freigegebenen qualifizierten Anlagengutachtens Voraussetzung.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Die Konformität der Erzeugungsanlage mit den nach Abschnitt 4.2.4 [1] gestellten Anforderungen auf Anlagenebene wird durch ein qualifiziertes Anlagengutachten entsprechend der Kriterien nach Abschnitt 5.6.3.3 [1] bestätigt: • Es liegt das qualifizierte Anlagengutachten vor. • Es liegt eine gültige Bestätigung des Netzbetreibers bezüglich der Erfüllung der Anforderungen vor.	Wahr

G.3.3 KOMPONENTENZERTIFIKAT

G.3.3.1 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

G.3.3.1.1 VDE-AR-N 4110 (TAR MS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.3.2 (TAR)	TR 3	Betriebsmittelzertifikat(e)
4.2.1.4 [1]	5.6.2.6 [1]		Prüfbericht, Dokumentation des Herstellers
Bemerkungen Sofern die Anforderungen an das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung der Gesamtanlage entsprechend Verfahren C) oder D) nach Abschnitt 5.6.2.6 [1] nachgewiesen werden soll, werden im Rahmen der Komponentenzertifizierung des EZA-Reglers zusätzliche Prüfungen und Herstellerdokumentation erforderlich. Entsprechend Verfahren C) (Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung) ist sicherzustellen, dass die erforderlichen Einstellwerte des EZA-Reglers unter den Voraussetzungen der für die EZA wesentlichen Parameter (z. B. SCR-Wert des Netzes, Impedanzen der EZA) im Komponentenzertifikat ausgewiesen sind und somit die Konformität des Reglerverhaltens der statischen Spannungshaltung für die EZA sichergestellt werden kann. Entsprechend Verfahren D) (Bewertung des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation) ist für den Nachweis der statischen Spannungshaltung das Vermögen des EZA-Reglers auszuweisen. Hierbei ist es erforderlich, dass für die Komponente (EZA-Regler) durch den Hersteller z. B. auf Basis eines validierten Simulationsmodells (z. B. tabellarisch) dokumentiert wird, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die Erzeugungsanlage das geforderte Regelverhalten umgesetzt werden kann. Dabei ist die Impedanz der Erzeugungsanlage, Kommunikationszeiten zwischen EZA-Regler und Einheiten, der SCR-Wert an ihrem NAP sowie eine Variation der Verzögerung des Blindstromverhaltens der netzbildenden Einheit zu berücksichtigen.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Eine fernwirktechnische und / oder manuelle Umschaltung zwischen den Regelverfahren ist möglich.	Wahr

2	Bei Umschaltung zwischen Regelverfahren kann der neue Sollwert nicht schneller als das nach [1] geforderte Übertragungsverhalten und nicht langsamer als in 4 Minuten erreicht werden. Hierbei liegt das Regelverhalten innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der zulässigen Übergangszeit t_{ij}.	$\Delta t_{Q \rightarrow Q_{soll}} \geq (5\tau)$ & $\Delta t_{Q \rightarrow Q_{soll}} \leq 4 \text{ min}$
3	Die Übergangszeit ist für alle Regelverfahren einstellbar gemäß der Vorgaben nach Tabelle 2 [1]. Hierbei liegt das Regelverhalten für das Führungs- und Störverhalten innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der eingestellten Übergangszeit t_{ij}.	Wahr
3.1	Voraussetzung für Anwendung des Verfahrens C) im Rahmen der Anlagenzertifizierung: Es ist für die Kombination von EZA-Regler und netzbildender Einheit ausgewiesen, unter welchen Voraussetzungen (z. B. SCR-Werte des Netzes, Impedanzen der EZA) und mit welcher Parametrierung die Anforderungen an das Regelverhalten (insb. der vorgegebenen Übergangszeit) der statischen Spannungshaltung innerhalb der zulässigen Toleranzkurven nach B.IX [1] eingehalten werden können.	Wahr, Herstellerdokumentation liegt vor
3.2	Voraussetzung für Anwendung des Verfahrens D) im Rahmen der Anlagenzertifizierung: Es ist ausgewiesen (z. B. durch tabellarische Dokumentation), unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die EZA das geforderte Regelverhalten (insb. der vorgegebenen Übergangszeit) der statischen Spannungshaltung innerhalb der zulässigen Toleranzkurven nach B.IX [1] umgesetzt werden kann. <i>Hinweis: Hierbei ist es erforderlich, dass für die Komponente (EZA-Regler) durch den Hersteller z. B. auf Basis eines validierten Simulationsmodells (z. B. tabellarisch) dokumentiert wird, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die Erzeugungsanlage das geforderte Regelverhalten umgesetzt werden kann. Dabei ist die Impedanz der Erzeugungsanlage, Kommunikationszeiten zwischen EZA-Regler und Einheiten, der SCR-Wert an ihrem NAP sowie eine Variation der Verzögerung des Blindstromverhaltens der netzbildenden Einheit zu berücksichtigen.</i>	Wahr, Herstellerdokumentation liegt vor
4	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute kann entweder mit dem zuletzt gültigen Wert oder mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 fortgefahren werden. Für $\cos \varphi$ oder Q-Sollwerte muss außer dem Betrieb mit dem zuletzt gültigen Sollwert auch der Betrieb mit einem hinterlegten Defaultwert (je nach Netzbetreibervorgabe einstellbar) möglich sein.	Angabe ist erfolgt

5	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung ist die Umschaltung auf ein anderes Verfahren möglich. Es ist auszuweisen, welche der folgenden Verfahren umsetzbar sind. Als Erfolgskriterium gilt, dass mind. das Verfahren Nr. 1 umsetzbar ist. • Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert • $U_{Q0}/U_c = \dots$; $Q = \dots$ kvar; $\cos \varphi = \dots$ (je nach gewähltem Verfahren) • Umschaltung auf $Q(U)$, $Q(P)$, Q, $\cos \varphi$	Angabe ist erfolgt
6	Die Toleranz nach Einschwingen des Blindleistungswertes von $\pm 2 \% P_{\text{inst}}$, (bzw. von $\pm 4 \% P_{\text{inst}}$ für Anlagen mit $S_{A,\text{max}} < 300$ kVA) wird eingehalten. Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.	Wahr
Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$)		
7	Schnittstelle für die Vorgabespannung U_{Q0}/U_c vorhanden. Vorgabespannung kann in Schritten von $0,5 U_c$ vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
8	Spannungstotband in Schritten von höchstens $0,5 \% U_c$ einstellbar.	$\pm 0 \% \dots \pm 5 \% U_c$
9	$Q(U)$-Kennlinie / Steigung m über Wertepaar definierbar.	Angabe ist erfolgt
10	Die Steigung m ist im Wertebereich einstellbar.	$5 \leq m \leq 16,5$
Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie ($Q(P)$)		
11	$Q(P)$-Kennlinie über mindestens 10 Stützpunkte / Wertepaare ($Q_{EA,\text{Soll}}/P_{b\text{ inst}}$) definierbar.	Wahr
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion		
12	Schnittstelle für die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}}/P_{b\text{ inst}}$ ist vorhanden.	Angabe ist erfolgt
13	Die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}}/P_{b\text{ inst}}$ kann in Schritten von $1 \% Q/P_{b\text{ inst}}$ vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
14	Verfahren $Q_{U\text{ max}}$ über Wertepaare definierbar.	Angabe ist erfolgt
15	Es liegt eine automatische Beschränkung der Steigung der Kennlinie auf Werte $m \leq 24$ vor.	Keine Bewertung, reiner Ausweis
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$		
16	Nach einer Anpassung des $\cos \varphi$ Sollwerts ist der resultierende Sollwert innerhalb der vorgegebenen Zeitspanne anzufahren.	≤ 4 min Einschwingzeit

17	Die maximal zulässige Fehlertoleranz wird nicht überschritten – 2 % bzw. 4 % $P_{\text{inst.}}$ (für Anlagen mit $S_{A,\text{max}} < 300 \text{ kVA}$) <i>Hinweis: Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.</i>	Wahr
18	Die Vorgabe erfolgt mit einer minimalen Schrittweite von 0,005.	Wahr

G.3.3.1.2 VDE-AR-N 4120 (TAR HS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.3.2 (TAR)	TR 3	Betriebsmittelzertifikat(e)
4.2.1.4 [1]	5.6.2.6 [1]		Prüfbericht, Dokumentation des Herstellers
Bemerkungen Sofern die Anforderungen an das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung der Gesamtanlage entsprechend Verfahren C) oder D) nach Abschnitt 5.6.2.6 [1] nachgewiesen werden soll, werden im Rahmen der Komponentenzertifizierung des EZA-Reglers zusätzliche Prüfungen und Herstellerdokumentation erforderlich. Entsprechend Verfahren C) (Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung) ist sicherzustellen, dass die erforderlichen Einstellwerte des EZA-Reglers unter den Voraussetzungen der für die EZA wesentlichen Parameter (z. B. SCR-Wert des Netzes, Impedanzen der EZA) im Komponentenzertifikat ausgewiesen sind und somit die Konformität des Reglerverhaltens der statischen Spannungshaltung für die EZA sichergestellt werden kann. Entsprechend Verfahren D) (Bewertung des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation) ist für den Nachweis der statischen Spannungshaltung das Vermögen des EZA-Reglers auszuweisen. Hierbei ist es erforderlich, dass für die Komponente (EZA-Regler) durch den Hersteller z. B. auf Basis eines validierten Simulationsmodells (z. B. tabellarisch) dokumentiert wird, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die Erzeugungsanlage das geforderte Regelverhalten umgesetzt werden kann. Dabei ist die Impedanz der Erzeugungsanlage, Kommunikationszeiten zwischen EZA-Regler und Einheiten, der SCR-Wert an ihrem NAP sowie eine Variation der Verzögerung des Blindstromverhaltens der netzbildenden Einheit zu berücksichtigen.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Eine fernwirktechnische und / oder manuelle Um-schal-tung zwischen den Regelverfahren ist möglich.	Wahr
2	Bei Umschaltung zwischen Regelverfahren kann der neue Sollwert nicht schneller als das nach [1] geforderte Übertragungsverhalten und nicht langsamer als in 4 Minuten erreicht werden. Hierbei liegt das Regelverhalten innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der zulässigen Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$.	$\Delta t_{Q \rightarrow Q_{soll}} \geq (5\tau)$ & $\Delta t_{Q \rightarrow Q_{soll}} \leq 4 \text{ min}$
3	Die Übergangszeit ist für alle Regelverfahren einstellbar gemäß der Vorgaben nach Tabelle 2 [1]. Hierbei liegt das Regelverhalten für das Führungs- und Störverhalten innerhalb der aus einem PT1-Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der eingestellten Übergangszeit $t_{\ddot{u}}$.	Wahr
3.1	Voraussetzung für Anwendung des Verfahrens C) im Rahmen der Anlagenzertifizierung: Es ist für die Kombination von EZA-Regler und netzbildender Einheit ausgewiesen, unter welchen Voraussetzungen (z. B. SCR-Werte des Netzes, Impedanzen der EZA) und mit welcher Parametrierung die Anforderungen an das Regelverhalten (insb. der vorgegebenen Übergangszeit) der statischen Spannungshaltung innerhalb der zulässigen Toleranzkurven nach B.IX [1] eingehalten werden können.	Wahr, Herstellerdokumentation liegt vor
3.2	Voraussetzung für Anwendung des Verfahrens D) im Rahmen der Anlagenzertifizierung: Es ist ausgewiesen (z. B. durch tabellarische Dokumentation), unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die EZA das geforderte Regelverhalten (insb. der vorgegebenen Übergangszeit) der statischen Spannungshaltung innerhalb der zulässigen Toleranzkurven nach B.IX [1] umgesetzt werden kann. <i>Hinweis: Hierbei ist es erforderlich, dass für die Komponente (EZA-Regler) durch den Hersteller z. B. auf Basis eines validierten Simulationsmodells (z. B. tabellarisch) dokumentiert wird, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die Erzeugungsanlage das geforderte Regelverhalten umgesetzt werden kann. Dabei ist die Impedanz der Erzeugungsanlage, Kommunikationszeiten zwischen EZA-Regler und Einheiten, der SCR-Wert an ihrem NAP sowie eine Variation der Verzögerung des Blindstromverhaltens der netzbildenden Einheit zu berücksichtigen.</i>	Wahr, Herstellerdokumentation liegt vor

4	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute kann entweder mit dem zuletzt gültigen Wert oder mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 fortgefahren werden. Für $\cos \varphi$ oder Q-Sollwerte muss außer dem Betrieb mit dem zuletzt gültigen Sollwert auch der Betrieb mit einem hinterlegten Defaultwert (je nach Netzbetreibervorgabe einstellbar) möglich sein.	Angabe ist erfolgt
5	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung ist die Umschaltung auf ein anderes Verfahren möglich. Es ist auszuweisen, welche der folgenden Verfahren umsetzbar sind. Als Erfolgskriterium gilt, dass mind. das Verfahren Nr. 1 umsetzbar ist. • Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert • $U_{Q0}/U_C = \dots$; $Q = \dots$ kvar; $\cos \varphi = \dots$ (je nach gewähltem Verfahren) • Umschaltung auf $Q(U)$, $Q(P)$, Q, $\cos \varphi$	Angabe ist erfolgt
6	Die Toleranz nach Einschwingen des Blindleistungswertes von $\pm 2 \% P_{\text{inst}}$, (bzw. von $\pm 4 \% P_{\text{inst}}$ bei Leistungen $< 10 \% P_{\text{AV E}}$) wird eingehalten. Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.	Wahr
Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$)		
7	Schnittstelle für die Vorgabespannung U_{Q0} / U_n vorhanden. Vorgabespannung kann in Schritten von $0,5 U_n$ vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
8	Spannungstotband in Schritten von höchstens $0,5 \% U_n$ einstellbar.	$\pm 0 \% \dots \pm 5 \% U_n$
9	$Q(U)$ -Kennlinie / Steigung m über Wertepaar definierbar.	Angabe ist erfolgt
10	Die Steigung m für Variante 1 (Bild 5) ist im Wertebereich einstellbar.	$7 \leq m \leq 24$
11	Die Steigung m für Variante 2 und 3 (Bild 5) ist im Wertebereich einstellbar.	$6 \leq m \leq 20$
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion		
12	Schnittstelle für die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ ist vorhanden.	Angabe ist erfolgt
13	Die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ kann in Schritten von $1 \% Q / P_{\text{b inst}}$ vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
14	Verfahren $Q_{U \text{ max}}$ über Wertepaare definierbar.	Angabe ist erfolgt
15	Es liegt eine automatische Beschränkung der Steigung der Kennlinie auf Werte $m \leq 24$ vor.	Keine Bewertung, reiner Ausweis
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$		

16	Die maximal zulässige Fehlertoleranz wird nicht überschritten. <i>Hinweis: Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.</i>	$\pm 2 \% P_{\text{inst}}$
17	Die Vorgabe erfolgt mit einer minimalen Schrittweite von 0,005.	Wahr

G.3.3.1.3 VDE-AR-N 4130 (TAR HöS)

Anforderung	Nachweis	Mitgeltende Dokumente	Voraussetzungen
10.2.2.4 (TAR)	11.3.2 (TAR)	TR 3	Betriebsmittelzertifikat(e)
4.2.1.4 [1]	5.6.2.6 [1]		Prüfbericht, Dokumentation des Herstellers
Bemerkungen Sofern die Anforderungen an das Regelverhalten der statischen Spannungshaltung der Gesamtanlage entsprechend Verfahren C) oder D) nach Abschnitt 5.6.2.6 [1] nachgewiesen werden soll, werden im Rahmen der Komponentenzertifizierung des EZA-Reglers zusätzliche Prüfungen und Herstellerdokumentation erforderlich. Entsprechend Verfahren C) (Nachweis des Regelverhaltens der netzbildenden Einheit mit zugehörigem EZA-Regler im Rahmen der Komponentenzertifizierung) ist sicherzustellen, dass die erforderlichen Einstellwerte des EZA-Reglers unter den Voraussetzungen der für die EZA wesentlichen Parameter (z. B. SCR-Wert des Netzes, Impedanzen der EZA) im Komponentenzertifikat ausgewiesen sind und somit die Konformität des Reglerverhaltens der statischen Spannungshaltung für die EZA sichergestellt werden kann. Entsprechend Verfahren D) (Bewertung des Regelverhaltens der statischen Spannungshaltung auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate und entsprechender Herstellerdokumentation) ist für den Nachweis der statischen Spannungshaltung das Vermögen des EZA-Reglers auszuweisen. Hierbei ist es erforderlich, dass für die Komponente (EZA-Regler) durch den Hersteller z. B. auf Basis eines validierten Simulationsmodells (z. B. tabellarisch) dokumentiert wird, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die Erzeugungsanlage das geforderte Regelverhalten umgesetzt werden kann. Dabei ist die Impedanz der Erzeugungsanlage, Kommunikationszeiten zwischen EZA-Regler und Einheiten, der SCR-Wert an ihrem NAP sowie eine Variation der Verzögerung des Blindstromverhaltens der netzbildenden Einheit zu berücksichtigen.			

Allgemein gilt:

Nr.	Bewertungskriterien	Akzeptanzkriterium
1	Eine fernwirktechnische und / oder manuelle Um-schal-tung zwischen den Regelverfahren ist möglich.	Wahr
2	Bei Kommunikationsstörungen (Fehler im Eingang / Ausgang sowie bei Ausfall der Hilfsenergieversorgung muss mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 fortgefahren werden es sei denn die die Gesamtanlage kann den Ausfall der be-troffenen EZE kompensieren.	Angabe ist erfolgt
3	Die Übergangszeit ist für alle Regelverfahren einstellbar gemäß der Vorgaben nach Tabelle 2 [1]. Hierbei liegt das Regelverhalten für das Führungs- und Störverhalten innerhalb der aus einem PT ₁ -Verhalten abgeleiteten Toleranzen entsprechend B.IX [1], unter Berücksichtigung der eingestellten Übergangszeit t_{ij} .	Wahr
3.1	Voraussetzung für Anwendung des Verfahrens C) im Rahmen der Anlagenzertifizierung: Es ist für die Kombination von EZA-Regler und netzbildender Einheit ausgewiesen, unter welchen Voraussetzungen (z. B. SCR-Werte des Netzes, Impedanzen der EZA) und mit welcher Parametrierung die Anforderungen an das Regelverhalten (insb. der vorgegebenen Übergangszeit) der statischen Spannungshaltung innerhalb der zulässigen Toleranzkurven nach B.IX [1] eingehalten werden können.	Wahr, Herstellerdoku-mentation liegt vor
3.2	Voraussetzung für Anwendung des Verfahrens D) im Rahmen der Anlagenzertifizierung: Es ist ausgewiesen (z. B. durch tabellarische Dokumentation), unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die EZA das geforderte Regelverhalten (insb. der vorgegebenen Übergangszeit) der statischen Spannungshaltung innerhalb der zulässigen Toleranzkurven nach B.IX [1] umgesetzt werden kann. <i>Hinweis: Hierbei ist es erforderlich, dass für die Komponente (EZA-Regler) durch den Hersteller z. B. auf Basis eines validierten Simulationsmodells (z. B. tabellarisch) dokumentiert wird, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Parametrierung für die Erzeugungsanlage das geforderte Regelverhalten umgesetzt werden kann. Dabei ist die Impedanz der Erzeugungsanlage, Kommunikationszeiten zwischen EZA-Regler und Einheiten, der SCR-Wert an ihrem NAP sowie eine Variation der Verzögerung des Blindstromverhaltens der netzbildenden Einheit zu berücksichtigen.</i>	Wahr, Herstellerdoku-mentation liegt vor
Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$)		

4	Schnittstelle für die bezogene Referenzspannung 1 kV vorhanden. Vorgabespannung kann in Schritten von 0,5 % U_{ref} vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
5	Spannungstotband in Schritten von höchstens 0,5 % U_{ref} einstellbar.	$\pm 0 \% \dots \pm 5 \% U_{\text{ref}}$
6	$Q(U)$ -Kennlinie / Steigung m über Wertepaar definierbar.	Angabe ist erfolgt
7	Die Steigung m der Kennlinie für Variante 1 (Bild 6*) ist im Wertebereich einstellbar. <i>*Hinweis: Verweisfehler in VDE-AR-N 4130</i>	$7 \leq m \leq 24$
8	Die Steigung m der Kennlinie für Variante 2 und 3 (Bild 6*) ist im Wertebereich einstellbar. <i>*Hinweis: Verweisfehler in VDE-AR-N 4130</i>	$6 \leq m \leq 20$
9	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute kann entweder - mit dem zuletzt gültigen Wert oder - mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 fortgefahren werden oder - mit der Umschaltung auf ein anderes vom Netzbetreiber gewähltes Verfahren weiterbetrieben werden.	Angabe ist erfolgt
10	Maximale Toleranz $\pm 5 \%$ der maximalen Blindleistungsabgabe.	Wahr
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion		
11	Schnittstelle für die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ ist vorhanden.	Angabe ist erfolgt
12	Die Vorgabe des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ kann in Schritten von 1 % $Q / P_{\text{b inst}}$ vorgegeben werden.	Angabe ist erfolgt
13	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute kann entweder - mit dem zuletzt gültigen Wert oder - mit einem Ersatzwert fortgefahren werden oder - mit der Umschaltung auf ein anderes vom Netzbetreiber gewähltes Verfahren weiterbetrieben werden.	Angabe ist erfolgt
14	Verfahren $Q_{\text{U max}}$ über Wertepaare definierbar (4 Wertepaare).	Angabe ist erfolgt
15	Es liegt eine automatische Beschränkung der Steigung der Kennlinie auf Werte $m \leq 24$ vor.	Keine Bewertung, reiner Ausweis
16	Nach einer Anpassung des Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}} / P_{\text{b inst}}$ ist der resultierende Sollwert innerhalb ≤ 4 min anzufahren. <i>Hinweis: Aufgrund der fehlende Angabe in der VDE-AR-N 4130 ist hilfsweise die Toleranz für das Verfahren $Q(U)$ zu nutzen, d. h. maximale Toleranz $\pm 5 \%$ der maximalen Blindleistungsabgabe</i>	Wahr

17	Die Einschwingzeit darf maximal Anschwingzeit plus 1 Minute betragen.	$T_{ein} \leq T_{an} + 1 \text{ min}$
18	Maximaler Messfehler des Spannungseingangs für die Spannung am NAP < 1 %.	Wahr
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$		
19	Die maximal zulässige Fehlertoleranz wird nicht überschritten. <i>Hinweis: Grenzwertüberschreitungen, die durch dynamische Spannungsänderungen im Netz verursacht werden, sind durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.</i>	$\pm 2 \% P_{\text{inst}}$
20	Die Vorgabe erfolgt mit einer minimalen Schrittweite von 0,005.	Wahr
21	Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute kann entweder • mit einem festen Sollwert oder • mit dem letzten empfangenen Wert fortgefahren werden oder • mit der Umschaltung auf ein anderes vom Netzbetreiber gewähltes Verfahren weiterbetrieben werden.	Angabe ist erfolgt

Literaturverzeichnis

- [1] „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve, Anforderungen und Nachweise für Netzbildende Einheiten,“ *VDE FNN Hinweis*, Bd. Version 2.1, Januar 2026.
- [2] „Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten, -anlagen und Speicher sowie für deren Komponenten Teil 8: Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Stromnetz,“ Bd. Rev. 10, 15.07.2025.
- [3] DIN, DIN EN ISO/IEC 17065:2012 Konformitätsbewertung - Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und Dienstleistungen zertifizieren (ISO/IEC 17065:2012), 2012.
- [4] DIN, DIN EN ISO/IEC 17025:2017 Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (ISO/IEC 17025:2017), 2017.
- [5] „Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 3: Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz,“ Bd. Rev. 26, 05.04.2022.
- [6] „FGW TR 3 Rev. 26 Beiblatt 2,“ Bd. 26.2, 16.12.2025.
- [7] „VDE AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR-MS),“ *VDE FNN*, November 2023.
- [8] „VDE AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR-HS),“ *VDE FNN*, November 2018.
- [9] „VDE AR-N 4130 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR-Hös),“ *VDE FNN*, November 2018.
- [10] „Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 4: Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 3: Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten,“ Bd. Rev. 10, 05.04.2022.
- [11] J. Brombach, J. Koch, H. Wattar und D. Schulz, Optimierung von Bordnetzen hoher Lastdichte durch den Einsatz intelligenter Schutzeinrichtungen 60., Bremen: Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress (DLK), 2012.
- [12] „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve, Anforderungen und Nachweise für Netzbildende Einheiten,“ *VDE FNN Hinweis*, Bd. Version XXX, XXX 2025.