

	VDE-AR-N 4120	VDE
	Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022 unter gleichzeitiger Einhaltung des in der VDE-AR-N 100 (VDE-AR-N 4000) beschriebenen Verfahrens. Sie ist nach der Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	FNN
<p>ICS 29.240.01</p> <p>Ersatz für VDE-AR-N 4120:2015-01 und VDE-AR-N 4120 Berichtigung 1:2017-02 Siehe Anwendungsbeginn</p> <p>Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)</p> <p>Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the high voltage network (TAR high voltage)</p> <p>Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à haute tension (TAR haute tension)</p> <p>Gesamtumfang 215 Seiten</p> <p>VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.</p>		

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel ist 2018-11-01.

Für **VDE-AR-N 4120:2015-01** besteht eine Übergangsfrist bis 2019-04-26.

Es sind die Fristen des NC RfG (Artikel 4, Abs. 2 und Artikel 72), des NC DCC (Artikel 4, Abs. 2 und Artikel 59) sowie nationale Festlegungen zu beachten.

Inhalt		Seite
Vorwort.....		10
Einleitung		11
1 Anwendungsbereich		12
2 Normative Verweisungen		13
3 Begriffe und Abkürzungen		15
3.1 Begriffe		15
3.2 Abkürzungen		29
4 Allgemeine Grundsätze		30
4.1 Bestimmungen und Vorschriften		30
4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen		31
4.2.1 Allgemeines		31
4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung (Tabelle 1, Punkte 1 und 2).....		33
4.2.3 Reservierung/Feinplanung (Tabelle 1, Punkt 3 bis Punkt 6).....		34
4.2.4 Bauvorbereitung und Bau (Tabelle 1, Punkt 7 bis Punkt 9)		35
4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung (Tabelle 1, Punkt 11 bis Punkt 15)		36
4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation.....		37
4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage.....		37
5 Netzanschluss		38
5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunkts.....		38
5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel		39
5.3 Betriebsspannung und Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ 1-Anlagen		40
5.3.1 Allgemein		40
5.3.2 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen		40
5.4 Netzurückwirkungen		40
5.4.1 Allgemeines		40
5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen		41
5.4.3 Flicker		42
5.4.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische		42
5.4.5 Kommutierungseinbrüche		43
5.4.6 Unsymmetrien		44
5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung		44
5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes		44
5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungseinbrüche und Versorgungsunterbrechungen.....		44
5.5 Blindleistungsverhalten.....		45

	Seite
6 Übergabestation	46
6.1 Baulicher Teil.....	46
6.1.1 Allgemeines.....	46
6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung.....	46
6.2 Elektrischer Teil.....	48
6.2.1 Allgemeines.....	48
6.2.2 Schaltanlagen	48
6.2.3 Sternpunktbehandlung	49
6.2.4 Erdungsanlage	50
6.3 Sekundärtechnik	50
6.3.1 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle	50
6.3.2 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung.....	50
6.3.3 Schutzeinrichtungen.....	51
6.4 Störschreiber	54
6.4.1 Störschreiber am Netzanschlusspunkt	54
6.4.2 Störschreiber in der Kundenanlage	55
7 Abrechnungsmessung	55
7.1 Allgemeines.....	55
7.2 Zählerplatz.....	55
7.3 Netz-Steuerplatz.....	56
7.4 Messeinrichtung	56
7.5 Messwandler	56
7.6 Datenfernübertragung	57
7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung.....	57
8 Betrieb der Kundenanlage	57
8.1 Allgemeines.....	57
8.2 Netzführung.....	58
8.3 Arbeiten in der Übergabestation	59
8.4 Zugang	59
8.5 Bedienung vor Ort	60
8.6 Instandhaltung.....	60
8.7 Kupplung von 110-kV-Stromkreisen	60
8.8 Betrieb bei Störungen	60
8.9 Notstromaggregate	61
8.9.1 Allgemeines.....	61
8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebs.....	62
8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern	62
8.10.1 Betriebsmodi	62
8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen.....	62
8.10.3 Lastmanagement	63
8.10.4 Dynamische Netzstützung im Betriebsmodus „Energiebezug“	63

8.11	Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge	63
8.11.1	Allgemeines	63
8.11.2	Blindleistung	63
8.11.3	Wirkleistungsbegrenzung	63
8.11.4	Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz	64
8.12	Lastregelung bzw. Lastzuschaltung	64
8.13	Leistungsüberwachung.....	64
9	Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage	64
10	Erzeugungsanlagen.....	65
10.1	Allgemeines	65
10.2	Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz	66
10.2.1	Allgemeines	66
10.2.2	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung.....	69
10.2.3	Dynamische Netzstützung.....	79
10.2.4	Wirkleistungsabgabe	86
10.2.5	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage.....	94
10.3	Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen	95
10.3.1	Allgemeines	95
10.3.2	Netzschutzeinrichtungen	96
10.3.3	Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers	96
10.3.4	Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers	97
10.3.5	Zusammenfassung Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage	101
10.3.6	Schutzkonzept bei Mischanlagen.....	102
10.4	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	104
10.4.1	Allgemeines	104
10.4.2	Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen	104
10.4.3	Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen	106
10.4.4	Zuschaltung von Asynchrongeneratoren	106
10.4.5	Kuppelschalter.....	106
10.5	Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen	107
10.5.1	Abfangen auf Eigenbedarf.....	107
10.5.2	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	107
10.5.3	Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung	107
10.5.4	Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve	110
10.6	Modelle	110
10.6.1	Allgemeines	110
10.6.2	Funktionsumfang und Genauigkeitsanforderungen	111
10.6.3	Modelldokumentation	112
10.6.4	Parametrierung.....	112
11	Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen	112
11.1	Gesamter Nachweisprozess	112

11.2	Einheitenzertifikat.....	115
11.2.1	Allgemeines.....	115
11.2.2	Netzurückwirkungen.....	116
11.2.3	Quasistationärer Betrieb und Pendelungen	117
11.2.4	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	117
11.2.5	Dynamische Netzstützung	118
11.2.6	Modelle.....	122
11.2.7	Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement.....	124
11.2.8	Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz.....	125
11.2.9	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit	128
11.2.10	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	130
11.2.11	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung.....	130
11.2.12	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	131
11.3	Komponentenzertifikat	131
11.3.1	Allgemeines.....	131
11.3.2	Anforderung an EZA-Regler	132
11.3.3	Anforderungen an aktive statische Kompensationsanlagen.....	133
11.3.4	Anforderungen an Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit....	133
11.3.5	Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten.....	135
11.3.6	Modelle.....	136
11.4	Anlagenzertifikat.....	136
11.4.1	Allgemeines.....	136
11.4.2	Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikats bereitzustellenden Unterlagen	137
11.4.3	Einspeiseleistung	138
11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel	138
11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	138
11.4.6	Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen.....	138
11.4.7	Netzurückwirkungen.....	139
11.4.8	Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen	142
11.4.9	Nachweis der Inselbetrieb und der Teilnetzbetriebsfähigkeit	142
11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit	143
11.4.11	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	143
11.4.12	Dynamische Netzstützung	145
11.4.13	Wirkleistungsabgabe.....	148
11.4.14	Netzsicherheitsmanagement	148
11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	149
11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	149
11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	149
11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung.....	150
11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb	151
11.4.20	Anforderungen an Regelleistungsbereitstellung	151

11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	151
11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	152
11.4.23	EZA-Modell und Genauigkeit	152
11.4.24	Nachtrag zum Anlagenzertifikat	152
11.5	Inbetriebsetzungsphase	152
11.5.1	Inbetriebsetzung der Übergabestation	152
11.5.2	Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten ..	153
11.5.3	Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung.....	153
11.5.4	Konformitätserklärung	156
11.5.5	Betriebsphase.....	156
11.5.6	Störende Rückwirkungen auf das Netz.....	157
11.6	Einzelnachweisverfahren.....	157
11.6.1	Allgemeines	157
11.6.2	Anlagenzertifikat C	158
11.6.3	Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage.....	159
11.6.4	Erweiterte Konformitätserklärung	160
11.6.5	Betrieb der Erzeugungsanlage.....	161
12	Prototypen-Regelung.....	161
Anhang A (informativ)	Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“	164
Anhang B (informativ)	Erläuterungen	166
B.1	Drehstrom- und Drehspannungssystem.....	166
B.2	Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung	167
B.3	Kurzschlussverhalten von Erzeugungseinheiten (Typ-2-Anlagen)	167
B.4	„Fault-Ride-Through“-Kurven	169
B.5	Typischer Zyklus einer erfolglosen AWE im 110-kV-Netz.....	169
B.6	Ermittlung des k -Faktors am Netzanschlusspunkt	169
B.7	Gleichungen für die Beschreibung der dynamischen Netzstützung	170
B.8	Richtungsdefinition von P und Q	172
B.9	Netzurückwirkungen	173
B.9.1	Spannungsänderungen bei Erzeugungseinheiten	173
B.9.2	Flicker für Erzeugungsanlagen.....	173
B.9.3	Addition der Flickerstärken.....	173
B.9.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische	175
Anhang C (normativ)	Weitere Festlegungen	176
C.1	Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom	176
C.2	Prinzipielles Reglerverhalten	177
C.3	Prozessdatenumfang.....	177
Anhang D (informativ)	Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss	180
Anhang E (normativ)	Vordrucke	181
E.1	Antragstellung.....	181
E.2	Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen	182

E.3	Netzanschlussplanung	184
E.4	Errichtungsplanung	185
E.5	Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen	186
E.6	Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung	187
E.7	Netzbetreiber-Abfragebogen	192
E.8	Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher	198
E.9	Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher	200
E.10	Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher	204
E.11	Einheitenzertifikat	206
E.12	Komponentenzertifikat	207
E.13	Anlagenzertifikat	208
E.14	Betriebserlaubnisverfahren	209
E.15	Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren	210
Anhang F (normativ) Störschreiber am Netzanschlusspunkt		211
Anhang G (normativ) Störschreiber in der Kundenanlage		213
Literaturhinweise		214

Bilder

Bild 1 – Anschlussprozess und dazugehörige Nachweise	38
Bild 2 – Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ bei Wirkleistungsbezug der Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpfeilsystem)	45
Bild 3 – Beispiel für eine Prüfklemmenleiste	54
Bild 4 – Mindestanforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen	66
Bild 5 – Varianten der Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt	70
Bild 6 – Varianten der PQ -Diagramme der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im Verbraucherzählpfeilsystem	71
Bild 7 – Beispiel für eine $Q(U)$ -Kennlinie für Variante 2	73
Bild 8 – Beispiel für eine Q -Vorgabe nach Variante 2	75
Bild 9 – Beispiel der Erfüllung der $Q(U)$ -Kennlinien-Regelung an zu vereinbarem Ort bei Mischanlagen	78
Bild 10 – Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen	81
Bild 11 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 1	82
Bild 12 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2	83
Bild 13 – Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern	85
Bild 14 – Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten im dynamischen Kurzzeitbereich	89
Bild 15 – Wirkleistungsanpassung von Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und Typ 2 sowie steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 1 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 5 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung	91
Bild 16 – Wirkleistungsanpassung stufenlos steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 2 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 2 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung	92
Bild 17 – Prinzipskizze der Q - U -Schutzfunktion	99

Bild 18 – Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen im Stich	102
Bild 19 – Schutzkonzept bei Anschluss von Mischanlagen.....	104
Bild 20 – Bildung des Freigabesignals am Netzanschlusspunkt	105
Bild 21 – Funktionsschema Wiederschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten).....	105
Bild 22 – Leistungs-Frequenzkennlinie zur Bereitstellung von Primärregelleistung ohne Totband	108
Bild 23 – Zeitverhalten zur Bereitstellung von Primärregelleistung (bei voller Aktivierung)	109
Bild 24 – Darstellung des Nachweisprozesses.....	113
Bild 25 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 sowie Speicher vom Typ 1	126
Bild 26 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Speicher vom Typ 2	127
Bild A.1 – Erzeugungsanlage mit Netztransformator.....	164
Bild A.2 – Erzeugungsanlage ohne Netztransformator	165
Bild B.1a – Symmetrische Quellenspannung	166
Bild B.1b – Ersatzschaltbild für eine Erzeugungsanlage und/oder ein Drehstromnetz	166
Bild B.2 – Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung	167
Bild B.3 – Darstellung von Erzeugungseinheiten mit Stromquellen in symmetrischen Komponenten	168
Bild B.4 – Darstellung einer Erzeugungseinheit mit Spannungsquelle in symmetrischen Komponenten.....	168
Bild B.5 – Beispiel eines Spannungsverlaufs während einer erfolglosen AWE im Hochspannungsnetz	169
Bild B.6 – Beispiel der Ermittlung der k -Faktoren eines Windparks	170
Bild B.7 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen. Ein Betriebsmittel kann z. B. ein Kabel, eine Erzeugungsanlage, eine Erzeugungseinheit oder ein FACTS-Element sein.....	172
Bild B.8 – Scheinleistungskreis.....	172
Bild B.9 – Bewertungsschema für Flickerbetrachtung im Hochspannungsnetz.....	174
Bild C.1 – Toleranzbereich für Δi_B	176
Bild C.2 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage	177
Bild D.1 – Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss.....	180
Tabellen	
Tabelle 1 – Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses.....	32
Tabelle 2 – Minimal zulässige Flickerstärkepegel	42
Tabelle 3 – Auf die Netzkurzschlussleistung S_{KV} am Netzverknüpfungspunkt bezogene zulässige Oberschwingungsströme $i_{V,\mu \text{ zul}}$ in A/GVA	43
Tabelle 4 – Beispiele für Schutzfunktionen für einen Netztransformator	53
Tabelle 5 – Anforderungen an die Anschwing- und Einschwingzeiten bezüglich Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz	93
Tabelle 6 – Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt ...	100
Tabelle 7 – Einstellwerte für den Schutz auf der Unterspannungsseite des Netztransformators	100
Tabelle 8 – Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der Erzeugungsanlage im Stich.....	101
Tabelle 9 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung.....	108
Tabelle 10 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve.....	110
Tabelle 11 – Prüfsequenz für Mehrfachfehler	119
Tabelle 12 – Umfang der notwendigen Angaben im Einheitenzertifikat zu Kurzschlussstrombeiträgen	129

Tabelle 13 – Zeitpunkte nach Fehlereintritt zum Ausweis der Kurzschlussströme.....	130
Tabelle 14 – Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats	137
Tabelle B.1 – Grenzwerte für zulässige Oberschwingungsspannungen, erzeugt durch Erzeugungsanlagen am Hochspannungsnetz	175
Tabelle C.1 – Beispiel für Prozessdatenumfang für Kundenanlagen bei einem Einfachstich-Anschluss.....	178
Tabelle C.2 – Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen, Speicher und Misanlagen	179

Vorwort

Vorausgegangener VDE-Anwendungsregel-Entwurf: E VDE-AR-N 4120:2017-05.

Dieses Dokument wurde vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeitet und der Öffentlichkeit zur Stellungnahme vorgelegt.

Für dieses Dokument ist die vom Lenkungskreis Hoch- und Höchstspannung gegründete Projektgruppe „Technische Anschlussregeln für das Hochspannungsnetz“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) zuständig.

Mit dieser VDE-Anwendungsregel werden die Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typs D aus der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [1] und die Anforderungen an Verbrauchsanlagen aus der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (NC DCC) [2] national umgesetzt.

Die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) [1] und die Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung vom 12. Juni 2017 (NELEV) [18] regeln u. a. den Nachweis der Einhaltung der allgemeinen technischen Mindestanforderungen. Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus. Die Konkretisierung in [Abschnitt 11](#) und [Abschnitt 12](#) dieser VDE-Anwendungsregel erfolgt als Ausnahme nach dem VDE-Vorstandsbeschluss vom Januar 2014.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. VDE ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Änderungen

Gegenüber [VDE-AR-N 4120:2015-01](#) und [VDE-AR-N 4120 Berichtigung 1:2017-02](#) wurden folgende wesentliche Änderungen vorgenommen:

- a) Ergänzung des Anwendungsbereiches um Speicher, Mischanlagen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge;
- b) Aktualisierung der Anforderungen an Kundenanlagen sowie der entsprechenden Anforderungen an den Nachweis der elektrischen Eigenschaften;
- c) Anpassung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die europäische Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG);
- d) Anpassung der Anforderungen an Verbrauchsanlagen an die europäische Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (NC DCC);
- e) Harmonisierung mit [VDE-AR-N 4110](#) und [VDE-AR-N 4130](#).

Frühere Ausgaben

[VDE-AR-N 4120: 2015-01](#)

[VDE-AR-N 4120 Berichtigung 1: 2017-02](#)

Einleitung

Diese VDE-Anwendungsregel fasst die wesentlichen Gesichtspunkte zusammen, die beim Anschluss und beim Betrieb von Kundenanlagen am Hochspannungsnetz des Netzbetreibers zu beachten sind. Sie dient gleichermaßen dem Netzbetreiber wie dem Errichter als Planungsunterlage und Entscheidungshilfe. Außerdem erhält der Anlagenbetreiber wichtige Informationen zum Betrieb solcher Anlagen.

Zu einzelnen Punkten werden zusätzliche Informationen gegeben, um bestimmte Vorgaben der VDE-Anwendungsregel zu erläutern. Um den Text auf das Wichtigste zu beschränken, sind diese erläuternden Informationen in [Anhang B](#) abschnittsweise zusammengefasst.

Der [Anhang E](#) enthält Vordrucke für die Zusammenstellung der erforderlichen Daten einer Kundenanlage von der Planung des Netzanschlusses bis zu dessen Inbetriebsetzung.

1 Anwendungsbereich

Diese VDE-Anwendungsregel legt die Technischen Anschlussregeln (TAR) für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher, Mischanlagen sowie für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge) fest, die am Netzanschlusspunkt an das Hochspannungsnetz eines Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung (öffentliches Hochspannungsnetz) angeschlossen werden. Als Hochspannungsnetz wird in dieser VDE-Anwendungsregel das 110-kV-Drehstromnetz mit einer Netz-Nennfrequenz von 50 Hz betrachtet. Für andere Netzspannungen im Hochspannungsbereich ≥ 60 kV bis < 150 kV sind die angegebenen Werte anzuwenden und ggf. anzupassen.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt auch, wenn der Anschluss der Kundenanlage in einem kundeneigenen Mittelspannungsnetz liegt und dieses Mittelspannungsnetz über Netztransformatoren und Anschlussleitungen mit dem Netz der allgemeinen Versorgung (Hochspannung) verbunden ist.

ANMERKUNG 1 In diesem Fall sind die Anforderungen am Netzanschlusspunkt im Netz der Allgemeinen Versorgung zu erfüllen.

ANMERKUNG 2 Im NC RfG wird hinsichtlich der Netzanschlussbedingungen nicht zwischen geschlossenen Verteilnetzen und Netzen der allgemeinen Versorgung unterschieden. Erfolgt der Anschluss von Erzeugungsanlagen in einem geschlossenen Verteilnetz, sind für diese Erzeugungsanlagen somit die Anforderungen der jeweiligen VDE-Anwendungsregel für die Spannungsebene maßgebend, an welcher die Erzeugungsanlage im geschlossenen Verteilnetz angeschlossen ist.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt nicht, wenn der Anschluss einer Kundenanlage in einem kundeneigenen Hochspannungsnetz, der Anschluss des kundeneigenen Hochspannungsnetzes am Netz der allgemeinen Versorgung aber im Höchstspannungsnetz liegt. In diesem Fall sind die Technischen Anschlussregeln für das Höchstspannungsnetz anzuwenden. Für Kundenanlagen, die ihren Netzanschlusspunkt im Netz der allgemeinen Versorgung auf Mittelspannungsebene haben, ist **VDE-AR-N 4110** anzuwenden.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt auch für Änderungen in Kundenanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften der Kundenanlage (bezogen auf den Netzanschlusspunkt) haben. Betreiber von Kundenanlagen sind verpflichtet, dem Netzbetreiber Änderungen an der Kundenanlage mit Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften mitzuteilen. Der Netzbetreiber entscheidet nach Prüfung der Änderungsmitteilung, ob es sich um eine wesentliche Änderung handelt.

Wenn mit einem Umbau oder einer Modernisierung Komponenten oder Anlagenteile ersetzt werden und diese ≥ 50 % der insgesamt für den Netzanschlusspunkt vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ bzw. $P_{AV, E}$ betreffen (bezogen auf alle Komponenten oder Anlagenteile zum Zeitpunkt der Erstinbetriebnahme), gilt dies als wesentliche Änderung. Dies gilt explizit nicht für die Erweiterung bestehender Erzeugungsanlagen um weitere Erzeugungseinheiten bzw. den Ersatz bestehender Erzeugungseinheiten um solche höherer Leistung. Eine Änderung oder ein Austausch von Verbrauchsgeräten, Erzeugungseinheiten, Speichern und von in 11.3 aufgeführten Komponenten wird dann als wesentliche Änderung verstanden, wenn durch die Änderung oder den Tausch die elektrischen Eigenschaften dieser Geräte vom ursprünglichen Stand (vor der Änderung) abweichen. Wesentliche Änderungen können sein:

- Änderung der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ bzw. $P_{AV, E}$ oder der vereinbarten Anschluscheinleistung $S_{AV, B}$ bzw. $S_{AV, E}$;
- Verschlechterung der Netzurückwirkungen derart, dass die zum Zeitpunkt der ursprünglichen Netzanschlussprüfung gültigen Netzurückwirkungs-Grenzwerte verletzt werden;
- Änderung des Schutzkonzepts;
- Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren oder MS-Kabelverbindungen, Umbau, Erweiterung oder Rückbau einer Übergabestation).

Ein einfacher Ersatz durch typgleiche oder technisch gleichwertige Verbrauchsgeräte, Erzeugungseinheiten, Speicher oder Komponenten neueren Baujahres (z. B. Ersatz eines PV-Umrichters durch einen gleichwertigen PV-Umrichter), beispielsweise aufgrund eines Defekts, ist keine wesentliche Änderung, solange sichergestellt ist, dass das elektrische Verhalten nicht verschlechtert wird. Dies gilt auch, wenn hierbei mehr

als 50 % der insgesamt für den Netzanschlusspunkt vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ bzw. $P_{AV, E}$ ersetzt werden (bezogen auf alle Komponenten oder Anlagenteile zum Zeitpunkt der Erstinbetriebsetzung). Beim Tausch sind vorzugsweise Komponenten zu verwenden, für die die Nachweisführung bereits erbracht wurde.

Dagegen muss jedes Betriebsmittel, das modernisiert wird, für sich dem aktuellen Stand der Technik entsprechen und in der Lage sein, als Teil einer Kundenanlage diese technischen Anforderungen zu erfüllen.

ANMERKUNG 3 Damit wird beabsichtigt, dass die Kundenanlage bestmöglich den jeweils aktuell gültigen technischen Anforderungen entspricht.

ANMERKUNG 4 In 11.4 werden die wesentlichen Änderungen, die eine Anpassung eines Anlagenzertifikats erfordern, beschrieben.

Für die Planung eines Umbaus bzw. einer Erweiterung einer Kundenanlage ist auf den umzubauenden bzw. zu erweiternden Teil die zum Zeitpunkt der Antragstellung für den Umbau bzw. die Erweiterung gültige Technische Anschlussregel anzuwenden. Für die nicht von der Änderung betroffenen Anlagenteile gelten weiterhin die ursprünglichen Technischen Anschlussregeln. Für den Zubau neuer Erzeugungseinheiten in bestehende Erzeugungsanlagen bedeutet dies, dass für diese Erzeugungseinheiten der Anlagenregler ebenfalls den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel genügen muss.

Bei Kundenanlagen mit Netzanschlussvertrag muss der Netzbetreiber eine vom Netzbetreiber und Anlagenbetreiber unterschriebene Meldung über die wesentlichen Änderungen an der Kundenanlage und die einzuhaltenden technischen Anforderungen an die Bundesnetzagentur übermitteln.

ANMERKUNG 5 Die beschriebenen Kriterien und Beispiele für wesentliche Änderungen gelten sowohl für Änderungen an Kundenanlagen mit und ohne Netzanschlussvertrag.

Diese VDE-Anwendungsregel ist die Basis für die Technischen Anschlussbedingungen Hochspannung der Netzbetreiber. Sie legt insbesondere die Handlungspflichten des Netzbetreibers, des Anlagenerrichters, des Planers sowie des Anschlussnehmers und des Anschlussnutzers fest. Der Netzbetreiber ergänzt die Technischen Anschlussregeln um seine netzspezifischen Anforderungen und veröffentlicht diese dann als TAB Hochspannung auf seiner Internetseite. Die TAB des Netzbetreibers gelten zusammen mit § 19 EnWG „Technische Vorschriften“ und sind somit Bestandteil von Netzanschlussverträgen und Anschlussnutzungsverhältnissen.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt nicht für Anschlüsse von Netzen der allgemeinen Versorgung (nachgelagerte Verteilnetze). Für Übergabestationen zu Hoch- und Mittelspannungsnetzen der allgemeinen Versorgung dürfen die Vertragspartner diese VDE-Anwendungsregel oder Teile davon zugrunde legen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

DIN 6280-13, *Stromerzeugungsaggregate – Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren – Teil 13: Für Sicherheitsstromversorgung in Krankenhäusern und in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen*

DIN EN 50160, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*

DIN EN 50522 (VDE 0101-2), *Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV*

DIN EN 50380, *Datenblatt- und Typschildangaben von Photovoltaik-Modulen*

DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02, *Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten (IEC 60034-1:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 60034-1:2010 + Cor.:2010*

DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040), Elektrische Relais – Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2016); Deutsche Fassung EN 60909-0:2016

DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7):2009-12, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren – Allgemeiner Leitfadens für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten (IEC 61000-4-7:2002 + A1:2008); Deutsche Fassung EN 61000-4-7:2002 + A1:2009

DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30):2016-01, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität (IEC 61000-4-30:2015); Deutsche Fassung EN 61000-4-30:2015

DIN EN 61230 (VDE 0683-100), Arbeiten unter Spannung – Ortsveränderliche Geräte zum Erden oder Erden und Kurzschließen

DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21), Windenergieanlagen – Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen

DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile), Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge

DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1), Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen

DIN EN 61980 (VDE 0122-10) / DIN CLC/TS 61980 (VDE V 0122-10) (alle Teile) (zz. im Entwurfsstadium), Kontaktlose Energieübertragungssysteme (WPT) für Elektrofahrzeuge

DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202), Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 202: Fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung

DIN EN ISO/IEC 17025, Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien

DIN EN ISO/IEC 17065, Konformitätsbewertungen – Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und Dienstleistungen zertifizieren

DIN EN ISO/IEC 17067, Konformitätsbewertungen – Grundlagen der Produktzertifizierung und Leitlinien für die Produktzertifizierungsprogramme

DIN EN ISO 17409, Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge – Anschluss an eine externe Stromversorgung – Sicherheitsanforderungen

DIN EN ISO 9001:2015-11, Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen (ISO 9001:2015); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 9001:2015

DIN VDE 0100 (VDE 0100), Errichten von Niederspannungsanlagen

DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520):2013-06, Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen (IEC 60364-5-52:2009, modifiziert + Corrigendum Feb. 2011); Deutsche Übernahme HD 60364-5-52:2011

DIN VDE 0100-557 (VDE 0100-557):2014-10, Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-557: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Hilfsstromkreise (IEC 60364-5-55:2011/A1:2012 (Abschnitt 557)); Deutsche Übernahme HD 60364-5-557:2013

DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560):2013-10, Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-56: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Einrichtungen für Sicherheitszwecke (IEC 60364-5-56:2009, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-5-56:2010 + A1:2011

DIN VDE 0105 (VDE 0105) (alle Teile), *Betrieb von elektrischen Anlagen*

DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2015-10, *Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen*

DIN VDE 0603 (VDE 0603) (alle Teile), *Zählerplätze*
(parallel gibt es Normen der Reihe mit dem Haupttitel „*Installationskleinverteiler und Zählerplätze AC 400 V*“)

VDE-AR-N 4110, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*

VDE-AR-N 4130, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)*

VDE-AR-N 4400, *Messwesen Strom (Metering Code)*

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Abfangen auf Eigenbedarf

Fähigkeit einer Erzeugungsanlage, die sich auf Grund einer Netzstörung entsprechend vereinbarter Schutzkonzepte vom Netz trennt bzw. getrennt wird, unverzüglich einen stabilen Betriebszustand zu erreichen, indem sie alle für ihren eigenen Weiterbetrieb notwendigen Anlagen und Einrichtungen weiterversorgt

3.1.2

Anlagenbetreiber

natürliche oder juristische Person mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der Kundenanlage, die Regeln und Randbedingungen der Organisation vorgibt

3.1.3

Anlagenerrichter

Person oder Unternehmen, die/das eine elektrische Anlage errichtet, erweitert, ändert oder instand halten

3.1.4

Anlagenverantwortlicher

Person, die beauftragt ist, während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage zu tragen, die zur Arbeitsstelle gehört

[QUELLE: **DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2015-10**, modifiziert – Anmerkungen zum Begriff wurden nicht übernommen]

3.1.5

Anschlussnehmer

jede natürliche oder juristische Person (z. B. Eigentümer), deren Kundenanlage unmittelbar über einen Anschluss mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden ist und die verantwortlich für die Einhaltung dieser VDE-Anwendungsregel und damit für den ordnungsgemäßen Betrieb des Netzanschlusses ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Diesbezüglich notwendige Vereinbarungen mit Dritten (Anschlusserrichter, Anlagenbetreiber, Anschlussnutzern) trifft der Anschlussnehmer selbst.

3.1.6

Anschlussnutzer

natürliche oder juristische Person, die im Rahmen eines Anschlussnutzungsverhältnisses einen Anschluss an das Netz zur allgemeinen Versorgung zur Entnahme oder zur Einspeisung von elektrischer Energie nutzt

3.1.7

Anschwingzeit

$T_{an_90\%}$

Zeit zwischen der sprunghaften Änderung eines Sollwerts und dem Zeitpunkt, an dem die Regelgröße erstmalig 90 % der Änderung des Sollwerts erreicht hat

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anschwingzeit ist eine charakteristische Größe der Sprungantwort. Sie umfasst auch die Zeit des Erkennens der Regelabweichung.

3.1.8

automatische Wiedereinschaltung

AWE

von einer automatischen Einrichtung gesteuerte Wiedereinschaltung des einem fehlerbehafteten Teil des Netzes zugeordneten Leistungsschalters, mit der Erwartung, dass die Fehlerursache bis zur Wiedereinschaltung nicht mehr vorliegt

3.1.9

Bedienen

ist Teil des Betriebs und umfasst das bei bestimmungsgemäßem Gebrauch gefahrlose Beobachten, Steuern, Regeln und Schalten von elektrischen Anlagen

[QUELLE: DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100): 2015-10]

3.1.10

Betrieb

alle technischen und organisatorischen Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann

[QUELLE: DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100): 2015-10, modifiziert – Anmerkung zum Begriff wurde nicht übernommen]

3.1.11

Betriebserlaubnisverfahren

Verfahren zur Betriebserlaubnis von Erzeugungsanlagen nach Titel III des NC RfG

3.1.11.1

Erlaubnis zur Zuschaltung

vom Netzbetreiber für den Anlagenbetreiber einer neu errichteten Kundenanlage ausgestellte Erlaubnis zur Zuschaltung seines internen Netzes

3.1.11.2

Vorübergehende Betriebserlaubnis

vom Netzbetreiber für den Anlagenbetreiber einer neu errichteten Erzeugungsanlage oder einem neu errichteten Speicher ausgestellte Erlaubnis, die es diesem gestattet, den Netzanschluss für einen begrenzten Zeitraum zu nutzen, um die Einhaltung der Anforderungen abschließend nachweisen zu können

3.1.11.3

Endgültige Betriebserlaubnis

vom Netzbetreiber für den Anlagenbetreiber einer neu errichteten Erzeugungsanlage oder einem neu errichteten Speicher ausgestellte Erlaubnis, die es diesem gestattet, den Netzanschluss für einen unbegrenzten Zeitraum zu nutzen, da die Anforderungen nachweislich eingehalten werden

3.1.11.4

Beschränkte Betriebserlaubnis

BBE

Erlaubnis, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber einer Erzeugungsanlage oder einem neu errichteten Speicher ausstellt, der die Endgültige Betriebserlaubnis bereits erreicht hatte, aber bei dem vorübergehend eine wesentliche Änderung aufgetreten ist, sodass die Anforderungen nicht mehr erfüllt sind, und die es dem Anlagenbetreiber gestattet, die Erzeugungsanlage befristet weiter zu betreiben und in dieser Zeit den ordnungsgemäßen Zustand wieder herzustellen

3.1.12**Eigenbedarf der Erzeugungsanlage**

elektrische Leistung, die ausschließlich für den Betrieb einer Erzeugungsanlage, deren Erzeugungseinheiten, Neben- und Hilfsanlagen benötigt wird

3.1.13**Einschwingzeit**
 $T_{\text{ein}} \Delta x$

Zeit zwischen dem sprungförmigen Auftreten einer Regelabweichung bis zu dem Zeitpunkt, an dem die Einschwingvorgänge soweit abgeklungen sind, dass die Regelgröße (z. B. der Blindstrom I_B) im Toleranzband um den stationären Endwert liegt und dort verbleibt

3.1.14**Erzeugungsanlage**

Anlage, in der sich eine oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden

Anmerkung 1 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungsanlage beziehen, erhalten den Index „A“, siehe auch [Bild A.1](#).

3.1.14.1**Erzeugungsanlage Typ 1**

Erzeugungsanlage, die ausschließlich Erzeugungseinheiten vom Typ 1 beinhaltet

Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn eine Erzeugungseinheit vom Typ 1 Betriebsmittel gemeinsam mit anderen Erzeugungseinheiten vom Typ 1 nutzt (z. B. einen gemeinsamen Transformator oder eine gemeinsame Zentralsteuerung) und diese Erzeugungseinheiten damit nicht unabhängig voneinander betrieben werden, bilden diese Erzeugungseinheiten eine Erzeugungsanlage vom Typ 1.

3.1.14.2**Erzeugungsanlage Typ 2**

Erzeugungsanlage, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

3.1.15**Erzeugungseinheit**

einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Erzeugungseinheit umfasst alle elektrischen Betriebsmittel des Generators einschließlich des MS/NS-Maschinentransformators bzw. des HS/MS-Maschinentransformators (siehe [Bild A.1](#)) und der ihr zugeordneten Komponenten.

Anmerkung 2 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungseinheit beziehen, erhalten den Index „E“.

3.1.15.1**Erzeugungseinheit Typ 1**

Erzeugungseinheit, die zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich einen Synchrongenerator beinhaltet, der direkt (nur über einen Maschinentransformator) mit dem Netz gekoppelt ist

3.1.15.2**Erzeugungseinheit Typ 2**

Erzeugungseinheit, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

3.1.16**EZA-Regler**

Regler, der die Differenz aus Soll- und Istwerten verschiedener Regelgrößen am Netzanschlusspunkt erfasst (z. B. Blindleistung) und daraus die notwendige Änderung der entsprechenden Stellgröße zur Weiterleitung an die Erzeugungseinheiten bzw. Komponenten ermittelt

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein EZA-Regler darf auch mehrere nachgelagerte EZA-Regler ansteuern.

Anmerkung 2 zum Begriff: Für EZA-Regler werden auch die Begriffe „Parkregler“ und „Zentralsteuerung“ verwendet.

3.1.17 Fault Ride-Through (FRT)

3.1.17.1

Fault Ride-Through-Fähigkeit (FRT-Fähigkeit)

Fähigkeit einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, während sprunghafter Spannungsänderungen, den anschließenden Ausgleichsvorgängen sowie bei absoluten Abweichungen der Netzspannung sich nicht vom Netz zu trennen

3.1.17.2

FRT-Grenzkurve

Beschreibt die Grenzkurve der FRT-Fähigkeit. Sie ist eine Hüllkurve für die Eigenschaft der Spannung bei Fehlern. Sie wird auch als Spannungs-Zeit-Profil oder FRT-Profil bezeichnet

3.1.18

Fehlerklärung

Vorgang der dazu führt, dass in einer elektrischen Anlage durch eine Fehlerstelle kein Strom mehr fließt, d. h. der Fehler ist geklärt, sobald der letzte Leistungsschalter, der den Fehlerort begrenzt, ausgeschaltet und den (Fehler-)Strom unterbrochen hat

3.1.19

Fehlerklärungszeit (Fault period)

Zeit zwischen dem Beginn des Netzfehlers und der Fehlerklärung

3.1.20

Nach-Fehlerklärungszeit (Postfault period)

Zeit nach Abschaltung eines Fehlers, während der die Spannungen noch nicht wieder dauerhaft im stationären Spannungsband sind

3.1.21

Flicker

Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichten oder der spektralen Verteilung

[QUELLE: IEV 161-08-13:2015-05]

3.1.21.1

Flickerkoeffizient

c

anlagenspezifische, dimensionslose Größe, die zusammen mit den Einflussgrößen „Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit S'_{rE} und „Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt S'_{kV} die Höhe des am Netzverknüpfungspunkt von der Anlage erzeugten Flickers bestimmt

3.1.21.2

Kurzzeit-Flickerstärke

P_{st}

Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 10 Minuten

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Index „st“ bedeutet dabei Kurzzeit (en: short term).

3.1.21.3

Langzeit-Flickerstärke

P_{lt}

Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 120 Minuten

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Index „lt“ bedeutet dabei Langzeit (en: long term).

3.1.22

Hochspannungsnetz

Drehstromnetz mit einer Nennspannung ≥ 60 kV bis < 150 kV und mit einer Nennfrequenz von 50 Hz

3.1.23**Inbetriebnahme**

erstmaliges Unter-Spannung-Setzen des Netzanschlusses bis zum ersten Schaltgerät der Kundenanlage (in der Regel der Leitungstrennschalter) durch den Netzbetreiber

3.1.24**Inbetriebsetzung**

erstmalige Unter-Spannung-Setzung der Kundenanlage oder von Betriebsmitteln einer Kundenanlage

3.1.25**Konformitätserklärung**

Bestätigung und Nachweis, dass die gesamte Erzeugungsanlage in Übereinstimmung mit den Anforderungen der VDE-Anwendungsregel, den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers (TAB) und mit den Festlegungen im Anlagenzertifikat errichtet und in Betrieb gesetzt wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Mit dem Ausstellen der Konformitätserklärung wird der Prozess der Anlagenzertifizierung abgeschlossen.

3.1.26**Kundenanlage**

Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel hinter der Übergabestelle mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer

3.1.27 Kurzschlussleistungsbegriffe**3.1.27.1****Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung**
 S_k''

fiktive Größe, berechnet als Produkt aus dem größten zu erwartenden Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)**, der Nennspannung U_n und dem Faktor $\sqrt{3}$: $S_k'' = \sqrt{3} U_n I_k''$

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Hochspannung die im Normalbetrieb maximal zu erwartende Kurzschlussleistung, die aus dem überlagerten Netz (in der Regel dem Höchstspannungsnetz) und aller im Hochspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Motoren berechnet wird.

3.1.27.2**Netzkurzschlussleistung**
 S_{kV}

maßgebende minimale Netzkurzschlussleistung für die Bewertung von Netzurückwirkungen am Netzverknüpfungspunkt sowie der dynamischen Netzstützung am Netzanschlusspunkt

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Hochspannung die im Normalbetrieb minimal zu erwartende Kurzschlussleistung, die aus dem überlagerten Höchstspannungsnetz ohne Berücksichtigung aller in diesem Hochspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt wird. Bei Kurzschlussberechnungen nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** entspricht dies der aus dem kleinsten dreipoligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_{k \min}''$ ermittelten Kurzschlussleistung $S_{k \min}''$, wobei die Widerstände von Leitungen und Kabeln bei 20 °C berücksichtigt werden.

3.1.28**Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge**

Einrichtung nach DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile) oder nach DIN EN 61980 (VDE 0122-10) bzw. DIN CLC/TS (VDE 0122-10) (alle Teile), mit der ein Energieaustausch von Elektrofahrzeugen zwischen einem Hochspannungsnetz und Stromquellen oder Lasten hergestellt werden kann

3.1.29 Leistungsbegriffe

3.1.29.1

Blindleistung

Q

Anteil an elektrischer Leistung, mit dem elektrische und magnetische Felder aufgebaut werden und der zwischen den Feldern ausgetauscht wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Blindleistung ist das Produkt der sich aus den Grundsicherungen ergebenden Scheinleistung und dem Sinus des Phasenverschiebungswinkels φ zwischen der Leiter-Erde-Spannung U und dem Strom I in diesem Leiter.

3.1.29.2

Wirkleistung

P

elektrische Leistung, die für den Verbrauch oder die Erzeugung elektrischer Energie maßgebend ist und die für die Umwandlung in andere Leistungen (z. B. mechanische, thermische oder chemische) verfügbar ist

Anmerkung 1 zum Begriff: In diesem Dokument der Grundsicherungsanteil der Wirkleistung.

3.1.29.3

Scheinleistung

S

bei Drehstrom das Produkt der Effektivwerte aus Betriebsspannung, Strom und dem Faktor $\sqrt{3}$

3.1.29.4

Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit

P_{rE}

vom Hersteller angegebene Wirkleistung der Erzeugungseinheit bei Nennbedingungen

3.1.29.5

vereinbarte Anschlusswirkleistung

P_{AV}

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage am Netzanschlusspunkt

3.1.29.5.1

vereinbarte Anschlusswirkleistung für Bezug

$P_{AV, B}$

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für den Bezug am Netzanschlusspunkt

3.1.29.5.2

vereinbarte Anschlusswirkleistung für Einspeisung

$P_{AV, E}$

zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung am Netzanschlusspunkt

3.1.29.6

maximale Wirkleistung

P_{Emax}

höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit

Anmerkung 1 zum Begriff: Für Windenergieanlagen kann dieser Wert (z. B. als 600-s-Höchstwert) dem Prüfbericht nach [5], Anhang B entnommen werden. Ist dieser Wert nicht explizit angegeben, wird in der Regel die elektrische Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit eingesetzt.

3.1.29.7**installierte Wirkleistung** P_{inst}

Summe der Bemessungswirkleistungen aller Erzeugungseinheiten innerhalb einer Erzeugungsanlage

3.1.29.8**in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung** $P_{\text{b inst}}$

Summe der Bemessungswirkleistungen aller sich generatorisch in Betrieb befindenden Erzeugungseinheiten.

3.1.29.9**momentane Wirkleistung** P_{mom}

momentaner Wert der am Netzanschlusspunkt eingespeisten Wirkleistung, gleitend gemittelt über 200 ms

3.1.29.10**Anschlusscheinleistung** S_{A}

Scheinleistung der Kundenanlage (Bezugs- und/oder Erzeugungsanlage) als Grundlage für die Netzanschlussprüfung

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei manchen Anlagen kann während ihres Betriebs eine höhere als ihre Anschlusscheinleistung auftreten.

3.1.29.10.1**Anschlusscheinleistung für Bezug** $S_{\text{A, B}}$

Scheinleistung der Kundenanlage für den Bezug als Grundlage für die Netzanschlussprüfung

3.1.29.10.2**Anschlusscheinleistung für Einspeisung** $S_{\text{A, E}}$

Scheinleistung der Kundenanlage für die Einspeisung als Grundlage für die Netzanschlussprüfung

Anmerkung 1 zum Begriff: Setzt sich bei einer Erzeugungsanlage aus den maximalen Scheinleistungen der Erzeugungseinheiten – bei Windenergieanlagen unter Anwendung der 10-Minuten-Mittelwerte der Wirkleistungen (P_{600}) – und dem maximalen Blindleistungsaustausch zusammen.

3.1.29.11**vereinbarte Anschlusscheinleistung** S_{AV}

Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung P_{AV} und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ergibt

3.1.29.11.1**vereinbarte Anschlusscheinleistung für Bezug** $S_{\text{AV, B}}$

Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, B}}$ und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ergibt

3.1.29.11.2**vereinbarte Anschlusscheinleistung für Einspeisung** $S_{\text{AV, E}}$

Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}}$ und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ergibt

3.1.29.12

maximale Scheinleistung einer Erzeugungsanlage

S_{Amax}

höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungsanlage

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Berechnung sind alle Netzkomponenten zwischen Netzanschlusspunkt und den Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen.

3.1.29.13

Bemessungsscheinleistung einer Erzeugungseinheit

S_{rE}

Scheinleistung, für die die Komponenten der Erzeugungseinheit bemessen sind

3.1.29.14

technische Mindestleistung

minimale, dauerhaft von einer Erzeugungseinheit des Typs 1 abgebbare elektrische Leistung

Anmerkung 1 zum Begriff: In Sonderfällen haben auch Typ-2-Anlagen eine technische Mindestleistung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Wird vom Anlagenbetreiber definiert und dem Netzbetreiber mitgeteilt.

Anmerkung 3 zum Begriff: Die technische Mindestleistung einer Erzeugungsanlage ist auf geeignete Weise auf Basis der technischen Mindestleistungen der Erzeugungseinheiten zu bestimmen.

3.1.29.15

Referenzleistung

S_0

Summe der vereinbarten Anschlussleistungen S_{AV} aller Kundenanlagen, die an einem 110-kV-Leitungsabschnitt angeschlossen sind oder angeschlossen werden können und die gleichzeitig durch den Leitungsschutz abgeschaltet werden können

3.1.30

Mischanlage

Kundenanlage, bestehend aus einer Kombination von Bezugsanlage und/oder Erzeugungsanlage und/oder Speichern und/oder Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Anmerkung 1 zum Begriff: Folgende Kombinationen sind möglich:

- Bezugsanlage und Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt;
- Speicher allein sowie
- Speicher in Kombination mit Bezugsanlage/Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.

3.1.31

Netzanschlusspunkt

Netzpunkt, an dem die Kundenanlage an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Netzanschlusspunkt (siehe [Anhang A](#)) hat vor allem Bedeutung im Zusammenhang mit der Netzplanung. Eine Unterscheidung zwischen Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt ist nicht in allen Fällen erforderlich.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Eigentumsgrenze wird zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer unabhängig vom Netzanschlusspunkt vereinbart.

3.1.32

Netzbetreiber

Betreiber eines Netzes der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie

3.1.33

Netzführungsvereinbarung

Vereinbarung, in der die Verantwortung für die Netzüberwachung und für die Netzbetriebsführung festgelegt wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Außerdem ist der Übergang der Verantwortung für Netzteile aus der Hoheit der Netzführung auf den Anlagenverantwortlichen festgelegt. Zudem wird eine eindeutige Schaltsprache/Schaltbegriffe, der Schaltungsprozess sowie die zu dokumentierenden Aktivitäten bei Schalthandlungen und von Verantwortungsübergaben definiert. Zusätzlich können betriebliche Prozesse/Besonderheiten für Messungen im Netz oder Inbetriebsetzungen und Außerbetriebsetzungen von Netzteilen beschrieben sein.

3.1.34

Netzimpedanzwinkel

ψ_k

Arcustangens des Verhältnisses aus Reaktanz X_k zu Widerstand R_k der Kurzschlussimpedanz am betrachteten Netzknoten, $\psi_k = \arctan (X_k/R_k)$

3.1.35

Netzsicherheitsmanagement

Beeinflussung der Leistungsabgabe von Erzeugungsanlagen bis zu deren kompletter Abschaltung zur Umsetzung von Maßnahmen nach § 14 EnWG [13] und § 11 EEG [8] (Einspeisemanagement) sowie nach § 13, Abs. 2 EnWG [13] (Systemsicherheitsmanagement)

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Netzsicherheitsmanagement wird zur Verhinderung und Beseitigung von Netzengpässen und im Rahmen der Systemsicherheit eingesetzt.

3.1.36

Netzverknüpfungspunkt

der Kundenanlage am nächsten gelegene Stelle im Netz der allgemeinen Versorgung, an der weitere Kundenanlagen angeschlossen sind oder angeschlossen werden können

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Regel ist der Netzverknüpfungspunkt gleich dem Netzanschlusspunkt. Er findet Anwendung ausschließlich bei der Beurteilung von Netzzurückwirkungen.

3.1.37

Notstromaggregat

Erzeugungseinheit, die der Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung einer Kundenanlage oder Teilen einer Kundenanlage bei Ausfall des Netzes der allgemeinen Versorgung dient

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Art der Erzeugungseinheiten ist nicht auf einen Generatortyp oder eine Energiequelle begrenzt und umfasst beispielsweise Synchronmaschinen mit Verbrennungsmotoren genauso wie ausschließlich für Notstrombetrieb eingesetzte Speicher oder Brennstoffzellen mit Wechselrichter.

Anmerkung 2 zum Begriff: Erzeugungseinheiten, die Netzbetreiber für die Aufrechterhaltung der elektrischen Energieversorgung ihrer Netze verwenden, werden im Gegensatz dazu Netzersatzanlagen genannt.

3.1.38

Normalbetrieb des Netzes

Betrieb des Netzes der allgemeinen Versorgung mit einer Netzfrequenz von 50 Hz \pm 200 mHz und einer Netzspannung im Bereich 96 kV bis 123 kV

3.1.39

Oberschwingung (Harmonische)

sinusförmige Schwingung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist

3.1.40

Rückfallverhältnis

Verhältnis des Rückfallwerts einer charakteristischen Größe bei einem Schutzrelais zum Ansprechwert dieser Größe, beispielsweise $U_{rück}/U_{an}$ bei einem Spannungsrelais

3.1.41

Schutzeinrichtung

Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie – soweit erforderlich – Logikbausteine enthält, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems.

3.1.42

Schutzsystem

Anordnung aus einer oder mehreren Schutzeinrichtungen sowie weiteren Geräten, die vorgesehen sind, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Schutzsystem umfasst eine oder mehrere Schutzeinrichtungen, Messwandler, Verdrahtung, Ausschaltstromkreis, Hilfsspannungsversorgung sowie – sofern vorgesehen – Informationssysteme.

3.1.43 Spannungsbegriffe

3.1.43.1

Betriebsspannung

U_b

Spannungen bei Normalbetrieb zu einem bestimmten Zeitpunkt an einer bestimmten Stelle des Netzes als Effektivwert (10-Minuten-Mittelwert) der verketteten Spannung

3.1.43.2

Mittelwert

U_{1min}

gleitender 1-Minuten-Mittelwert des Effektivwerts einer Spannung

3.1.43.3

höchste Spannung für Betriebsmittel

U_m

höchster Effektivwert der verketteten Spannung, auf den ein Betriebsmittel betreffend seiner Isolation dauerhaft ausgelegt ist

3.1.43.4

Nennspannung

U_n

Spannung, durch die ein Netz oder eine Anlage bezeichnet oder identifiziert wird

3.1.43.5

Bemessungsspannung

U_r

Spannung eines Geräts oder einer Einrichtung, für die das Gerät oder die Einrichtung durch eine Norm oder vom Hersteller zum dauerhaften Betrieb ausgelegt ist

3.1.43.6

sprunghafte Spannungsänderung

Abweichung des gemessenen Grundschiebungsmomentanwerts einer Spannung um einen Betrag von mindestens 5 % des Scheitelwerts der Nennspannung vom Momentanwert der fortgeführten Vorfehler-spannung

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch Abschnitt B.2. Damit kann sich eine sprunghafte Spannungsänderung auf Außenleiterspannungen oder Leiter-Erde-Spannungen beziehen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Vektorsprünge werden damit ebenso wie Kurzschlüsse als sprunghafte Spannungsänderung betrachtet.

Anmerkung 3 zum Begriff: Der Messwert der Spannung darf geeignet gefiltert werden, um eventuelle Oberschwingungseffekte zu eliminieren.

3.1.43.7

Vorfehlerspannung

Spannung $u(t)$, deren Amplitude, Frequenz und Phasenlage sich aus der Mittelung der Grundschiebung der letzten 50 Perioden ergibt

3.1.43.8**Änderung der Mitsystemspannung** Δu_1

auf die Nennspannung U_n bezogene Änderung der Mitsystemspannung nach Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung

3.1.43.9**Änderung der Gegensystemspannung** Δu_2

auf die Nennspannung U_n bezogene Änderung der Gegensystemspannung nach Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung

Anmerkung 1 zum Begriff: Es ist nicht vorgeschrieben, das Mit- und Gegensystem explizit zu errechnen, andere technische Lösungen sind ausdrücklich zulässig. Die hier genannte Definition soll ausdrücklich keine Vorgaben machen, wie die Erkennung und Reaktion auf eine sprunghafte Spannungsänderung technisch erfolgen soll.

3.1.43.10**Reglersollspannung** U_{MS}

Betriebsspannung eines Mittelspannungsnetzes, auf die der Spannungsregler des Verteilertransformators mittelspannungsseitig regelt

3.1.43.11**Niederspannungsseitige Bezugsspannung** U_{NS}

Spannungswert auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit unter Berücksichtigung der Reglersollspannung U_{MS} und des Übersetzungsverhältnisses \ddot{u} des Maschinentransformators ($U_{NS} = U_{MS}/\ddot{u}$).

Anmerkung 1 zum Begriff: Erfolgt die Spannungsmessung auf der MS-Seite, ist $\ddot{u} = 1$ zu setzen.

3.1.43.12**Vorgabespannung** U_{Q0}/U_n

Spannungswert, den der Netzbetreiber einer Erzeugungsanlage bei einer Spannungs-Blindleistungskennlinie vorgibt

3.1.44**Spannungsänderung** ΔU

Erhöhung oder Reduzierung der Spannung in einem Zeitabschnitt

3.1.44.1**langsame Spannungsänderung**

Erhöhung oder Abnahme der Spannung, üblicherweise aufgrund von Änderungen der Gesamtlast in einem Netz bzw. der Gesamteinspeisung in ein Netz

3.1.44.2**schnelle Spannungsänderung**

einzelne schnelle Änderung des Effektivwerts einer Spannung zwischen zwei aufeinander folgenden Spannungswerten mit jeweils bestimmter, aber nicht festgelegter Dauer

3.1.45**Spannungsband**

Spannungseffektivwerte zwischen einer oberen und unteren Betriebsspannung des Netzes

3.1.46

Speicher

Einheit oder Anlage, die elektrische Energie aus einer Kundenanlage oder aus dem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen, speichern und wieder einspeisen kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies gilt unabhängig von der Art der technischen Umsetzung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der Begriff „Speicher“ umfasst im vorliegenden Regelwerk auch alle zum bestimmungsgemäßen Betrieb systemtechnisch notwendigen Komponenten, wie z. B. ein Speichermanagementsystem. Er ist damit auch Synonym für den Begriff „Speichersystem“.

Anmerkung 3 zum Begriff: Typ-1-Speicher sind Anlagen, die in ihrem Einspeiseverhalten (Energieförderung in das Netz) gegenüber dem Netz wie Erzeugungsanlagen vom Typ 1 wirken. Alle anderen Speicher sind Typ-2-Speicher.

3.1.47

nutzbare Speicherkapazität

mit dem Bemessungsstrom aus einem Speicher entnehmbare Energie zwischen dem im Betrieb erreichbaren oberen Ladezustand und dem im Betrieb definierten Entladeschluss

3.1.48

steuerbare Verbrauchseinrichtung

elektrische Verbrauchseinrichtung, die vom Anschlussnutzer als steuerbar oder abschaltbar bzw. als Flexibilität angeboten wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch §14a EnWG für die Niederspannung.

Anmerkung 2 zum Begriff: $P_{\text{steuerbar}}$ bezeichnet dabei die gesamte Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung.

3.1.49 Strombegriffe

3.1.49.1

Blindstrom

I_B

Anteil der Strom-Grundschiwingung, der nicht zur Wirkleistung beiträgt

Anmerkung 1 zum Begriff: Blindströme, die auf den Bemessungsstrom I_r bezogen sind, werden mit i_B bezeichnet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Mit- und Gegensystemkomponenten des Blindstroms I_B werden mit I_{B1} und I_{B2} bezeichnet.

3.1.49.2

zusätzlicher Blindstrom

ΔI_B

Blindstrom, der während eines Fehlers zusätzlich zu dem stationären Blindstrom bereitgestellt wird

3.1.49.3

Wirkstrom

I_W

Anteil der Strom-Grundschiwingung, der zur Wirkleistung beiträgt

3.1.49.4

Anfangs-Kurzschlusswechselstrom

I_k''

Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlussintritts

[QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Relativsatz wurde nicht übernommen]

3.1.49.5**Beitrag der Vollumrichter zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom** $I_{k,PF}$

Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms aller Erzeugungseinheiten mit Vollumrichtern im Augenblick des Kurzschlusseintritts, wenn die Impedanz ihre Größe zum Zeitpunkt Null beibehält

3.1.49.6**Stoßkurzschlussstrom** i_p

maximal möglicher Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstroms

[QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Anmerkung zum Begriff wurde nicht übernommen]

3.1.49.7**Bemessungsstrom** I_r

Strom eines Geräts, für den das Gerät durch eine Norm oder vom Hersteller zum dauerhaften Betrieb ausgelegt ist

3.1.50 Transformatorbegriffe**3.1.50.1****Netztransformator**

vom Anschlussnehmer eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung seiner Kundenanlage mit dem Netz des Netzbetreibers

3.1.50.2**Maschinentransformator**

in einer Erzeugungsanlage eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung des Generators bzw. des Umrichters einer Erzeugungsanlage mit dem vorgelagerten Netz

3.1.50.3**Verteilertransformator**

vom Netzbetreiber eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung des Hochspannungsnetzes mit seinem Mittelspannungsnetz (HS/MS) oder für die Verbindung zweier Mittelspannungsnetze (MS/MS, z. B. 30 kV/10 kV)

3.1.51**untererregt**

Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Induktivität verhält

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Abschnitt [B.8](#).

3.1.52**übererregt**

Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Kapazität verhält

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Abschnitt [B.8](#).

3.1.53**Übergabestation**

Teil eines elektrischen Netzes, welches der Verbindung einer Kundenanlage mit dem Netz eines Netzbetreibers dient

Anmerkung 1 zum Begriff: Sofern in der Übergabestation Leistungstransformatoren enthalten sind, wird häufig auch der Begriff Umspannwerk verwendet.

3.1.54

Übergabestelle

technisch und räumlich definierter Ort der Übergabe elektrischer Energie aus dem Netz der allgemeinen Versorgung in die Kundenanlage bzw. aus der Kundenanlage in das Netz der allgemeinen Versorgung

3.1.55

Überschwingweite der Regelgröße

Δx_{\max}

auf den Nennwert bezogene größte vorübergehende Regelabweichung beim Übergang der Regelgröße von einem stationären Zustand zu einem neuen stationären Zustand

3.1.56

Übersetzungsverhältnis

\ddot{u}

Quotient aus den Bemessungsspannungen zweier Wicklungen eines Transformators, ggf. unter Berücksichtigung der Stellung des Stufenschalters

3.1.57

Übertragungsnetz

Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen 220 kV und/oder 380 kV

3.1.58

Verfügungsbereich

Bereich, der die Zuständigkeit für die Anordnung von Schalthandlungen festlegt

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei manchen Netzbetreibern wird dieser Bereich als Schaltbefehlsbereich bezeichnet.

3.1.59

Verschiebungsfaktor

$\cos \varphi$

Cosinus des Phasenwinkels zwischen den Grundschnitten einer Leiter-Erde-Spannung und des Stroms in diesem Leiter

3.1.60

Verteilnetz

Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen Nieder- und/oder Mittel- und/oder Hochspannung

3.1.61 Zertifikate

3.1.61.1

Anlagenzertifikat

von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das die Konformität der geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel sowie mit den ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers (soweit vorhanden) ausweist

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Anlagenzertifikat der Begriff „Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen“ verwendet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Basis für das Anlagenzertifikat bilden Einheitenzertifikate, ggf. Komponentenzertifikate sowie Netzberechnungen und Simulationen.

Anmerkung 3 zum Begriff: Im Gegensatz zum Einheitenzertifikat und zum Komponentenzertifikat handelt es sich bei dem Anlagenzertifikat nicht um ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067, sondern um eine zertifizierte Netzanschlussplanung.

3.1.61.2

Einheitenzertifikat

von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes typenspezifisches Zertifikat für jede Erzeugungseinheit und für jeden Speicher, in dem die elektrischen Eigenschaften der

Erzeugungseinheit bzw. des Speichers ausgewiesen werden, um die Konformität einer geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachzuweisen

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Einheitszertifikat der Begriff „Betriebsmittelbescheinigung“ verwendet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Einheitszertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067 für alle Erzeugungseinheiten.

3.1.61.3

Komponentenzertifikat

von nach DIN EN ISO/IEC 17065 akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das das Verhalten von nicht in Einheitszertifikaten enthaltenen aktiven Betriebsmitteln einer Erzeugungsanlage ausweist, die Einfluss auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben

Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Komponentenzertifikat der Begriff „Betriebsmittelbescheinigung“ verwendet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Komponentenzertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067.

3.1.62

Zwischenharmonische

sinusförmige Schwingung, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist

3.2 Abkürzungen

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Abkürzungen.

AN	Anschlussnehmer
ANV	Anschlussnutzungsvertrag
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
DC	Direct Current (de: Gleichstrom)
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V.
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FACTS	Flexible-Alternating-Current-Transmission-System
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
FIFO	First In First Out
FRT	Fault Ride-Through
GPS	Global Position System
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IP	Internet Protokoll
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LS	Leistungsschalter
MS	Mittelspannung
MSB	Messstellenbetreiber
NAP	Netzanschlusspunkt
NA-V	Netzanschlussvertrag
NB	Netzbetreiber
NN-V	Netznutzungsvertrag
NS	Niederspannung
OS	Oberspannungsseite
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistung
SVC	Static Var Compensator
TAB	Technische Anschlussbedingungen (des Netzbetreibers)
TAR	Technische Anschlussregeln (des VDE FNN)
TR	Technische Richtlinie
UMZ	unabhängiger Maximalstromzeitschutz
US	Unterspannungsseite
UTM	Universal Transverse Mercator

4 Allgemeine Grundsätze

4.1 Bestimmungen und Vorschriften

Kundenanlagen sind unter Beachtung der geltenden behördlichen Vorschriften oder Verfügungen, nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN/VDE-Normen, den Arbeitsschutz- und Unfallverhütungsvorschriften der zuständigen Berufsgenossenschaften, der Betriebssicherheitsverordnung und den technischen Anforderungen des Netzbetreibers zu errichten, anzuschließen und zu betreiben, so dass unzulässige Rückwirkungen auf das Netz oder andere Kundenanlagen ausgeschlossen werden.

Der Anschlussnehmer muss sicherstellen, dass die vorgenannten Bedingungen seinem Anlagenerrichter und seinem Anlagenbetreiber bekannt sind und von diesen eingehalten werden. Der Anschluss an das Netz ist im Einzelnen in der Planungsphase – vor Bestellung der wesentlichen Komponenten – mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Planung, Errichtung und Anschluss der Kundenanlage an das Netz des Netzbetreibers sind durch geeignete Fachfirmen vorzunehmen. Der Netzbetreiber darf Änderungen und Ergänzungen an zu errichtenden Anlagen fordern, soweit diese für den sicheren und störungsfreien Netzbetrieb notwendig sind. Die Änderungen bzw. Ergänzungen sind vom Netzbetreiber technisch zu begründen.

Die minimale Leistung, ab der ein Anschluss an das Hochspannungsnetz erforderlich ist, und die maximale Leistung, bis zu der ein Anschluss an das Hochspannungsnetz möglich ist, hängen von der Art und der Betriebsweise der Kundenanlage sowie von den Netzverhältnissen beim Netzbetreiber ab. Dies kann im Einzelfall nur durch eine Netzberechnung festgestellt werden.

Der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer müssen im Verlauf der Netzanschlussplanung die folgenden Punkte vereinbaren (siehe [E.3](#), Checkliste für den Netzbetreiber für die Festlegung des Netzanschlusses):

- die Netzanschlusskapazität und die Einspeisekapazität („vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung“ für Bezug und Einspeisung);
- die Spannungsebene und den Netzanschlusspunkt;

- den Standort der Übergabestation und die Leitungstrasse des Netzbetreibers;
- die Anschlussart (z. B. Kabel, Freileitung);
- den Aufbau der Hochspannungs-Schaltanlage (z. B. Einschleifung, Stichanschluss, sowie die Art der Übergabeschaltanlage);
- die Art der Sternpunktbehandlung im Netz des Netzbetreibers wird vom Netzbetreiber bekannt gegeben;
- die notwendigen Netzschutzeinrichtungen für die netzseitigen Eingangs-, Übergabe- und Abgangsschaltfelder;
- eine erforderliche Fernsteuerung/Fernüberwachung und Umschaltautomatiken;
- das Messkonzept und die Art und die Anordnung der Messeinrichtung;
- Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze (Diese sind in den Übersichtsschaltplan der Station einzutragen. Die Eigentumsverhältnisse der Übergabestation werden im Netzanschlussvertrag beschrieben.);
- den Liefer- und Leistungsumfang des Anschlussnehmers und des Netzbetreibers. Der Anschlussnehmer ist unter anderem für sämtliche in seinen Liefer- und Leistungsumfang fallenden behördlichen Genehmigungen und Anzeigen zuständig.

Der Anschlussnehmer muss sicherstellen, dass alle über diesen Netzanschluss betriebenen Anlagen (auch bei mehreren Anschlussnutzern an einem Netzanschluss) in ihrer Gesamtheit den oben aufgeführten Verpflichtungen am Netzanschlusspunkt nachkommen. Der Netzbetreiber behält sich vor, eine Kontrolle der Einhaltung der Anschlussbedingungen vorzunehmen. Bei Verstößen gegen die Technischen Anschlussbedingungen ist der Netzbetreiber berechtigt, die Kundenanlage nicht in Betrieb zu nehmen oder vom Netz zu trennen.

Der Anschlussnehmer muss den ordnungsgemäßen Betrieb im Sinne von **DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)** und den technischen Zustand seiner Übergabestation nach den einschlägigen Verordnungen, Normen und Richtlinien sicherstellen. Hierzu ist vom Anschlussnehmer ein Anlagenbetreiber zu benennen.

Betreiber von Erzeugungsanlagen haben bei Aufforderung durch den Netzbetreiber eine Mitwirkungspflicht bei Trainingsmaßnahmen zur Beherrschung kritischer Netzsituationen, insbesondere wenn es sich um schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen handelt.

4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

4.2.1 Allgemeines

Der Anschlussprozess erfolgt nach dem in **Tabelle 1** dargestellten Zeitplan. Prinzipiell sollte die Planung des Netzanschlusses in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen und Betriebsmittelbestellungen erst nach Bestätigung des Netzanschlusskonzeptes durch den Netzbetreiber erfolgen. Die angegebenen Zeiten sind Richtwerte. Gesetzliche Bestimmungen zu Fristen sind zu berücksichtigen.

Abweichungen zu dem in **Tabelle 1** dargestellten Zeitplan dürfen bilateral zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbart werden. Insbesondere die Art, den Umfang und den Zeitpunkt zur Übergabe und zum Abschluss der notwendigen Netzverträge dürfen Netzbetreiber separat festlegen. Erforderliche Nachbesserungen (z. B. bei der Abnahme der Übergabestation) können die nachfolgenden Zeitangaben entsprechend verschieben.

ANMERKUNG Für Erzeugungsanlagen > 100 MW, die nach der KraftNAV [20] angeschlossen werden, sind die in der KraftNAV formulierten Anmeldeverfahren einzuhalten.

Tabelle 1 – Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses (1 von 2)

Punkt	Zeit	Schritt	V	Vordruck
1	$t_1 = 0$	Anschlussantrag beim Netzbetreiber; Übergabe aller zur Anschlussbewertung notwendigen Unterlagen	AN	Bezugsanlagen: E.1 und E.2 Erzeugungsanlagen: E.1, E.6, E.11, E.12
2	$t_1 + 8$ Wochen	Grobplanung (Festlegung des Netzanschlusspunkts und Benennung des ggf. notwendigen Netzausbaus einschließlich dessen Dauer) und Mitteilung an Anschlussnehmer und Übermittlung aller notwendigen Netzdaten für die Planung der Kundenanlage; Angebot für kostenpflichtige Leistungen	NB	
3	$t_2 = 0$	Annahme des Angebots für kostenpflichtige Leistungen; Bestätigung der Grobplanung/Kostenübernahmeerklärung durch den Anschlussnehmer bei nicht kostenpflichtigen Netzanschlüssen und bei Erzeugungsanlagen*: Übergabe des ausgefüllten Vordrucks E.6 (nun aktualisiert zu $t_1 = 0$) an den Netzbetreiber zur Erstellung von E.7	AN	E.6
4	$t_2 + 3$ Wochen	Bei Erzeugungsanlagen: Übergabe des ausgefüllten Vordrucks E.7 an den Antragsteller*	NB	E.7
5	$t_{BB} - 8$ Wochen	Bei Erzeugungsanlagen: Erstellung Anlagenzertifikat und Abgabe beim Netzbetreiber	AN	E.13
6	$t_{BB} - 2$ Wochen	Bei Erzeugungsanlagen: Prüfung des Anlagenzertifikats und endgültige Bestätigung des Netzanschlusspunkts	NB	
7	$t_{BB} - 12$ Wochen	Vorlage der Unterlagen zur Errichtungsplanung der Übergabestation beim Netzbetreiber	AN	E.4
8	$t_{BB} - 6$ Wochen	Rückgabe der durch den Netzbetreiber gesichteten Unterlagen zur Errichtungsplanung der Übergabestation	NB	
9	$t_{BB} - 0$	Baubeginn der Übergabestation und Anzeige des Baubeginns beim Netzbetreiber	AN	
10	$t_{IBN} - 12$ Wochen	Übergabe Vertragsentwürfe NAV/NNV/ANV bzw. netzbetriebsrelevanter Unterlagen und der Netzführungsvereinbarung	NB	
11	$t_{IBN} - 12$ Wochen	Abstimmung des verbindlichen Inbetriebsetzungstermins der Übergabestation und Information des MSB Erstellung des Inbetriebsetzungsprogramms für den Netzanschluss (gleichzeitig letztmöglicher Abgabetermin des Anlagenzertifikats beim Netzbetreiber)	AN NB	
12	$t_{IBN} - 2$ Wochen	Übergabe aktualisierte Unterlagen der Errichtungsplanung (mit Nachweis der Erfüllung eventueller Auflagen seitens des Netzbetreibers) Technische Abnahme der Übergabestation Übergabe der Schutzprüfprotokolle und Erdungsprotokolle Information des Messstellenbetreibers über den Inbetriebsetzungstermin Übergabe unterzeichneter NA-V/NN-V/AN-V bzw. netzbetriebs-relevanter Unterlagen und der Netzführungsvereinbarung Anmeldung des Stromlieferanten und – bei Erzeugungsanlagen – Angabe der Form der Direktvermarktung und des gewünschten Bilanzkreises	AN NB AN AN AN AN	E.5
13	$t_{IBN} - 5$ Werktage	Vorinbetriebsetzung Abrechnungsmessung; Übergabe Prüfprotokolle für Strom- und Spannungswandler	MSB	
14	$t_{IBN} - 2$ Werktage	Abschluss Bittest (Signalübertragung)	AN/N B	
15	$t_{IBN} = 0$	Inbetriebnahme Netzanschluss Inbetriebsetzung Übergabestation Inbetriebsetzung Abrechnungsmessung Erteilung der Erlaubnis zur Zuschaltung	NB AN MSB NB	E.5

Tabelle 1 (2 von 2)

Punkt	Zeit	Schritt	V	Vordruck
16	$t_{\text{IBN EZE}}$	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit(en) und Abgabe des (der) Inbetriebsetzungsprotokoll(e) beim Netzbetreiber (siehe 11.5.2)	AN	E.8
17	$t_{\text{IBN EZA}}$ (ca. 2 Wochen nach t_{IBN} der letzten EZE)	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage (siehe 11.5.3)	AN	E.9
18		Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis	NB	E.14
19	$t_{\text{IBN EZA}} + 6 \text{ Monate}$ (aber maximal 12 Monate nach $t_{\text{IBN EZE}}$ der ersten EZE)	Bei Erzeugungsanlagen: Erstellung der Konformitätserklärung und Abgabe beim Netzbetreiber (siehe 11.5.4) *	AN	E.10
20		Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis	NB	E.14
V Verantwortlich AN Anschlussnehmer NB Netzbetreiber MSB Messstellenbetreiber NA-V Netzanschlussvertrag AN-V Anschlussnutzungsvertrag NN-V Netznutzungsvertrag t_{BB} Zeitpunkt, zu dem mit dem Bau bzw. der Werksfertigung der Übergabestation begonnen wird t_{IBN} Termin der Inbetriebnahme des Netzanschlusses/der Inbetriebsetzung der Übergabestation * soweit erforderlich und gegebenenfalls in einer anderen zeitlichen Reihenfolge (siehe Abschnitte 4 und 11) Alle für eine Erzeugungsanlage in dieser Tabelle 1 und den nachfolgenden Abschnitten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für eine Erzeugungsanlage innerhalb einer Mischanlage, für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb von > 100 ms nach 8.9 und für Speicher nach 8.10.				

Der Netzanschlussprozess lässt sich grob in vier Phasen einteilen (siehe 4.2.2 bis 4.2.5).

4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung (Tabelle 1, Punkte 1 und 2)

Vom Anschlussnehmer ist der Anschluss von elektrischen Anlagen an das Hochspannungsnetz bzw. Änderungen am Anschluss oder Änderungen an den elektrischen Anlagen rechtzeitig nach dem beim Netzbetreiber üblichen Verfahren, anzumelden. Dies betrifft

- neue Anlagen,
- zu erweiternde Anlagen (z. B. wenn die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Leistung für Bezug oder für Einspeisung oder für Erzeugung überschritten wird) bzw. zu ändernde Anlagen,
- vorübergehend angeschlossene Anlagen,

und gilt weiterhin für Inbetriebsetzung bzw. Wiederinbetriebsetzung sowie nach Trennung oder Zusammenlegung von Kundenanlagen.

Damit der Netzbetreiber den Netzanschluss leistungsgerecht auslegen sowie die Art der Messeinrichtungen festlegen und mögliche Netzrückwirkungen beurteilen kann, muss der Anschlussnehmer zusammen mit der Anmeldung die erforderlichen und nachfolgend aufgeführten Angaben über die anzuschließenden elektrischen Anlagen (in der Regel mit einem Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten mit Vordruck E.1, Antragstellung) möglichst in elektronischer Form liefern:

- Anlagenanschrift, Bezeichnung des Bauvorhabens;
- Anschlussnehmer;
- Grundstückseigentümer;
- Anlagenerrichter;
- Anlagenart (Bezugsanlage, Erzeugungsanlage, Mischanlage, Speicher, Notstromaggregat mit Netzparallelbetrieb > 100 ms);

- Maßnahme (Neuerrichtung, Erweiterung, Rückbau);
- die örtliche Lage des zu versorgenden Grundstücks (Plan im Maßstab mindestens 1:1 000) mit eingezeichneten Vorschlägen zu möglichen Stationsstandorten;
- den voraussichtlichen Leistungsbedarf, deren Charakteristik und ggf. Ausbaustufen;
- besondere Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit;
- Baustrombedarf;
- die Netzrückwirkungen der Verbrauchsgeräte (siehe [E.2](#), Datenblatt zur Beurteilung von Netzrückwirkungen);
- den zeitlichen Bauablaufplan und den geplanten Inbetriebsetzungstermin.

Bei Erzeugungsanlagen oder gemischten Bezugs- und Erzeugungsanlagen – einschließlich Speichern – sowie bei Notstromaggregaten mit einem Netzparallelbetrieb von > 100 ms sind folgende weitere Unterlagen beim Netzbetreiber einzureichen:

- Lageplan, aus dem Orts- und Straßenlage, die Bezeichnung und die Grenzen des Grundstücks sowie der Aufstellungsort der Erzeugungseinheiten hervorgehen (vorzugsweise im Maßstab 1:10 000, innerorts 1:1 000);
- Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe Mustervorlage in [E.6](#)).

ANMERKUNG Zu diesem Zeitpunkt ist das Befüllen der Seiten 1 (5) und 3 (5) sowie bei Speichern zusätzlich 4 (5) des Vordrucks [E.6](#) ausreichend, da noch keine Angaben zum Umfang des kundeneigenen Netzes gemacht werden können. Deckblätter der Einheiten- und wenn erforderlich Komponentenzertifikat(e) (siehe Mustervorlagen in [E.11](#) bzw. [E.12](#) bzw. die Prototypenbestätigung nach [Abschnitt 12](#) und jeweils der Auszug aus dem Prüfbericht „Netzverträglichkeit“ der FGW TR 3 [\[5\]](#) für alle in der Erzeugungsanlage vorgesehenen Typen von Erzeugungseinheiten.

Diese Zertifikate und der Prüfbericht sind für Erzeugungsanlagen im Einzelnachweisverfahren nicht zwingend erforderlich. Statt des Prüfberichts kann auch eine Abschätzung der elektrischen Eigenschaften, die durch einen sachkundigen Elektroplaner oder den Hersteller der Erzeugungseinheit vorgenommen wurde, an den Netzbetreiber übergeben werden.

Der Netzbetreiber führt daraufhin mit den Angaben aus den Antragsunterlagen eine Grobplanung durch und legt unter Berücksichtigung der berechtigten Interessen des Anschlussnehmers einen Netzananschlusspunkt und die Art des Anschlusses fest. Ebenfalls werden der Umfang und die Dauer eines ggf. notwendigen Netzausbaus benannt. Der Netzbetreiber muss dabei ggf. auch eine Abwägung zwischen einem standortnahen Netzananschlusspunkt zzgl. Netzausbau und einem standortfernen Netzananschlusspunkt ohne Netzausbaunotwendigkeit treffen. Bei dem Anschluss von EEG-Anlagen ist bei der Wahl des Netzananschlusspunkts die jeweilige rechtliche Lage zu berücksichtigen. Für kostenpflichtige Netzananschlüsse erstellt der Netzbetreiber ein Angebot.

4.2.3 Reservierung/Feinplanung ([Tabelle 1](#), [Punkt 3 bis Punkt 6](#))

Bei kostenpflichtigen Netzananschlüssen beginnt in der Regel die Reservierung mit Abgabe des Anschlussangebots und endet mit Ablauf der Bindungsfrist.

Bei nicht kostenpflichtigen Netzananschlüssen reserviert der Netzbetreiber den Netzananschlusspunkt mit der vereinbarten Anschlussscheinleistung nach Bestätigung der Grobplanung durch den Anschlussnehmer/Kostenübernahmeerklärung.

ANMERKUNG 1 In Regionen mit hoher Nachfrage haben Netzbetreiber in der Regel ein Reservierungsverfahren eingeführt, das vom Anschlussnehmer in regelmäßigen Abständen den Nachweis des Projektfortschritts verlangt. Einzelheiten dazu wird der Netzbetreiber im Zusammenhang mit der Übergabe des Grobplanungsergebnisses mitteilen.

ANMERKUNG 2 Eine Kostenübernahmeerklärung darf der Netzbetreiber bei nicht kostenpflichtigen Netzananschlüssen vom Anschlussnehmer einholen, um bei Nichtrealisierung des Anschlussvorhabens die schon aufgelaufenen Netzausbaukosten erstattet zu bekommen.

Nach Annahme des Anschlussangebots/Bestätigung der Grobplanung wird der Netzbetreiber unverzüglich mit der Vorbereitung des Netzan Anschlusses beginnen. Insbesondere bei einem ggf. notwendigen Netzausbau sind auch längere Genehmigungsfristen und Realisierungsdauern zu beachten.

Bei Netzanschlüssen von Erzeugungsanlagen müssen Anschlussnehmer und Netzbetreiber im Vorfeld der Anlagenzertifizierung Daten austauschen. Der Anschlussnehmer spezifiziert die Netzanschlussplanung auf den im Rahmen der Grobplanung/Kostenübernahmeerklärung ermittelten Netzanschlusspunkt und teilt dem Netzbetreiber die relevanten Daten der Kundenanlage mit (vollständig ausgefüllter Vordruck E.6). Daraufhin füllt der Netzbetreiber Vordruck E.7 aus und sendet diesen an den Anschlussnehmer. Ebenfalls sind spezielle Vorgaben für den Netzanschluss, die nicht im Rahmen dieser Anwendungsregel bzw. der TAB des Netzbetreibers beschrieben sind, an den Anschlussnehmer zu übergeben (soweit vorhanden und nicht bereits bei der Grobplanung vom Netzbetreiber mitgeteilt). Der Anschlussnehmer benötigt beide Unterlagen zur Erstellung des Anlagenzertifikats.

ANMERKUNG 2 Der Vordruck E.7 wird durch den Netzbetreiber auch bei Erzeugungsanlagen ausgegeben, bei denen kein Anlagenzertifikat vor dem Anschluss der Erzeugungsanlage angefertigt wird (also bei Prototypen), da der Vordruck die projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers bezüglich Schutzeinstellungen, Blindleistungsfahrweise, dynamische Netzstützung usw. enthält.

Anschlussnehmer, die Erzeugungsanlagen an das Netz anschließen wollen, sollten das Anlagenzertifikat nach Inkrafttreten der Reservierung erstellen lassen und 8 Wochen vor Baubeginn beim Netzbetreiber vorlegen. Sofern sich aus der Anlagenzertifizierung noch technische Änderungen an der Übergabestation der Erzeugungsanlage ergeben, können sie zu diesem Zeitpunkt noch vergleichsweise einfach in das Projekt eingearbeitet werden. Innerhalb von 6 Wochen nach Vorlage des Anlagenzertifikats wird der Netzbetreiber das Anlagenzertifikat prüfen und den Netzanschlusspunkt bestätigen. Der Netzbetreiber übernimmt mit dieser Prüfung ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die inhaltliche Richtigkeit des Anlagenzertifikats.

4.2.4 Bauvorbereitung und Bau (Tabelle1, Punkt 7 bis Punkt 9)

Spätestens 12 Wochen vor Baubeginn übergibt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die im Vordruck E.4 aufgeführten Unterlagen in deutscher Sprache und möglichst in elektronischer Form bzw. in zweifacher (Papier-)Ausfertigung. Der Vordruck E.4 „Errichtungsplanung“ ist als Deckblatt der durch den Anschlussnehmer einzureichenden, nachfolgend aufgeführten Projektunterlagen zu verwenden:

- Maßstäblicher Lageplan des Grundstücks mit eingezeichnetem Standort der Übergabestation, der Leitungstrasse des Netzbetreibers sowie der vorhandenen und geplanten Bebauung;
- einphasiger Übersichtsschaltplan der Übergabestation einschließlich Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze, Transformatoren, Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen (wenn Schutzeinrichtungen vorhanden, Darstellung, wo die Messgrößen für die Kurzschluss- und bei Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Entkopplungsschutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtung wirkt, Daten der Hilfsenergiequelle); Darstellung der kundeneigenen Hochspannungs-Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten und Angabe der technischen Kennwerte der nachgelagerten kundeneigenen Hochspannungs-Schaltanlagen, (Beispiel siehe [Anhang D](#));
- Zeichnungen aller Hochspannungs-Schaltfelder mit Anordnung der Geräte (Montagezeichnungen);
- Darstellung des Messkonzepts, Anordnung der Mess- und Zähleinrichtung mit Einrichtungen zur Datenfernübertragung. Anordnung der Fernwirktechnik und der ggf. notwendigen sekundärtechnischen Komponenten des Netzbetreibers;
- Grundrisse und Schnittzeichnungen, möglichst im Maßstab 1:50, der elektrischen Betriebsräume für die Hochspannungs-Schaltanlage und Transformatoren. Aus diesen Zeichnungen müssen auch die Trassenführung der Leitungen und der Zugang zur Schaltanlage ersichtlich sein;
- Nachweis des Schutzes vor Gefährdung durch Störlichtbögen nach **DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202)** bzw. **DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1)** (unter anderem Druckberechnung);
- einvernehmliche Regelung bezüglich des Standorts und Betriebs der Übergabestation und der Netzbetreiber-Kabeltrasse zwischen dem Haus- und Grundeigentümer und dem Errichter bzw. dem Betreiber der Übergabestation, wenn dies unterschiedliche Personen sind;
- Nachweise zur Erfüllung der technischen Anforderungen des Netzbetreibers nach dieser VDE-Anwendungsregel.

Der Netzbetreiber prüft die eingereichten Unterlagen mit einer Frist von 6 Wochen. Eine mit dem (Sicht-)Vermerk des Netzbetreibers versehene Ausfertigung der Unterlagen erhält der Anschlussnehmer bzw. sein Beauftragter wieder zurück. Dieser Vermerk hat eine befristete Gültigkeit von sechs Monaten und

bestätigt nur die Prüfung der Belange des Netzbetreibers. Eintragungen des Netzbetreibers sind bei der Ausführung vom Errichter der Anlage einzuhalten. Für die Einhaltung der geltenden gesetzlichen und behördlichen Vorschriften oder Verfügungen (unter anderem DIN-VDE-Normen) bleibt der Anschlussnehmer verantwortlich. Mit den Bau- und Montagearbeiten der Übergabestation sollte erst begonnen werden, wenn die mit dem Vermerk des Netzbetreibers versehenen Unterlagen beim Anschlussnehmer bzw. seinem Beauftragten und dem Netzbetreiber das bestätigte Anschlussangebot vorliegen. Bei Baubeginn vor Rückgabe der Unterlagen durch den Netzbetreiber trägt der Anschlussnehmer das Risiko für gegebenenfalls auftretende zusätzliche Aufwendungen.

4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung (Tabelle 1, Punkt 11 bis Punkt 15)

Mindestens 12 Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation wird der verbindliche Inbetriebsetzungstermin zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber abgestimmt. Der Netzbetreiber wird die Inbetriebnahme des Netzanschlusses daraufhin in die Schaltungsplanung des entsprechenden Zeitraums einordnen.

Mindestens zwei Wochen vor der Inbetriebnahme des Netzanschlusses sind dem Netzbetreiber nachfolgende Unterlagen und eine Übersicht zu Ansprechpartnern des Anschlussnehmers für die Organisation und Durchführung von Schalthandlungen zu übergeben:

- aktualisierte Projektunterlagen (mit Nachweis der Erfüllung eventueller Auflagen seitens des Netzbetreibers);
- Schutzprüfprotokolle, bei Erzeugungsanlagen einschließlich der übergeordneten Entkopplungsschutzfunktionen (der Umfang der Prüfungen und deren Nachweis im Schutzprüfprotokoll ist entsprechend der Vorgaben der beiden Technischen Hinweise des FNN „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [6] und „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [15] auszuführen);
- Erdungsprotokoll mit Angaben zur Messmethode, zu Messergebnissen der Berührungsspannungen, der Potenzialdifferenzen und der Erdungsimpedanz der Anlage;
- Vorinbetriebnahmeprotokoll der Messeinrichtung.

Außerdem informiert der Anschlussnehmer den Messstellenbetreiber über den abgestimmten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation. Der Anschlussnehmer bestätigt, dass der Messstellenbetreiber die Messeinrichtung bis zum Inbetriebsetzungszeitpunkt betriebsbereit erstellen wird.

Mindestens zwei Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation sind auch die Verträge und Vereinbarungen vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zurückzugeben. Hierbei handelt es sich um die unterzeichnete Netzführungsvereinbarung. Mindestens jedoch müssen dem Netzbetreiber schriftlich die Kontaktdaten (unter anderem Telefonnummer) des Anlagenbetreibers und einer durchgehend erreichbaren Netzführungsstelle des Anschlussnehmers oder von schaltberechtigten Personen des Anschlussnehmers und deren Telefonnummern, bekannt sein.

Für die Inbetriebnahme des Netzanschlusses bestehen folgende netzvertriebliche Voraussetzungen:

- unterzeichneter Netzanschlussvertrag zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber;
- unterzeichneter Netznutzungs- und ggf. Anschlussnutzungsvertrag zwischen Anschlussnutzer und Netzbetreiber;
- Anmeldung der Entnahmestelle beim Netzbetreiber durch den Stromlieferanten.

ANMERKUNG Nach EEG 2017, § 7, Abs. 1 [8] gilt für EEG-Anlagen: „Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Verpflichtung aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrags abhängig machen“.

Je nach technischer Ausführung des Netzanschlusses sind ggf. weitere Dokumente notwendig.

Es erfolgt dann eine technische Abnahme der Übergabestation durch den Anlagenbetreiber im Beisein des Netzbetreibers. Dabei wird in der Regel bereits der erste Teil des Inbetriebsetzungsprotokolls der Übergabestation durch den Anlagenerrichter ausgefüllt (in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten mit Vordruck E.5). Zu dieser technischen Abnahme gehört auch die Kontrolle der Zugänglichkeit und Trennfunktion der Übergabeschaltanlage.

Bei fernwirktechnischer Anbindung der Übergabestation ist außerdem eine Funktionsprüfung von der Netzleitstelle des Netzbetreibers bis in die Übergabestation durch den Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer gemeinsam mit dem Netzbetreiber vorzunehmen. Bei Erzeugungsanlagen erfolgt dabei in Abstimmung mit dem Netzbetreiber auch die Prüfung der Schnittstelle für die Wirkleistungs- und Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers (Bittest).

4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation

Zusätzlich zu den in 4.2.5 aufgeführten Punkten muss dem Netzbetreiber zur Inbetriebsetzung der Übergabestation ein vollständig ausgefülltes und unterschriebenes Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen (siehe Vordruck E.5) zur Verfügung gestellt werden. Im Inbetriebsetzungsprotokoll wird vom Anschlussnehmer bestätigt, dass die Übergabestation nach den in 4.1 aufgeführten Vorschriften, Normen und Bestimmungen sowie nach dieser Anwendungsregel ausgeführt wurde.

Bei der Inbetriebsetzung der Übergabestation sind der Anlagenbetreiber, der Netzbetreiber und der Messstellenbetreiber anwesend. Der Netzbetreiber erteilt die Erlaubnis zur Zuschaltung im Rahmen des Schaltgesprächs und bestätigt die Erlaubnis zur Zuschaltung in dem Inbetriebsetzungsprotokoll (Vordruck E.5). Das bei der Inbetriebsetzung der Übergabestation durch den Anlagenerrichter ausgefüllte Inbetriebsetzungsprotokoll E.5 verbleibt beim Netzbetreiber, dem Anschlussnehmer ist eine Kopie auszuhändigen. Der Netzbetreiber behält sich eine Sichtkontrolle der für den Netzanschluss relevanten Komponenten der Übergabestation und eine Funktionskontrolle der Schutz- und Leittechnik vor. Werden Mängel festgestellt, die den Netzbetrieb beeinträchtigen können, so darf der Netzbetreiber die Inbetriebsetzung der Übergabestation bis zur Mängelbeseitigung untersagen.

Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt vom Netzbetreiber bis zur Übergabestelle (in der Regel erstes kundeneigenes Schaltgerät, z. B. Übergabeleistungsschalter). Die Durchschaltung der Spannung in die Kundenanlage erfolgt durch den Anlagenbetreiber.

Der Netzbetreiber übernimmt mit der Inbetriebsetzung ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die Betriebssicherheit der kundeneigenen Anlage.

4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Der Anschluss- und Inbetriebsetzungsprozess für Erzeugungsanlagen erfolgt nach den in Bild 1 dargestellten Phasen mit den dort aufgeführten Nachweisen. Je nach Einordnung der Erzeugungsanlage hinsichtlich Leistungsgröße, bei ggf. vorhandenem Prototypenstatus oder bei speziellen Erzeugungsanlagen im Einzelnachweisverfahren, ergibt sich dabei eine unterschiedliche zeitliche Reihenfolge der Arbeitsschritte. Bezüglich der Nachweise sind die Bestimmungen des Abschnitts 11 zu beachten. Die eigentliche Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ist dabei in 11.5 und 11.6 beschrieben.

Alle für Erzeugungsanlagen beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für Mischanlagen und Speicher sowie für Notstromaggregate mit Netz-Parallelbetrieb entsprechend 8.9.2.

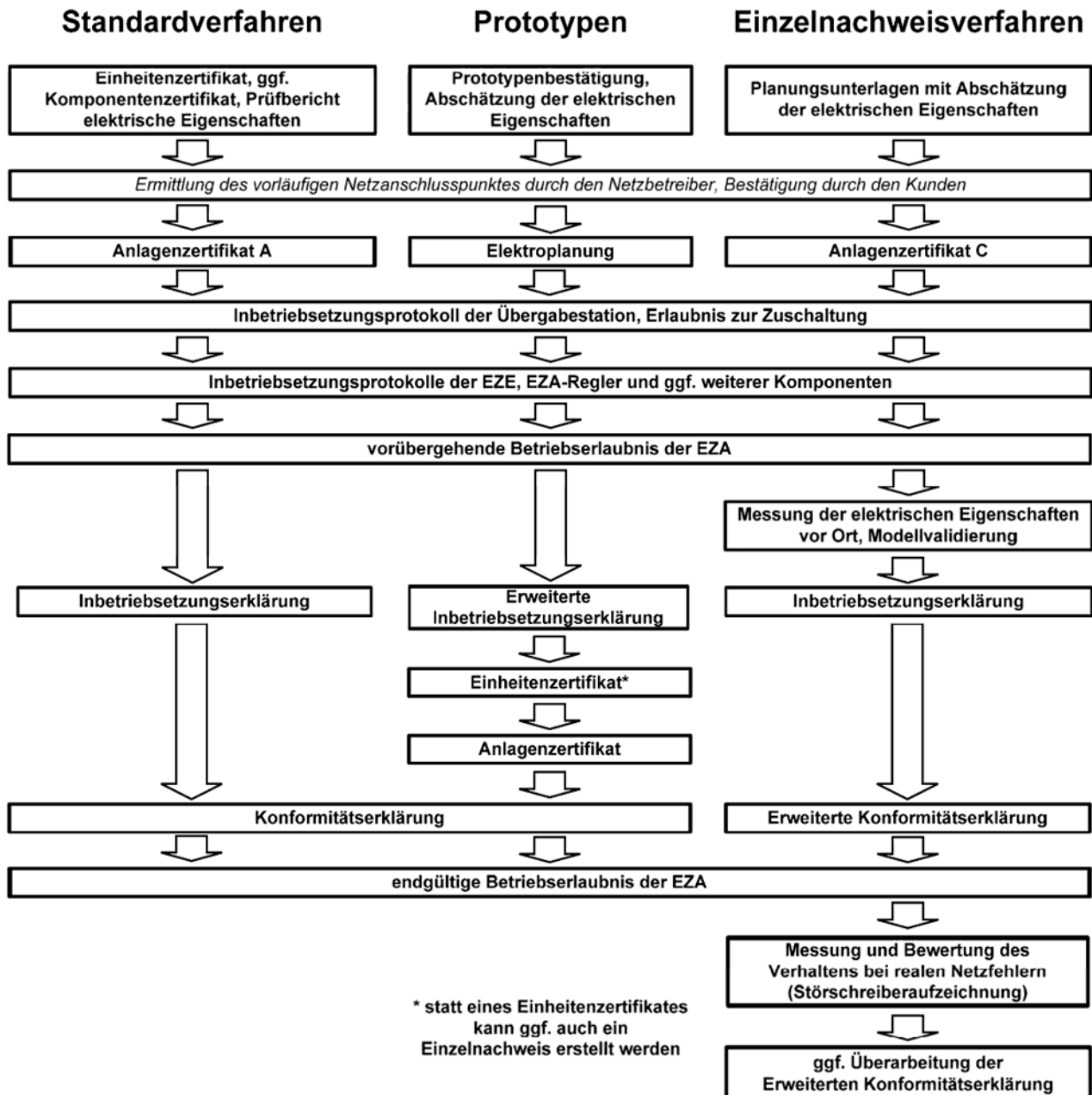


Bild 1 – Anschlussprozess und dazugehörige Nachweise

5 Netzanschluss

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunkts

Jede Kundenanlage wird über eine Anschlussnehmer-eigene Übergabestation an das Hochspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossen. Abweichungen von dieser Regelung sind gesondert mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren.

Der Netzanschluss von Kundenanlagen erfolgt in der Regel über einen Stichanschluss (siehe [Anhang D](#): Beispiel für einen Stichanschluss). In Abstimmung zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber darf auch eine andere Anschlusslösung realisiert werden.

Kundenanlagen sind an einem geeigneten Punkt im Netz der allgemeinen Versorgung, dem Netzanschlusspunkt, anzuschließen. Anhand der unter [4.2](#) aufgeführten Unterlagen ermittelt der Netzbetreiber den

geeigneten Netzanschlusspunkt, der auch unter Berücksichtigung der Kundenanlage einen sicheren Netzbetrieb sicherstellt und an dem die beantragte Leistung übertragen werden kann. Wesentliche Kriterien zur Bestimmung des Netzanschlusspunkts und der Netzanschlusslösung sind:

- Höhe der Anschlussleistung (vereinbarte Leistung für Bezug und/oder Einspeisung);
- Art und Betriebsweise der anzuschließenden Kundenanlage;
- örtliche Netzverhältnisse;
- eindeutige Schutzverhältnisse zur selektiven Fehlererfassung im Netz;
- die vom Anschlussnehmer gewünschte Versorgungszuverlässigkeit;
- Beeinflussung anderer, an dieses Netz angeschlossener Kundenanlagen;
- die von der Kundenanlage bewirkte Spannungsänderung im Netz.

Nach Stellung des Anschlussantrags durch den Anschlussnehmer erfolgt eine Prüfung durch den Netzbetreiber. Diese Prüfung erfolgt für das Netz der allgemeinen Versorgung unter Berücksichtigung des durch den Netzbetreiber festgelegten Normalschaltzustands des Netzes. Die Schaltfreiheit des Netzbetreibers darf durch den Betrieb der Kundenanlage zur Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit sowie für Instandhaltungsaufgaben nicht eingeschränkt werden.

Für Bezugsanlagen ist das Hochspannungsnetz in der Regel (n-1)-sicher ausgebaut. Der Anschlussnehmer der Bezugsanlage kann mit dem Netzbetreiber Maßnahmen bzw. ein Anschlusskonzept zur Erhöhung seiner Versorgungszuverlässigkeit abstimmen.

Für Erzeugungsanlagen und die Einspeisung aus Speichern ist das Hochspannungsnetz nicht (n-1)-sicher ausgebaut. Wenn die vereinbarte Leistung größer ist als die im (n-1)-Fall zulässige Leistung, muss die Erzeugungsanlage im (n-1)-Fall in ihrer Leistung beschränkt oder ganz abgeschaltet werden. Die Erzeugungsanlage selbst wird üblicherweise nicht (n-1)-sicher an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen.

Die Beurteilung der Anschlussmöglichkeit unter dem Gesichtspunkt der Netzzrückwirkungen erfolgt anhand der Impedanz des Netzes am Netzverknüpfungspunkt (wie Kurzschlussleistung, Resonanzen usw.), der Anschlussleistung sowie der Art und Betriebsweise der Kundenanlage. Sofern mehrere Kundenanlagen im gleichen Hochspannungsnetz angeschlossen sind, muss deren Gesamtwirkung betrachtet werden. Die Ermittlung des Netzanschlusspunkts hat unter Berücksichtigung der Verschiebungsfaktoren der Bestandsanlagen sowie der Neuanlage zu erfolgen. Bestandsanlagen sowie die Neuanlage sind mit den maximal mit dem Netzbetreiber vereinbarten Verschiebungsfaktoren zu berücksichtigen.

Eigentumsgrenze

Die Eigentumsgrenze wird zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber in einem Vertrag (z. B. einem Netzanschlussvertrag) vereinbart.

Sofern nichts anderes vertraglich vereinbart wird, liegt die Eigentumsgrenze für EEG-Anlagen bei Freileitungsanschlüssen an den Anschlussklemmen der Seilverbindungen an das durchlaufende Leiterseil der Freileitung. Die Anschlussklemmen stehen dabei im Eigentum des Netzbetreibers, bei Kabelanschlüssen befindet sich die Eigentumsgrenze an den Kabelendverschlüssen des in der Übergabestation ankommenden Kabels.

5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel

Der Betrieb der Kundenanlagen verursacht eine Änderung der Belastung von Leitungen, Transformatoren und anderen Betriebsmitteln des Netzes. Daher ist eine Überprüfung der Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel im Hinblick auf die angeschlossenen Kundenanlagen nach den einschlägigen Bemessungsvorschriften durch den Netzbetreiber erforderlich.

Bei möglichen Überschreitungen von Bemessungsgrenzwerten muss das Netz ausgebaut bzw. verstärkt werden. Je nach Art und Umfang der Maßnahme kann das einen mehrjährigen Zeitraum in Anspruch nehmen.

Bei den meisten Kundenanlagen kann für die thermische Belastung der Netzbetriebsmittel die maximale Scheinleistung $S_{A\max}$ zugrunde gelegt werden. Im praktischen Gebrauch genügt es in der Regel, den vorgegebenen Verschiebungsfaktor für die Bestimmung der maximalen Scheinleistung zu verwenden:

$$S_{A\max} = \frac{\sum P_{E\max}}{\cos \varphi} \quad (1)$$

5.3 Betriebsspannung und Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ 1-Anlagen

5.3.1 Allgemein

Die Betriebsspannung im Hochspannungsnetz liegt in der Regel zwischen 96 kV und 123 kV (10-Minuten-Mittelwert des Spannungs-Effektivwerts). Die Betriebsfrequenz schwankt in der Regel um wenige mHz, kann aber in den in [Bild 4](#) dargestellten Frequenzbereichen variieren.

5.3.2 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen

Aus Stabilitätsgründen ist zur Erfüllung der Anforderungen der dynamischen Netzstützung und der statischen Spannungshaltung eine bestimmte Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt erforderlich.

Die Anschlussbeurteilung darf mit einem vereinfachten Verfahren (ohne dynamische Simulation) erfolgen, wenn die im Folgenden genannten Bedingungen für die Mindestkurzschlussleistung eingehalten werden:

- die Netzkurzschlussleistung S_{kV} am Netzanschlusspunkt der Typ-1-Anlage entspricht mindestens dem 12-Fachen der Summe der Scheinleistungen aller an diesem Netzanschlusspunkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen des Typs 1.
- die Summe der Netzkurzschlussleistungen S_{kV} aller aus dem Übertragungsnetz einspeisenden Transformatoren entspricht mindestens dem 12-Fachen der Summe der Scheinleistungen aller an diesem Hochspannungsnetz angeschlossenen Typ-1-Anlagen.

Voraussetzung: Die Stabilität der Erzeugungseinheit ist für ein Verhältnis $S_{kV}/S_{rE} \geq 6$ nachgewiesen.

ANMERKUNG Bei Großstörungen im Verbundnetz treten Pendelungen auf. Die Spannung im überlagerten Netz bricht dabei ein. Damit die Erzeugungsanlagen trotzdem stabil bleiben können, ist in der Realität eine Kurzschlussleistung erforderlich, die höher ist als bei der Nachweisführung für die Stabilität der Anlagen angenommen wurde.

Werden die obigen Bedingungen nicht erfüllt, sind dynamische Berechnungen durchzuführen. Für diese Berechnungen sind anlagennahe Fehler im Hoch- und Höchstspannungsnetz zugrunde zu legen. Der Übertragungsnetzbetreiber liefert Spannungs-/Zeitprofile der Fehler im Übertragungsnetz. Für die Berechnungen sind die Typ-1-Anlagen, die in dieses Hochspannungsnetz einspeisen, genauso zu berücksichtigen wie die Typ-1-Anlagen in den nachgeschalteten Mittelspannungsnetzen. Für die Typ-1-Anlagen im Mittelspannungsnetz können vereinfachte Datensätze zugrunde gelegt werden (z. B. Zusammenfassung aller Typ-1-Anlagen eines Mittelspannungsnetzes).

5.4 Netzurückwirkungen

5.4.1 Allgemeines

Die elektrischen Einrichtungen der Kundenanlage sind so zu planen, zu bauen und zu betreiben, dass Rückwirkungen auf das Verteilnetz des Netzbetreibers und die Anlagen anderer Anschlussnehmer auf ein zulässiges Maß begrenzt werden. Treten störende Rückwirkungen auf das Verteilnetz des Netzbetreibers auf, die auf die Kundenanlage zurückzuführen sind, so hat der Anschlussnehmer in seiner Anlage Maßnahmen zur Begrenzung der Rückwirkungen zu treffen. Die Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. In Einzelfällen können spezielle vertragliche Festlegungen für die zulässige Störaussendung einer Kundenanlage getroffen werden. Der Anschlussnehmer stellt dem Netzbetreiber das ausgefüllte Datenblatt [E.2](#) bzw. – im Falle von Erzeugungsanlagen und Speichern – das ausgefüllte Datenblatt [E.6](#) zur

Verfügung. Weitere anzuwendende Verfahren zur Berechnung von Netzurückwirkungen (Anlagenhäufungen; z. B. die Addition von mehreren Erzeugungseinheiten) sind in Abschnitt B.9 aufgeführt, Beispielrechnungen in den D-A-CH-CZ-Richtlinien [3].

Auch wenn die Anforderungen dieses Abschnitts eingehalten werden, können niederfrequente (< 50 Hz) und andere Störbeeinflussungen durch Wechselwirkungsprozesse zwischen Erzeugungsanlage, Speichern, Verbraucherlasten und dem Netz zu unzulässigen Netzurückwirkungen führen, da 5.4 Planungswerte beinhaltet. Können solche niederfrequente Wechselwirkungen zwischen Kundenanlagen festgestellt werden, so muss der Anschlussnehmer Maßnahmen ergreifen, der zuletzt an das Hochspannungsnetz angeschlossen wurde und maßgeblich an diesen Netzurückwirkungen beteiligt ist.

Die Verfahren zur Messung der Spannungsqualität sind nach DIN EN 61000-4-30:2016-01, Klasse A, auszuführen.

5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen

Um unzulässige Netzurückwirkungen zu vermeiden, müssen schnelle Spannungsänderungen durch Schaltvorgänge von Kundenanlagen auf den nachfolgend aufgeführten Wert begrenzt werden.

ANMERKUNG 1 Bei Angabe einer relativen Spannungsänderung Δu wird die Spannungsänderung der verketteten Spannung ΔU auf die Netznennspannung U_n bezogen.

$$\Delta u = \Delta U / U_n \quad (2)$$

ANMERKUNG 2 Zu bewerten sind hier auch Betriebsmittel in Bezugskundenanlagen (z. B. Transformatoren) als auch Erzeugungseinheiten und Komponenten (z. B. FACTS, Transformatoren) und Speicher.

ANMERKUNG 3 Unzulässige Spannungsänderungen durch das großflächige zeitgleiche Hoch- bzw. Abfahren von vielen Kundenanlagen in vielen Umspannwerken (z. B. durch Marktprozesse oder Netzsicherheitsmanagement) werden durch die Festlegung des maximal zulässigen Leistungsgradienten begrenzt (siehe 10.2.4). Hierzu ist keine Berechnung bei der Anschlussbewertung einer Kundenanlage durchzuführen.

Schnelle Spannungsänderungen durch Schaltvorgänge

Sofern das Hochspannungsnetz im Normalschaltzustand betrieben wird und die zulässigen Grenzen für Netzspannung und Netzfrequenz eingehalten werden, ist folgender Grenzwert für die gesamte Kundenanlage am Netzverknüpfungspunkt einzuhalten:

$$\Delta u \leq 2 \% \quad (3)$$

Die durch die Kundenanlage am Netzverknüpfungspunkt verursachten schnellen Spannungsänderungen $\leq 2 \%$ sind dann zulässig, wenn die nach Gleichung (4) und (5) ermittelten Grenzwerte für Häufigkeit und Mindestpausenzeit eingehalten werden.

$$\text{Häufigkeit } n = \frac{12(0,25)^3}{\left(\frac{\Delta u}{7,36 \%}\right)^3} \quad (4)$$

$$\text{Mindestpausenzeit } z = \frac{120 \text{ min}}{n} \quad (5)$$

Nur bei seltenen schnellen Spannungsänderungen sind nach Absprache mit dem Netzbetreiber $\Delta u > 2 \%$ zulässig.

Schnelle Spannungsänderungen durch Schutzauslösungen

Bei ungeplanten Abschaltungen in Folge einer Schutzauslösung aller an einem Schutzabschnitt (z. B. einem Hochspannungs-Leitungsabschnitt) angeschlossenen Kundenanlagen dürfen schnelle Spannungsänderungen im verbleibenden 110-kV-Netz $\Delta u \leq 5 \%$ nicht überschreiten.

5.4.3 Flicker

Die zulässigen Flickerstärken aller Kundenanlagen zusammen im Hochspannungsnetz dürfen $P_{\text{lt ges.}} = 0,4$ und $P_{\text{st ges.}} = 0,8$ nicht überschreiten.

Dabei ist die zulässige Störaussendung einer einzelnen Kundenanlage im Hochspannungsnetz am Netzverknüpfungspunkt wie folgt zu berechnen:

$$P_{\text{sti}} = 0,8 \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_0}} \quad (6)$$

$$P_{\text{lti}} = 0,65 \cdot P_{\text{sti}} \quad (7)$$

Dabei ist

S_A die Anschlussscheinleistung der betrachteten Kundenanlage in MVA (Summe der Beträge aus Bezugs-, Erzeugungs- und Speicherleistung);

S_0 Referenzleistung des Hochspannungsnetzes in MVA (in der Regel die übertragbare Leistung der 110-kV-Leitung)

Die zulässige Störaussendung einer Kundenanlage ist dabei auf $P_{\text{sti}} = 0,6$ bzw. $P_{\text{lti}} = 0,4$ begrenzt.

Die Bewertung nach der Gleichung (6) kann unter Umständen sehr kleine zulässige Störaussendungspegel ergeben. Jedem Anschlussnehmer darf ein minimaler Störaussendungspegel als Grundpegel (Tabelle 2) zugestanden werden.

Tabelle 2 – Minimal zulässige Flickerstärkepegel

	HS
$P_{\text{sti}} \text{ zul min}$	0,30
$P_{\text{lti}} \text{ zul min}$	0,25

5.4.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Der Netzbetreiber gibt in Abhängigkeit des Leistungsbezugs der Kundenanlage und den Gegebenheiten am Netzverknüpfungspunkt Obergrenzen für die Einspeisung von Oberschwingungsströmen vor.

Für Bezugsanlagen gelten die Grenzwerte der D-A-CH-CZ-Richtlinie nach [3], [3a].

Die von Erzeugungsanlagen in das Hochspannungsnetz eingespeisten Ströme dürfen die Grenzwerte nach Gleichung 8 nicht überschreiten.

Tabelle 3 – Auf die Netzkurzschlussleistung S_{kV} am Netzverknüpfungspunkt bezogene zulässige Oberschwingungsströme $i_{v,\mu \text{ zul}}$ in A/GVA

Ordnungszahl v, μ	$i_{v,\mu \text{ zul}}$ in A/GVA
5	2,6
7	3,75
11	2,4
13	1,6
17	0,92
19	0,70
23	0,46
25	0,32
$25 < v < 40^a$	$0,32 \times 25/v$
Geradzahlige $v \leq 40$	$5,25/v$
$\mu < 40$	$5,25/\mu$
$\mu, v > 40^b$	$16/\mu$
^a Ungeradzahlig.	
^b Ganzzahlig und nicht ganzzahlig innerhalb einer Bandbreite von 200 Hz. Messung nach DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) , Anhang B .	

ANMERKUNG 1 Die oben aufgeführten Grenzwerte sind für abweichende Nennspannungen im Verhältnis zu 110 kV umzurechnen.

ANMERKUNG 2 Für Oberschwingungen der durch drei teilbaren Ordnungszahlen können die in der Tabelle 3 für die nächsthöhergelegene Ordnung angegebenen Werte zugrunde gelegt werden.

Die in Tabelle 3 aufgeführten Ströme sind im Verhältnis der Anschlussscheinleistung S_A zur Referenzleistung S_0 nach Gleichung 8 aufzuteilen. Die fiktive Referenzleistung S_0 richtet sich nach der im Umfeld des Netzverknüpfungspunkts an das Netz des Netzbetreibers theoretisch anschließbaren Erzeugungsleistung und ist vom Netzbetreiber im Abfragebogen anzugeben. Üblicherweise wird hierfür die Übertragungsfähigkeit der Hochspannungsleitung, an der sich der Netzverknüpfungspunkt befindet, herangezogen. Bei Direktanschlüssen an die Hochspannungsschaltanlage von Netzkuppelstationen HÖS/HS wird in der Regel die installierte Bemessungsscheinleistung der Netzkuppel-Transformatoren HÖS/HS angesetzt.

$$I_{v,\mu,\text{zul}} = i_{v,\mu,\text{zul}} \cdot S_{kV} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_0}} \quad (8)$$

Bei den in Tabelle 3 aufgeführten spezifischen Oberschwingungs- und Zwischenharmonischen-Strömen ist die Resonanzfrequenz des Hochspannungsnetzes nicht berücksichtigt. Ist mit Resonanzen im Hochspannungsnetz zu rechnen, sind die Resonanzfrequenzen nach D-A-CH-CZ-Richtlinie [3], [3a] zu ermitteln und die zulässigen Ströme in Tabelle 3 entsprechend zu reduzieren (siehe auch B.9.4).

5.4.5 Kommutierungseinbrüche

Die relative Tiefe von Kommutierungseinbrüchen d_{kom} durch gesteuerte netzgeführte Stromrichter darf am Netzverknüpfungspunkt im ungünstigsten Betriebszustand den Wert von

$$d_{\text{kom}} = 3 \% \quad (9)$$

nicht überschreiten ($d_{\text{kom}} = \Delta U_{\text{kom}} / \hat{U}_n$ mit \hat{U}_n = Scheitelwert der Grundschiwingung der Nennspannung U_n).

$$d_{\text{kom}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(\frac{1}{\frac{u_{\text{k, kom}} \cdot S_{\text{kV}}}{S_{\text{r, STR}}} \cdot \frac{p}{6 \cdot \sin \alpha} + 1} \right) \quad (10)$$

Dabei ist

- d_{kom} zu erwartende relative Tiefe der Kommutierungseinbrüche;
 $u_{\text{k, kom}}$ relative Kurzschlussspannung der Kommutierungsreaktanz;
 S_{kV} Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;
 $S_{\text{r, STR}}$ Bemessungsscheinleistung des Stromrichters;
 p Pulszahl des Stromrichters;
 α ungünstigster Steuerwinkel des Stromrichters.

5.4.6 Unsymmetrien

Am Netzanschlusspunkt der Kundenanlage mit dem Hochspannungsnetz darf der Quotient der Ströme aus Gegen- und Mitsystem, die auf die Kundenanlage zurückzuführen sind, $I_2/I_1 \leq 2,5 \%$ nicht übersteigen. Es ist jeweils über 1 Minute zu mitteln.

Sofern eine Erzeugungsanlage technisch dazu in der Lage ist, geregelt einen Gegensystemstrom einzuspeisen, so dass am Netzanschlusspunkt eine symmetrierende Wirkung auf die Netzspannung erreicht wird, sind Abweichungen vom o. g. Quotienten in Absprache mit dem Netzbetreiber zulässig.

5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

Sofern der Netzbetreiber ein Tonfrequenz-Rundsteuersystem betreibt, sind die von ihm verwendeten Rundsteuerfrequenzen zu erfragen.

Der Betrieb der Kundenanlage darf zu einer Reduzierung des Tonfrequenzpegels im Hochspannungsnetz um maximal 2 % U_f führen. Die Kundenanlage darf zudem nicht mehr als 0,1 % U_n der verwendeten Tonfrequenz und nicht mehr als 0,3 % U_n von ± 100 Hz der verwendeten Tonfrequenz in das Hochspannungsnetz erzeugen. Alle Angaben beziehen sich auf verkettete Spannungen. Der Netzbetreiber kann vom Anschlussnehmer Maßnahmen zur Vermeidung unzulässiger Beeinträchtigungen, die durch Betriebsmittel der Kundenanlage verursacht werden, verlangen. Verwendet der Anschlussnehmer elektrische Betriebsmittel, deren Funktion durch Rundsteuersendungen beeinträchtigt werden können, so hat er selbst dafür zu sorgen, dass durch den Einbau geeigneter technischer Mittel oder durch Wahl entsprechender Geräte eine Beeinträchtigung vermieden wird.

5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes

Betreibt der Anschlussnehmer eine Anlage mit trägerfrequenter Nutzung seines Stromnetzes, so ist durch geeignete Einrichtungen (z. B. eine Trägerfrequenzsperre) sicherzustellen, dass störende Beeinflussungen anderer Kundenanlagen sowie der Anlagen des Netzbetreibers vermieden werden. Das Verteilnetz darf vom Anschlussnehmer nur mit Genehmigung des Netzbetreibers zur trägerfrequenten Übertragung von Signalen mitbenutzt werden.

5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungseinbrüche und Versorgungsunterbrechungen

Sind Verbrauchseinrichtungen des Anschlussnehmers gegen kurzzeitige Spannungseinbrüche oder Versorgungsunterbrechungen empfindlich, so sind vom Anschlussnehmer geeignete Vorkehrungen zu treffen. Anlagen zur Ersatzstromerzeugung (Notstromaggregate nach 8.9) bedürfen einer Abstimmung mit dem Netzbetreiber.

5.5 Blindleistungsverhalten

Bei Bezug von Wirkleistung aus dem Hochspannungsnetz gilt – sofern keine anderslautenden vertraglichen Regelungen vereinbart wurden – im gesamten Spannungsband nach 5.3 und im gesamten Wirkleistungsbereich (siehe Bild 2):

- eine Aufnahme von induktiver Blindleistung (I. Quadrant im Bild 2, untererregt) in Höhe von bis zu maximal 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ ist unabhängig von der Wirkleistung zulässig;
- eine Aufnahme kapazitiver Blindleistung (IV. Quadrant im Bild 2) ist generell unzulässig;
- oberhalb von 15 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ darf ein Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,95_{\text{induktiv}}$ nicht unterschritten werden.

Die obigen Werte sind als 15-Minuten-Mittelwerte zu bestimmen.

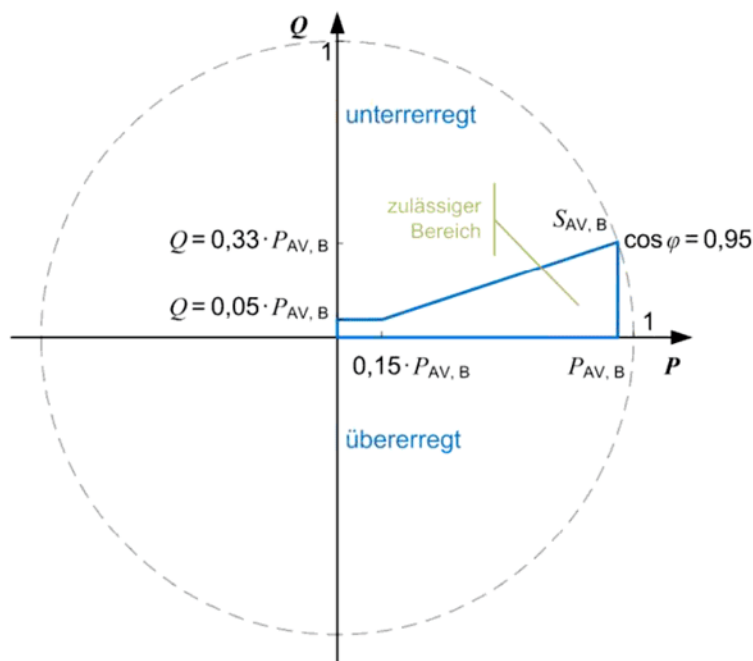


Bild 2 – Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ bei Wirkleistungsbezug der Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpfeilsystem)

Falls der Anschlussnehmer diese Grenzwerte nicht einhalten kann, führt er – in Abstimmung mit dem Netzbetreiber – auf seine Kosten eine seinen tatsächlichen Belastungsverhältnissen angepasste, ausreichende Blindleistungskompensation durch.

Der Betrieb einer Kompensationsanlage kann Maßnahmen zur Begrenzung der Oberschwingungsspannungen und zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen auf die Tonfrequenzrundsteuerung erfordern. Leistung, Schaltung und Regelungsart der Kompensationsanlage sind daher mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Durch das Schalten von Kompensationsanlagen darf eine schaltbedingte Spannungsänderung von 0,5 % U_N am Netzanschlusspunkt nicht überschritten werden.

Die zur Blindleistungskompensation in reinen Bezugsanlagen einzubauenden Anlagen sind entweder abhängig vom Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ zu steuern oder im Falle der Einzelkompensation gemeinsam mit den zugeordneten Verbrauchsgeräten ein- bzw. auszuschalten.

Eine lastunabhängige Festkompensation ist nicht zulässig.

Eine eventuell notwendige Verdrosselung der Kompensationsanlage stimmt der Anschlussnehmer mit dem Netzbetreiber ab.

Das Blindleistungsverhalten bei Einspeisung von Wirkleistung in das Hochspannungsnetz ist in 10.2.2 beschrieben.

6 Übergabestation

6.1 Baulicher Teil

6.1.1 Allgemeines

Alle Schaltanlagen- und Transformatorräume sind als „abgeschlossene elektrische Betriebsstätten“ entsprechend den aktuellen Normen (wie z. B. Normenreihe DIN VDE 0100 (VDE 0100), **DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1)**, **DIN EN 50522 (VDE 0101-2)**, **DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)**) zu planen, errichten, betreiben und instand zu halten. Weitere Vorschriften, wie die Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV [14], usw. sind einzuhalten.

Zur Einführung der Anschlussleitungen in die Kundenanlage und – soweit erforderlich – zur Installation weiterer Betriebsmittel der Übergabestation stellt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber auf seinem Grundstück geeignete Flächen und/oder Räume auf Verlangen des Netzbetreibers im Rahmen einer Grunddienstbarkeit unentgeltlich zur Verfügung. Soweit von der Installation der erforderlichen Betriebsmittel das Eigentum Dritter betroffen ist, weist der Anschlussnehmer vor der Installation schriftlich deren Zustimmung nach.

Rechtzeitig vor der Errichtung der Übergabestation legt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber Baupläne, Schaltbilder und Zeichnungen der Schaltanlage sowie Grundriss- und Schnittzeichnungen der elektrischen Betriebsräume deutscher Sprache und möglichst in elektronischer Form bzw. in zweifacher (Papier-) Ausfertigung zur Einsichtnahme und Beurteilung vor (siehe 4.2).

Der Anschlussnehmer bzw. dessen Beauftragter ist für sämtliche behördlichen Genehmigungen (z. B. Baugenehmigung) und Anzeigen (z. B. Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV [14]) zuständig. Mit der Errichtung dürfen nur Fachfirmen beauftragt werden.

Die Auslegung des baulichen Teils der Übergabestation unter Berücksichtigung eventueller Erweiterungen und Änderungen veranlasst der Anschlussnehmer im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber. Sie ist hauptsächlich abhängig von der Lage des Grundstücks, der Bauart und dem Umfang der Übergabestation sowie der Art der Anschlussleitungen (Kabel oder Freileitung) sowie vom Aufbau des vorhandenen Netzes.

Die Übergabestation ist mit mindestens einem geeigneten Raum auszustatten, in dem die Sekundäranlagen untergebracht werden können. Zu den Sekundäranlagen gehören z. B. Schutz- und Messeinrichtungen, Einrichtungen der Fernsteuerung/Fernüberwachung und der informationstechnischen Anbindung, Zählerplatz für Abrechnungs- und Vergleichsmessung sowie der unterbrechungsfreien Stromversorgung. Für die Unterbringung der Sekundäranlagen des Netzbetreibers stellt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber unentgeltlich ausreichenden und geeigneten Raum zur Verfügung. Für die Anbindung der Fernwirktechnik des Netzbetreibers sind in der Übergabestation geeignete Kabelwege vorzusehen bzw. auf Anforderung des Netzbetreibers herzustellen. Bei Anbindung mittels Mobilfunk ist dem Netzbetreiber unentgeltlich ein Montageplatz für eine Antenne außen am Gebäude zur Verfügung zu stellen.

6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung

Lage und Zufahrt

Der Standort der Übergabestation wird entsprechend den Anforderungen des Anschlussnehmers und den örtlichen Gegebenheiten des Hochspannungsnetzes ausgewählt. Bei Anschluss an eine Freileitung (Regelfall) sollte die Übergabestation idealerweise nahe an der Leitung, jedoch außerhalb des Schutzstreifens errichtet werden. Eine Unterbauung der Hochspannungsleitung ist nur nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig.

Der Zugang und ein Transportweg von einer öffentlichen Straße sind vorzusehen und dauerhaft zu sichern.

Zugang und Türen

Türen zu elektrischen Betriebsräumen müssen jederzeit nach außen aufschlagen ($> 90^\circ$) und sind, sofern sie sich nicht innerhalb eines Gebäudes befinden, mit einem Türfeststeller auszurüsten. Der Zugang muss jederzeit gefahrlos möglich sein. Türen zu elektrischen Betriebsräumen müssen so beschaffen sein, dass sie von außen nur mit einem Schlüssel geöffnet werden können (z. B. feststehender Knauf), Personen aber die Anlage ohne Benutzung eines Schlüssels verlassen können (Antipanikfunktion).

Die Tür zur Übergabestation sowie zu Räumen, zu denen der Netzbetreiber Zutritt haben muss, sind mit Schlössern für jeweils zwei Schließzylinder auszustatten. Der Netzbetreiber stellt Schließzylinder mit seiner Schließung zur Verfügung. Typen und Baulänge der Schließzylinder gibt der Netzbetreiber vor.

Klimabeanspruchung und Belüftung

Eine ausreichende Be- und Entlüftung muss vorgesehen werden.

Die in **DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1)** angegebenen Werte für die Klimabeanspruchung (Innenraumklima) sind einzuhalten. Wenn nichts anderes vereinbart wird, sind folgende Klimaklassen einzuhalten:

- Die Raumtemperatur muss in dem Bereich $+ 5^\circ\text{C}$ bis maximal $+ 35^\circ\text{C}$ liegen;
- der Mittelwert der relativen Luftfeuchte überschreitet in einem Zeitraum von 24 h den Wert 70 % nicht (Klasse „Luftfeuchte 70 %“);
- Betauung ist zu vermeiden (z. B. durch Heizung und Lüftung).

Störlichtbogensicherheit

Die Störlichtbogensicherheit der Anlage ist nach DIN VDE 0101 (VDE 0101) so zu gestalten, dass bei einem Störlichtbogen in der Schaltanlage keine über die Bemessung des Baukörpers hinausgehende Druckbeanspruchung auftritt und der Personenschutz sichergestellt ist.

Beleuchtung, Steckdosen

In begehbaren Stationsräumen einer Übergabestation sind Beleuchtung und Steckdosen mit getrennten Stromkreisen erforderlich. In Räumen, in denen Technik des Netzbetreibers aufgestellt ist, sind vom Errichter Schutzkontakt-Steckdosen mit 230 V, 50 Hz und 16 A zum Anschluss ortsveränderlicher Verbraucher zu installieren. Die Beleuchtung ist an von Steckdosen getrennte Stromkreise anzuschließen und so anzubringen, dass die Leuchtmittel gefahrlos ausgewechselt werden können und eine ausreichende Lichtstärke vorhanden ist.

Leitungsanschluss

Die technische Lösung des Anschlusses der Übergabestation an das Hochspannungsnetz gibt der Netzbetreiber entsprechend den örtlichen und technischen Gegebenheiten und der vereinbarten Eigentums- grenzen vor.

Kabellegung

Der Bereich der Netzbetreiber eigenen Kabeltrassen darf nicht überbaut werden und es dürfen keine tiefwurzelnden Pflanzen vorhanden sein. Die Kabeltrasse muss, insbesondere zur Störungsbeseitigung, jederzeit zugänglich sein. Zur Einführung von Kabeln des Netzbetreibers in die Wartenräume sind bauseitig Wanddurchlässe und Kabeleinführungen in ausreichender Zahl nach Angabe des Netzbetreibers vorzusehen. Ebenso ist die Ausführung von Kabelkanälen, -schutzrohren, -pritschen sowie Kabelkellern, die Kabel des Netzbetreibers aufnehmen sollen, mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6.2 Elektrischer Teil

6.2.1 Allgemeines

Die technischen Daten der Betriebsmittel sind mit dem Netzbetreiber rechtzeitig abzustimmen. Der Anschluss an das Hochspannungsnetz erfolgt in der Regel über 110-kV-Freileitungen.

Übergabestationen sind entsprechend den höheren Werten der [Tabelle 1](#) nach DIN VDE 0101 (VDE 0101) zu isolieren.

Der Netzbetreiber gibt die erforderlichen Kennwerte für die Dimensionierung der Übergabestation am Netzanschlusspunkt vor (z. B. Bemessungsspannungen und Bemessungs-Kurzzeitstrom). Ferner stellt der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer nach Anfrage zur Dimensionierung der anschlussnehmereigenen Schutzeinrichtungen und für Netzurückwirkungsbetrachtungen folgende Daten zur Verfügung:

- Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und Impedanzwinkel aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt (ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlagen);
- die gesamte Fehlerabschaltzeit des Hauptschutzes aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt.

Unabhängig von den am Netzanschlusspunkt tatsächlich vorhandenen Werten sind die Betriebsmittel mindestens für nachfolgend aufgeführte Kenngrößen zu dimensionieren.

Höchste Spannung für Betriebsmittel $U_m = 123 \text{ kV}$

Bemessungs-Blitzstoßspannung $U_w = 550 \text{ kV}$

Nennfrequenz $f_n = 50 \text{ Hz}$

Der Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k wird vom Netzbetreiber vorgegeben. Darüber hinaus können vom Netzbetreiber weitere Kenngrößen vorgegeben werden. Bei der Bemessung der Betriebsmittel sind Kurzschlussströme sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers als auch aus der Kundenanlage – insbesondere bei Erzeugungsanlagen – zu berücksichtigen.

In Einzelfällen kann der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer Einrichtungen zur Begrenzung des von der Kundenanlage in das Netz des Netzbetreibers eingespeisten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms verlangen, um Betriebsmittel zu schützen bzw. Schutzfunktionen im Netz sicherzustellen.

6.2.2 Schaltanlagen

6.2.2.1 Schaltung und Aufbau

Der Anschluss der Hochspannungs-Übergabestation an das Hochspannungsnetz erfolgt über mindestens ein 110-kV-Übergabefeld, das mindestens folgende Betriebsmittel enthalten muss:

- Spannungswandler;
- Leitungserdungsschalter;
- Trennschalter;
- Leistungsschalter;
- Stromwandler.

Die Schaltgeräte in den Übergabeschaltfeldern müssen auch vor Ort zu betätigen sein. In jedem Schaltfeld muss ein gefahrloses Erden und Kurzschließen möglich sein.

6.2.2.2 Überspannungsableiter

Für Übergabestationen ist der Einsatz und die Daten von Überspannungsableitern zum Schutz der Kundenanlage im Einzelfall mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6.2.2.3 Kennzeichnung und Beschriftung

Die Übergabestationen sind folgendermaßen zu kennzeichnen und zu beschriften:

- Alle Schalt- und Messfelder sowie Transformatoren/-räume sind gut lesbar, eindeutig und dauerhaft zu beschriften;
- die Bezeichnungen der Übergabestation, des Übergabe-Schaltfelds bzw. der Übergabe-Schaltfelder werden vom Netzbetreiber vorgegeben;
- die Eigentumsgrenze und Verfügungsbereiche zwischen Kundenanlage und den Anlagenteilen des Netzbetreibers sind zu kennzeichnen;
- Erdungsschalter sowie deren Antriebe und Bedienhebel sind farbig zu kennzeichnen;
- Die seitens des Anschlussnehmers sowie des Netzbetreibers zuständige netzführende Stelle ist auf einem Hinweisschild in der Übergabestation zu benennen.

Der Netzbetreiber gibt dem Anschlussnehmer die erforderlichen Beschriftungen vor bzw. ist berechtigt, entsprechende Beschriftungen anzubringen.

6.2.2.4 Netztransformatoren

Transformator-Impedanzwerte kleiner $40\ \Omega$ (Mittelstellung des Stufenschalters) bedürfen der Prüfung und der Zustimmung des Netzbetreibers. Dies gilt auch für die resultierende Transformatorimpedanz dauerhaft parallel betriebener Transformatoren.

Um beim Zuschalten spannungsloser Netztransformatoren unzulässige Schutzanregungen bzw. Spannungseinbrüche zu vermeiden, kann der Netzbetreiber den Einsatz von Maßnahmen zur Begrenzung des Rushstroms verlangen, z. B. die Auswahl geeigneter Transformator-Bemessungsleistungen, Verriegelungen, Festlegung von Schaltprogrammen oder eine Vormagnetisierung.

6.2.2.5 Wandler

Werden die Wandler vom Anschlussnehmer gestellt, so gilt Folgendes:

- Auswahl, Dimensionierung und Verdrahtung sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen;
- Die Wandler müssen übersichtlich angeordnet und deren Sekundär-Anschlüsse gut zugänglich sein. Die Sekundärleitungen der Stromwandler dürfen nicht abgesichert sein. Die Sekundärleitungen der Spannungswandler sind mit geeigneten Sicherungen abzusichern. Alle Sekundärleitungen sind kurzschluss- und erdschlussicher auf einer nicht brennbaren Unterlage zu verlegen und eindeutig zu kennzeichnen. Für die Strom- und Spannungswandleranschlüsse sind abgeschirmte Kabel mit stromtragfähigem Schirm zu verwenden.

6.2.3 Sternpunktbehandlung

Die Sternpunktbehandlung für die Netze des Netzbetreibers legt der Netzbetreiber fest. Für diejenigen Betriebsmittel, die mit dem Netz des Netzbetreibers galvanisch verbunden sind, gibt der Netzbetreiber die Art der Behandlung der Sternpunkte auch für die Betriebsmittel des Anschlussnehmers vor. Aus dieser Vorgabe können sich Einschränkungen für die Behandlung von Sternpunkten in den Netzen des Anschlussnehmers ergeben.

Die Rückwirkungen unsymmetrischer Fehler aus an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Anlagen sind zu minimieren. Insbesondere dürfen keine Nullsystemkomponenten aus dem Netz des Anschlussnehmers übertragen werden.

ANMERKUNG In der Praxis bedeutet dies, dass bei Transformatoren mit der Schaltgruppe YNyn der Kundenanlage in der Regel nur einer der beiden Sternpunkte beschaltet werden darf.

Werden die Hochspannungsnetze des Netzbetreibers kompensiert betrieben, sind die kapazitiven Erdschlussströme des galvanisch mit dem Netz des Netzbetreibers verbundenen Netzes des Anschlussnehmers vom Anschlussnehmer in Absprache mit dem Netzbetreiber zu kompensieren.

Für die Sternpunktbehandlung der der Übergabestation nachgelagerten, galvanisch getrennten Mittel- und Niederspannungsnetze ist der Anschlussnehmer selbst verantwortlich.

6.2.4 Erdungsanlage

Die Erdungsanlage ist unter Berücksichtigung der Netzdaten des Netzbetreibers entsprechend **DIN EN 50522 (VDE 0101-2)** auszulegen. Die Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung nach **DIN EN 50522 (VDE 0101-2)** muss messtechnisch nachgewiesen werden.

Die Prüfprotokolle sind dem Netzbetreiber rechtzeitig vor der Inbetriebsetzung zu übergeben. Die eingesetzten Erdungsgarnituren müssen der **DIN EN 61230 (VDE 0683-100)** entsprechen.

6.3 Sekundärtechnik

6.3.1 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

Das 110-kV-Netz wird von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers fernüberwacht und ferngesteuert. Um die damit verbundenen Funktionalitäten vollumfänglich zu nutzen und vor allem im Störungs- und Ereignisfall schnell und sicher agieren zu können, müssen Meldungen und Messwerte aus der Kundenanlage und ggf. Schaltbefehle von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers zur Kundenanlage übertragen werden. Der Umfang und die Art der Bereitstellung sowie die Übertragung der Prozessdaten sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Der Mindestumfang ist in **Anhang C** dargestellt.

Für Erfassung und Übertragung von Messwerten gelten die nachfolgend aufgeführten Grenzwerte:

- Spannung: Gesamtmessfehler $\leq 1\%$, empfohlener Schwellwert $1\% U_n$ und zusätzlich zyklisch alle 2 s;
- Strom, Wirk- und Blindleistung: Gesamtmessfehler $\leq 3\%$ S_T , empfohlener Schwellwert $3\% S_T$ und zusätzlich zyklisch alle 5 s.

6.3.2 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Die Übergabestation muss über eine Anlage mit 400/230-V-Drehstromsystem für die Eigenbedarfs-Versorgung und eine Hilfsenergieversorgung verfügen. Für die Hilfsenergieversorgung ist eine Batterie erforderlich. Die Kapazität ist so zu bemessen, dass bei fehlender Netzspannung die Kundenanlage mit allen Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen – inklusive Zähl- und Messeinrichtungen – mindestens acht Stunden betrieben werden kann. Innerhalb dieser Zeit müssen drei komplette Schaltfolgen möglich sein. Der Betrieb der Übergabestation ohne funktionstüchtige Batterie ist unzulässig.

Die Hilfsenergieversorgung der Regelungskomponenten (z. B. der EZA-Regler) sowie der dazugehörigen Kommunikationseinrichtungen in der Erzeugungsanlage sind so zu dimensionieren, dass ein ordnungsgemäßer Betrieb in den Grenzen nach **Bild 4** sichergestellt ist.

Wenn der EZA-Regler über keine eigenständige Hilfsenergieversorgung verfügt, die für Unter- und Überspannungen einen Betrieb innerhalb der Grenzdigramme nach **Bild 11** und **Bild 12** ermöglicht, muss die Eigenbedarfsversorgung über die Übergabestation sichergestellt werden.

Für die Sekundärleitungsanschlüsse sind abgeschirmte Kabel mit stromtragfähigem Schirm zu verwenden.

Die Gleichspannungskreise sind erdfrei zu betreiben und auf Erdschluss zu überwachen. Die Gleichspannungsverteilung ist derart auszulegen, dass Kurzschlüsse an jeder Stelle der Anlage nach höchstens 30 ms abgeschaltet werden. Zudem ist auf Selektivität in den Gleichspannungskreisen zu achten.

Eigenbedarf und Hilfsenergie für sekundärtechnische Einrichtungen des Netzbetreibers bzw. des Messstellenbetreibers stellt der Anschlussnehmer nach den technischen Vorgaben des Netzbetreibers bzw. des Messstellenbetreibers unentgeltlich zur Verfügung. Dazu sind in den Eigenbedarfsverteilungen entsprechend abgesicherte Stromkreise vorzuhalten. Anzahl und Absicherung der Stromkreise sowie der gesamte Leistungsbedarf sind vom Netzbetreiber bzw. vom Messstellenbetreiber anzugeben.

Der Anlagenbetreiber ist für die Überwachung des Eigenbedarfs und der Hilfsenergieversorgung verantwortlich. Die Funktionsfähigkeit der Hilfsenergieversorgung ist durch entsprechende Maßnahmen dauerhaft zu sichern, mindestens alle vier Jahre nachzuweisen, in einem Prüfprotokoll zu dokumentieren und dem Netzbetreiber auf Anfrage vorzulegen.

6.3.3 Schutzeinrichtungen

6.3.3.1 Allgemeines

Der Schutz ist für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze, der Kundenanlage und der Erzeugungseinheiten von erheblicher Bedeutung.

Um zu vermeiden, dass Fehler in der Kundenanlage zu Störungen im Netz des Netzbetreibers führen, sind in der Übergabestation Schutzeinrichtungen vorzusehen, die das fehlerhafte Netz oder die gesamte Übergabestation automatisch abschalten. Die Schutzeinrichtung muss so ausgewählt und eingestellt sein, dass sie selektiv zu den übrigen Abschalteinrichtungen im Netz des Netzbetreibers wirkt.

Der Anlagenbetreiber ist für den zuverlässigen Schutz seiner Anlagen (z. B. Schutz bei Kurzschluss, Erdschluss, Überlast, Schutz gegen elektrischen Schlag usw.) selbst verantwortlich. Hierzu hat der Anlagenbetreiber Schutzeinrichtungen in angemessenem Umfang zu installieren. Bei Inselbetriebsfähigen Kundenanlagen sind diese Schutzmaßnahmen auch für den Inselbetrieb sicherzustellen. Schutzeinrichtungen müssen in der Lage sein, ihre Aufgabe auch bei ausgefallener Netzspannung zu erfüllen, beispielsweise durch eine netzspannungsunabhängige Hilfsenergie.

Die Verantwortung für die Konzeption und für die mit dem Netzbetreiber abgestimmten Einstellwerte der Schutzeinrichtungen liegt bei demjenigen, für dessen Betriebsmittel die Schutzeinrichtungen den Hauptschutz darstellen. Die Verantwortung für die Umsetzung der Einstellwerte und den ordnungsgemäßen Betrieb der Schutzeinrichtungen liegt beim jeweiligen Betreiber der Schutzeinrichtungen. Konzepte und Schutzeinstellungen an den Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber/Anschlussnehmer sind auf der Grundlage dieser VDE-Anwendungsregel so zu realisieren, dass eine Gefährdung der aneinander grenzenden Netze und Anlagen ausgeschlossen werden kann.

Folgende Schutzeinrichtungen sind zu berücksichtigen:

- Netzschutzeinrichtungen;
- Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers;
- Entkupplungsschutzeinrichtungen (bei Erzeugungsanlagen und Speichern).

Es ist ein durchgängiges Reserveschutzkonzept aufzubauen. Haupt- und Reserveschutz sind an getrennte Hilfsspannungskreise und an getrennte Wandlerkreise anzuschließen. Haupt- und Reserveschutz betätigen getrennte Auslösespulen bzw. wirken auf unterschiedliche Leistungsschalter.

ANMERKUNG 1 Es wird darauf hingewiesen, dass der Leitungsschutz in den benachbarten Umspannwerken des Netzbetreibers keine Reserveschutzfunktion für die Anlage des Anschlussnehmers sicherstellen kann, insbesondere nicht für Fehler auf der Unterspannungsseite des Transformators.

Der Umfang der Schutzeinrichtungen ist wesentlich abhängig von der konkreten Netz- bzw. Anlagenkonfiguration. In dieser VDE-Anwendungsregel werden daher im Folgenden nur Mindestanforderungen für die Anschlussvariante „Stichanschluss“ beschrieben.

Die Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen (Kurzschluss- und Entkupplungsschutzeinrichtungen) werden, soweit sie Einfluss auf das Netz des Netzbetreibers haben, von diesem vorgegeben. Wesentliche Änderungen an den Schutzeinrichtungen (Entkupplungsschutzeinrichtungen, Kurzschlusschutzeinrichtung am Übergabepunkt) bzw. deren Einstellung werden zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber rechtzeitig abgestimmt. Wenn erforderlich, kann der Netzbetreiber nachträglich andere Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen vorgeben.

Alle für Störungsklärunen notwendigen Informationen sind zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer auszutauschen.

Der Netzbetreiber gibt vor, ob und welche Schutzeinrichtungen plombiert oder auf andere Weise gegen Veränderung geschützt werden müssen.

Zur Sicherung der dauerhaften Funktionsfähigkeit sind die Schutzsysteme vor Inbetriebnahme vor Ort und in regelmäßigen Abständen zu prüfen. Die Ausführung der Schutzprüfungen und deren Ergebnisse sind vom Anlagenbetreiber durch Prüfprotokolle zu dokumentieren und dem Netzbetreiber auf Verlangen vorzulegen.

ANMERKUNG 2 Die Schutzsysteme schließen gleichfalls die Entkopplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten und Speichern mit ein. Insofern gelten alle gestellten Anforderungen (unter anderem auch hinsichtlich einer regelmäßigen Prüfung der Schutzsysteme) ebenfalls für diese Schutzeinrichtungen. Dies gilt auch dann, wenn die Schutzfunktionen in der Anlagensteuerung integriert sind.

Die eingestellten Werte müssen an den Schutzeinrichtungen einfach und ohne zusätzliche Hilfsmittel ablesbar gemacht werden können. Für Schutzfunktionen an den Erzeugungseinheiten sind zusätzliche Hilfsmittel zulässig, wenn die Authentizität und Identifikation der ausgelesenen Daten eindeutig sichergestellt ist.

Schutzeinrichtungen, die an Wandler in der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen werden, müssen dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [6] (unter anderem Störwert-erfassung, Bedienbarkeit) genügen.

Der Anlagenbetreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, automatische Wiedereinschaltungen oder andere Vorgänge im Netz des Netzbetreibers nicht zu Schäden an seinen Anlagen führen.

6.3.3.2 Netzschutzeinrichtungen

Ist der Einsatz von Netzschutzeinrichtungen in den netzseitigen Eingangsschaltfeldern erforderlich, gibt der Netzbetreiber den Umfang dieser Einrichtungen vor. Bei Kundenanlagen ohne Erzeugungsanlagen gelangen bei der zugrunde liegenden Anschlussvariante nach [Anhang D](#) (Stichanschluss) in der Regel in der Übergabestation keine Netzschutzeinrichtungen zum Einsatz.

Bei Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen sind die Anforderungen nach [10.3](#) zu beachten.

6.3.3.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Die Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers sind für das Abschalten von Kurzschlüssen in der Kundenanlage erforderlich. Sie sind in das Gesamtschutzkonzept des Netzbetreibers zu integrieren. In der Planungsphase ist daher mit dem Netzbetreiber das Schutzkonzept abzustimmen. Die Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen werden, soweit sie Einfluss auf das Netz des Netzbetreibers haben, von diesem vorgegeben.

Die maximal zulässige Fehlerklärungszeit bei Kurzschlüssen t_f beträgt für den Hauptschutz (inkl. Schaltereigenzeit):

- für Fehler im Schutzbereich des Transformators $t_f \leq 150$ ms,
- für Fehler auf der Unterspannungsseite des Trafos, auf der Mittelspannungs-Sammelschiene und im Nahbereich des angeschlossenen Mittelspannungsnetzes $t_f \leq 1,0$ s.

Als Kurzschlusschutz am Netzanschlusspunkt (110-kV-seitig vom Netztransformator) ist mindestens ein UMS-Schutz vorzusehen. Dieser übernimmt auch die Reservefunktion bei Versagen des Transformatorenschutzes und des Mittelspannungs-Anlagenschutzes.

In der folgenden [Tabelle 4](#) sind beispielhaft Schutzfunktionen für einen Netztransformator aufgelistet.

Tabelle 4 – Beispiele für Schutzfunktionen für einen Netztransformator

Schutzfunktion	Bemerkung
Differenzialschutz	Auslösen 110-kV- und MS-Leistungsschalter
UMZ-Schutz, 110-kV-seitig	Kurzschlusschutz am Netzanschlusspunkt; Auslösen des 110-kV-Leistungsschalters
Buchholzschutz	Auslösen 110-kV- und MS-Leistungsschalter
Temperaturwarnung	Meldung
Ölüberwachung	Meldung
Kurzschlusschutz, MS-seitig	Auslösen des MS-Leistungsschalters, Mitnahme 110-kV-Leistungsschalter (ggf. zeitverzögert)
Erdschlusserfassung, MS-seitig	Meldung oder Auslösung (abhängig von der Sternpunktbehandlung)

Folgende Überwachungsfunktionen müssen im Schutzkonzept realisiert sein. Sofern die Kundenanlage nicht durch den Anschlussnehmer fernwirktechnisch 24 Stunden / 365 Tage überwacht wird, führt das Ansprechen der Funktionen zum Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters.

- Selbstüberwachung der Schutzeinrichtungen (Life-Kontakt);
- Überwachung der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung;
- Überwachung der Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgerät bei räumlich getrennter Anordnung.

In der 24 Stunden / 365 Tage besetzten netzführenden Stelle des Anschlussnehmers auflaufende Störmeldungen sind durch den Anschlussnehmer unverzüglich zu beheben. Bei unmittelbaren Auswirkungen auf das Netz des Netzbetreibers ist der Netzbetreiber unverzüglich zu informieren.

6.3.3.4 Automatische Frequenzentlastung

Zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen gelten die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zum frequenzabhängigen Lastabwurf nach FNN-Hinweis – Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation [12]. Zur Umsetzung kann der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer die Installation eines Frequenzschutzes am Netzanschlusspunkt fordern. Der Netzbetreiber gibt in diesem Fall die entsprechenden Einstellparameter vor. Diese Anforderung gilt nicht für den Anschluss von Erzeugungsanlagen.

ANMERKUNG Der FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“ [21] wird durch die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4142 „Automatische Letztmaßnahmen“ (in Erarbeitung) abgelöst.

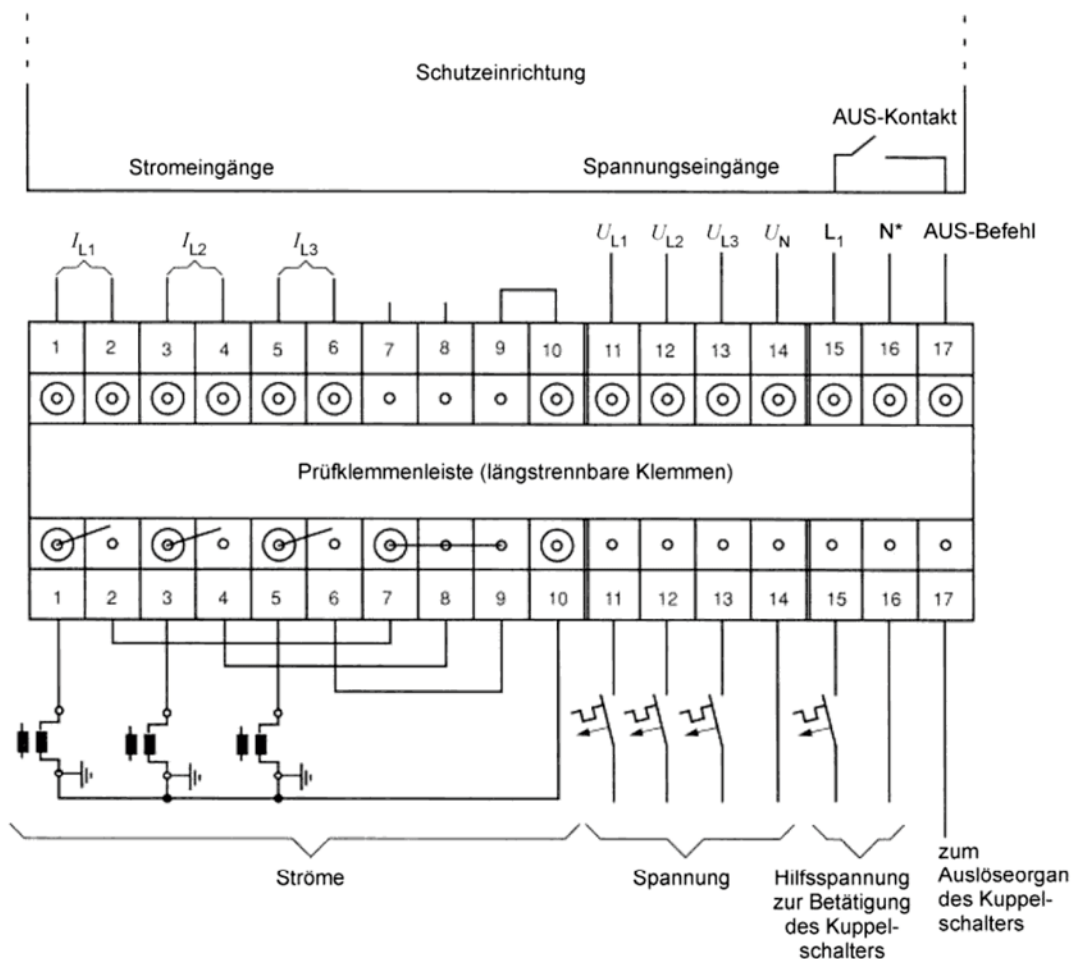
6.3.3.5 Schnittstellen für Schutzfunktions-Prüfungen

Zur Durchführung der Funktionsprüfung aller Schutzeinrichtungen (auch an den Erzeugungseinheiten) sind Schnittstellen vorzusehen, welche eine Prüfung ohne Änderung der Verdrahtung ermöglichen (z. B. Prüftrennleisten oder Prüfklemmenleisten mit Längstrennung). Diese sind an gut zugänglicher Stelle anzubringen. Ein Beispiel für eine Prüfklemmenleiste zeigt [Bild 3](#).

Über diese Schnittstellen sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen. Dies gilt auch, wenn Funktionen des Entkupplungsschutzes einzeln oder gesamt in anderen Geräten (z. B. einer programmierbaren Steuerung) integriert sind. Die Geräte sind in diesem Fall so aufzubauen bzw. zu programmieren, dass die Schutzfunktionen unabhängig vom Betriebszustand der Erzeugungsanlage auslösen bzw. geprüft werden können.

Für die Netzschutzeinrichtungen sind Art und Aufbau der Schnittstelle mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Als Schnittstelle kann der Netzbetreiber eine Prüfklemmenleiste, eine Prüfsteckleiste oder einen Prüfschalter fordern.

Für alle anderen Schutzeinrichtungen gibt der Anlagenbetreiber Art und Aufbau der Schnittstellen vor.



Legende

- Feste Brücke
- Schaltbrücke
- Messbuchse
- * vom Kuppelschalter

Bild 3 – Beispiel für eine Prüfklemmenleiste

6.4 Störschreiber

6.4.1 Störschreiber am Netzanschlusspunkt

In der Übergabestation ist ein Störschreiber zu installieren. Ob der Anschlussnehmer oder der Netzbetreiber den Störschreiber installiert, ist im Zuge des Anmeldeverfahrens zu vereinbaren. Die erforderlichen Spannungen und Ströme sind über die in der Übergabestation installierten Messwandler zu erfassen. Eine Anbindung des Störschreibers an die Netzleitstelle des Netzbetreibers ist nicht erforderlich. Die entsprechenden Daten müssen jedoch fernauslesbar sein (z. B. per Modem). Derjenige, in dessen Eigentum sich der Störschreiber befindet, stellt dem Vertragspartner die Daten auf Anforderung zur Verfügung.

Die Aufzeichnungen sind im comtrade-Format nach **DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040)** zur Verfügung zu stellen.

In **Anhang F** sind die Anforderungen an den Störschreiber am Netzanschlusspunkt aufgeführt.

6.4.2 Störschreiber in der Kundenanlage

Nur sofern mehrere Anschlussnutzer (z. B. wirtschaftlich eigenständige Gesellschaften) einen Anschluss an das Netz zur allgemeinen Versorgung zur Entnahme oder zur Einspeisung von elektrischer Energie nutzen, ist je Anschlusspunkt eines jeden Anschlussnutzers innerhalb der Kundenanlage ein Störschreiber zu installieren. Damit soll über die gesamte Lebensdauer der Kundenanlage ein eventuell nicht anforderungskonformes Verhalten im Sinne dieser Anwendungsregel technisch nachvollzogen und eindeutig dem entsprechenden Anschlussnutzer zugeordnet werden können.

Folgende Anforderungen sind mindestens mittels des Störschreibers zu erfassen:

- Verhalten zur dynamischen Netzstützung;
- im Falle einer Netzstörung die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Frequenz.

Bei Erzeugungsanlagen kann auch in jeder Erzeugungseinheit eine Schreiberfunktion zur Aufzeichnung von Störungen realisiert werden.

Die Aufzeichnungen sind im comtrade-Format nach **DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040)** zur Verfügung zu stellen.

In **Anhang G** sind die Anforderungen an den Störschreiber in der Kundenanlage aufgeführt.

7 Abrechnungsmessung

7.1 Allgemeines

Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen erfolgen nach **VDE-AR-N 4400** sowie den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers. Anlagenteile, in denen nicht gemessene Energie fließt, sind plumbierbar auszuführen.

Für abrechnungsrelevante Untermessungen im Netz des Anschlussnehmers ist mindestens die **VDE-AR-N 4400** maßgebend. Sollten diese Untermessungen in die Grundzuständigkeit des Netzbetreibers zurückfallen, so sind auch diese Untermessungen nach den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers aufzubauen.

Zum Einbau und Betrieb der Messeinrichtungen stimmen sich Anschlussnehmer und Anschlussnutzer rechtzeitig mit dem Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber ab. Es dürfen nur Messgeräte und Zusatzeinrichtungen eingesetzt werden, die dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) [21], der Mess- und Eichverordnung (MessEV) [22] sowie dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) [23] entsprechen. Sofern der Netzbetreiber auch Messstellenbetreiber ist und der Anschlussnehmer keine vom Netzbetreiber bereitgestellten Verrechnungswandler verwendet, legt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber gültige Nachweise wie beispielsweise Bauartzulassung und Konformitätserklärung für diese Wandler vor.

Die technischen Mindestanforderungen an die Messeinrichtungen werden vom jeweiligen Netzbetreiber vorgegeben.

7.2 Zählerplatz

Zum Einbau der Mess- und Steuer- sowie der Kommunikationseinrichtungen ist in der Übergabestation nach Vorgaben des Netzbetreibers ein Zählerplatz mit den Maßen nach **DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1)** bzw. ein Zählerwechselschrank vorzusehen. Die Anzahl der Zählfelder gibt der Netzbetreiber vor. Vor den Zählerplätzen bzw. den Zählerwechselschränken muss stets eine Bedien- und Arbeitsfläche mit einer Tiefe von mindestens 1,2 m vorhanden sein.

Die Mess- und Steuereinrichtungen sind senkrecht zu installieren. Der Abstand vom Fußboden bis zur Mitte der Mess- und Steuereinrichtung muss mindestens 0,8 m und darf maximal 1,80 m betragen. Der Einbauort muss

- erschütterungsfrei und vor Schmutz, Witterungseinflüssen und gegen mechanische Beschädigungen geschützt sein;
- ausreichend beleuchtet sein;
- mit dem Netzbetreiber abgestimmt in den Planungsunterlagen eingetragen werden.

Plombenverschlüsse werden ausschließlich durch den Netzbetreiber oder den Messstellenbetreiber oder durch dessen Beauftragten angebracht oder entfernt. Sie dürfen durch Dritte nicht geöffnet werden.

In Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber ist für Zusatzanwendungen des Messstellenbetreibers im Zählerschrank ein Platz für Steuer- bzw. Datenübertragungseinrichtungen vorzuhalten. Dieser Platz besteht mindestens aus einem Steuergerätefeld mit zugehörigem unterem Anschlussraum nach DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1, Ausführung mit 3-Punkt-Befestigung).

7.3 Netz-Steuerplatz

In Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist für Aufgaben des Netzbetreibers bei Erzeugungsanlagen, unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen oder steuerbaren Lasten der Zählerschrank mit einem Netz-Steuerplatz auszustatten, welcher mit dem o. g. Platz des Messstellenbetreibers nicht identisch ist. In Abhängigkeit von der Bauart oder den baulichen Gegebenheiten kann der Netz-Steuerplatz auch in einem Zählerschrank in räumlicher Nähe angeordnet werden. Für alle anderen Anlagen ist für den Netz-Steuerplatz ein Raum im bzw. neben dem Zählerschrank freizuhalten. Die Ausführung des Netz-Steuerplatzes ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Der Netz-Steuerplatz besteht mindestens aus einem Steuergerätefeld mit zugehörigem unterem Anschlussraum nach **DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1)**. Für die 230-V-Spannungsversorgung der Netzsteuereinrichtung ist eine Überstromschutzeinrichtung (z. B. D01 10 A) unter plombierbarer Abdeckung nach Vorgabe des Netzbetreibers vorzusehen.

7.4 Messeinrichtung

Wirk- und Blindenergie ist in allen vier Quadranten in einem Zeitintervall von 15 min zu erfassen. Dies gilt auch für die zum Eigenbedarf bezogene Wirk- und Blindarbeit von Erzeugungsanlagen.

ANMERKUNG Aktuelle gesetzliche Vorgaben sind jeweils zu beachten.

Wenn der Eigenbedarf für die Ansprechschwelle der Messeinrichtungen aufgrund der Wandlerübersetzungen nicht ausreicht, kann für die Ermittlung des Eigenbedarfs eine gesonderte Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber, dem Messstellenbetreiber und dem Anschlussnutzer getroffen werden.

Wird aus einer Hochspannungs-Übergabestation ein weiterer Anschlussnutzer (Unterabnehmer) versorgt, sind die hierfür verwendeten Messeinrichtungen nach dem gleichen Standard und damit ebenfalls als Lastgangmessung oder als intelligentes Messsystem aufzubauen. Dies gilt auch für die für den Eigenbedarf bezogene Wirk- und Blindarbeit.

Die Messstelle besteht aus einer Abrechnungs- und einer Vergleichsmesseinrichtung, die entsprechend der **VDE-AR-N 4400** technisch gleichwertig auszuführen und zu betreiben sind. Aufbau und Auslegung, insbesondere die gemeinsame Nutzung der Wandler, sind zwischen den Vertragspartnern abzustimmen.

7.5 Messwandler

Die Messwandler müssen übersichtlich angeordnet und deren Sekundäranschlüsse gut zugänglich sein. Die Sekundärleitungen der Messwandler sind von deren Klemmen bzw. Sicherungen ungeschnitten (d. h. ununterbrochen verlegt) bis zum Zählereinbauort zu führen. Sofern Zwischenklemmen aufgrund der Konfiguration der Schaltanlage notwendig sind, sind diese plombierbar auszuführen. Die Auswahl der Sekundärleitungen hat nach **DIN VDE 0100-557 (VDE 0100-557)** zu erfolgen. Nicht abgesicherte Spannungswandler-Leitungen sind nach **DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520)** zu verlegen.

Es ist sicherzustellen, dass an den Messeinrichtungen ein Rechtsdrehfeld besteht. Die Leitungslängen, Querschnitte und die Kennzeichnung der Messwandler-Sekundärleitungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Leiterquerschnitte sind individuell zu berechnen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Die einzelnen Leiter müssen nach Angabe des Netzbetreibers gelegt und gekennzeichnet werden. Die Sekundärleitungen von Strom- und Spannungswandlern werden in getrennter Umhüllung zu Leistungstromkreisen geführt.

Die Messwandler für die Zählung müssen mindestens folgenden Bedingungen genügen:

- Spannungswandler: Klasse 0,2;
- Stromwandler: Klasse 0,2 S;
- thermischer Kurzzeitstrom I_{th} entsprechend der Vorgaben des Netzbetreibers;
- thermischer Bemessungs-Dauerstrom I_{cth} muss dem Maximum der zulässigen Messbereiche aller Kerne des Stromwandlers entsprechen. Messbereiche nach Vorgabe des Netzbetreibers;
- Bemessungs-Grenzleistungsfaktor: 250 VA.

Aus netztechnischen Gründen kann zur Vermeidung von Kippschwingungen eine Dämpfungseinrichtung oder der Einsatz kippschwingungsarmer Wandler erforderlich werden. Die Entscheidung hierzu trifft der Anschlussnehmer. Einzelheiten sind mit dem Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber abzustimmen.

Am Zählkern der Messwandler dürfen keine Betriebsgeräte angeschlossen werden.

7.6 Datenfernübertragung

Für die Aufbereitung der erhobenen Daten und für die Übermittlung an die berechtigten Stellen sind für Zählerstandgänge oder Lastgänge entsprechend der **VDE-AR-N 4400** eine registrierende Lastgangmessung mit Fernablesung oder ein intelligentes Messsystem notwendig. Der Messstellenbetreiber hat nach § 3 Abs. 2 MsbG dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie Messung der elektrischen Energie sowie die Datenübertragung sichergestellt sind.

Der Messstellenbetreiber legt dazu fest, wie die Datenübertragung erfolgt (z. B. über Telekommunikations-Endgeräteanschluss oder Funkanwendung) und welche technischen Voraussetzungen durch den Anschlussnehmer zu schaffen sind.

Vom Messstellenbetreiber erfasste Daten sind vertraulich zu behandeln und nur Berechtigten zur Verfügung zu stellen.

Alle Anlagenteile der Datenübertragung sind, einschließlich ihrer Hilfsenergieversorgung, grundsätzlich plumbierbar auszuführen.

7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung

Die Zählung der von der an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Kundenanlage bezogenen bzw. eingespeisten elektrischen Energie erfolgt auf der 110-kV-Seite. In Abstimmung mit dem Netzbetreiber darf eine Zählung der elektrischen Energie sekundärseitig am Netztransformator erfolgen.

8 Betrieb der Kundenanlage

8.1 Allgemeines

Die Systeme und Einstellungen des Schutzes einer Kundenanlage gegen interne elektrische Fehler (Eigenschutz), sowie Regelungen für den Anlagenbetrieb sind so auszulegen, dass die Fähigkeit der Anlage zur Erfüllung der in dieser Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen konzeptionell nicht eingeschränkt wird.

Während des Betriebs der Kundenanlage können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen dieser Anwendungsregel nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt folgende (absteigend geordnete) Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netzschutz und betrieblichen Regelungsfunktionen:

- 1) Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweilige Schutzeinrichtung nach 6.3.3 und 10.3 den Hauptschutz darstellt;
- 2) Einhaltung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung nach 10.2.3;
- 3) Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement durch den Netzbetreiber nach 10.2.4.2;
- 4) Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen nach 10.2.4.3;
- 5) Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach 10.2.2;
- 6) Frequenzregelung (Regelleistung) nach 10.5.3 und 10.5.4.

Die Priorisierung schränkt die Anforderungen an die Auslegung der Anlage und ihrer Schutzeinrichtungen nicht ein.

Die niedriger priorisierten Anforderungen sind umzusetzen, sofern sie den höher priorisierten Anforderungen nicht widersprechen.

Die Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Verteilnetzbetreibers nach 10.2.4.2 haben Vorrang vor den Anforderungen an eine Leistungserhöhung bei Unterfrequenz nach 10.2.4.3 (Blockierung der Leistungserhöhung nach 10.2.4.3). Die Verteilnetzbetreiber halten die folgenden Bedingungen ein:

- Die Netzengpässe müssen durch den Verteilnetzbetreiber zeitnah beobachtet werden und dürfen nicht auf Basis von Vorhersagen prognostiziert worden sein.
- Der Vorrang darf sich ausschließlich auf das Engpassgebiet beschränken.

Bei Mischanlagen mit kritischen Lasten können der Anschlussnehmer und der Netzbetreiber die Bedingungen für eine Trennung von Erzeugungsanlagen zusammen mit kritischen Lasten, die für die Sicherung der Produktionsprozesse erforderlich sind, vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts teilt der Verteilnetzbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber mit.

Besondere Anforderungen an den Wirkleistungsbezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind in 10.2.4 beschrieben.

8.2 Netzführung

Der Betrieb von elektrischen Anlagen umfasst alle technischen und organisatorischen Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit Anlagen funktionstüchtig und sicher sind. Zu den Tätigkeiten gehören sämtliche Bedienhandlungen sowie elektrotechnische und nichtelektrotechnische Arbeiten, wie sie in einschlägigen Vorschriften und Regeln beschrieben sind. Insbesondere wird auf DIN VDE 0105 (VDE 0105) (alle Teile) hingewiesen. Bei dem Betrieb der Kundenanlage sind zusätzlich zu den jeweils gültigen gesetzlichen und behördlichen Vorschriften, insbesondere bei Schalthandlungen und Arbeiten am Netzanschlusspunkt, die Bestimmungen und Richtlinien des Netzbetreibers einzuhalten.

Der Anschlussnehmer ist dafür verantwortlich, dass die vereinbarten Anschlusswirkleistungen $P_{AV,B}$ und $P_{AV,E}$ sowie die vereinbarten Anschlussscheinleistungen $S_{AV,B}$ und $S_{AV,E}$ im Betrieb als 15-Minuten-Mittelwert nicht überschritten werden.

Für den sicheren Betrieb und den ordnungsgemäßen Zustand der Kundenanlage ist deren Anlagenbetreiber verantwortlich. Der Anlagenbetreiber sorgt dafür, dass er oder ein von ihm für seine elektrische Anlage beauftragte Person ständig zur Abstimmung von Maßnahmen, die Einfluss auf die gegenseitigen Anlagenteile haben, erreichbar ist. Entsprechende Informationen werden beim Netzbetreiber hinterlegt und bei Änderungen beiderseits sofort aktualisiert.

Die Eigentumsgrenze und die Grenzen des Verfügungsbereichs sind zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer zu vereinbaren.

Bei Arbeiten an der Kundenanlage, die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers liegen, benennt der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber einen Anlagenverantwortlichen, der nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren

Betrieb der elektrischen Anlage trägt sowie bei Arbeiten an der Anlage die Durchführungserlaubnis erteilt. Der Anlagenverantwortliche muss eine Elektrofachkraft sein. Der Anlagenbetreiber kann selbst die Funktion der Anlagenverantwortlichen ausüben, wenn er über die entsprechenden Qualifikationen verfügt.

Der Netzbetreiber ist bei Gefahr, im Störfall und bei drohendem Verlust der Netzsicherheit zur sofortigen Trennung der Kundenanlage vom Netz bzw. zur Reduzierung der Wirkleistungsabgabe der Erzeugungsanlage berechtigt.

Stellt der Netzbetreiber schwerwiegende Mängel bzgl. der Personen- und Anlagensicherheit in der Übergabestation fest, so ist er berechtigt, diese Anlagenteile bis zur Behebung der Mängel vom Netz zu trennen.

Bei geplanten Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln sowie bei wartungs- und störungsbedingten Schaltzustandsänderungen kann es erforderlich sein, die Kundenanlage vorübergehend vom Netz zu trennen oder in ihrer Leistung zu reduzieren bzw. zu erhöhen. Die Durchführung geplanter Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung durch den Netzbetreiber. Die Benachrichtigung bei ungeplanten Abschaltungen kann entfallen, wenn sie nach den Umständen nicht rechtzeitig möglich ist oder aus Gründen, die der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat.

Vom Anlagenbetreiber sind beabsichtigte Änderungen in der Kundenanlage, soweit diese Auswirkungen auf den Netzanschluss und den Betrieb der Kundenanlage haben, wie beispielsweise Erhöhung oder Verminderung des Leistungsbedarfs, Auswechslung von Schutzeinrichtungen, Änderungen an der Kompensationseinrichtung, rechtzeitig mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Betriebs der Kundenanlage ist zwischen dem Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber eine Netzführungsvereinbarung abzuschließen.

Auf Anforderung des Netzbetreibers ist die ordnungsgemäße Funktion der Kundenanlage zu überprüfen und ggf. anzupassen.

8.3 Arbeiten in der Übergabestation

Vor Aufnahme von Arbeiten, die Auswirkungen auf den Betrieb des Netzes oder der Kundenanlage zur Folge haben könnten, ist die netzführende Stelle des Partners (Netzbetreiber ↔ Anlagenbetreiber) zu verständigen. Hierzu zählen auch Meldungen zur netzführenden Stelle des Partners. Geplante Arbeiten sind mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf anzumelden.

8.4 Zugang

Die Übergabestation muss stets verschlossen gehalten werden. Sie darf nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen, bzw. von anderen Personen nur unter Aufsicht von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen, betreten werden (siehe **DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)**).

Bei Betreten der Übergabestation sind der Netzbetreiber und der Messstellenbetreiber verpflichtet, sich bei der überwachenden Stelle anzumelden.

Dem Netzbetreiber und Messstellenbetreiber und seinen Beauftragten ist jederzeit – auch außerhalb der üblichen Geschäftszeiten – ein gefahrloser Zugang zu seinen Einrichtungen und den in seinem Verfügungsbereich liegenden Anlagenteilen in der Übergabestation zu ermöglichen (z. B. durch ein Doppelschließsystem; siehe auch 6.1.2). Das Gleiche gilt für – wenn vorhanden – separate Räume für die Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen. Weiterhin trägt der Netzbetreiber Sorge dafür, dass seine Mitarbeiter bzw. seine Beauftragten beim Betreten und Verlassen der Übergabestation sich in das ausliegende Stationsbuch des Anlagenbetreibers eintragen.

Den Fahrzeugen des Netzbetreibers bzw. des Messstellenbetreibers muss die Zufahrt zur Übergabestation jederzeit möglich sein. Ein unmittelbarer Zugang und ein befestigter Transportweg sind vorzusehen.

Bei einer Änderung am Zugang der Kundenanlage, z. B. am Schließsystem, ist der Netzbetreiber unverzüglich darüber in Kenntnis zu setzen und der ungehinderte Zugang sicherzustellen.

Der Netzbetreiber darf dem Anlagenbetreiber und dessen Fachpersonal Zutritt zu den Anlagen des Netzbetreibers gewähren.

8.5 Bedienung vor Ort

Für die im ausschließlichen Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Anlagenteile ordnet der Netzbetreiber die Schalthandlungen an (Schaltanweisung). Sofern sich Schaltgeräte im gemeinsamen Verfügungsbereich von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber befinden, stimmen sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. deren Beauftragte über die Schalthandlungen in diesen Schaltfeldern ab und legen jeweils im konkreten Fall fest, wer die Schalthandlung anordnet. Die Schalthandlungen für die übrigen Anlagenteile werden ausschließlich durch den Anlagenbetreiber oder dessen Beauftragte angeordnet.

Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung des Verfügungsbereichs-Berechtigten (Netzbetreiber und/oder Anlagenbetreiber) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nach **DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)** nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

8.6 Instandhaltung

Für die ordnungsgemäße Instandhaltung der Anlagen und Betriebsmittel ist der jeweilige Eigentümer verantwortlich. Das gilt auch für die Anlagenteile, die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehen.

Der Anlagenbetreiber hat nach den geltenden Unfallverhütungsvorschriften und dem VDE-Vorschriftenwerk dafür zu sorgen, dass in bestimmten Zeitabständen die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel (z. B. Schalter, Schutzeinrichtungen, Hilfsspannungsversorgung) auf ihren ordnungsgemäßen Zustand geprüft werden. Umfang und Ergebnisse der Prüfungen sind vom Anlagenbetreiber in einem Prüfbericht zu dokumentieren und dem Netzbetreiber auf Anforderung zu übergeben. Diese Forderung ist bei normalen Betriebs- und Umgebungsbedingungen erfüllt, wenn die in der DGUV Vorschrift 3 [16], **Tabelle 1 A**, genannten Prüfzeiten eingehalten werden.

Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit dem Netzbetreiber.

8.7 Kupplung von 110-kV-Stromkreisen

Die Kupplung von 110-kV-Stromkreisen ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Die indirekte Kupplung von 110-kV-Stromkreisen über die Mittelspannungsanlage des Anschlussnehmers ist nur kurzzeitig für die unterbrechungsfreie Umschaltung der Versorgung der Kundenanlage zulässig und ist mit der netzführenden Stelle des Netzbetreibers abzustimmen. Eine länger anstehende, indirekte Kupplung zweier 110-kV-Stromkreise über das kundeneigene Mittelspannungsnetz ist nur mit Zustimmung des Netzbetreibers zulässig.

8.8 Betrieb bei Störungen

Veränderungen am Schaltzustand werden auch im Falle einer störungsbedingten Spannungslosigkeit am Netzanschlusspunkt nur entsprechend der Verfügungsbereichsgrenzen zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer vorgenommen.

Die Kundenanlage kann vom Netz getrennt bzw. in ihrer Wirkleistungsaufnahme reduziert werden, soweit dies bei Gefahr, im Störfall, zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs oder zur Abwendung einer unmittelbaren Gefahr für Personen oder Anlagen erforderlich ist.

Wegen der Möglichkeit einer jederzeitigen Rückkehr der Spannung im Anschluss an eine Versorgungsunterbrechung ist das Netz als dauernd unter Spannung stehend zu betrachten. Eine Verständigung vor Wiedereinschaltung durch den Netzbetreiber erfolgt üblicherweise nicht.

Zur Störungsaufklärung können außerplanmäßige Untersuchungen und Messungen erforderlich sein, die der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer jeweils an seinen Betriebsmitteln durchführt. Bei der Beseitigung und Aufklärung von Störungen unterstützen sich Netzbetreiber und Anschlussnehmer gegenseitig. Alle für die Störungsklärung notwendigen Informationen sind zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer auszutauschen.

Störungen oder Unregelmäßigkeiten in der Kundenanlage, die Auswirkungen auf das Netz des Netzbetreibers haben, sind vom Anlagenbetreiber unverzüglich zu beheben und der netzführenden Stelle des Netzbetreibers zu melden. Ist keine 24 Stunden / 365 Tage besetzte netzführende Stelle beim Anlagenbetreiber vorhanden, so ist die störungsbehaftete Kundenanlage unverzüglich vom Netz zu trennen (Auslösen des zugeordneten Schaltgeräts).

Der Betreiber einer Erzeugungsanlage ist verpflichtet, dem Netzbetreiber absehbare Einschränkungen bei der Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und deren voraussichtliche Dauer unverzüglich mitzuteilen. Sofern die Einschränkungen voraussichtlich mehr als 3 Monate dauern und keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Sicherheit des Netzbetriebs haben, kann der Netzbetreiber daraufhin eine Beschränkte Betriebserlaubnis erteilen. Diese enthält eine Auflistung der Einschränkungen und legt die konkreten Umsetzungsschritte und zugehörigen Fristen sowie die Zuständigkeiten zur Beseitigung der Einschränkungen fest. Die Beschränkte Betriebserlaubnis darf die Dauer von 12 Monaten nicht überschreiten. Die Beschränkte Betriebserlaubnis kann jedoch verlängert werden, wenn die Einschränkungen in diesem Zeitraum für den Verteilnetzbetreiber nachvollziehbar nicht beseitigt werden können und Fortschritte erzielt werden. Nach Ablauf der Fristen erlischt die Endgültige Betriebserlaubnis automatisch.

Erfolgt eine Ausschaltung eines 110-kV-Schalters durch eine Schutzauslösung, darf eine Wiedereinschaltung nur nach Klärung der Störungsursache und nach Rücksprache mit der netzführenden Stelle des Netzbetreibers erfolgen.

Nach Auslösung des Entkopplungsschutzes auf der 110-kV-Seite der Übergabestation ist eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage erst nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig. Nach Auslösung des Entkopplungsschutzes auf der Mittelspannungsseite der Übergabestation oder der Erzeugungseinheiten ist eine manuelle oder automatische Zuschaltung zulässig, wenn die Zuschaltbedingungen nach 10.4 erfüllt sind.

8.9 Notstromaggregate

8.9.1 Allgemeines

Bei dem Anschluss und dem Betrieb von Notstromaggregaten sind die Vorgaben des Herstellers zu beachten. Die Betätigungselemente der Schaltanlagen müssen durch Beschriftung eindeutig und dauerhaft gekennzeichnet sein.

Es ist zudem eine automatische, allpolige Umschalteneinrichtung zu installieren, die eine Stellung zwischen dem Netz des Netzbetreibers und dem Notstromaggregat besitzt und mit der eine zwangsläufige, einwandfreie Trennung des Netzes des Netzbetreibers von der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers sichergestellt ist. Notstromaggregate mit Bemessungsscheinleistungen ≥ 1 MVA sind über einen Leistungsschalter oder über einen Leistungstrennschalter an das Netz der Kundenanlage anzuschließen.

Für jedes Notstromaggregat ist ein Betriebsstundenzähler zu installieren. Die erste Inbetriebsetzung des Notstromaggregats ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Bei Spannungswiederkehr des Hochspannungsnetzes darf die Rückschaltung der Kundenanlage auf das Hochspannungsnetz des Netzbetreibers erst nach frühestens 5 Minuten erfolgen, nachdem die Spannung am Netzanschlusspunkt mindestens 95 % U_n beträgt und die Netzfrequenz größer als 49,9 Hz ist.

Damit nach Spannungswiederkehr im Netz des Netzbetreibers bzw. bei gewollter Einleitung eines Notstrombetriebs durch den Anschlussnehmer für Probezwecke eine Unterbrechung der Versorgung der gesamten Kundenanlage oder von Teilen der Kundenanlage vermieden wird, ist ein kurzzeitiger Parallelbetrieb zur kontrollierten Lastübernahme vom Notstromaggregat (also aus dem Inselnetzbetrieb) auf das Netz des Netzbetreibers für eine Dauer von maximal 10 Sekunden zulässig.

8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebs

Die Dauer für den Netzparallelbetrieb umfasst nur die Umschaltzeit nach erfolgreicher Synchronisierung von Notstromaggregat und Netz des Netzbetreibers und ist nur für maximal 100 ms gestattet. Dabei sind die Synchronisierungsbedingungen nach 10.4.2 einzuhalten. Synchronisierung und Umschaltung dürfen nur automatisch erfolgen.

Geht der Parallelbetrieb eines Notstromaggregats mit dem Netz des Netzbetreibers über den zur Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 100 ms hinaus, sind die Anforderungen für Erzeugungsanlagen dieser VDE-Anwendungsregel inklusive des Nachweises der elektrischen Eigenschaften anzuwenden. Damit wirken diese Anlagen nicht mehr als Notstromaggregate.

Ausgenommen hiervon ist der Probetrieb, der erforderlich ist, um die Funktionsfähigkeit zu überprüfen (ein Start pro Monat mit maximal 60 Minuten Probelauf mit mindestens 50 % der Nennlast) unter Berücksichtigung der DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560). In diesem Fall sind neben den in 8.9.1 beschriebenen Anforderungen die nach 5.3 und 5.4 einzuhalten. Zudem ist für das Notstromaggregat der Einsatz mindestens einer Entkopplungsschutzeinrichtung nach 10.3.3 vorzusehen. Ist beim Probetrieb ein Netzparallelbetrieb vorgesehen, erfolgt dieser nach den Vorgaben des Netzbetreibers.

Das Abrechnungskonzept für die Dauer des netzparallelen Probetriebs ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Dies gilt insbesondere für Mischanlagen.

8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern

8.10.1 Betriebsmodi

Es existieren folgende Betriebsmodi von Speichern:

- Energiebezug (aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bzw. aus der kundeneigenen Erzeugungsanlage):
Der Speicher verhält sich aus Netzsicht wie eine Bezugsanlage;
- Energielieferung (in das Netz der allgemeinen Versorgung bzw. in das Netz der Kundenanlage):
Der Speicher verhält sich aus Netzsicht wie eine Erzeugungsanlage;
- Speicher (wird am kundeneigenen Inselnetz betrieben):
Die maximal zulässige Dauer eines Netzparallelbetriebs beträgt ≤ 100 ms. Geht der Netzparallelbetrieb über 100 ms hinaus, sind die Anforderungen nach 8.10.2 zu erfüllen.

8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen

Elektrische Energie darf nicht vom Netz bezogen und anschließend wieder als gesetzlich vergütete Energie – z. B. nach EEG [8] oder KWK-G [9] – eingespeist werden. Der Nachweis ist vom Anlagenbetreiber zu erbringen, z. B. in Form einer Herstellerbescheinigung.

Ist eine Vergütung der gespeicherten Energie vorgesehen, muss diese getrennt nach Primärenergieträgern und unterschiedlichen Einspeisevergütungen separat gemessen werden.

Um den Vergütungsanspruch nach EEG bzw. KWK-G zu wahren, sind beim Betrieb einer Erzeugungsanlage und eines Speichers mit nur einem Zählpunkt am gleichen Netzanschlusspunkt nachfolgende Bedingungen einzuhalten:

- Speicher ohne Leistungsbezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung:
Wenn das Speichersystem in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen soll, dann darf kein Bezug aus dem Netz zur Ladung des Speichers erfolgen;
- Speicher ohne Lieferung in das Netz der allgemeinen Versorgung:
Falls eine Speicherladung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgen soll, muss technisch sichergestellt werden, dass der aus dem Netz geladene Strom nicht mehr ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

ANMERKUNG 1 Sofern für den Betrieb von Speichern eine Ladung zur Speichererhaltung (Sicherstellung eines Mindestladungsstands) technologisch erforderlich ist, ist dies auch aus dem öffentlichen Netz zulässig, ohne den gesetzlichen Vergütungsanspruch zu verlieren.

ANMERKUNG 2 Besteht kein gesetzlicher Vergütungsanspruch, so sind für Anschluss und Betrieb ebenfalls die technischen Anforderungen einzuhalten.

8.10.3 Lastmanagement

Speicher können nach Vorgaben des Netzbetreibers am Lastmanagement teilnehmen, beispielsweise durch ferngesteuerte Ein- und Ausschaltung der Speicher oder durch Steuerung des Energiebezugs. Hierzu sind ggf. gesonderte vertragliche Regelungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber erforderlich.

8.10.4 Dynamische Netzstützung im Betriebsmodus „Energiebezug“

Speicher mit Inbetriebsetzung ab dem 01.01.2021 müssen die Anforderungen an die dynamische Netzstützung nach 10.3 auch im Betriebsmodus „Energiebezug“ erbringen.

8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

8.11.1 Allgemeines

Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind nach den Vorgaben des Netzbetreibers steuerbar auszuführen. Die Kundenanlage muss in diesem Zusammenhang in der Lage sein, ein externes Signal zur Steuerung des Lade- oder Entladevorgangs zu empfangen und in ein entsprechendes Anlagenverhalten umzusetzen.

8.11.2 Blindleistung

Für den Betriebsmodus „Energieförderung“ (Entladevorgang) sind die Anforderungen nach 10.2.2 einzuhalten.

Für den Betriebsmodus „Energiebezug“ (Ladevorgang) gibt der Netzbetreiber ein Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.4 in dem Bereich zwischen $\pm 0,95$ vor, ggf. über eine Schnittstelle. Dies gilt für DC- und induktive Ladeeinrichtungen > 12 kVA innerhalb sowie außerhalb von Gebäuden und erst mit der Inbetriebsetzung der Ladeeinrichtung ab dem 01.01.2021. DC- und induktive Ladeeinrichtungen > 12 kVA, die vor dem 01.01.2021 in Betrieb gesetzt werden, müssen entweder die vorgenannte Anforderung zur Blindleistungsbereitstellung oder die Anforderungen an das Blindleistungsverhalten nach 5.5 erfüllen.

Beim AC-Laden ist im Betriebsmodus „Energiebezug“ (Ladevorgang) im Sinne der DIN EN ISO 17409 bei P_n ein $\cos \varphi$ von $\geq 0,95_{\text{untererregt}}$ im Leistungsbereich $5 \% P_n \leq P < 100 \% P_n$ ein $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ bis 1 einzuhalten.

ANMERKUNG Es ist beabsichtigt, diese Funktionalität der Blindleistungsstellfähigkeit auch auf das AC-Laden auszuweiten und in der DIN EN ISO 17409 zu verankern.

8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung

Der Netzbetreiber darf den Wirkleistungsbezug der Ladeeinrichtung begrenzen. Die Umsetzung der Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt ist durch eine entsprechende technische Einrichtung vom Anschlussnehmer sicherzustellen. Dies ist einerseits durch eine feste Einstellung der Systemkomponenten auf einen Wirkleistungswert oder andererseits durch eine messwertbasierte Steuerung der Komponenten (Sensor) realisierbar. Die Vorgaben für die Steuerung bzw. Regelung gibt der Netzbetreiber vor.

Es gelten folgende Anforderungen:

- Ein fehlender Sensormesswert muss zur festen Einstellung der Systemkomponenten auf den entsprechenden Wirkleistungswert führen.
- Der zulässige Mittelwert während eines Zeitraums von 10 Minuten muss eingehalten werden.

8.11.4 Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz

Neben den in 10.2.4.3 aufgeführten Anforderungen sind Ladeanwendungen für elektrochemische Speicher (stationäre Batterien, Elektrofahrzeuge usw.) in ihrer Leistung grundsätzlich regelbar auszuführen und mit einem entsprechenden Verhalten auszustatten.

8.12 Lastregelung bzw. Lastzuschaltung

Um unzulässige Netzurückwirkungen einer einzelnen Kundenanlage zu vermeiden, müssen Spannungsänderungen – z. B. durch Schaltvorgänge – entsprechend der Vorgaben aus 5.4.2 bewertet werden.

Unzulässige Spannungsänderungen durch großflächiges zeitgleiches Hoch- bzw. Abfahren von vielen Kundenanlagen (z. B. durch Netz- oder Marktprozesse bei Bezugsanlagen, die auf externe Signale reagieren (§14 EnWG [13])) werden durch die Festlegung des maximal zulässigen Leistungsgradienten begrenzt. Dieser Leistungsgradient für Bezugsanlagen entspricht den Anforderungen des Leistungsgradienten an Erzeugungsanlagen und Speichern (siehe 10.2.4).

Bei Über- und Unterfrequenz sollten stufenlos steuerbare Verbraucherlasten und Anwendungen nach § 14 EnWG mit elektronischer Regelung (z. B. Ladeanwendungen für Speicher oder elektronisch geregelte elektrothermische Anwendungen) in Bezugsrichtung die Anforderungen nach 10.2.4.3 erfüllen, sofern keine Gefährdung von Personen und Anlagen vorliegt. Diese Bezugs- oder Mischanlagen sollten wie in Bild 15 bzw. 16 dargestellt die Bezugsleistung bei Überfrequenz erhöhen bzw. bei abnehmender Frequenz absenken.

8.13 Leistungsüberwachung

Der Netzbetreiber ist im Fall des Überschreitens der vereinbarten maximalen Anschlusswirkleistung berechtigt, die Kundenanlage vom Netz zu trennen. Hierzu kann der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer die Installation entsprechender technischer Einrichtungen fordern, die bei Überschreiten bestimmter Grenzwerte (z. B. vereinbarte Einspeiseleistung) die Kundenanlage vom Netz des Netzbetreibers trennen.

9 Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage

Plant der Anschlussnehmer Änderungen der vereinbarten Anschlussscheinleistung, die Außerbetriebnahme oder die Demontage der Übergabestation, so ist der Netzbetreiber und ggf. der Messstellenbetreiber rechtzeitig von diesem Vorhaben schriftlich zu benachrichtigen. Dies gilt auch für eine vom Anschlussnehmer geplante Änderung der Betriebsführung seiner Anlage und der Betriebsmittel der Übergabestation, die Auswirkungen auf das Netz des Netzbetreibers haben kann.

Falls sich durch eine Erhöhung der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_K^* oder durch eine Änderung der Netzspannung gravierende Auswirkungen auf die Kundenanlage ergeben, teilt dies der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer rechtzeitig mit. Um die Betriebssicherheit der Kundenanlage zu erhalten, muss durch den Anschlussnehmer eine Anpassung an den technischen Stand oder an geänderte Netzverhältnisse (z. B. an eine höhere Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_K^*) durchgeführt werden.

Jegliche Änderung der Wandler bzw. deren Übersetzung sind mit einem Vorlauf von sechs Wochen beim Netzbetreiber und beim Messstellenbetreiber anzuzeigen und bedingen eine erneute Vor- und Inbetriebsetzungsprüfung.

10 Erzeugungsanlagen

10.1 Allgemeines

Alle für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für Mischanlagen und Speicher.

Erzeugungsanlagen, die an das Hochspannungsnetz angeschlossen werden, müssen als dreiphasige Drehstromanlagen ausgeführt werden. Das bedeutet, dass Erzeugungsanlagen im ungestörten Betrieb mit symmetrischen Drehspannungsquellen arbeiten müssen. Ebenfalls zugelassen ist die Einspeisung von symmetrischen Drehströmen. Als Bezugsgröße für die Ströme ist – auch wenn die Klemmenspannungen nicht symmetrisch sind – das Mitsystem der Klemmenspannungen heranzuziehen.

Die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel können auch durch den Anschluss von Zusatzgeräten (wie z. B. FACTS, usw.) erbracht werden, die dann Bestandteil der Erzeugungsanlagen sind. Diese sind sowohl bei Anschluss und Betrieb der Erzeugungsanlagen als auch in deren Anlagenzertifikaten zu berücksichtigen.

Der Netzbetreiber ist berechtigt, in der Übergabestation Einrichtungen zu installieren oder installieren zu lassen, die die Erzeugungsanlage automatisch oder per Fernwirkbefehl vom Netz trennen, wenn die vorgegebenen netzvertraglichen Grenzen im stationären Betrieb – wie beispielsweise die vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV,E}$ oder die maximale Scheinleistung einer Erzeugungsanlage S_{Amax} – überschritten werden. Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Erzeugungsanlagen ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich. Die Signal-Schnittstelle ist zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber zu vereinbaren. Ein Beispiel hierfür ist in den [Tabellen C.2](#) und [C.3](#) aufgeführt.

Erzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, sich während der Netzeinspeisung an der Spannungshaltung zu beteiligen. Dabei wird im Folgenden zwischen statischer Spannungshaltung und dynamischer Netzstützung unterschieden.

Bedingt durch die höhere Komplexität von Mischanlagen werden deren Besonderheiten in den nachfolgenden Abschnitten separat benannt. Dabei sind insbesondere folgende Punkte zu beachten:

- Abstimmung des Schutzkonzepts zwischen Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer sowie innerhalb der Kundenanlage (siehe [10.3](#));
- besondere Anforderungen bei der zusätzlichen Nutzung der kundeneigenen Notstromaggregate als Erzeugungseinheiten (siehe auch [8.9](#));
- Erbringung der beiden folgenden Fähigkeiten durch Erzeugungseinheiten, die nicht durch eine kunden-eigene Regelung beeinflusst werden dürfen:
 - frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten nach [10.2.4.2](#) und [10.2.4.3](#);
 - Anforderungen an die Dynamische Netzstützung nach [10.2.3](#);
- Anforderungen an die Wirkleistungsregelung durch den Netzbetreiber (Leistungsreduzierung nach [10.2.4.1](#));
- Anforderung an die statische Spannungshaltung nach [10.2.2](#);
- Anforderungen an den Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach [Abschnitt 11](#).

Diese Anforderungen an Erzeugungsanlagen gelten nicht für elektrische Antriebe, die sich temporär generatorisch verhalten und Energie in das Netz des Netzbetreibers zurückspeisen.

Pumpspeicherkraftwerke mit Antriebsmaschinen mit variabler Drehzahl für den Pumpbetrieb müssen im generatorischen und motorischen Betrieb die Anforderungen für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und zusätzlich die Anforderungen zur Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern nach [10.2.3.3](#) erfüllen.

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

10.2.1 Allgemeines

10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen

Bei Erzeugungsanlagen, deren Primärenergiedargebot nicht beeinflussbar ist (z. B. Windenergie- und Photovoltaikanlagen), werden alle Anforderungen an die Erbringung eines Wirkstroms bzw. einer Wirkleistung unter dem Vorbehalt eines ausreichend zur Verfügung stehenden Primärenergiedargebotes gestellt.

Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer eindeutig erkennbar sein. Um die Aktualisierung von Bediensoftware oder Parametersätzen separat durchführen zu können, wird empfohlen, diese von der Regelungssoftware getrennt zu halten.

10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb

In dem gesamten Frequenzbereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz und bei Spannungen im Bereich von 93,5 kV bis 127 kV (Effektivwerte der verketteten Spannung) müssen die Erzeugungsanlagen im quasistationären Betrieb zu einem Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen nach Bild 4 in der Lage sein. Der quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von $< 5 \% U_n/\text{min}$ und einen Frequenzgradienten von $< 0,5 \% f_n/\text{min}$.

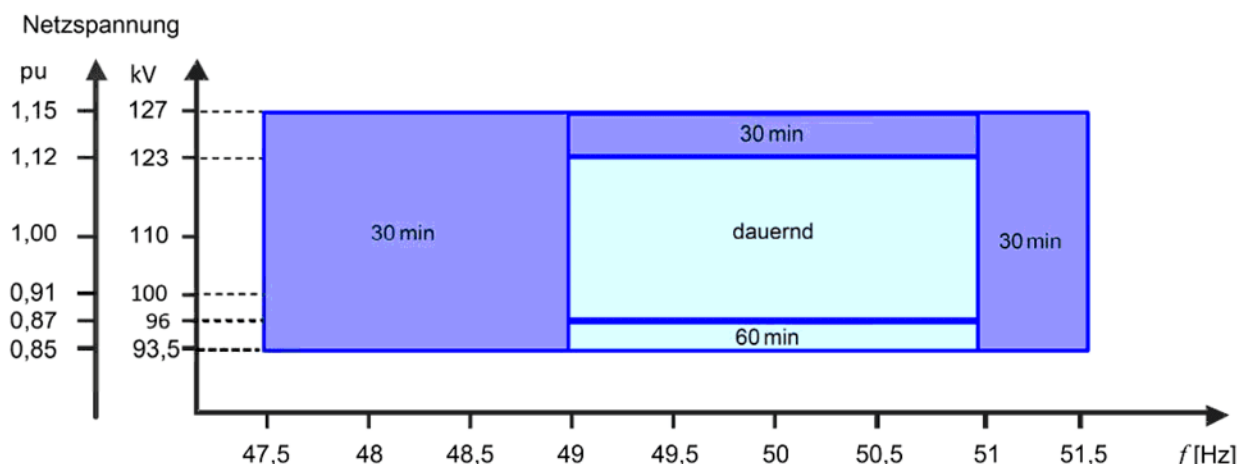


Bild 4 – Mindestanforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen

Bei einer quasistationären Netzspannung $\leq 96 \text{ kV}$ ($87,2 \% U_n$) am Netzanschlusspunkt muss eine Erzeugungsanlage mindestens 60 Minuten lang am Netz bleiben. Bei quasistationären Netzspannungen $\leq 93,5 \text{ kV}$ ($85 \% U_n$) darf eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz erfolgen.

Darüber hinaus können im Betrieb des Hochspannungsnetzes Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt von $\leq 10 \% U_n$ mit Spannungsgradienten von $\geq 5 \% U_n/\text{min}$ innerhalb des Spannungsbands von 96 kV bis 127 kV auftreten. Bei Spannungen außerhalb des Spannungsbereichs von 96 kV bis 123 kV und der Gefahr der Überlastung von Betriebsmitteln in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirkleistung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.

10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen

Polrad- bzw. Netzpendelungen treten im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet derzeit erfahrungsgemäß mit Frequenzen von 0,12 Hz bis 1,5 Hz auf. Diese dürfen nicht zu einer Auslösung des Schutzes der Erzeugungseinheiten führen.

Als Folge von Netzpendelungen können die Spannungen im Netz für mehrere Sekunden außerhalb des im [Bild 4](#) definierten Spannungsbereichs sein. Dies hat auch Auswirkungen auf die Spannungen auf der Generatorseite der Erzeugungseinheiten. Während einer Netzpendelung darf die Wirkleistung der Erzeugungseinheit nicht reduziert werden, es sei denn

- diese trägt gewollt zur Dämpfung der Netzpendelungen bei oder
- eine Überlastung von Betriebsmitteln der Erzeugungsanlage wird dadurch vermieden.

Bei der Dimensionierung von Erzeugungsanlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Pendelung gedämpft verläuft und die Spannungsamplitude der Pendelung $+10\% U_n$ nicht über- und $-20\% U_n$ nicht unterschreitet.

Bei Verlust der Stabilität müssen sich Erzeugungseinheiten automatisch vom Netz trennen.

10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit

Inselbetrieb

Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen können bei Störungen im vorgelagerten Netz zur Deckung des eigenen Energiebedarfs in den Inselbetrieb gehen. Ein vom Anschlussnehmer vorgesehener Inselbetrieb ist vertraglich mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts teilt der Verteilnetzbetreiber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber mit (siehe auch [8.1](#)).

Für den Inselbetrieb einer Kundenanlage werden keine Mindestanforderungen des Netzbetreibers an die Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage gestellt.

Teilnetzbetriebsfähigkeit

Teilnetzbetrieb bezeichnet den unabhängigen Betrieb eines ganzen Netzbetreiber-Netzes oder eines Teils eines Netzbetreiber-Netzes, das nach der Trennung vom Verbundnetz isoliert ist, wobei mindestens eine teilnetzbetriebsfähige Erzeugungsanlage einen Strom an dieses Netz liefert und seine Frequenz und seine Spannung regelt.

Die Teilnetzbetriebsfähigkeit der Erzeugungsanlage stellt keine Mindestanforderung dar. Der Verteilnetzbetreiber kann die Teilnetzbetriebsfähigkeit und die Reglerstabilität in jedem Einzelfall jedoch fordern.

Unter Beherrschung einer Teilnetzbildung wird ein erfolgreicher transients Übergang der Erzeugungsanlage in den Teilnetzbetrieb und deren stabiler Betrieb im Teilnetz (Stabilisierung von Frequenz und Spannung, Beherrschung von Lastsprüngen) verstanden, ohne dass sich die Erzeugungsanlage vom Netz trennt.

ANMERKUNG 1 Eine Teilnetzbildung kann beliebige Netzgebiete umfassen und kann daher nicht topologisch (z. B. durch Schalterstellungssignale) identifiziert oder eingegrenzt werden. Sie kann unter anderem durch ein plötzliches Leistungsungleichgewicht im Netz mit entsprechender Frequenzänderung, einer plötzlichen Änderung der Netzkurzschlussleistung, einer plötzlichen Änderung der Trägheit des Systems (Schwungmasse) und/oder einem Vektorsprung der Netzspannung charakterisiert sein.

Erzeugungsanlagen sind teilnetzbetriebsfähig, wenn sie alle der folgenden drei Anforderungen erfüllen:

- Sie erfüllen alle anderen Anforderungen des Abschnitts 10 dieser VDE-Anwendungsregel. Dabei wird kein Einregeln auf die Nennfrequenz 50 Hz oder auf einen Sollwert der Netzspannung gefordert.

ANMERKUNG 2 Die Beherrschung einer Teilnetzbildung kann sichergestellt werden, wenn zur Blindleistungsregelung eine $Q(U)$ -Regelung aktiv ist.

- Sie müssen zur Beherrschung des transienten Übergangs in den Teilnetzbetrieb gegebenenfalls die abgegebene Wirkleistung so weit reduzieren können, wie dies angesichts ihrer inhärenten Eigenschaften technisch möglich ist, mindestens jedoch auf $55\% P_{\text{inst}}$ bei Typ-1-Anlagen und $10\% P_{\text{inst}}$ bei Typ-2-Anlagen. Beim Nachweis entsprechend [11.4.9](#) ist ein temporärer Frequenzanstieg über 51,5 Hz bis 52,5 Hz zulässig, solange hierbei die Fähigkeit zum Fangen im Eigenbedarf nach [10.5.1](#) nicht beeinträchtigt wird. Wenn aufgrund von technologisch inhärenten Einschränkungen der Entlastungsdynamik nach [10.2.4.3](#) der transiente Übergang zu unzulässigen Frequenzen führen würde,

ist die maximal mögliche Entlastung während des transienten Übergangs per Simulation zu ermitteln und mit dem Verteilnetzbetreiber abzustimmen.

- Für den Betrieb im Teilnetz müssen die Erzeugungsanlagen stoßartige Lastzuschaltungen von bis zu 10 % $P_{b\text{ inst}}$ (maximal jedoch 50 MW) ausregeln können. Hierbei werden kraftwerksspezifische, unvermeidliche Einschränkungen (z. B. Zuschalten von Kohlemühlen, dauerhafte Überschreitung der maximalen Bemessungswirkleistung) berücksichtigt. Die Pausen zwischen zwei aufeinander folgenden Lastzuschaltungen sollen mindestens 5 Minuten betragen.

10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheit stellt keine Mindestanforderung dar.

Auf Aufforderung des Netzbetreibers muss der Betreiber einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 jedoch ein Angebot für die Schwarzstartfähigkeit vorlegen. Der Netzbetreiber kann ein solches Angebot einholen, wenn er der Ansicht ist, dass die Systemsicherheit in seiner Regelzone aufgrund mangelnder Schwarzstartfähigkeit gefährdet ist.

Eine Erzeugungseinheit mit Schwarzstartfähigkeit muss in der Lage sein, über ihre Kuppelschalter an ein spannungsfreies Netz geschaltet zu werden.

ANMERKUNG 1 Bei Erzeugungseinheiten mit Generatorschalter müssen ein spannungsloser Maschinentransformator und ein angeschlossenes spannungsloses Teilnetz mit dem Generatorschalter bei Spannung Null zugeschaltet werden können.

Eine Erzeugungseinheit mit Schwarzstartfähigkeit muss in der Lage sein, aus abgeschaltetem Zustand ohne externe Zufuhr elektrischer Energie innerhalb eines vom Netzbetreiber festgelegten Zeitraums wieder hochzufahren. Sie muss dabei im Leerlauf des hochzufahrenden Netzes bei Deckung der Ladeleistung und der Netzverluste eine Spannung mit etwa Nennfrequenz am Netzanschlusspunkt bereitstellen können.

Der Netzbetreiber kann fordern, dass das hochzufahrende Netz einschließlich des Netztransformators der Erzeugungseinheit über die Erregung des Generators unter Spannung gesetzt werden kann. Die Spannung an den Generatorklemmen muss dazu im Bereich von 10 % und 105 % der Bemessungsspannung des Generators U_{rG} stufenlos regelbar sein und in ≤ 10 Minuten rampenförmig von 10 % auf rund 90 % – 100 % U_{rG} erhöht werden können. Ein Betrieb muss in jedem Arbeitspunkt des bei der jeweiligen Spannung gültigen Betriebsdiagramms des Generators möglich sein. Nach dem Hochfahren der Erregung ($U_G > 90 \% U_{rG}$) muss die automatische Generatorspannungsregelung (Spannungsreglermodus) aktiviert werden, damit die Spannung bei späteren Lastzuschaltungen im Netz geregelt wird.

ANMERKUNG 2 Durch das Hochfahren der Spannung werden hohe Transformator-Rushströme vermieden, die bei der Zuschaltung von spannungslosen Transformatoren mit Betriebsspannung auftreten können. Beim Hochfahren der Spannung müssen die Verluste durch die Erzeugungseinheit gedeckt und die Frequenz geregelt werden. Die Regelung darf nicht zu Drehzahlschwingungen des Generators führen.

Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, sprunghafte Zuschaltungen von Wirklasten mit bis zu 10 % Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit und einem $\cos \varphi = 0,8$ (induktiv als auch kapazitiv) zu beherrschen. Außerdem müssen reine Blindleistungssprünge von bis zu 50 % der installierten Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit, maximal jedoch 150 Mvar, ausgeregelt werden können. Eine Bereitstellung von Blindleistung am Netzanschlusspunkt muss auch ohne Wirkleistungsabgabe innerhalb des Betriebsdiagramms des Generators möglich sein.

Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, bei Über-/Unterfrequenz die Wirkleistungsabgabe zu reduzieren/zu erhöhen, um die Frequenz im Falle einer Über- oder Unterfrequenz innerhalb des gesamten Wirkleistungsbereichs stabilisieren zu können. Die Frequenzänderung infolge der Lastzuschaltungen ($\leq 10 \%$ der Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit) darf zu keinem Zeitpunkt größer als 1 Hz sein. Für die erste Lastzuschaltung auf ein leerlaufendes Netz können abweichende Grenzen mit dem Netzbetreiber vereinbart werden. Es ist normalerweise nicht erforderlich, dass die Frequenz im hochzufahrenden Netz wieder genau auf den Wert wie vor der Lastzuschaltung eingeregelt wird. Auf Anforderung des Netzbetreibers muss der Frequenzsollwert der Erzeugungseinheit angepasst werden können, um z. B. die Frequenz vor einer Lastzuschaltung zu erhöhen.

Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen mit anderen Erzeugungsanlagen innerhalb eines Teilnetzes synchronisiert und parallel betrieben werden können (siehe 10.2.1.4).

Weitere Spezifikationen zu den Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit (wie z. B. vorzuhaltende Energiemenge für die autarke Versorgung des Primärprozesses, Anzahl der Schwarzstartversuche) sowie an die Nachweisführung zur Erfüllung der Anforderungen werden zwischen Netzbetreiber und dem Betreiber der Erzeugungseinheit im Zuge der Angebotserstellung abgestimmt.

10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen

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

Die Blindleistungsbereitstellung aller drei in 10.2.2.4 beschriebenen Verfahren a) bis Verfahren c) bezieht sich auf die Mitsystemkomponenten der Strom- und Spannungs-Grundschiwingung. Das bedeutet im Verbraucherzählpfeilsystem den Betrieb der Erzeugungsanlage im Quadranten II (untererregt) oder Quadranten III (übererregt) (siehe Anhang B, Bild B.8).

Die Netztransformatoren der Erzeugungsanlagen müssen mit einem unter Last stufbaren Stufenschalter ausgestattet sein. Die Übersetzungsverhältnisse und die Stufenstellbereiche sind so auszulegen, dass über den gesamten Bereich der betrieblich zulässigen Spannung die Anforderungen an das Blindleistungsverhalten am Netzanschlusspunkt erfüllt werden können. Während der Trafostufenregelung ist eine temporäre Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zulässig.

Jeder vom Netzbetreiber vorgegebene Sollwert muss entsprechend des geforderten Blindleistungsbereichs (Bild 5) innerhalb von 4 Minuten angefahren und beliebig lange betrieben werden können. Änderungen der Blindleistungsbereitstellung innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereichs müssen jederzeit möglich sein.

ANMERKUNG 1 Innerhalb von 4 Minuten kann ein 110-kV-/MS-Transformator mit Stufenschalter und automatischer Spannungsreglung den gesamten Spannungsstellbereich durchfahren, so dass sich spätestens nach 4 Minuten die geregelte Spannung auf der Mittelspannungsseite einstellt.

Neben der zeitlichen Anforderung an das Anfahren eines vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwerts werden in den folgenden Abschnitten auch zeitliche Anforderungen hinsichtlich des Regelverhaltens gestellt.

Die Dimensionierung der Erzeugungsanlage hinsichtlich der geforderten Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers.

Für das Schalten von Kompensationsanlagen gilt bezüglich der Spannungsänderungen 5.4.2.

Nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber kann der Blindleistungsbereich projektspezifisch ausgedehnt werden.

10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\text{ inst}}$

Jede Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, die Anforderungen am Netzanschlusspunkt nach einer der drei Varianten 1, 2 oder 3 in Bild 5 zu erfüllen.

Sofern $P_{b\text{ inst}} > P_{AV, E}$ ist, ist als Bezugsgröße auf der Abszisse $P_{AV, E}$ zu wählen. Sofern $P_{b\text{ inst}} < P_{\text{inst}}$ ist, ist es zulässig, die Vorgaben auf P_{inst} bezogen umzusetzen.

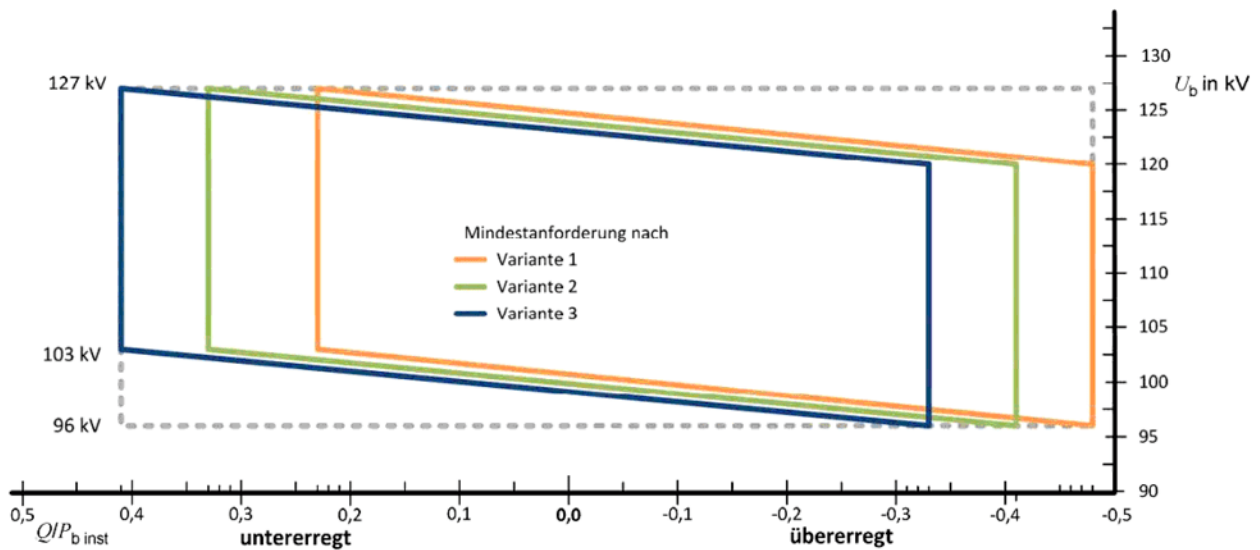


Bild 5 – Varianten der Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt

Der Netzbetreiber wählt aufgrund der jeweiligen Netzanforderungen genau eine der drei möglichen Varianten im Zuge der Planung des Netzanschlusses aus und gibt diese dem Anschlussnehmer vor.

Änderungen der Varianten nach Bild 5 im Laufe des späteren Betriebs sind vertraglich zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zu vereinbaren.

10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b \text{ inst}}$

Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im Betriebspunkt $P_{b \text{ inst}}$ der Erzeugungsanlage ($P_{\text{mom}} = P_{b \text{ inst}}$) bestehen auch Anforderungen an den Betrieb mit einer momentanen Wirkleistung P_{mom} , die kleiner als $P_{b \text{ inst}}$ ist.

Bild 6 zeigt als PQ-Diagramm die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb ($0,10 < P_{\text{mom}}/P_{b \text{ inst}} < 1$) am Netzanschlusspunkt. Die in Bild 6 dargestellten Kennlinien ergeben sich in Abhängigkeit der gewählten Variante 1, 2 oder 3 und der Netzspannung am Netzanschlusspunkt aus Bild 5. Bei Typ-1-Anlagen gelten die Anforderungen ab der technischen Mindestleistung.

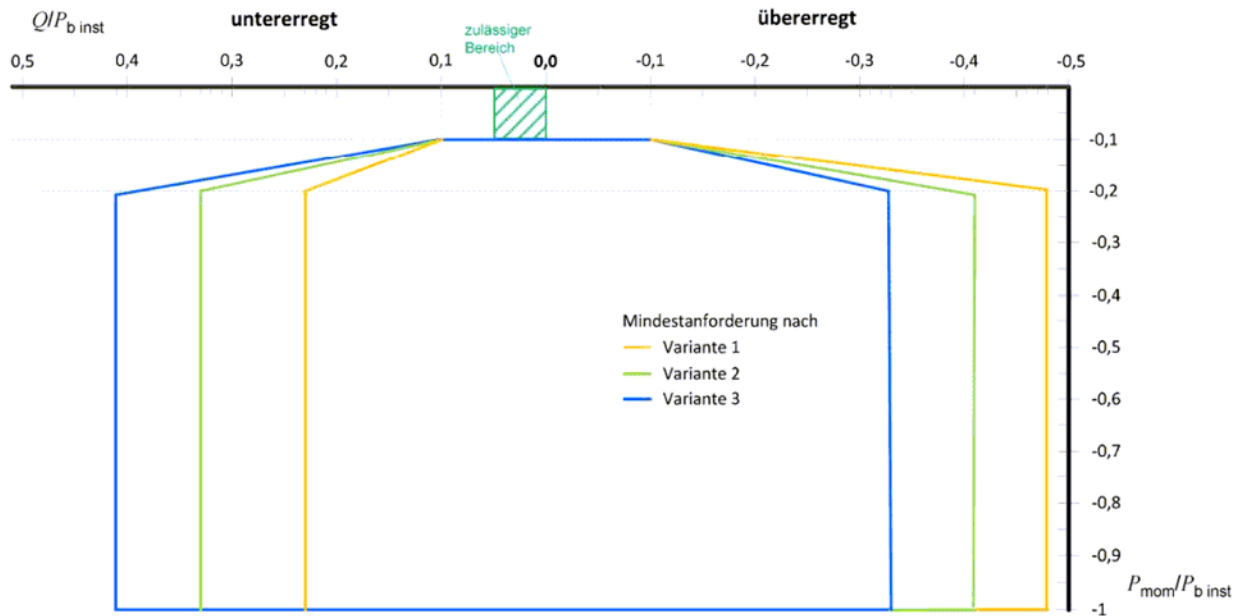


Bild 6 – Varianten der PQ-Diagramme der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im Verbraucherzählpeilsystem

In dem PQ-Diagramm gibt die Abszisse die zur Verfügung zu stellende Blindleistung Q , bezogen auf die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung $P_{b\text{ inst}}$, an. Die Ordinate gibt die momentane Wirkleistung P_{mom} (im Verbraucherzählpeilsystem negativ), bezogen auf die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung $P_{b\text{ inst}}$, an.

Sofern $P_{b\text{ inst}} > P_{\text{AV, E}}$ ist, ist als Bezugsgröße auf der Abszisse $P_{\text{AV, E}}$ zu wählen.

ANMERKUNG 1 Die in Bild 6 dargestellten Kennlinien gelten für die Spannungsbereiche entsprechend Bild 5.

Die maximale, bleibende Abweichung zwischen Soll- und Istwert im Bereich $P_{\text{mom}}/P_{b\text{ inst}} \geq 0,10$ bzw. ab der technischen Mindestleistung darf innerhalb der nach Bild 6 angegebenen Bereiche eine Blindleistungsabweichung von maximal $\pm 2\%$ bezogen auf P_{inst} betragen.

Für den Betrieb im Teillastbereich zwischen $0 \leq P_{\text{mom}}/P_{b\text{ inst}} < 0,10$ bzw. der technischen Mindestleistung bestehen keine Anforderungen an eine geregelte Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt. Eine Überschreitung ist zulässig, wenn sie der Einhaltung einer Blindleistungsvorgabe nach 10.2.2.4 dient. Der zulässige Bereich bezüglich des Blindleistungsverhaltens der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt (siehe Bild 6) ist hier wie folgt definiert, wobei in dem ausgewiesenen Bereich bereits die Blindleistungsabweichung enthalten ist:

- ein untererregter Betrieb in Höhe von bis zu maximal 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}}$ ist unabhängig von der Wirkleistung zulässig;
- ein übererregter Betrieb ist generell unzulässig.

ANMERKUNG 2 In Bild 6 ist der zulässige Bereich unter der Voraussetzung dargestellt, dass $P_{b\text{ inst}} = P_{\text{AV, E}}$ ist.

10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Die Blindleistungsbereitstellung darf die dynamische Netzstützung nicht beeinträchtigen.

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

- a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$;
- b) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- c) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

Der Netzbetreiber kann zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der hier genannten Verfahren fordern, wenn sich eine technische Notwendigkeit hierfür ergibt.

Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben zu dem Verfahren macht, ist ein konstanter Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ von 1 am Netzanschlusspunkt zugrunde zu legen.

Zudem gibt der Netzbetreiber im Rahmen der Planung des Netzanschlusses genau eine der folgenden Varianten der Sollwertvorgabe vor:

- fester Sollwert;
- variabel einstellbarer Sollwert per Fernwirkanlage (oder anderer Steuertechniken).

Die Übergabe des Sollwerts erfolgt in der Übergabestation.

Maßgebend für die Blindleistungsbereitstellung ist der Netzanschlusspunkt. Hierfür wird die Blindleistung auf der Hochspannungsseite der Übergabestation gemessen. Sollwerte bezüglich der Blindleistungsbereitstellung müssen nur innerhalb der nach Bild 5 und Bild 6 geforderten Bereiche umgesetzt werden. Liegen Sollwerte außerhalb dieser Bereiche, so können diese auf die jeweiligen Bereichsgrenzen nach Bild 5 und Bild 6 begrenzt werden.

Kommt es zu einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Regelung innerhalb der Erzeugungsanlage (z. B. Ausfall der Messung oder Ausfall von Reglern in der Erzeugungsanlage), sind durch den Anlagenbetreiber unverzüglich Maßnahmen zur Beseitigung einzuleiten. Der Netzbetreiber ist umgehend zu informieren. Die vom Ausfall betroffenen Erzeugungseinheiten müssen mit dem im Netzbetreiber-abfragebogen E.7 vom Netzbetreiber vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden, sofern die gesamte Erzeugungsanlage nicht den Ausfall der betreffenden Erzeugungseinheiten intern kompensieren kann. Sonstige durch den Ausfall nicht mehr geregelt betriebene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (z. B. Kondensatorbänke oder SVCs) müssen abgeschaltet werden. Auf Anforderung des Netzbetreibers muss die Erzeugungsanlage bis zur Reparatur mit verminderter Leistung betrieben oder abgeschaltet werden.

Eine fernwirktechnische und/oder manuelle Umschaltung zwischen den Regelverfahren a), b) und c) muss ermöglicht werden. Bei Umschaltung zwischen Regelverfahren soll der neue Sollwert nicht schneller als das geforderte Übertragungsverhalten (definiert aus Anschwing- und Einschwingzeit) und nicht langsamer als in 4 Minuten erreicht werden.

ANMERKUNG 1 Bei der Umschaltung des Regelverfahrens durch den Netzbetreiber ist mit einer sprunghaften Sollwertänderung der Blindleistungsbereitstellung mit entsprechenden Netzurückwirkungen zu rechnen.

Das Regelverhalten der Blindleistung nach den Verfahren a) und b) am Netzanschlusspunkt muss bei allen Sollwertsprüngen qualitativ nach dem in Bild C.2 dargestellten Verhalten erfolgen. Jeder Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelverhalten ergibt, muss von der Typ-1-Anlage einstellbar zwischen 5 Sekunden und 60 Sekunden und von der Typ-2-Anlage einstellbar zwischen 1 Sekunde und 5 Sekunden bereitgestellt werden (Anschwingzeit). Wird vom Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 5 Sekunden. Der Netzbetreiber kann für eine Typ-1-Anlage auch eine Anschwingzeit zwischen 2 Sekunden und 5 Sekunden vorgeben. Dies ist dem Anschlussnehmer in der Planungsphase mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen E.7 mitzuteilen.

Für das Verfahren c) gilt eine Anschwingzeit von bis zu einer Minute.

Die Signallaufzeit von der Übergabestation zu den Erzeugungseinheiten ist in diesen Zeiten genauso enthalten wie die Erfassung der Netzspannung bzw. der Wirk- und Blindleistung.

Der Nachweis des Übergangsverhaltens einschließlich der Zeitangaben ist für die vom Netzbetreiber angegebene Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt S_{KV} unter der Annahme, dass andere benachbarte Erzeugungsanlagenregler außer Betrieb sind, zu erbringen.

Werden mehrere Typ-1-Anlagen parallel betrieben, werden die Erzeugungseinheiten für die Einhaltung der Regelzeiten unabhängig voneinander betrachtet. Die parallel betriebenen Anlagen vom Typ 1 sind hierbei abgeschaltet.

Beim Einzelnachweisverfahren oder bei Messungen vor Ort ist zu beachten, dass sich der Regelmodus aller Erzeugungseinheiten im entsprechenden Modus befindet (Typ 1 sind bis auf die zu testende Anlage aus-, Typ-2-Erzeugungseinheiten eingeschaltet). Des Weiteren ist der Normalschaltzustand in der Kundenanlage und in dem vorgelagerten Hochspannungsnetz sicherzustellen.

Zu a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$

Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungsanlage in Abhängigkeit von der aktuellen Betriebsspannung des Hochspannungsnetzes am Netzanschlusspunkt Blindleistung mit dem Netz austauscht ($Q = f(U)$).

Dabei gibt der Netzbetreiber die Kennlinie vor. Die Vorgabespannung U_{Q0}/U_n kann per Fernwirkanlage vorgegeben werden, alle weiteren Größen (Steigung, Totband) sind fest vorgegeben. Der Blindleistungswert, den die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus der tatsächlich am Netzanschlusspunkt auf Hochspannungsebene gemessenen Spannung und den Parametern der Kennlinie (inklusive ihres Totbands). Wenn seitens des Netzbetreibers ein anderer Blindleistungsaustausch gewünscht ist, wird dafür die Vorgabespannung U_{Q0}/U_n verändert.

Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten. Die in 10.2.2.3 geforderte Blindleistungsgenauigkeit bezieht sich auf den sekundären Messwert der Spannung.

ANMERKUNG 2 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass $P_{b\text{ inst}} = P_{\text{inst}}$ entspricht.

Eine Beispiel- $Q(U)$ -Kennlinie ist in Bild 7 dargestellt.

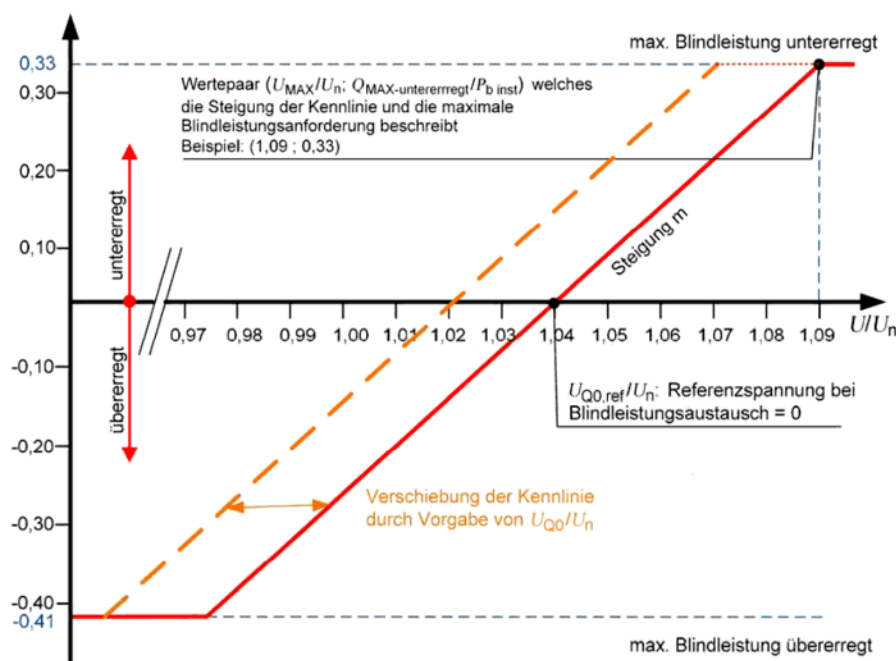


Bild 7 – Beispiel für eine $Q(U)$ -Kennlinie für Variante 2

In Bild 7 beträgt die Vorgabespannung $1,04 U_{Q0}/U_n$ ohne Spannungstotband, die Kennlinie gilt im Betriebspunkt $P_{\text{mom}} = P_{\text{b inst}}$. Solange sich die Netzspannung innerhalb des Totbands befindet, findet keine Änderung der Blindleistungseinspeisung durch die Erzeugungsanlage statt (systembedingte elektromagnetische Ausgleichsvorgänge werden hierbei nicht berücksichtigt). Die $Q(U)$ -Kennlinie wird einerseits durch die maximalen Blindleistungsgrenzen (siehe Bild 6) und andererseits durch eine obere und eine untere Spannungsgrenze abgeschlossen.

Spannungstotband

Einstellbar $\cdot 0\%$ bis $\pm 5\%$ U_n in Schritten von höchstens $0,5\%$ U_n . Falls der Netzbetreiber keinen Wert vorgibt, gilt als Standardwert $\pm 0\%$.

Sobald die Spannung die Grenze des Totbands überschreitet, wird ein neuer Sollwert berechnet und angefahren. Dieser kann sich entweder aus dem Kennlinienwert selbst oder dem Schnittpunkt der gemessenen Netzspannung und der überschrittenen Totbandgrenze ergeben.

Definition der Kennlinie

Die Steigung der Kennlinie m ergibt sich aus der Vorgabe der Referenzspannung $U_{Q0,\text{ref}}/U_n$, bei $Q/P_{\text{b inst}} = 0$ und dem Wertepaar $(U_{\text{MAX}}/U_n; Q_{\text{MAX-untererregt}}/P_{\text{b inst}})$ zu:

$$\text{Steigung } m = (Q_{\text{MAX-untererregt}}/P_{\text{b inst}}) / (U_{\text{MAX}}/U_n - U_{Q0,\text{ref}}/U_n)$$

Das Wertepaar $(U_{\text{MAX}}/U_n; Q_{\text{MAX-untererregt}}/P_{\text{b inst}})$ sowie $U_{Q0,\text{ref}}/U_n$ werden durch den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Die Steigung muss dabei für Variante 1 nach Bild 5 in einem Wertebereich $7 \leq m \leq 24$ bzw. für Variante 2 und 3 nach Bild 5 in einem Wertebereich $6 \leq m \leq 20$ einstellbar sein. Diese Werte sind auf Anforderung des Netzbetreibers bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber anzupassen. Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gilt als Standardwertepaar $(1,05; 0,33)$ und $U_{Q0,\text{ref}}/U_n = 1,00$.

Die Vorgabespannung U_{Q0}/U_n ist die Spannung, bei der keine Blindleistung am Netzanschlusspunkt ausgetauscht wird. Sie wird vom Netzbetreiber via Fernwirkbefehl in Schritten von $0,5\%$ U_n vorgegeben und führt zu einer horizontalen Parallelverschiebung der Kennlinie (Beispiel siehe Bild 7). Nach einer Anpassung von U_{Q0} ist der resultierende Sollwert innerhalb von maximal 4 Minuten anzufahren.

Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute ist entweder mit dem zuletzt gültigen Wert für den Vorgebewert für die Spannung U_{Q0}/U_n oder mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 der Betrieb fortzuführen. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

Alternativ kann der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren nach b) oder c) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

Anforderungen an das Regelverhalten

Für die Blindleistungsbereitstellung gelten folgende Anforderungen (vgl. Abschnitt C.2):

- die Regelgröße ist die Blindleistung;
- die Anschlagzeit $T_{\text{an}_90\%}$ beträgt wie zuvor beschrieben 5 Sekunden – 60 Sekunden, für Typ-2-Anlagen 1 Sekunde – 5 Sekunden. Ein Istwert von 90% des Sollwertsprungs darf nicht früher als $0,8 \cdot T_{\text{an}_90\%}$ erreicht werden, bei einer Anschlagzeit von ≤ 2 Sekunden nicht früher als $0,6 \cdot T_{\text{an}_90\%}$ erreicht werden;
- Für die Einschwingzeit gilt $T_{\text{ein}_\Delta Q} = T_{\text{an}_90\%} + 3 \text{ s}$ (also 8 Sekunden bei einer Anschlagzeit von 5 Sekunden);
- Die zulässige Überschwingweite beträgt im Fall der Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ $\Delta Q_{\text{max}} = (25\% (2 \text{ s} / T_{\text{an}_90\%}) + 5\%)$ des Sollwertsprungs.

Zu b) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

Ziel ist es, dass die Erzeugungsanlage nach Bild 8 weitestgehend unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung vom Netzbetreiber vorgegebene Blindleistung in das Netz einspeist ($Q_{EA} = \text{const}$).

Um konträre Auswirkungen zwischen Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers einerseits und Einhaltung von Spannungsgrenzen andererseits zu vermeiden, soll in definierten Bereichen der Spannung eine spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung erfolgen.

Das Verfahren wird damit in Form einer Kennlinie abgebildet. Die Kennlinie wird durch Vorgabe folgender 4 Wertepaare definiert (siehe Bild 8).

- P1 (U_{P1}/U_n ; $Q_{P1}/P_{b \text{ inst}}$) P2 (U_{P2}/U_n ; $Q_{ref}/P_{b \text{ inst}}$)
Steigung des Kennlinienabschnitts $m_A = (Q_{P1}/P_{b \text{ inst}} - Q_{ref}/P_{b \text{ inst}}) / (U_{P1}/U_n - U_{P2}/U_n)$;
- P3 (U_{P3}/U_n ; $Q_{ref}/P_{b \text{ inst}}$) P4 (U_{P4}/U_n ; $Q_{P4}/P_{b \text{ inst}}$)
Steigung des Kennlinienabschnitts $m_B = (Q_{ref}/P_{b \text{ inst}} - Q_{P4}/P_{b \text{ inst}}) / (U_{P3}/U_n - U_{P4}/U_n)$.

Aus Stabilitätsgründen sind Steigungen größer als $m = 24$ unzulässig.

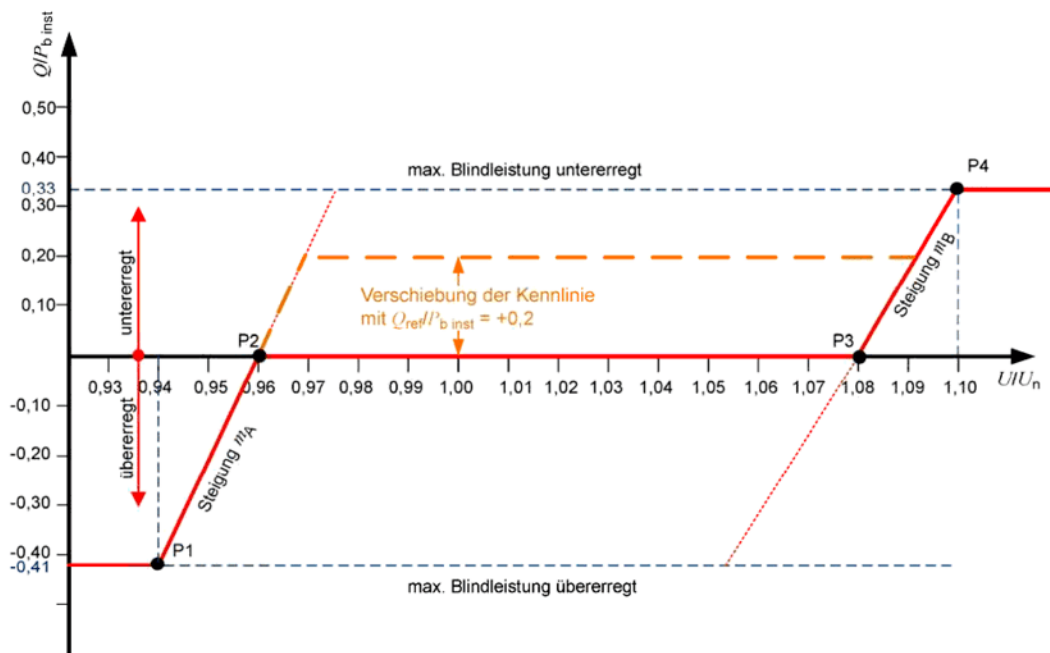


Bild 8 – Beispiel für eine Q -Vorgabe nach Variante 2

Der Blindleistungswert, den die Erzeugungsanlage am Netzananschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus der tatsächlich am Netzananschlusspunkt auf Hochspannungsebene gemessenen Spannung und den Parametern der Kennlinie.

Durch fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswerts $Q_{ref}/P_{b \text{ inst}}$ in Schritten von 1 % $P_{b \text{ inst}}$ kann der Bereich der Kennlinie zwischen P2 und P3 unter Berücksichtigung der Steigungen m_A und m_B vertikal verschoben werden.

Nach einer Anpassung von $Q_{ref}/P_{b \text{ inst}}$ ist der resultierende Sollwert entsprechend der Regelvorgabe innerhalb von maximal 4 Minuten anzufahren.

Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des Blindleistungssollwerts verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr

als 1 Minute vorzugsweise mit dem zuletzt gültigen Wert für die Referenzblindleistung fortzufahren oder ein voreingestellter Referenzwert anzufahren. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

Alternativ kann der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren nach a) oder c) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten.

ANMERKUNG 3 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass $P_{b\ inst} = P_{inst}$ entspricht.

Die Kennliniendefinition und ob eine fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswerts erfolgt, wird durch den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Diese Werte sind auf Anforderung des Netzbetreibers bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber anzupassen.

Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gelten folgende Wertepaare:

- P1 (0,94; –0,33) P2 (0,96; 0);
- P3 (1,04; 0) P4 (1,06; +0,33).

Die Einschwingzeit darf maximal Anschwingzeit plus 1 Minute betragen.

Zu c) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Ziel der Verschiebungsfaktorregelung ist es, dass die Erzeugungsanlage Leistung mit einem konstanten Verhältnis aus Wirk- zu Scheinleistung in das Netz einspeist ($\cos \varphi_{EA} = \text{const}$). Der Blindleistungsstellbereich nach Bild 6 wird dadurch nur eingeschränkt genutzt. Der Regler muss so gedämpft sein, dass keine unzulässigen Netzzrückwirkungen auftreten.

Der Sollwert für den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird in einem Bereich nach Bild 6 vorgegeben. Die Vorgabe erfolgt dabei mit einer minimalen Schrittweite von $\Delta \cos \varphi = 0,005$. Die maximal zulässige Fehlertoleranz berechnet sich aus der in 10.2.2.3 aufgeführten Fehlertoleranz von $\pm 2\%$ bezogen auf P_{inst} .

Der Netzbetreiber gibt einen Verschiebungsfaktor-Sollwert vor. Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben, ist ein Sollwert von $\cos \varphi = 1$ zugrunde zu legen.

Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des Verschiebungsfaktor-Sollwerts verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute ein vom Netzbetreiber vorgegebener Default-Sollwert von der Erzeugungsanlage anzufahren. Dies kann ein fester Sollwert oder die Beibehaltung des letzten empfangenen Sollwerts sein. Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben, ist ein Default-Sollwert von $\cos \varphi = 1$ zugrunde zu legen.

Alternativ kann der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren nach a) oder b) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

Die Einschwingzeit darf maximal Anschwingzeit plus 1 Minute betragen.

10.2.2.5 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen

Die Anforderungen nach 10.2.2.4 sind für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten entsprechend ihres Leistungsanteils an der gesamten Erzeugungsanlage, also anteilig, am Netzanschlusspunkt zu erfüllen.

10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

Grundsätzlich sind alle Anforderungen der statischen Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung für Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt nach 10.2.2 einzuhalten.

Für die Anforderungen nach 10.2.2.2 und 10.2.2.3 ist die geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlage bei $P_{b\text{ inst}}$ und unterhalb von $P_{b\text{ inst}}$ am Netzanschlusspunkt bereitzustellen. Der Einfluss von Lasten bleibt unberücksichtigt (kein Wirkleistungsbezug und Blindleistungsaustausch der Verbraucherlasten).

Bei Mischanlagen kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber für die Anforderungen nach 10.2.2.4 eine vereinfachte Lösung zum Einsatz kommen.

ANMERKUNG 1 Dies erfolgt üblicherweise in Anschlussfällen, bei denen die installierte Wirkleistung P_{inst} der Erzeugungsanlage $\leq 50\%$ der vereinbarten Bezugsleistung $P_{\text{AV, B}}$ der Mischanlage beträgt.

Hierbei kann mit dem Netzbetreiber ein vom Netzanschlusspunkt abweichender Ort innerhalb der Kundenanlage für den Messpunkt des Reglers vereinbart werden (siehe Bild 9). Damit werden die Aufwendungen für eine übergeordnete Regelung der einzelnen Blindleistungskompensationen und der Erzeugungsanlagen-Regelung minimiert:

- Bei dem Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung 10.2.2.4 b) kann die Messung der Blindleistung und der Wirkleistung an den Erzeugungseinheiten erfolgen. Die Vorgaben des Netzbetreibers sind rechnerisch auf den Netzanschlusspunkt zu korrigieren und entsprechend einzustellen (ohne Berücksichtigung der Bezugsanlagen).

ANMERKUNG 2 Die typische Korrektur erfolgt durch eine bezugsunabhängige Verschiebung der Blindleistungsvorgabe durch die Ladeblindleistung der Kabel und die Leerlaufblindleistung der Transformatoren sowie eine näherungsweise quadratisch von der Erzeugung abhängige Transportblindleistung durch die Längsimpedanzen von Transformatoren und Kabel. Dabei ist nur der direkte Leitungsweg zwischen Netzanschlusspunkt und Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im Kundennetz zu berücksichtigen. Als Ausgangsspannung am Netzanschlusspunkt ist U_n zugrunde zu legen.

- Bei den Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung 10.2.2.4 a) und c) ist die Spannungsmessung in der Spannungsebene des Netzanschlusspunkts auszuführen. Bei vernachlässigbarem Spannungsfall bzw. -anstieg in der Kundenanlage ($\Delta U \leq 0,2\% U_n$) ist eine Verschiebung des Messpunkts an einen anderen Punkt derselben Spannungsebene zulässig. Die Vorgaben des Netzbetreibers sind dann rechnerisch auf den Netzanschlusspunkt zu korrigieren und entsprechend einzustellen (ohne Berücksichtigung der Bezugsanlagen).

ANMERKUNG 3 Bei der Bestimmung des maximalen Spannungsfalls bzw. -anstiegs in der Kundenanlage ist nur der direkte Leitungsweg zwischen Netzanschlusspunkt und Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im Kundennetz zu berücksichtigen.

Die Messung der Blindleistungseinspeisung kann an der Erzeugungseinheit erfolgen (siehe Bild 9).

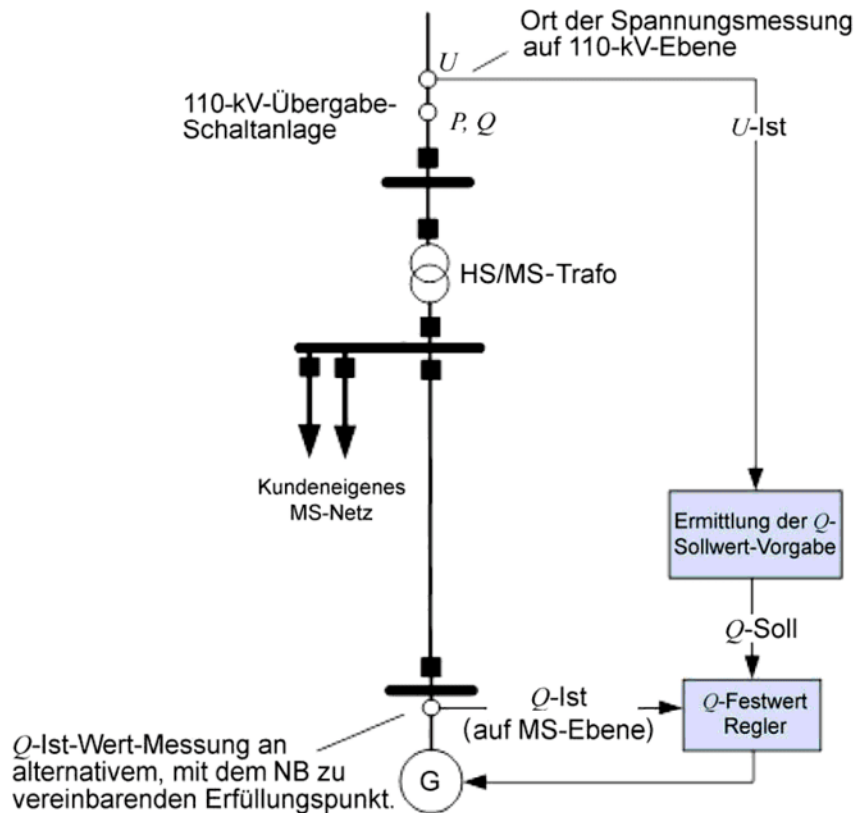


Bild 9 – Beispiel der Erfüllung der $Q(U)$ -Kennlinien-Regelung an zu vereinbarem Ort bei Mischanlagen

Es ist sicherzustellen, dass die Spannungsmessung innerhalb der Kundenanlage galvanisch mit der Erzeugungseinheit verbunden ist (auch bei internen Umschaltungen/Reserveeinspeisungen).

Findet eine Blindarbeitsverrechnung statt, die durch die Erzeugungsanlage beeinflusst wird, ist hierzu eine Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber erforderlich. Einerseits soll die Blindleistungsfahrweise der Erzeugungsanlage nicht zu Lasten der Bezugsanlage gehen und andererseits muss die Blindleistungsfahrweise der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt kontrollierbar sein.

ANMERKUNG 4 Beide Anforderungen können dann exakt ermittelt werden, wenn am Netzanschlusspunkt (Übergabestation) Lastgangmessungen oder intelligente Messsysteme nach MsbG [23] einmal für die gesamte Kundenanlage und einmal für die Bezugs- oder die Erzeugungsanlage ausgewertet werden. Außerdem dürfen in diesem Fall die Bezugsanlage und die Erzeugungsanlage keine Betriebsmittel bis zum Netzanschlusspunkt (konkret: Sammelschiene der Übergabestation) gemeinsam benutzen. In allen anderen Anschlusskonstellationen (z. B. dezentrale Messung der Erzeugungsanlage und/oder gemeinsam genutzte Betriebsmittel in der Strombahn bis zum Netzanschlusspunkt) ergeben sich geringfügige Abweichungen bei der Zuordnung der Blindleistungen zur Bezugsanlage und Erzeugungsanlage.

Das Messkonzept ist grundsätzlich zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.

Für Mischanlagen ohne Bezugsanlagen (z. B. Erzeugungsanlagen mit Speichern) oder Speicher alleine gelten die oben beschriebenen Vereinfachungen nicht.

10.2.3 Dynamische Netzstützung

10.2.3.1 Allgemeines

Ziel der dynamischen Netzstützung ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern.

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

Erzeugungsanlagen im Modus „Energieförderung“ und Speicher in den Modi „Energiebezug und Energieförderung“ müssen sich an der dynamischen Netzstützung beteiligen (die nachfolgend aufgeführten Anforderungen an Erzeugungsanlagen bzw. Erzeugungseinheiten gelten in gleichem Maße auch für Speicher). Dies bedeutet, dass Erzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, alle folgenden Anforderungen zu erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz. Hilfsaggregate, die ggf. nicht Bestandteil der zertifizierten Erzeugungseinheit sind und für den Betrieb der Erzeugungsanlage erforderlich sind, dürfen die Fähigkeit der Erzeugungsanlage zur Erfüllung der Anforderungen nicht unterlaufen. Es gelten dabei folgende Anforderungen:

- a) Die Erzeugungsanlagen dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen. Bezugspunkt für diese Anforderung an die Robustheit gegenüber Netzfehlern ist der Netzanschlusspunkt.
 - Zur Beurteilung der FRT-Grenzkurven bei Spannungsrückgang ist jeweils die kleinste der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die größte der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (Details siehe Abschnitt B.4). Des Weiteren ist vor dem Netzfehler eine quasistationäre Spannung am Netzanschlusspunkt nach 10.2.1.1 anzunehmen.
 - Netzfehler machen sich an den Erzeugungseinheiten in der Regel als sprunghafte Spannungsänderung bemerkbar.
 - Als Zeitpunkt für den Fehlerbeginn (und damit für den Bezugspunkt $t = 0$ in den Bildern 9 und 10) wird das Auftreten des ersten der beiden folgenden Ereignisse definiert:
 - Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung (mindestens 5 % Toleranzband nach 3.1.43.6 und Abschnitt B.2) oder
 - Spannungen $> 1,1 U_{MS}$ oder $< 0,9 U_{MS}$.

ANMERKUNG 2 Dies ist eine Definition des Fehlerbeginns, keine technische Realisierungsvorgabe für die Aktivierung der dynamischen Netzstützung.

ANMERKUNG 3 Das Mittelspannungsnetz ist vor Fehlerbeginn auf U_{MS} ausgeregelt.

Des Weiteren ist vor dem Netzfehler eine quasistationäre Spannung am Netzanschlusspunkt nach 10.2.1.1 anzunehmen.

- Als Kriterium für das Fehlerende wird das frühere der beiden folgenden Ereignisse festgelegt:
 - Wiedereintritt aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich von $\pm 10 \% U_{MS}$;
 - 5 s nach dem Beginn des Fehlers.

ANMERKUNG 4 Das Fehlerende bedeutet nicht, dass die Erzeugungseinheiten oder Erzeugungsanlage deswegen abschalten darf, sondern lediglich, dass die Strombereitstellung während des Fehlers nach Bild 13 nicht mehr gefordert ist.

ANMERKUNG 5 Nach Fehlerklärung sind die Spannungen zwar in der Regel weitgehend symmetrisch, sie können jedoch höher oder niedriger als vor dem Fehler sein und auch außerhalb des Spannungsbands nach Bild 4 liegen. Insofern bedeutet die Fehlerklärung nicht notwendigerweise das Fehlerende für die Erzeugungsanlage oder die Erzeugungseinheiten.

ANMERKUNG 6 Führt eine sprunghafte Spannungsänderung zu einer Rückkehr aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich $> 110 \%$ oder $< 90 \%$ der Betriebsspannung, auf die der Spannungsregler des Netztransformators der Erzeugungsanlage regelt, sollte dies nicht als ein erneuter Fehlerbeginn gewertet werden.

ANMERKUNG 7 Die Erzeugungsanlage darf sich erst dann vom Netz trennen, wenn die Grenzkurven nach Bild 11 bzw. Bild 12 verletzt werden.

- b) Die Erzeugungsanlagen müssen während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines geeigneten Blindstroms stützen können. Die Blindstromeinspeisung durch die Erzeugungsanlage muss bei unsymmetrischen Fehlern nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem erfolgen. Eine Einspeisung eines Blindstroms im Nullsystem ist nicht erforderlich. Es ist zulässig, dass die Eigenschaften zur dynamischen Netzstützung nicht in den Erzeugungseinheiten, sondern durch andere Komponenten – z. B. FACTS – zentral oder dezentral erbracht werden. Bezugspunkt für die Blindstromeinspeisung und die dazu ggf. notwendige Spannungsmessung sind die Klemmen der Erzeugungseinheiten (bzw. Komponenten wie z. B. FACTS). Für Erzeugungseinheiten, die vor Fehlereintritt eine Wirkleistung von $\leq 5\% P_{E,max}$ einspeisen, gelten Anforderungen an die Stromeinspeisung nach Können und Vermögen.
- c) Die Erzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden Netzfehlern ausgelegt sein.
 - Bei Typ-1-Anlagen ist durch die thermische Auslegung nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02, 9.3.2, sicherzustellen, dass mehrere Netzfehler durchfahren werden können. Wenn durch eine Folge von Netzfehlern die thermischen Auslegungsgrenzen nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1) überschritten werden, darf sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit vom Netz trennen.
 - Typ-2-Anlagen müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern zu durchfahren, solange die gesamte kumulierte Energie, die in den vorangegangenen 30 Minuten aufgrund von Netzfehlern während der Netzfehler nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als das Äquivalent einer elektrischen Energie von $P_{E,max} \times 2$ Sekunden ist.

ANMERKUNG 8 Zur Umsetzung dieser Anforderung sind keine technischen Lösungen vorgeschrieben. Entsprechend sind sowohl thermische Betrachtungen (beispielsweise der Einsatz von Chopperwiderständen) als auch äquivalente Kriterien zulässig.

- Wenn durch eine Folge von Netzfehlern Wellenschwingungen oder ähnliches angeregt wurden, dürfen sich die Erzeugungsanlagen bzw. die Erzeugungseinheiten zum Eigenschutz vom Netz trennen.

In Kundenanlagen, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit dem Netzbetreiber bei Netzstörungen im vorgelagerten Netz zur Deckung des eigenen Energiebedarfs in den Inselbetrieb gehen, müssen sich die Erzeugungsanlagen in diesen Kundenanlagen bis zur Netztrennung an der dynamischen Netzstützung beteiligen.

Erzeugungsanlagen mit Anschluss an ein isoliert oder kompensiert betriebenes Hochspannungsnetz dürfen sich bei einem einpoligen Fehler (Erdschluss) konstruktionsbedingt nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund der Sternpunktbehandlung des Hochspannungsnetzes einpolige Fehler zu signifikanten Einbrüchen der verketteten Netzspannung führen (Erd-Kurzschluss), ist die Kennlinie für den zweipoligen Fehler in Bild 11 und Bild 12 anzuwenden.

ANMERKUNG 9 Die FRT-Grenzkurven nach Bild 11 und Bild 12 beschreiben die Mindestanforderungen an das Verbleiben der Erzeugungsanlage am Netz. Sie sind nicht dafür konzipiert, einen Unterspannungsschutz zu parametrieren.

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

An Kundenanlagen mit Typ-1- und Typ-2-Erzeugungseinheiten werden die Anforderungen an die dynamische Netzstützung separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen gestellt.

Die in 10.2.3.2 und 10.2.3.3 beschriebenen Anforderungen (siehe auch Bild 11 bzw. Bild 12) müssen nicht erfüllt werden, wenn eine auftretende kurzzeitige Spannungserhöhung Δu_{NAP} (Differenz der höchsten Leiter-Leiter-Spannung am Netzanschlusspunkt zu deren 1-Minuten-Mittelwert U_{1min} bei Fehlerbeginn bezogen auf die Nennspannung) die Grenzkurve nach Bild 10 überschreitet.

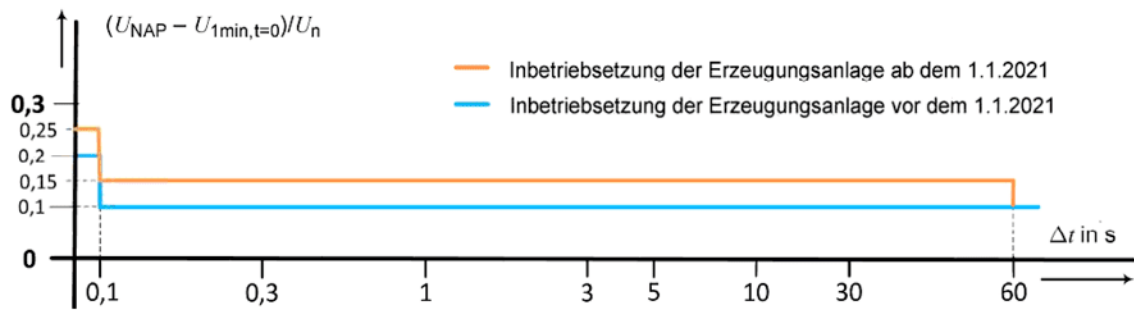


Bild 10 – Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen

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

10.2.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen

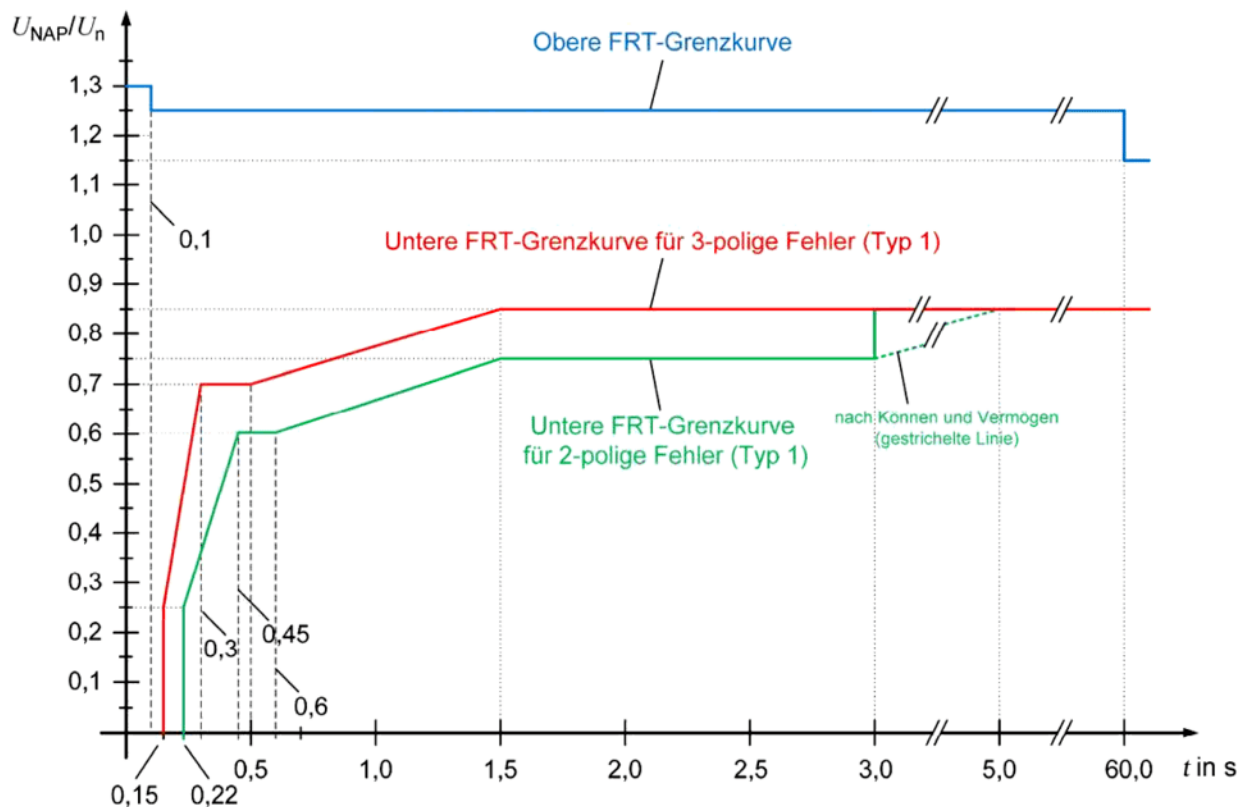
10.2.3.2.1 Transiente Stabilität – Verhalten bei Kurzschlüssen

Für Typ-1-Anlagen gilt hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Netz:

Spannungseinbrüche und die darauf folgenden Ausgleichsvorgänge in der Spannung dürfen im gesamten Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz führen, wenn die Spannung Werte innerhalb der in Bild 11 dargestellten Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die Überspannungsgrenzkurve) annimmt und wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung größer ist als der sechsfache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller Erzeugungsanlagen vom Typ 1, die direkt an diesem Hochspannungsnetz angeschlossen sind.

Bei netzseitig anstehender geringerer Netzkurzschlussleistung S_{KV} ist im Einzelfall in Absprache mit dem Netzbetreiber durch spezielle Stabilitätsberechnungen zu untersuchen und zu begründen, unter welchen Bedingungen eine Erzeugungsanlage an das Netz angeschlossen werden kann.

Ferner darf unter diesen Rahmenbedingungen bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern oberhalb der unteren Grenzkurven nach Bild 11 während und nach dem Netzfehler die Spannung am Netzanschlusspunkt durch das Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlage nicht unzulässig angehoben werden (die obere FRT-Grenzkurve darf nicht verletzt werden).



U_{NAP} = Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

Bild 11 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 1

Für Erzeugungsanlagen des Typs 1 sind ab einer vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, E}} > 10$ MW Einrichtungen zur Dämpfung von Polradpendelungen vorzusehen und auf Anforderung des Netzbetreibers zu bestücken. Die Aktivierung und die Einstellung der Pendeldämpfungsgeräte werden durch den Netzbetreiber vorgegeben. Alle stabilitätsrelevanten Kenngrößen (z. B. Einstellung des Pendeldämpfungsgeräts und des Spannungsreglers) sind zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem Netzbetreiber zu vereinbaren. Der jeweilige Netzbetreiber muss sicherstellen, dass die Einstellwerte mit den Anforderungen benachbarter Netze koordiniert sind. Die Turbosatzregelung darf Polrad- bzw. Netzpendelungen nicht anregen. Die Stromeinspeisung während der sprunghaften Spannungsabweichung entspricht unter anderem dem durch die Reaktanzen des Synchrongenerators und der Erregeranlage vorgegebenen Verhalten.

Es sind nur Spannungsregler zugelassen, die alle drei Außenleiterspannungen berücksichtigen. Der Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom), um den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern.

Da das Verhalten des Spannungsreglers und ggf. notwendiger Zusatzeinrichtungen modellierbar und die Einstellwerte eindeutig einstellbar und nachvollziehbar sein müssen, sind nur digitale Reglerkomponenten zulässig.

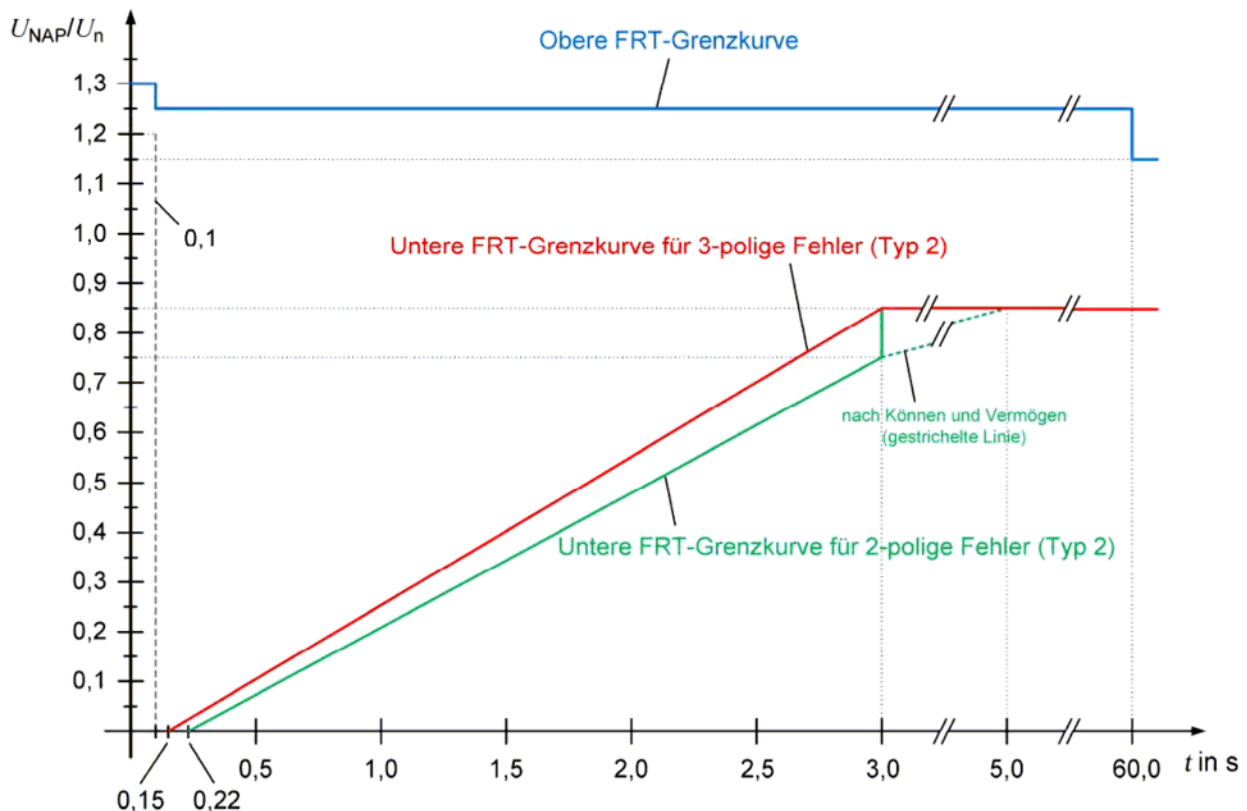
10.2.3.2.2 Wirkstromwiederkehr

Falls das mechanische Moment der Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert wurde, muss der Wirkstrom so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben) bis zum Vorfehlerwert gesteigert werden. Spätestens, wenn sich die Netzspannung wieder innerhalb des Spannungsbands von 90 % U_{MS} bis 110 % U_{MS} befindet, ist die Wirkleistung wieder auf den Vorfehlerwert zu steigern. Die Anschwingzeit bei einer Restspannung > 20 % U_{MS} darf maximal 3 Sekunden und bei einer Restspannung von ≤ 20 % U_{MS} sowie bei Erzeugungsanlagen, die in Gas- und Dampfprozessen eingebunden sind, bis zu maximal 6 Sekunden betragen.

10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

Für alle Erzeugungsanlagen des Typs 2 gelten folgende Bedingungen:

Solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der in Bild 12 dargestellten Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die Überspannungs-Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz kommen, wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Netzkurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung größer ist als der sechsfache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller Erzeugungsanlagen vom Typ 2, die direkt an diesem Hochspannungsnetz angeschlossen sind.



U_{NAP} = Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

Bild 12 – Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2

Wirk- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

Folgende Rahmenbedingungen sind zu beachten (vgl. auch Abschnitt B.7):

- Ab Fehlerbeginn müssen die Erzeugungseinheiten die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des Blindstroms I_B (durch einen zusätzlichen Blindstrom ΔI_B) stützen.
- Der zusätzliche Blindstrom ΔI_B der Erzeugungseinheit muss dabei proportional zur Spannungsabweichung Δu sein ($\Delta I_B = k \cdot \Delta u$), dabei ist k der Verstärkungsfaktor. Er wird durch die Gerade ($2 \leq k \leq 6$) in Bild 13 definiert. Der zusätzliche Blindstrom im Mitsystem ΔI_{B1} ist proportional zur Änderung der Mitsystemspannung Δu_1 , der zusätzliche Blindstrom im Gegensystem ΔI_{B2} ist proportional zur Änderung der Gegensystemspannung Δu_2 .
Der Verstärkungsfaktor k muss – bezogen auf die Klemmen der Erzeugungseinheiten – zwischen 2 und 6 in Schritten von 0,5 einstellbar sein.

- Das Toleranzband für den zusätzlichen Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ (gilt für Mit- und Gegensystemkomponente) ist in Bild C.1 grün dargestellt.
- Nach Fehlerbeginn muss die Sprungantwort des Blindstroms $\Delta i_{B1,2}$ an der Erzeugungseinheit folgende Werte einhalten:
 - a) Anschlagzeit: $T_{an_90\%} \leq 30 \text{ ms}$;
 - b) Einschwingzeit: $T_{ein_Ax} \leq 60 \text{ ms}$.

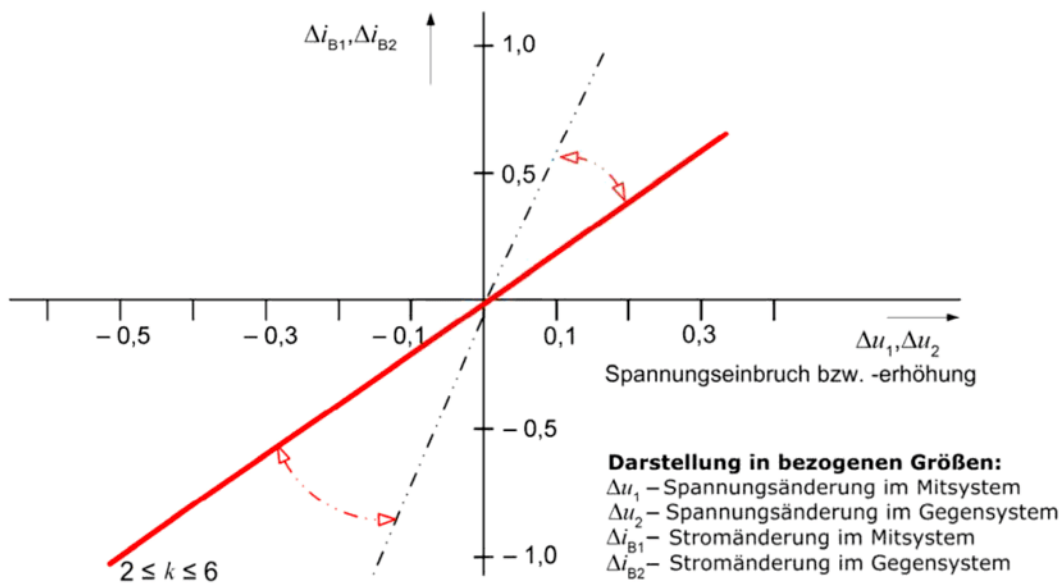
ANMERKUNG 1 Die Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms vor Ablauf der Anschlagzeit im Sinne der Spannungsstützung ist ausdrücklich gewünscht. Eine Ungenauigkeit bezüglich Betrag und Phasenlage vor Ablauf der Anschlagzeit ist zulässig.

- Für die Mit- und die Gegensystemkomponente des Blindstroms gelten dieselben Anforderungen an die An- und Einschwingzeiten. Die Ermittlung des Arbeitspunkts auf der Kennlinie in Bild 13 ist kontinuierlich bis zum Fehlerende fortzuführen. Damit reagiert die Erzeugungseinheit auf alle fehlerbedingten Spannungsänderungen, z. B. auch auf Fehlerwechsel. Bei allen fehlerbedingten Spannungsänderungen gelten die oben genannten An- und Einschwingzeiten.
- Für Fehler mit Restspannungen $< 15\% U_n$ am Netzanschlusspunkt bestehen keine Anforderungen an die Einspeisung eines Stroms. Bei Spannungen am Netzanschlusspunkt $> 120\% U_n$ sollte die Erzeugungsanlage einen Blindstrom entsprechend Bild 13 einspeisen.
- Erzeugungseinheiten müssen in der Lage sein, in jedem Leiter einen Blindstrom I_B von mindestens 100 % der Höhe des Bemessungsstroms der Erzeugungseinheit zu speisen, wobei die Scheinleistung auf S_{rE} begrenzt werden darf. Dabei darf der Wirkstrom I_W zugunsten der Blindstromeinspeisung und zur Sicherung der Anlagenstabilität abgesenkt werden, wobei auch während des Fehlers der technisch maximal mögliche Wirkstrom einzuspeisen ist (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben). Eine ggf. erforderliche Begrenzung des Blindstroms erfolgt vorzugsweise durch gleichmäßige Absenkung des Mit- und Gegensystemstroms.
- Die Ermittlung der fehlerbedingten Spannungsänderung und die daraus folgende Bereitstellung des zusätzlichen Blindstroms ΔI_B erfolgt in der Regel an den Klemmen der Erzeugungseinheit.

Der Netzbetreiber gibt den k -Faktor im Zuge der Netzanschlussplanung vor. Als Bezugspunkt für den k -Faktor kann auch der Netzanschlusspunkt gewählt werden. Das Verhalten der Erzeugungseinheiten ist dann derart zu wählen, dass sich am Netzanschlusspunkt das vom Netzbetreiber geforderte Verhalten ergibt (zur Umrechnung des k -Faktors auf den Netzanschlusspunkt siehe Abschnitt B.6). Sofern die Berechnungen zeigen, dass an der Erzeugungseinheit ein höherer k -Faktor als 6 einzustellen wäre, ist es ausreichend, einen k -Faktor von 6 an den Erzeugungseinheiten einzustellen, sofern diese eine Einstellung eines höheren k -Faktors nicht zulassen. Wenn vom Netzbetreiber keine Vorgaben gemacht werden, gilt $k = 5$ an der Erzeugungseinheit.

- Nach Fehlerende erfolgt der Übergang in die statische Spannungshaltung. Die oben genannten An- und Einschwingzeiten bzgl. der Regelung des Blindstroms sind dabei nicht gefordert. Die Wirkstromwiederkehr hat bei Erreichen der Scheinstromgrenze Priorität.
- Ebenfalls zulässig ist eine kontinuierliche dynamische Netzstützung im Sinne der vorgenannten Anforderungen, die unabhängig von der Erfüllung der Kriterien für Fehlerbeginn und Fehlerende permanent und parallel zur stationären Spannungshaltung im Eingriff ist.
- Ebenfalls zulässig sind Verfahren, bei denen sich die Erzeugungseinheit wie eine Spannungsquelle hinter einer virtuellen, einstellbaren Impedanz verhält. Falls ein Maschinentransformator vorhanden ist, ist dieser Teil der virtuellen Impedanz.

Geforderter zusätzlicher Blindstrom

**Bild 13 – Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern**

Bezugspunkt für die Spannungsänderung ist zunächst der Netzanschlusspunkt. Die Spannungsänderung ist die Abweichung des Betrags der Netzspannung vom 1-Minuten-Mittelwert $U_{1\min}$ der Netzspannung vor Fehlerbeginn bezogen auf U_n :

$$\Delta u_{1,2} = \frac{\Delta U_{1,2}}{U_n} \quad (11)$$

Bezugsstrom für den zusätzlichen Blindstrom ist der Bemessungsstrom I_r :

$$\Delta i_{B1,2} = \frac{\Delta I_{B1,2}}{I_r} \quad (12)$$

Die Realisierung der Blindstromeinspeisung kann direkt an den Klemmen der Erzeugungseinheiten erfolgen. Bei der Ermittlung der relativen Spannungsänderung $\Delta u_{1,2}$ wird davon ausgegangen, dass $\Delta u_{1,2}$ an den Klemmen der Erzeugungseinheit identisch ist mit der relativen Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt.

Die zulässigen Toleranzen für die Einspeisung des zusätzlichen Blindstroms sind im Abschnitt [C.1](#) festgelegt.

ANMERKUNG 2 Bild 13 stellt Spannungsabweichungen und zusätzliche Ströme ausschließlich in symmetrischen Komponenten dar. Es kann nicht verwendet werden, um Grenzen der Leiter-Leiter-Spannungen oder der Leiterströme abzuleiten.

ANMERKUNG 3 Zur Beschreibung des Verhaltens der Erzeugungseinheiten siehe auch Erläuterungen in [Anhang B](#).

Wurde der Wirkstrom während der dynamischen Netzstützung abgesenkt, muss der Wirkstrom so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben) bis zum Vorfehlerwert gesteigert werden. Hierbei können die geforderte Blindstromeinspeisung sowie die Sicherung der Anlagenstabilität weiterhin begrenzend wirken.

Falls sich die Netzspannung nach Fehlerende wieder innerhalb des Spannungsbands $U_n \pm 10 \% U_n$ befindet und der Wirkstrom der Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert wurde, muss dieser sofort nach Fehlerende so schnell wie möglich gesteigert werden, bis der Vorfehlerwert des Wirkstroms oder der Wirkleistung erreicht ist. Die Anschwingzeit darf maximal 1 Sekunde betragen. Bei Typ-2-Erzeugungs-

einheiten mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator darf bei aufeinanderfolgenden Fehlern, bei denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen 25 % U_n unterschritten haben, frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers die Anschwingzeit für den Wirkstrom maximal 5 Sekunden betragen.

Ausnahmeregelung für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren

Für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis mit einer Summenleistung $\sum S_{rE} \leq 700$ kVA je Kundenanlage, die statorseitig mit schaltbaren Kompensationseinrichtungen ausgerüstet sind, gelten folgende Ausnahmeregelungen:

- Ein geregelter k -Faktor ist nicht gefordert. Die dynamische Spannungsstützung erfolgt
 - bei unsymmetrischen Fehlern während des Fehlers inhärent durch die Auslegung des Asynchrongenerators;
 - bei symmetrischen Fehlern zeitlich begrenzt durch den abklingenden Stoßkurzschlussstrom und durch Zuschaltung von Kondensatoren. Während des Spannungseinbruchs darf kein untererregter Zustand auftreten.
 - Nach Fehlerklärung eines Spannungseinbruchs für eine einstellbare Zeit von 0,5 Sekunden bis 5 Sekunden durch Kondensatoren. Dabei müssen die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) spätestens 300 ms nach Fehlerklärung abgeschlossen sein.
 - Während einer Spannungserhöhung nach Bild 12 muss sich die Erzeugungseinheit untererregt verhalten.
- Für die Wirkstromwiederkehr nach einem Netzfehler gelten die Anforderungen nach 10.2.3.2.2.
- Eine eingeschränkte dynamische Netzstützung ist nicht gefordert.
- Die Spannungsstützung durch Kondensatoren muss bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt größer als $1,1 U_C$ unverzüglich abgeschaltet werden. Dabei ist in isolierten und gelöscht betriebenen Netzen die Leiter-Leiter-Spannung auszuwerten, in geerdeten Netzen die Leiter-Erde-Spannung.
- Während und nach einem Netzfehler muss die Drehzahl so geregelt werden, dass die Drehzahl n des Generators im Bereich ± 3 % der Synchrondrehzahl bleibt. Als maximaler Schlupf ist das 5-Fache des Schlupfes bei Bemessungsleistung des Generators zugelassen.

10.2.4 Wirkleistungsabgabe

10.2.4.1 Allgemeines

Bei Zuschaltungen nach 10.4, Sollwertvorgaben durch Dritte (z. B. Direktvermarktung), sowie beim Netz-sicherheitsmanagement nach 10.2.4.2 ist der neue Sollwert mit den unten aufgeführten Leistungsgradienten der Kundenanlage, bezogen auf den Netzanschlusspunkt, anzufahren. Eine Umsetzung dieser Leistungsgradienten direkt an den Erzeugungseinheiten, Speichern bzw. den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist zur Erfüllung der Anforderung ausreichend.

Folgende Leistungsgradienten sind für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistungsabgabe bei Erzeugungsanlagen (technische Mindestleistung $\leftrightarrow 100$ % $P_{b \text{ inst}}$), Speichern ($0 \leftrightarrow 100$ % $P_{b \text{ inst}}$) und des Wirkleistungsbezugs für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ($0 \leftrightarrow 100$ % $P_{b \text{ steuerbar}}$) einzuhalten:

- nicht schneller als mit 0,66 % $P_{b \text{ inst}}$ (bzw. $P_{b \text{ steuerbar}}$) je Sekunde;
- nicht langsamer als mit 0,33 % $P_{b \text{ inst}}$ (bzw. $P_{b \text{ steuerbar}}$) je Sekunde. Davon abweichend dürfen Erzeugungsanlagen bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer reagieren, bei Leistungssteigerungen jedoch nicht langsamer als 4 % $P_{b \text{ inst}}$ je Minute.

ANMERKUNG Von den oben aufgeführten Leistungsgradienten ist die Erbringung von Primärregelleistung ausgenommen, da es sich nicht um Sollwertvorgaben durch Dritte handelt.

Andere technisch begründete Leistungsgradienten (z. B. für Wasserkraftanlagen mit Pegelhaltung, abhängig von netztechnischen Erfordernissen) sind in Abstimmung mit dem bzw. nach Vorgabe des Netzbetreibers zulässig.

Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung während des Hoch- bzw. Abfahrens der Kundenanlage und damit ein möglichst lineares Verhalten zu realisieren.

Die Vorgaben sind auf die Wirkleistung bezogen. Die Blindleistung muss dabei den Vorgaben aus 5.5 (Bezugsanlagen) bzw. 10.2.2 (Erzeugungsanlagen) folgen.

Bei Leistungsreduzierungen an der Erzeugungseinheit aufgrund von Genehmigungsaufgaben (z. B. Schall- bzw. Naturschutzaufgaben) sind die gleichen Leistungsgradienten wie oben beschrieben einzuhalten. Die Umsetzung kann auch im EZA-Regler erfolgen.

Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen sind im Falle der Reduzierung der Wirkleistungsabgabe bei Sollwerten unterhalb von 50 % $P_{b\text{ inst}}$ der Verbrennungskraftmaschine die motortechnisch maximal zulässigen Betriebsdauern zu berücksichtigen. Bei einer Leistung < 50 % $P_{b\text{ inst}}$ der Verbrennungskraftmaschine und Überschreitung der zulässigen Betriebsdauer darf sich die Verbrennungskraftmaschine vom Netz trennen.

Der Netzbetreiber ist nach EnWG [13] berechtigt, jederzeit eine vorübergehende Begrenzung der Wirkleistungsabgabe bzw. die Anlagenabschaltung zu verlangen und vorzunehmen.

10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

Erzeugungsanlagen müssen ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vorgegebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz reduzieren können. Dieser entspricht einem Prozentwert bezogen auf die installierte Einspeisewirkleistung P_{inst} . Die Leistungsanpassung muss bei jedem Betriebszustand und aus jedem Betriebspunkt möglich sein. Im Falle eines Redispatch müssen die Erzeugungsanlagen die technische Fähigkeit besitzen, auf Anforderung des Netzbetreibers die Leistung bis maximal auf S_{Amax} zu erhöhen.

Bei Mischanlagen ist zu beachten, dass sich die Gesamtwirkung am Netzanschlusspunkt aus der Leistung der Erzeugungsanlage und der Leistung der Bezugsanlage ergibt. Die Anforderung zur Leistungsreduzierung bezieht sich unabhängig vom tatsächlichen Leistungsfluss und dessen Richtung am Netzanschlusspunkt auf die installierte Einspeisewirkleistung P_{inst} . Eine Umsetzung der Leistungsreduzierung direkt an den Erzeugungseinheiten in Mischanlagen ist zur Erfüllung der Anforderung ausreichend. Jede Reduzierungsanforderung des Netzbetreibers muss über das Messkonzept oder über eine fernwirktechnische Anbindung für den Netzbetreiber nachvollziehbar sein.

Die Wirkleistung darf am Netzanschlusspunkt maximal um 5 % P_{inst} vom Sollwert der Wirkleistungsbegrenzung abweichen. Bei einem vorgegebenen Leistungswert von 0 % P_{inst} ist eine Trennung vom Netz nicht zwingend notwendig.

Die Wirkleistungsvorgabe erfolgt für jeden Primärenergieträger gesondert (sofern an einer Übergabestation mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind).

Bei sich zeitlich überschneidenden Wirkleistungsbegrenzungen durch den Netzbetreiber und durch Dritte (Marktvorgaben, Eigenbedarfsoptimierung usw.) gilt in der Regel die betragsmäßig kleinere Leistung. Leistungsanpassungen, die eine Mindestleistung erfordern (Redispatch usw.), müssen ab $P_{\text{inst}} \geq 10$ MW erbracht werden [ENWG 2017 §13a]. Hier sind Einzelvereinbarungen mit dem Netzbetreiber zu treffen.

Die Schnittstelle für das Netzsicherheitsmanagement muss den Anforderungen des Netzbetreibers genügen. Hierbei ist der Technische Hinweis „Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im Verteilnetz“ des FNN [19] zu beachten. Der Anlagenbetreiber muss jederzeit einen Nachweis für die zurückliegenden 18 Monate über die Leistungsabregelung des Netzsicherheitsmanagements und den Eingriff Dritter während des Betriebs der Erzeugungsanlage vorhalten (z. B. über ein Logbuch), soweit nicht behördliche oder gesetzliche Vorgaben andere Aufbewahrungsfristen bestimmen. Auf Anforderung ist dem Netzbetreiber dieser Nachweis vorzulegen.

10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz

Liegt die Netzfrequenz außerhalb des Toleranzbands von ± 200 mHz um die Netznennfrequenz von 50,0 Hz, liegt ein kritischer Systemzustand im Verbundnetz vor und alle Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen müssen zur Stützung der Netzfrequenz beitragen.

Erzeugungsanlagen müssen schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz (Frequenzänderungsgeschwindigkeit, RoCoF) durchfahren können. Diese Anforderung gilt, solange die folgenden gemittelten Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nicht überschritten werden:

- $\pm 2,0$ Hz/s für ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 s; oder
- $\pm 1,5$ Hz/s für ein gleitendes Zeitfenster von 1 s; oder
- $\pm 1,25$ Hz/s für ein gleitendes Zeitfenster von 2 s.

Die Anforderungen für die Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz gelten für die Erzeugungsanlagen und Speicher. Die Fähigkeit darf auch direkt an den Einheiten umgesetzt und nachgewiesen werden.

Die Frequenzmessung darf nicht mehr als 200 ms beanspruchen. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung beträgt ± 50 mHz.

Das gleiche Verhalten wird von stufenlos steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (z. B. Ladeanwendungen für Speicher oder elektronisch geregelte elektrothermische Anwendungen und Anwendungen mit Speicherkapazität (elektrochemische Speicher, thermische Speicher)) gefordert, sofern keine Gefährdung von Personen und Anlagen vorliegt. Diese Bezugs- oder Mischanlagen sollten wie in [Bild 3](#) dargestellt die Bezugsleistung bei Unterfrequenz absenken bzw. bei zunehmender Frequenz steigern.

Auch anderen Zwecken zugeordnete Speicher (z. B. Gasspeicher in Biogasanlagen, DC-Zwischenspeicher für den Eigenverbrauch usw.) sind hierzu zu aktivieren. Anlageninterne Speicher mit einer Energiemenge von weniger als $P_n \cdot 30$ Sekunden (z. B. Glättungsdröseln, Zwischenkreiskondensatoren usw.) können für diese Anwendung vernachlässigt werden.

ANMERKUNG 1 Sicherheitsrelevante Batteriespeicher, die im ungestörten Netz keine Leistung einspeisen, wie unterbrechungsfreie Stromversorgungen, Pufferbatterien für Hilfsenergieversorgungen usw., werden nicht als Speicher im Sinne dieser VDE-Anwendungsregel betrachtet.

Ladeanwendungen für elektrochemische Speicher (stationäre Batterien, Elektrofahrzeuge usw.) sind grundsätzlich in ihrer Leistung regelbar auszuführen und mit einem entsprechenden Verhalten auszustatten.

Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die sich in einem Stromsparmodus („Standby-Betrieb“) befinden, sind von den Verpflichtungen nach 10.2.4.3 ausgenommen.

Bei **Überfrequenz** steht ein Überschuss an Erzeugungsleistung einem Defizit an Bezugslast gegenüber. Daher müssen Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Lage sein, bei Überfrequenz bis maximal 51,5 Hz den Wirkleistungs-Arbeitspunkt anzupassen ([Bild 15](#)). Der Frequenzwert für den Beginn dieser frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss von 50,2 Hz bis 50,5 Hz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist der Beginn auf 50,2 Hz einzustellen. Die Steilheit der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung ($s = \frac{\Delta f}{f_n} \cdot \frac{\Delta P}{P_{ref}}$) muss von 2 % bis

12 % einstellbar sein. Dies entspricht einem Leistungsgradienten von 16,67 % von P_{ref} je Hertz ($s = 12$ %) bis 100 % von P_{ref} je Hertz ($s = 2$ %). Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist ein Gradient von 40 % von P_{ref} je Hertz ($s = 5$ %) einzustellen (siehe [Bild 15](#)). Für Speicher vom Typ 2 und stufenlos steuerbare Verbrauchseinrichtungen gilt ein Gradient von 100 % P_{ref} je Hertz ($s = 2$ %), sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht (siehe [Bild 16](#)). Die frequenzabhängige Wirkleistungseinspeisung bewirkt, dass sich die Erzeugungseinheit in dem Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz (sofern keine anderweitige Vorgabe der Netzbetreibers erfolgt) und 51,5 Hz hinsichtlich ihrer Wirkleistungs-Einspeisung permanent auf der Frequenz-Kennlinie auf und ab bewegt („Fahren auf der Kennlinie“). Oberhalb von 51,5 Hz sollen die Erzeugungsanlagen in der Lage sein, für weitere 5 Sekunden am Netz zu bleiben. Dabei ist möglichst weiter auf der Kennlinie zu fahren, wobei eine Steigerung der Wirkleistungseinspeisung bei steigender Netzfrequenz nicht zulässig ist.

Bei Netzfrequenzen $f > 51,5$ Hz dürfen sich die Erzeugungsanlagen und Speicher aus Gründen des Eigenschutzes vom Netz trennen (siehe Bild 15 bzw. Bild 16 sowie 10.3.3.2).

Die Reduzierung der Wirkleistungsabgabe muss mindestens bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung erfolgen. Eine weitergehende Reduzierung unter die technische Mindestleistung ist zulässig. Dabei ist ein stabiler Betrieb der Erzeugungsanlage sicherzustellen.

Bei **Unterfrequenz** steht ein Defizit an Erzeugungsleistung einem Überschuss an Bezugslast gegenüber.

Bild 14 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten im dynamischen Kurzzeitbereich dar. Die Erzeugungsanlage darf bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blauen Kurve ihre vorgegebene Wirkleistungsabgabe nicht verringern. Für Gasturbinen und Verbrennungskraftmaschinen ist eine Reduzierung um 3 % $P_{b,inst}$ im dynamischen Bereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig. Für andere Technologien, die diese Forderung nicht erfüllen können, ist die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich.

ANMERKUNG 2 Der Verteilnetzbetreiber stimmt diese Zustimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber ab.

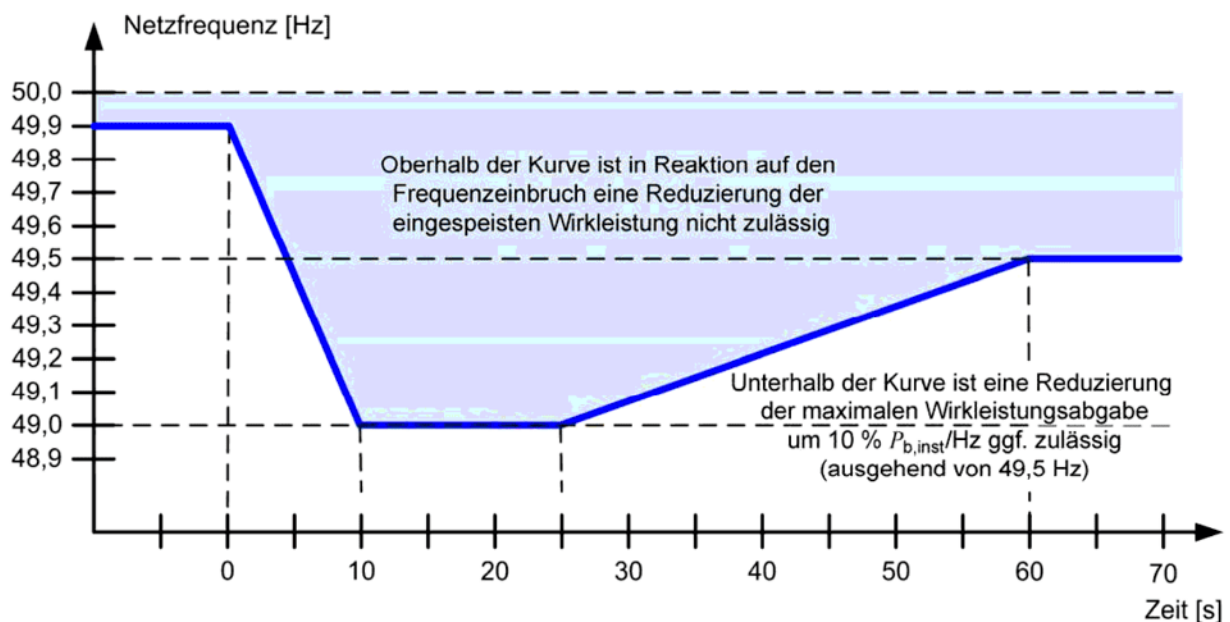


Bild 14 – Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten im dynamischen Kurzzeitbereich

Darüber hinaus müssen Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Lage sein, bei Unterfrequenz den Wirkleistungs-Arbeitspunkt anzupassen (Bild 15). Der Frequenzwert für den Beginn dieser frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss von 49,5 Hz bis 49,8 Hz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist der Beginn auf 49,8 Hz einzustellen. Die

Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung ($s = \frac{\Delta f}{f_n} \bigg/ \frac{\Delta P}{P_{ref}}$) muss von 2 % bis 12 % einstellbar

sein. Dies entspricht einem Leistungsgradienten von 16,67 % von P_{ref} je Hertz ($s = 12$ %) bis 100 % von P_{ref} je Hertz ($s = 2$ %). Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist ein Gradient von 40 % von P_{ref} je Hertz ($s = 5$ %) einzustellen (siehe Bild 15). Für Speicher vom Typ 2 und stufenlos steuerbare Verbrauchseinrichtungen gilt ein Gradient von 100 % P_{ref} je Hertz ($s = 2$ %), sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht. Der Maximalwert wird durch das aktuelle Primärenergiedargebot sowie durch die nutzbare Speicherleistung bestimmt.

Die frequenzabhängige Wirkleistungseinspeisung bewirkt, dass sich die Erzeugungsanlage auch in dem Frequenzbereich zwischen 49,8 Hz (sofern keine anderweitige Vorgabe der Netzbetreibers erfolgt) und 47,5 Hz hinsichtlich ihrer maximal möglichen Wirkleistungs-Einspeisung permanent auf der Frequenz-Kennlinie auf- und ab bewegt („Fahren auf der Kennlinie“).

Bei Netzfrequenzen $f < 47,5$ Hz dürfen sich die Erzeugungseinheiten und Speicher vom Netz trennen (siehe Bild 15 bzw. 16 sowie 10.3.4.1).

Bei abnehmender Netzfrequenz ist unterhalb von 49,5 Hz ein durch den Gas- oder Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe bei Erzeugungsanlagen von nicht mehr als $10\% \cdot P_{\text{Inst}} \cdot \frac{49,5 \text{ Hz} - f}{1 \text{ Hz}}$ zulässig. Dies gilt auch für Verbrennungskraftmaschinen. Bei darüber hinaus

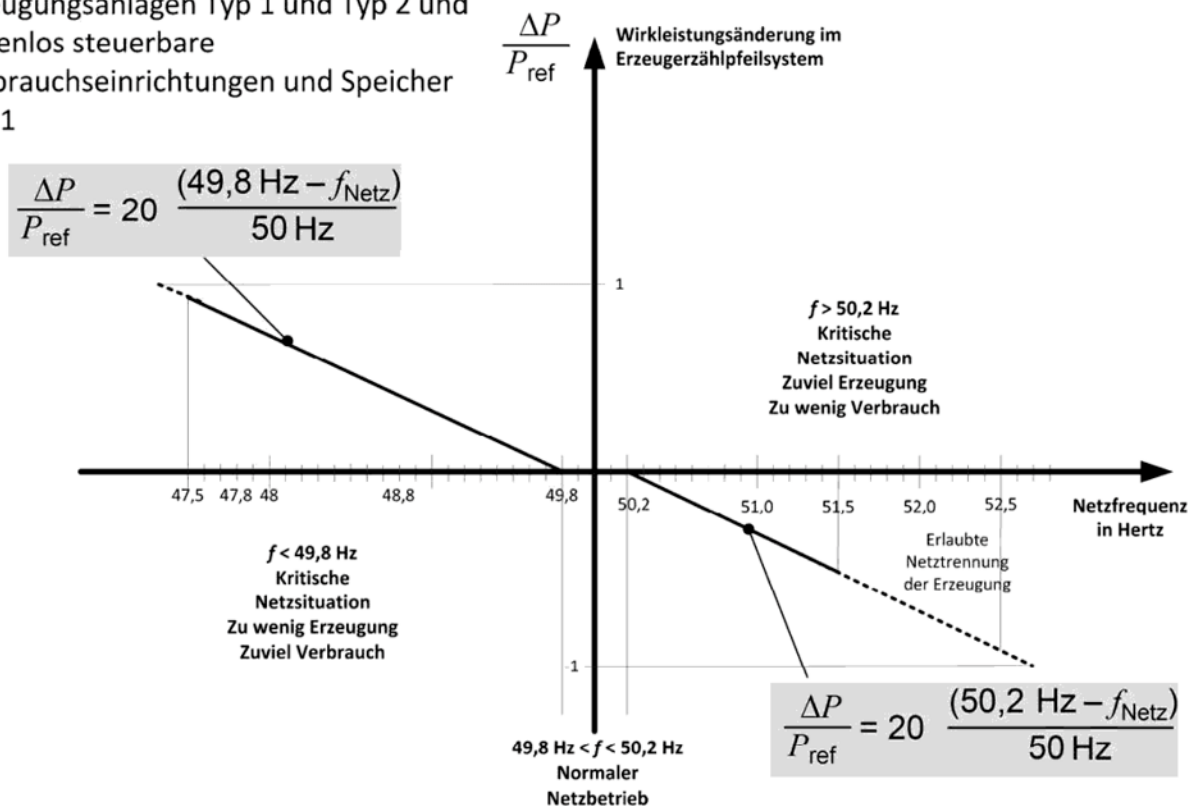
gehendem Rückgang der maximalen Wirkleistungsabgabe sind durch den Betreiber der Erzeugungsanlage die zugrunde zu legenden Umgebungsbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur) und die technischen Fähigkeiten nachweislich zu dokumentieren und die Zustimmung des Verteilnetzbetreibers einzuholen.

Die anfängliche Zeitverzögerung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz muss möglichst kurz sein. Der Anlagenbetreiber teilt dem Netzbetreiber den Wert der anfänglichen Zeitverzögerung T_V mit. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Betreiber der Erzeugungsanlage die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem Netzbetreiber begründen.

Für den zeitlichen Verlauf der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung sind folgende Bedingungen bzgl. der anfänglichen Zeitverzögerung T_V und der Anschwingzeit $T_{\text{an}_90\%}$ einzuhalten:

- Nach Ablauf von $T_V + 0,1 \cdot (T_{\text{an}_90\%} - T_V)$ sind mindestens 9 % der erforderlichen Leistungsanpassung ΔP erbracht.
- 90 % der Leistungsanpassung ΔP sind nach Ablauf der Anschwingzeit $T_{\text{an}_90\%}$ erbracht.

Erzeugungsanlagen Typ 1 und Typ 2 und
stufenlos steuerbare
Verbrauchseinrichtungen und Speicher
Typ 1



Legende

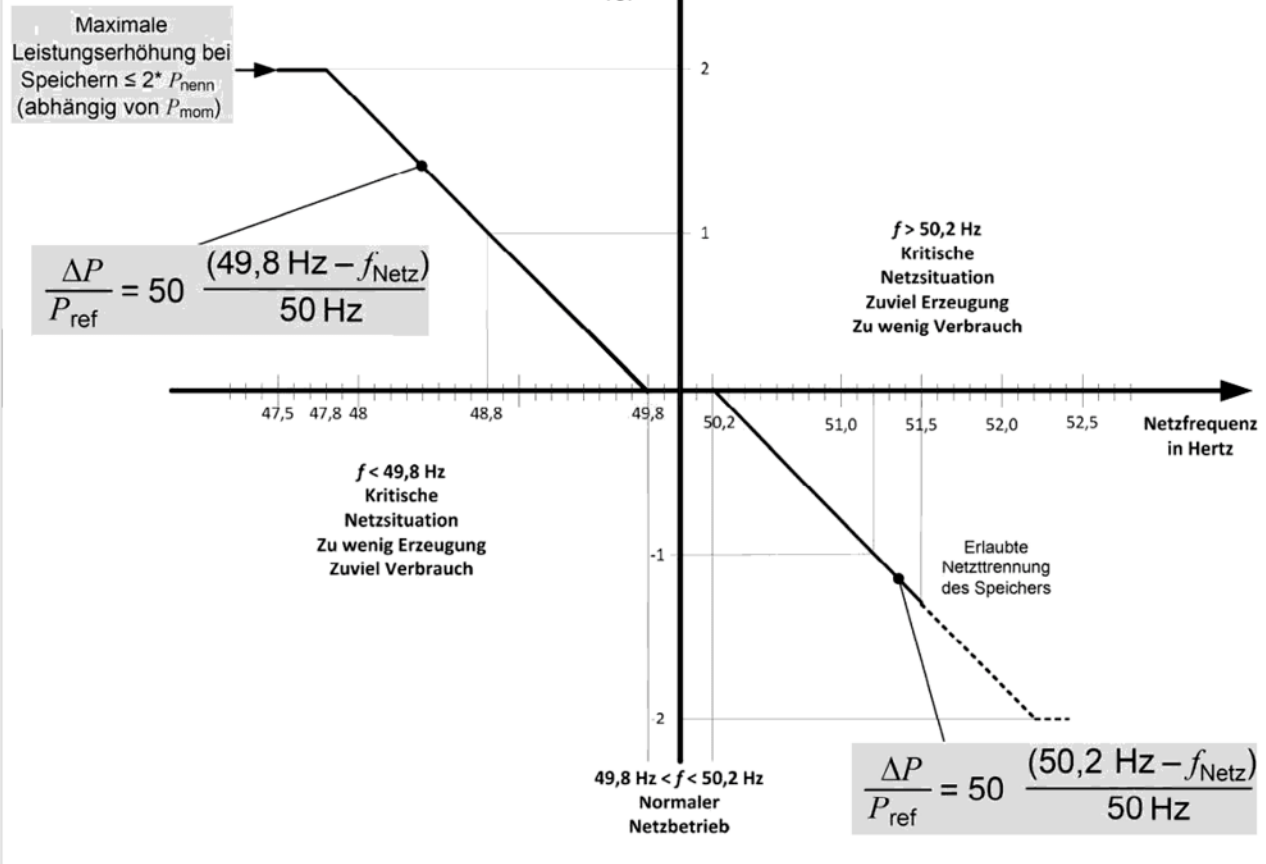
P_{ref} entspricht $P_{\text{b inst}}$ bzw. entspricht P_{mom} für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 (exklusive Speicher) zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz

ΔP Leistungsänderung

f Netzfrequenz

Bild 15 – Wirkleistungsanpassung von Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und Typ 2 sowie steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 1 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 5 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung

Stufenlos steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Speicher Typ 2



Legende

P_{ref} entspricht $P_{\text{b inst}}$ bzw. entspricht P_{mom} für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 (exklusive Speicher) zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz

ΔP Leistungsänderung

f Netzfrequenz

Bild 16 – Wirkleistungsanpassung stufenlos steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Speicher vom Typ 2 bei Über- und Unterfrequenz mit einer Statik von 2 % und Frequenzgrenzwerten von 49,8 Hz und 50,2 Hz für den Beginn der Wirkleistungsanpassung

DC-gekoppelte Speicher müssen sich wie Typ-2-Erzeugungseinheiten verhalten.

Anforderungen an die Regelzeiten für Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Bei der Regelung (Fahren auf der Kennlinie) gilt, dass Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf Änderungen der Netzfrequenz nach den in [Tabelle 5](#) aufgeführten Anschwing- und Einschwingzeiten reagieren müssen. Bei Frequenzabweichungen, die zu größeren Leistungsänderungen ΔP führen als in [Tabelle 5](#) angegeben, gilt:

- Für den in [Tabelle 5](#) angegebenen Anteil der Leistungsänderung ΔP sind die angegebenen Zeiten einzuhalten.
- Für den darüber hinausgehenden Anteil der Leistungsänderung ΔP ist ein möglichst schnelles Regelverhalten umzusetzen (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben).

Grundsätzlich ist bei der Frequenzmessung der FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse“ [17] zu beachten.

ANMERKUNG 2 Es sind die technisch schnellstmöglichen Anschwing- und Einschwingzeiten zu realisieren.

Tabelle 5 – Anforderungen an die Anschwing- und Einschwingzeiten bezüglich Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz

		Typ 1	Typ 2	
		Erzeugungseinheiten, Speicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen	Erzeugungseinheiten und steuerbare Verbrauchseinrichtungen	Speicher
Leistungserhöhung	Anschwingzeit bei Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 Hz – 47,5 Hz	$\leq 5 \text{ min}$ für ein $\Delta P \leq 20 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 10 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 50 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 1 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 100 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$
	Anschwingzeit bei Frequenzrückgang im Bereich von 51,5 Hz – 50,2 Hz	$\leq 5 \text{ min}$ für ein $\Delta P \leq 20 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$ ^a		
	Einschwingzeit	$\leq 6 \text{ min}$	$\leq 30 \text{ s}$	$\leq 10 \text{ s}$
Leistungsreduzierung	Anschwingzeit bei Frequenzanstieg im Bereich von 50,2 Hz – 51,5 Hz	$\leq 8 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 45 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 2 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 50 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$	$\leq 1 \text{ s}$ für ein $\Delta P \leq 100 \%$ von $P_{b \text{ inst}}$
	Anschwingzeit bei Frequenzanstieg im Bereich von 47,5 Hz – 49,8 Hz			
	Einschwingzeit	$\leq 30 \text{ s}$	$\leq 20 \text{ s}$	$\leq 10 \text{ s}$

^a Wenn eine vorangegangene Leistungsreduzierung bei Überfrequenz ohne Anpassung des Primärprozesses (z. B. Feuerungsleistung) erfolgt ist, muss die anschließende Leistungserhöhung deutlich schneller erfolgen.

Eingeschränkte Anforderungen aufgrund technischer Restriktionen

Bei Windenergieanlagen gilt für die Erhöhung der Wirkleistungsabgabe (Anschwingzeit bei Frequenzrückgang im Bereich von 49,8 Hz bis 47,5 Hz und 51,5 Hz bis 50,2 Hz), dass die Windenergie-Erzeugungsanlage auf eine Änderung der Netzfrequenz schnellstmöglich, höchstens jedoch mit einer Anschwingzeit von 5 Sekunden (bei einem Leistungssprung $\leq 20 \% P_{b \text{ inst}}$) reagieren muss. Dies gilt in Abhängigkeit des vorhandenen Energiedargebots ab einer Wirkleistungseinspeisung von mind. $50 \% P_{b \text{ inst}}$. Unterhalb von $50 \% P_{b \text{ inst}}$ ist ein möglichst schnelles Regelverhalten umzusetzen (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben).

ANMERKUNG 3 Die oben geforderten Anschwingzeiten spiegeln den momentan erreichbaren Stand der Technik wider. Aus Systemsicht werden zur besseren Beherrschung von Großstörungen jedoch schnellere Reaktionszeiten benötigt. Deshalb werden zukünftig voraussichtlich schnellere Anschwingzeiten gefordert werden.

Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen oder Gasturbinen erfolgt eine Wirkleistungsänderung (Steigerung oder Reduzierung) mit einem Leistungsgradienten von

- $\leq 2 \text{ MW}$ mindestens $66 \% P_{b \text{ inst}}$ je Minute (entspricht $1,11 \% P_{b \text{ inst}}$ je Sekunde);

- > 2 MW mindestens $20 \% P_{b \text{ inst}}$ je Minute (entspricht $0,33 \% P_{b \text{ inst}}$ je Sekunde).

Somit kann die Anschlagzeit von 8 Sekunden z. B. bei einer Erzeugungsanlage ≤ 2 MW bis zu einer Leistungsänderung von $8,88 \% P_{b \text{ inst}}$ eingehalten werden. Bei einer größeren Frequenzänderung ist die Anschlagzeit entsprechend größer.

Die Ein- und Anschlagzeiten für Wasserkraftwerke (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) sind projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Ende des kritischen Netzzustands und Rückkehr in den Normalbetrieb

Auch wenn nach der Frequenzabweichung die Netzfrequenz wieder innerhalb des Toleranzbands von $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ liegt, ist zunächst immer noch von einem kritischen Netzzustand auszugehen.

Der Übergang vom „kritischen Netzzustand“ in den „Normalbetrieb“ wird durch eine maximale Änderung der Soll-Wirkleistung, ausgehend von P_{mom} , zeitlich begrenzt.

Diese Soll-Wirkleistungsänderung (ausgenommen zur Erbringung von Regelleistung) muss auf einen Gradienten von maximal $10 \% P_{b \text{ inst}}/\text{min}$ begrenzt werden. Erst wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 Minuten lang innerhalb des Toleranzbands von $50,0 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ befindet, gilt der Netznormalbetrieb als wiederhergestellt und diese Anforderung nicht mehr.

10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage

10.2.5.1 Allgemeines

Die Kurzschlussstrombeiträge des Hochspannungsnetzes und der Erzeugungsanlage dürfen die Bemessungswerte der Betriebsmittel nicht überschreiten. Die aus dem Hochspannungsnetz kommenden Anteile des Kurzschlussstroms werden nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** berechnet. Wird durch die Erzeugungsanlage der Kurzschlussstrom im Hochspannungsnetz über den Bemessungswert erhöht, so sind zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer geeignete Maßnahmen, wie beispielsweise die Begrenzung des Kurzschlussstroms aus der Erzeugungsanlage, zu vereinbaren.

Durch den Betrieb einer Erzeugungsanlage wird der Kurzschlusswechselstrom bei Kurzschlüssen im Netz, insbesondere in der Umgebung des Netzananschlusspunkts, um den Kurzschlusswechselstrom der Erzeugungsanlage erhöht. Die Angabe der zu erwartenden Kurzschlussströme der Erzeugungsanlage am Netzananschlusspunkt muss daher mit dem Antrag zum Netzananschluss erfolgen.

10.2.5.2 Beitrag zum Kurzschlussstrom

Bei der Kurzschlussstromberechnung nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12** handelt es sich um eine stationäre Kurzschlussstromberechnung zum Zwecke der Netzplanung/des Netzbetriebs. Die erforderlichen Eingangsdaten für die Abbildung der Erzeugungseinheiten in der Kurzschlussstromberechnung nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12** sind durch den jeweiligen Hersteller bereitzustellen.

Für die Ermittlung der Beanspruchung der Betriebsmittel sind die nachfolgenden Größen nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** zu ermitteln und anzugeben:

- Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' , bei Synchronmaschinen auch die subtransiente Längsreaktanz x_d'' ;
- Dauerkurzschlussstrom I_k .

Auf Anfrage sind dem Netzbetreiber zudem folgende Informationen der Erzeugungsanlage für Netzersatz-äquivalente zu übergeben:

- die nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** für die gesamte Erzeugungsanlage ermittelte
 - Kurzschlussmitimpedanz $Z_{(1)}$;

- Kurzschlussnullimpedanz $Z_{(0)}$ sowie Kurzschlussgegenimpedanz $Z_{(2)}$;
- den für die über Vollumrichter angeschlossen Erzeugungseinheiten
 - resultierenden Beitrag $I_{k\text{PF}}$;
 - die resultierenden Beiträge für unsymmetrische Fehler $I_{k2\text{PF}}$ sowie $I_{k1\text{PF}}$.

Für die Zertifizierung von Erzeugungseinheiten sind vom Anlagenhersteller die in 11.2.9 aufgeführten Angaben zur Verfügung zu stellen.

10.2.5.3 Überprüfung der Schutzparametrierung

Die Überprüfung der Anregebedingungen des Schutzes erfolgt mit einem vereinfachten Ansatz. Dazu sind die Beiträge der Erzeugungseinheiten arithmetisch zu addieren.

10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

10.3.1 Allgemeines

Die hier beschriebenen Anforderungen gelten zusätzlich zu den in 6.3.3 formulierten.

ANMERKUNG 1 Der Umfang der Schutzeinrichtungen ist wesentlich abhängig von der konkreten Netz- bzw. Anlagenkonfiguration. In dieser VDE-Anwendungsregel werden im Folgenden nur Mindestanforderungen für die Anschlussvariante „Stichanschluss“ beschrieben (siehe [Anhang D](#)).

ANMERKUNG 2 Bei direkt, also nur über Transformatoren mit dem Netz verbundenen Synchrongeneratoren, ist ab einer Leistung $S_{Amax} = 20$ MVA zusätzlich das Blockschutzkonzept mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

In der Erzeugungsanlage sind Einrichtungen zu installieren, die die Erzeugungseinheiten bzw. die Erzeugungsanlage als Reserveschutzfunktion bei Fehlern im Netz zeitverzögert abschalten. Die Einstellung dieser Schutzeinrichtungen bei Fehlern im Netz (d. h. die Staffelung zu anderen Schutzeinrichtungen) werden zwischen Anlagen- und Netzbetreiber abgestimmt.

Folgende Überwachungsfunktionen müssen im Schutzkonzept ergänzend zu den Ausführungen in 6.3.3.3 realisiert sein:

- Selbstüberwachung der Schutzeinrichtungen für den übergeordneten Entkupplungsschutz (Life-Kontakt);
- Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten Entkupplungsschutz;
- Überwachung der Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgerät bei räumlich getrennter Anordnung.

Sofern die Kundenanlage nicht durch den Anschlussnehmer fernwirktechnisch 24 Stunden / 365 Tage überwacht wird, führt das Ansprechen der vorgenannten Funktionen zum Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters.

Für die Schutzeinrichtungen von Erzeugungseinheiten ist eine netzunabhängige Hilfsenergieversorgung erforderlich, die die Schutzfunktionen für mindestens 5 Sekunden aufrecht erhält. Zudem muss die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen einschließlich notwendiger Hilfseinrichtungen in dem in [Bild 4](#) (Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen) geforderten Spannungsbereich sichergestellt werden. Dieser Spannungsbereich bezieht sich auf den Netzanschlusspunkt. Die Sicherstellung der Funktionsfähigkeit der Schutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration (z. B. automatische Spannungsregelung Netztransformator, Stufung Maschinentransformator) ist nachzuweisen.

Weiterhin muss die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen vor Aufnahme der Leistungseinspeisung durch die Erzeugungseinheiten gegeben sein.

Der Betreiber einer Erzeugungsanlage muss selbst Vorsorge treffen, dass Schalthandlungen, Netzfehler sowie automatische Wiedereinschaltungen (AWE) im Netz des Netzbetreibers nicht zu Schäden an seiner Anlage führen.

10.3.2 Netzschutzeinrichtungen

Das Gesamtschutzkonzept ist in der Regel so aufzubauen, dass bei ordnungsgemäßer Funktion aller Schutzeinrichtungen durch einen Fehler im Netz keine Teilnetze aus Erzeugungsanlagen und Verbrauchern entstehen.

Als Netzschutzeinrichtung für das Netz des Netzbetreibers ist ein Leitungsschutz zu installieren. Als Leitungsschutz werden ein digitales Distanzschutzrelais und – wenn erforderlich – Signalvergleichseinrichtungen, Leitungsdifferentialschutz, Schaltermitnahmen, Erdschlussrichtungsschutz und Spannungsschutzfunktionen realisiert. Künftig kommt dabei dem Einsatz von Signalvergleich und Schaltermitnahmen eine große Bedeutung zu.

ANMERKUNG 1 Es werden weder schwarzfallfeste noch redundante Kommunikationswege zu den Erzeugungsanlagen gefordert.

Die Aufgaben des Leitungsschutzes bestehen in

- der Ausschaltung von Kurzschlüssen im Schutzbereich „Leitung“ bzw. im 110-kV-Netz des Netzbetreibers;
- der unverzügerten Ausschaltung bei Einschaltung auf Kurzschluss.

ANMERKUNG 2 Die Netzschutzeinrichtung am Anschlusspunkt kann den Reserveschutz für Teile der Übergabestation übernehmen. Es wird darauf hingewiesen, dass der ortsferne Reserveschutz des Netzbetreibers Reserveschutzfunktionen im Allgemeinen lediglich für Fehler auf der Hochspannungsseite übernehmen kann.

Folgende Funktionen werden standardmäßig angewendet:

- Distanzschutz mit $I>$ -Anregung und $U-I$ -Anregung;
- Not-UMZ-Funktion;
- Schutz bei Zuschalten auf Kurzschluss.

ANMERKUNG 3 Der Fußpunktstrom ist möglichst empfindlich einzustellen.

Folgende Funktionen werden bei Bedarf, insbesondere zur Vermeidung von Teilnetzen, angewendet:

- Impedanzanregung;
- Signalvergleich;
- Schaltermitnahme;
- Spannungsrückgangs- und Spannungssteigerungsschutz (Über- und Unterspannungsschutz);
- Kennlinienumschaltung.

Vom Anschlussnehmer sind auf Anforderung des Netzbetreibers Meldungen zur Steuerung spezieller Funktionen im Leitungsschutz bereitzustellen (z. B. Hilfskontakt des Spannungswandlerschutzschalters). Vom Netzbetreiber werden zwei AUS-Kommandos potenzialfrei bereitgestellt.

ANMERKUNG 4 Teilweise wird auf der 110-kV-Leitung eine dreipolige AWE oder bei geerdet betriebenen Netzen eine einpolige AWE durchgeführt. Durch die Netzschutzeinrichtung in der Übergabestation wird in der Regel keine AWE durchgeführt, um ein asynchrones Zuschalten der Erzeugungsanlage zu verhindern. Die Auslösung der Netzschutzeinrichtung erfolgt dabei immer dreipolig.

Teilnetzbildungen können bei Fehlern im Netz des Netzbetreibers – insbesondere bei Doppelerdschlüssen mit einem Fußpunkt im Selektionsabschnitt – nicht ausgeschlossen werden. In diesen Fällen sollen die Entkopplungsschutzfunktionen das Teilnetz vor unzulässigen Systemzuständen schützen.

10.3.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Es gelten die in 6.3.3.3 beschriebenen Anforderungen.

10.3.4 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.4.1 Allgemeines

Aufgabe der hier beschriebenen Entkopplungsschutzeinrichtungen ist es, zum Schutz der Erzeugungsanlage und anderer Kundenanlagen am Netz, die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheiten bei gestörten Betriebszuständen vom Netz zu trennen. Beispiele hierfür sind Netzfehler, Teilnetzbildung bzw. ein zu langsamer Aufbau der Netzspannung nach einem Fehler im Übertragungsnetz.

Für den zuverlässigen Schutz der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheiten (Eigenschutz) ist der Anschlussnehmer selbst verantwortlich. Insofern ist die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebene Schutzkonzeption durch den Anschlussnehmer der Erzeugungsanlage entsprechend zu erweitern. Der Eigenschutz darf aber die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen nicht unterlaufen. Der Einsatz von Vektorsprungrelais ist nicht zulässig.

Nach Abschaltung eines Fehlers im Netz des Netzbetreibers bzw. bei einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) muss der Anlagenbetreiber damit rechnen, dass die wiederkehrende Spannung am Netzanschlusspunkt asynchron zu der Spannung der Erzeugungsanlage sein kann.

Der Entkopplungsschutz kann sowohl in einem autarken Gerät realisiert werden, als auch in der Anlagensteuerung der Erzeugungseinheit integriert sein. Der Ausfall der Hilfsspannung der Schutzeinrichtung bzw. der Anlagensteuerung muss zum unverzügerten Auslösen des Schalters führen. Die Schutzauslösung des integrierten Schutzes darf durch sonstige Funktionen der Steuerung nicht unzulässig verzögert werden.

Entkopplungsschutzeinrichtungen werden installiert:

- am Netzanschlusspunkt (110-kV-seitig);
- auf der Unterspannungsseite des Netztransformators und
- an den Erzeugungseinheiten.

Folgende Funktionen des Entkopplungsschutzes sind zu realisieren:

- Spannungsrückgangsschutz $U <$ und $U <<$;
- Spannungssteigerungsschutz $U >$ und $U >>$;
- Frequenzrückgangsschutz $f <$ (Unterfrequenzschutz);
- Frequenzsteigerungsschutz $f >$ und $f >>$ (Überfrequenzschutz);
- Q - U -Schutz $Q \rightarrow$ & $U <$.

In dieser VDE-Anwendungsregel werden empfohlene Schutzeinstellwerte für die Entkopplungsschutzeinrichtungen angegeben. Bei den Einstellwerten wird davon ausgegangen, dass die Summe aus Eigenzeit von Schutzeinrichtung und Schalteinrichtung 100 ms nicht überschreitet. Ggf. ist diesbezüglich eine Anpassung erforderlich. Darüber hinaus kann eine Anpassung je nach Anlagen- bzw. Netzkonfiguration erforderlich sein. Der Netzbetreiber gibt dann diese Werte vor.

10.3.4.2 Spannungsschutzeinrichtungen

Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkopplungsschutz müssen dreiphasig ausgeführt werden. Bei Messung auf der Hoch- oder Mittelspannungsebene ist die Spannung zwischen den Außenleitern zu bewerten. Dadurch wird sichergestellt, dass die Erzeugungsanlage bei einem stehenden Erdschluss in einem isolierten oder kompensierten Netz bestimmungsgemäß nicht durch die Schutzeinrichtung abgeschaltet wird. Bei Messung auf der Niederspannungsseite ist bei Dy-Maschinentransformatoren die Spannung zwischen Außenleiter und Sternpunkt auszuwerten, bei Yd-Maschinentransformatoren die Spannung zwischen den Außenleitern. Bei Erzeugungseinheiten, die auf der Niederspannungsseite eine IT-Netzform aufweisen, sind die Außenleiterspannungen auszuwerten.

Die Spannungsschutzeinrichtungen haben sowohl die Aufgabe, Kundenanlagen vor unzulässigen Spannungszuständen zu schützen, als auch bei Fehlern im Netz eine Abschaltung der Erzeugungsanlage

sicherzustellen. Aus diesem Grund müssen die Spannungsschutzeinrichtungen auch auf unsymmetrische Fehler reagieren. Die Auslöseentscheide der drei Messglieder sind daher logisch ODER zu verknüpfen.

Logische ODER-Verknüpfung bedeutet dabei:

- Bei Spannungssteigerungsschutzrelais führt das Überschreiten des Ansprechwerts in einer Messspannung zur Anregung.
- Bei Spannungsrückgangsschutzrelais führt das Unterschreiten des Ansprechwerts in einer Messspannung zur Anregung.

Wenn im folgenden Text keine logischen Verknüpfungen der drei Messglieder angegeben ist, handelt es sich immer um eine logische ODER-Funktion.

Das Rückfallverhältnis der Spannungssteigerungsschutzeinrichtungen darf 0,98 nicht unterschreiten, das des Spannungsrückgangsschutzes darf 1,02 nicht überschreiten. Zudem darf der Messfehler der verwendeten Schutzgeräte einen Wert von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert (z. B. 100 V) nicht überschreiten.

Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkopplungsschutz sollen den Effektivwert der Grundschiwingung auswerten.

10.3.4.3 Frequenzschutzeinrichtungen

Frequenzrückgangs- und Frequenzsteigerungsschutzeinrichtungen können einphasig ausgeführt werden. Als Messgröße ist die Spannung zwischen zwei Außenleitern zu wählen.

Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz aufgrund der Frequenzabweichung nicht zulässig. Bei Unterschreiten von 47,5 Hz bzw. bei Überschreiten von 52,5 Hz muss dagegen eine unverzügerte automatische Trennung vom Netz erfolgen.

ANMERKUNG Der Verbleib am Netz zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz ist eine „Kann-Anforderung“. Eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz durch den Eigenschutz ist in diesem Bereich daher zulässig.

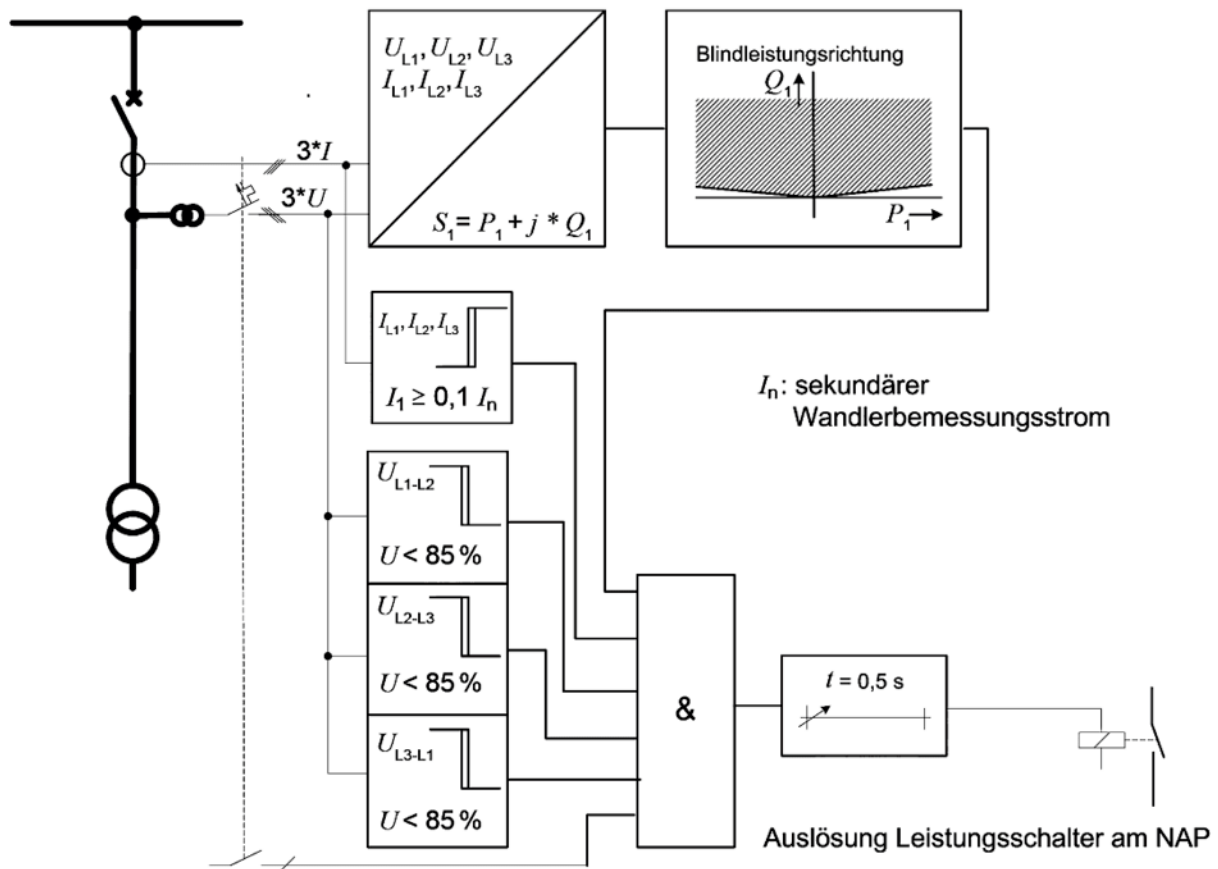
Der Netzbetreiber kann einen anderen unteren Wert vorgegeben, wenn die Erzeugungseinheit in einem Netzgebiet angeschlossen ist, welches zum automatischen Lastabwurf herangezogen wird [12].

10.3.4.4 Q - U -Schutz

Der Q - U -Schutz (Bild 17) überwacht das systemgerechte Verhalten der Erzeugungsanlage nach einem Fehler im Netz. Erzeugungsanlagen, die den Wiederaufbau der Netzspannung durch Aufnahme von induktiver Blindleistung aus dem Netz behindern, werden vor Erreichen der Endzeit der Netzschutzeinrichtungen vom Netz getrennt.

Hierzu trennt der Q - U -Schutz die Erzeugungsanlage nach 0,5 Sekunden vom Netz, wenn alle drei verketteten Spannungen am Netzanschlusspunkt kleiner als $0,85 U_n$ sind (logisch UND-verknüpft) und wenn die Erzeugungsanlage gleichzeitig induktive Blindleistung aus dem Netz des Netzbetreibers aufnimmt. Die Trennung erfolgt am Hochspannungs-Leistungsschalter in der Übergabestation am Netzanschlusspunkt.

Die drei Messglieder des Q - U -Schutzes $Q \rightarrow$ & $U <$ sind im Gegensatz zu den Spannungsschutzfunktionen logisch UND zu verknüpfen. Dies bedeutet, dass alle Messspannungen den Ansprechwert unterschritten haben müssen, damit es zur Anregung kommt.

Bild 17 – Prinzipskizze der Q - U -Schutzfunktion

Zur Bewertung können entweder die Mitsystemgrößen ermittelt und beurteilt werden oder es wird eine Winkelmessung vorgenommen. Es sind die verketteten Spannungen für die Auswertung der Spannungsüberwachung heranzuziehen, um in gelöschten betriebenen Netzen Messverfälschungen durch Sternpunktverlagerungen zu vermeiden.

Die Einzelheiten zum Q - U -Schutz sind dem Lastenheft Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz [7] zu entnehmen.

10.3.4.5 Entkopplungsschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt (110-kV-seitig)

Am Netzanschlusspunkt sind Schutzfunktionen erforderlich, die die Erzeugungsanlage vom Netz trennt, wenn die Spannung die im Normalbetrieb zulässigen Bereiche unter- bzw. überschreitet. Als Messort dienen die Wandler am Netzanschlusspunkt.

Folgende Schutzeinrichtungen sind erforderlich:

- Spannungssteigerungsschutz $U >$;
- Spannungsrückgangsschutz $U <$;
- Q - U -Schutz $Q \rightarrow$ & $U <$.

Gegebenenfalls kann zusätzlich noch ein Frequenzsteigerungs- und Frequenzrückgangsschutz installiert werden.

Die Entkopplungsschutzeinrichtungen wirken auf den 110-kV-Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt. Nach Auslösung des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt durch die oben aufgeführten Entkopplungsschutzfunktionen darf die Zuschaltung dieses Leistungsschalters abweichend von den Zuschaltbedingungen nach 10.4 erst dann erfolgen, wenn die Netzspannung am Netzanschlusspunkt zwischen 105 kV und 120 kV liegt (UND-Verknüpfung der drei Messglieder). Einzelheiten sind in der Netzführungsvereinbarung zu regeln.

Als Grundparametrierung des Entkopplungsschutzes am Netzanschlusspunkt werden die Einstellwerte nach Tabelle 6 empfohlen:

Tabelle 6 – Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt

Funktion	Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U >$	$1,00 U_n - 1,30 U_n$	$1,25 U_n$	500 ms
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,10 U_n - 1,00 U_n$	$0,80 U_n$	5,0 s
Q - U -Schutz ($Q \rightarrow$ & $U <$)	$0,70 U_n - 1,00 U_n$	$0,85 U_n$	0,5 s

ANMERKUNG Die Einstellwerte beziehen sich auf die Nennspannung U_n des Hochspannungsnetzes. Diese sind entsprechend der Wandlerübersetzung auf die Sekundärspannung umzurechnen. Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

10.3.4.6 Entkopplungsschutzeinrichtungen auf der Unterspannungsseite des Netztransformators

Der Schutz anderer Verbraucher, die – z. B. im Falle einer Teilnetzbildung – zusammen mit der Erzeugungsanlage eine Netzeinheit bilden, können entsprechende Spannungssteigerungsschutzeinrichtungen auf der Unterspannungsseite des Netztransformators erfordern. Diese Entkopplungsschutzeinrichtung ist nur auf Anforderung des Netzbetreibers vorzusehen. Als Messspannung hierfür eignet sich das Hochspannungsnetz in der Regel nicht, da das zulässige Spannungsband dieser Netze sehr groß ist. Daher sind auf der geregelten Mittelspannungsseite der Kundenanlage folgende Schutzeinrichtungen erforderlich:

- Spannungssteigerungsschutz $U >>$;
- Spannungssteigerungsschutz $U >$.

Voraussetzung hierfür ist, dass der Transformator mit Stufenschalter über einen Spannungsregler verfügt, der die Mittelspannungsseite auf eine feste Spannung U_{MS} regelt.

Für die Einstellung des Schutzes auf der Unterspannungsseite des Netztransformators gelten die Werte nach Tabelle 7.

Tabelle 7 – Einstellwerte für den Schutz auf der Unterspannungsseite des Netztransformators

Funktion	Einstellbereich des Schutzes	Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U >$	$1,00 U_n - 1,30 U_n$	$\geq 1,10 U_{MS}$	≥ 180 s
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	$1,00 U_n - 1,30 U_n$	$\geq 1,20 U_{MS}$	≥ 300 ms

ANMERKUNG Die Einstellwerte beziehen sich auf die Reglersollspannung U_{MS} . Sie ist entsprechend der Wandlerübersetzung auf die Sekundärspannung umzurechnen. U_n ist die sekundäre Wandlernennspannung und damit die Bezugsspannung der Schutzeinrichtung. Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

10.3.4.7 Entkopplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten

An den Erzeugungseinheiten sind folgende Schutzeinrichtungen erforderlich:

- Spannungssteigerungsschutz $U >>$;
- Spannungsrückgangsschutz $U <$ und $U <<$;
- Frequenzsteigerungsschutz $f >$ und $f >>$;
- Frequenzrückgangsschutz $f <$.

Der Anschluss der Entkopplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten kann ober- oder unterspannungsseitig vom Maschinentransformator erfolgen. In den nachfolgenden Bildern und Anschlussbeispielen werden die Entkopplungsschutzeinrichtungen auf der Unterspannungsseite des Maschinentransformators dargestellt. Unabhängig vom Anschluss der Entkopplungsschutzeinrichtungen an der Erzeugungseinheit gelten die gleichen Einstellempfehlungen.

Als Grundparametrierung der Entkopplungsschutzeinrichtungen an Erzeugungseinheiten mit Anschluss an ein Erzeugungsanlagen-internes Mittelspannungsnetz werden Einstellwerte nach Tabelle 8 empfohlen.

Tabelle 8 – Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der Erzeugungsanlage im Stich

Funktion	Geforderter Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,10 U_{NS}$ bis $1,00 U_{NS}$	$0,80 U_{NS}^b$	$1,5 \text{ s}$ bis $2,4 \text{ s}^c$
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	$0,10 U_{NS}$ bis $1,00 U_{NS}$	$0,30 U_{NS}^b$	800 ms
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	$1,00 U_{NS}$ bis $1,30 U_{NS}$	$1,25 U_{NS}^a$	100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	$50,0 \text{ Hz}$ bis $55,0 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 5 \text{ s}$
Frequenzsteigerungsschutz $f >>$	$50,0 \text{ Hz}$ bis $55,0 \text{ Hz}$	$52,5 \text{ Hz}^d$	$\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzrückgangsschutz $f <$	$45,0 \text{ Hz}$ bis $50,0 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$

^a In Abhängigkeit von der Erzeugungseinheit wird der Spannungssteigerungsschutz ggf. mehrstufig ausgeführt. Eine Verringerung des Schutzeinstellwerts ist zulässig, wenn die in Bild 11 bzw. Bild 12 gestellten Anforderungen an die Erzeugungsanlage hinsichtlich des Verbleibens am Netz bei hohen Spannungen dadurch nicht unterlaufen werden.

^b Bei Anschluss der Erzeugungseinheit direkt an das Hochspannungsnetz ist der Spannungsrückgangsschutz $U <<$ zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.

^c Die Einstellzeiten werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Üblicherweise sollen je Hochspannungsnetz ein Viertel der Erzeugungsanlagen nach 1,5 Sekunden und je ein weiteres Viertel nach 1,8 Sekunden, 2,1 Sekunden und nach 2,4 Sekunden vom Netz getrennt werden.

^d Falls die Erzeugungseinheit nur bis zu der geforderten Netzfrequenz von 51,5 Hz betrieben werden kann, ist als Frequenzsteigerungsschutz eine Frequenzstufe mit 51,5 Hz / $\leq 100 \text{ ms}$ zu nutzen. Falls die Erzeugungseinheit nicht vollständig bis zu einer Netzfrequenz von 52,5 Hz betrieben werden kann, ist der Wert von 52,5 Hz auf den technisch maximal möglichen Wert zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz einzustellen. Der Netzbetreiber kann einen anderen unteren Wert vorgeben, wenn die Erzeugungseinheit in einem Netzgebiet angeschlossen ist, welches zum automatischen Lastabwurf herangezogen wird.

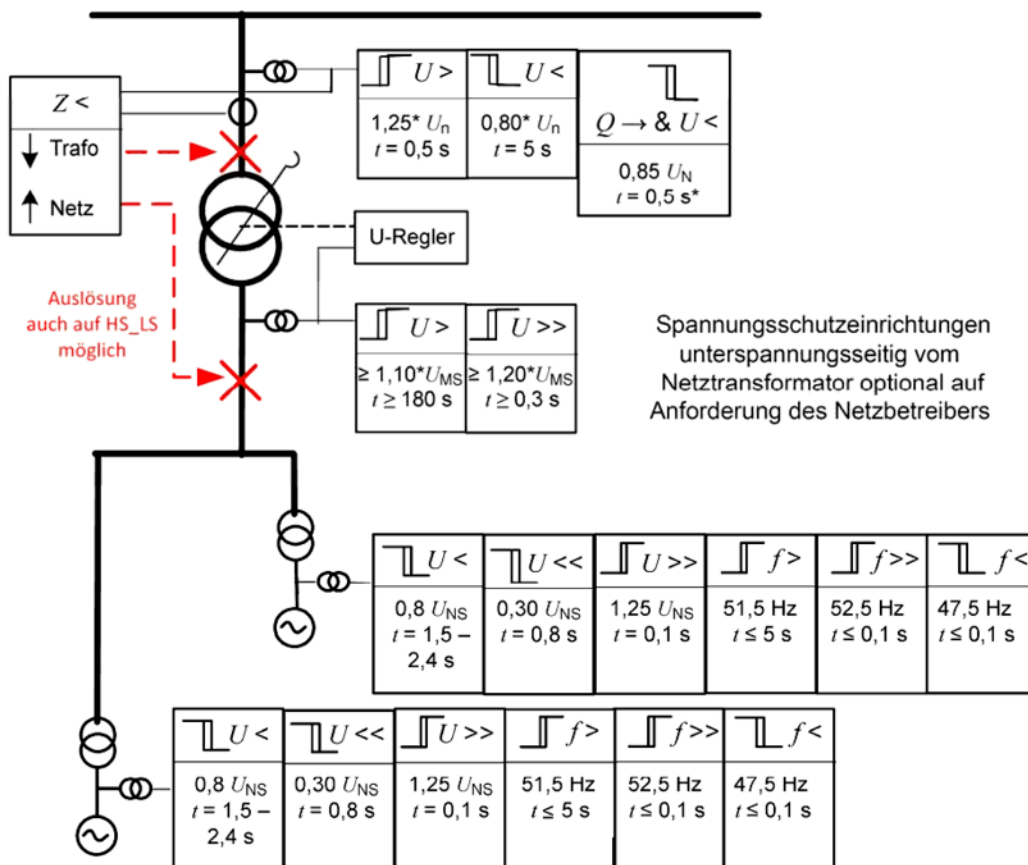
ANMERKUNG Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

Eigenschutzeinrichtungen – insbesondere Spannungsschutzeinrichtungen zum Zwecke des Eigenschutzes – dürfen das Verbleiben der Erzeugungseinheiten am Netz bei Netzstörungen nicht unterlaufen. Diesbezüglich sind die Anforderungen an das Verbleiben der Erzeugungsanlage am Netz nach Bild 11 bzw. Bild 12 (Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt) einzuhalten.

Die Bedingungen für die Wiederzuschaltung nach einer Auslösung der Entkopplungsschutzeinrichtungen sind 10.4 zu entnehmen.

10.3.5 Zusammenfassung Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage

In Bild 18 ist das Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage für die Variante Stichanschluss dargestellt.



Legende

- * Auslösung LS am Netzanschlusspunkt nach 0,5 Sekunden
- U_N Nennspannung des Hochspannungsnetzes
- U_{MS} Sollwert des Spannungsreglers
- $U_{NS} = U_{MS}/i$ mit i Übersetzungsverhältnis der Maschinentransformatoren

Die Wiedereinschaltung ist nur zulässig, wenn die Netzspannung $U > 0,95 U_N$ ist und die Netzfrequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt.

Bild 18 – Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen im Sticht

10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen

Grundsätzlich ist der Schutz von Mischanlagen in Analogie zu den Erzeugungsanlagen aufzubauen. Das hier beschriebene Schutzkonzept bezieht sich auf gelöscht betriebene Hochspannungsnetze. Mit entsprechenden Anpassungen kann dieses Schutzkonzept auch für geerdete Hochspannungsnetze verwendet werden.

Am Netzanschlusspunkt der Mischanlage (Hochspannungsseite) sind folgende Schutzfunktionen zu realisieren. Als Messort dienen die Wandler am Netzanschlusspunkt der Mischanlage.

- Spannungssteigerungsschutz $U >$;
- Spannungsrückgangsschutz $U <$;
- Distanzschutz $Z <$

Gegebenenfalls kann zusätzlich noch ein Frequenzsteigerungs- und Frequenzrückgangsschutz installiert werden.

Die Spannungsschutzfunktionen wirken auf eine unmittelbar der Erzeugungsanlage zugeordnete und dafür ausgelegte Schalteinrichtung am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage innerhalb des Kundennetzes (z. B. Mittelspannungs-Leistungsschalter in der Übergabestation). Damit soll erreicht werden, dass die Bezugsanlage bei Auslösung des übergeordneten Entkopplungsschutzes nicht mit ausgeschaltet wird. Die Distanzschutzfunktion wirkt richtungsabhängig – ausschließlich bei Fehlern in Richtung Netz des Netzbetreibers – ebenfalls auf diese Schalteinrichtung.

Ist die Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgeräte räumlich getrennt, muss die Auslösung über eine Kommunikationsverbindung (Kupfersteuerkabel oder LWL) geführt werden. Bei Anwendung von Schutzsignalübertragungssystemen darf die Signallaufzeit (vom Anstehen des Signals bis zum Auskommando an der Schalteinrichtung) nicht mehr als 50 ms betragen. Die entsprechenden Verbindungen sind gegen Kommunikationsstörungen/Drahtbruch zu sichern. Entsprechende Störungen müssen nach spätestens 10 Minuten zu einer Abschaltung der Erzeugungsanlage führen, sofern keine Fernüberwachung und unmittelbare Störungsbeseitigung erfolgt.

Am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im kundeneigenen Netz sind folgende Schutzfunktionen zu realisieren. Als Messort dienen die Wandler an diesem Anschlusspunkt.

- Q - U -Schutzfunktion;
- Kurzschlusschutz.

Die Schutzfunktionen wirken auf die gleiche Schalteinrichtung wie die Hochspannungs-seitigen Spannungsschutzeinrichtungen.

Auf der Unterspannungsseite des Netztransformators sind auf Anforderung des Netzbetreibers folgende Schutzeinrichtungen zu realisieren:

- Spannungssteigerungsschutz $U >>$;
- Spannungssteigerungsschutz $U >$.

Diese Funktionen wirken ebenfalls auf die gleiche Schalteinrichtung wie die Hochspannungs-seitigen Schutzfunktionen und die Q - U -Schutzfunktion. Sofern die Spannungsänderung zwischen Mittelspannungsseite des Netztransformators und dem Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage in der Kundenanlage sehr gering (z. B. Größenordnung $\Delta u \leq 0,2 \%$) ist, können diese Schutzfunktionen am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im kundeneigenen Netz installiert werden.

Der Entkopplungsschutz der Erzeugungseinheiten ist analog dem Schutz nach [10.3.4.7](#).

ANMERKUNG Alle in diesem Abschnitt benannten Anforderungen gelten auch für Mischanlagen mit Rückleistungsschutz in Richtung des Netzes des Netzbetreibers.

Eine Übersicht über das Schutzkonzept bei Mischanlagen ist in [Bild 19](#) dargestellt.

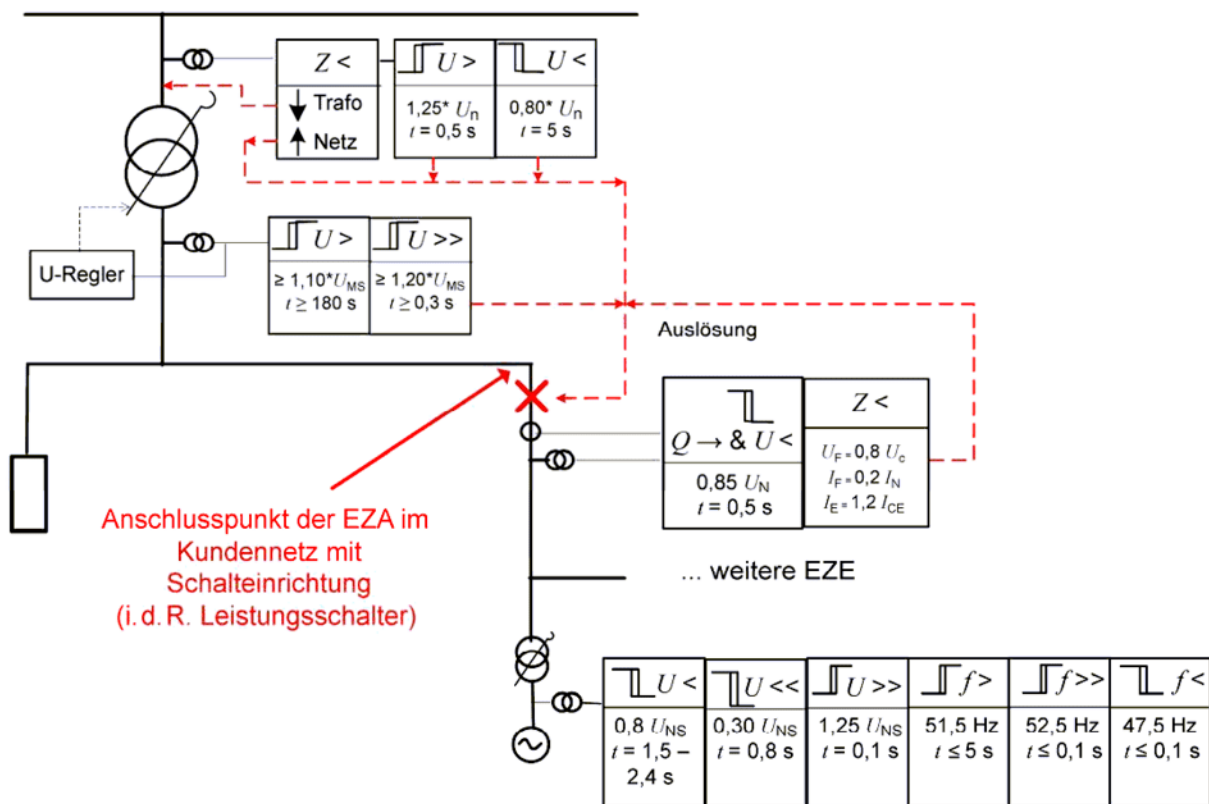


Bild 19 – Schutzkonzept bei Anschluss von Mischanlagen

10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

10.4.1 Allgemeines

Bei Netzspannungen am Netzanschlusspunkt zwischen 90 % und 110 % U_n sowie bei Netzfrequenzen zwischen 47,5 Hz und 51 Hz muss eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheiten an das Hochspannungsnetz technisch möglich sein. Der Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

Ausreichendes Primärenergiedargebot vorausgesetzt müssen die Erzeugungsanlage und die Erzeugungseinheiten technisch auch in der Lage sein, Leistung ins Netz einzuspeisen.

ANMERKUNG 1 Eine Aufforderung zur Zuschaltung bei Netzfrequenzen oberhalb von 50,2 Hz ist nur im Kontext von Netzwiederaufbau zu erwarten. In diesem Fall sind ggf. bilaterale Vereinbarungen zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber erforderlich.

Für die Leistungssteigerung am Netzanschlusspunkt nach Zuschaltung der Erzeugungsanlage gelten die Vorgaben nach 10.2.4 sowie die Bedingungen nach 5.4.2 und 5.4.3.

ANMERKUNG 2 Dies umfasst Zuschaltungen nach Schutzauslösungen und auch Zuschaltungen nach sonstigen betrieblichen Maßnahmen (z. B. Wartung der Erzeugungsanlage). Betriebliche Zuschaltungen einzelner Erzeugungseinheiten sind davon ausgenommen.

10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen

Falls der Netzbetreiber nichts anderes vorgibt (Netzführungsvereinbarung), ist nach Trennung einer **Erzeugungsanlage** vom Netz durch eine Ausschaltung des 110-kV-Leistungsschalters aufgrund von Auslösungen durch Kurzschluss- oder Entkopplungsschutzeinrichtungen (Überfrequenz, Unterfrequenz, Spannungsrückgang, Spannungssteigerung, Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz) eine automa-

tische Wiederzuschaltung nicht erlaubt. Eine Wiederzuschaltung erfolgt durch Freigabe der zuständigen Netzleitstelle.

ANMERKUNG 1 Bei nicht inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen bewirkt eine Auslösung des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt letztlich auch ein Abschalten der einzelnen Erzeugungseinheit. Das Netz der Erzeugungsanlage wird somit spannungslos. Eine Abfrage der Spannung netzseitig vom Netzanschlusspunkt ist somit vor Wiederzuschaltung des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt nicht notwendig. Damit bestehen diesbezüglich auch keine Anforderungen hinsichtlich der Anordnung der Spannungswandler am Netzanschlusspunkt.

Nach Trennung einer **Erzeugungseinheit** vom Netz durch Ausschaltung des Kuppelschalters (galvanische Trennung) an der Erzeugungseinheit aufgrund von Auslösungen durch Entkopplungsschutzeinrichtungen (Überfrequenz, Unterfrequenz, Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) ist eine automatische Zuschaltung oder Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheiten nur dann zulässig, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt mindestens 95 % U_n beträgt und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt. Der Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

Die automatische Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheiten darf erst dann erfolgen, wenn Netzspannung und Netzfrequenz für eine einstellbare Zeit stabil innerhalb der vorgenannten Grenzwerte für Spannung und Frequenz gelegen haben (Funktionsschema siehe Bild 21). Diese Zeit muss von unverzüglich bis 30 Minuten einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine Angaben macht, sind als Defaultwert 10 Minuten einzustellen.

Im Falle der Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheit gelten für die Leistungssteigerung auch die Vorgaben nach 10.2.4 sowie die Bedingungen nach 5.4.2 und 5.4.3.

ANMERKUNG 2 Für die Spannungsabfrage am Netzanschlusspunkt bedarf es der Bildung eines entsprechenden Signals am Netzanschlusspunkt und der Weiterleitung an die einzelnen Erzeugungseinheiten (Kommunikationsverbindung notwendig). Dieses Signal muss in die Bedingungen für die Wiederzuschaltung des Kuppelschalters implementiert werden. Bezüglich der Anordnung der Spannungswandler am Netzanschlusspunkt bestehen diesbezüglich keine Anforderungen.



Bild 20 – Bildung des Freigabesignals am Netzanschlusspunkt

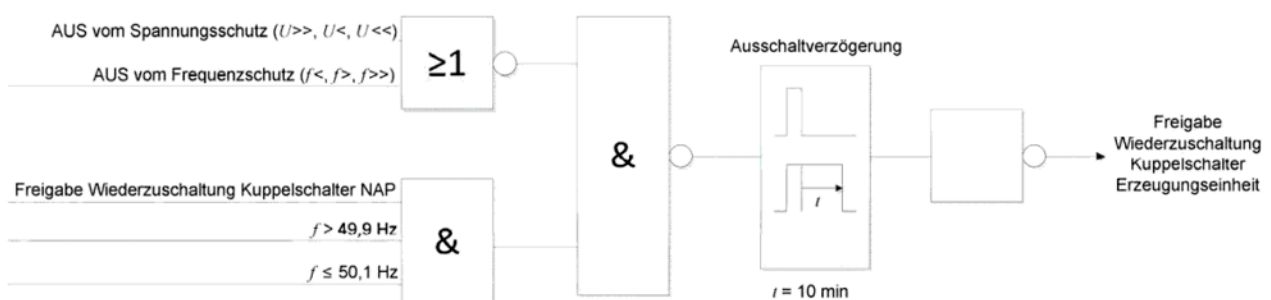


Bild 21 – Funktionsschema Wiederzuschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten)

ANMERKUNG 3 Für das Zuschalten der Erzeugungseinheit durch den Kuppelschalter ist neben dem Signal „Freigabe Wiederzuschaltung“ das Vorhandensein der Netzspannung an der Erzeugungseinheit notwendig. Hierzu ist immer die Spannung netzseitig am Kuppelschalter auszuwerten. Es müssen Spannungshöhe und Frequenz ausgewertet und in die Wiederzuschaltung einbezogen werden.

10.4.3 Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen

Für Erzeugungseinheiten, die netzsynchron zugeschaltet werden müssen, ist an geeigneter Stelle eine Synchronisierungseinrichtung vorzusehen. Während die Synchronisierungseinrichtung bei nicht inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen zweckmäßigerweise dem Generatorschalter zugeordnet wird, sollte bei inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen zusätzlich eine Synchronisierungseinrichtung am Kuppelschalter vorgesehen werden. Eine automatische Parallelschalteneinrichtung ist zu bevorzugen.

Die Einstellwerte der Synchronisierungseinrichtung sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Übliche Einstellwerte sind:

- $\Delta\varphi = \pm 10^\circ$;
- $\Delta f = \pm 100 \text{ mHz}$;
- $\Delta U = \pm 5 \% U_N$.

Nach Arbeiten an der Erzeugungsanlage und/oder am Netzanschluss ist vor allem die richtige Phasenfolge zu überprüfen.

10.4.4 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren

Asynchrongeneratoren, die durch ein Antriebsaggregat hochgefahren werden, müssen mit einer Drehzahl zwischen 95 % und 105 % der Synchrondrehzahl strombegrenzt zugeschaltet werden.

Bei Asynchrongeneratoren, die nicht spannungslos zugeschaltet werden (z. B. doppeltgespeiste Asynchronmaschinen), sind bzgl. Spannungs- und Winkeldifferenz die Zuschaltbedingungen für Synchrongeneratoren einzuhalten.

10.4.5 Kuppelschalter

Für die Verbindung der Erzeugungsanlage mit dem Netz des Netzbetreibers müssen als Kuppelschalter Leistungsschalter eingesetzt werden, auf die die Schutzeinrichtungen nach 10.3 am Netzanschlusspunkt wirken.

In den Erzeugungseinheiten müssen Kuppelschalter eingesetzt werden, auf die die Schutzeinrichtungen nach 10.3 an den Erzeugungseinheiten wirken. Hierfür eignen sich z. B.:

- Leistungsschalter;
- Motorschutzschalter;
- verschweißsicheres Schaltschütz mit Lastschaltvermögen und vorgeschaltetem Kurzschlussschutz.

Durch Kuppelschalter muss eine dreipolige galvanische Trennung sichergestellt sein.

Die Kuppelschalter an den Erzeugungseinheiten können sich sowohl auf der Niederspannungs- als auch auf der Mittelspannungsseite befinden. Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, kann dafür die Schalteinrichtung des Generators verwendet werden.

Bei Erzeugungseinheiten, bei denen ein oder mehrere Wechselrichter zur Leistungseinspeisung ins Netz verwendet werden, muss mindestens ein Kuppelschalter die galvanische Trennung des oder der Wechselrichter vom Netz sicherstellen. Ist dieser Schalter im Gehäuse des Wechselrichters untergebracht, darf er durch einen Kurzschluss im Wechselrichter in seiner Schaltfunktion nicht beeinträchtigt werden.

Kuppelschalter müssen für den am Einbauort auftretenden maximalen Kurzschlussstrom ausgelegt und unter Berücksichtigung der nach 10.3 erforderlichen Schutzeinrichtungen unverzüglich auslösbar sein. Bei der Bemessung von Kuppelschaltern ist zu berücksichtigen, dass der Kurzschluss im Fehlerfall sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers als auch aus Erzeugungseinheiten gespeist werden kann.

Bei nicht inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen kann der Kuppelschalter der Erzeugungseinheiten auch zur Synchronisierung verwendet werden.

Bei inselbetriebsfähigen Kundenanlagen ist die Funktion der Kupplung und die Synchronisierung der Erzeugungsanlage mit dem Netz des Netzbetreibers im Rahmen der Planung abzustimmen und die Betriebsführung vertraglich zu vereinbaren.

Bei Erzeugungsanlagen sind hochspannungsseitige Leistungsschalter für die sichere Abschaltung der auftretenden Kurzschlussströme sowohl bei erzeugungsanlagenseitigen als auch netzseitigen Fehlern auszulegen.

ANMERKUNG Für Fehler auf der Netzseite des Leistungsschalters können unter gewissen Randbedingungen fehlende Nulldurchgänge im Kurzschlussstrom (Überlagerung von Gleichstromkomponente und der von der Erzeugungsanlage geprägten Wechselstromkomponente) auftreten. Fehlende Nulldurchgänge bei netzseitigen Fehlern im Zeitbereich bis zur Ausschaltung des Kuppelschalters nach Schutzauslösung treten in der Regel bei Erzeugungsanlagen vom Typ 1 auf und müssen durch den hochspannungsseitigen Leistungsschalter oder den (mittelspannungsseitigen) Generatorleistungsschalter geklärt werden. Die Fähigkeit zum Abfangen auf Eigenbedarf darf hierbei nicht beeinträchtigt werden.

10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen

10.5.1 Abfangen auf Eigenbedarf

Wenn Erzeugungsanlagen weder in der Lage sind:

- a) innerhalb von maximal 15 Minuten nach Netztrennung und mindestens für eine Dauer von bis zu 2 Stunden netzunabhängig (z. B. bei Eigenbedarfsdeckung durch Notstromaggregate oder Speicher) eine Leistungseinspeisung mit der Wiedereinspeisung an das Netz aufzunehmen
noch
- b) nach Wiedereinspeisung nach einer Netztrennung von bis zu 2 Stunden ohne zwischenzeitliche Versorgung des Eigenbedarfs ihren Anfahrprozess bis zur Leistungseinspeisung innerhalb von maximal 15 Minuten zu beenden,

müssen sich diese auf Eigenbedarf abfangen können. Das Abfangen auf Eigenbedarf muss:

- aus jedem zulässigen Betriebspunkt der Erzeugungsanlage möglich sein;
- auch ohne Schalterstellungssignale von Netzschaltern durch die Erzeugungsanlage beherrscht werden können.

Nach Abfangen auf Eigenbedarf muss die Erzeugungsanlage mindestens 2 Stunden im Eigenbedarf betrieben werden können.

10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität

Bei Verlust der statischen oder transienten Stabilität einer Typ-1-Erzeugungseinheit muss eine automatische Trennung vom Netz erfolgen.

Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten muss eine automatische Trennung vom Netz erfolgen, falls die Anlagenregelung instabil wird und dieser Zustand länger als 100 ms andauert.

Die automatische Trennung darf auch schneller erfolgen.

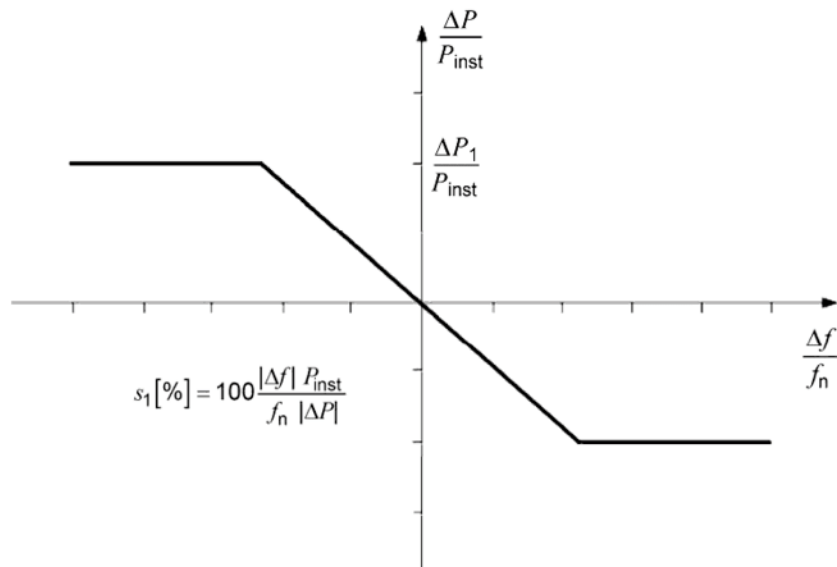
10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Jede Erzeugungsanlage muss technisch zur Abgabe von Primärregelleistung fähig sein. Dazu muss sie in der Lage sein, kontinuierlich die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen. Diese Fähigkeit muss auch während einer Änderung der Wirkleistungsabgabe (z. B. durch Marktvorgaben, Netzsicherheitsmanagement, Erbringung von Sekundärregelleistung und/oder Minutenreserve oder die Änderung des Primärenergieangebots) gegeben sein.

ANMERKUNG 1 Zur besseren Verständlichkeit werden in dieser VDE-Anwendungsregel die Namen der Systemdienstleistungen „Primärregelleistung“, „Sekundärregelleistung“ und „Minutenreserve“ auch für die Fähigkeiten der Erzeugungsanlagen verwendet. Tatsächlich werden diese Systemdienstleistungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erbracht und die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen bestehen in der Fähigkeit zur „frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung bei Normalbetrieb des Netzes“ bzw. der Fähigkeit zur „signalgeführten Wirkleistungsanpassung“.

ANMERKUNG 2 Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung berechtigt nicht zur Teilnahme am Regelenergiemarkt. Hierfür sind zusätzlich die aktuell gültigen Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zu erfüllen.

Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, im Einklang mit Bild 22 und mit den Parametern nach Tabelle 9, die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen.



Legende

ΔP Änderung der Wirkleistungsabgabe der Erzeugungsanlage

f_n Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes

Δf Frequenzabweichung im Netz

Bild 22 – Leistungs-Frequenzkennlinie zur Bereitstellung von Primärregelleistung ohne Totband

Tabelle 9 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Parameter		Bereiche
Minimaler Wirkleistungsbereich, bezogen auf die installierte Wirkleistung $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\text{inst}}}$		$\pm 2 \%$
Maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert	$ \Delta f_i $	10 mHz
Totband einstellbar um den Frequenzsollwert für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung		0 mHz bis 200 mHz
Einstellbereich der Statik S_1	2 % bis 12 %	2 % bis 12 %
	0,4 % bis 12 %	0,4 % bis 12 %

Das Totband um den Frequenzsollwert für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung muss hinsichtlich der Frequenzabweichung und des Statikwerts einstellbar sein. Werden keine abweichenden Anforderungen gestellt, ist die Summe aus Unempfindlichkeit und Totband mit ± 10 mHz einzustellen.

ANMERKUNG 3 Ziel des Totbands ist es, bei Anlagen mit aktiver Primärregelung Anpassungen der Wirkleistungsabgabe bei sehr kleinen Frequenzänderungen zu vermeiden.

Die Kennlinie nach Bild 22 ist so zu parametrieren, dass sie an den Grenzen des Totbands keine Sprünge aufweist.

Durch den Netzbetreiber kann das Totband um den Frequenzsollwert für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung als gleitendes Totband mit Nachlauffilter um den jeweils gemessenen Frequenzwert vorgegeben werden.

ANMERKUNG 4 Die Zeitkonstante des Nachlauffilters sollte im Bereich von 10 Sekunden bis 20 Sekunden gewählt werden.

ANMERKUNG 5 Die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung wird bei einer Frequenzabweichung in Höhe der Summe von Totband und Unempfindlichkeit ausgelöst.

Die Frequenzmessung erfolgt lokal an der Erzeugungsanlage bzw. den Erzeugungseinheiten und darf (inkl. Kommunikation) nicht mehr als 500 ms beanspruchen. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung beträgt ± 10 mHz.

Im Falle eines Frequenzsprungs muss die Erzeugungsanlage in der Lage sein, die Primärregelleistung entsprechend der eingestellten Parameter auf oder oberhalb der in Bild 23 dargestellten durchgehenden Linie zu aktivieren. Die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der Primärregelleistung ist möglichst kurz zu halten. Beträgt bei Erzeugungsanlagen vom Typ 1 die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der Primärregelleistung mehr als 2 Sekunden (t_1 in Bild 23), muss der Betreiber der Erzeugungsanlage technische Nachweise für die Notwendigkeit dieses längeren Aktivierungszeitraums vorlegen. Für Erzeugungsanlagen vom Typ 2 darf die Verzögerungszeit maximal 1 Sekunde (t_1 in Bild 23) betragen. Kann der Betreiber der Erzeugungsanlage diese Anforderung nicht erfüllen, so muss er technische Nachweise für die Notwendigkeit eines längeren Zeitraums für die anfängliche Aktivierung der Primärregelleistung vorlegen.

Der maximale Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung der Primärregelleistung beträgt 30 Sekunden (t_2 in Bild 23). Bei kleineren Frequenzabweichungen gilt dieselbe Leistungsänderungsgeschwindigkeit, bis die benötigte Leistung erreicht ist.

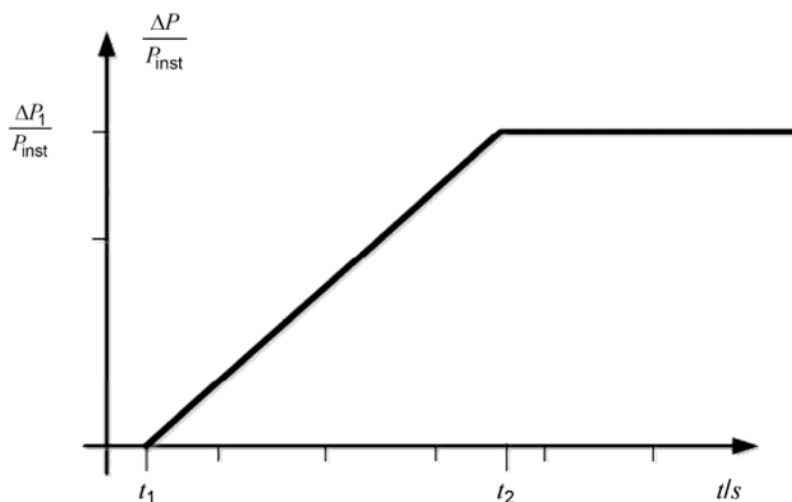


Bild 23 – Zeitverhalten zur Bereitstellung von Primärregelleistung (bei voller Aktivierung)

Die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung muss im gesamten Betriebsbereich zwischen 10 % $P_{b\ inst}$ bzw. technischer Mindestleistung und $P_{b\ inst}$ erbracht werden können. Ausnahme sind technologisch bedingte Beharrungspunkte, welche auf Anforderung des Netzbetreibers nachzuweisen sind. Bei der Erbringung von Primärregelleistung ist es zulässig, die stationäre Wirkleistungsabgabe so anzupassen, so dass die gesamte Wirkleistungsabgabe inklusive der Regelleistungserbringung innerhalb der Grenzen des gesamten

Betriebsbereichs liegt. Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, die vollständige Anpassung der Wirkleistungsabgabe für einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten zu erbringen.

10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Jede Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, den Vorgaben des Netzbetreibers zu entsprechen und Funktionen bieten, die dazu beitragen, die Frequenz auf den Frequenzsollwert zurückzuführen bzw. die Leistungsbilanzen der Regelzonen auf die Sollwerte (Fahrpläne) zurückzuführen.

ANMERKUNG 1 Zur besseren Verständlichkeit werden in dieser VDE-Anwendungsregel die Namen der Systemdienstleistungen „Primärregelleistung“, „Sekundärregelleistung“ und „Minutenreserve“ auch für die Fähigkeiten der Erzeugungsanlagen verwendet. Tatsächlich werden diese Systemdienstleistungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erbracht und die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen bestehen in der Fähigkeit zur „frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung bei Normalbetrieb des Netzes“ bzw. der Fähigkeit zur „signalgeführten Wirkleistungsanpassung“.

ANMERKUNG 2 Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve berechtigt nicht zur Teilnahme am Regelenergiemarkt. Hierfür sind zusätzlich die aktuell gültigen Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zu erfüllen.

Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve muss im gesamten Betriebsbereich zwischen 10 % $P_{AV, E}$ bzw. technischer Mindestleistung und vereinbarter Anschlussleistung der Anlage gegeben sein. Ausnahme sind technologisch bedingte Beharrungspunkte, welche auf Anforderung des Netzbetreibers nachzuweisen sind.

Die Erzeugungsanlage muss die technische Fähigkeit aufweisen, im Rahmen der Sekundärregelleistung und Minutenreserve entsprechend der Parameter nach Tabelle 10 die Wirkleistungsabgabe anzupassen. Die Anforderungen an Sekundärregelleistung und Minutenreserve müssen nicht zeitgleich erfüllt werden.

Tabelle 10 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Parameter	Sekundärregelung	Minutenreserve
minimales Regelband (nicht zeitgleich)	Typ 1: $\pm 5 \% P_{AV, E}$ Typ 2: $\pm 10 \% P_{AV, E}$	Typ 1: $\pm 10 \% P_{AV, E}$ Typ 2: $\pm 20 \% P_{AV, E}$
maximale Verzögerung der Aktivierung	30 s	7,5 min
Dauer bis zur vollen Aktivierung	2 min bis 7,5 min	7,5 min bis 15 min

10.6 Modelle

10.6.1 Allgemeines

Der Netzbetreiber ist berechtigt, zur Durchführung von Netzberechnungen (stationär und im Zeitbereich als RMS-Simulation) rechnerlauffähige Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage (aggregiertes EZA-Modell) vom Anlagenbetreiber zu verlangen. Die zu verwendende Simulationsumgebung ist durch den Netzbetreiber im Vordruck E.7 anzugeben.

ANMERKUNG 1 Die Bereitstellung des Simulationsmodells erfolgt vorzugsweise als Parametersatz für ein geeignetes generisches Modell (Bibliothekmodell) in der vom Netzbetreiber vorgegebenen Simulationsumgebung, sofern das so parametrisierte generische Modell eine hinreichend genaue Abbildung des Verhaltens der Erzeugungsanlage erlaubt.

Für das aggregierte EZA-Modell sind alle Netztransformatoren als einzelne Elemente abzubilden und alle Erzeugungseinheiten gleichen Typs zu einer äquivalenten Erzeugungseinheit zu aggregieren. Parametereinstellungen für aggregierte EZA-Modelle müssen insbesondere bei Verwendung generischer (Teil-)Modelle entsprechend dem realen Anlagenverhalten gewählt werden und den Modellelementen eindeutig zugeordnet werden können.

Die durch den Netzbetreiber im Zuge des Anschlussprozesses vorzugebenden Einstellparameter nach E.9 für Schutzeinrichtungen, Betrieb mit eingeschränkter oder vollständiger dynamischer Netzstützung, k -Faktor sowie das Blindleistungsverfahren müssen im Modell zugänglich parametrierbar sein.

ANMERKUNG 2 Anforderungen an Modelle für den Konformitätsnachweis im Zuge der Einheiten-, Komponenten- und Anlagenzertifizierung sind in 11.2, 11.3 und 11.4 bzw. 11.6 beschrieben.

10.6.2 Funktionsumfang und Genauigkeitsanforderungen

Es sind die folgenden Funktionen/Eigenschaften der Erzeugungsanlage nachzubilden:

- quasistationärer Betrieb nach 10.2.1.2;
- statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2;
- dynamische Netzstützung nach 10.2.3;
- Netzsicherheitsmanagement nach 10.2.4.2;
- Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz nach 10.2.4.3;
- Kurzschlussstrombeitrag nach 10.2.5.2;
- Schutzeinrichtungen und -einstellungen nach 10.3;
- Anforderungen an die Primärregelleistungserbringung (FSM) nach 10.5.3;
- Kurzschlussverhalten für die Kurzschlussstromberechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12.

Wenn erforderlich können die oben aufgeführten Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden. Der Netzbetreiber kann im Einzelfall auf eine oder mehrere Funktionen verzichten.

Für die Modelle gelten folgende Mindestanforderungen:

- **Dynamische Netzstützung**
Die Modelle müssen geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasistationären Betrieb, das Verhalten bei einem Fehler im überlagerten Hoch-/Höchstspannungsnetz und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abzubilden. Das EZA-Modell muss Wirk- und Blindströme sowie Wirk- und Blindleistungen in symmetrischen Komponenten im Zeitbereich berechnen und ausgeben können. Für Erzeugungseinheiten des Typs 1 ist zusätzlich der Polradwinkel zu berechnen und auszugeben.
- **Sonstige Funktionen/Eigenschaften**
Für den Vergleich von Simulationsergebnissen des aggregierten EZA-Modells mit Simulationsergebnissen des für die Anlagenzertifizierung verwendeten Simulationsmodells sind die simulierten Verläufe der Mitsystemwerte der Wirk- und Blindleistung über 10 Sekunden zu mitteln.
Das aggregierte Modell muss die sich am Netzanschlusspunkt einstellende Wirk- und Blindleistung der Erzeugungsanlage – z. B. bei veränderter Sollwertvorgabe oder bei Frequenzabweichungen – in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass die maximale Differenz der über 10 Sekunden gemittelten Mitsystemwerte der Wirk- und Blindleistung im Übergangszeitraum $\leq 10 \% P_{\text{inst}}$ und im eingeschwungenen Zustand nach Erreichen des stationären Endwerts $\leq 5 \% P_{\text{inst}}$ ist. Jedes Schutzsystem ist zumindest vereinfacht durch Anregeverzögerung und Ansprechschwelle sowie die zugehörigen Eigenzeiten abzubilden.

Die Genauigkeit des aggregierten EZA-Modells ist durch Vergleich von Simulationsergebnissen mit dem nach 11.4 bzw. 11.6 für die Anlagenzertifizierung verwendeten Simulationsmodell im Anlagenzertifikat oder über ein separates Modellzertifikat einer nach DIN EN ISO/IEC 17065 akkreditierten Zertifizierungsstelle nachzuweisen. Bezüglich der FRT-Eigenschaften ist der Ausweis der durch den Modellvergleich ermittelten Modellgenauigkeit ausreichend. Details sind in FGW TR 4 [15] geregelt. Die Modellgüte ist direkt in jedem Modell zu hinterlegen, sodass bei Anwendung in Netzstudien eine automatische Unsicherheitsbetrachtung durchgeführt werden kann.

ANMERKUNG Im Einzelnachweisverfahren nach 11.6 liegt das für den Abgleich zu verwendende validierte Simulationsmodell der Erzeugungsanlage erst mit der erweiterten Konformitätserklärung vor. Entsprechend ist der Nachweis der geforderten Genauigkeit des EZA-Modells für Netzberechnungen im Einzelnachweisverfahren in der erweiterten Konformitätserklärung zu erbringen.

10.6.3 Modelldokumentation

In der Modelldokumentation sind die Funktionalitäten, Schnittstellen und die wesentlichen variablen Einstellgrößen des EZA-Modells (z. B. k -Faktor, FRT-Schwellen, Schutzeinstellungen, Blindleistungs-Modi) zusammen mit den zulässigen Einstellbereichen aufzuführen.

Weiterhin ist Einbindung und Anwendung des EZA-Modells in der vom Netzbetreiber vorgegebenen Simulationsumgebung bzw. im Falle der Bereitstellung von Parametersätzen für generische Modelle die Auswahl und Parametrierung des generischen Modells eindeutig zu beschreiben.

10.6.4 Parametrierung

Sobald sich im Rahmen des Nachweisprozesses Änderungen am zur Erzeugungsanlage zugehörigen Anlagenzertifikat ergeben, ist die Gültigkeit der Parametrierung des aggregierten EZA-Modells durch den Anlagenbetreiber zu überprüfen und ggf. anzupassen.

11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen

11.1 Gesamter Nachweisprozess

Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus (siehe [Vorwort](#), Absatz 6).

Alle im Folgenden für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für Mischanlagen, Speicher sowie für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb nach 8.9.2. Dies betrifft nur Notstromaggregate, die länger als nach [DIN 6280-13](#) bzw. [DIN VDE 0100-560 \(VDE 0100-560\)](#) netzparallel betrieben werden. Aus Vereinfachungsgründen wird im Folgenden für diese Anschlussvarianten nur der Begriff „Erzeugungsanlage“ verwendet. Die Anforderungen sind aber bei allen Anschlussvarianten zu erfüllen.

Das Nachweisverfahren für Erzeugungsanlagen erfolgt durch einen mehrstufigen Prozess nach [Bild 24](#). Dies ist der Standardprozess.

Das Einzelnachweisverfahren für Erzeugungsanlagen, für die ein Anlagenzertifikat C erforderlich ist, erfolgt nach [11.6](#).

Sofern im Folgenden für einzelne Nachweise verschiedene Methoden alternativ zur Wahl stehen, obliegt die Auswahl der Methode dem Nachweispflichtigen.

Das Prototypenverfahren erfolgt nach [Bild 1](#) in [Abschnitt 4](#).

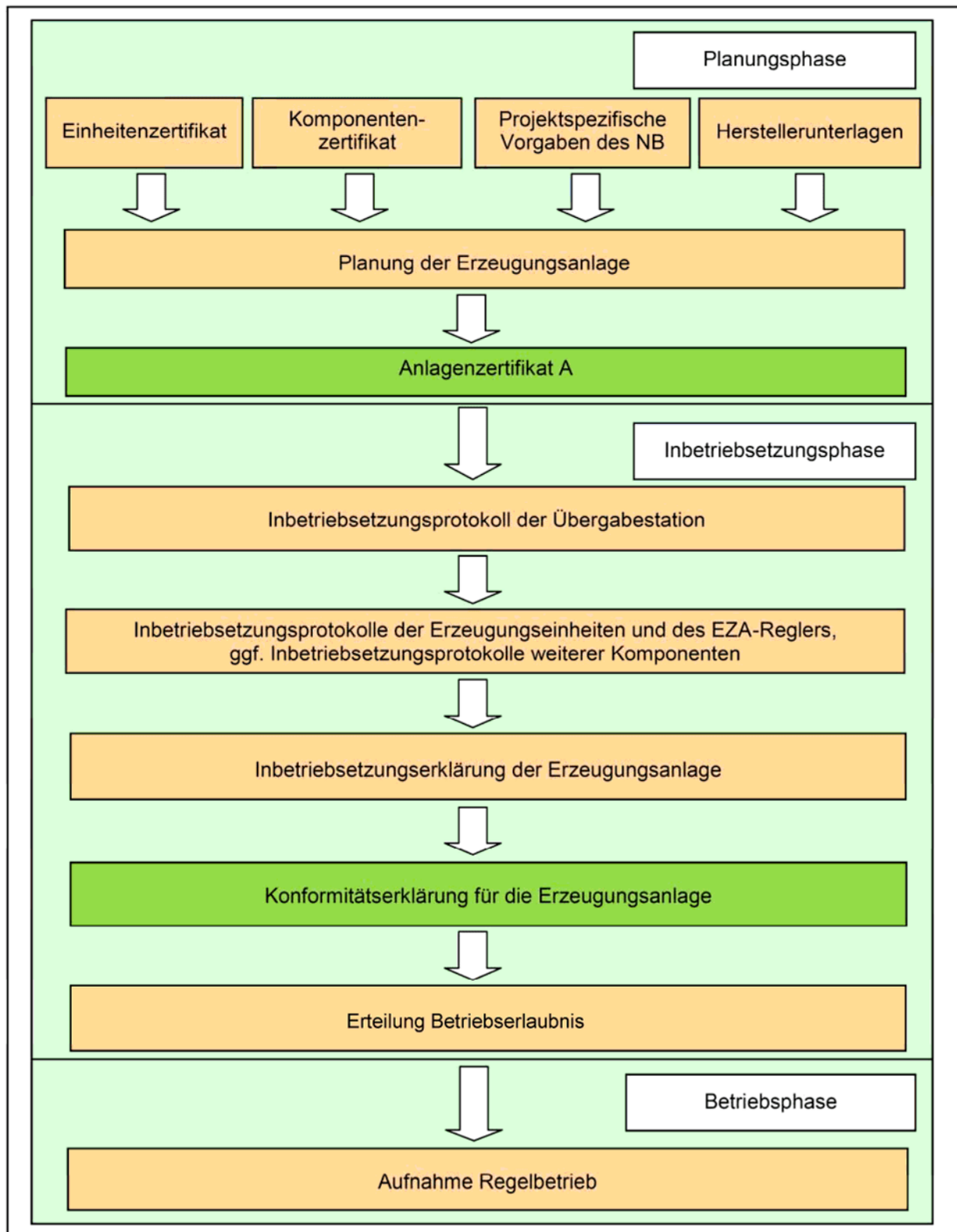


Bild 24 – Darstellung des Nachweisprozesses

Im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage ist durch den Anschlussnehmer beim Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen.

Es wird zwischen den folgenden zwei Typen von Anlagenzertifikaten unterschieden:

- Anlagenzertifikat A: Standard-Anlagenzertifikat;
- Anlagenzertifikat C: Anlagenzertifikat für Einzelnachweise.

ANMERKUNG Der Begriff Anlagenzertifikat B (vereinfachtes Anlagenzertifikat für Erzeugungsanlagen < 1 MVA am Mittelspannungsnetz) wird aus Gründen der Konsistenz zur **VDE-AR-N 4110** nicht belegt.

Liegen bei Bestandseinheiten keine Angaben zu $S_{E_{\max}}$ vor, werden diese durch die Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheiten S_{IE} ersetzt. Alternativ kann auch die Wirkleistung $P_{E_{\max}}$ mit dem einheitlichen $\cos \varphi$ von 0,90 verwendet werden.

Das Anlagenzertifikat basiert auf dem/den Einheitenzertifikat(en), dem/den Komponentenzertifikat(en), den Vorgaben des Netzbetreibers für den Netzanschluss sowie Herstellerunterlagen. Mit dem Anlagenzertifikat wird nachgewiesen, dass die geplante Erzeugungsanlage die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllen kann.

Einheiten- und Komponentenzertifikate sind in deutscher oder alternativ in englischer Sprache zu erstellen. Anlagenzertifikate inkl. aller Konformitätsbewertungsberichte sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache vorzulegen. Alle sonstigen Anlagen zum Anlagenzertifikat sind in deutscher oder alternativ in englischer Sprache einzureichen.

Im Rahmen der Inbetriebsetzung ist durch den Anschlussnehmer oder eine von ihm beauftragte qualifizierte Stelle der Nachweis zu erbringen, dass die Erzeugungsanlage auch tatsächlich entsprechend den Vorgaben dieser VDE-Anwendungsregel und unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers errichtet wurde.

Auf Basis von Inbetriebsetzungsprotokollen, die ggf. durch Messprotokolle ergänzt werden, ist durch den Anschlussnehmer eine Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage vorzulegen. Der Inbetriebsetzungserklärung liegt eine vollständige Dokumentation der Inbetriebsetzung sowie der errichteten Erzeugungsanlage zugrunde.

Die Inbetriebsetzungserklärung bildet zusammen mit dem Anlagenzertifikat die Grundlage für die Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage. Hiermit wird nachgewiesen, dass die Erzeugungsanlage die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllt. Der Nachweisprozess wird durch die Konformitätserklärung abgeschlossen. Danach wird die Endgültige Betriebserlaubnis erteilt.

Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung unabhängig sein (4-Augen Prinzip). Diese Unabhängigkeit kann bei der Erstellung der Konformitätserklärung durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle unterstellt werden. Konformitätserklärungen inkl. der Inbetriebsetzungserklärungen sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache vorzulegen.

Die Zertifizierung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungseinheiten und Komponenten sowie die Erstellung von Konformitätserklärung muss durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte und zugelassene Zertifizierungsstelle erfolgen. Derzeit übernimmt die Aufgaben der Zulassungsstelle die FGW.

Details zur Ausgestaltung des Nachweisverfahrens und zum Bewertungsumfang werden in der FGW TR 8 [10] geregelt. Details zur Ausgestaltung der messtechnischen Nachweise sowie die Dokumentation der Messergebnisse sind in der FGW TR 3 [5] beschrieben, Details zur Ausgestaltung der Simulation und der Modellvalidierung in der FGW TR 4 [11]. Dabei dürfen die Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel weder unterlaufen noch verschärft werden.

In Abschnitt 11 wird der Begriff „Erzeugungseinheit“ sowohl für die Erzeugungseinheit als auch für den Speicher verwendet, außer die Nachweisführung für Speicher ist gesondert geregelt.

11.2 Einheitenzertifikat

11.2.1 Allgemeines

Für jede Erzeugungseinheit ist ein typenspezifisches Einheitenzertifikat erforderlich. In diesem Einheitenzertifikat werden die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit ausgewiesen, um die Konformität einer geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachweisen zu können.

Für Erzeugungseinheiten, bei denen das Einheitenzertifikatsverfahren nach 11.2 nicht möglich oder zu aufwendig ist, darf das Einzelnachweisverfahren nach 11.6 angewendet werden. Dieses Verfahren hat vorrangig das Ziel, Einzelanlagen behandeln zu können, die nur in einer geringen Stückzahl produziert werden.

Das Einheitenzertifikat kann nur ausgestellt werden, wenn folgende Nachweise erfolgt sind und dadurch die Erfüllung der entsprechenden Anforderungen aus Abschnitt 10 durch die Erzeugungseinheit – ggf. unter Zuhilfenahme externer Komponenten – nachgewiesen ist:

- 11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen;
- 11.2.5 Dynamische Netzstützung;
- 11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement;
- 11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz;
- 11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen.

Ferner muss ein validiertes Simulationsmodell der Erzeugungseinheit nach 11.2.6 für den quasistationären Betrieb und die dynamische Netzstützung vorhanden sein.

Sollten externe Komponenten für die dynamische Netzstützung verwendet werden, müssen diese im Einheitenzertifikat auf dem Deckblatt ausgewiesen werden. Es ist dabei anzugeben, ob für diese Komponente ein Komponentenzertifikat nach 11.3 erforderlich ist.

Für alle anderen Nachweise nach 11.2 ist mindestens ein Ausweis des Vermögens der Erzeugungseinheit erforderlich.

Grundlage für die Erstellung eines Einheitenzertifikats sind die Vermessung nach FGW TR 3 [5] durch ein hierfür nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Messinstitut und ergänzend Herstellererklärungen zur Erzeugungseinheit. Zur Sicherung der dauerhaften Produktqualität müssen die Fertigungsstätten des Herstellers über ein zertifiziertes Qualitätsmanagementsystem nach ISO 9001 verfügen. Dieses Qualitätsmanagementsystem ist über die gesamte Laufzeit der Einheitenzertifikate aufrecht zu erhalten. Alternativ ist eine Fertigungsüberwachung durch die mit der Ausstellung des Einheitenzertifikats beauftragte Zertifizierungsstelle zulässig.

Ergebnisse der Vermessung einer Erzeugungseinheit können in Summe oder in Teilen auf andere Erzeugungseinheiten übertragen werden, wenn

- 1) die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich der eingesetzten Software in diesen Erzeugungseinheiten technisch gleichwertig ist und
- 2) die Ergebnisse für die kleinste und größte Leistungsvariante vorliegen oder alternativ die Bemessungsscheinleistung der zu zertifizierenden Erzeugungseinheit zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und $\sqrt{10}$ -fachen (bei Typ-1-Anlagen) bzw. zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und 2-Fachen (bei Typ-2-Anlagen) der Bemessungsscheinleistung der vermessenen Erzeugungseinheit liegt.
- 3) Für die Nachweise des quasistationären Betriebs (siehe 11.2.3) sowie der statischen Spannungshaltung (siehe 11.2.4, Absatz Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsvermögens) können zur Validierung der Herstellerangaben die unter Punkt 2) genannten Grenzen erweitert werden, wenn das Konzept der Erzeugungseinheit sowie die eingesetzten Komponenten technisch gleichwertig sind. Unter diesen Voraussetzungen sind Übertragungen für Erzeugungseinheiten Typ 2 von 100 kVA bis 10 MVA Bemessungsscheinleistung zulässig.

Hersteller-Prüfungen von relevanten Baugruppen der Erzeugungseinheit auf Testständen können durch die Zertifizierungsstelle anerkannt werden, wenn sichergestellt ist, dass die Äquivalenz zu den Feldmessungen gegeben ist. Der Nachweis der Zulässigkeit ist im Zertifikat zu führen.

Der Hersteller stellt eine Parameterliste für die Einheitenzertifizierung zur Verfügung. Es müssen die Parameter (insbesondere Bezeichnung in der Steuerung und Einstellbereiche) aufgeführt werden, die einen wesentlichen Einfluss auf die zu vermessenden Eigenschaften haben können. Diese müssen im Einheitenzertifikat aufgeführt werden. Eine Herstellererklärung muss unterzeichnet und inhaltlich fachlich nachvollziehbar begründet sein, so dass dem Nachweisführenden hinsichtlich der Einhaltung der Anforderung eine eigene Überprüfung ermöglicht wird.

In den folgenden Abschnitten wird die Art der Nachweisführung definiert.

11.2.2 Netzurückwirkungen

11.2.2.1 Schnelle Spannungsänderungen

Der spannungswirksame Schaltfaktor $k_u(\psi)$ und der flickerwirksame Schaltfaktor $k_f(\psi)$ inkl. der Häufigkeit der Schalthandlungen werden durch Messungen an einer Erzeugungseinheit bestimmt und sind im Einheitenzertifikat auszuweisen.

11.2.2.2 Flicker

Der Flickerkoeffizient c wird durch Messungen an einer Erzeugungseinheit ermittelt und ist im Einheitenzertifikat auszuweisen.

11.2.2.3 Oberschwingungen

Die Ströme der Oberschwingungen werden durch Messungen an der Erzeugungseinheit bestimmt. Bei Typ-1-Erzeugungseinheiten ist es ausreichend die Oberschwingungen der Synchronmaschine ohne die dazugehörige Antriebseinheit (nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1)) zu vermessen.

Die Oberschwingungsströme, die nachweislich nicht der Erzeugungseinheit, sondern einer Vorbelastung des Netzes zuzuordnen sind, können bei dem Ausweis der emittierten Oberschwingungsstrompegel berücksichtigt werden. Erfolgt nach Herstellerangaben eine Reduzierung vorhandener Oberschwingungsstrompegel, muss hierzu ein messtechnischer Nachweis vorliegen.

Die Ströme der Oberschwingungen sind im Einheitenzertifikat auszuweisen.

11.2.2.4 Kommutierungseinbrüche

Der Nachweis ist nur für Umrichter mit Thyristoren erforderlich, die den aus dem Netz kommenden Kurzschlussstrom zur Kommutierung der Thyristoren verwenden (netzgeführte Umrichter mit Gleichstrom-zwischenkreis).

Ist ein Nachweis zu erbringen, sind folgende Punkte im Einheitenzertifikat aufzuführen:

$S_{r\text{ Str}}$ Bemessungsscheinleistung des Stromrichters

p Pulszahl des Stromrichters

α ungünstigster Steuerwinkel des Stromrichters

Sollten im Rahmen der Netzverträglichkeitsvermessung der Erzeugungseinheit relevante Kommutierungseinbrüche durch Hilfsantriebe mit Thyristoren auftreten, müssen die oben aufgeführten Punkte im Einheitenzertifikat auch ausgewiesen werden.

Die Kommutierungseinbrüche sind im Einheitenzertifikat auszuweisen, soweit vorhanden.

11.2.2.5 Unsymmetrien

Der Nachweis ist durch Messungen an der Erzeugungseinheit ab der technischen Mindestleistung bei Typ-1-Erzeugungseinheiten bzw. von 10 % P_{rE} bei Typ-2-Erzeugungseinheiten zu erbringen. Dabei sind Mit- und Gegensystem des Einspeisestroms als 1-Minuten-Mittelwerte in Abhängigkeit von der Scheinleistung zu bestimmen und auszuweisen. Als Bezugsspannung gilt das Mitsystem der Netzspannung. Wenn an der Erzeugungseinheit der Quotient der Ströme aus Gegen- und Mitsystem, die auf die Erzeugungseinheit zurückzuführen sind, 2,5 % nicht übersteigt, gilt die Anforderung nach 5.4.6 als erfüllt. Die Bewertung erfolgt vorzugsweise im Rahmen der Einheitenzertifizierung.

Überschreitet der Quotient der Ströme aus Gegen- und Mitsystem den Grenzwert von 2,5 %, ist der 1-Minuten-Mittelwert in Abhängigkeit der Scheinleistung im Einheitenzertifikat auszuweisen. Die Bewertung erfolgt im Rahmen der Anlagenzertifizierung.

11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen

11.2.3.1 Quasistationärer Betrieb

Es ist auf Basis von Herstellererklärungen auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit bzw. Komponente mit allen zugehörigen Teilen wie unter anderem Hilfsaggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen für den in 10.2.1.2 definierten Frequenzbereich des quasistationären Betriebs ausgelegt ist. Darüber hinaus ist im Einheitenzertifikat eine Spannungs-Zeit-Kennlinie auszuweisen, die das diesbezügliche Vermögen der gesamten Erzeugungseinheit beschreibt. Herstellerangaben sind zulässig.

Die Angaben in der Herstellererklärung sind für PV-Erzeugungseinheiten kleiner 100 kW für den gesamten quasistationären Frequenz- und Spannungsbereich auf Basis von exemplarischen Messungen an der Erzeugungseinheit zu verifizieren. Für PV-Erzeugungseinheiten größer 100 kW und alle anderen Erzeugungseinheiten sind die Angaben in der Herstellererklärung für den quasistationären Spannungsbereich auf Basis von exemplarischen Messungen nach 11.2.4 an der Erzeugungseinheit zu verifizieren. Die Übertragung von Messergebnissen nach 11.2.1 ist zulässig.

11.2.3.2 Polradpendelungen

Der Nachweis für die Erfüllung der Anforderung nach 10.2.1.3 für Erzeugungseinheiten des Typs 1 erfolgt im Rahmen der dynamischen Netzstützung. Für Erzeugungseinheiten des Typs 2 ist kein Nachweis bezüglich der Polradpendelungen erforderlich.

11.2.3.3 Netzpendelungen

Für Erzeugungseinheiten ist der Nachweis im Rahmen der dynamischen Netzstützung abgedeckt.

11.2.4 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

Das Vermögen von Erzeugungseinheiten zur Blindleistungsbereitstellung ist im Einheitenzertifikat in Form von P/Q -Diagrammen unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen sowie in Abhängigkeit von der Wirkleistung auszuweisen. Es ist auszuweisen, für welche Spannungsebene bzw. an welchen Klemmen das Vermögen gilt.

Im Einheitenzertifikat sind für den vom Hersteller angegebenen Dauerbetriebsbereich der Spannung die maximalen Blindleistungsstellbereiche für den untererregten und übererregten Bereich in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung auszuweisen. Der Nachweis kann durch eine Herstellererklärung erbracht werden.

Die Herstellerangaben bezüglich des Blindleistungsvermögens müssen durch eine Messung für den maximal untererregten und den maximal übererregten Bereich in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung an der Erzeugungseinheit validiert werden. Die Spannung zum Zeitpunkt der Messung muss bei der Validierung berücksichtigt werden. Das vermessene Blindleistungsvermögen der Erzeugungseinheit muss größer gleich den Herstellerangaben sein.

Die Herstellerangaben bezüglich der Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsvermögens sind durch die Vermessung von mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den untererregten Blindleistungsbereich und mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den übererregten Blindleistungsbereich nachzuweisen. Die Übertragung der Messergebnisse nach 11.2.1 und Punkt 3 sind für diese Nachweise zur Spannungsabhängigkeit zulässig.

Wenn eines der Blindleistungsverfahren nach 10.2.2.4 in der Erzeugungseinheit vorhanden ist, ist ein Nachweis der Reglerfunktion auf der Ebene der Erzeugungseinheit durchzuführen. In diesem Fall ist im Einheitenzertifikat auszuweisen, dass die Anforderungen aus 10.2.2.4 und Abschnitt C.2 umsetzbar sind und welche technischen Randbedingungen hierfür erforderlich sind.

Im Einheitenzertifikat ist auszuweisen, welche Arten der Sollwertvorgabe und welche Schnittstellen zur Regelung der Blindleistungsbereitstellung der Einheit zur Verfügung stehen. Es ist für die seitens des Herstellers angegebenen Schnittstellen/Sollwert-Kombinationen jeweils der Ausweis einer Q -Übergangsfunktion über eine Sprungantwort erforderlich.

11.2.5 Dynamische Netzstützung

11.2.5.1 Allgemeines

Es ist nachzuweisen und im Einheitenzertifikat auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit mit allen zugehörigen Teilen, die laut Hersteller Bestandteil der Erzeugungseinheit sind wie unter anderem Hilfsaggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen, die in 10.2.3 aufgeführten Anforderungen an die dynamische Netzstützung erfüllt. Für die auf den Netzanschlusspunkt bezogenen Grenzkurven nach Bild 11 und Bild 12 gilt: Die auf die Erzeugungseinheit bezogenen Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die nach 11.2.5 geforderten Versuche erfolgreich absolviert werden. Das Vermögen der Erzeugungseinheit ist im Einheitenzertifikat darzustellen. Der Nachweis ist durch Messungen für zwei- und dreiphasige Spannungseinbrüche bzw. Spannungserhöhungen im Teil- und Nennlastbetrieb der Erzeugungseinheit zu erbringen. Hierbei sind die unsymmetrischen Tests so zu variieren, dass unterschiedliche Phasen vom Netzfehler betroffen sind.

Hierbei ist darauf zu achten, dass mindestens ein geforderter unsymmetrischer Test auf unterschiedlichen Außenleiterspannungen durchgeführt wird. Wurden zum Beispiel die unsymmetrischen Tests zwischen L1 und L2 durchgeführt, muss mindestens ein unsymmetrischer Test zwischen L2 und L3 durchgeführt werden.

Die nachfolgenden Versuche für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 sind mit einer Blindleistung vor dem Fehler entsprechend eines Zahlenwerts zwischen $-10\% P_{rE}$ und $+10\% P_{rE}$ (d. h. $\cos \varphi \approx 1$) durchzuführen. Zusätzlich ist ein Versuch mit der nach Herstellerangabe maximal möglichen Blindleistung der Erzeugungseinheit untererregt und übererregt durchzuführen. Sofern das Vermögen der Erzeugungseinheit einen $\cos \varphi$ von 0,95 übersteigt, ist ein Versuch mit $\cos \varphi$ von 0,95 ausreichend.

Für alle Versuche sind die Spannungen und die Ströme sowie die daraus ermittelten Wirk- und Blindleistungen zu ermitteln und zu dokumentieren. Diese Werte sind für die Validierung des Einheitenmodells heranzuziehen.

ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungseinheit (Leerlaufversuch).

Bestandsmessungen, die nach FGW TR 3 Rev. 24 [5] zum Nachweis der Erfüllung der Anforderungen der dynamischen Netzstützung der VDE-AR-N 4120 vom 01.01.2015 erfolgt sind, können für einen Übergangszeitraum von 24 Monaten nach Inkraftsetzung dieser VDE-Anwendungsregel für den Nachweis der Anforderungen an die dynamische Netzstützung für symmetrische und unsymmetrische Netzfehler herangezogen werden. Der Gültigkeitszeitraum der hierauf basierend ausgestellten Einheitenzertifikate wird durch den Übergangszeitraum nicht eingeschränkt.

11.2.5.2 Mehrfachfehler

Der Nachweis, dass eine Typ-1-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende Spannungseinbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn der Generator nachweislich nach **DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02, 9.3.2**, ausgelegt ist.

Der Nachweis, dass eine Typ-2-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende Spannungseinbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn die Erzeugungseinheit in der Lage ist während der Netzfehler, mindestens die Energie $P_{E_{\max}}$ für 2 Sekunden abzuführen, ohne Berücksichtigung der in das Netz eingespeisten Energie. Dieser Nachweis kann rechnerisch erfolgen. Zusätzlich ist die Energie, die nach der Fehlerklärung während der Wirkleistungssteigerung noch abzuführen ist, zu berücksichtigen. Bei der rechnerischen Bewertung ist anzunehmen, dass vier aufeinanderfolgende Spannungseinbrüche erfolgen.

Alternativ kann dieser Nachweis messtechnisch durch Tests an der Erzeugungseinheit nach Tabelle 11 bei $P \geq 75 \% P_{rE}$ erbracht werden.

Tabelle 11 – Prüfsequenz für Mehrfachfehler

Netzereignis	Residualspannung bezogen auf $U_{1\min}$	Dauer ms	Pausenzeit
Doppelfehler	$\leq 0,3$	140 ms – 160 ms	0,3 s – 2 s
	$\leq 0,3$	550 ms – 600 ms	20 s – 30 s
Standardfehler	$\leq 0,3$	950 ms – 1050 ms	20 s – 30 s
Doppelfehler	$\leq 0,3$	140 ms – 160 ms	0,3 s – 2 s
	$\leq 0,3$	950 ms – 1050 ms	

Zusätzlich ist für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 anhand einer Herstellererklärung nachvollziehbar darzulegen, dass und wie die Erzeugungseinheit nach 30 Minuten erneut in der Lage ist, einen Mehrfachfehler wie oben beschrieben zu durchfahren.

11.2.5.3 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Erzeugungseinheiten

Testprozedur

Die folgenden Versuche sind für Erzeugungseinheiten des Typs 1 so durchzuführen, dass mindestens die 2-fache Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit als Netzkurzschlussleistung an den Klemmen der Erzeugungseinheit vor und nach dem Spannungseinbruch vorhanden ist. Dies kann beispielsweise durch Veränderung der Längsdrossel im Prüfstand erzielt werden. Diese Tests werden herangezogen, um unter anderem die dynamischen Simulationsmodelle zu validieren. Daher ist hier nach Fehlerklärung eine Netzkurzschlussleistung unterhalb von $6 \times S_{rE}$ an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators zulässig (vgl. 10.2.3.2).

Es muss geprüft werden, dass der eingesetzte Spannungsregler dreiphasig misst und den Spannungseinbruch korrekt erfasst.

Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung auf einen Wert jeweils zwischen 70 % U_n und 80 % U_n , 45 % U_n und 60 % U_n , 20 % U_n und 30 % U_n sowie für $< 5 \% U_n$ für eine Mindestdauer nach der Grenzzinie aus Bild 9 nachzuweisen.

Das korrekte Verhalten nach 10.2.3.2 und 10.2.3.4 im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der Netzspannung auf einen Wert zwischen 85 % U_n und 90 % U_n für ≥ 60 Sekunden nachzuweisen.

Das Verhalten der Erzeugungseinheit bzw. Komponente bei sprunghaften Spannungsänderungen ist 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 einer Dauer von ≥ 5 Sekunden nachzuweisen.

Das korrekte Verhalten im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheit ist für eine symmetrische Spannungserhöhung durch Steigern der Netzspannung auf einen Wert $\geq 110 \% U_n$ für ≥ 60 s nachzuweisen.

Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 15 % U_n auf einen Wert $> 115 \% U_n$ für ≥ 5 s bzw. $\geq 115 \% U_n$ für ≥ 60 s möglich oder ggf. nicht möglich ist.

Bei Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ist ab dem 01.01.2021 zusätzlich in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 15 % U_n auf einen Wert $> 115 \% U_n$ bzw. $\geq 115 \% U_n$ für ≥ 60 s nachzuweisen. Die zusätzliche Anforderung ab 2021 nach [Bild 10](#) gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich ist. Werden die genannten Anforderungen durch einen geeigneten Test nachgewiesen, gelten die Anforderungen als erfüllt und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich. Hierbei ist jeweils der Nachweis zu erbringen, dass es zu keiner Trennung der Erzeugungseinheit vom Netz kommt.

Übertragung validierter Modelle auf andere Erzeugungseinheiten

Voraussetzung für die Übertragung des validierten Modells der getesteten Erzeugungseinheit auf eine andere Erzeugungseinheit der gleichen Produktfamilie ist, dass der Spannungsregler identisch und das Erregersystem typgleich ist und das Messsystem (Strom- und Spannungseingang) die gleiche oder eine bessere Genauigkeit hat. Unterschiedliche Nenngrößen für Ein- und Ausgänge von Strom und Spannung sind zulässig.

11.2.5.4 Verhalten nach Fehlerende für Typ-1-Erzeugungseinheiten

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit die Anforderungen nach [10.2.3.2](#) erfüllt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn sich die Erzeugungseinheit in allen Tests nach [11.2.5.1](#) innerhalb von 60 Sekunden nach Fehlerklärung nicht vom Netz getrennt hat. Dies gilt ebenfalls für die notwendigen Hilfsantriebe.

Es ist auszuweisen, wie die Steigerung der Wirkleistung erfolgt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.5 den Wirkstrom, sofern dieser während des Fehlers reduziert wurde, nach Fehlerende mit der geforderten Anschwingzeit auf den ursprünglichen Wert mit einer Toleranz von $\pm 10 \% P_{rE}$ steigert.

11.2.5.5 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Erzeugungseinheiten

Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche der Netzspannung auf jeweils einen Wert zwischen 70 % U_n und 80 % U_n , 45 % U_n und 60 % U_n , 20 % U_n und 30 % U_n sowie für $< 5 \% U_n$ für eine Mindestdauer nach der Grenzlinie aus [Bild 12](#) nachzuweisen.

ANMERKUNG Für symmetrische Spannungseinbrüche im Bereich $\leq 30 \% U_n$ sind die Ergebnisse der Prüfungen nach [Tabelle 11](#) anwendbar.

Das korrekte Verhalten nach [10.2.3.3](#) im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der Netzspannung auf einen Wert zwischen 85 % U_n und 90 % U_n für ≥ 60 Sekunden nachzuweisen. Für die ersten 5 Sekunden gelten die Anforderungen entsprechend der dynamischen Netzstützung.

Für die angegebenen Spannungsbereiche ist der Verbleib der Erzeugungseinheit am Netz und die Einhaltung des eingestellten k -Faktors mit $k = 2$ nachzuweisen.

Das Verhalten der Erzeugungseinheit bzw. Komponente bei sprunghaften Spannungsänderungen ist 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 einer Dauer von ≥ 5 Sekunden nachzuweisen.

Das korrekte Verhalten im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheit ist für eine symmetrische Spannungserhöhung durch Steigern der Netzspannung auf einen Wert $\geq 110 \% U_n$ für ≥ 60 Sekunden nachzuweisen.

Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 15 % U_n auf einen Wert $> 115 \% U_n$ für ≥ 5 s bzw. $\geq 115 \% U_n$ für ≥ 60 s möglich oder ggf. nicht möglich ist.

Bei Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ist ab dem 01.01.2021 zusätzlich in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 15 % U_n auf einen Wert $> 115 \% U_n$ bzw. $\geq 115 \% U_n$ für ≥ 60 s nachzuweisen. Die zusätzliche Anforderung ab 2021 nach [Bild 10](#) gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich ist. Werden die genannten Anforderungen durch einen geeigneten Test nachgewiesen, gelten die Anforderungen als erfüllt und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich.

Die Bewertung des zusätzlichen Blindstroms basiert auf dem Zeitraum von 30 ms bis 50 ms nach dem Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung (Fehlerbeginn) für die Anschwingzeit und dem Zeitraum von 60 ms bis 80 ms nach Fehlerbeginn für die Einschwingzeit. Basierend auf den beiden o. g. Zeiträumen sind die Mit- und die Gegensystemkomponente zu errechnen und zu bewerten. Oberhalb von 120 % U_n ist eine Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms nach Können und Vermögen gefordert. Das Vermögen ist im Einheitszertifikat auszuweisen.

Die Einstellung des Proportionalitätsfaktors k ist für die Einstellung $k = 4$ anhand der folgenden beiden Versuche zu überprüfen:

- das Absinken aller drei Leiter-Leiter-Spannungen von etwa 100 % U_n auf 70 % U_n bis 80 % U_n ;
- das Absinken zweier Leiter-Leiter-Spannungen von etwa 100 % U_n auf 70 % U_n bis 80 % U_n .

Die sich im eingeschwungenen Zustand ergebenden zusätzlichen Blindströme im Mit- und Gegensystem müssen mit dem sich aus dem Verlauf der Spannungen und den eingestellten Proportionalitätsfaktoren ergebenden Ströme mit maximalen Abweichungen nach [Abschnitt C.1](#) übereinstimmen.

11.2.5.6 Wirkstromwiederkehr für Typ-2-Erzeugungseinheiten

Es ist nachzuweisen, dass die Steigerung der Wirkleistung die Anforderungen nach [10.2.3.3](#) erfüllt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.5 den Wirkstrom, der während des Fehlers reduziert wurde, mit einer Anschwingzeit von höchstens 1 Sekunde nach Fehlerende auf den Vorfehlerwert mit einer Toleranz von $\pm 10 \% P_{rE}$ steigert. Schwankungen des Primärenergie-dargebots sind dabei zu berücksichtigen.

11.2.5.7 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelter Asynchrongeneratoren

Für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis, die statorseitig mit schaltbaren Kompensationseinrichtungen ausgerüstet sind, ist der Nachweis nach 11.2.5 für Typ-2-Erzeugungseinheiten durchzuführen. Die Ausnahmeregelung nach [10.2.3.3](#) ist zu beachten. Die folgenden Punkte sind im Einheitszertifikat auszuweisen und zu bewerten:

- Dauer und Einstellbarkeit der Zuschaltung der Kondensatoren.
- Während des Spannungseinbruchs nach den in 11.2.5.5 geforderten Spannungseinbrüchen ist ein untererregter Zustand nicht zulässig.
- Die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) müssen spätestens 300 ms nach Fehlerklärung abgeklungen sein.
- Während der Spannungsüberhöhung nach den in 11.2.5.5 geforderten Spannungssprüngen ist ein übererregter Zustand nicht zulässig.
- Während und nach einem Fehler muss die Drehzahl so gesteuert werden, dass die Drehzahl n des Generators im Bereich $\pm 3 \%$ der Synchrondrehzahl bleibt.
- Der maximale Schlupf darf das 5-Fache des Schlupfs bei Bemessungsleistung des Generators nicht übersteigen.

Eine eingeschränkte dynamische Netzstützung nach 11.2.5.6 wird nicht gefordert. Der Nachweis für Mehrfachfehler kann nach 11.2.5.2 wie für eine Typ-1-Erzeugungseinheit erfolgen.

Für das Verhalten nach Fehlerende ist der Nachweis nach 11.2.5.4. unter Berücksichtigung der Anforderungen aus 10.2.3.3 zu erbringen.

11.2.6 Modelle

11.2.6.1 Allgemeines

Im Folgenden werden die Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten beschrieben, die im Rahmen des Zertifizierungsprozesses verwendet werden.

Das Ziel der Modellierung ist, die vermessenen elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit in einem rechnerlauffähigen Modell ausreichend genau abzubilden.

Weitere Anforderungen für Einheiten- und Komponentenmodelle sind der FGW TR 4 [15] zu entnehmen.

11.2.6.2 Funktionsumfang der Modelle

Es sind mindestens die folgenden Funktionen/Eigenschaften der Erzeugungseinheit nachzubilden:

- quasistationärer Betrieb;
- statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung;
- dynamische Netzstützung;
- Verhalten bei Wirkleistungssollwertvorgabe;
- Schutzeinrichtungen und -einstellungen.
- Optional können noch weitere Funktionen in den Modellen abgebildet werden. Insbesondere wird empfohlen, das Verhalten der Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz abzubilden.

Wenn erforderlich können die oben aufgeführten Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden.

11.2.6.3 Mindestanforderungen an Modelle

Für die validierten Modelle der Erzeugungseinheiten gelten folgende Mindestanforderungen:

- Modell für den Netzfehlerfall:
 - Das Modell ist als Effektivwertmodell auszuführen. Sofern hiervon abweichend in begründeten Fällen Electromagnetic Transient (EMT)-Modelle verwendet werden, sind die mit diesen Modellen gewonnenen Berechnungsergebnisse auf Robustheit unter Variation der Randbedingungen (z. B. Phasenlage zum Fehlereintrittszeitpunkt) zu überprüfen.

- Die Modelle dienen der Simulation von Netzfehlern, insbesondere hinsichtlich der Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Erzeugungseinheit.
 - Um auch unsymmetrische Fehler darstellen zu können, müssen die Modelle das Mit- und Gegen-system sowie – sofern die Nullsysteme von Netz- und Erzeugungseinheit nicht entkoppelt sind (z. B. durch einen Dy-Transformator) – das Nullsystem abbilden.
 - Die Modelle müssen geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasi-stationären Betrieb, das Verhalten bei einem Netzfehler und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abzubilden.
 - Die Modelle umfassen die Erzeugungseinheiten in der Regel ohne Maschinentransformator, aber mit den relevanten Schutzeinrichtungen, sofern diese Teil der Erzeugungseinheit sind.
 - In dynamischen Simulationen für den Nachweis der elektrischen Eigenschaften von Typ-1-Anlagen dürfen nur validierte Modelle von Spannungsreglern mit Komponentenzertifikat verwendet werden. Ausnahme ist, wenn die Erzeugungseinheit inklusive dieses Spannungsreglers vermessen wurde und für diese Erzeugungseinheit ein Einheitenzertifikat erreicht werden soll. Dies gilt auch im Rahmen der Übertragungsregeln nach 11.2.1, sofern der Spannungsregler und das zugehörige Modell hierzu nicht verändert werden müssen. Änderungen an der Regelungssoftware, die das zertifizierte Verhalten beeinflussen, erfordern eine neue Validierung. Das Modell des Spannungsreglers muss Begrenzungen von Messwerten, internen Größen, Ausgangswerten und Strukturumschaltungen richtig wiedergeben. Das Modell der Erregereinrichtung muss insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erregereinrichtungen realistisch darstellen.
- Modell für den Normalbetrieb:
- Die Modelle müssen die im Normalbetrieb auftretenden Wirk- und Blindleistungen sowie die Wirk- und Blindleistungen der Erzeugungseinheiten in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass die Anforderungen an alle Einstellzeiten und Einstellgenauigkeiten in der rechnerischen Nachbildung dargestellt werden können.
 - Die simulierten und gemessenen Daten sind jeweils mit einem gleitenden 5-Sekunden-Mittelwertfilter (arithmetisches Mittel) aufzubereiten. Anschließend ist die Differenz zwischen gefilterten Simulations- und Messdaten für jeden Zeitschritt zu bestimmen. Der Maximalwert des so generierten Differenzvektors darf im dynamischen Übergangsbereich, z. B. nach einem Sollwertsprung, einen Zahlenwert von 15 % S_{FE} nicht überschreiten. Im stationären Bereich, d. h. nach Abschluss des Einschwingvorgangs auf einen neuen Sollwert darf der Maximalwert des so generierten Differenzvektors einen Zahlenwert von 5 % S_{FE} nicht überschreiten. Abweichungen durch Primärenergieschwankungen sind für die Bewertung nicht relevant.
- Die zeitliche Schrittweite darf für dynamische und quasistationäre Vorgänge maximal 10 ms betragen. Eine automatische Schrittweitenanpassung auf bis zu 0,2 Sekunden ist zulässig.
- Für Modelle, die zur Ermittlung der Genauigkeit der aggregierten EZA-Modelle nach 10.6 herangezogen werden, gelten folgende weitere Anforderungen:
- Sofern das Modell das Verhalten der Erzeugungseinheit bei Frequenzabweichungen beschreibt, erfolgt die Validierung durch Abgleich mit der Vermessung nach 11.2.7. Wenn dieses Verhalten nicht durch das Modell abgebildet wird, ist der Modell-zu-Modell-Vergleich des aggregierten EZA-Modells nach 10.6 hinsichtlich dieser Eigenschaft durch den Abgleich des aggregierten EZA-Modells direkt mit der Vermessung nach 11.2.7 unter Berücksichtigung der in der Erzeugungsanlage verbauten Erzeugungseinheiten durchzuführen.

11.2.6.4 Plausibilisierung der Modelle

Die Modelle müssen nicht nur für die vermessenen Arbeitspunkte angewandt werden können. Um sicherzustellen, dass das Modell plausible Werte auch bei nicht vermessenen Arbeitspunkten ausgibt, müssen Plausibilisierungstests mit dem Modell durchgeführt werden.

11.2.6.5 Modellanforderung Spannungsregler von Typ-1-Erzeugungseinheiten

Für die Erstellung eines Komponentenzertifikats eines Spannungsreglers ist die Validierung des Modells mittels FRT-Tests an einer Erzeugungseinheit mit einer Leistung von mindestens 500 kVA vorgeschrieben. Erfolgt die Validierung mit einer kleineren Leistung, beschränkt sich der Einsatz des Spannungsreglers in Erzeugungseinheiten auf diese kleinere Leistung. Vorzugsweise stellt der Hersteller des Spannungsreglers der zertifizierenden Stelle eine gekapselte Version der Originalsoftware zur Verfügung.

Das Modell der Erregereinrichtung muss insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erregereinrichtungen realistisch darstellen.

11.2.6.6 Modelldokumentation

In der Modelldokumentation sind variable Einstellgrößen des Einheitenmodells (z. B. k -Faktor, FRT-Schwellen, Schutzeinstellungen) zusammen mit den zulässigen Einstellbereichen aufzuführen. Für diese Einstellgrößen des Modells sind zudem die zugehörigen Einstellgrößen in der Anlagensteuerung der Erzeugungseinheit zu dokumentieren. Weiterhin ist die Einbindung und Anwendung des Modells in der genutzten Simulationsumgebung eindeutig zu beschreiben.

11.2.6.7 Validierung

Die Modellvalidierung im Rahmen der Einheitenzertifizierung muss durch eine hierfür nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Stellen erfolgen.

Für alle Typen von Erzeugungseinheiten und Speichern – unabhängig von der verwendeten Technologie – erfolgt die Validierung nach FGW TR 4 [15].

Anhand des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei einem Netzfehler (siehe 11.2.5) inklusive Blindstrom-einspeisung und Schutzfunktion (siehe 11.2.10) wird das Modell für den Netzfehlerfall validiert. Anhand des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei Wirk- bzw. Blindleistungssollwerten im Normalbetrieb (siehe 11.2.4 und 11.2.7) wird das Modell für den Normalbetrieb hinsichtlich des Verhaltens im normalen Betriebsbereich validiert.

11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement

In dem Einheitenzertifikat sind die folgenden Punkte für den Normalbetrieb auszuweisen:

- a) Für die maximale Wirkleistungsabgabe sind gemittelte Werte über 200 ms, 1 Minute und 10 Minuten auf Basis von Messungen auszuweisen. Sofern nach Herstellerangaben eine signifikante Abhängigkeit der maximalen Wirkleistungsabgabe von den Umgebungsbedingungen (z. B. Temperatur, Luftdruck) besteht, ist diese in Form einer Herstellererklärung auszuweisen.
- b) Es ist ein minimaler und maximaler Wirkleistungsgradient der Erzeugungseinheit bei Leistungssteigerung und Leistungsreduzierung ohne Trennung vom Netz auszuweisen. Der Nachweis für den maximalen Wirkleistungsgradienten ist durch einen Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe von 90 % P_{rE} auf die technische Mindestleistung (bei Typ-1-Anlagen) bzw. auf 10 % P_{rE} (bei Typ-2-Anlagen) zu erbringen. Für den Test des minimalen Wirkleistungsgradienten ist ein Sollwertsprung von 60 % P_{rE} auf 50 % P_{rE} ausreichend. Für die Wirkleistungssteigerung wird der Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe in umgekehrter Richtung durchgeführt. Es ist im Einheitenzertifikat auszuweisen, ob das Verfahren der Gradienten in der Erzeugungseinheit oder im EZA-Regler umgesetzt wird. Es wird davon ausgegangen, dass alle Gradienten zwischen den maximalen und minimalen Gradienten der Erzeugungseinheit abgefahren werden können. Sollte dies nicht möglich sein, muss der Hersteller dies explizit angeben.

Es muss der Erzeugungseinheit mindestens möglich sein, innerhalb der nach 10.2.4.1 geforderten minimalen und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung gleichmäßig zu steigern und zu reduzieren (Sollwertvorgabe durch Dritte, Netzsicherheitsmanagement).

Jeder Wirkleistungssollwert, beginnend mit der Mindestleistung der Erzeugungseinheit, ist mindestens mit einer Genauigkeit von $\pm 5\%$ P_{rE} einzuregeln. Die Bewertung erfolgt auf Basis von 1-Minuten-Mittelwerten.

11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz

11.2.8.1 Allgemeines

Frequenzänderungsgeschwindigkeit (RoCoF)

Die Anforderung, dass Erzeugungseinheiten schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz durchführen können, ist in Form einer Herstellererklärung zu bestätigen. Sollten die Anforderungen nach 10.2.4.3 nur mit Einschränkungen eingehalten werden können, muss die Herstellererklärung beinhalten, unter welchen Rahmenbedingungen eine Erfüllung der Anforderungen möglich ist und welche Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen berücksichtigt werden müssen.

Überfrequenz

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz ihre momentan anliegende Wirkleistung mit einem Gradienten von 40 % P_{ref} je Hz verringert. Ferner ist nachzuweisen, dass bei einer Verringerung der Netzfrequenz in diesem

Bereich die Wirkleistung mit diesem Gradienten erhöht wird („Fahren auf der Kennlinie“), wenn das Primärenergiedargebot ausreichend ist. Für Speicher vom Typ 2 gilt ein Gradient von 100 % P_{ref} je Hz. Die geforderten Einstellbereiche sind basierend auf einer Herstellererklärung auszuweisen.

Bei Wiedereintritt in das Toleranzband ist nachzuweisen, dass die Wirkleistungseinspeisung mit einem Gradienten von maximal 10 % $P_{\text{b inst}}$ /min geändert wird.

Das Verhalten bei Überfrequenz ist für Erzeugungseinheiten (ausgenommen Windenergieanlagen) durch Frequenzsprünge von 1. 50 ± 0,05 Hz auf 2. 50,3 ± 0,05 Hz, weiter auf 3. 51,4 ± 0,05 Hz, zurück auf 4. 50,3 Hz ± 0,05 Hz, weiter auf 5. 50,0 Hz ± 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Überfrequenz ist für Windenergieanlagen durch Frequenzsprünge von 1. 50 Hz ± 0,05 Hz auf 2. 50,3 Hz ± 0,05 Hz, weiter auf 3. 51,4 Hz ± 0,05 Hz, zurück auf 4. 50,9 Hz ± 0,05 Hz, weiter auf 5. 50,0 Hz ± 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Überfrequenz ist für Speicher vom Typ 2 durch Frequenzsprünge von 1. 50 Hz ± 0,05 Hz auf 2. 50,3 Hz ± 0,05 Hz, weiter auf 3. 51,4 Hz ± 0,05 Hz, zurück auf 4. 50,3 Hz ± 0,05 Hz, weiter auf 5. 50,0 Hz ± 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 26).

Auf den vorgenannten Stufen ist solange zu verharren, bis nachgewiesen werden kann, dass keine ungedämpften Leistungspendelungen auftreten. Für die Sprünge 2. auf 3. sowie 3. auf 4. sind die An- und Einschwingzeit nach den Anforderungen in 10.2.4.3 zu erfüllen. Für den Sprung von 4. auf 5. ist der Wirkleistungsgradient nach den Anforderungen in 10.2.4.3 zu erfüllen. Die momentane Wirkleistung P_{mom} zu Beginn des Versuchs sollte für Erzeugungseinheiten mindestens 50 % P_{rE} betragen. Für Speicher vom Typ 2 sollte die momentane Wirkleistung zu Beginn des Versuchs 100 % P_{rE} betragen.

Ist die Erzeugungseinheit in der Lage, auch oberhalb von 51,5 Hz in Betrieb zu bleiben, ist eine Bestätigung dieser Funktion und eine Beschreibung des Verhaltens in diesem Frequenzbereich in Form einer Herstellererklärung ausreichend.

Unterfrequenz

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 49,8 Hz bis 48,8 Hz ihre momentan eingespeiste Wirkleistung von nicht mehr als 50 % der installierten Leistung mit einem Gradienten von 40 % P_{ref} je Hz steigert. Ferner ist nachzuweisen, dass bei einer Erhöhung der Netzfrequenz in diesem Bereich die Wirkleistung nach diesem Gradienten reduziert wird („Fahren auf der Kennlinie“). Für Speicher vom Typ 2 gilt ein Gradient von 100 % P_{ref} je Hz. Die geforderten Einstellbereiche sind basierend auf einer Herstellererklärung auszuweisen. Die Ausnahmeregelung für thermische Erzeugungsanlagen bei einer Frequenz unterhalb von 49,5 Hz ist zu beachten.

Das Verhalten bei Unterfrequenz ist für Erzeugungseinheiten (ausgenommen Windenergieanlagen) durch Frequenzsprünge von 1. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz auf 2. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 3.1 47,6 Hz \pm 0,05 Hz, zurück auf 4.1 48,7 Hz \pm 0,05 Hz weiter auf 5. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz und weiter auf 6. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Unterfrequenz ist für Windenergieanlagen durch Frequenzsprünge von 1. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz auf 2. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 3.2 49,2 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 4.2 48,4 Hz \pm 0,05 Hz zurück auf 5. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz und weiter auf 6. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen (siehe Bild 25).

Das Verhalten bei Unterfrequenz ist für Speicher vom Typ 2 durch Frequenzsprünge von 1. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz auf 2. 49,7 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 3. 48,8 Hz \pm 0,05 Hz, weiter auf 4. 47,8 Hz \pm 0,05 Hz, zurück auf 5. 48,8 Hz \pm 0,05 Hz und weiter auf 6. 50,0 Hz \pm 0,05 Hz an der Erzeugungseinheit zu testen. Auf den vorgenannten Stufen ist solange zu verharren, bis nachgewiesen werden kann, dass keine ungedämpften Leistungsspendelungen auftreten (siehe Bild 26).

Für die Sprünge 2. auf 3., 3. auf 4. (für Windenergieanlagen und Speicher vom Typ 2 von 2. auf 3. und 4. auf 5.) sind die An- und Einschwingzeit nach den Anforderungen in 10.2.4.3 zu erfüllen. Für den Sprung von 5. auf 6. ist der Wirkleistungsgradient nach den Anforderungen in 10.2.4.3 zu erfüllen. Die momentane Wirkleistung P_{mom} zu Beginn des Versuchs sollte für Erzeugungseinheiten höchstens 10 % P_{ref} betragen, wobei bei Typ-1-Erzeugungseinheiten die technische Mindestleistung zu beachten ist. Für Windenergieanlagen sollte die momentane Wirkleistung zu Beginn des Versuchs höchstens 60 % P_{ref} betragen. Für Speicher vom Typ 2 sollte die momentane Wirkleistung zu Beginn des Versuchs 100 % P_{ref} in Bezugsrichtung betragen um dann in den Ausspeicherungsbetrieb zu wechseln.

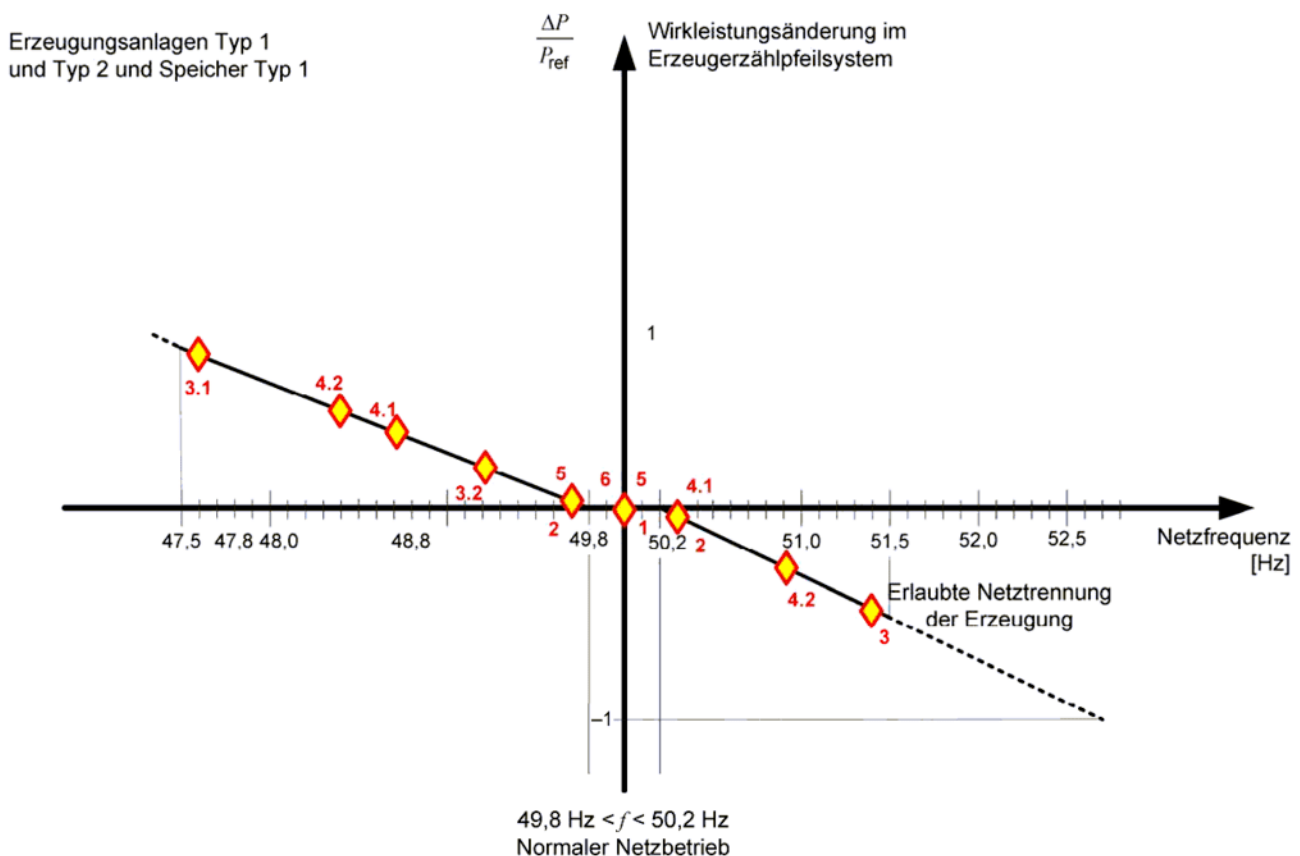


Bild 25 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 sowie Speicher vom Typ 1

Speicher Typ 2

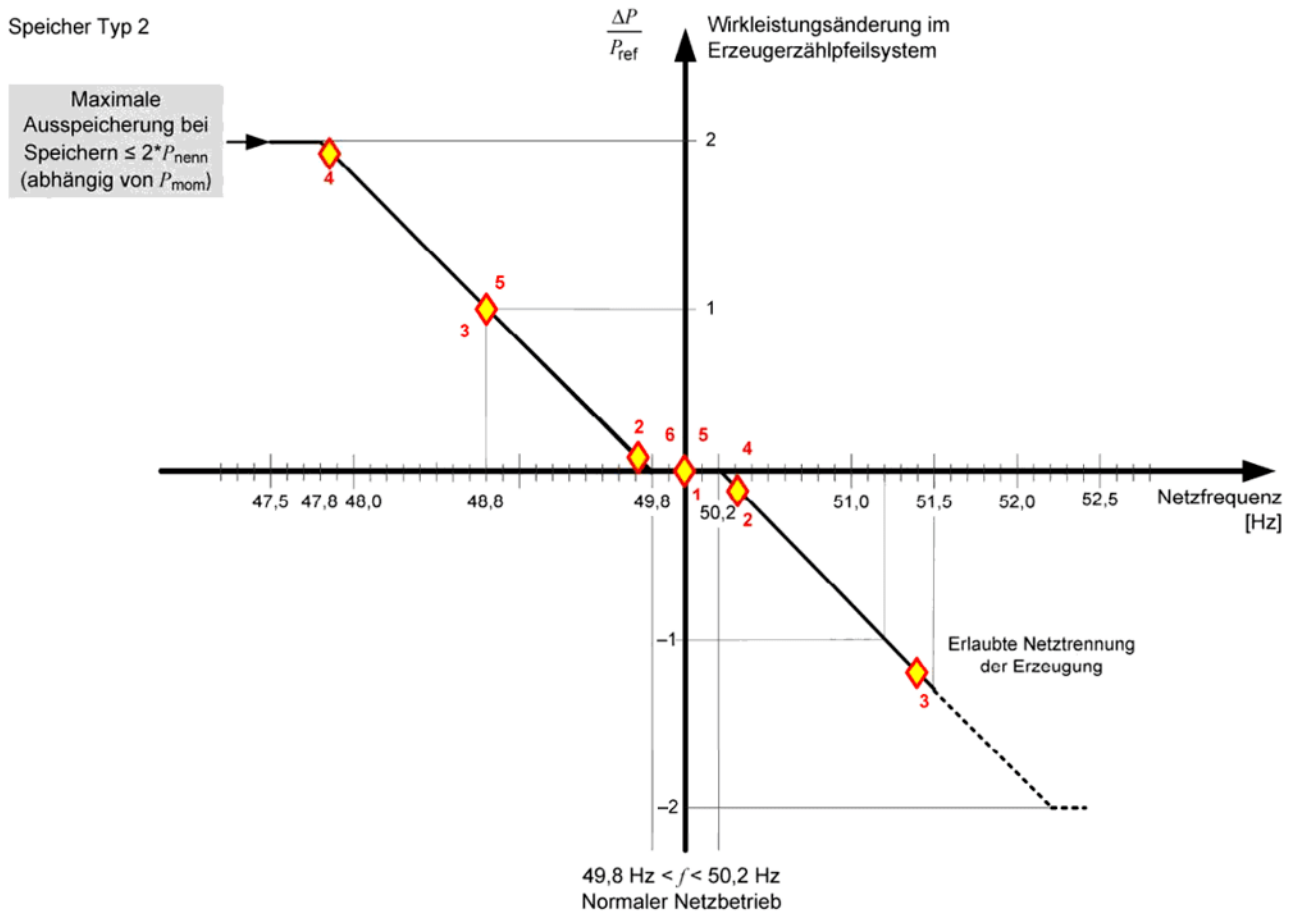


Bild 26 – Veranschaulichung der Frequenzsprünge für Speicher vom Typ 2

11.2.8.2 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb bzw. schnelle Resynchronisierung

Der Test ist erfolgreich bestanden, wenn die Erzeugungseinheit

entweder

- erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für 2 Stunden nachgewiesen wurde und anschließend die Resynchronisierung erfolgreich abgeschlossen wurde

oder

- innerhalb von höchstens 15 Minuten nach Wiedereinschalten die Wirkleistungseinspeisung wieder aufgenommen hat.

Der Test wird bei P_{Emax} durchgeführt.

Alternativ kann diese Funktion auch im Zuge der Anlagenzertifizierung nachgewiesen werden.

11.2.8.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Es ist auf Basis von Herstellererklärungen das Regelungskonzept der Erzeugungseinheit auszuweisen,

- dass die Regelung der Erzeugungseinheit die Bereitstellung von Primärregelleistung priorisiert, auch wenn eine Änderung der Wirkleistungsabgabe aus anderen Gründen vorliegt;
- dass die Erzeugungseinheit die Primärregelleistung im Bereich von 10 % P_{rE} bzw. technischer Mindestleistung und 100 % P_{rE} erbringen kann.

Gegebenenfalls vorhandene technische Mindestleistung und technologisch bedingte Beharrungspunkte sind auszuweisen.

Die Funktionalität zur Bereitstellung von Primärregelleistung kann entweder direkt in der Erzeugungseinheit oder alternativ in einer übergeordneten Regeleinrichtung (z. B. EZA-Regler) umgesetzt werden. Es sind die Einstellbereiche und Einstellwerte der einstellbaren Parameter nach [Tabelle 9](#) auszuweisen. Für die Messungen ist das Totband um den Frequenzsollwert auf 10 mHz einzustellen.

Die Genauigkeit der Frequenzmessung ist auf Basis von Komponentenzertifikaten oder der Herstellererklärung (mit einer schematischen Darstellung des Messsystems) auszuweisen.

Bei vom Primärdargebot abhängigen Erzeugungseinheiten schwankt die insgesamt abgegebene Wirkleistung über den Erbringungszeitraum von 15 Minuten entsprechend dem naturgegebenen Angebot. Für den Nachweis ist der Verlauf der „möglichen Wirkleistungsabgabe“ der Erzeugungseinheit auf Basis (im Sinne [Q1]) des vorliegenden Primärdargebots als Schätzwert zu ermitteln und auszuweisen. Dafür können einfache Kennlinien (beispielsweise P (Windgeschwindigkeit, ...) bzw. P (Sonneneinstrahlung, ...) Verwendung finden.

ANMERKUNG Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber stellt Anforderungen an die Ermittlung der „möglichen Einspeisung“ von Erzeugungsanlagen im Rahmen der Präqualifikation zur Erbringung von Regelleistung.

Es ist durch Messungen nachzuweisen, dass die Aktivierungszeit und der Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung sowohl in positiver als auch negativer Richtung eingehalten werden. Dabei ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit die entsprechend der Frequenzabweichung geforderte Leistungsdifferenz über mindestens 15 Minuten aufrecht erhalten kann.

Für den vorgenannten Nachweis ist der Verlauf der Wirkleistungsabgabe, der nach Primärdargebot „möglichen Wirkleistungsabgabe“ und Frequenz auszuweisen. Detaillierte Vorgaben sind FGW TR3 [\[5\]](#) zu entnehmen.

Wird die geforderte Aktivierungszeit der Primärregelleistung überschritten, ist die technische Notwendigkeit der verlängerten Aktivierungszeit darzustellen.

11.2.9 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit

Im Einheitenzertifikat sind alle zur Berechnung der Kurzschlusswechselströme nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** notwendigen Parameter auszuweisen. Dabei kann auf Angaben aus Datenblättern zurückgegriffen werden. Insbesondere gilt das für die in [Tabelle 12](#) aufgeführten Werte.

Tabelle 12 – Umfang der notwendigen Angaben im Einheitenzertifikat zu Kurzschlussstrombeiträgen

Art der Erzeugungseinheit	Angabe	Kürzel
Erzeugungseinheiten mit Vollumrichter	Effektivwert des Quellenstroms bei dreipoligen Fehler	I_{skPF}
	Effektivwert des Quellenstroms bei zweipoligen Fehler	$I_{(1)sk2PF}$
	Effektivwert des Quellenstroms bei einpoligen Fehler	$I_{(1)sk1PF}$
	Kurzschlussgegenimpedanz (Herstellerangabe nur für ganzzahlige k -Faktoren)	$Z_{(2)PF}$
Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeister Asynchronmaschine	Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms bezogen auf die Oberspannungsseite	κ_{WD}
	höchster Augenblickswert des Kurzschlussstroms bei dreipoligem Kurzschluss	i_{WDmax}
	Bemessungsspannung des Blocktransformators auf der Oberspannungsseite	U_{rTHV}
Erzeugungseinheiten mit Asynchronmaschine	Bemessungsübersetzungsverhältnis des Blocktransformators	t_r
	Impedanz des Blocktransformators auf der Oberspannungsseite	Z_{THV}
	Impedanz des Asynchrongenerators	Z_G
Erzeugungseinheiten mit Synchronmaschine	Bemessungsspannung des Generators	U_{rG}
	Resistanz des Generators	R_G
	gesättigte subtransiente Reaktanz	X_d''
	bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz	x_d''
	bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz der Querachse	x_q''
	Verschiebungsfaktor im Bemessungsbetrieb	$\cos \varphi_{rG}$

Aus den Zeitverläufen der Ströme bei dreipoligen Fehlern nach 11.2.5 ist der größte Kurzschlusswechselstrom der Erzeugungseinheiten bei Fehlereintritt nach folgenden Maßgaben auszuweisen:

- höchster Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstroms, einschließlich eines eventuell vorhandenen abklingenden Gleichstromanteils; entspricht dem Stoßkurzschlussstrom i_p ;
- Effektivwert des Kurzschlussstroms.

Darüber hinaus ist der höchste Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit zu den Zeiten nach Tabelle 13 auszuweisen.

Tabelle 13 – Zeitpunkte nach Fehlereintritt zum Ausweis der Kurzschlussströme

	Zeitpunkt nach Fehlereintritt in ms
1	20
2	100
3	150
4	300
5	500
6	1 000

11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

Im Einheitenzertifikat sind die in der Erzeugungseinheit integrierten Schutzeinrichtungen auszuweisen. Es müssen mindestens die in 10.3.4.7 geforderten Entkopplungsschutzeinrichtungen mit den dazugehörigen Einstellbereichen für Auslösewert und Schutzverzögerung vorhanden sein und im Rahmen von Typprüfungen nach FGW TR 3 [5] nachgewiesen werden.

Zusätzlich vorhandene elektrische Schutzeinrichtungen sind mit ihren Einstellbereichen (Standardwert, Schrittweite, Minimalwert und Maximalwert) auszuweisen. Der Nachweis erfolgt durch Herstellererklärungen.

Der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette) sollte im Rahmen der Vermessung der Erzeugungseinheit nach FGW TR3 [5] erfolgen.

Weiterhin ist nachzuweisen, z B. durch eine Herstellererklärung, dass

- für alle Kurzschlusschutz- und Entkopplungsschutzeinrichtungen in der Erzeugungseinheit Vorrichtungen wie beispielsweise Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von Drähten zu ermöglichen;
- die Schutzeinrichtungen mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie für mindestens 5 Sekunden nach 10.3.1 versorgt werden. Die Nutzung bereits vorhandener Hilfsenergieversorgungen ist zulässig, wenn Sie den Anforderungen genügt;
- ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen bzw. der Anlagensteuerung zum unverzügerten Abschalten der Erzeugungseinheit führt;
- die vorgesehenen Schutzeinrichtungen die geforderten Genauigkeiten (z. B. hinsichtlich Rückfallverhältnis und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten;
- im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten dieser autark von Steuerungsfunktionen arbeitet. Dem Nachweisesteller ist auf Basis von Blockschaltbildern und Funktionsdarstellungen darzulegen, dass die integrierten Schutzfunktionen in getrennten Softwarebausteinen realisiert sind und autark von Steuerungsfunktionen arbeiten;
- die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen vor Aufnahme der Leistungseinspeisung durch die Erzeugungseinheiten gegeben ist.

11.2.11 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

Zuschalten ohne vorherige Schutzauflösung

Im Einheitenzertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an eine Zuschaltung und Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheit nach 10.4.1 erfüllt werden können. Auf Basis einer Herstellererklärung oder von Messungen an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen Steuerungseinheit ist nachzuweisen, dass eine Zuschaltung bei $47,5 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$ und bei $50,2 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$ sowie bei $90 \% U_n \pm 2 \% U_n$ und $110 \% U_n \pm 2 \% U_n$ möglich ist. Der Nachweis der Zuschaltung kann bei simulierter Netzfrequenz und Netzspannung erfolgen.

Für den Nachweis der Zuschaltung oberhalb von 50,2 Hz ist eine Herstellererklärung ausreichend.

ANMERKUNG Oberhalb von 50,2 Hz ist eine Zuschaltung nur dann erforderlich, wenn die Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz bis 51 Hz deaktiviert wurde.

Zuschalten nach Auslösung des Entkopplungsschutzes

Im Einheitenzertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an eine Zuschaltung und Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheit nach 10.4 erfüllt werden. Auf Basis von Herstellererklärungen sowie von Messungen an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen Steuerungseinheit ist nachzuweisen,

- 1) dass eine Zuschaltung nur im Bereich der Netzfrequenz von $> 49,9$ Hz und $< 50,1$ Hz sowie bei einer Netzspannung von mindestens 95 % U_n möglich ist. Der Nachweis kann bei simulierter Netzfrequenz und Netzspannung erfolgen;
- 2) dass nach Auslösung des Entkopplungsschutzes der Gradient der Wirkleistungssteigerung den Anforderungen nach 10.2.4 entspricht. Der Gradient der Leistungssteigerung ist nach einer Spannungslosigkeit von mindestens einer Minute bis zu einer Wirkleistung von mindestens 50 % P_{rE} zu vermessen. Bei Verbrennungskraftmaschinen muss der Gradient erst oberhalb der technischen Mindestleistung eingehalten werden. Wird diese Funktion nicht in der Erzeugungseinheit, sondern im EZA-Regler umgesetzt, muss diese Funktion im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden;
- 3) dass vor einer automatischen Wiederzuschaltung eine kontinuierliche Überwachung der vorgenannten Grenzwerte für Spannung und Frequenz mit einem parametrierbaren Zeitfenster von unverzüglich bis zu 30 Minuten möglich ist. Der Nachweis ist bei einer Verzögerungszeit von 5 Minuten zu führen und der mögliche Einstellbereich zu dokumentieren. Wird diese Funktion nicht in der Erzeugungseinheit sondern im EZA-Regler umgesetzt, muss diese Funktion im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden.

11.2.12 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität

Ein Nachweis ist nicht erforderlich.

11.3 Komponentenzertifikat

11.3.1 Allgemeines

Für Zusatzkomponenten in der Erzeugungsanlage, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflussen, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ein Komponentenzertifikat auszustellen, das die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften und die Validierung der geforderten Modelle bestätigt. Dies gilt insbesondere für

- EZA-Regler;
- aktive statische Kompensationseinrichtungen (FACTS, SVCs, STATCOM).

Wurde die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel für eine in einer Erzeugungseinheit verbauten Zusatzkomponente, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflusst, nicht im jeweiligen Einheitenzertifikat bestätigt, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle hierfür ein Komponentenzertifikat auszustellen. Dies gilt insbesondere für

- Spannungsregler der Erzeugungseinheiten Typ 1;
- Hilfsaggregate insbesondere für Erzeugungseinheiten Typ 1;
- Schutzeinrichtungen.

Für das Komponentenzertifikat ist als Deckblatt der Vordruck E.14 zu verwenden.

Das Komponentenzertifikat basiert auf einer Beschreibung der zu zertifizierenden Funktionen und deren Nachweise. Die erfüllten Funktionen sind im Zertifikat aufzulisten, genau wie externe Schnittstellen und die dazugehörigen Protokolle. Falls der Hersteller der Komponente Anforderungen an angeschlossene Baugruppen hat, müssen diese exakt im Komponentenzertifikat dokumentiert sein.

11.3.2 Anforderung an EZA-Regler

Umsetzung der Blindleistungsvorgaben

Die drei geforderten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung müssen mit dem EZA-Regler umsetzbar sein.

- a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$;
- b) Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- c) fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn der EZA-Regler in der Vermessung gezeigt hat, dass eine Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.2.4 bezüglich Genauigkeit und Dynamik möglich ist. Der Nachweis der Umschaltbarkeit zwischen den Regelmodi ist für die Umschaltung zwischen der Onlinesollwertvorgabe „Blindleistungsvorgabe“ zur Kennlinie $Q(U)$ zu führen.

Umsetzung der Wirkleistungsvorgaben

Die Nachweise über die Wirkleistungsvorgabe umfassen:

- a) Wirkleistungsgradient für Netzsicherheitsmanagement und Sollwertvorgaben durch Dritte;
- b) Wirkleistungsgradient nach Spannungslosigkeit, soweit im EZA-Regler umgesetzt;
- c) Priorisierung der Netzbetreibervorgabe vor der Sollwertvorgabe durch Dritte.

Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn die Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.4.1 und 10.2.4.2 sowie ggf. nach 10.4.4 bezüglich Funktionalität, Priorisierung, Genauigkeit und Dynamik durch den EZA-Regler möglich ist. Die Rahmenbedingungen (z. B. bzgl. der Regelstrecke sowie der verwendeten Schnittstellen und Protokolle), für die die Konformitätsaussage gilt, sind anzugeben.

Verhalten bei Kommunikationsstörungen

Weiterhin ist das Verhalten bei Kommunikationsstörungen (Fehler im Eingang und Fehler im Ausgang) und bei Ausfall der Hilfsenergie des EZA-Reglers zu untersuchen. Der Nachweis ist erbracht, wenn die Anforderungen nach 10.2.2.4 erfüllt werden.

EZA-Regler-Modelle

Im Komponentenzertifikat muss die Genauigkeit des EZA-Regler-Modells hinsichtlich der ausgegebenen Blindleistungs- und Wirkleistungswerte angegeben werden.

Das Modell muss rechnerlauffähig sein. Die Funktionen können in mehreren Modellen abgebildet werden.

Das Modell muss die gleichen Ein- und Ausgangsgrößen beinhalten wie der abgebildete EZA-Regler.

Mindestens die Wirk- und Blindleistungsregelung im Normalbetrieb muss im EZA-Regler-Modell abgebildet werden.

Beschreibung EZA-Regler

Für einen EZA-Regler sind im Komponentenzertifikat folgende Daten aufzuführen:

- a) Systemaufbau
 - Technische Beschreibung des EZA-Reglers;
 - Technische Daten des EZA-Reglers;
 - Anforderungen an Systemkomponenten zur Kompatibilität;
 - Bedien- und Anzeigeelemente;
 - Fernzugriff;
 - Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter.

- b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte)
 - Vorgabeschnittstellen Sollwert;
 - Ausgabeschnittstellen Stellglied;
 - Eingabeschnittstelle Messglied;
 - Ausgabeschnittstelle für Rückmeldungen;
 - Sonstiges.
- c) Regelung/Steuerung der EZA
 - Wirkleistungsmanagement
 - Wirkleistungsreduzierung durch Sollwertvorgabe;
 - Verriegelung der Wiederzuschaltung;
 - Umsetzung der Priorisierung des Erzeugungsmanagements;
 - Sonstige.
 - Blindleistungsmanagement
 - Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$;
 - Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
 - fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$;
 - Einbindung/Ansteuerung externer Komponenten, wie z. B. Kompensationsanlagen;
 - Sonstige Funktionen.
 - Weitere mögliche Funktionen des EZA-Reglers
- d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften
 - Zulässige Totzeit;
 - Verhalten bei Kommunikationsstörungen.

11.3.3 Anforderungen an aktive statische Kompensationsanlagen

Der Nachweis erfolgt sinngemäß nach 11.2.2 und 11.2.4. Hierbei entfallen die Anforderungen an die Wirkleistungseinspeisung bzw. in Abhängigkeit der Wirkleistung. Die Begrifflichkeit der Erzeugungseinheit wird durch die Kompensationsanlage ersetzt. Der Nachweis der dynamischen Netzstützung nach 11.2.5 erfolgt nur bei Einfluss der Komponente auf das FRT-Verhalten. Für die Anforderungen aus dem quasistationären Betrieb reichen Herstellererklärungen aus, wenn keine Tests verfügbar sind.

Die Schnittstellen zur Ansteuerung der Kompensationsanlage sind anzugeben.

Sofern die Kompensationsanlage keinen Einfluss auf die dynamische Netzstützung der Erzeugungsanlage hat, ist ein dynamisches Modell nicht erforderlich. In diesem Fall ist nur ein Modell für den quasistationären Betrieb zu erstellen.

Die validierten Ergebnisse aus der Vermessung (Verifizierung der Herstellerangaben) einer Kompensationsanlage können im Bereich 100 kvar bis 10 Mvar auf andere Kompensationsanlagen übertragen werden, wenn die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich der eingesetzten Software und das Konzept in diesen Kompensationsanlagen technisch gleichwertig sind.

11.3.4 Anforderungen an Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit

Der Spannungsregler muss zusammen mit dem Erregersystem und dem Messsystem für Typ-1-Erzeugungseinheiten oder mit einem geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem Messsystem für die Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen) getestet werden, wobei die Vermessung des Spannungsreglers auch in einer Echtzeitsimulationsumgebung erfolgen kann. Ebenfalls ist ein validiertes Modell des Spannungsreglers inkl. Erregersystem

erforderlich. Das Modell des Spannungsreglers muss Begrenzungen von Messwerten, interner Größen, Ausgangswerten und Strukturumschaltungen, soweit vorhanden, richtig wiedergeben.

Ist kein separates dynamisches Modell des Spannungsreglers verfügbar, kann dieses auch als Teil des dynamischen Modells der getesteten Erzeugungseinheit an die Zertifizierungsstelle übergeben werden. Es muss ersichtlich sein, welcher Teil des Modells den Spannungsregler simuliert. Die Anwendbarkeit des Spannungsreglers in Kombination mit weiteren Erregermaschinen ist im Komponentenzertifikat ausweisen. Änderungen an der Regelungssoftware mit relevanten Auswirkungen auf die zertifizierten elektrischen Eigenschaften erfordern eine neue Zertifizierung.

Prüfung der technischen Dokumentation

Es ist zu prüfen, dass die Einstellwerte definiert nachvollzogen werden können.

Zudem ist zu prüfen, dass alle drei Außenleiterspannungen berücksichtigt sind.

Da das Verhalten des Spannungsreglers der Erzeugungseinheit von Typ 1 modellierbar und die Einstellwerte eindeutig einstellbar sein müssen, ist zu prüfen, dass der Spannungsregler digital ausgeführt ist.

Es ist zu prüfen, dass alle für die Spannungsregelung erforderlichen Funktionen als integrale Bestandteile des Spannungsreglers ausgeführt sind. Externe Zusatzschaltungen sind nicht zulässig.

Es ist zu prüfen, dass die Regelungssoftware (hierzu gehören auch die Erfassung und die Auswertung von Messwerten, die in die Regelungssoftware eingreifen, beispielsweise zum Umschalten von Reglerstrukturen) softwaretechnisch von der Bediensoftware und den Parametersätzen getrennt ist. Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer eindeutig erkennbar sein.

Falls eine Strukturumschaltung im Spannungsregler stattfindet ist zu prüfen, dass mindestens die folgenden Betriebsweisen abgedeckt werden:

- a) Blindleistungsregelung (Normalbetrieb);
- b) Spannungsregelung (FRT).

Prüfung der Testergebnisse

Der Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom), um den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern. Hierfür ist mindestens ein Aggregat mit dem entsprechenden Spannungsregler nach 11.2.5.1 zu vermessen.

Bei der Umschaltung zwischen den Betriebsweisen a) und b) müssen die Anforderungen nach 10.2.3 bezüglich Spannung, Stabilität und Zeiten eingehalten werden. Während der FRT-Tests müssen die Anforderungen nach 11.2.5.1 eingehalten werden.

Modellvalidierung

Für die Erstellung eines Komponentenzertifikats eines Spannungsreglers von Typ-1-Anlagen ist die Validierung des Modells mittels FRT-Tests an einer Erzeugungseinheit mit einer Leistung von mindestens 500 kVA vorgeschrieben. Erfolgt die Validierung mit einer kleineren Leistung, beschränkt sich der Einsatz des Spannungsreglers in Erzeugungseinheiten auf maximal diese geprüfte Leistung.

Das Modell der Erregereinrichtung muss insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erreger-einrichtungen realistisch darstellen.

Eine erfolgreiche Modellvalidierung für den Spannungsregler mit dem getesteten Generatortyp oder einem geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem Messsystem für die Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen) ist gegeben, wenn die Ergebnisse aus den Simulationen mit den Testergebnissen vergleichbar sind.

ANMERKUNG Im Einheitenzertifikat muss das validierte und zertifizierte Modell des Spannungsreglers inklusive der einzusetzenden Generatortypen auf Stabilität geprüft werden.

Prüfung anhand von Simulationen mit dem validierten Modell des Spannungsreglers und der zugehörigen Erzeugungseinheit

Während eines unsymmetrischen Netzfehlers und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch die Blindstromeinspeisung in dem/den gesunden Außenleiter(n) maximal 10 % U_n gegenüber der Vorfehlerspannung betragen.

Im Komponentenzertifikat sind mindestens die folgenden Punkte auszuweisen:

- a) Systemaufbau
 - Technische Beschreibung;
 - Technische Daten;
 - Auflistung der Anwendbarkeit des Spannungsreglers in Kombination mit weiteren Erregermaschinen/Generatorsystemen;
 - Bedien- und Anzeigeelemente;
 - Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter und Einstellbereiche, z. B. Einstellbereich der Limiter (über- und untererregt).
- b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte/Messwerte)
 - Vorgabeschnittstellen Sollwert (z. B. Leistungswerte von der übergeordneten Steuerung);
 - Ausgabeschnittstellen Stellglied (z. B. Erregerstrom);
 - Eingabeschnittstelle Messglied (z. B. Strom und Spannung der Generatorklemmen);
 - Sonstiges.
- c) Regelung/Steuerung des Generators
 - Blindleistungsmanagement, soweit zutreffend
 - Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$;
 - Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
 - fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$;
 - Sonstige Funktionen.
 - Weitere mögliche Funktionen des Spannungsreglers.
- d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften (sofern vorhanden)
 - Zulässige Totzeit;
 - Verhalten bei Kommunikationsstörungen;
 - Beschreibung der Strukturumschaltung (z. B. Schwellen, Trigger, delta Schwelle, ...);
 - Totzeiten bei einer Umschaltung von einem in den anderen Regelungsbetrieb;
 - Soweit vorhanden: Beschreibung des Generatorschutzes.
- e) Dokumentation zur Nutzung des Modells durch einen sachkundigen Anwender

11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten

Für den Nachweis der FRT-Fähigkeit der Hilfsaggregate, die nicht Bestandteil eines Einheitenzertifikats, jedoch relevant für die dynamische Netzstützung sind, müssen alle Prüfungen nach 11.2.5 erfolgreich durchgeführt werden. Alternativ ist kurzzeitiges Abschalten der Versorgungsspannung (Zeiten nach FRT-Grenzkurve des Bilds 11, Spannungslosigkeit von maximal 1,5 Sekunden) für den Nachweis zulässig. Hierbei ist zu unterscheiden, an welchen Erzeugungseinheitentyp die Hilfsaggregate verbaut werden. Ein Modell ist nicht notwendig.

11.3.6 Modelle

Für die Anforderungen an rechnerlauffähige Modelle für Komponenten gelten, zusätzlich zu den Anforderungen in diesem Abschnitt, sinngemäß die Anforderungen aus [11.2.6](#).

11.4 Anlagenzertifikat

11.4.1 Allgemeines

Durch den Anschlussnehmer ist beim Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen. Hierin bestätigt die Zertifizierungsstelle auf Basis von Einheiten- und Komponentenzertifikaten sowie weiterführender Planungsunterlagen, dass die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage in der Gesamtheit aller am Netzanschlusspunkt angeschlossenen Erzeugungseinheiten, Zusatzkomponenten und sonstiger elektrischer Betriebsmittel (z. B. Netzanschlussleitungen, Schutz, ...) die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und die technischen Vorschriften des Netzbetreibers unter Berücksichtigung der projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers im zu bewertenden Planungsstand vollumfänglich erfüllen. Für das Anlagenzertifikat ist als Deckblatt der Vordruck [E.13](#) zu verwenden.

Bei Erweiterungen eines bestehenden Netzanschlusses sind die bereits vorhandenen Erzeugungseinheiten und Zusatzkomponenten mit Dokumentationsstand zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebsetzung (sofern keine weiteren Unterlagen vorliegen) in die Anlagenzertifizierung einzubeziehen, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen innerhalb der Erzeugungsanlage.

Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt haben, erfordern ein neues Anlagenzertifikat. Wesentliche Auswirkungen haben unter anderem:

- Erhöhung der installierten Wirkleistung bzw. Veränderung des Stellbereichs für die Blindleistungsbereitstellung.
- Umbau oder Modernisierung im Umfang $\geq 50 \% P_{AV, E}$.
- Austausch von bzw. Änderungen an Erzeugungseinheiten bzw. der in [11.3](#) aufgeführten Komponenten, sofern diese nicht typgleich sind und die gleichen Einheiten-/Komponentenzertifikat aufweisen.
- Softwareänderungen, die ein neues Einheitenzertifikat erforderlich machen (eine Beurteilung, ob das neue Einheitenzertifikat ein neues Anlagenzertifikat erfordert, muss durch eine Zertifizierungsstelle für Anlagenzertifikate erfolgen).
- Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren oder Kabelverbindungen). Die Beurteilung dieser Änderungen liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers.

Die Erstellung des neuen Anlagenzertifikats erfolgt sowohl für die Wirkleistungserhöhung, als auch für die umgebaute oder modernisierte Leistung (im Falle des zweiten Anstrichs) anteilig auf Basis der Anforderungen zum Zeitpunkt der Wirkleistungserhöhung/Umbau/Modernisierung. In den anderen Fällen ist in dem neuen Anlagenzertifikat die weitere Einhaltung der Anforderungen aus dem zuletzt erstellten Anlagenzertifikat zu bewerten.

Erfolgt eine Leistungserhöhung von $\leq 5 \% P_{Amax}$ gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat ausgewiesenen installierten Wirkleistung P_{Amax} , ist kein neues Anlagenzertifikat erforderlich.

Der Anmelde- und Anschlussbewertungsprozess erfolgt aber standardmäßig nach [Abschnitt 4](#). Hinsichtlich des Nachweises der elektrischen Eigenschaften sind für die Erzeugungseinheiten, die zu der Leistungserhöhung beitragen, Einheitenzertifikate nach dieser VDE-Anwendungsregel erforderlich. Außerdem sind das Inbetriebsetzungsprotokoll [E.8](#) und die aktualisierte Inbetriebsetzungserklärung [E.9](#) beim Netzbetreiber als Nachweisdokumente einzureichen.

Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats die im Netzbetreiber-Abfragebogen (siehe Vordruck [E.9](#)) aufgeführten Daten zur Verfügung. Individualabreden mit dem Netzbetreiber sind im Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikats zu berücksichtigen.

Für alle Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage sind die Einheitenzertifikate zu prüfen, ob für die Erfüllung von Anforderungen aus dieser VDE-Anwendungsregel Zusatzkomponenten erforderlich sind und wenn ja, wie diese in der zu bewertenden Erzeugungsanlage realisiert werden. Für welche Zusatzkomponenten Komponentenzertifikate erforderlich sind, ist in 11.3 beschrieben.

11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikats bereitzustellenden Unterlagen

Der Anschlussnehmer ist dafür zuständig, dass der Zertifizierungsstelle zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats die Einheiten und Komponentenzertifikate (inkl. validierter Modelle) und folgende weitere Unterlagen, die in Tabelle 14 aufgeführt sind, zur Verfügung gestellt werden.

Tabelle 14 – Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats

Nr.	Unterlage	Einschränkung
1.	Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe E.6)	
2.	Netzurückwirkungen der Verbrauchsgeräte (siehe Vordruck E.2); Angaben zu einer ggf. vorhandenen oder geplanten Blindleistungskompensationsanlage der Bezugsanlage (insbesondere auch Messort der Blindleistung und schaltungstechnische Einbindung in die Kundenanlage).	nur bei Misanlagen
3.	Deckblätter der Einheitenzertifikate bzw. die Prototypenbestätigung, sowie – falls erforderlich – Deckblätter von Komponentenzertifikaten	
4.	Einphasiger Übersichtsschaltplan der Erzeugungsanlage einschließlich Netzanschlusspunkt, Eigentumsgrenze, Transformatoren, Mess-, Schutz- und Steuer-/Regelungseinrichtungen, Darstellung der Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten und Angabe der technischen Kennwerte der Schaltanlagen.	
5.	Regelungskonzept inklusive Kommunikationsplan zum Nachweis von 11.4.11, 11.4.13 und 11.4.14 sowie Daten der Wandler für die Parkregelung (Nennströme/-spannungen, Genauigkeitsklassen, Überstromfähigkeit, Bürde). Bei Misanlagen und Wirkleistungsvorgabe durch Dritte sind weitere Unterlagen zur zusätzlichen Bewertung der Anforderungen in 11.4.14 bereitzustellen.	
6.	Schutzkonzept zum Nachweis von 11.4.17. Hierzu gehört eine Darstellung, in der die Messgrößen für die Schutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtungen wirken, Daten der Hilfsenergiequelle, Daten des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt, Daten der Schutzwandler (Nennströme/-spannungen, Genauigkeitsklassen, Überstromfähigkeit, thermische Bemessungs-Kurzzeitstromstärke, Bürde).	
7.	Angabe der geplanten Reglersollspannung des Verteilertransformators HS/MS sowie die Stufenstellerposition der Maschinentransformatoren (falls die Angabe nicht bereits in 1. oder 4. enthalten ist).	
8.	Technische Daten der Bestands-Erzeugungseinheiten (inkl. relevanter Parametrierungen z. B. für Blindleistungsverhalten, FRT-Verhalten und Schutz) und deren Transformatoren (inkl. Angabe der Stufenstellerposition), sowie Informationen zu den spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung (z. B. Netzanschlussvertrag). Die Bestandsanlagen sind in dem einphasigen Übersichtsschaltplan (siehe Punkt 4.) darzustellen.	nur bei Bestandsanlagen
9.	Lageplan, ggf. inkl. der Koordinaten der Erzeugungseinheiten.	

11.4.3 Einspeiseleistung

Im Anlagenzertifikat ist die maximale Wirkleistungsabgabe P_{600} aufzuführen. Bei Solar- und Batteriewechselrichtern ist die Wirkleistung bei 20 °C Umgebungstemperatur, entsprechend 11.2.6, auszuweisen.

Im Falle einer dauerhaften Begrenzung der maximalen Wirkleistung der Erzeugungsanlage zur Erfüllung der Blindleistungsanforderungen müssen in Absprache mit dem Netzbetreiber die Angabe der maximalen Wirkleistung $P_{E_{max}}$ und gegebenenfalls die vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung $P_{AV, E}$ und $S_{AV, E}$ angepasst werden.

Bei einer Wirkleistungsbegrenzung über den EZA-Regler ist diese im Anlagenzertifikat auszuweisen.

Die sich nach der Auslegung der Erzeugungsanlage dann ergebende maximale Wirk-, Blind- und Scheinleistung am Netzanschlusspunkt sind als 10-Minuten-Mittelwerte auszuweisen

- und mit den dem Netzbetreiber bekanntgegebenen Wert von P_{inst} und mit den mit dem Netzbetreiber vereinbarten Werten der Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ und der Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$ bzw. bei Speichern zusätzlich $P_{AV, B}$ und $S_{AV, B}$ zu vergleichen und auszuweisen;
- und Grundlage der weiteren Berechnungen im Anlagenzertifikat.

Weiterhin ist bei Typ-1-Anlagen und Typ-2-Anlagen (soweit diese über eine technische Mindestleistung verfügen) die technische Mindestleistung anzugeben.

11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel

Die Kurzschlussfestigkeit, die Dauerstrombelastbarkeit und das Schaltvermögen der Hauptkomponenten der Kundenanlage sind auszuweisen und zu bewerten.

Der Nachweis über die Dauerstrombelastbarkeit ist bei 96 kV am Netzanschlusspunkt mit der vom Netzbetreiber vorgegebenen maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage durchzuführen.

Die maximalen Wirkleistungsverluste im Betriebszustand 110 kV am Netzanschlusspunkt sind bei der maximalen Scheinleistung der Erzeugungsanlage $S_{A_{max}}$ und Betrieb mit der vom Netzbetreiber vorgegebenen maximalen Blindleistung auszuweisen.

Der Stellbereich und die Regelgeschwindigkeit des Spannungsreglers des Netztransformators, die Reglersollspannung U_{MS} sowie die Stufung der Maschinentransformatoren sind im Anlagenzertifikat auszuweisen.

11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt

In dieser VDE-Anwendungsregel gibt es hierzu keine Anforderung und muss somit nicht nachgewiesen werden.

11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen

Wenn das Anlagenzertifikat für eine Typ-1-Anlage oder für eine Erzeugungsanlage mit Typ-1- und Typ-2-Erzeugungseinheiten zu erstellen ist, ist die Einhaltung der Mindestkurzschlussleistungs-Bedingung am Netzanschlusspunkt nach 5.3 auszuweisen und zu bewerten.

ANMERKUNG Eine Gesamtbetrachtung über die Einhaltung der Mindestkurzschlussleistungs-Bedingung am Netzanschlusspunkt bei Vorhandensein mehrerer Typ-1-Anlagen in diesem Hochspannungsnetz kann nur der Netzbetreiber vornehmen und erfolgt außerhalb der Anlagenzertifizierung.

11.4.7 Netzurückwirkungen

11.4.7.1 Allgemeines

Die nach 5.4 festgelegten Grenzwerte für Netzurückwirkungen sind im Anlagenzertifikat auszuweisen und die Einhaltung durch die Erzeugungsanlage ist zu bewerten.

11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen

Erzeugungseinheiten

Der Nachweis und die Bewertung der Einhaltung der Spannungsänderung für die Zu- und Abschaltungen der einzelnen Erzeugungseinheiten (im ungestörten Betrieb) erfolgt über Näherungsrechnungen. Es ist dabei jeder Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen.

Bei einer Erweiterung der Erzeugungsanlage sind nur die neu anzuschließenden Erzeugungseinheitentypen zu berücksichtigen.

Die Berechnung der Spannungsänderung erfolgt nach B.9.1, Gleichung B.12 und ist nach 5.4.2 zu bewerten.

Erzeugungsanlage

Ergibt die Bewertung der schnellen Spannungsänderungen durch Schaltung aller Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der Häufigkeit ihres Auftretens einen Wert, der größer als die dazugehörige zulässige Spannungsänderung nach 5.4.2 ist, so ist der erforderliche zeitliche Mindestabstand der Zu- und Abschaltungen der einzelnen Erzeugungseinheiten oder von Gruppen von Erzeugungseinheiten zu ermitteln und ein Konzept zu dessen technischer Umsetzung auszuweisen.

Abschaltung der Erzeugungsanlagen

Der Nachweis über die Einhaltung der Spannungsänderung bei Abschaltung der Erzeugungsanlage erfolgt über Lastflussberechnungen und deren Bewertung. Für die Abschaltung der Erzeugungsanlagen errechnet sich die entstehende Spannungsänderung, bezogen auf die Nennspannung, als Differenz der Spannungen am Netzverknüpfungspunkt mit und ohne Einspeisung bei vorgegebenem Blindleistungsverhalten der Erzeugungsanlage.

ANMERKUNG Diese Gesamtbetrachtung über die Wirkung aller Erzeugungsanlagen in einem Schutzabschnitt des Netzbetreibers kann nur der Netzbetreiber vornehmen und erfolgt außerhalb der Anlagenzertifizierung.

11.4.7.3 Flicker

Der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Flickerstärken durch den Langzeitflicker im Dauerbetrieb erfolgt über Näherungsrechnungen und deren Bewertung entsprechend 5.4.3 sowie B.9.2 und B.9.3.

11.4.7.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische

Der Nachweis über die Einhaltung der Grenzwerte bezüglich der Oberschwingungen erfolgt über die Darstellung und Bewertung der zulässigen und erreichten Oberschwingungsströme. Dabei sind die ungünstigsten Betriebspunkte der Wirkleistungserzeugung zu berücksichtigen.

Die von der Erzeugungsanlage erzeugten Oberschwingungsströme, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen Stromanteile errechnen sich nach 5.4.4 auf Basis der Angaben des Prüfberichts Netzverträglichkeit des Einheitenzertifikats und der Überlagerungsgleichung B.15 bei mehreren Erzeugungseinheiten mit entsprechender Taktfrequenz. Die Hinweise in B.9.4 sind zu beachten.

Erzeugte und zulässige Oberschwingungsströme, Zwischenharmonische und hochfrequente Stromanteile sind auszuweisen, zu vergleichen und zu bewerten.

Bei nur einem Netzverknüpfungspunkt ergeben sich die insgesamt an diesem Netzverknüpfungspunkt zulässigen Oberschwingungsströme sowie die innerhalb des Frequenzbands zwischen 2 kHz und 9 kHz befindlichen Ströme aus den bezogenen zulässigen Oberschwingungsströmen $i_{V\text{ zul}}$ multipliziert mit der Netzkurzschlussleistung S_{kV} am Netzverknüpfungspunkt mit

$$I_{V\text{ zul}} = i_{V\text{ zul}} \cdot S_{kV} \quad (13)$$

Sind an diesem Netzverknüpfungspunkt mehrere Anlagen angeschlossen, so errechnen sich die für eine Erzeugungsanlage zulässigen Oberschwingungsströme sowie die innerhalb des Frequenzbands zwischen 2 kHz und 9 kHz befindlichen Ströme durch Multiplikation mit dem Quadratwurzelverhältnis der Anschluscheinleistung $S_{A\ i}$ dieser Anlage zur Referenzleistung S_0 .

$$I_{V\text{ Azul}} = i_{V\text{ zul}} \cdot S_{kV} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_0}} \quad (14)$$

Die Oberschwingungsströme und die hochfrequenten Stromanteile errechnen sich für pulsmodulierte Umrichter mit Pulsfrequenzen > 1 kHz aus den Angaben der Ströme der Erzeugungseinheiten im Einheiten-zertifikat nach

$$I_{AV,\mu} = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} I_{iE,V,\mu}^2} \quad (15)$$

Oberschwingungsströme, die getrieben durch eine verzerrte Netzspannung in die Erzeugungsanlage fließen (z. B. in Filterkreise) und die Netzspannung verbessern, werden nicht der Erzeugungsanlage zugerechnet. Gleiches gilt, wenn die Erzeugungsanlage als aktiver Oberschwingungsfilter arbeitet und durch ihre Arbeitsweise eine kontinuierliche Reduzierung der in der Netzspannung vorhandenen Oberschwingungsspannungen bewirkt.

Geradzahlige Oberschwingungsströme sind auszuweisen, aber von der Bewertung ausgenommen.

Für Oberschwingungen der ungeraden, durch drei teilbaren Ordnungszahlen können die in der [Tabelle 3](#) für die nächsthöhere ungeradzahlige nicht durch drei teilbare Ordnungszahl angegebenen Werte zugrunde gelegt werden, solange kein Nullstrom in das Netz eingespeist wird.

Zwischenharmonische Ströme werden nur für die im jeweiligen Netz genutzte(n) Rundsteuerfrequenz(en) sowie deren Seitenbandfrequenzen mit ± 100 Hz Abstand wie folgt berechnet:

$$I_{\mu A\text{ zul}} = i_{\mu\text{ zul}} \cdot S_{kV} \quad (16)$$

Der Nachweis gilt als erfüllt, wenn insgesamt maximal 6 berechnete Werte die zulässigen Grenzwerte $I_{VA\text{ zul}}$ überschreiten. Diese Überschreitungen sind bei Oberschwingungen der Ordnungszahlen $(6n) \pm 1$ (mit $n = 1 \dots 4$) auf maximal 100 % und bei den übrigen Frequenzen (auch der höherfrequenten Ströme) auf maximal 200 % des Grenzwerts limitiert. Grenzwertüberschreitungen bei zwischenharmonischen Strömen sind nicht zulässig.

Bei der folgenden Ausnahmeregelung darf der Netzbetreiber nach Abschnitt 5 Erzeugungsanlagen, die unzulässig hohe Netzzurückwirkungen auf das Netz des Netzbetreibers verursachen, vom Netz trennen.

Bei mehr als 6 Überschreitungen der zulässigen Grenzwerte kann ein Anlagenzertifikat auch unter dem Vorbehalt eines zusätzlichen messtechnischen Konformitätsnachweises der Erzeugungsanlage ausgestellt werden. In diesem Fall muss innerhalb von 6 Monaten nach der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage durch eine vom Anlagenbetreiber veranlasste und von der Zertifizierungsstelle bewertete Oberschwingungsmessung nachgewiesen werden, dass alle in 5.4.4 aufgeführten zulässigen Grenzwerte durch die Erzeugungsanlage eingehalten werden. Falls dieser Nachweis erbracht ist, wird dies im Rahmen einer Ergänzung der Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage bestätigt. Die Messungen sind nach FGW TR 3 in Verbindung mit der Norm **DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7)** durchzuführen, wobei die dort beschriebenen Gruppierungsverfahren zu verwenden sind:

- bei Oberschwingungen: Effektivwerte von Oberschwingungs-Untergruppen;
- bei Zwischenharmonischen: Effektivwerte von zwischenharmonischen Untergruppen.

Sollten bei der Oberschwingungsmessung zulässige Grenzwerte nach 5.4.4 überschritten werden, ist die Bewertung auf die durch die Erzeugungsanlage erzeugten Oberschwingungsspannungen zu erweitern. Werden auch dabei die zulässigen Grenzwerte nach Tabelle B.1 verletzt, muss im Laufe eines Jahres, nachdem die Messung und die Bewertung ein negatives Ergebnis gebracht hat, eine Nachbesserung sowie erneute Messung und Bewertung durch die Zertifizierungsstelle erfolgen. Werden die Oberschwingungsgrenzwerte immer noch nicht eingehalten, entscheidet der Netzbetreiber über das weitere Vorgehen.

Die Nachvermessung erfolgt nach den oben genannten Messverfahren.

In Abstimmung mit dem Netzbetreiber können die oben genannten zeitlichen Fristen für die Oberschwingungsmessung bzw. für die Nachbesserung und Nachvermessung verlängert werden (z. B. wenn der Inbetriebsetzungsprozess einer Erzeugungsanlage in mehreren Bauabschnitten über mehrere Monate erfolgt oder die Einspeiseleistung, meteorologisch bedingt, noch nicht den notwendigen Leistungsbereich erreicht hat).

11.4.7.5 Kommutierungseinbrüche

Der Nachweis ist nur für Umrichter mit Thyristoren erforderlich, die den aus dem Netz kommenden Kurzschlussstrom zur Kommutierung der Thyristoren verwenden (netzgeführte Umrichter mit Gleichstrom-zwischenkreis).

Für die Berechnung der Tiefe der zu erwartenden Kommutierungseinbrüche ist durch den Betreiber der Erzeugungsanlage bzw. den Hersteller des Umrichters auszuweisen, welche Kurzschlussspannung der Kommutierungsreaktanz ($U_{k, \text{kom}}$) geplant ist.

ANMERKUNG Es wird empfohlen, den Wert nicht $< 0,04$ zu wählen. Weiterhin darf der Wert nicht $> 0,25$ sein, da ansonsten eine lange Dauer der Kommutierung und ein hoher Spannungsabfall resultieren, wodurch der Stromrichterbetrieb stark beeinträchtigt werden kann.

Mit den vorgegeben Werten für die relative Kurzschlussspannung der Kommutierungsreaktanz kann unter Berücksichtigung von 5.4.5 die durch den Umrichter resultierende relative Tiefe der Kommutierungseinbrüche d_{kom} berechnet werden. Dieser Wert muss den Anforderungen nach 5.4.5 entsprechen. Andernfalls sind weitere Maßnahmen zur Verringerung der Kommutierungseinbrüche in Absprache mit dem Netzbetreiber notwendig.

11.4.7.6 Unsymmetrien

Wird der Nachweis über die Einhaltung des zulässigen Quotienten der Ströme aus Gegen- und Mitsystem für alle Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats erbracht, gilt die Anforderung nach 5.4.6 als erfüllt.

Überschreiten einige Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage den Quotienten der Ströme aus Gegen- und Mitsystem von 2,5 %, ist eine Gesamtunsymmetrie der Erzeugungsanlage entsprechend Gleichung 17 zu berechnen. Die Gesamtunsymmetrie darf 2,5 % nicht übersteigen.

$$i_{\text{unsym}} = \sum_{k=1}^n i_{\text{unsymEZE } k} \cdot \frac{S_{\text{EZE } k}}{S_{\text{EZA}}} \quad (17)$$

Dabei ist

i_{unsym}	die Gesamtunsymmetrie der Erzeugungsanlage;
$i_{\text{unsymEZE } k}$	die Unsymmetrie der k -ten Erzeugungseinheit;
$S_{\text{EZE } k}$	die Scheinleistung der k -ten Erzeugungseinheit;
S_{EZA}	die Scheinleistung der Erzeugungsanlage.

11.4.7.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

Der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Störung des Tonfrequenzpegels erfolgt durch Vergleich der zulässigen Ströme mit den nach 11.4.7.4 ermittelten Strömen der Zwischenharmonischen der Erzeugungsanlage. Die Ströme der Zwischenharmonischen dürfen im Bereich der Tonfrequenz sowie deren Seitenbandfrequenzen mit ± 100 Hz den zulässigen Pegel nach Tabelle 3 nicht überschreiten. Der Nachweis entfällt, wenn der Netzbetreiber im Daten-Abfragebogen E.7 keine Tonfrequenz angibt.

11.4.7.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes

Es ist auszuweisen, ob eine trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes erfolgt. Auf Verlangen des Netzbetreibers ist in diesem Fall der Nachweis über die Vermeidung unzulässiger Beeinflussung von anderen Kundenanlagen sowie Anlagen des Netzbetreibers mit einer entsprechenden Messung am Netzanschlusspunkt zu erbringen (siehe 11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage). Auf deren Basis werden in gemeinsamer Abstimmung an der Kundenanlage geeignete Maßnahmen zur Vermeidung der Störungen vorgenommen.

11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen

11.4.8.1 Quasistationärer Betrieb

Im Rahmen des Anlagenzertifikats ist nachzuweisen, dass die gesamte Erzeugungsanlage mit allen Komponenten den gestellten Anforderungen nach 10.2.1.2 genügt. Der Nachweis basiert auf den Angaben der Einheiten- und Komponentenzertifikate. Spannungsfälle und -anstiege innerhalb des kundeneigenen Netzes sind zu berücksichtigen. Die Einstellungen des Eigenschutzes der neu zu zertifizierenden Erzeugungseinheiten sind zu bewerten. Beim Nachweis ist ausdrücklich auf Hilfsaggregate/-einrichtungen zu achten.

11.4.8.2 Polrad-/Netzpendelungen

Bei Typ-1-Anlagen ist nachzuweisen, dass die im Einheitenzertifikat für die jeweilige Erzeugungseinheit verwendete Impedanz der Maschinentransformatoren bei der tatsächlichen Betriebsmittelauswahl im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage nicht überschritten wird.

Bei Typ-2-Anlagen ist diese Anforderung im Rahmen der erfolgreichen Prüfung der dynamischen Netzstützung mit dem Einheitenzertifikat erfüllt.

11.4.9 Nachweis der Inselbetrieb und der Teilnetzbetriebsfähigkeit

Inselbetrieb

Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, ob die Erzeugungsanlage inselfähig ist und ob das Betriebskonzept der Kundenanlage vorsieht, dass die Kundenanlage bei Netzfehlern in einen Inselbetrieb übergeht.

Im Fall eines geplanten Inselbetriebs der Erzeugungsanlage sind Details der praktischen Prüfung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren und während der Inbetriebsetzungsphase zu testen und zu dokumentieren.

Teilnetzbetriebsfähigkeit

Der Nachweis der Teilnetzbetriebsfähigkeit ist nur dann erforderlich, wenn der Verteilnetzbetreiber diese Eigenschaft fordert.

In diesem Fall ist zu prüfen, dass der Anlagenbetreiber den frequenzabhängigen Modus der Erzeugungseinheiten aktivieren kann. Die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz (siehe 11.2.8) muss weiterhin sichergestellt sein. Das Betriebskonzept ist darauf zu prüfen, ob eine Absenkung der Einspeisung auf 55 % der installierten Leistung erreicht werden kann und hierbei keine Netztrennung erfolgt.

11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit

Es ist auszuweisen, ob die Erzeugungsanlage schwarzstartfähig ist.

Im Fall einer Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungsanlage sind Details der praktischen Prüfung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren, während der Inbetriebsetzungsphase zu testen und zu dokumentieren. Dabei ist mindestens nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage ausgehend vom ausgeschalteten Zustand (kalt, entsprechend Herstellerangaben) ohne externe elektrische Energieversorgung hochgefahren werden kann und den Netztransformator unter Spannung setzen kann.

11.4.11 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

Für das Anlagenzertifikat muss die Erfüllung der Anforderungen aus 10.2.2 am Netzanschlusspunkt nachgewiesen werden. Der Nachweis erfolgt auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate sowie der Kennwerte der weiteren Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (z. B. Kabel, Transformatoren) unter der Berücksichtigung der Position der Stufenschalter der Maschinentransformatoren sowie der Umsetzung der Regelung (u. a. Berücksichtigung der Messpunkte für die Führungsgrößen der Regelung) rechnerisch. Die zugrunde gelegte Stellung der Maschinentransformatoren, das zugrunde gelegte Regelungskonzept sowie die Reglersollspannung U_{MS} sind auszuweisen. Im Anlagenzertifikat muss je ein PQ -Diagramm für 96 kV, 103 kV, 110 kV, 120 kV und 127 kV am Netzanschlusspunkt mit dem maximalen Vermögen der Erzeugungsanlage dargestellt und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.2 bewertet werden. In den PQ -Diagrammen sind mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %, 10 %, 20 %, 90 % und 100 % der installierten Wirkleistung P_{inst} konkret auszurechnen. Bei Typ-1-Anlagen und auch bei Typ-2-Anlagen (soweit diese über eine technische Mindestleistung verfügen) können die Wirkleistungsstufen unterhalb der technischen Mindestleistung entfallen. In diesem Fall ist die Blindleistungsbereitstellung bei der Mindestleistung zu prüfen.

Weiterhin ist der Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt bei Betrieb der Erzeugungsanlage im Bereich zwischen 0 und $0,10 P_{inst}$ auszuweisen und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen in 10.2.2.3 zu bewerten. Ein über den Blindleistungsbetrag von $0,05 P_{inst}$ im untererregten Bereich bzw. $0,00 P_{inst}$ hinausgehender Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlage (z. B. STATCOM-Funktion) ist zulässig.

Im Anlagenzertifikat ist weiterhin auszuweisen, ob die Anforderungen am Netzanschlusspunkt ohne zusätzliche Komponenten erfüllt werden können, oder ob solche Komponenten erforderlich sind. Wenn zusätzliche Komponenten erforderlich sind, ist die maximale Spannungsänderung bei deren Ein- und Ausschalten zu berechnen und mit der Anforderung in 5.4.2 zu vergleichen und zu bewerten. Für Komponenten nach 11.3 muss ein Komponentenzertifikat vorliegen.

Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung ist inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen (z. B. Netzbetreiber \leftrightarrow Erzeugungsanlagen-Regler \leftrightarrow Erzeugungseinheit; Messpunkte für die Regelung) schematisch darzustellen und zu bewerten. Es ist nachzuweisen, dass mit den ausgewählten Betriebsmitteln, den gewählten Messpunkten für die Eingangsgrößen der Regelung und den Übertragungstrecken die maximale Toleranz für den stationären Zustand von $\pm 2 \% P_{AV,E}$ bzw. $\pm 4 \% P_{AV,E}$ bei Leistungen $< 10 \% P_{AV,E}$ zwischen Blindleistungs-Istwert und -Sollwert am Netzanschlusspunkt eingehalten werden kann.

Es ist weiterhin darzustellen, dass das vom Netzbetreiber aus dieser VDE-Anwendungsregel geforderte Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung durch die Erzeugungsanlage realisiert werden kann und eine Umstellung auf die anderen Verfahren aus dieser VDE-Anwendungsregel grundsätzlich möglich ist. Gibt der Netzbetreiber mehrere anzuwendende Verfahren vor, so gilt diese Anforderung für alle vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren.

Wird das Verfahren $Q(U)$ -Kennlinie vom Netzbetreiber vorgegeben, ist die Einhaltung der geforderten Einstellbereiche des Spannungstotbands und der Kennliniensteigung (soweit nicht bereits Komponenten-zertifikat des EZA-Regler erfolgt) sowie das Schwingungsverhalten der vorgegebenen Kennlinie innerhalb der Erzeugungsanlage zu bewerten.

ANMERKUNG Die Bewertung des Schwingungsverhaltens mit anderen Erzeugungsanlagen obliegt dem Netzbetreiber.

Es ist die Betriebsweise der Erzeugungsanlage bei vollständigem oder teilweisem Ausfall der Regelung innerhalb der Erzeugungsanlage (z. B. Ausfall des Erzeugungsanlagen-Reglers) und bei vollständigem oder teilweisem Ausfall der Fernwirkverbindung zum Netzbetreiber auszuweisen und zu bewerten.

Bezüglich des Regelverhaltens ist anhand der validierten Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und Komponenten zu bewerten, inwieweit die Erzeugungsanlage einen Blindleistungssprung von maximal geforderter untererregter auf maximal geforderte übererregter Blindleistungseinspeisung innerhalb der geforderten Zeiten nach 10.2.2.4 erreicht. Die Zeitvorgabe ist dem Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.7 zu entnehmen. Außerdem ist die Erfüllung der Anforderungen an die Regelgenauigkeit, Anschwingzeit, Einschwingzeit und Überschwingweite nach 10.2.2.4 und Abschnitt C.2 nachzuweisen.

Es ist auszuweisen und zu bewerten, dass die Erzeugungsanlage neue Blindleistungssollwerte innerhalb von maximal 4 Minuten anfährt. Außerdem muss bei Umschaltung zwischen den Regelverfahren der neue Sollwert nicht schneller als das geforderte Übertragungsverhalten und nicht langsamer als in 4 Minuten erreicht werden. Dabei ist die im Einheitenzertifikat und im Komponentenzertifikat für den EZA-Regler ausgewiesene Dynamik zu berücksichtigen.

Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- bzw. Spannungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten und am Netzanschlusspunkt sind im Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikats nach 11.4.17 durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.

Bei der Erweiterung einer vorhandenen Erzeugungsanlage um weitere Erzeugungseinheiten gelten die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung anteilig am Netzanschlusspunkt nach Gleichung (18).

$$Q_{vb, \text{antellig; NAP}} = Q_{vb, \text{gefordert}} * \frac{\sum_i^{N_{\text{neu}}} R_{\text{binst}, i}}{\sum_j^{N_{\text{ges}}} R_{\text{binst}, j}} \quad (18)$$

Darin bedeuten:

- $Q_{vb, \text{antellig, NAP}}$ = anteilig am Netzanschlusspunkt geforderte verfügbare Blindleistung Q_{vb} , wenn eine zu erweiternde Erzeugungsanlage sowohl aus neu errichteten als auch aus bestehenden Erzeugungseinheiten besteht
- $Q_{vb, \text{gefordert}}$ = die nach 10.2.2 geforderte verfügbare Blindleistung Q_{vb} , wenn eine zu erweiternde Erzeugungsanlage ausschließlich aus neu errichteten Erzeugungseinheiten bestehen würde
- $\sum N_{\text{neu}} R_{\text{binst}}$ = Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung aller neu zu errichtenden Erzeugungseinheiten
- $\sum N_{\text{ges}} R_{\text{binst}}$ = Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung der gesamten Erzeugungsanlage

Für den Nachweis ist die gesamte Erzeugungsanlage mit allen vorhandenen und neuen Erzeugungseinheiten vollständig abzubilden. Der Nachweis ist mindestens bei Betrieb der Erzeugungsanlage bei U_n am Netzanschlusspunkt zu erbringen. In den P/Q -Diagrammen sind mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %, 10 %, 20 %, 90 % und 100 % der installierten Wirkleistung P_{inst} konkret auszurechnen.

Die Berechnungsgrundlage bilden die spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der EZA_{alt} (Q_{vb} , EZA_{alt} , Netzanschlusspunkt) und der EZA_{neu} durch den Netzbetreiber (nach Netzbetreiber-Abfragebogen). Liegen keine spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der EZA_{alt} vom Netzbetreiber vor, ist deren reales Verhalten als Anforderung zugrunde zu legen.

Der Nachweis erfolgt in folgenden Schritten:

- 1) Ermittlung der Anforderung für die EZA_{alt} (ohne neue Anlagen);
- 2) Ermittlung der anteiligen Blindleistungsanforderung nach Gleichung (12) für die EZA_{neu} (ohne vorhandene Erzeugungseinheiten);

- 3) Bestimmung der Blindleistungsanforderung an die EZA_{ges} durch punktweise Addition der Anforderungen aus 1) und 2);
- 4) Bestimmung des Blindleistungsvermögens der gesamten Erzeugungsanlage und Vergleich mit 3).

Bei Mischanlagen ist aufzuzeigen, wie die Anforderungen der Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt nach 10.2.2.6 erfüllt werden. Bei allen diesbezüglichen Berechnungen wird dabei nur die direkte Leitung mit den dazugehörigen Hauptkomponenten (Transformatoren) zwischen dem Netzanschlusspunkt und der Erzeugungsanlage/Erzeugungseinheit berücksichtigt. Die an das Kundennetz angeschlossenen Lasten und Kompensationsanlagen, die nicht dem Betrieb der Erzeugungsanlage zuzuordnen sind, sind im Nachweisprozess zu vernachlässigen. Es ist dabei jedoch aufzuzeigen, dass die Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage nicht durch eine entgegenstehende Regelung des Bezugssteils der Kundenanlage nachteilig beeinflusst werden.

11.4.12 Dynamische Netzstützung

11.4.12.1 Allgemeines

Der Nachweis des Verhaltens der Erzeugungsanlage erfolgt durch Berechnung anhand der validierten Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und Komponenten.

Dabei sind Spannungserhöhungen durch die Blindstromeinspeisung der dynamischen Netzstützung auf $> 110 \% U_n$ am Netzanschlusspunkt auszuweisen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Sofern diese Überschreitungen länger als 50 ms auftreten, ist dies mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Ferner sind mögliche Auswirkungen eines untererregten Betriebs der Erzeugungsanlage auf die Funktionsweise des $Q-U$ -Schutzes aufzuzeigen und mögliche Alternativen darzustellen.

Eine möglicherweise festgestellte Auslösung des $Q-U$ -Schutzes stellt dabei kein Fehlverhalten der Erzeugungsanlage dar.

ANMERKUNG Da die Blindstromstützung im Fehlerfall gemäß Sollverhalten relativ zu dem vor dem Fehler eingespeisten Blindstrom erfolgt, kann es bei flachen Spannungseinbrüchen verbunden mit einem untererregtem Betrieb vor dem Fehler zu einer Auslösung des $Q-U$ -Schutzes kommen. Dieses Verhalten ergibt sich bereits aus den Anforderungen zur Blindstromeinspeisung in Verbindung mit den Spezifikationen des $Q-U$ -Schutzes. Eine Auslösung im Fehlerfall ist somit bei bestimmten Randbedingungen zu erwarten und stellt kein Fehlverhalten der Erzeugungsanlage dar.

Bei Typ-2-Anlagen ist zu ermitteln, ob es bei dem vom Netzbetreiber vorgegebenen k -Faktor zu einer Auslösung des $Q-U$ -Schutzes kommen kann. Hierzu ist die Berechnung mit einem symmetrischen Spannungseinbruch auf einen Wert zwischen $70 \% U_n$ und $80 \% U_n$, einer Wirkleistungseinspeisung zwischen 20% und $30 \% P_{\text{inst}}$ und der vom Netzbetreiber geforderten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt durchzuführen. Der Netzbetreiber muss über den Netzbetreiber-Abfragebogen (E.9) angeben, ob im Fall einer festgestellten Auslösung der k -Faktor angepasst werden soll oder nicht. Sofern der Netzbetreiber keine Angabe macht, ist der k -Faktor nicht anzupassen. Sollte eine Anpassung notwendig und vom Netzbetreiber vorgegeben sein, sind alle dynamischen Simulationen mit dem angepassten k -Faktor durchzuführen.

Der Nachweis des Durchfahrens von Mehrfachfehlern erfolgt im Einheiten- und Komponentenzertifikat.

Die nachfolgend genannten Berechnungen von Spannungseinbrüchen und Spannungserhöhungen sind für Fehler in der Spannungsebene des Netzanschlusspunkts (Fehler im gleichen Netz) und für Fehler in der nächsthöheren Spannungsebene (Fehler im vorgelagerten Netz) durchzuführen.

In Netzen mit Erdschlusskompensation sind einpolige Fehler nicht zu betrachten.

Die in 10.2.3.3 aufgeführte Grenze der Kurzschlussleistung nach einem Netzfehler für Typ-2-Anlagen ist im Rahmen der Nachweisführung nicht zu berücksichtigen.

11.4.12.2 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 1

Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung von 100 % U_n auf jeweils einen Wert zwischen 95 % U_n und 90 % U_n , 70 % U_n und 80 % U_n , 45 % U_n und 60 % U_n , 20 % U_n und 30 % U_n sowie für kleiner 5 % für mindestens eine Dauer nach der Grenzlinie aus Bild 11 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

Die Simulationen der Spannungseinbrüche sind mit einer Vorfehlerspannung von 95 % U_n und maximal untererregter Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage durchzuführen.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen Spannungssprung von 100 % U_n auf 105 % U_n , und von 110 % U_n auf 120 % U_n (bei Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ab dem 01.01.2021 auf 125 % U_n) mit der Dauer von jeweils 5 Sekunden rechnerisch nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-Spannung von 100 % U_n auf 110 % U_n (bei Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ab dem 01.01.2021 auf 115 % U_n) mit einer Dauer von 5 Sekunden rechnerisch nachzuweisen. Die Toleranz darf bei diesen Spannungssprüngen maximal ± 2 % U_n betragen.

ANMERKUNG 1 Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch).

Die Simulationen der Spannungserhöhungen sind bei maximaler übererregter Blindleistungsbereitstellung durchzuführen.

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Die Bedingung gilt als erfüllt, wenn der Polradwinkel nicht mehr als 130° voreilt. In diesem Falle müssen im Nachweisverfahren keine weiteren Sicherheitsabschläge und Variationen in den Parametern berücksichtigt werden, wie zum Beispiel die Toleranzaufschläge für die Parameter bei der Modellübertragung.

Alternativ darf der Stabilitätsnachweis mit Sicherheitsabschlägen und Parametervariationen durchgeführt werden, wobei die Erzeugungsanlage stabil am Netz bleiben muss (die Auslenkung muss für alle Parametervariationen immer kleiner als 180° sein). Das Einregeln des Polradwinkels muss für alle Fälle gedämpft verlaufen. Dabei ist das Verhältnis der dritten positiven Auslenkung des Polradwinkels (gegenüber dem stationären Vorfehlerwert) zur zweiten positiven Auslenkung (gegenüber dem stationären Wert) bei den FRT-Simulationen auszuwerten und im Nachweisverfahren anzugeben. Die Auslenkung muss kleiner werden. Die Auswertung erfolgt bei der vorhandenen anteiligen Netzkurzschlussleistung.

ANMERKUNG 2 Zur Definition Polradwinkel: Für den simulativen Stabilitätsnachweis wird die betragsmäßige Winkeldifferenz zwischen dem Momentanwert des (elektrischen) Polradwinkels und dem stationären Polradwinkel bei Leerlauf (jeweils bezogen auf den Referenzphasenwinkel des Netzes) herangezogen.

Eigenschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die damit verbundene Spannungserhöhung auslösen.

Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstroms über der Zeit für die oben aufgeführten Fehlerfälle darzustellen.

Der Nachweis der Erfüllung der Anforderungen an den Spannungsregler nach 10.2.3.2 erfolgt mit dem Komponentenzertifikat, sofern der Spannungsregler nicht im Einheitenzertifikat berücksichtigt ist.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich des Verbleibs der Erzeugungsanlage am Netz ist bei einer Netzspannung im Spannungsband ± 15 % U_n über 60 Sekunden auszuweisen und zu bewerten.

11.4.12.3 Dynamische Netzstützung für eine Erzeugungsanlage des Typs 2

Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung von 100 % U_n auf jeweils einen Wert zwischen

95 % U_n und 90 % U_n , 70 % U_n und 80 % U_n , 45 % U_n und 60 % U_n , 20 % U_n und 30 % U_n sowie für kleiner 5 % für mindestens eine Dauer nach der Grenzlinie aus Bild 12 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen Spannungssprung von 100 % U_n auf 105 % U_n , und von 110 % U_n auf 120 % U_n (bei Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ab dem 01.01.2021 auf 125 % U_n) mit der Dauer von jeweils 5 Sekunden rechnerisch nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-Spannung von 100 % U_n auf 110 % U_n (bei Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ab dem 01.01.2021 auf 115 % U_n) mit einer Dauer von 5 Sekunden rechnerisch nachzuweisen. Die Toleranz darf bei diesen Spannungssprüngen maximal ± 2 % U_n betragen.

ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch).

Die Berechnungen sind mit einer Blindleistung vor Fehlereintritt von $Q = 0$ sowie mit der vom Netzbetreiber geforderten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt und übererregt durchzuführen.

Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Eigenschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die damit verbundene Spannungserhöhung auslösen.

Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstroms über der Zeit für die oben genannten Fehlerfälle darzustellen. Weiterhin ist der sich am Netzanschlusspunkt ergebende k -Faktor auszuweisen und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.3 und dem Netzbetreiber-Abfragebogen zu bewerten.

Sofern der Netzbetreiber eine Vorgabe zum k -Faktor macht und die Berechnungen zeigen, dass an den Erzeugungseinheiten ein höherer k -Faktor als 6 einzustellen wäre, ist es ausreichend, einen k -Faktor von 6 an den Erzeugungseinheiten einzustellen, sofern diese eine Einstellung eines höheren k -Faktors nicht zulassen.

Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Netz ist bei einer Netzspannung im Spannungsband ± 15 % U_n über 60 Sekunden auszuweisen und zu bewerten.

Der Nachweis der Steigerung des Wirkstroms der Erzeugungsanlage nach Fehlerende ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen.

Es ist zu ermitteln, ob die Spannungsverhältnisse an den Klemmen der Erzeugungseinheiten im Normalbetrieb der Erzeugungsanlage eine ausreichend große Spannungsdifferenz zu den Kriterien des Fehlerbeginns (Spannungen $> 1,1 U_{MS}$ bzw. $< 0,9 U_{MS}$) aufweisen. Ist das nicht der Fall, sind die Grenzen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zu verschieben.

11.4.12.4 Dynamische Netzstützung direkt gekoppelte Asynchrongenerator

Sofern eine Erzeugungsanlage eine Leistung größer 950 kW aufweist und in dieser Erzeugungsanlage direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis mit statorseitig mit schaltbaren Kompensationseinrichtungen ausgerüstet sind, ist Folgendes für diesen Anlagentyp zusätzlich nachzuweisen:

- Während des Netzfehlers bei den in 11.4.12.3 geforderten Spannungseinbrüchen ist ein untererregter Zustand nicht zulässig.
- Während des Netzfehlers bei den in 11.4.12.3 geforderten Spannungserhöhungen ist ein übererregter Zustand nicht zulässig.
- Die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) müssen spätestens 300 ms nach Fehlerklärung abgeklungen sein.

Weiterhin ist im Anlagenzertifikat nachzuweisen, dass die Kondensatoren bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt größer $1,1 U_n$ unverzüglich abgeschaltet werden. Es ist zu überprüfen, dass die eingestellte

Aktivierungszeit der Kondensatoren der Vorgabe des Netzbetreibers und der Einstellbereich der Vorgabe aus 10.2.3.3 entsprechen. Dabei ist in isolierten und gelöscht betriebenen Netzen die Leiter-Leiter-Spannung auszuwerten, in geerdeten Netzen die Leiter-Erde-Spannung.

11.4.13 Wirkleistungsabgabe

Der Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zum Leistungsgradienten am Netzanschlusspunkt bei Zuschaltung der Erzeugungsanlage, Sollwertvorgaben durch Dritte und beim Netzsicherheitsmanagement nach 10.2.4.1 bezüglich

- Erhöhung und Verringerung der Wirkleistung je Zeiteinheit;
- gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung und -reduzierung

ist im Anlagenzertifikat zu erbringen. Ggf. zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber vereinbarte abweichende Leistungsgradienten sind zu berücksichtigen. Es ist auszuweisen, ob die Umsetzung der Gradienten auf Ebene der Erzeugungseinheiten oder auf Ebene der Erzeugungsanlage erfolgt. Die Einstellbereiche der Gradienten der Erzeugungseinheiten sind zu prüfen und zu bewerten. Die Angaben aus dem Einheitenzertifikat sind dabei zu verwenden.

Bei Umsetzung der Gradienten auf Ebene der Erzeugungsanlage ist das Kommunikationskonzept (Sollwert durch Dritten/durch Netzbetreiber ↔ Erzeugungsanlagen-Regler ↔ Erzeugungseinheit) zu bewerten.

Ebenfalls sind in diesem Zuge die Einstellbereiche der Gradienten bzw. das vorgegebene Konzept zur Umsetzung der Anforderungen an die Gradienten zu bewerten.

Beim Einsatz von Speichern ist das Konzept zur Umsetzung der technisch-bilanziellen Anforderungen (siehe 8.10.2) darzustellen und zu bewerten.

Weiterhin ist das Konzept zur Umsetzung der Priorisierungsanforderungen aus 8.1 für die Erzeugungsanlage zu bewerten.

11.4.14 Netzsicherheitsmanagement

Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten die Anforderungen am Netzanschlusspunkt erfüllt werden. Das Konzept zur Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe ist inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen und der zugehörigen Laufzeiten (z. B. Netzbetreibersollwert ↔ Erzeugungsanlagen-Regler ↔ Erzeugungseinheit) schematisch darzustellen. Bei Mischanlagen ist das zugehörige Mess- oder Fernsteuerkonzept auszuweisen und zu plausibilisieren. Eine Umsetzung der Leistungsreduzierung direkt an den Erzeugungseinheiten in Mischanlagen ist dabei zur Erfüllung der Anforderung ausreichend. Dann kann die Bewertung an einem Messpunkt innerhalb des Kundennetzes erfolgen.

Das Konzept zur Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe bei zeitlich sich überschneidenden Wertevorgaben durch den Netzbetreiber und durch Dritte (z. B. Direktvermarkter) ist darzustellen und zu bewerten. Es ist jeweils die betragsmäßig kleinste Wirkleistungsvorgabe durch die Erzeugungsanlage umzusetzen.

Weiterhin ist zu überprüfen, dass die Wirkleistungsschnittstellen für den Netzbetreiber und für Dritte getrennt ausgeführt werden und die Aufrufe durch den Netzbetreiber und durch Dritte für mindestens 18 Monate mit Zeitpunkt, Dauer und Höhe der vorgegebenen Wirkleistung für die Erzeugungsanlage archiviert werden.

Der Nachweis der Umsetzung einer Leistungsvorgabe des Netzbetreibers für die Erzeugungsanlage im Bereich $0 \% P_{b\text{ inst}}$ bis $100 \% P_{b\text{ inst}}$ mit einer Auflösung von 1- %-Schritten ist im Zuge der Erstellung des Anlagenzertifikats zu erbringen.

Darüber hinaus ist die technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage auszuweisen, bei der die Erzeugungsanlage noch am Netz verbleiben kann.

Im Anlagenzertifikat ist weiterhin die theoretisch zu erwartende Regelabweichung der Wirkleistung bei Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt auszuweisen und zu bewerten.

11.4.15 Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)

Der Nachweis ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen.

11.4.16 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage

Aus den Angaben der Einheitenzertifikate zu den Kurzschlussstrombeiträgen der Erzeugungseinheiten, den Impedanzen zwischen den Erzeugungseinheiten und dem Netzanschlusspunkt und der Parametrierung der Erzeugungseinheiten hinsichtlich Blindstrombeitrag im Fehlerfall ist die Höhe des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage für symmetrische und unsymmetrische Fehler bei Fehlereintritt am Netzanschlusspunkt mittels Berechnung nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** nach folgenden Maßgaben für folgende Größen auszuweisen:

- Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' ;
- Stoßkurzschlussstrom i_p ;
- Dauer-Kurzschlusswechselstrom I_{kE} .

11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

Im Rahmen des Anlagenzertifikats ist das gesamte Schutzkonzept der Erzeugungsanlage zu überprüfen. Die Vorgaben des Netzbetreibers für die Kurzschlusschutz- und Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers, die relevanten Einstellungen der Netzschutzeinrichtungen sowie der Eigenschutz der Erzeugungsanlage bzw. -einheit müssen berücksichtigt sein. Darüber hinaus ist zu beachten, dass aus den Einstellvorgaben für die Entkopplungsschutzeinrichtungen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit keine Anforderungen an das Vermögen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und der dynamischen Netzstützung abgeleitet werden können.

Es ist nachzuweisen, dass

- die vom Netzbetreiber vorgegebenen Kurzschluss- und Entkopplungsschutzfunktionen vorgesehen sind und die entsprechenden Werte eingestellt werden können, wobei das Übersetzungsverhältnis der Maschinentransformatoren bei der Bewertung der Einstellbarkeit der Schutzfunktionen zu berücksichtigen ist;
- ein durchgängiges Reserveschutzkonzept für die Erzeugungsanlage vorgesehen wurde;
- der Eigenschutz der Erzeugungseinheiten und die weiteren nicht durch den Netzbetreiber vorgegebenen Schutzeinrichtungen (z. B. Überstromzeitschutz an den Maschinentransformatoren) nicht die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und der dynamischen Netzstützung der Erzeugungsanlage unterlaufen;
- sprunghafte Spannungsänderungen nach **10.2.3** nicht zu einer Auslösung des Schutzes an der Erzeugungseinheit führen;
- für alle Kurzschlusschutz- und Entkopplungsschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Vorrichtungen wie z. B. Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von Drähten zu ermöglichen (der Nachweis der Prüfklemmenleisten an den Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen);
- die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie versorgt werden (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen);
- ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt zum unverzügerten Auslösen des Leistungsschalters führt (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen);

- die Funktionsfähigkeit der Schutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration (z. B. automatische Spannungsregelung Netztransformator, Stufung Maschinentransformatoren) sichergestellt ist;
- die folgenden Überwachungsfunktionen für die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt vorgesehen sind und bei Ansprechen zum Auslösen des zugeordneten Schalters führen: Selbstüberwachung der Schutzeinrichtungen (Life-Kontakt); Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten Entkopplungsschutz; Ausfallerkennung der Steuerspannung für die Auslösung des Leistungsschalters;
- die Funktionsfähigkeit der Schutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration (z. B. automatische Spannungsregelung Netztransformator, Stufung Maschinentransformatoren) sichergestellt ist;
- die vorgesehenen Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt die geforderten Genauigkeiten (z. B. hinsichtlich Rückfallverhältnis und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen);
- im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten, dieser autark von Steuerungsfunktionen arbeitet (nur soweit diese Anforderung im Einheitenzertifikat nicht ausgewiesen wurde, ansonsten reicht der Bezug auf das Einheitenzertifikat);
- die Funktionsfähigkeit der Entkopplungsschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheiten bzw. des zwischengelagerten Schutzes, einschließlich notwendiger Hilfseinrichtungen, in dem in Bild 4 geforderten Spannungsbereich (der sich auf den Netzanschlusspunkt bezieht) unter Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration (z. B. Stufung Maschinentransformator) sichergestellt ist;
- der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette) im Rahmen der Einheitenzertifizierung bereits erfolgt ist. Andernfalls muss diese Prüfung im Rahmen der Inbetriebsetzung nach 11.5 erfolgen;
- der $Q(U)$ -Schutz mit den vorgesehenen Schutzeinrichtungen und den vorgesehenen Strom- und Spannungswandlern entsprechend den Anforderungen nach 10.3.4.4 realisiert ist.

Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten bzw. am zwischengelagerten Schutz sind im Rahmen der Erstellung des Anlagenzertifikats durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten. In Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist die Schutzeinstellung ggf. anzupassen. Die Schutzeinstellung darf dabei die Anforderungen hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung nicht einschränken (siehe auch 11.4.11).

Außerdem sind die Schutzeinstellwerte am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten bzw. am zwischengelagerten Schutz für den gesamten, vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungsbereich bei Erreichen der Spannungsbandgrenzen (93,5 kV und 127 kV) am Netzanschlusspunkt zu bewerten.

Ferner sind mögliche Auswirkungen eines untererregten Betriebs der Erzeugungsanlage auf die Funktionsweise des $Q-U$ -Schutzes darzustellen und zu bewerten (siehe auch 11.4.12).

11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

Es ist im Anlagenzertifikat nachzuweisen, dass

- a) eine Zuschaltung der Erzeugungsanlagen und der Erzeugungseinheiten möglich ist, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt zwischen 90 % U_n und 110 % U_n (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 47,5 Hz und 51 Hz liegt, wobei die Erzeugungseinheiten die Fähigkeit aufweisen müssen, in diesem gesamten Spannungs- und Frequenzbereich zuschalten zu können und bei ausreichendem Primärenergiedargebot auch in der Lage sein müssen, Leistung in das Netz einzuspeisen;
- b) eine automatische Wiederzuschaltung der Erzeugungsanlage nach Auslösung des Kurzschluss- oder Entkopplungsschutzes in der Übergabestation nicht erfolgt;
- c) eine Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheiten nach Auslösung des Entkopplungsschutzes an der Erzeugungseinheit nur dann erfolgt, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt mindestens 95 % U_n

beträgt (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt;

- d) bei Vorliegen der Voraussetzungen nach c) eine Verzögerungszeit für die Wiedereinschaltung zwischen 0 Minuten und 30 Minuten einstellbar ist.

ANMERKUNG Die Bewertung der Leistungssteigerung am Netzanschlusspunkt nach Zuschaltung oder Wiedereinschaltung entsprechend der Vorgaben nach 10.2.4 ist bereits in 11.4.13 beschrieben.

Für die Zuschaltung und Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheit nach Schutzauslösung ist die Auswertung der Frequenz netzseitig am Leistungsschalter der Erzeugungseinheit maßgeblich (nicht notwendigerweise am Netzanschlusspunkt). Die Auswertung der Spannung muss am Netzanschlusspunkt erfolgen. Insofern ist im Anlagenzertifikat auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten die Einbindung der Spannung in das Schaltkonzept der Erzeugungseinheiten erfolgt.

Bei der Zuschaltung von direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongeneratoren und doppelt gespeisten Asynchronmaschinen ist im Anlagenzertifikat ein entsprechendes Konzept zur Synchronisierung auszuweisen und es sind die konkreten Synchronisierungsbedingungen für Δu , Δf und $\Delta \varphi$ zu benennen.

Wenn die Einhaltung der Anforderungen a), c) und d) bereits im Einheitszertifikat oder im Komponenten-zertifikat des EZA-Reglers nachgewiesen wurde, müssen diese Anforderungen nicht mehr im Anlagen-zertifikat bewertet werden. Es reicht ein Verweis auf das Einheitszertifikat bzw. auf das Komponenten-zertifikat. Die Einhaltung der Anforderung b) ist in jedem Fall im Anlagenzertifikat zu bewerten.

11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb

Der Test ist erfolgreich bestanden, wenn die Erzeugungsanlage

entweder

- erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für 2 Stunden nachgewiesen wurde und anschließend die Resynchronisierung erfolgreich abgeschlossen wurde

oder

- innerhalb von höchstens 15 Minuten nach Wiedereinschalten die Wirkleistungseinspeisung wieder aufgenommen hat.

Der Test wird bei $P_{AV,E}$ im Blindleistungsarbeitspunkt entsprechend der aktuellen Betriebsvorgabe des Netzbetreibers nach 10.2.2.4 durchgeführt.

Auf diesen Nachweis kann verzichtet werden, wenn diese Funktion im Zuge der Einheitszertifizierung für alle verbauten Erzeugungseinheiten nachgewiesen wurde.

11.4.20 Anforderungen an Regelleistungsbereitstellung

Die Einhaltung der Anforderungen an die Bereitstellung von Primärregelleistung ist im Einheitszertifikat nachzuweisen.

Die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage zur Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserve ist über den Nachweis nach 11.4.13 und 11.4.14 erbracht. Die korrekte Ausführung der Kommunikationsanbindung zum Netzbetreiber wird im Zuge der Präqualifikation geprüft.

11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Übergabestation

Im Anlagenzertifikat ist das Konzept der Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung in der Übergabestation nach 6.3.2 auszuweisen und zu bewerten.

Die Dimensionierung der Batterieanlagen muss so erfolgen, dass alle Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen für den Betrieb der Übergabestation inklusive der Zähl- und Messeinrichtungen mindestens 8 Stunden bei Ausfall der Netzspannung weiter betrieben werden können. Wesentlicher Bestandteil des Konzepts ist eine Berechnung des Hilfsenergiebedarfs, die Dimensionierung der Batterie und der Nachweis der maximalen Überbrückungszeit.

Bei Ausfall der Hilfsenergieversorgung für die Schutzeinrichtungen muss es zu einer Auslösung des Übergabeschalters (Leistungs-/Lasttrennschalters) kommen.

Es ist weiterhin zu überprüfen, dass der EZA-Regler aus einer Batterie-/USV-Anlage versorgt wird.

Erzeugungseinheiten

Die Nachweise der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung für mindestens 5 Sekunden und der unverzögerten Auslösung bei Ausfall der Hilfsenergie sind im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen. Beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen.

11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen

Die Einhaltung der Anforderungen wird im Einheitenzertifikat im Abschnitt dynamische Netzstützung nachgewiesen.

11.4.23 EZA-Modell und Genauigkeit

Für die Berechnungen/Simulation im Zuge der Anlagenzertifizierung sind die validierten Modelle nach [11.2.6](#) und [11.3.6](#) zu verwenden.

Soweit der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage verlangt, ist ein Modell nach [10.6](#) zu erstellen und die Genauigkeit gegenüber dem nach [11.4](#) für die Anlagenzertifizierung verwendeten Simulationsmodell auszuweisen. Wenn erforderlich, können die nach [10.6.2](#) geforderten Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden.

11.4.24 Nachtrag zum Anlagenzertifikat

Ergeben sich bei der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage Abweichungen zum Anlagenzertifikat (z. B. andere tatsächlich verbaute Kabellängen und -querschnitte, andere Stufung der Maschinentransformatoren usw., siehe [11.4](#)) ist die Einhaltung der Anforderungen dieser Anwendungsregel durch einen Nachtrag zum Anlagenzertifikat nachzuweisen.

11.5 Inbetriebsetzungsphase

11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation

Die Inbetriebsetzung erfolgt nach [4.3](#).

Mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll der Übergabestation (siehe [E.5](#)) wird unter anderem bestätigt, dass die Übergabestation der Ausführungsplanung und den Vorgaben des Netzbetreibers entspricht. Wesentliche Bestandteile des Inbetriebsetzungsprotokolls sind auch die darin aufgeführten weiterführenden Protokolle und Nachweise (z. B. Schutzprüfprotokolle).

Im Zuge der Inbetriebsetzung der Übergabestation ist die Prüfung des übergeordneten Entkopplungsschutzes durchzuführen (siehe [4.2.5](#)). Folgende Überprüfungen sind erforderlich:

- Prüfung der Strom- und Spannungswandler;
- Vorhandensein und Anschaltung der Prüfklemmleiste;
- Funktionsprüfung der Schutzeinrichtung, vorzugsweise ist diese Prüfung mit Sekundärgrößen durchzuführen; Nachweis, dass die Einstellvorgaben aus dem Datenabfragebogen des Netzbetreibers [E.7](#) umgesetzt wurden;

- messtechnischer Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Prüfung der Gesamtwirkungskette);
- Prüfung des unverzügerten Auslösens des Kuppelschalters der Erzeugungsanlage bei Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen sowie Prüfung der Überwachungsfunktionen nach 6.3.3.3 und 10.3.1;
- Überprüfung der Dimensionierung der USV;
- Erstellung von Schutzprüfprotokollen.

11.5.2 Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten

Die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage erfolgt nach den in 4.4, Bild 1, dargestellten Phasen mit den dort aufgeführten Nachweisen. Die Untersetzung dieser Darstellung mit den konkret zu erfolgenden Prüfungen und Nachweisen erfolgt nach 11.5.2 bis 11.5.6.

Die Inbetriebsetzung der Übergabestation nach 4.3 ist Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der einzelnen Erzeugungseinheiten.

Über die Inbetriebsetzung jeder einzelnen Erzeugungseinheit ist durch den Anlagenbetreiber ein Protokoll anzufertigen (in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten siehe Vordruck E.8). Das ausgefüllte Inbetriebsetzungsprotokoll verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist zum Nachweis der durchgeführten Prüfungen aufzubewahren. Dem Netzbetreiber ist eine Kopie auszuhändigen. Der Netzbetreiber entscheidet eigenständig, ob er an der vom Anlagenbetreiber terminierten Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten teilnimmt.

Mit der Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten ist der messtechnische Nachweis der Einstellwerte und Funktionsweise der Entkopplungs- und Kurzschlusschutzeinrichtungen (Schutzprüfung) inkl. des messtechnischen Nachweises der Gesamtausschaltzeit von Entkopplungsschutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette) und der Einstellungen entsprechend der Netzbetreibervorgaben in Verbindung mit den Angaben aus dem Anlagenzertifikat, insbesondere zur dynamischen Netzstützung zu erbringen. Sofern der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Entkopplungsschutz und Schaltgerät im Rahmen der Einheitenzertifizierung erbracht wurde, ist eine Funktionsprüfung im Rahmen der Inbetriebsetzung ausreichend, solange der gleiche Entkopplungsschutz und die gleichen Schaltgeräte verbaut wurden. Außerdem muss die Regelung der Wirkleistungsabgabe nach Vorgabe des Netzbetreibers mit Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit sichergestellt sein. Dazu ist vom Netzbetreiber eine Funktionsprüfung bis zum Empfangsgerät in der Kundenanlage und vom Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer vom Empfangsgerät bis zur Erzeugungseinheit vorzunehmen, so dass eine Leistungsreduzierung nachvollzogen werden kann.

Mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.8 wird bestätigt, dass die jeweilige Erzeugungseinheit den Vorgaben des Netzbetreibers und dem Anlagenzertifikat entspricht.

11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung

11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Bei der Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage handelt es sich insbesondere um Funktionsprüfungen, die erst durchgeführt werden können, wenn die gesamte Erzeugungsanlage in Betrieb ist. Hierzu gehören insbesondere die Prüfung der Wirkleistungssteuerung und der Blindleistungsregelung für die Erzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber.

Die Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage erfolgt nach Inbetriebsetzung der einzelnen Erzeugungseinheiten. Können einzelne Erzeugungseinheiten zeitlich erst deutlich nach den ersten Erzeugungseinheiten in Betrieb genommen werden (Zeitraum > 4 Wochen), erfolgen – in Abstimmung mit dem Netzbetreiber – trotzdem bereits die Prüfungen und Nachweise für die bis dahin errichtete Erzeugungsanlage. Gegebenenfalls müssen dann nach Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten Prüfungen wiederholt werden.

Ziel der Funktionsprüfungen ist der Nachweis der Funktionstüchtigkeit der gesamten Wirkungskette von der Übergabestation bis zur Erzeugungseinheit, die vom Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer vorgenommen wird. Es ist außerdem eine Funktionsprüfung von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers bis in die Übergabestation durch den Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer, gemeinsam mit dem Netzbetreiber vorzunehmen.

Zur Durchführung der Prüfungen an der Erzeugungsanlage sollten mindestens 20 % P_{inst} tatsächlich erzeugt werden.

Der Nachweis ist in Form eines gemeinsamen Funktionsprüfprotokolls Netzbetreiber/Anlagenbetreiber (Inbetriebsetzungsprotokoll der Erzeugungsanlage) zu dokumentieren. Alternativ kann der Netzbetreiber in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber die Funktionsprüfung eigenständig von fern durchführen und protokollieren. Der Anlagenbetreiber erhält eine Kopie des Protokolls.

ANMERKUNG Sollte bei der Inbetriebsetzung die Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber nicht möglich sein (z. B. keine Hardware vor Ort, schriftliche Absage der Prüfung durch den Netzbetreiber) ist dies zu dokumentieren. Wenn bei einer zu prüfenden Funktion keine Signalübertragung vom Netzbetreiber notwendig ist (z. B. $Q(U)$ -Kennlinie ohne fernwirktechnische Verschiebung der Referenzspannung), kann der Anlagenbetreiber in Absprache mit dem Netzbetreiber diese Funktion selbst prüfen und protokollieren.

Im Rahmen dieser Funktionsprüfungen ist nachfolgender Mindestumfang zu prüfen.

Wirkleistung

- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Vorgabe unterschiedlicher Befehle für die Wirkleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers (Vorgaben zur Leistungsreduzierung und zur Wiederfreigabe der Leistungseinschränkung); hierbei Auswertung der Betriebsmesswerte in der Erzeugungsanlage anhand von Messdaten beispielsweise aus dem EZA-Regler (bei fernwirktechnischer Anbindung der Übergabestation an das Netzleitsystem des Netzbetreibers, sollte der Netzbetreiber die Messwerte außerdem in seiner netzführenden Stelle Leitwarte dokumentieren und bestätigen);
- Die Funktionsprüfung wird für jeden Primärenergieträger gesondert durchgeführt (sofern an einer Übergabestation mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind);
- Prüfung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Prozessdatenumfangs (siehe [Tabelle C.2](#) und [E.7](#)).

Blindleistung

Es erfolgt ausschließlich die Prüfung der vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren für die Blindleistungsbereitstellung.

- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage
 - hinsichtlich der Einhaltung der vorgegebenen Kennlinie oder des vorgegebenen Festwerts; hierbei Auswertung aufgezeichneter Betriebsmesswerte über einen bestimmten Zeitraum (mindestens 7 Tage) anhand von Messdaten aus dem EZA-Regler;
 - auf veränderte Sollwertvorgaben durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers bei fernwirktechnischer Anbindung der Übergabestation an die netzführende Stelle des Netzbetreibers. Hierbei quantitative Auswertung der Betriebsmesswerte durch den Netzbetreiber;
 - auf die Umschaltung zwischen verschiedenen Verfahren der Blindleistungsbereitstellung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers. Hierbei quantitative Auswertung der Betriebsmesswerte (nur erforderlich, wenn der Netzbetreiber mehrere Verfahren vorgegeben hat und die Übergabestation fernwirktechnisch an die netzführende Stelle des Netzbetreibers angebunden ist);
- Prüfung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Prozessdatenumfangs (siehe [Tabelle C.2](#) und [E.7](#));
- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall des Vorgabewerts;
- Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall der Kommunikation zwischen zentralem EZA-Regler und der EZE.

Die Prüfungen zur Blindleistungsbereitstellung sind bei der zum Zeitpunkt der Prüfung vorhandenen Netzspannung durchzuführen.

Bei der Durchführung der Prüfungen ist vom Netzbetreiber darauf zu achten, dass die von ihm vorgegebenen Blindleistungsänderungen nicht zu Spannungsbandverletzungen führen.

Nachweis der (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit und der Schwarzstartfähigkeit

Bei entsprechendem Vermögen der Erzeugungsanlage sind mit dem Netzbetreiber die Details der praktischen Prüfung abzustimmen.

Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren

Die Beschreibung der zusätzlich erforderlichen Prüfungen erfolgt nach [11.6.3](#)

11.5.3.2 Inbetriebsetzungserklärung

Auf Basis der vorliegenden Inbetriebsetzungsprotokolle, ggf. ergänzt um Funktions- und Messprotokolle, erstellt der Anlagenbetreiber oder eine von ihm beauftragte qualifizierte Stelle (z. B. Gutachter, Hersteller, Betriebsführer, Inspektionsstellen) eine Inbetriebsetzungserklärung für die Erzeugungsanlage (siehe [E.9](#)). Die Inbetriebsetzungserklärung enthält eine vollständige Dokumentation der Inbetriebsetzung sowie der errichteten Erzeugungsanlage.

Die Inbetriebsetzungserklärung muss inhaltlich derart begründet und fachlich nachvollziehbar sein, dass der Zertifizierungsstelle (Aussteller der Konformitätserklärung) hinsichtlich der zu bestätigenden Einhaltung der Anforderung eine eigene Überprüfung ermöglicht wird.

In begründeten Fällen kann der Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung überprüft werden. Die Form und der Umfang der Überprüfung ist zwischen der Zertifizierungsstelle und dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die die Kompetenz und das Vertrauen in die ausgestellten Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

Im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung sind unter anderem die folgenden Punkte zu prüfen und zu dokumentieren und damit Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage:

- Vollständiges Übersichtsschaltbild der Erzeugungsanlage inklusive Kurzschlusschutz- und Entkopplungsschutzeinrichtungen und zugehörige Schaltgeräte.
- Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Softwarestände).
- Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer).
- Die tatsächlich verbauten Betriebsmittel der Erzeugungsanlage, z. B. Typ und elektrische Kenndaten der Transformatoren.
- Die Einstellungen der errichteten Erzeugungseinheiten und Komponenten auf Basis der Angaben aus dem Anlagenzertifikat und den Vorgaben aus dem Netzbetreiberabfragebogen (Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten und des EZA-Reglers, aus denen die Parametrierung hervorgeht; beispielhaft ist dies über einen Parameterauszug aus der jeweiligen Erzeugungseinheit oder des EZA-Reglers möglich) sowie Überprüfung der Stufenstellung der Maschinen-Transformatoren.
- Im Fall einer rechnerischen Überschreitung von Oberschwingungen/Zwischenharmonischen im Anlagenzertifikat ist der Zeitpunkt der Installation der Oberschwingungsmessung anzugeben (die Fristen nach [11.4.7.4](#) sind zu beachten).
- Funktionsprüfprotokolle und Messprotokolle zur Wirkleistungssteuerung und Blindleistungsregelung.
- Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten.
- Errichterbescheinigung des Anlagenerrichters, die bestätigt, dass die Erzeugungsanlage nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet und parametrierung wurde (in dem Fall, dass die Inbetriebsetzungserklärung durch den Hersteller der Erzeugungseinheiten erfolgt, kann eine Errichterbescheinigung entfallen).

Eine vollständige Liste der Prüfpunkte ist in [E.9](#) aufgeführt.

Die ausgefüllte Inbetriebsetzungserklärung verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist dem Netzbetreiber in Kopie auszuhändigen. Der Netzbetreiber stellt dem Anlagenbetreiber eine vorübergehende Betriebserlaubnis aus (siehe [E.14](#)).

11.5.4 Konformitätserklärung

Auf Basis des Anlagenzertifikats und der durch den Betreiber der Erzeugungsanlage bereitgestellten Inbetriebsetzungserklärung bestätigt eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte Zertifizierungsstelle die Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und den Vorgaben des Netzbetreibers (Dokumentenprüfung, siehe [E.10](#)). Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung unabhängig sein (4-Augen-Prinzip).

In begründeten Fällen kann der Ersteller der Konformitätserklärung überprüft werden. Die Form und der Umfang der Überprüfung ist zwischen den beteiligten Parteien abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die die Kompetenz und das Vertrauen in die ausgestellten Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

Im Rahmen der Konformitätserklärung sind die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen:

- Die Erzeugungsanlage (Erzeugungseinheiten, Komponenten und Betriebsmittel usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikats und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. Bei Abweichungen vom Anlagenzertifikat, sind diese im Rahmen der Konformitätserklärung von der Zertifizierungsstelle darzustellen und zu bewerten.
- Die in der Inbetriebsetzungserklärung ausgewiesenen Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage stimmen vollständig mit dem Anlagenzertifikat, Einheitenzertifikat(en) und Komponentenzertifikat(en) überein.
- Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die Umsetzung der dynamischen Netzstützung und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.
- Prüfung der Schutzprüfprotokolle.

Der Konformitätserklärung ist die Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage einschließlich zugehöriger Protokolle und Nachweise beizufügen.

Bei Abweichungen zwischen der errichteten Erzeugungsanlage und dem Anlagenzertifikat ist das EZA-Modell durch den Anschlussnehmer entsprechend anzupassen und dem Netzbetreiber neu zu übergeben. Details zur Erstellung einer erweiterten Konformitätserklärung im Einzelnachweisverfahren sind [11.6.3](#) und [11.6.4](#) zu entnehmen.

Für das Einreichen der Konformitätserklärung beim Netzbetreiber gelten folgende Fristen:

- 6 Monate nach Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage, jedoch spätestens
- 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.

Sofern eine Konformitätserklärung nicht fristgemäß beim Netzbetreiber eingereicht wird, erlischt die vorübergehende Betriebserlaubnis.

Sollte der Zeitraum von 6 Monaten nach Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage für die Übergabe der Konformitätserklärung nicht sichergestellt werden können, sind für entsprechende Bauabschnitte Anlagenzertifikate beim Netzbetreiber einzureichen und die Konformitätserklärungen dann ebenfalls bauabschnittsweise zu übergeben. Die Erweiterung bzw. Anpassung bestehender Anlagenzertifikate ist zulässig.

Der Nachweisprozess für die Errichtung der betriebsbereiten Erzeugungsanlage wird durch die Konformitätserklärung abgeschlossen. Damit endet auch der Überwachungsprozess des Anlagenzertifikats seitens der Zertifizierungsstelle. Danach kann der Regelbetrieb der Erzeugungsanlage aufgenommen werden. Der Netzbetreiber stellt dem Anlagenbetreiber eine Endgültige Betriebserlaubnis aus.

11.5.5 Betriebsphase

Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben, dem Netzbetreiber mitzuteilen. In Abstimmung mit dem Netzbetreiber sind in diesem Fall ein neues Anlagenzertifikat sowie eine Ergänzung

der Inbetriebsetzungserklärung und der Konformitätserklärung erforderlich. Einzelheiten hierzu sind in 11.4 beschrieben.

Relevante Änderungen an Erzeugungseinheiten oder Komponenten sind der Zertifizierungsstelle der entsprechenden Einheit während der Dauer des Überwachungsprozesses durch den Hersteller mitzuteilen. Die Zertifizierungsstelle bewertet auf der Grundlage der vom Hersteller übergebenen Unterlagen und Erklärungen die Gültigkeit der entsprechenden Einheiten- bzw. Komponentenzertifikate.

Wird ein Einheitenzertifikat zurückgezogen, so muss dieses durch die Zertifizierungsstelle öffentlich bekannt gemacht werden. Der Inhaber des Einheitenzertifikats ist in diesem Fall verpflichtet, die Anlagenbetreiber zu informieren, an welche die betroffenen Erzeugungseinheiten geliefert wurden. Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, den Netzbetreiber hierüber unter Nennung der Gründe zu unterrichten.

Wenn der Anlagenbetreiber die folgenden Unterlagen alle vier Jahre erstellt und auf Verlangen beim Netzbetreiber vorlegt, wird davon ausgegangen, dass der Artikel 41 des NC RfG Titel IV Kapitel 1 erfüllt ist:

1. Der zuletzt übermittelte Netzbetreiber-Abfragebogen E.7: Falls in der Betriebsphase Änderungen vom Netzbetreiber angefordert werden, müssen diese über die Zusendung eines aktualisierten E.7 Netzbetreiber-Abfragebogens an den Anlagenbetreiber beschrieben werden.
2. Schutzprüfprotokoll der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten.
3. Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung der Sekundärtechnik der Übergabestation.
4. Die Funktionsweise der vom Netzbetreiber vorgegebenen Wirkleistungssteuerung, der Blindleistungsbereitstellung und der Regelungsfunktion nach E.9 muss mindestens alle vier Jahre überprüft werden, sofern nicht im Rahmen des Netzbetriebs innerhalb dieses Zeitraums eine Nutzung dieser Funktionalitäten erfolgte. Die Überprüfung der Signalkette erfolgt in Zusammenarbeit mit und auf Anforderung des zuständigen Netzbetreibers.
5. Einstellprotokoll der Erzeugungseinheiten und Komponenten nach 11.5.3.

11.5.6 Störende Rückwirkungen auf das Netz

Der Netzbetreiber kann auch nach erfolgter Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage eine Prüfung auf Einhaltung der elektrischen Eigenschaften verlangen.

Die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte bezüglich Netzurückwirkungen ist in begründeten Fällen durch den Anlagenbetreiber mittels Messung nachzuweisen.

Auch der Netzbetreiber kann eine Nachmessung der Oberschwingungen vornehmen lassen. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn Rückwirkungen auftreten, die andere Anschlussnehmer unzulässig beeinflussen.

11.6 Einzelnachweisverfahren

11.6.1 Allgemeines

Alternativ zu dem in 11.2 bis 11.5 beschriebenen Standard-Nachweisverfahren kann für den Nachweis der elektrischen Eigenschaften auch das Einzelnachweisverfahren gewählt werden.

Bei der Anwendung des Einzelnachweisverfahrens sind als Nachweis der elektrischen Eigenschaften die Anforderungen nach 11.2, 11.3 und 11.4 einzuhalten, mit der Ausnahme des messtechnischen Nachweises der dynamischen Netzstützung nach 11.2. Dieser Nachweis der dynamischen Netzstützung ist vor Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage rechnergestützt simulativ zu führen und anschließend durch Messung im Zuge der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage sowie anhand von Aufzeichnungen des Störschreibers nach 6.4 in der Erzeugungseinheit und Aufzeichnung und Bewertung von realen Spannungseinbrüchen während des Betriebs der Erzeugungsanlage über den in der Übergabestation installierten Störschreiber zu verifizieren.

Die Dokumentation des Nachweises der elektrischen Eigenschaften erfolgt beim Einzelnachweisverfahren durch

- Ausstellung eines Anlagenzertifikats C nach 11.6.2 und;
- Ausstellung einer „Erweiterten Konformitätserklärung“ nach 11.6.3.

11.6.2 Anlagenzertifikat C

Beim Einzelnachweisverfahren stellt ein Anlagenzertifizierer im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage ein Anlagenzertifikat C auf Basis der folgenden Unterlagen aus:

- Ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zu den Erzeugungseinheiten;
- Rechnerlauffähige, dynamische Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage, basierend auf Simulationsmodellen der Erzeugungseinheiten und Komponenten;
- Zertifikate bzw. Nachweise der in der Erzeugungsanlage verwendeten Komponenten;
- Ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zur Erzeugungsanlage.

Beim Einzelnachweisverfahren erfolgt der Nachweis für die Erzeugungsanlage über ein zweistufiges Verfahren, nämlich über ein Anlagenzertifikat C und über eine erweiterte Konformitätserklärung. Einheitenzertifikate sind dabei nicht zwingend erforderlich. Der Anschlussnehmer erbringt dann Nachweise in Form von Berechnungen und Simulationen, dass alle Anforderungen dieser Anwendungsregel sowie alle projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers eingehalten werden. Die Bewertung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen erfolgt nach [11.4.7.4](#) auf Basis von Herstellererklärungen.

Erst im Zuge der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgen messtechnische Untersuchungen zum stationären, quasistationären und zum dynamischen Verhalten der Erzeugungseinheiten/der Erzeugungsanlage sowie zu Netzurückwirkungen. Die Auswertung der im Zusammenhang mit der Inbetriebsetzung durchgeführten Messungen dient unter anderem der Validierung des verwendeten Simulationsmodells insbesondere des Modells zur dynamischen Netzstützung. Die Konformitätsbewertung erfolgt unter anderem unter Nutzung des validierten Simulationsmodells in der erweiterten Konformitätserklärung. Die messtechnischen Untersuchungen zum dynamischen Verhalten der Erzeugungsanlage im Netzfehlerfall können also abweichend von der Methodik in [11.4.12](#) ohne FRT-Prüfeinrichtungen erfolgen.

Sollten für die Plausibilisierung des Modells vor Inbetriebsetzung für die vorgesehenen Erzeugungseinheiten keine Messdaten einer Erzeugungseinheit aus der gleichen Produktfamilie vorhanden sein, die innerhalb der Übertragbarkeitsregeln nach [11.2.1](#) liegen, sind insbesondere die (Teil-)Modelle dieser Erzeugungseinheiten strukturell durch die Zertifizierungsstelle auf ihre Plausibilität hin zu überprüfen. Für die Plausibilisierung muss der Zertifizierungsstelle eine eigene fachliche Prüfung ermöglicht werden. Hierzu ist eine vollständige Modellbeschreibung mit allen Regelalgorithmen, Modellkomponenten und Schnittstellen zu erstellen. Die einzelnen Modellkomponenten und deren Verschaltungen müssen im Modell ersichtlich sein. Das Modell muss der tatsächlichen Erzeugungsanlage/Erzeugungseinheit in ihrem physikalischen Aufbau erkennbar nachgebildet sein.

Das Simulationsmodell muss in einer am Markt verfügbaren Netzberechnungssoftware ausführbar und damit in der Lage sein, die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheit, die in dem Anlagenzertifikat C auf Konformität zu prüfen sind, als Simulation zu beschreiben. Das Simulationsmodell kann in mehrere, für die unterschiedlichen nachzuweisenden Eigenschaften spezifizierte Modelle aufgeteilt sein.

Insbesondere muss mit dem Simulationsmodell die Mess- und Testsituation dargestellt werden können, um eine Parameteridentifikation und Verifikation des Simulationsmodells anhand der Messergebnisse durchführen zu können. Das Modell muss mindestens den Anforderungen nach [11.2.6](#) entsprechen.

Die Voraussetzung für eine hinreichend genaue Bewertung der elektrischen Eigenschaften ist zudem ein detailliertes Simulationsmodell sämtlicher Komponenten, die einen nennenswerten Einfluss auf das Verhalten des Gesamtsystems haben.

Alle festgelegten Anforderungen können nur als erfüllt oder nicht erfüllt bewertet werden. Bei nur eingeschränkter Konformität kann kein Anlagenzertifikat C ausgestellt werden (mit der Ausnahme der Oberschwingungen, siehe [11.4.7.4](#)).

Das Anlagenzertifikat C muss mindestens folgende Unterlagen beinhalten:

- eine schematische Darstellung der Erzeugungsanlage unter Aufführung aller Erzeugungseinheiten und aller relevanten Betriebsmittel;

- technische Daten der Erzeugungsanlage (mindestens eindeutige Typenbezeichnung der Erzeugungseinheiten, der Komponenten, aller weiteren relevanten Betriebsmittel sowie des EZA-Reglers);
- Unterlagen zu den für die Anlagenberechnung verwendeten Netzparametern und Schutzeinstellungen;
- Aufstellung der verwendeten Herstellererklärungen;
- für 11.4.2 bis 11.4.21 muss die positive Konformitätsbewertung nachvollziehbar dargestellt sein.

Der Anschlussnehmer bzw. sein Beauftragter stellt der Zertifizierungsstelle möglichst vollständige Detail-Planungsdaten der Erzeugungsanlage inklusiver aller Komponenten- und Einheiten nachweise (Zertifikate, soweit vorhanden) zur Verfügung. Dies bezieht sich auf die vollständigen Auslegungsdaten der Netzanbindung und des Eigenbedarfs sowie insbesondere auf sämtliche Daten, die für die Beurteilung der Erfüllung der Netzanschlussbedingungen erforderlich sind und umfasst z. B. die Parameter des Generators, der Spannungsregelung samt Erregereinrichtung sowie die Parameter der Turbinenregelung bzw. Regelung der Antriebseinheit, die als Basis für die Entwicklung eines Simulationsmodells erforderlich sind. Entsprechende Daten können aus Auslegungsberechnungen, Typ-Prüfungen, messtechnischen Untersuchungen oder anderweitig validierten Herstellerangaben entnommen werden. Für den Spannungsregler ist ein durch eine Zertifizierungsstelle ausgestelltes Komponentenzertifikat erforderlich. Im Einzelnachweisverfahren ist ein Komponentenzertifikat für den Spannungsregler dann nicht separat erforderlich, wenn das Gesamtsystem „Erzeugungseinheit mit diesem Spannungsregler“ bereits vermessen und das zugehörige Simulationsmodell validiert wurde. Es ist zu beachten, dass die vorgelegten Detail-Planungsdaten möglichst mit messtechnisch erfassten Daten aus anderen Projekten zu belegen sind, dass eine Plausibilisierung der Einheitenmodelle bzw. des Anlagenmodells hinreichend genau möglich ist.

Auf Basis der verfügbaren Detail-Planungsdaten liefert der Anschlussnehmer ein vorläufiges Simulationsmodell der Erzeugungsanlage. Dieses umfasst sämtliche Komponenten zur stationären und dynamischen Beschreibung der Erzeugungsanlage bei Änderungen der Führungsgrößen und relevanter Störgrößen. Das Simulationsmodell der Erzeugungseinheit muss unter anderem bei Erzeugungseinheiten vom Typ 1 den Polradwinkel ausweisen. Das Simulationsmodell der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage muss dabei die erforderliche Genauigkeit aufweisen, so dass ein Nachweis der geforderten Eigenschaften anhand des Simulationsmodells am Netzanschlusspunkt möglich ist.

Das Anlagenzertifikat C muss mit Herstellerangaben und mit dem Simulationsmodell nachweisen, dass die Anforderungen nach 11.4.2 bis 11.4.22 eingehalten werden.

Der Anschlussnehmer legt dem Netzbetreiber das Anlagenzertifikat C rechtzeitig vor Inbetriebsetzung der Übergabestation vor.

Nach Vorlage des Anlagenzertifikats C und der Inbetriebsetzung der Übergabestation erteilt der Netzbetreiber die vorübergehende Betriebserlaubnis.

11.6.3 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage

Zusätzlich zu den in 11.5.3 genannten Prüfungen sind im Einzelnachweisverfahren die nachstehenden Anforderungen zu beachten.

Voraussetzung für die Erstellung einer erweiterten Konformitätserklärung im Einzelnachweisverfahren ist eine Überprüfung des vorläufigen Simulationsmodells und damit einhergehend des Anlagenzertifikats C auf Basis eines durch Messungen an der betriebsbereiten Erzeugungseinheit bzw. Erzeugungsanlage aktualisierten Simulationsmodells.

Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgt somit verbunden mit messtechnischen Untersuchungen zur Ermittlung der tatsächlichen Anlagendaten und darauf aufbauend eines validierten Einheiten- bzw. Anlagensimulationsmodells. Dem Netzbetreiber ist im Vorfeld der Tests eine Abschätzung der zu erwarteten Auswirkungen auf das Netz mitzuteilen. Der Netzbetreiber ist berechtigt, eine Anpassung der Tests zu verlangen, wenn unzulässige Netzurückwirkungen zu erwarten sind.

Die Erlangung der erweiterten Konformitätserklärung im Einzelnachweisverfahren erfordert somit die folgenden zusätzlichen Messungen und Überprüfungen:

Schritt 1:

Messungen und Tests zur Erstellung der angepassten Simulationsmodelle: Durchführung spezieller Tests und messtechnischer Untersuchungen an der betriebsbereiten Erzeugungsanlage sowie der Erzeugungseinheiten. Auswertung der Messungen einschließlich Parameteridentifikation bzgl. der für das Betriebsverhalten wesentlichen Parameter (z. B. für Erzeugungseinheiten Typ 1: Generator, Spannungsregler/Erregereinrichtung, Turbinenregelung usw.). Darauf aufbauend erfolgt dann die Aktualisierung der vorläufigen Einheiten- bzw. Erzeugungsanlagensimulationsmodelle (angepasste Simulationsmodelle).

- Messung und Test zur Parameteridentifikation;
- Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich dynamischer Netzstützung;
- Einbau, Parametrierung und Inbetriebsetzung eines Störschreibers zur Erfassung der dynamischen Netzstützung.

Schritt 2:

Durchführung von Messungen an der vorläufig in Betrieb gesetzten Erzeugungsanlage zum Nachweis der Einhaltung der Netzanschlussregeln nach 11.2 und 11.4.

- Messung und Bewertung aller Netzurückwirkungen nach 11.4.6;
- Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich der Anforderungen an den quasistationären Betrieb;
- Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich statischer Spannungshaltung.

Schritt 3:

Mittels der in Schritt 1 und Schritt 2 durchgeführten Versuche wird das Simulationsmodell überprüft und ggf. nachjustiert. Anschließend erfolgt die Validierung des Modells durch die Zertifizierungsstelle anhand der aufgezeichneten Daten nach FGW TR 4 [11] und FGW TR 8 [10]. Die erfolgreiche Validierung wird durch ein Modellzertifikat bestätigt. Mittels der im Schritt 2 erfassten tatsächlichen Netzurückwirkungen und des Wirk- und Blindleistungsvermögens auf Basis der angepassten Simulationsmodelle erfolgt eine Überprüfung der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage nach den Anforderungen in 11.4 durch Ausweisung in der erweiterten Konformitätserklärung nach 11.6.4 durch die Zertifizierungsstelle.

Die Messungen (Schritte 1 bis 3) sind durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Prüflabor auszuführen oder durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle zu begleiten.

11.6.4 Erweiterte Konformitätserklärung

In der Erweiterten Konformitätserklärung bestätigt eine akkreditierte Zertifizierungsstelle die Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und den Vorgaben des Netzbetreibers.

Die erweiterte Konformitätserklärung besteht aus zwei Schritten. Zunächst sind von der Zertifizierungsstelle alle nach 11.5.4 beschriebenen Dokumentenprüfungen vorzunehmen. Für die Inbetriebsetzungserklärung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren ist der Vordruck E.9 zu verwenden.

Ist das Simulationsmodell im Zuge der Validierung anzupassen, sind die Simulationen nach 11.4 zu wiederholen und die Konformität mit den Anforderungen erneut zu bestätigen.

Anhand der Inbetriebsetzungsmessungen für die Netzurückwirkungen und der statischen Größen P und Q sind die entsprechenden Anforderungen nach 11.4 in der Konformitätserklärung zu bestätigen.

Kann die erweiterte Konformitätserklärung mit allen in 11.6.3 aufgeführten Anforderungen ausgestellt werden, erteilt der Netzbetreiber die Endgültige Betriebserlaubnis.

Für das Einreichen der erweiterten Konformitätserklärung beim Netzbetreiber gelten folgende Fristen:

- 10 Monate nach Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage, jedoch spätestens

- 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.

Sofern eine erweiterte Konformitätserklärung nicht fristgemäß beim Netzbetreiber eingereicht wird, ist dieser berechtigt, die Anlage vom Netz zu trennen.

Alle endgültigen Ergebnisse der Modellvalidierung sind in der erweiterten Konformitätserklärung nachzutragen.

11.6.5 Betrieb der Erzeugungsanlage

Die Erzeugungsanlage wird mit Hilfe des Störschreibers während des Betriebs überwacht. Der Störschreiber des Anlagenbetreibers muss halbjährlich ausgelesen und die Daten zur Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die Zertifizierungsstelle und auf Anforderung an den Netzbetreiber übermittelt werden.

Die im Zuge der erweiterten Konformitätserklärung verwendeten Modelle sind erforderlichenfalls auf Basis der Auswertungen des Störschreibers zu überarbeiten und von der ausstellenden Zertifizierungsstelle zu überprüfen. Sofern die Aufzeichnungen des Störschreibers die Konformität nicht bestätigt, räumt der Netzbetreiber eine angemessene Frist zur Nachbesserung ein. Anderenfalls endet der Überwachungszeitraum durch die Zertifizierungsstelle spätestens 5 Jahre nach Ausstellung der Konformitätserklärung bzw. 5 Jahre nach erfolgter Nachbesserung durch den Anschlussnehmer. Nach Maßgabe des Netzbetreibers kann der Überwachungszeitraum nach einer ausreichenden Zahl repräsentativer Netzereignisse mit jeweils positiver Bewertung der Konformität durch die Zertifizierungsstelle auch vorzeitig enden.

Für den Störschreiber der Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren gelten bis zur Aufzeichnung des dritten relevanten Spannungseinbruchs gegenüber den allgemeinen Anforderungen nach [Anhang F](#) folgende erweiterte Anforderungen:

- Abtastrate ≥ 10 kHz;
- Kalibrierung durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Kalibrierlabor.

Falls die vom Störschreiber aufgezeichneten Daten kritische Netzsituationen ergeben sollten, behält sich der Netzbetreiber die Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz vor.

12 Prototypen-Regelung

Ein Prototyp ist die erste Erzeugungseinheit eines Typs, der wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweist, und alle weiteren Erzeugungseinheiten dieses Typs, die innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit dieses Typs in Betrieb gesetzt werden.

ANMERKUNG 1 Diese Definition entspricht der Begriffsdefinition nach SDLWindV [1]. Es besteht kein Zusammenhang zum Begriff „Pilotwindenergieanlage“ im EEG [8].

Wesentliche technische Weiterentwicklungen und Neuerungen liegen in der Regel vor, wenn Komponenten oder Softwareversionen so geändert werden, dass sich das elektrische Verhalten der Erzeugungseinheit am Netz signifikant ändert und eine Einheitszertifizierung dieses neuen Typs erforderlich wird.

Für einen Prototypen einer Erzeugungseinheit gelten die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel. Innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebsetzung der ersten Prototypen-Erzeugungseinheit in Deutschland ist für diese Prototypen anstelle des Einheitszertifikats eine Prototypenbestätigung ausreichend, in der die Zertifizierungsstelle das Vorhandensein einer wesentlichen technischen Weiterentwicklung oder Neuerung auf Basis einer Herstellererklärung bestätigt. Weiterhin ist durch die Zertifizierungsstelle zu prüfen und in der Prototypenbestätigung nachvollziehbar auszuweisen, ob der Prototyp grundsätzlich in der Lage ist, die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit zu erfüllen. Dies erfolgt auf Basis eines vom Hersteller der Erzeugungseinheit erstellten Datenblatts der elektrischen Eigenschaften.

Für Prototypen, die vor dem 27.04.2019 in Betrieb gesetzt werden, beginnt die oben genannte Frist am 27.04.2019.

Damit die geforderte Plausibilitätsprüfung durch die Zertifizierungsstelle erfolgen kann, muss das Datenblatt der Erzeugungseinheit mindestens folgende Angaben enthalten:

- elektrische Daten (Nenn- und Bemessungsgrößen);
- schematisches Übersichtsbild der Erzeugungseinheit mit allen wesentlichen Komponenten;
- Betriebsbereiche der Erzeugungseinheit;
 - Grenzen im quasistationären Betrieb;
 - Blindleistungsstellbereich;
 - FRT-Grenzkurve (U/t-Diagramm);
- Schutzfunktionen mit Einstellbereichen;
 - Entkupplungsschutz;
 - Eigenschutz;
- Wirkleistungsregelung;
 - Leistungs-Frequenz-Verhalten;
 - Wirkleistungsgradient;
- Blindleistungsregelung;
- Dynamische Blindstromeinspeisung;
Grundsätzliche Funktionsweise;
- Erklärung des Herstellers, dass die Erzeugungseinheit so konstruiert wurde, dass die Anforderungen dieser Anwendungsregel an die Erzeugungseinheit erfüllt werden können.

Spätestens nach Ablauf der oben genannten Frist ist ein Einheitenzertifikat erforderlich.

ANMERKUNG 2 Sofern das Einheitenzertifikat vor Ablauf der Frist von zwei Jahren nach der Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit dieses Typs vorliegt, kann es sich dennoch um einen Prototypen handeln.

Für Erzeugungsanlagen mit Erzeugungseinheiten gleichen Prototyps müssen das Anlagenzertifikat und die Konformitätserklärung binnen eines Jahres, nachdem für den ersten Prototypen ein Einheitenzertifikat vorliegt, nachgereicht werden. Es gilt das Ausstellungsdatum des Einheitenzertifikats. Sollten in dieser Erzeugungsanlage weitere Prototypen anderen Typs in Betrieb gesetzt werden, ist spätestens jeweils ein Jahr nach Vorliegen des Einheitenzertifikats ein überarbeitetes Anlagenzertifikat inkl. dieses Prototypen nachzureichen. Die Fristen nach [11.4.7.4](#) sind zusätzlich zu beachten und beziehen sich auf das Ausstellungsdatum des Anlagenzertifikats.

Wird der Nachweis innerhalb dieser oben aufgeführten Fristen erbracht, so gelten die Anforderungen seit der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage als erfüllt. Sollte der jeweilige Anschlussnehmer für diese Prototypen innerhalb dieser Fristen noch kein Anlagenzertifikat und keine Konformitätsbescheinigung beim zuständigen Netzbetreiber vorgelegt haben, ist der Netzbetreiber berechtigt, die Trennung dieser Erzeugungsanlagen vom Netz zu verlangen oder die Trennung dieser Anlagen vom Netz selber vorzunehmen.

Für Komponenten innerhalb der Erzeugungsanlage, für die ein Komponentenzertifikat erforderlich ist, kann die Prototypenregelung entsprechend angewendet werden.

Für Erzeugungsanlagen mit Prototypen gelten – mit Ausnahme der Einreichung des Anlagenzertifikats und der Konformitätserklärung – die Prozessabläufe wie in [4.2](#), [4.3](#) und [4.4](#) beschrieben. So sind mit dem Anschlussantrag die nachfolgend aufgeführten Unterlagen beim Netzbetreiber einzureichen. Folgende Unterlagen müssen dabei dem Netzbetreiber eine netztechnische Bewertung des Anschlusses der Erzeugungsanlage ermöglichen:

- Anschlussanmeldung (siehe [E.1](#));
- Datenblatt Erzeugungsanlage (siehe [E.6](#));
- Prototypenbestätigung;
- Datenblatt der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;

- Abschätzung der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;
- Elektroplanung der Erzeugungsanlage (Lastfluss-Berechnung, Wirkleistungssteuerung, statische Spannungshaltung, Schutzkonzept, Abschätzung der Netzurückwirkungen).

ANMERKUNG 3 Vor der Inbetriebsetzung des ersten Prototyps einer Erzeugungseinheit reicht eine vorläufige Prototypen-Bestätigung, die die Zertifizierungsstelle ausstellt, aus.

Der Nachweis der elektrischen Eigenschaften im Rahmen der Inbetriebsetzung erfolgt nach [11.5.1 bis 11.5.3](#) unter Nutzung des Vordrucks [E.9](#). Da für Erzeugungsanlagen mit Prototypen kein Anlagenzertifikat vorliegt, sind im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung durch den Anschlussnehmer oder einer von ihm beauftragten qualifizierten Stelle die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen. Als Grundlage ist der Vordruck [E.9](#) zu verwenden. Neben der Inbetriebsetzungserklärung sind folgende Punkte zusätzlich auszuweisen (Erweiterte Inbetriebsetzungserklärung; kann in einem Arbeitsschritt mit der Inbetriebsetzungserklärung erfolgen):

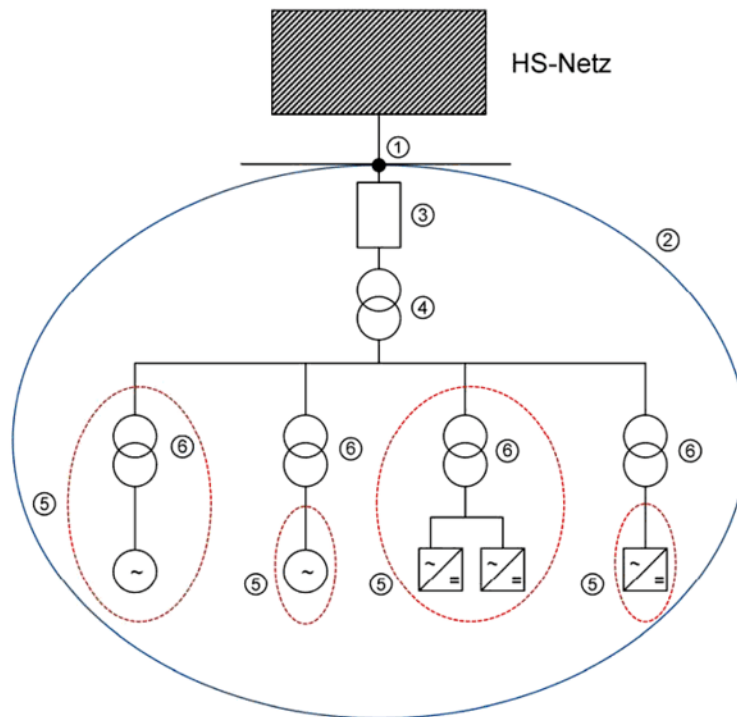
- Die Erzeugungsanlage wurde nach den Vorgaben des Netzbetreibers und der mit dem Netzbetreiber abgestimmten Genehmigungsplanung errichtet.
- Die in der Elektroplanung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage stimmen vollständig mit der errichteten Erzeugungsanlage überein, wie z. B. Überprüfung der Stufenstellung der Maschinentransformatoren und der Reglersollspannung des Netztransformators.
- Die Einstellung an den Erzeugungseinheiten hinsichtlich dynamischer Netzstützung entspricht den Vorgaben des Netzbetreibers.
- Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.

Die Konformitätserklärung durch die Zertifizierungsstelle erfolgt nach Erstellung des Einheiten- und Anlagenzertifikats. (Siehe [Abschnitt 4, Bild 1](#)) Falls sich im Rahmen der Anlagenzertifizierung Änderungen an den betriebsrelevanten Parametern ergeben, ist dies von der Zertifizierungsstelle dem Betreiber der Erzeugungsanlage mitzuteilen, der in diesem Fall die Änderungen an der Erzeugungsanlage und eine Revision der Inbetriebsetzungserklärung veranlassen muss.

Anhang A (informativ)

Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“

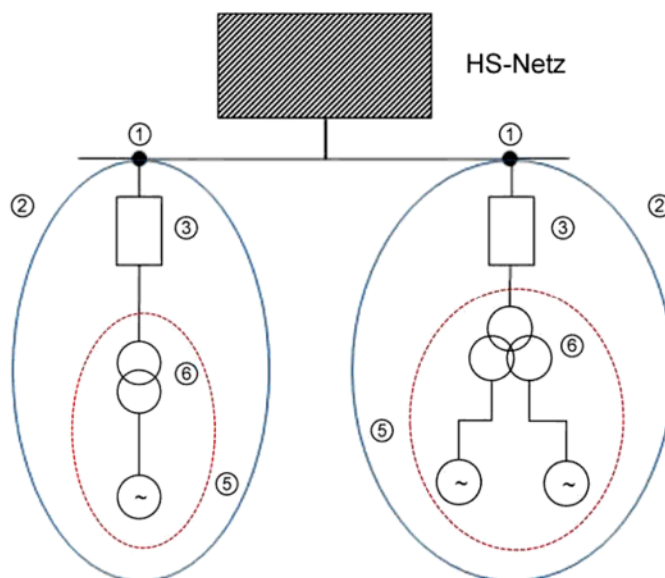
Die Bilder A.1 und A.2 zeigen schematisch Erzeugungsanlagen mit und ohne Netztransformator.



Legende

- | | | | |
|---|--|---|-------------------|
| 1 | Netzanschlusspunkt | 2 | Erzeugungsanlage |
| 3 | Übergabestation | 4 | Netztransformator |
| 5 | Erzeugungseinheit | | |
| 6 | Maschinentransformator (ggf. kein Bestandteil der Erzeugungseinheit. Ist im Einheitenzertifikat auszuweisen) | | |

Bild A.1 – Erzeugungsanlage mit Netztransformator



Legende

- | | | | |
|---|--|---|-------------------|
| 1 | Netzanschlusspunkt | 2 | Erzeugungsanlage |
| 3 | Übergabestation | 4 | Netztransformator |
| 5 | Erzeugungseinheit | | |
| 6 | Maschinentransformator (ggf. kein Bestandteil der Erzeugungseinheit. Ist im Einheitenzertifikat auszuweisen) | | |

Bild A.2 – Erzeugungsanlage ohne Netztransformator

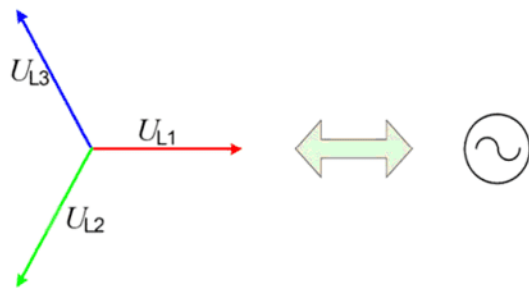
Anhang B (informativ)

Erläuterungen

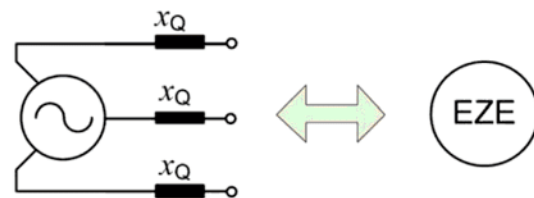
B.1 Drehstrom- und Drehspannungssystem

Die Energieerzeugung und -verteilung basiert auf einem Drehstrom- bzw. Drehspannungssystem. Das Verhalten von (Drehstrom-)Netzen kann beschrieben werden, indem man von einer symmetrischen und exakt sinusförmigen Spannungsquelle mit einer ebenfalls symmetrischen Quellenimpedanz (Netzkurzschlussimpedanz) ausgeht. Symmetrisch bedeutet in diesem Fall, dass die Beträge der Quellenspannungen gleich groß sind, dass zwischen den Quellenspannungen ein Winkel von 120° eingehalten wird (Bild B.1a) und dass die Quellenimpedanzen x_Q bezüglich Betrag und Winkel gleich sind.

ANMERKUNG Näherungsweise können die Quellenimpedanzen als Reaktanzen angenommen werden.



**Bild B.1a – Symmetrische
Quellenspannung**



**Bild B.1b – Ersatzschaltbild für eine
Erzeugungsanlage und/oder ein
Drehstromnetz**

Das Ersatzschaltbild in Bild B.1b beschreibt das Verhalten eines Netzes oder einer Erzeugungsanlage sowohl bei Kurzschlüssen als auch bei unsymmetrischen Lasten. Im Falle eines Kurzschlusses erfolgt eine Begrenzung der maximalen Kurzschlussströme durch die Quellenimpedanzen.

Unsymmetrische Lasten rufen in einem symmetrischen Drehstromsystem unsymmetrische Ströme hervor, die wegen der daraus entstehenden Spannungsfälle auch zu unsymmetrischen Spannungen im Netz führen. Sofern die Quellenspannungen symmetrisch und die Quellenimpedanzen relativ klein sind, werden bei einem Netz bzw. einer Erzeugungsanlage nach Bild B.1b unsymmetrische Lastströme nur zu einer kleinen Unsymmetrie an den Klemmenspannungen führen. Eine derartige Erzeugungsanlage ist in der Lage, Ströme nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem zu liefern. Durch die eingespeisten Ströme der Erzeugungsanlage wird auf diese Weise der Spannungsunsymmetrie entgegengewirkt.

B.2 Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung

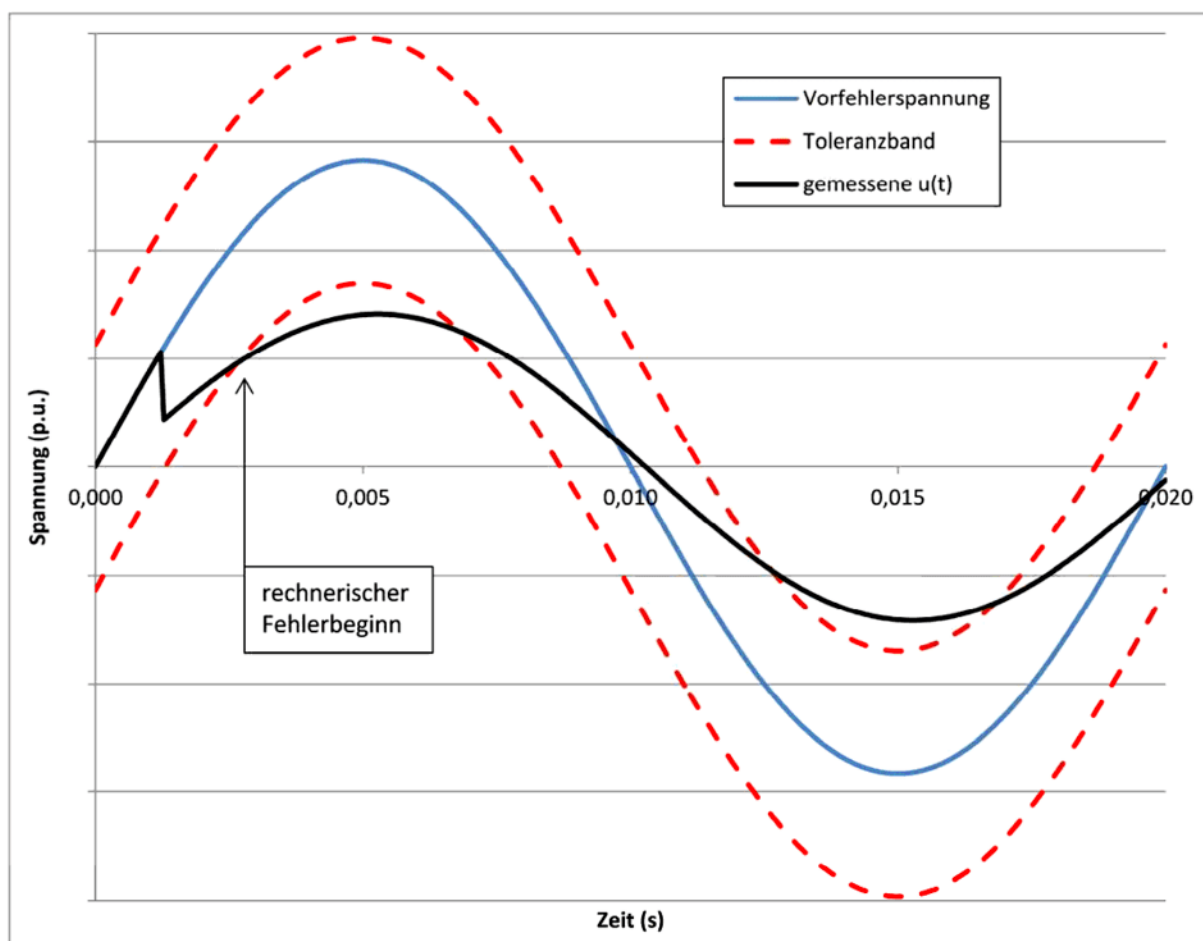


Bild B.2 – Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung

Bild B.2 ist ein Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung. Die Vorfehlerspannung ist (nach 3.1.43.6) die blaue Linie und gibt den fortgeführten Zeitverlauf der letzten 50 Perioden wieder.

ANMERKUNG Für den Nachweis sollte für diesen Zeitraum ein quasistationärer Zustand erreicht sein.

Das Toleranzband wird um diese Vorfehlerspannung gelegt. Zur besseren Veranschaulichung ist es in der Grafik vergrößert dargestellt. Jegliche Änderung des gemessenen Spannungsverlaufs, die das Toleranzband verletzt, markiert für diese VDE-Anwendungsregel den rechnerischen Fehlerbeginn. Wenn ein Fehler rechnerisch begonnen hat, bedarf es zunächst mindestens einer Bedingung zum Beenden des Fehlers (nach 10.2.3), bevor ein neuer Fehler rechnerisch beginnen kann.

B.3 Kurzschlussverhalten von Erzeugungseinheiten (Typ-2-Anlagen)

Im Folgenden wird das Kurzschlussverhalten der Erzeugungseinheiten erläutert. Die Beschreibung erfolgt dabei unter Zuhilfenahme der symmetrischen Komponenten. Dies stellt jedoch keine Empfehlung zur Realisierung eines Steuerverfahrens für Wechselrichter der Erzeugungseinheiten dar, andere Steuerverfahren (z. B. im Zeitbereich) sind ausdrücklich zugelassen.

Für die Bereitstellung von leiterbezogenen Blindströmen (Kurzschlussströmen) bei Spannungseinbrüchen im Netz reicht es aus, wenn die Erzeugungseinheiten diese im Mit- und im Gegensystem zur Verfügung stellen. Die Ströme im Nullsystem hängen wesentlich von der Sternpunktbehandlung des Netzes ab. Ebenso werden in der Regel bei Kurzschlüssen außerhalb einer Erzeugungseinheit Spannungen im Nullsystem nur auf der Netzseite und nicht auf der Maschinenseite auftreten, solange die Nullsysteme von Netz und Maschine

entkoppelt sind (beispielsweise durch einen Dy- oder Yd-Transformator). Aus diesem Grund beinhaltet die Beschreibung des Verhaltens der Erzeugungseinheit ausschließlich Mit- und Gegensystemkomponenten.

Die Forderung nach einer Blindstrombereitstellung, die proportional zu einer Spannungsdifferenz sein soll (rote Gerade in Bild 13), entspricht einer Quellen-Innenreaktanz. Dabei gilt $x_Q = 1/k$. Diese Definition gilt sowohl für die Mit- wie auch die Gegensystem-Innenreaktanz, also $x_{Q1} = x_{Q2} = x_Q = 1/k$.

ANMERKUNG 1 Bezogene Größen – pu-Größen – sind in Kleinbuchstaben dargestellt. Für die Leiter-Erde-Spannungen gilt $u = \frac{U}{U_n/\sqrt{3}}$, für den Strom $i = \frac{I}{I_r}$ und für die Quellenreaktanz $x_Q = \frac{\Delta u}{\Delta i} = \frac{1}{k}$. Symmetrische Komponenten werden mit Index 1, 2, 0 für Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem dargestellt.

Für Stromquellen ergibt sich das Ersatzschaltbild nach Bild B.3:

Stromquelle mit Lastflussüberlagerung

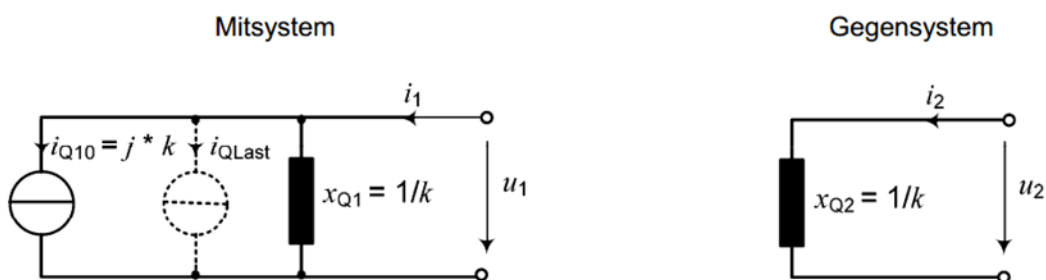


Bild B.3 – Darstellung von Erzeugungseinheiten mit Stromquellen in symmetrischen Komponenten

Die Stromquelle i_{Q10} und die Quellenreaktanz x_{Q1} sind dabei für den Kurzschlussstrom zuständig, die Überlagerung des Laststroms ist in Bild B.3 als i_{QLast} dargestellt. Der Laststrom i_{QLast} besteht aus dem Wirkstrom, den die Erzeugungseinheit während des Fehlers liefern kann, und dem (stationären) Blindstrom vor Fehlereintritt.

Das Ersatzschaltbild für Spannungsquellen ist in Bild B.4 dargestellt. Die Laststromüberlagerung besteht hier aus einer zusätzlichen Spannungsquelle u_{QLast} (gestrichelt dargestellt), deren Höhe (unter Berücksichtigung der Quellenreaktanz) sich aus dem Wirkstrom, den die Erzeugungseinheit während des Fehlers liefern kann, und dem (stationären) Blindstrom vor Fehlereintritt ergibt.

ANMERKUNG 2 Bei Kurzschlussstromberechnungen wird für $u_{QLast} + u_{Q10}$ näherungsweise der Faktor $c = 1,1$ angenommen.

Spannungsquelle mit Lastflussüberlagerung

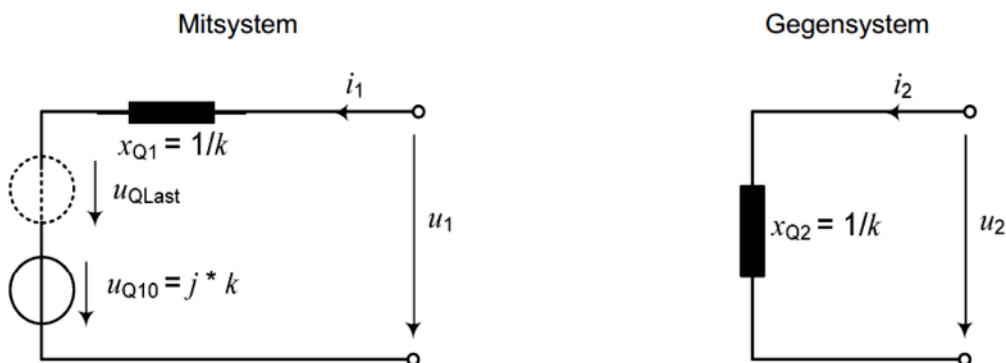


Bild B.4 – Darstellung einer Erzeugungseinheit mit Spannungsquelle in symmetrischen Komponenten

B.4 „Fault-Ride-Through“-Kurven

Die „Fault-Ride-Through“-Kurven (FRT-Grenzkurven, siehe Bilder 11 und 12) sind wie folgt zu interpretieren:

Bei $t=0$ tritt ein Fehler (Kurzschluss) im Netz ein. Die Spannung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage bricht auf einen Wert U_{NAP} ein. Nach der Fehlerklärungszeit t_F ist der Fehler durch die Schutzeinrichtungen abgeschaltet, die Spannung „springt“ auf einen höheren Wert. Die Grenzkurven in Bild 11 und 12 stellen Einhüllende einer möglichen Kurvenschar dar. Bei einem realen Netzfehler ist zu erwarten, dass sich die Leiter-Leiter-Spannungen gedämpft oszillierend verhalten und in der Regel zwischen den Grenzkurven verbleiben. Der zeitliche Verlauf der Spannung hängt stark vom Netzfehler, der Netztopologie und evtl. elektromechanischen Schwingungen von betroffenen Erzeugungseinheiten ab, und ist deshalb nicht im Detail vorhersehbar. Eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz ist nicht zulässig, solange die Bedingungen nach 10.2.3 erfüllt sind.

Die „Fault-Ride-Through“-Kurven sind bezogen auf die Nennspannung U_n dargestellt. Wegen der unterschiedlichen Behandlung von symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern gelten die Kurven jeweils für die kleinste verkettete Spannung bei Spannungsrückgängen, und die größte verkettete Spannung bei Spannungserhöhungen.

B.5 Typischer Zyklus einer erfolglosen AWE im 110-kV-Netz

Bild B.5 zeigt einen Spannungsverlauf im 110-kV-Netz, der bei einer erfolglosen AWE typischerweise auftreten kann.

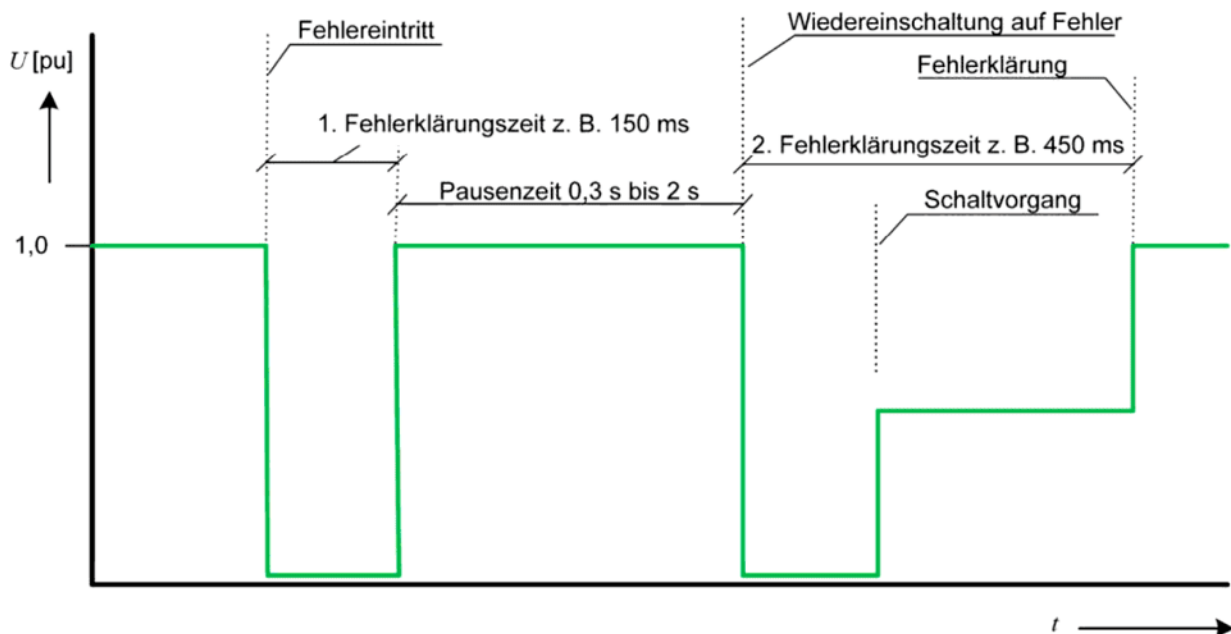


Bild B.5 – Beispiel eines Spannungsverlaufs während einer erfolglosen AWE im Hochspannungsnetz

B.6 Ermittlung des k -Faktors am Netzanschlusspunkt

Aufgabenstellung

Der Netzbetreiber gibt am Netzanschlusspunkt den k -Faktor k_{soll} vor. Der an jeder einzelnen Erzeugungseinheit einzustellende k -Faktor k_i ist zu ermitteln.

Vorgehen

Da es bei der Ermittlung des einzustellenden k -Faktors nicht auf hohe Genauigkeit ankommt, werden nur die wesentlichen Impedanzen betrachtet. Dies sind die Kurzschlussimpedanzen des Verteilertransformators HS/MS sowie die Kurzschlussimpedanzen der Maschinentransformatoren, beide werden als reine Reaktanzen angenommen.

Kabel- bzw. Leitungsimpedanzen werden bei kleinen Mittelspannungsnetzen vernachlässigt, bei einem ausgedehnten Mittelspannungsnetz können diese pauschal mit einem Zuschlagfaktor c_K berücksichtigt werden. In diesem Fall wird $c_K = 1,1$ empfohlen.

In diesem Beispiel (Bild B.6) sei der Anschluss eines Windparks geplant. Der Netzbetreiber gibt $k_{\text{soll}} = 2$ am Netzanschlusspunkt (110 kV) vor.

Es werden m Windenergieanlagen mit unterschiedlichen Nennleistungen errichtet.

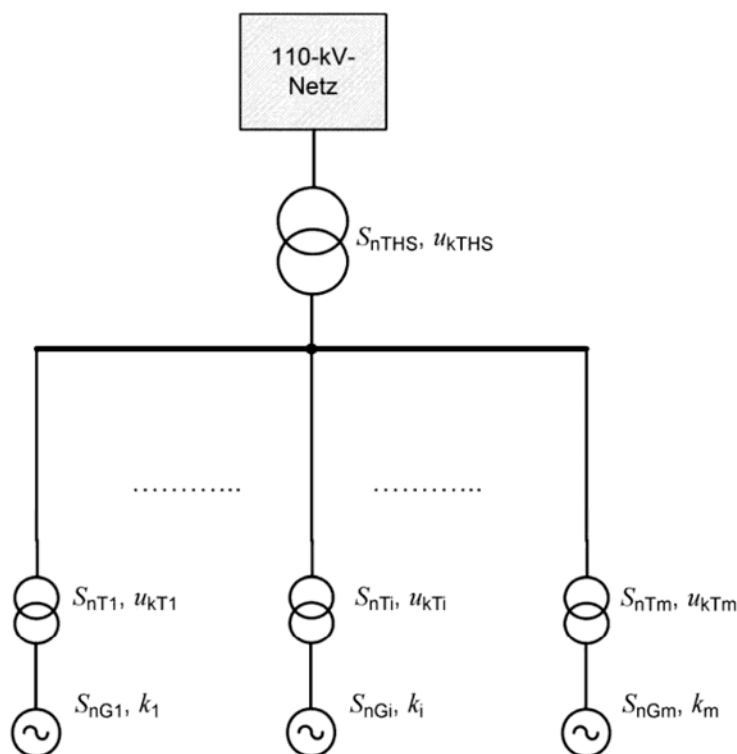


Bild B.6 – Beispiel der Ermittlung der k -Faktoren eines Windparks

Der an der Erzeugungseinheit i einzustellende k -Faktor k_i kann nach Gleichung (B.1) näherungsweise ermittelt werden:

$$k_i = \frac{c_K}{\frac{1}{k_{\text{soll}}} - u_{kTi} \cdot \frac{S_{nGi}}{S_{nTi}} - u_{kTHS} \cdot \frac{\sum_1^m S_{nGi}}{S_{nTHS}}} \quad (\text{B.1})$$

B.7 Gleichungen für die Beschreibung der dynamischen Netzstützung

Für die Berechnungen in symmetrischen Komponenten werden hier die Leiter-Erde-Größen herangezogen, da dies deckungsgleich mit der Literatur ist. Da das Nullsystem nicht berücksichtigt wird, ist aber auch die Verwendung von Leiter-Leiter-Größen möglich, als Bezugsgröße ist dann U_n anstelle von $U_n \sqrt{3}$ zu verwenden. Die Spannungsänderung wird hier definiert zu:

$$\Delta U = U - U_{1\min} \quad (\text{B.2})$$

Dabei ist U der aktuelle Effektivwert der Netzspannung und $U_{1\min}$ der 1-Minuten-Mittelwert der Netzspannung vor dem Netzfehler mit

$$U_{1\min} = \frac{1}{\tau} \int_{t-\tau}^t U_{\text{eff}} dt \quad \text{und} \quad \tau = 1 \text{ min} \quad (\text{B.3})$$

ANMERKUNG 1 Hier ist es ausreichend, den Mittelwert der drei Leiter-Erde-Spannungen bzw. der drei Leiter-Leiter-Spannungen zu bilden, da das Gegensystem im Normalbetrieb vernachlässigbar ist.

Mitsystemgrößen werden mit Index 1, Gegensystemgrößen mit Index 2 gekennzeichnet, Leitergrößen mit Index L1, L2 bzw. L3. Mit

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi} \quad \text{und} \quad \underline{U}_{L1}(t) = \hat{U}_{L1}(t) \cdot e^{j(\omega t + \varphi)} \quad (\text{B.4})$$

wird aus den Leitergrößen das Mitsystem der Spannung

$$\underline{U}_1(t) = \frac{1}{3} (\underline{U}_{L1}(t) + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2}(t) + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}(t)) \quad (\text{B.5})$$

und die Spannungsdifferenz im Mitsystem zu

$$\Delta \underline{U}_1(t) = \underline{U}_1(t) - U_{1\min} \quad (\text{B.6})$$

Sowie das Gegensystem (bzw. die Spannungsdifferenz im Gegensystem bei Annahme einer symmetrischen Netzspannung im Normalbetrieb) zu

$$\Delta \underline{U}_2(t) \approx \underline{U}_2(t) - 0 = \frac{1}{3} (\underline{U}_{L1}(t) + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L2}(t) + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L3}(t)) \quad (\text{B.7})$$

Für bezogene Größen werden Kleinbuchstaben verwendet. Als Bezugsgröße für Spannungen wird die Leiter-Erde-Nennspannung $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$ verwendet, somit gilt:

$$\Delta u_{1,2} = \frac{\Delta U_{1,2}}{U_C / \sqrt{3}} \quad (\text{B.8})$$

Mit $\underline{k} = k \cdot e^{j\frac{\pi}{2}}$ als Verstärkungsfaktor für die dynamische Netzstützung wird der zusätzliche Blindstrom in symmetrischen Komponenten zu

$$\Delta \underline{i}_{B1}(t) = \underline{k} \cdot \Delta \underline{u}_1(t) \quad \text{und} \quad \Delta \underline{i}_{B2}(t) = \underline{k} \cdot \Delta \underline{u}_2(t) \quad (\text{B.9})$$

Mit I_r als Bezugsgröße für den Strom ergibt sich

$$\Delta I_{B1}(t) = I_r \cdot \Delta \underline{i}_{B1}(t) \quad \text{und} \quad \Delta I_{B2}(t) = I_r \cdot \Delta \underline{i}_{B2}(t) \quad (\text{B.10})$$

Die Rücktransformation liefert den zusätzlichen Blindstrom als Leiterstrom in [pu]

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{BL1}(t) \\ \Delta I_{BL2}(t) \\ \Delta I_{BL3}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} \\ \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_{B1}(t) \\ \Delta I_{B2}(t) \end{bmatrix} \quad (\text{B.11})$$

Für die vorgenannten Betrachtungen gilt das Verbraucherzählpfeilsystem nach Abschnitt B.8.

B.8 Richtungsdefinition von P und Q

In dieser VDE-Anwendungsregel wird das Verbraucherzählpfeilsystem angewendet (siehe Bild B.7). Ströme und Spannungen werden in Pfeilrichtung positiv gezählt. Bezugspunkt ist jeweils die Sammelschiene des Netzbetreibers.

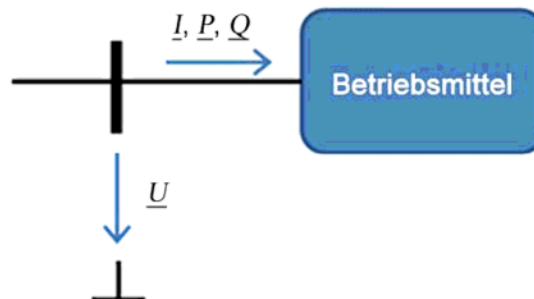


Bild B.7 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen. Ein Betriebsmittel kann z. B. ein Kabel, eine Erzeugungsanlage, eine Erzeugungseinheit oder ein FACTS-Element sein.

Für die Darstellung in Quadranten wird ein Leistungskreis gewählt, dessen Darstellung kompatibel zu mathematischen Darstellungen der Trigonometrie und der komplexen Zahlen ist (siehe Bild B.8). Winkel werden – wie in der Mathematik – gegen den Uhrzeigersinn positiv gezählt. Als Phasenwinkel wird der Winkel vom Stromzeiger zum Spannungszeiger definiert. Der Stromzeiger liegt immer in der reellen Achse, die Lage des Spannungszeigers entspricht der Scheinleistung und dem Phasenwinkel.

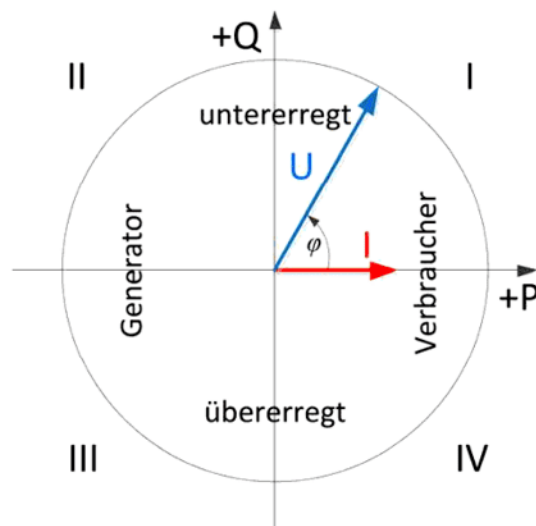


Bild B.8 – Scheinleistungskreis

Die unterschiedlichen Betriebszustände können in den Quadranten I bis IV dargestellt werden. Die Benennung der Quadranten erfolgt gegen den Uhrzeigersinn.

Beispiele für den Scheinleistungszeiger verschiedener Betriebsmittel:

- Quadrant I: Ohmsch-induktive Last (Spule);
- Quadrant II: Ein Wirkleistung liefernde Erzeugungsanlage mit gleichzeitigem Blindleistungsbezug;
- Quadrant III: Ein Wirk- und Blindleistung liefernde Erzeugungsanlage;
- Quadrant IV: Ohmsch-kapazitive Last (Kondensator).

B.9 Netzurückwirkungen

B.9.1 Spannungsänderungen bei Erzeugungseinheiten

Für die Zuschaltung einer einzelnen Erzeugungseinheit ist jeder Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen:

$$\Delta u = k_u(\psi) \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (\text{B.12})$$

Dabei ist

S_{rE} die Bemessungsscheinleistung einer Erzeugungseinheit;

S_{kV} die Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

$k_u(\psi)$ der spannungswirksame Schaltfaktor (wird nach FGW TR 3 [5] bestimmt und ist im Einheitenzertifikat anzugeben).

B.9.2 Flicker für Erzeugungsanlagen

Die Kurzzeitflicker sind für Erzeugungsanlagen nicht relevant.

Die Langzeitflickerstärke P_{lt} einer Erzeugungseinheit kann mittels ihres Flickerkoeffizienten c (siehe FGW TR 3 [5]) abgeschätzt werden zu:

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (\text{B.13})$$

Dabei ist

S_{rE} die Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit und c = Flickerkoeffizient.

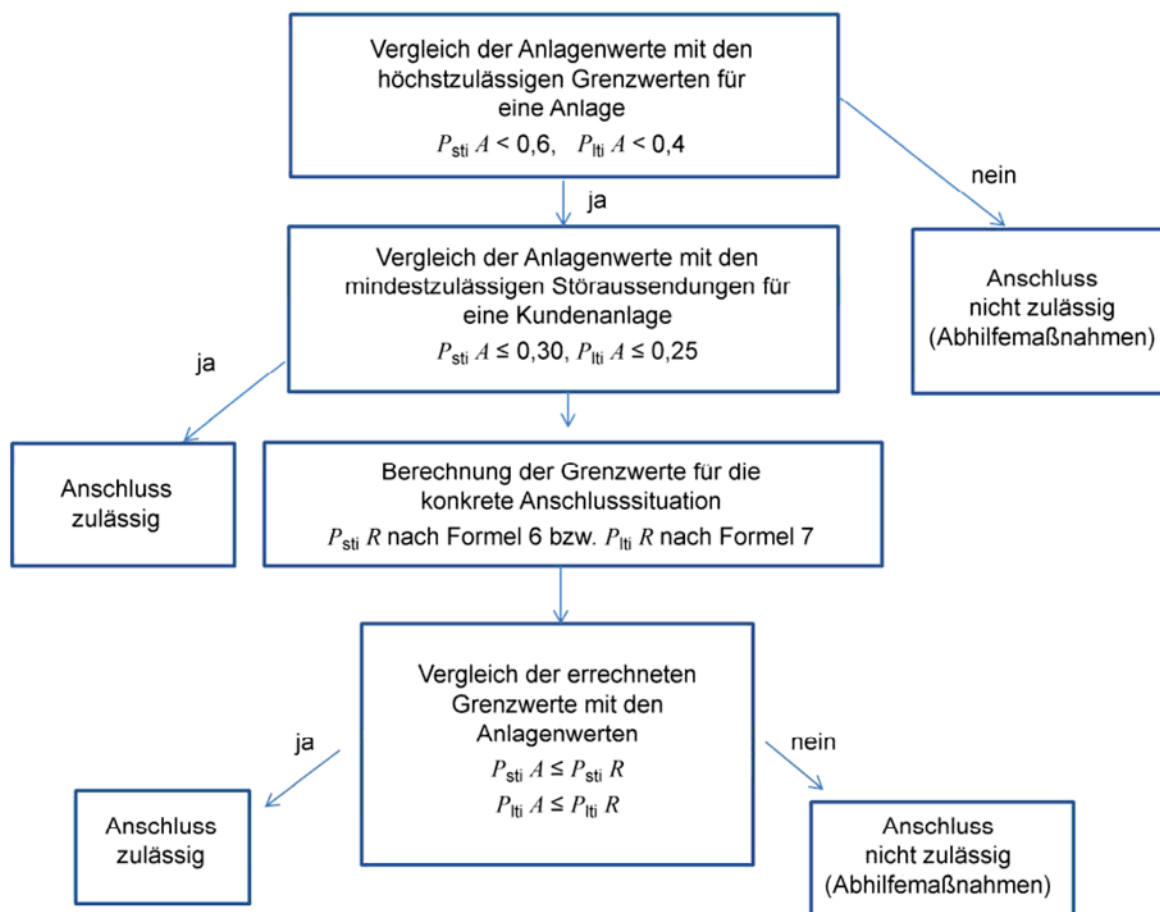
B.9.3 Addition der Flickerstärken

Bei einer Kundenanlage mit mehreren einzelnen voneinander unabhängigen Flickererzeugern ist der resultierende Wert für die Flickerstärke am Verknüpfungspunkt nach Gleichung B.14 zu bestimmen:

$$P_{lt,res} = \sqrt{\sum_i P_{lt,i}^2} \text{ bzw. } P_{st,res} = \sqrt{\sum_i P_{st,i}^2} \quad (\text{B.14})$$

Hierbei wird der Summationsexponent $\alpha = 2$ als ein guter Kompromiss für den 10-Minuten- P_{st} -Wert verwendet. Dieser ist von der Zahl der flickeräquivalenten Spannungssprünge im 10-Minuten-Intervall für die Berechnung des $P_{st,res}$ abhängig.

Bild B.9 zeigt ein Bewertungsschema für die Flickerbetrachtung im Hochspannungsnetz.



Legende

$P_{sti\ A}$ Kurzzeitflickerstärke der Kundenanlage

$P_{lti\ A}$ Langzeitflickerstärke der Kundenanlage

$P_{sti\ R}$ berechneter, zulässiger Wert

$P_{lti\ R}$ berechneter, zulässiger Wert

Bild B.9 – Bewertungsschema für Flickerbetrachtung im Hochspannungsnetz

B.9.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Tabelle B.1 – Grenzwerte für zulässige Oberschwingungsspannungen, erzeugt durch Erzeugungsanlagen am Hochspannungsnetz

Ordnung ν, μ	Erzeugungsanlagen Zulässiger Pegel
5	0,25
7	0,5
11	0,5
13	0,4
17	0,3
19	0,25
23	0,2
25	0,15
$\nu > 25$	0,1
Gerade $\nu < 40$	0,1
Zwischenharmonische $\mu < 40$	0,1
$\nu, \mu > 40$	0,3

Die Oberschwingungsströme und die hochfrequenten Stromanteile der Erzeugungsanlage (Index A) errechnen sich für pulsmodulierte Umrichter mit Pulsfrequenzen > 1 kHz aus den Angaben der Ströme der Erzeugungseinheiten (Index E) im Einheitenzertifikat nach.

$$I_{Av,\mu} = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} I_{iE,\nu,\mu}^2} \quad (\text{B.15})$$

Anhang C (normativ)

Weitere Festlegungen

C.1 Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom

Der Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ für die rot gezeichnete Sollkurve wird durch die grünen Geraden begrenzt (Bild C.1). Im dargestellten Beispiel beträgt $k_{\text{soll}} = 2$.

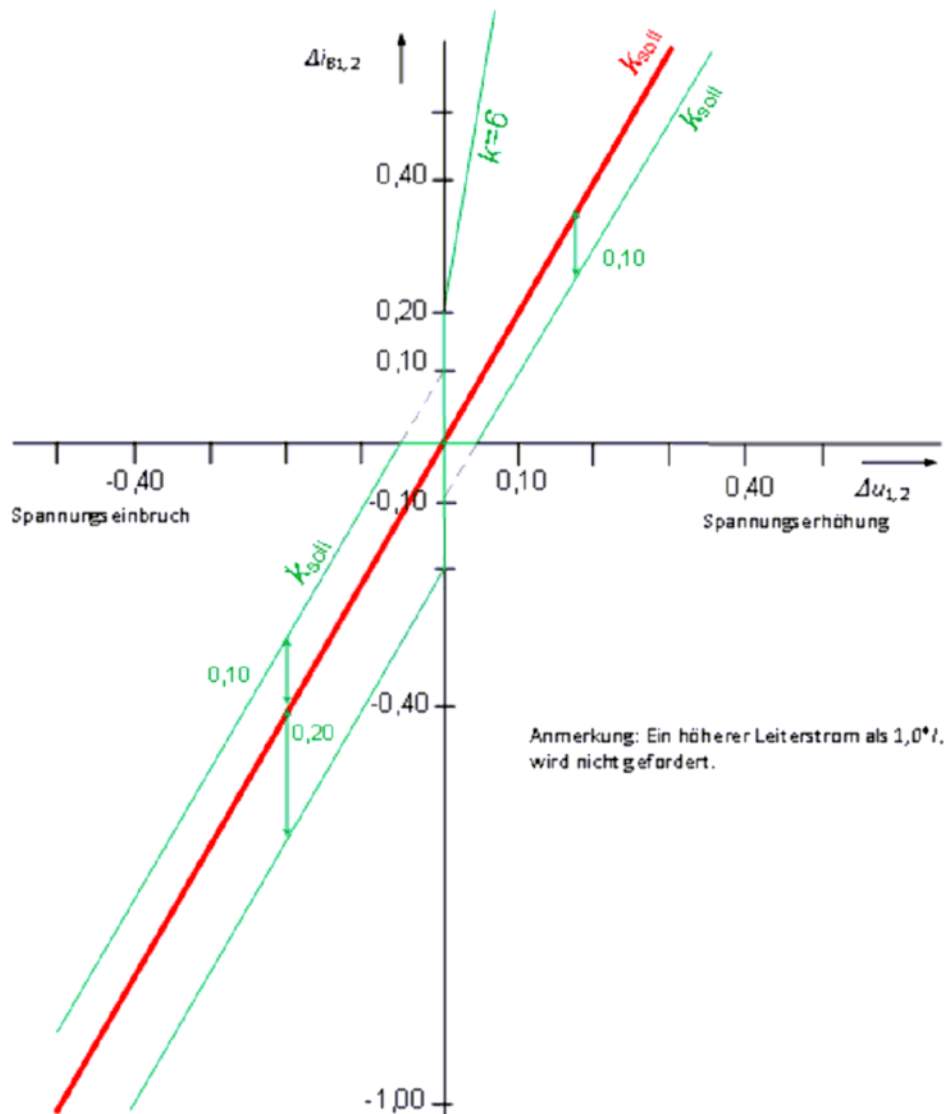


Bild C.1 – Toleranzbereich für Δi_B

k bezeichnet die Steigung der Geraden, siehe 10.2.3.3

Die betragsmäßig niedrigeren Toleranzgrenzen in den Quadranten 1 und 3 betragen $-10\% I_r$. Die betragsmäßig höhere Toleranzgrenze im Quadranten 1 hat eine konstante, von k_{soll} unabhängige Steigung von $k = 6$, ausgehend von $\Delta i_{B2} = 0,2$.

Die betragsmäßig höhere Toleranzgrenze im Quadranten 3 beträgt $+20\% I_r$ unabhängig von k_{soll} und $\Delta u_{1,2}$.

Die betragsmäßig niedrigere Toleranzgrenze für die Blindstrom einspeisung im Gegensystem durch Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren liegt im Quadranten 1 bei einer konstanten, von k_{soll} unabhängigen Steigung von $k = 2$, ausgehend von $\Delta i_{B2} = -0,1$. Die Anschwingzeit ist für diese Größe die Zeit bis zum erstmaligen Erreichen von 90 % des stationären Endwerts von Δi_{B2} .

C.2 Prinzipielles Reglerverhalten

Das prinzipielle Regelverhalten ist in Bild C.2 dargestellt. Auf einen Sollwertsprung der Führungsgröße muss die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße 90 % des – sofern nicht in der jeweiligen Anforderung anderweitig definiert – Sollwertsprungs innerhalb der Anschwingzeit $T_{\text{an}_90\%}$ erreichen.

Die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße darf die zulässige Überschwingweite Δx_{max} nicht überschreiten. Nach der Einschwingzeit $T_{\text{ein}_\Delta x}$ darf die Sprungantwort $x(t)$ der Regelgröße das Toleranzband Δx um den stationären Endwert (Einschwingtoleranz) nicht mehr verlassen.

ANMERKUNG Der Sollwertsprung ist die Differenz zwischen vorgegebenem Endwert und stationärem Anfangswert. Die Größen Δx und Δx_{max} sind ebenfalls auf den Sollwertsprung bezogen.

Als absolute Genauigkeit für die Regelgrößen sind jeweils $\pm 2\%$ des Nennwerts ausreichend.

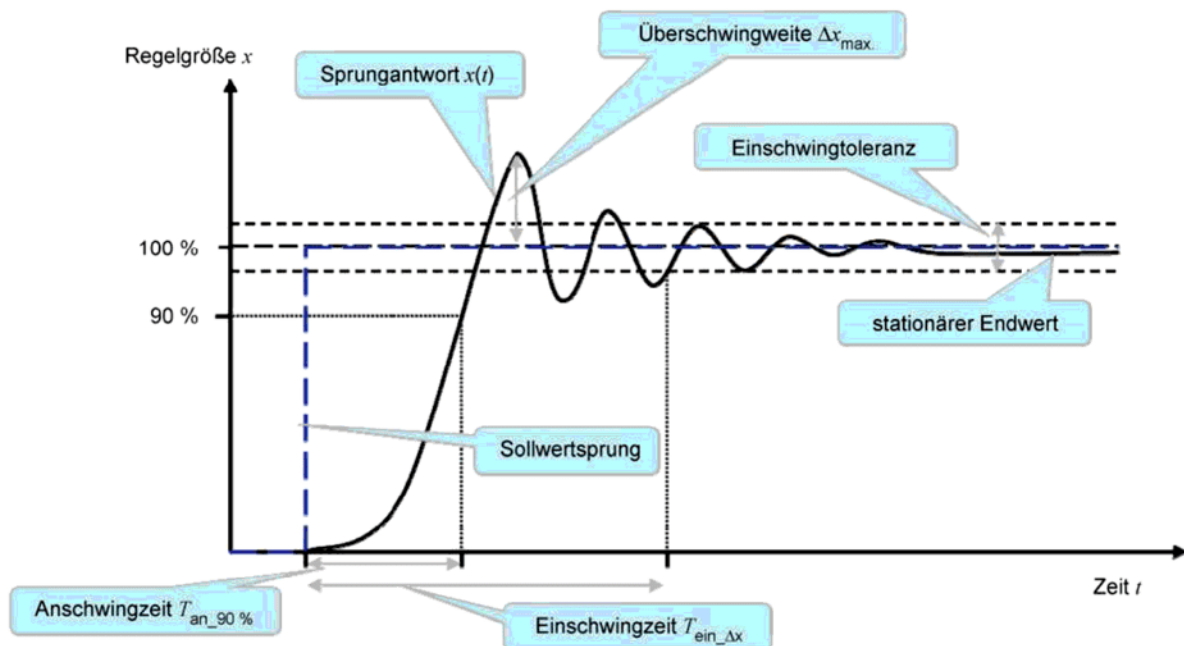


Bild C.2 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage

Im Hinblick auf die dynamische Netzstützung sind die im Bild C.2 aufgeführten Größen auf Mit- und Gegensystem anzuwenden.

C.3 Prozessdatenumfang

Folgende Anforderungen müssen vom Anschlussnehmer zur Verfügung gestellt bzw. verarbeitet werden können. Der Prozessdatenumfang wird vom jeweiligen Netzbetreiber vorgegeben. Alle übertragenen Werte sind mit einem validen Zeitstempel zu versehen. Auf eine entsprechende Zeitsynchronisation mit einer maximalen Abweichung von 0,1 Sekunden ist zu achten.

Ausgenommen hiervon ist die Übertragung ohne Protokolle (z. B. Analogwerte).

Eine Aktualisierung der übertragenen Werte (Messwerte, Reglerwerte) erfolgt über ein vorgebbares Zeitintervall von 3 Sekunden bis 600 Sekunden oder im Schwellverfahren mit parametrierbaren Schwellwerten. Die Werte sind als gleitende Mittelwerte im vorgegebenen Zeitintervall zu übertragen. Erfolgt die

Aktualisierung auf Abruf (pull), sind Momentanwerte zu Übertragen. Die Übertragung von Binärbefehlen erfolgt spontan und mit Verzögerungen < 1 Sekunden. Die zuverlässige Übertragung von Stör- und Warnmeldungen ist sicherzustellen. Ggf. muss eine Priorisierung erfolgen. Bei sich ändernden Wertvorgaben wird eine Empfangsquittierung erwartet (nur bei digitalen Schnittstellen).

Das Beispiel zeigt die Mindestanforderungen an einen Einfachstich-Anschluss. Für andere Anlagenkonfigurationen ist der Umfang nach den Vorgaben des Netzbetreibers zu erweitern/anzupassen.

Der Prozessdatenumfang für Kundenanlagen ist in Tabelle C.1 dargestellt. Die für Erzeugungs- und Misanlagen zusätzlichen Prozessdaten sind in [Tabelle C.2](#) dargestellt.

Tabelle C.1 – Beispiel für Prozessdatenumfang für Kundenanlagen bei einem Einfachstich-Anschluss

Steuerbefehle	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
110-kV-Leistungsschalter	EIN-schalten	Binär		
110-kV-Leistungsschalter	AUS-schalten	Binär		
110-kV-Leitungstrennschalter	EIN-schalten	Binär		
110-kV-Leitungstrennschalter	AUS-schalten	Binär		
110-kV-Leitungs-Erdungsschalter	EIN-schalten	Binär		
110-kV-Leitungs-Erdungsschalter	AUS-schalten	Binär		
Meldungen	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
110-kV-Leistungsschalter	EIN-geschaltet	Binär		
110-kV-Leistungsschalter	AUS-geschaltet	Binär		
110-kV-Leitungstrennschalter	EIN-geschaltet	Binär		
110-kV-Leitungstrennschalter	AUS-geschaltet	Binär		
110-kV-Leitungs-Erdungsschalter	EIN-geschaltet	Binär		
110-kV-Leitungs-Erdungsschalter	AUS-geschaltet	Binär		
Stör- und Warnmeldungen	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
Schutzanregung	Einzelmeldung	Binär		
Schutzauslösung	Einzelmeldung	Binär		
Leistungsschalter Störung	Einzelmeldung	Binär		
Gleich-/Wechselspannung fehlt	Einzelmeldung	Binär		
Schutzstörung	Einzelmeldung	Binär		
Messwerte	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
einen Leiterstrom	I_L	0 bis 1 500	1	A
Leiter-Erde-Spannungen	$U_{L1-N}, U_{L2-N}, U_{L3-N}$	0 bis 75	0,1	kV
eine Leiter-Leiter-Spannung	U_{L-L}	0 bis 130	0,1	kV
Wirkleistung ^a	$\pm P$	$-1,2 P_{AV, E}$ bis $1,2 P_{AV, B}$	0,1	MW
Blindleistung ^b	$\pm Q$	$-0,5 P_{AV}$ bis $+0,5 P_{AV}$	0,1	Mvar
^a Wirkleistungswerte > 0 entsprechen einem Leistungsbezug durch die Kundenanlage, Werte < 0 einer Leistungserzeugung.				
^b Blindleistungswerte > 0 entsprechen induktivem (untererregtem) Verhalten der Kundenanlage, Werte < 0 kapazitivem (übererregtem) Verhalten.				

Tabelle C.2 – Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen, Speicher und Mischanlagen

Steuerbefehle	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
Wirkleistung (10.2.4.1) ^b	Vorgabe P/P_{inst}	0 bis 100	1	%
Vorgabespannung (10.2.2.4)	Vorgabe U_{Q0}/U_n	0,9 bis 1,1	0,005	
Blindleistung (10.2.2.4) ^a	Vorgabe $Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}$	– 50 bis 50 %	0,1	%
Verschiebungsfaktor (10.2.2.4) ^a	Vorgabe $\cos \varphi$	–0,85 bis 0,85	0,005	
Vorgabe zum Verfahren der statischen Spannungshaltung (10.2.2.4)	Umschaltung des Verfahrens	$2 \times$ binär		
Messwerte	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
Rückmeldung Wirkleistungsvorgabe ^b	Rückmeldung P/P_{inst}	0 bis 100	1	%
Rückmeldung Vorgabespannung	Rückmeldung U_{Q0}/U_n	0,8 bis 1,2	0,005	
Rückmeldung Blindleistungsvorgabe ^a	Rückmeldung $Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}$	–50 % bis 50 %	0,1	
Rückmeldung Verschiebungsfaktorgabe ^a	Rückmeldung $\cos \varphi$	–0,85 bis 0,85	0,005	
Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert; nur bei Windenergieanlagen)	v_{Wind}	0 bis 40	2	m/s
Windrichtung (nur bei Windenergieanlagen)	R	0 bis 360 (Norden = 0°)	10	Grad
Globalstrahlung (nur bei Photovoltaikanlagen)	E_e	0 bis 1 280	10	W/m ²
Ladezustand (nur bei Speichern)	$E_{\text{ist}}/E_{\text{inst}}$	0 bis 100	1	%
in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung ^b	$P_{\text{b inst}}$	$1,0 P_{\text{inst}}$	0,1	MW
Momentanwert der Wirkleistung ^b	P_{mom}	$1,2 P_{\text{inst}}$ bis $1,2 P_{\text{inst}}$	0,1	MW
verfügbare Wirkleistung ^c	P_v	0 bis $1,2 P_{\text{inst}}$	0,1	MW
Anlageninterne Wirkleistungssollwertvorgabe (z. B. aus Direktvermarktung, Regelenergie, Fahrplan, Eigenbedarf usw.) ^b	P/P_{inst}	–100 % P_{inst} bis 100 % P_{inst}	0,1	%
Wirkleistung der Erzeugungsanlage/des Speichers (bei Mischanlagen) ^b	P	–1,2 P_{inst} bis 1,2 P_{inst}	0,1	MW
Blindleistung der Erzeugungsanlage/des Speichers (bei Mischanlagen) ^a	Q	–0,5 Q/P_{inst} bis +0,5 Q/P_{inst}	0,1	Mvar
verfügbare untererregte Blindleistung	$Q_{\text{verfügbar, Ist, unter}}$	0 bis 0,5 P_{inst}	0,1	Mvar
verfügbare übererregte Blindleistung	$Q_{\text{verfügbar, Ist, über}}$	–0,5 P_{inst} bis 0	0,1	Mvar
^a Werte > 0 entsprechen induktivem (untererregtem) Verhalten der Kundenanlage, Werte < 0 kapazitivem (übererregtem) Verhalten.				
^b jeweils getrennt für jeden in der Erzeugungsanlage vorhandenen Primärenergieträger und für Speicher aufzubereiten.				
^c Jeweils getrennt für Windenergie und Photovoltaik aufzubereiten (sofern vorhanden).				

Anhang D (informativ)

Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss

Bild D.1 zeigt ein Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss.

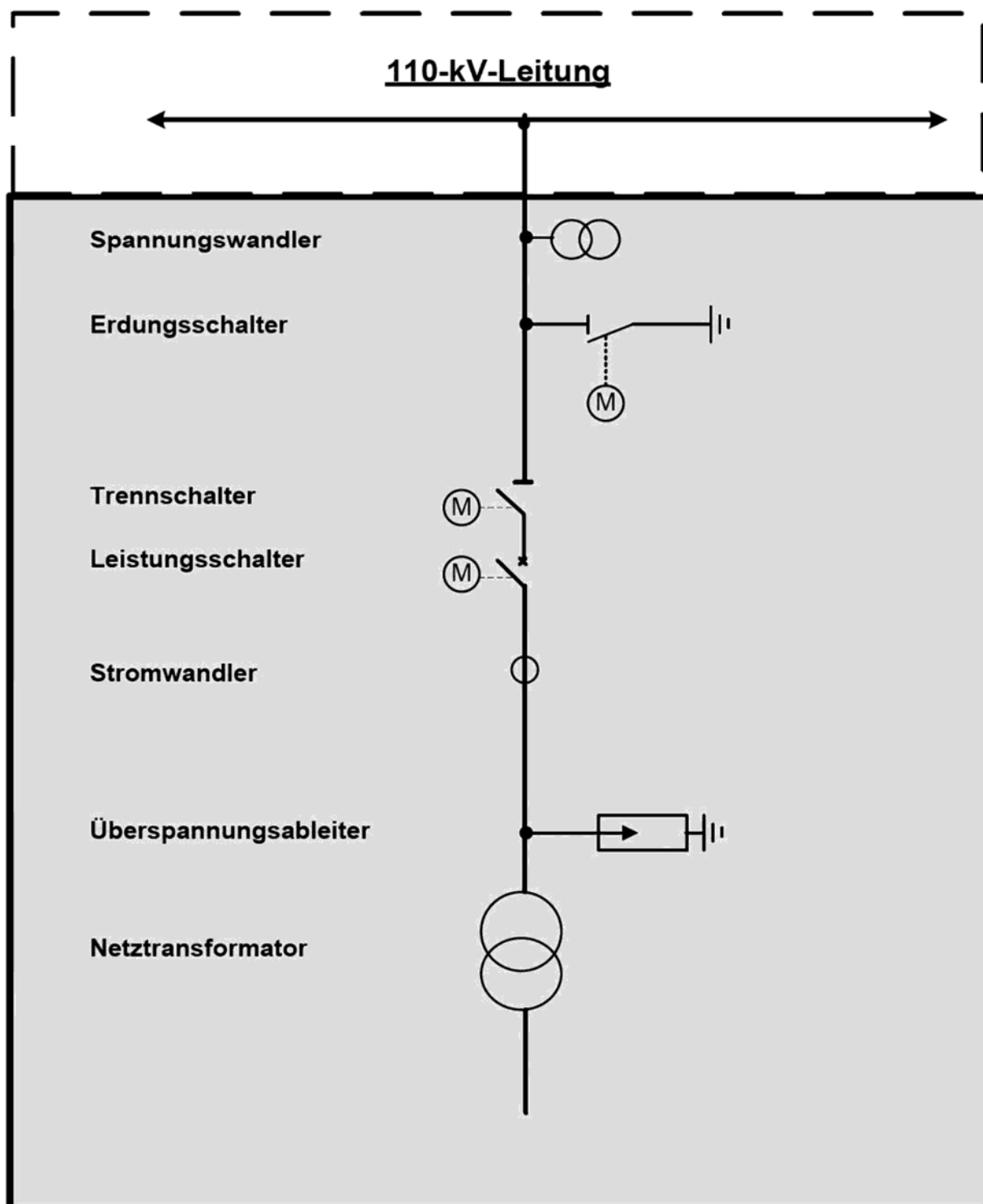


Bild D.1 – Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss

Anhang E (normativ)

Vordrucke

Die Formulare in diesem Anhang E sind zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.

E.1 Antragstellung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Antragstellung für Netzanschlüsse Hochspannung			
(Vom Anschlussnehmer von Bezugs- und Erzeugungsanlagen auszufüllen)			
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer PLZ, Ort		
Anschlussnehmer	Firma Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail		
Anlagenerrichter	Firma, Ort Telefon, E-Mail		
Anlagenart	<input type="checkbox"/> Bezugsanlage	<input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Mischanlage <input type="checkbox"/> Speicher <input type="checkbox"/> Notstromaggregat mit Netzparallelbetrieb > 100 ms
Maßnahme	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung	<input type="checkbox"/> Erweiterung	<input type="checkbox"/> Rückbau
Örtliche Lage der Bezugs-/Erzeugungsanlage mit Vorschlägen zu möglichen Standorten der Übergabestation. Plan im geeigneten Maßstab (z. B. 1:10 000) beigelegt?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Voraussichtliche Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ und $P_{AV, E}$ [kW]			
	bisher	neu	im Endausbau
Bezug $P_{AV, B}$			
Einspeisung $P_{AV, E}$ *			
Installierte Erzeugungsleistung			
Baustrombedarf	<input type="checkbox"/> nein	wenn ja: Leistung kW	ab wann
Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen (Vordruck E.2) bzw. Datenblatt einer Erzeugungsanlage (Vordruck E.6) beigelegt?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Zeitlicher Bauablaufplan beigelegt?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Geplanter Inbetriebsetzungstermin		
..... Ort, Datum Unterschrift des Anschlussnehmers		

* ANMERKUNG Maximale Einspeisewirkleistung der Kundenanlage in das Hochspannungsnetz.

E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen		1 (2)	
(Durch Anschlussnehmer mit Bezugsanlagen auszufüllen)			
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer: PLZ, Ort:		
Netztransformator *	Bemessungsspannung (Oberspannungsseite): kV		
	Bemessungsspannung (Unterspannungsseite): kV		
	Bemessungsscheinleistung S_{rT} : MVA		
	Relative Kurzschlussspannung u_K : %		
	Schaltgruppe:		
	Stufenschalter: Stufen relative Zusatzspannung: \pm %		
	Einbauort: <input type="checkbox"/> OS-seitig <input type="checkbox"/> US-seitig		
Blindleistungs-kompensation	Bereich der einstellbaren Blindleistung kvar (induktiv) bis kvar (kapazitiv)		
	Festkompensation kvar		
	<input type="checkbox"/> In Stufen schaltbar; Stufenanzahl:	<input type="checkbox"/> Stufenlos regelbar	
	Verdrosselungsgrad/Resonanzfrequenz:		
	<input type="checkbox"/> Schematischer Übersichtsschaltplan beigelegt <input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigelegt		
Motoren (≥ 1 MVA)	<input type="checkbox"/> Asynchronmotor	<input type="checkbox"/> Synchronmotor	<input type="checkbox"/> Antrieb mit Stromrichter
	Bemessungsscheinleistung: kVA		Bemessungsspannung: V
	Bemessungsdrehzahl: 1/min		Bemessungsstrom: A
	Leistungsfaktor:		Wirkungsgrad:
	Asynchronmotor	Verhältnis Anlaufstrom/Bemessungsstrom I_a/I_r :	
		Anlaufschaltung: <input type="checkbox"/> direkt <input type="checkbox"/> Stern/Dreieck <input type="checkbox"/> Sonstige	
	Synchronmotor	Subtransiente Längsreaktanz: Subtransiente Querreaktanz: (bitte Herstellerdatenblatt mit den elektrischen Daten beifügen)	
		Verhalten am Netz	
	Zahl der Anläufe je h:		Anlauf mit Last oder ohne Last:
	Zahl der Last- bzw. Drehrichtungswechsel: je min		

* bei mehreren Netztransformatoren sind die Daten für jeden Transformator einzeln oder entsprechende Datenblätter und zusätzlich die Fahrweise (Parallelbetrieb ja/nein) anzugeben

Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen		2 (2)									
(Durch Anschlussnehmer mit Bezugsanlagen auszufüllen)											
Schweißmaschinen Summenleistung ≥ 1 MVA	Zahl und Höchstschweißleistung:										
	Für die größte Schweißmaschine sind die folgenden Felder auszufüllen:										
	Höchstschweißleistung: kVA										
	Leistungsfaktor:										
	Zahl der Schweißungen: je min										
	Dauer einer Schweißung: s										
	Form des Stromimpulses: <input type="checkbox"/> Dreieck <input type="checkbox"/> Viereck <input type="checkbox"/> Sägezahn										
Lichtbogenöfen	Summe der Bemessungsscheinleistungen: kVA										
	Zahl und Bemessungsscheinleistung: kVA										
Stromrichter (≥ 1 MVA)	Für den größten Stromrichter sind die folgenden Felder auszufüllen:										
	Bemessungsscheinleistung: kVA										
	Pulszahl bzw. Schaltfrequenz:										
	Schaltung (Brücke, Mittelpunktschaltung...):										
	Steuerung: <input type="checkbox"/> gesteuert <input type="checkbox"/> ungesteuert										
	<input type="checkbox"/> Zwischenkreis vorhanden Glättung: <input type="checkbox"/> induktiv <input type="checkbox"/> kapazitiv										
	Stromrichtertrans- formator	Bemessungsscheinleistung S_{rT} : kVA									
		Relative Kurzschlussspannung u_k : %									
		Schaltgruppe:									
	Kommutierungsinduktivitäten: mH										
Herstellerangaben zu den netzseitigen Oberschwingungsströmen (bei höher- pulsigen Stromrichtern (z. B. 36-Puls-Stromrichter) ist die folgende Tabelle entsprechend zu erweitern):											
Ordnungszahl	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25	
I_v [A]											
Bemerkungen z. B. schaltbare Verbrauchslasten zur Bereitstellung von Regelleistung										
										
										
										
										
										
..... Ort, Datum	 Unterschrift des Anschlussnehmers									

E.3 Netzanschlussplanung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Netzanschlussplanung (Hochspannung)		
(Checkliste für den Netzbetreiber für die Festlegung des Netzanschlusses)		
Anlagenanschrift	Stationsname/Feld-Nr. Straße, Hausnummer PLZ, Ort
vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung für Bezug und Einspeisung geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Spannungsebene und Netzanschlusspunkt geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Standort der Übergabestation und Leitungstrassen des Netzbetreibers geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Anschlussart Kabel/Freileitung geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Aufbau der Hochspannungs-Schaltanlage geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Art der Sternpunktbehandlung an Anschlussnehmer bekanntgegeben?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Schutzkonzept für Übergabeschaltanlage geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Fernsteuerung/Fernüberwachung und erforderliche Umschaltautomatiken geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Messkonzept, Art und Anordnung der Messeinrichtung geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungsbereichs- und Bedienbereichsgrenze geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Liefer- und Leistungsumfang von Anschlussnehmer und Netzbetreiber geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein

E.4 Errichtungsplanung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Errichtungsplanung (Hochspannung)	
(Spätestens 12 Wochen vor Baubeginn der Übergabestation vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergeben)	
Anlagenanschrift	Stationsname/Feld-Nr. Straße, Hausnummer PLZ, Ort
Anschlussnehmer	Firma Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail
Anlagenerrichter	Firma, PLZ, Ort Telefon, Email
Maßstäblicher Lageplan des Grundstücks mit eingezeichnetem Standort der Übergabestation, der Leitungstrasse des Netzbetreibers sowie der vorhandenen und geplanten Bebauung beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Einphasiger Übersichtsschaltplan der gesamten Hochspannungsanlage einschließlich Transformatoren, Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen (wenn vorhanden, Daten der Hilfsenergiequelle) inkl. der Eigentums- und Verfügungsbereichsgrenzen beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein (bitte auch technische Kennwerte angeben)	
Zeichnungen aller Schaltfelder mit Anordnung der Geräte beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein (Montagezeichnungen)	
Anordnung der Messeinrichtung (inkl. Datenfernübertragung) beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Grundrisse und Schnittzeichnungen (möglichst im Maßstab 1:50) der Übergabestation inkl. der dazugehörigen Betriebsräume für die Schaltanlage beigelegt? (Aus diesen Zeichnungen muss auch die Trassenführung der Leitungen und der Zugang zur Schaltanlage ersichtlich sein) <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Liegt eine vertragliche Regelung bezüglich des Standorts und Betriebs der Übergabestation und der Netzbetreiber-Leitungstrasse zwischen dem Grundeigentümer und dem Anschlussnehmer (wenn dies unterschiedliche Personen sind) vor? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Liegt ein Nachweis der Kurzschlussfestigkeit für die Schaltanlage vor? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
..... Ort, Datum Unterschrift des Anschlussnehmers

E.5 Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungsprotokoll (Hochspannung) (vom Anlagenbetreiber der Übergabestation auszufüllen)		
Anlagenanschrift	Stationsname/Feld-Nr. Straße, Hausnummer PLZ, Ort	
Anlagenbetreiber	Firma, Ort Vorname, Name Telefon, E-Mail	
Anlagenerrichter	Firma, Ort Vorname, Name Telefon, E-Mail	
Messstellenbetrieb	Die Bereitstellung der Messeinrichtung erfolgt durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber oder durch einen anderen Messstellenbetreiber – MSB – (In diesem Fall bitte die MSB-ID laut MSB-Rahmenvertrag angeben):	
Stationsdaten	<input type="checkbox"/> Stich <input type="checkbox"/> Doppelstich <input type="checkbox"/> Einschleifung <input type="checkbox"/> Bezugskunde <input type="checkbox"/> Einspeiser <input type="checkbox"/> Mischanlage/Speicher	
Tonfrequenzsperrern	In der Anschlusszusage gefordert: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein Eingebaut: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein Prüfprotokoll liegt vor: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Dokumentation: Übergabe der aktualisierten Projektunterlagen mindestens 2 Wochen vor Inbetriebsetzung der Übergabestation an den Netzbetreiber erfolgt: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein		
<input type="checkbox"/> Netzführungsvereinbarung vorhanden <input type="checkbox"/> netzvertriebliche Voraussetzungen erfüllt <input type="checkbox"/> Übersichtschaltplan, ggf. Schaltpläne Sekundärtechnik <input type="checkbox"/> Prüfprotokoll des Übergabeschutzes und bei Erzeugungsanlagen des übergeordneten Entkopplungsschutzes <input type="checkbox"/> Schutz mit Schalterauslösung geprüft		<input type="checkbox"/> Beglaubigungsscheine der Wandler <input type="checkbox"/> Protokoll der Erdungsmessung <input type="checkbox"/> Bestätigung nach DGUV Vorschrift 3 <input type="checkbox"/> Messwertübertragung geprüft <input type="checkbox"/> Meldungen geprüft <input type="checkbox"/> Fernsteuerung geprüft (inkl. Not-Aus LS)
Bemerkungen:		
Die von mir/uns ausgeführte Installation der Übergabestation ist unter Beachtung der geltenden Rechtsvorschriften und behördlichen Verfügungen sowie nach den anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN VDE Normen, der VDE-AR-N 4120 und nach den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers von mir/uns errichtet, geprüft und fertig gestellt worden. Die Ergebnisse der Prüfungen sind dokumentiert. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Übergabestation nach DGUV Vorschrift 3 § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt.		
Die Übergabestation gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN/VDE-Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 [16] als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die abgeschlossene elektrische Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten.		
..... Ort, Datum, Uhrzeit Anlagenbetreiber Anlagenerrichter
Der Netzbetreiber erteilt mit Unterzeichnung die Erlaubnis zur Zuschaltung.		
Die Anschaltung der Kundenanlage an das Hochspannungsnetz erfolgte am/um:		
..... Ort, Datum, Uhrzeit Anlagenbetreiber Netzbetreiber

E.6 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung		1 (5)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen)		
Einspeiser-Nr. des Anschlussnehmers bereits vorhanden? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein		
Anlagenanschrift	Straße, Hausnummer PLZ, Ort	
Anschlussnehmer	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail	
Antragsteller	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail	
Typ der Erzeugungsanlage (bei Energiemix Mehrfach- nennung)	<input type="checkbox"/> Windenergie <input type="checkbox"/> Wasserkraft <input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/> Photovoltaik <input type="checkbox"/> Freifläche <input type="checkbox"/> Dachfläche <input type="checkbox"/> Fassade	
	<input type="checkbox"/> GuD-Anlage	Eingesetzter Brennstoff (z. B. Erdgas, Biogas, Biomasse, Dieselkraftstoffe)
	<input type="checkbox"/> Therm. Kraftwerk	
	<input type="checkbox"/> Verbrennungs- kraftmaschinen	
	<input type="checkbox"/> Speicher	
<input type="checkbox"/> Notstromaggregat mit > 100 ms Parallelbetrieb	Betriebsmodus: <input type="checkbox"/> Probebetrieb nach DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560) <input type="checkbox"/> Bezugsspitzenabdeckung <input type="checkbox"/> Teilnahme am Regelenergiemarkt <input type="checkbox"/>	
Anlagenart	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung <input type="checkbox"/> Erweiterung <input type="checkbox"/> Rückbau	
Leistungsangaben	bereits vorhandene Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW	
	neu zu installierende Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW	
	dabei Bemessungswirkleistung der Module bei PV-Anlagen* MWp	
	gesamte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW	
	Technische Mindestleistung MW	
Eigenbedarf der Erzeugungsanlage (einschließlich Bezugsleistung der Speicher) MW		
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Inselnetzbetrieb vorgesehen?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Teilnetzbetriebsfähigkeit vorhanden?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes vorgesehen?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Kurzbeschreibung:		

* Summe aus bestehender und neu zu installierender Modulleistung (maximale Ausgangsleistung (P_{max}) bei Standard Test Conditions (STC-Bedingungen)) nach **DIN EN 50380**.

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung		2 (5)	
(vom Anschlussnehmer auszufüllen)			
HS/MS-Transformator	Obere Bemessungsspannung U_{ROS} kV		
	Untere Bemessungsspannung U_{rUS} kV		
	Bemessungsscheinleistung S_r MVA		
	Kurzschlussspannung u_k %		
	Schaltgruppe: Stufenschalter: Regelbereich: \pm % Stufenanzahl:		
Angaben zum Anschlussnehmer eigenen MS-Netz	Betriebsspannung (Reglersollspannung des Stufenschalter) U_{MS} kV		
	Sternpunktbehandlung: <input type="checkbox"/> gelöscht <input type="checkbox"/> isoliert <input type="checkbox"/> niederohmig geerdet		
	<input type="checkbox"/> schematischer Übersichtsplan des Netzes mit Angaben Längen und Querschnitten aller verwendeten Kabel beigelegt		
Blindleistungskompensationsanlage	<input type="checkbox"/> Nicht vorhanden <input type="checkbox"/> Vorhanden kvar		
	Verdrosselungsgrad/Resonanzfrequenz: Hz		
	Zugeordnet: <input type="checkbox"/> der Erzeugungsanlage <input type="checkbox"/> den Erzeugungseinheiten		
	<input type="checkbox"/> Schematischer Übersichtsschaltplan und Herstellerdatenblatt beigelegt		
Tonfrequenzsperre	<input type="checkbox"/> Nicht vorhanden <input type="checkbox"/> Vorhanden für Hz		

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung		3 (5)	
(vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit bitte ein Datenblatt ausfüllen)			
Zahl baugleicher Erzeugungseinheiten: Stück			
<input type="checkbox"/> Neu anzuschließende Erzeugungseinheit <input type="checkbox"/> Prototyp			
<input type="checkbox"/> Bestandseinheit SDL-Fähigkeit: <input type="checkbox"/> als Altanlage <input type="checkbox"/> als Übergangs-/Neuanlage			
Letztgültiges Anlagengutachten/-zertifikat Nr.: Datum:			
ANMERKUNG Wenn ein Anlagengutachten/-zertifikat für die Bestandseinheit vorliegt, kann auf die Ausfüllung dieser Seite 3 (5) für die Bestandseinheit verzichtet werden.			
Einheitentyp	<input type="checkbox"/> doppelt gespeiste Asynchronmaschine		
	<input type="checkbox"/> Synchronmaschine (direkt gekoppelt)		
	<input type="checkbox"/> Netzkopplung mit Vollumrichter*		
	Andere		
Einheitenhersteller: Typ:		
Leistungsangaben	Bemessungswirkleistung einer Erzeugungseinheit P_{rE}^{**} kW		
	Bemessungsscheinleistung S_{rE}^{**} kVA		
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' kA *** bei kV		
	Beitrag zum Dauerkurzschlussstrom I_k kA bei kV		
	<input type="checkbox"/> Deckblatt des Einheitenzertifikats nach VDE-AR-N 4120 und Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit der FGW TR 3 beigelegt		
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz %			
<input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigelegt			
Maschinen- transformator	Bemessungsscheinleistung S_r kVA Kurzschlussspannung u_k %		
	Leerlaufverluste P_0 kW		Kurzschlussverluste P_k kW
	Stufensteller: \pm %; Stufen		geplante Stufung: kV/..... V
	Bemessungsspannung OS kV		Bemessungsspannung US kV

* Im Falle von Vollumrichtern sind die netzseitigen Daten der Vollumrichter einzutragen.

** Im Falle von PV-Anlagen und Speichern sind diese Größen für die Wechselrichter anzugeben.

*** Für eine Abschätzung kann der Anteil aus den Erzeugungseinheiten ohne Wechselrichter (I_k'') und der Effektivwert des Quellenstroms aus Erzeugungseinheiten mit Wechselrichter ($I_{sk PF}$) (siehe 11.2.9) addiert werden.

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung 4 (5)	
(vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jeden baulich unterschiedlichen Speicher bitte ein Datenblatt ausfüllen)	
Betriebsmodus	<input type="checkbox"/> Erhöhung Eigenverbrauch der Bezugskundenanlage (Lastoptimierung)
	<input type="checkbox"/> Erbringung von Systemdienstleistungen
	<input type="checkbox"/> Erbringung von Regelernergie
	<input type="checkbox"/> Aufrechterhaltung Inselbetrieb der Kundenanlage
	<input type="checkbox"/> Sonstiges
Anschluss des Speichersystems	<input type="checkbox"/> über eigenen Wechselrichter
	<input type="checkbox"/> über den Wechselrichter der Erzeugungseinheit
	<input type="checkbox"/> direkter Anschluss an das Wechselstrom-/Drehstromnetz
	Maximale Leistung P_{Emax} (10-min): MW
	Nutzbare Speicherkapazität: MWh
Wechselrichter des Speichersystems (bei eigenem Wechselrichter für die Batteriespeichereinheit)	Hersteller/Typ: Anzahl:
	Scheinleistung Wechselrichter S_{Emax} : kVA
	Wirkleistung Wechselrichter P_{Emax} : kW
	Bemessungsstrom (AC) I_r : A
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlussstrom I_k'' : A
Leistungsgradient Speichersystem	Maximaler Leistungsgradient bei Bezug kW/s
	Maximaler Leistungsgradient bei Einspeisung kW/s
Anschlusskonzept	Nummer der Abbildung nach FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“, Abschnitt 5 :
	Übersichtsschaltplan ist beigelegt (einpoleig): <input type="checkbox"/>
	Verwendete Primärenergieträger (z. B. Sonne, Wind, Gas):
	Unterschiedliche Primärenergieträger werden getrennt erfasst: <input type="checkbox"/>
	Unterschiedliche Einspeisevergütungen werden korrekt erfasst: <input type="checkbox"/>
	Energie des Speichersystems wird nicht vom Netz bezogen und als geförderte Energie eingespeist: <input type="checkbox"/>
Nachweise	Für den Wechselrichter des Speichersystems ist der Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit nach FGW TR 3 vorhanden <input type="checkbox"/>
	Konformität des Speichersystems zum FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ <input type="checkbox"/>
	Einheitenzertifikat nach VDE-AR-N 4120 liegt vor <input type="checkbox"/>
Bemerkungen

Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung		5 (5)	
(Checkliste für die vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergebenden Informationen; vom Anschlussnehmer auszufüllen)			
Lageplan, aus dem Orts- und Straßenlage, Flur- und Flurstücksbezeichnung, die Bezeichnung und die Grenzen des Grundstücks sowie der Aufstellungsort der Kundenanlage und der Erzeugungseinheiten hervorgehen (vorzugsweise im Maßstab 1:10 000) beigelegt?			<input type="checkbox"/>
Baugenehmigung für die Erzeugungsanlage beigelegt?			<input type="checkbox"/>
Positiver Bauvorbescheid beigelegt? (nicht erforderlich bei PV-Anlagen auf genehmigten Baukörpern)			<input type="checkbox"/>
Nachweis der Ernsthaftigkeit beigelegt? (z. B. BImSch-Genehmigung, Aufstellungsbeschluss B-Plan, Kaufverträge EZE, o. ä.)			<input type="checkbox"/>
Zeitlicher Bauablaufplan vorhanden? (bitte beifügen)			<input type="checkbox"/>
Geplanter Inbetriebsetzungstermin		
Dieses Datenblatt ist Bestandteil der Netzverträglichkeitsprüfung und ggf. der Netzanschlusszusage. Darüber hinaus dient es zusammen mit dem vom Netzbetreiber auszufüllenden Fragebogen E.7 als Grundlage zur Erstellung des Anlagenzertifikats. Bei Veränderungen jeglicher Art ist der zuständige Netzbetreiber unverzüglich schriftlich zu informieren. Nur vollständig ausgefüllte Datenblätter werden bearbeitet.			
.....		
Ort, Datum		Unterschrift des Anschlussnehmers	

E.7 Netzbetreiber-Abfragebogen

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen				1 (6)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers					
Bezeichnung Erzeugungsanlage					
Vereinbarte Anschluss-Wirkleistung $P_{AV, E}$ Vereinbarte Anschluss-scheinleistung $S_{AV, E}$		Bestand ohne Einheiten- zertifikat	Bestand mit Einheiten- zertifikat	neu	gesamt
	$P_{AV, E}$	MW	MW	MW	MW
	$S_{AV, E}$	MVA	MVA	MVA	MVA
Registriernummer des Netzbetreibers					
Bezeichnung Übergabestation					
Bezeichnung Netzanschlusspunkt ¹⁾					
Bezugsanlage am gleichen Netzanschlusspunkt (außer Eigenbedarf der Erzeugungsanlage)	Bezugsanlage vorhanden <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein		Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ der Bezugsanlage MW		
Ausgefüllter Anlagenbetreiberfragebogen <input type="checkbox"/> Dokument liegt bei <input type="checkbox"/> Dokument liegt nicht bei					
Sonstige Bemerkungen:					

¹⁾ Leitungsbezeichnung bei Anschluss an eine Leitung bzw. Bezeichnung der benachbarten Station(en) bzw. Bezeichnung des UW-Abgangsschaltfeldes bei Direkt-Anschluss an die Sammelschiene eines netzbetreibereigenen Umspannwerks.

Hinweis Bei allen physikalischen Größen sind die PRIMÄRWERTE anzugeben (z. B. $I >> 360 \text{ A}$ statt $I >> 1,2 I_n$; $U < 16 \text{ kV}$ statt $U < 0,8 U_n$).

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen		2 (6)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			
1. Einstellwerte der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt			
1.1 Kurzschlusschutzeinrichtungen (Zutreffendes ankreuzen)			
<input type="checkbox"/> Distanzschutz; Typ:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
Überstromanregung $I >>$		
Unterspannungsanregung	$I >$	
	$U <$	
Unterimpedanzanregung	Bei dieser Anregung ist immer ein gesondertes Einstellblatt beizufügen	
Nullsystemanregung	$I_E >$	
	$U_{NE} >$	
<input type="checkbox"/> Überstromzeitschutz; Typ:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I >>$		
$t_I >>$		
$I >$		
$t_I >$		
<input type="checkbox"/> Erdschlussschutz; Typ:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe		<input type="checkbox"/> im Distanz- bzw. Überstromzeitschutz integriert <input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I_E >>$		
$t_{IE} >>$		
$I_E >$		
$t_{IE} >$		
$U_E >$		
$t_{UE} >$		
Sonstige Bemerkungen			
.....			
.....			

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen				3 (6)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers					
1.2 Entkopplungsschutz					
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4120	Einstellvorgabe Netzbetreiber		
Oberspannungsseite					
Spannungssteigerungsschutz	$U >$	$1,25 U_n$			
	$t_U >$	500 ms			
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_n$			
	$t_U <$	5,0 s			
Frequenzsteigerungsschutz	$f >$	51,5 Hz			
	$t_f >$	5,4 s			
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz			
	$t_f <$	≤ 400 ms			
Unterspannungsseite					
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,20 U_{MS}$		gültig für $U_{MS} = \dots \text{ kV}^{(2)}$	
	$t_U >>$	300 ms			
	$U >$	$1,10 U_{MS}$			
	$t_U >$	180 s			
1.3 Systemschutz					
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4120	Einstellvorgabe Netzbetreiber ³⁾		
Blindleistungsrichtungsunterspannungsschutz	$U_Q \rightarrow \& U <$	$0,85 U_n$		Anregespannung	
	$U_{LL} > FG$	$0,95 U_n$		Freigabespannung zur Wiederschaltung	
	$t_Q \rightarrow \& U <$	500 ms		Auslösung LS am NAP	
	φ	3°		Anregewinkel ⁴⁾	
	$I_{\min Q(U)}$	$0,1 I_{Wandler}$		Mindeststrom ⁵⁾	
	$Q_{\min Q(U)}$	$0,05 S_{Amax}$		Blindleistungsansprechschwelle ⁶⁾	

²⁾ U_{MS} ist die Reglersollspannung des Stufenschalters am HS/MS-Transformator. Weicht die eingestellte Reglersollspannung vom angegebenen Wert ab, sind die Einstellwerte des Spannungssteigerungsschutzes entsprechend umzurechnen. Die eingestellte Reglersollspannung ist in der Konformitätserklärung anzugeben.

³⁾ Einstellungen auf Basis FNN-Lastenheft „Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)“ [7].

⁴⁾ Je nach eingesetztem Schutzgerät.

⁵⁾ Je nach eingesetztem Schutzgerät; Einstellempfehlung $0,1 I_{Wandler}$, aber maximal $0,15 I_r$ der installierten Erzeugungseinheiten.

⁶⁾ Je nach eingesetztem Schutzgerät.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen		4 (6)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			
1.4 Mischanlagen			
	Messort	Auslöseort	
Übergeordneter Entkopplungsschutz	<input type="checkbox"/> Übergabestation <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Übergabestation <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	
Systemschutz	<input type="checkbox"/> Übergabestation <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Übergabestation <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	
2. Einstellvorgaben an den Erzeugungseinheiten			
2.1 Entkopplungsschutz			
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4120	Einstellvorgabe⁷⁾ Netzbetreiber
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,25 U_{NS}^{8)}$	
	$t_U >>$	100 ms	
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_{NS}^{8)}$	
	$t_U <$	gestaffelt (siehe unten)	
	$U <<$	$0,30 U_{NS}$	
	$t_U <<$	800 ms	
Frequenzsteigerungsschutz	$f >>$	52,5 Hz	
	$t_f >>$	≤ 100 ms	
	$f >$	51,5 Hz	
	$t_f >$	≤ 5 s	
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz	
	$t_f <$	≤ 100 ms	
Falls eine Staffelung innerhalb einer Erzeugungsanlage erfolgen soll, bitte die Staffelungswerte nachfolgend festlegen:	Einstellgröße der Staffelung		Einstellwerte
	$t_U <,1$	1,5 s	
	$t_U <,2$	1,8 s	
	$t_U <,3$	2,1 s	
	$t_U <,4$	2,4 s	
2.2 Dynamische Netzstützung (nur Typ-2-Anlagen)			
Funktion	Empfehlung nach VDE-AR-N 4120	Einstellvorgabe Netzbetreiber	
FRT-Modus aktiv: Blindstromeinspeisung in Abhängigkeit zur Tiefe des Spannungseinbruchs mit definiertem k -Faktor ⁹⁾	<input checked="" type="checkbox"/> aktivieren	<input type="checkbox"/> aktivieren	
k -Faktor	$k = 2$	$k = \dots\dots\dots$	
Ort, an dem der k -Faktor einzuhalten ist		<input type="checkbox"/> NAP <input type="checkbox"/> EZE	
Anpassung des k -Faktors bei festgestellter Auslösung des Q - U -Schutzes nach 11.4.11.2	<input type="checkbox"/> Einstellung ändern bis keine Auslösung mehr erfolgt <input type="checkbox"/> Einstellung ändern bis maximal $k = \dots\dots\dots$ <input type="checkbox"/> Einstellung beibehalten		

⁷⁾ Die Vorgabewerte sind einzustellen, insofern sie nicht den Eigenschutz der Erzeugungseinheit beeinträchtigen. Sind Einstellvorgaben nicht mit dem Eigenschutz der Erzeugungseinheit vereinbar, ist eine erneute Abstimmung mit dem VNB erforderlich.

⁸⁾ U_{NS} ist die niederspannungsseitige Spannung des Maschinentransformators. Sie ergibt sich aus $U_{NS} = U_{MS}/\ddot{u}$.

⁹⁾ Bei Deaktivierung der dynamischen Netzstützung sind die Entkopplungsschutzeinstellungen entsprechend anzupassen.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen		5 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers		
3. Statische Spannungshaltung		
Blindleistungsstellbereich	<input type="checkbox"/> Variante 1 nach 10.2.2 <input type="checkbox"/> Variante 2 nach 10.2.2 <input type="checkbox"/> Variante 3 nach 10.2.2 <input type="checkbox"/> untererregt bis übererregt (gesonderte Regelung)	
Blindleistungssollwert und Verfahren	<input type="checkbox"/> den TAB vom zu entnehmen	
	<input type="checkbox"/> Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)^{10)}$	Steigung der Kennlinie: Obere Spannungsgrenze $U_{MAX}/U_n = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,04) Maximale Blindleistung $Q_{MAX}\text{-untererregt}/P_{b\text{ inst}} = \dots\dots\dots$ (z. B. 0,33) Spannungstotband = $\pm \dots\dots\dots \% U_n$ (z. B. $\pm 1,0 \% U_n$) Referenzspannung: $U_{Q0,ref}/U_n = \dots\dots\dots$ (z. B. 1,00) <input type="checkbox"/> U_{Q0}/U_n variabel per Fernwirkanlage ¹¹⁾ Anschlagzeit $T_{an\ 90\ \%} = \dots\dots\dots$ s (Standard: $T_{an\ 90\ \%} = 5\text{ s}$)
	<input type="checkbox"/> Blindleistung Q	Kennlinie mit P1 ($U_1/U_{MS}; Q_A/P_{b\text{ inst}}$) =;..... (z. B. 0,94; -0,33) P2 ($U_2/U_{MS}; Q_{ref}/P_{b\text{ inst}}$) =;..... (z. B. 0,96; 0) P3 ($U_3/U_{MS}; Q_{ref}/P_{b\text{ inst}}$) =;..... (z. B. 1,04; 0) P4 ($U_4/U_{MS}; Q_B/P_{b\text{ inst}}$) =;..... (z. B. 1,06; +0,33) <input type="checkbox"/> $Q = \dots\dots\dots$ Mvar <input type="checkbox"/> variabel per Fernwirkanlage ¹²⁾ <input type="checkbox"/> Fahrplan ¹³⁾
	<input type="checkbox"/> Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	<input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> variabel per Fernwirkanlage ¹²⁾ <input type="checkbox"/> Fahrplan ¹³⁾
Regelverhalten bei Sollwertsprüngen	Für $Q(U)$ und Q ; Zeitkonstante 3 Tau = s (Einstellbereich 5 s bis 60 s)	
Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage ¹⁴⁾	<input type="checkbox"/> Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert <input type="checkbox"/> $U_0 = \dots\dots\dots$ kV; $Q_{ref} = \dots\dots\dots$ Mvar; $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ (je nach gewähltem Verfahren) <input type="checkbox"/> Umschaltung auf ¹⁵⁾ <input type="checkbox"/> $Q(U)$ <input type="checkbox"/> Q <input type="checkbox"/> $\cos \varphi$	
Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE	<input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit letztem empfangenen Wert <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $P = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $Q = \dots\dots\dots$ (Gesamtwert für die EZA) <input type="checkbox"/> Weiterbetrieb aller EZE mit $\cos \varphi = \dots\dots\dots$	
Anforderungen hins. Blindleistungsverhalten der Bestandseinheiten bei Mischparks ^{16), 17)}	<input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> an den EZE <input type="checkbox"/> am Netzanschlusspunkt	

¹⁰⁾ Empfehlungen sind 10.2.2.4 zu entnehmen.

¹¹⁾ Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt. Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

¹²⁾ Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

¹³⁾ Sofern Fahrpläne gefordert werden, sind diese als separates Blatt bzw. unter sonstige Bemerkungen anzugeben.

¹⁴⁾ Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt.

¹⁵⁾ Spezifikationen werden vom Netzbetreiber übergeben bzw. sind den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

¹⁶⁾ Sofern mehrere Bestandsanlagen mit unterschiedlichem Blindleistungsverhalten bzw. -vereinbarungen mit dem Netzbetreiber existieren, bitte detaillierte Angaben auf separatem Blatt beifügen.

¹⁷⁾ Neben der vereinbarten Fahrweise der Bestandsanlagen ist auch deren tatsächliches Verhalten zu berücksichtigen. Das Berechnungsverfahren ist in der FGW TR 8 [10] beschrieben.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen		6 (6)	
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			
4. Netzdaten			
Nennspannung des Hochspannungsnetzes U_n	kV	
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k (für $T_k = 1 \text{ s}$) ¹⁸⁾	kA	
Minimale Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt ¹⁹⁾ S_{kV}^*	MVA	
Netzimpedanzwinkel am Netzanschlusspunkt ψ_k^*	°	
Kabelanteil des Netzes	% der Systemlänge	
Referenzleistung ²⁰⁾ S_0	MVA	
Rundsteuerfrequenz	Hz	
5. Sternpunktbehandlung			
Art der Sternpunktbehandlung	<input type="checkbox"/> Resonanzsternpunktterdung (Erdschlusslöschung) <input type="checkbox"/> Niederohmige Sternpunktterdung <input type="checkbox"/> Starre Sternpunktterdung <input type="checkbox"/> Keine Sternpunktbehandlung (freier, isolierter Sternpunkt)		
Beschaltung des HS-seitigen Transformator-Sternpunkts	<input type="checkbox"/> Freier Sternpunkt <input type="checkbox"/> Starre Erdung $I_{k1p} = \dots \text{ kA}$, $T_k = \dots \text{ s}$ <input type="checkbox"/> Mit Erdungswiderstand $R_{ME} = \dots \Omega$, $I_r = \dots \text{ A}$, $T_k = \dots \text{ s}$ <input type="checkbox"/> Mit Überspannungsableiter $u_r = \dots \text{ kV}$ <input type="checkbox"/> Mit Erdschlussdrossel $I_r = \dots \text{ A}$ <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 5px;"> <input type="checkbox"/> fest <input type="checkbox"/> stufenlos regelbar </div>		
6. EZA-Modell			
<input type="checkbox"/> Dem Netzbetreiber ist ein rechnerlauffähiges Modell der Erzeugungsanlage zur Verfügung zu stellen. Angaben zum Softwareformat (z. B. Software-Bezeichnung, Version)			
Sonstige Bemerkungen			
.....			
.....			
Ort, Datum	Unterschrift des Netzbetreibers		

* Bei Netznormalschaltzustand.

¹⁸⁾ Zur Dimensionierung der Kurzschlussfestigkeit der Hochspannungs-Übergabestation.

¹⁹⁾ Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats/Sachverständigengutachtens die Netzdaten Netzkurzschlussleistung S_{kV} und Netzimpedanzwinkel ψ_k des zunächst ermittelten Netzanschlusspunkts zur Verfügung. Diese Daten sind Grundlage für den Nachweis des richtlinienkonformen Verhaltens der Erzeugungsanlage.

²⁰⁾ Wenn die Erzeugungsanlage an einem Leitungsabschnitt zwischen 2 Umspannwerken angeschlossen ist, wird für die Referenzleistung die thermische Grenzleistung dieses Leitungsabschnitts angesetzt. Bei Anschluss der Erzeugungsanlage direkt oder über eine kundeneigene Leitung an eine Umspannanlage ist für S_0 die maximal an die Umspannanlage anschließbare Erzeugungsleistung einzusetzen.

E.8 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – HS		1 (2)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen), gilt auch für Speicher		
Anlagenbezeichnung	
Registriernummer des VNB	
Anschrift der Erzeugungseinheit	PLZ: Ort: Straße/Hausnummer	
Standort der Erzeugungseinheit	Gemarkung: Flur: Flurstück: <input type="checkbox"/> Gauß-Krüger-Koordinaten Bezugse ellipsoid: <input type="checkbox"/> UTM-Koordinaten Zone: Rechtswert: Hochwert:	
Netzanschlusspunkt an das Netz des Netzbetreibers	Bezeichnung:	Abrechnungszählpunkt:
Behördliche Genehmigung	Art: <input type="checkbox"/> Baugenehmigung <input type="checkbox"/> Blmsch-Genehmigung <input type="checkbox"/> wasserrechtliche Genehmigung <input type="checkbox"/> Aktenzeichen: Datum:	
Erfüllung gesetzlicher Vorgaben (EEG/KWK-G)	<input type="checkbox"/> Die Anforderungen des § 9 Abs.1 oder 2 EEG sind erfüllt (Netzsicherheitsmanagement entsprechend gesetzlicher Leistungsgrenzen) <input type="checkbox"/> Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 1 EEG sind erfüllt (hydraulische Verweilzeit, gilt nur für Biogasanlagen) <input type="checkbox"/> Die Anforderungen des § 9 Abs.5 Nr. 2 EEG sind erfüllt (zusätzlich Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung Biogasfreisetzung, gilt nur für Biogasanlagen) <input type="checkbox"/> Die Voraussetzungen für eine vergütungsseitige Anlagenzusammenfassung gemäß §24 Abs.2 EEG sind nicht erfüllt (gilt nur für PV-Freiflächenanlagen) Marktstammdatenregisternummer: Zuschlagsnummer gemäß §35 EEG: <input type="checkbox"/> Antrag auf Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 Abs.2 KWK-G (Eingangsbestätigung des BAFA beilegen) <input type="checkbox"/> Anzeige der KWK-Anlage i. S. d. § 10 Abs. 6 KWK-G (Anzeige beim BAFA beilegen) <input type="checkbox"/> Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 KWK-G (Zulassung des BAFA beilegen)	
Anlagenzertifizierer	Name: Anschrift: Anlagenzertifikat-Nr:	Ausstelldatum:
Zertifizierungsstelle für die Erzeugungseinheit	Name: Anschrift: Einheitenzertifikat-Nr:	Ausstelldatum:
Leistungsangaben	maximale Wirkleistung: kW (inst. Leistung i. S. d. § 3 Nr. 31 EEG; bei PV-Anlagen gs-seitige Modulleistung) maximale Scheinleistung: kVA (bei PV-Anlagen netzseitige Ausgangsleistung des Wechselrichters)	

Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – HS (vom Anlagenbetreiber auszufüllen), gilt auch für Speicher		2 (2)	
Dokumentation	<input type="checkbox"/> Entkopplungsschutz erfolgreich geprüft (Schutzprüfprotokolle beifügen) <input type="checkbox"/> dynamische Netzstützung der Erzeugungseinheit ist nach Anlagenzertifikat realisiert, eingestellter k -Faktor $k = \dots\dots\dots$ (gilt nicht für direkt gekoppelte Synchronmaschinen) <input type="checkbox"/> alle anderen Parameter mit Einfluss auf die elektrischen Eigenschaften entsprechend Anlagenzertifikat eingestellt <input type="checkbox"/> Erzeugungseinheit in das Netzsicherheitsmanagement eingebunden		
Inbetriebsetzung	Die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit am:	Datum:	Uhrzeit:
	Die Erzeugungseinheit hat erstmalig Energie in das Netz des Netzbetreibers eingespeist (bei Mischanlagen erstmalig Energie erzeugt):	Datum:	Uhrzeit:
<p>Die elektrische Anlage der Erzeugungseinheit gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN VDE Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 [16] als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. Diese darf nur von Elektrofachkräften oder elektrisch unterwiesenen Personen betreten werden. Laien dürfen die Betriebsstätte nur in Begleitung vorgenannter Personen betreten.</p> <p>Die Erzeugungseinheit ist nach den Bedingungen der VDE-AR-N 4120 und den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers errichtet. Im Rahmen der Übergabe hat der Anlagenerrichter den Anlagenbetreiber eingewiesen und die Erzeugungseinheit nach DGUV Vorschrift 3 [16], § 3 und § 5 für betriebsbereit erklärt.</p> <p>Ich/wir erklären hiermit, dass die vorstehenden Angaben der Wahrheit entsprechen und verpflichte(n) mich/uns, sämtliche Änderungen der Anlage unverzüglich dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Erzeugungseinheit angeschlossen ist schriftlich mitzuteilen. Die vorgenannten Angaben beruhen auf den geltenden gesetzlichen Bestimmungen und Rechtsverordnungen.</p>			
Errichter/Inbetriebsetzer		Anlagenbetreiber	
Firma:		Firma:	
Name des Bearbeiters:		Name des Bearbeiters:	
Straße/Hausnummer:		Straße/Hausnummer:	
PLZ/Ort:		PLZ/Ort:	
.....		
Datum, Stempel und Unterschrift		Datum, Stempel und Unterschrift	

E.9 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlagen/Speicher HS		1 (4)		
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen)				
Projektbezeichnung				
Leistungsangaben der Erzeugungs- anlage	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$	 MW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung Einspeisung $S_{AV, E}$	 MVA	
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Bezug $P_{AV, B}$	 MW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung Bezug $S_{AV, B}$	 MVA	
	Installierte Wirkleistung P_{inst}	 MW	
Registriernummer beim Netzbetreiber			
Netzanschlusspunkt an das Netz des Netzbetreibers	Bezeichnung Abrechnungszählpunkt		
Ersteller der Inbe- triebsetzungs- erklärung	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail		
Anlagenbetreiber	Vorname, Name Straße, Hausnummer PLZ, Ort Telefon, E-Mail		
Ersteller des Anlagenzertifikats	Vorname, Name Straße, Hausnummer Nr. Anlagenzertifikat Ausstelldatum		
Inbetriebsetzungsprüfung Übergabestation				
Bezeichnung			
Inbetriebsetzungsprotokoll vom:			
Inbetriebsetzungsprüfung des EZA-Reglers				
Reglerfunktion	Reglerhersteller	Fabrikat/Typ	Seriennummer	Inbetriebsetzun gsprotokoll vom
Wirkleistung
Blindleistung

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlagen/Speicher HS			2 (4)	
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen)				
Inbetriebsetzungsprüfung aller Erzeugungseinheiten (Bestandsanlagen und Neuanlagen)				
EEG-Anlagenschlüssel (sofern vorhanden)	Fabrikat/Typ	Seriennummer	Bemessungswirkleistung P_{rE}	Inbetriebsetzungsprotokoll vom
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
..... kW
Inbetriebsetzungsprüfung weiterer Komponenten				
Komponente	Hersteller	Fabrikat/Typ	Seriennummer	Inbetriebsetzungsprotokoll vom
.....
.....
.....
.....

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlagen/Speicher HS		3 (4)	
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen)			
Funktionsprüfung der Erzeugungsanlage/des Speichers		Prüfprotokoll vom	
Wirkleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers		
Bemerkungen			
.....			
.....			
.....			
Blindleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers		
Bemerkungen			
.....			
.....			
Prüfung der Blindleistungs-Kennlinienfunktion oder der Blindleistungsfestwerte auf Basis aufgezeichneter Betriebsmesswerte des EZA-Reglers, Störschreibers oder sonstiger Aufzeichnungsgeräte am Netzanschlusspunkt durch den Anlagenbetreiber (Aufzeichnungszeitraum: mind. 7 Tage und mind. 20 % P_{inst})		
Bemerkungen			
.....			
.....			
Prüfung des vorgegebenen Datenumfangs für Wirk- und Blindleistung			
Prüfung des Verhaltens bei Ausfall des Vorgabewerts für Wirk- und Blindleistung			
Prüfung des Verhaltens bei Ausfall der Kommunikation zwischen EZA-Regler und Erzeugungseinheiten für Wirk- und Blindleistung			
Bestätigung			
<p>Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Softwarestände) sind als Anlage aufgelistet, beigefügt und stimmen mit den im Anlagenzertifikat aufgeführten Einheitenzertifikaten überein.</p> <p>Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer) sind als Anlage aufgelistet, beigefügt und stimmen mit den im Anlagenzertifikat aufgeführten Komponentenzertifikaten überein.</p> <p><input type="checkbox"/> Vollständig</p> <p><input type="checkbox"/> Mit folgenden Abweichungen (sind im Vorfeld mit dem Netzbetreiber abzustimmen)</p> <p>.....</p> <p><input type="checkbox"/> Einzelnachweisverfahren</p>			
<p>Die Betriebsmittel der Erzeugungsanlage/des Speichers (wie z. B. Kennwerte und Stufenstellungen der Maschinentransformatoren, Kabellängen und -typen) stimmen mit dem Anlagenzertifikat überein.</p> <p><input type="checkbox"/> Vollständig</p> <p><input type="checkbox"/> Mit folgenden Abweichungen (sind im Vorfeld mit dem Netzbetreiber abzustimmen)</p> <p>.....</p> <p>.....</p>			

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlagen/Speicher HS		4 (4)	
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen)			
Folgende Prüfprotokolle und Nachweise sind als Anlage beigelegt			
Funktionsprüfprotokoll zur Wirkleistungssteuerung	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Funktionsprüfprotokoll zur Blindleistungssteuerung	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Protokoll zur Überprüfung der Q -Kennlinienfunktion	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Protokoll zur Überprüfung des Datenumfanges für P und Q	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Protokoll zur Überprüfung des Verhaltens bei Ausfall der Vorgabewerte für P und Q und bei Kommunikationsausfall zwischen EZA-Regler und EZE	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Prüfprotokoll der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt	Schutzprüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Prüfprotokoll der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten	Schutzprüfprotokolle liegen bei	<input type="checkbox"/>	
Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten (insbesondere zur Umsetzung der dynamischen Netzstützung)	Einstellprotokolle liegen bei	<input type="checkbox"/>	
Einstellprotokoll des EZA Reglers	Einstellprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Inbetriebsetzungsprotokoll der Übergabestation	Protokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Inbetriebsetzungsprotokoll des Netztransformators*	Protokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Störlichtbogenqualifikationsnachweis der Schaltanlage*	Nachweis liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Prüfprotokolle der Strom- und Spannungswandler*	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Prüfprotokolle der Abrechnungs- und Vergleichsmessung*	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Typprüfprotokolle der verbauten Schutzeinrichtungen	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Herstellererklärung zum Parametersatz der Erzeugungseinheiten	liegen vollständig bei	<input type="checkbox"/>	
Energieflussrichtungserfassung bei Speichern konzeptgemäß umgesetzt	Prüfprotokoll liegt bei	<input type="checkbox"/>	
Bemerkungen			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
Ort, Datum	Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung	Anlagenbetreiber	

* Sofern nicht im Inbetriebsetzungsprotokoll der Übergabestation enthalten.

E.10 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4120		LOGO 1 (2)	
Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher		Nr: Unterzeichnete Kopie Nr.	
Projektbezeichnung			
Anschlussnehmer			
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$ MVA	
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung P_{AVE} MW	
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung S_{AVE} MVA	
	Installierte Wirkleistung P_{inst} MW	
Ersteller des Anlagenzertifikats	Vorname, Name	
	Straße, Hausnummer Nr. Anlagennachweis Ausstelldatum	
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung	Vorname, Name	
	Straße, Hausnr. Ausstelldatum	
Die Erzeugungsanlage/der Speicher (Komponenten, Einheiten und Betriebsmittel, usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikats und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. <input type="checkbox"/> Erfüllt ANMERKUNG			
Die in der Inbetriebsetzungserklärung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage/des Speichers stimmen mit dem Anlagenzertifikat überein. <input type="checkbox"/> Erfüllt ANMERKUNG			
Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die Umsetzung der dynamischen Netzstützung und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers umgesetzt. <input type="checkbox"/> Erfüllt ANMERKUNG			

Die zuvor bezeichnete Erzeugungsanlage/der Speicher

☐ erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4120 „TAR Hochspannung“

☐ erfüllt die Anforderungen der TAB des Netzbetreibers

und wurde konform zum oben angeführten Anlagenzertifikat errichtet.

ANMERKUNG

.....

Im Fall einer Überschreitung der Oberschwingungen sind folgende Punkte zu berücksichtigen.

☐ Einbau und Start der Messung erfolgt am:

.....

Die geforderten Funktionsprüfungen zum Wirk- und Blindleistungsverhalten

☐ Wurden im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung erbracht.

☐ Konnten aus folgenden Gründen nicht durchgeführt werden und werden in Abstimmung mit dem Netzbetreiber nachgeholt.

Die Konformitätserklärung beinhaltet folgende Anlagen:

- Inbetriebsetzungserklärung
- Weitere zur Erstellung der Konformitätserklärung geprüfte Dokumente:

.....

Bestätigung im Fall nachträglicher Nachweismessungen:

☐ Nach erfolgter Messung im Zeitraum vom bis konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 6 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungsanlage).

☐ Mit der Messung im Zeitraum vom bis konnte der Nachweis nicht erbracht werden. Es muss eine Nachbesserung erfolgen.

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

.....

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

☐ Es erfolgte eine Nachbesserung. Mit der Messung im Zeitraum vom bis konnte der Nachweis erbracht werden, dass die geforderten Oberschwingungspegel eingehalten werden (Frist 12 Monate nach der erfolglosen Nachweismessung).

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

.....

Bestätigung der Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)

LOGO der Zertifizierungsstelle

.....

Dieser Nachweis darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.

Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

E.11 Einheitenzertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle		LOGO	
Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4120			
Einheitenzertifikat		Nr.: Exemplar-Nr.	
Hersteller		
Typ Erzeugungseinheit		
Technische Daten	Bemessungswirkleistung: MW	
	Bemessungsspannung: kV	
	Nennfrequenz: Hz	
	Mindest erforderliche Kurzschlussleistung (nur EZE Typ 1): MVA	
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4120:2018-11 „TAR Hochspannung“		
Zertifizierungsprogramm	FGW TR 8 (mit Ausgabestand)		
Mitgeltende Normen/ Richtlinien	DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21); FGW TR 3 und TR 4 (jeweils mit Ausgabestand)		
<p>Die oben bezeichnete Erzeugungseinheit erfüllt die Anforderungen der VDE-AR-N 4120:2018-11 „TAR Hochspannung“.</p> <p>Es gelten folgende Einschränkungen und Abweichungen:</p> <p><input type="checkbox"/> keine</p> <p><input type="checkbox"/></p> <p>Der Hersteller hat die Zertifizierung seines Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung.</p> <p>Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Technische Daten der Erzeugungseinheit, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – Den schematischen Aufbau der Erzeugungseinheit; – Zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungseinheit; <p>Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten.</p> <p>Das Zertifikat ist gültig bis Datum (TT.MM.JJJJ).</p>			
<p>Ort, Datum (TT.MM.JJJJ) Name, Funktion</p> <p>.....</p> <p>Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</p> <p>Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail DAKKS Logo</p>			

E.12 Komponentenzertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle		LOGO
Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4120		
Komponentenzertifikat		
		Nr.: Exemplar-Nr.
Hersteller	
Komponenten-Typ	
Technische Daten	Bemessungsscheinleistung: MVA
	Bemessungsspannung: kV
	Nennfrequenz: Hz
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4120:2018-11 „TAR Hochspannung“	
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)	
Mitgeltende Normen/ Richtlinien	FGW Technische Richtlinien Nr. 3 und Nr. 4 (jeweils mit Ausgabestand)	
<p>Die oben bezeichnete Komponente erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten Anwendungsregel. Es gelten folgende Einschränkungen und Abweichungen:</p> <p><input type="checkbox"/> keine</p> <p><input type="checkbox"/></p> <p>Der Hersteller hat die Zertifizierung seines Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung.</p> <p>Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Technische Daten der Komponente, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – Den schematischen Aufbau der Komponente; – Zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Komponente; <p>Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten. Das Zertifikat ist gültig bis Datum (TT.MM.JJJJ).</p> <p>Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)Name, Funktion</p> <p>.....</p> <p>Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.</p> <p>Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail DAKKS Logo</p>		

E.13 Anlagenzertifikat

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle		LOGO
Akkreditiert nach		
DIN EN ISO/IEC 17065 für VDE-AR-N 4120		
Anlagenzertifikat		Nr.: Exemplar-Nr.
Projektbezeichnung	
Anschlussnehmer	
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW
	Vereinbarte Anschlusscheinleistung $S_{AV, E}$ MVA
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ MW
	Vereinbarte Anschlusscheinleistung $S_{AV, B}$ MVA
	Installierte Wirkleistung P_{inst} MW
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4120:2018-11 „TAR Hochspannung“	
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)	
Die oben bezeichnete Erzeugungsanlage erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten VDE-Anwendungsregel.		
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: <ul style="list-style-type: none"> – Den schematischen Aufbau der Erzeugungsanlage mit Angabe der Erzeugungseinheiten und aller weiteren Komponenten; – Zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungsanlage; – Aussagen zur Gültigkeitsdauer. Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten.		
Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)Name, Funktion Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden. Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-MailDAkKS Logo		

E.14 Betriebserlaubnisverfahren

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Erteilung der Betriebserlaubnis		
durch den Netzbetreiber		
Bezeichnung Erzeugungsanlage/Speicher	
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$ MW	
Vereinbarte Anschlusscheinleistung $S_{AV, E}$ MVA	
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ MW	
Vereinbarte Anschlusscheinleistung $S_{AV, E}$ MVA	
Registriernummer des Netzbetreibers	
Bezeichnung Übergabestation	
Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird folgende Betriebserlaubnis erteilt:		
<input type="checkbox"/> Vorübergehende Betriebserlaubnis befristet bis		<input type="checkbox"/> Endgültige Betriebserlaubnis
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage (E.9)		<input type="checkbox"/> Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage (E.10)
Sonstige Bemerkungen		
.....		
.....		
.....	
Ort, Datum	Unterschrift des Netzbetreibers	

E.15 Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Erteilung einer beschränkten Betriebserlaubnis	
durch den Netzbetreiber	
Bezeichnung Erzeugungsanlage/Speicher
Registriernummer des Netzbetreibers
Bezeichnung Übergabestation
Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird eine beschränkte Betriebserlaubnis erteilt:	
Die Erzeugungsanlage/der Speicher weicht in folgenden Punkten vom Anlagenzertifikat bzw. der Konformitätserklärung ab:	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:	
<input type="checkbox"/>	Anlagenzertifikat-Nr.:
<input type="checkbox"/>	Konformitätserklärung Nr.:
Die beschränkte Betriebserlaubnis ist befristet bis	
Sofern die oben aufgeführten Mängel nicht bis zum angegebenen Datum abgestellt sind, erlischt die Endgültige Betriebserlaubnis. Die Erzeugungsanlage/der Speicher sind danach vom Netz zu trennen.	
Sonstige Bemerkungen:	
.....	
.....	
..... Ort, Datum Unterschrift des Netzbetreibers

Anhang F (normativ)

Störschreiber am Netzanschlusspunkt

Folgende Anforderungen sind bei der Auswahl eines Schreibers zu berücksichtigen.

Allgemeines

- Einhaltung der **DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30)**;
- CE-Kennzeichnung;
- Synchronisierung über DCF 77 oder GPS;
- Versorgungsspannung 60 V bis 220 V DC +10 %, –20 %;
- Ausfall der Versorgungsspannung darf zu keinem Verlust der Parametrierung und der bis dahin aufgezeichneten Daten führen;
- Fernauslesbarkeit der Daten mittels IP-basierten Übertragungsprotokollen;
- Fernparametrierbarkeit empfohlen.

Analoge Eingangssignale und Messgrößen

- Anschluss an Spannungswandler;
- Anschluss an Wicklung für Messung/Schutz;
- 3 × Leiter-Erde-Spannungen, 1 × en-Spannung;
- Anschluss an Stromwandler;
- Anschluss am Messkern;
- 3 × Leiterströme, 1 × Nullstrom;
- Belastbarkeit Strommesseingänge: $100 \times I_n$ für 1 s; $30 \times I_n$ für 10 s; $4 \times I_n$ dauernd.

Binäre Ein- und Ausgangssignale

- geeignet für Hilfsspannung 60 V bis 220 V DC;
- Potentialtrennung der Binäreingänge mittels Optokoppler;
- mindestens 4 Binäreingänge, möglichst mit unterschiedlichem Potential anschließbar;
- Sammelsignal „Auslösung Schutz Anschlussnehmer“ (alle Entkopplungs- und KurzschlussSchutzeinrichtungen, die auf den 110-kV-Leistungsschalter wirken – ohne Netzschutzseinrichtungen);
- Sammelsignal „Auslösung Netzschutzseinrichtungen“;
- Rückmeldungen des 110-kV-Leistungsschalters;
- Life-Kontakt (Überwachungskontakt des Störschreibers).

Störungsaufzeichnung

- Aufzeichnung aller analogen und binären Eingangssignale;
- Aufzeichnung von mindestens 20 Störungen mit einer Aufzeichnungsdauer von jeweils 6 s und einer Abtastrate von mindestens 1 kHz;
- Speicher als FIFO organisiert;
- einstellbare Zeit für Vor- und Nachgeschichte;
- Möglichkeit der Konvertierung in das comtrade-Format;
- Triggerkriterien:
 - U_{\max} , U_{\min} dU/dt ;

- $f_{\max}, f_{\min}, df/dt$;
- $I_{\max}, I_{\min}, dI/dt$;
- P_{\max}, Q_{\max} ;
- Binäreingänge;
- jeweils getrennt für alle erfassten analogen und binären Signale;
- high, low, positive und negative Flanke.

Erfassung der Spannungsqualität

- Aufzeichnung aller Größen zur Auswertung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 einschließlich Berichtsfunktion (automatisierte Zusammenfassung der Ergebnisse mit Kennzeichnung von Abweichungen von der Norm);
- Möglichkeit der Anpassung der Parametrierung z. B. bei Anpassungen der Norm, Änderung Aufzeichnungsintervall;
- Aufzeichnung der Spannungen $U_{L1-E}, U_{L2-E}, U_{L3-E}, U_{L1-L2}, U_{L2-L3}, U_{L3-L1}, U_{en}$;
- Aufzeichnung der Ströme $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, I_0$; Ströme müssen bis zu $4 \times I_n$ dauerhaft erfasst werden können;
- Aufzeichnung Wirkleistung, Blindleistung, Scheinleistung, Verschiebungsfaktor;
- Aufzeichnung U -Harmonische bis mindestens 40. Oberschwingung;
- Aufzeichnung U -Zwischenharmonische bis mindestens 41. Oberschwingung;
- Aufzeichnung I -Harmonische bis mindestens 40. Oberschwingung;
- Aufzeichnung I -Zwischenharmonische bis mindestens 41. Oberschwingung;
- Aufzeichnung Frequenz;
- Aufzeichnung aller 10-Minuten-Mittelwerte für mindestens 50 Tage;
- Speicher als FIFO organisiert;
- Aufzeichnungsintervall in einem Bereich zwischen 1 Sekunde und 30 Minuten einstellbar.

Sollte die Auswertung der Spannungsqualitätswerte nach DIN EN 50160 Grenzwertwert-Verletzungen ergeben, sind genauere Messungen und Analysen, insbesondere unter Berücksichtigung der Wandler-Messfehler, erforderlich. Der Umfang der in diesem Fall erforderlichen genaueren Messungen und Analysen ist zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.

Anhang G (normativ)

Störschreiber in der Kundenanlage

Folgende Anforderungen sind bei der Auswahl eines Störschreibers zu berücksichtigen.

Allgemeines

- Zeit-Synchronisierung (z. B. über DCF 77 oder GPS);
- Ausfall der Versorgungsspannung darf zu keinem Verlust der Parametrierung und der bis dahin aufgezeichneten Daten führen; Fernauslesbarkeit der Daten und Fernparametrierbarkeit wird empfohlen.

Analoge Eingangssignale und Messgrößen

- Anschluss an Spannungswandler;
- 3 × Leiter-Erde-Spannungen, 1 × en-Spannung (falls vorhanden);
- Anschluss an Stromwandler;
- 3 × Leiterströme, 1 × Nullstrom.

Binäre Ein- und Ausgangssignale (falls vorhanden)

- Binärsignal und Schutzauslösung der Entkopplungsschutzfunktionen;
- Binärsignal Schutzanregung und Schutzauslösung separat für Kurzschlusschutzfunktionen;
- Life-Kontakt (Überwachungskontakt des Störschreibers).

Störungsaufzeichnung

- Aufzeichnung aller analogen und binären Eingangssignale;
- Aufzeichnung von mindestens 20 Störungen mit einer Aufzeichnungsdauer von jeweils 6 Sekunden und einer Abtastrate von mindestens 1 kHz; Speicher als FIFO organisiert;
- einstellbare Zeit für Vor- und Nachgeschichte (Vorgeschichte mindestens 200 ms, Nachgeschichte mindestens 500 ms);
- Aufzeichnung von P und Q , Start mit Störschrieb, Aufzeichnungsdauer einstellbar 1 Minute bis 10 Minuten, Aufzeichnungsrate 10 Werte/s.

Triggerkriterien

- $U_{\max}, U_{\min}, dU/dt$;
- $f_{\max}, f_{\min}, df/dt$;
- Binäreingänge; jeweils getrennt für alle erfassten analogen und binären Signale;
- high, low, positive und negative Flanke.

Literaturhinweise

- [1] *Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger* (Text von Bedeutung für EWR)
- [2] *Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss* (Text von Bedeutung für EWR)
- [3] *D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen*, 2. Ausgabe 2007, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, VDN, VSE AES, CSRES
- [3a] *D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen – Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an Hochspannungsverteilernetze Technischen Ergänzungsdokument*, 1. Ausgabe 2012, Österreichs E-Wirtschaft, VSE, CSRES, VDE (FNN)
- [4] *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes*, Ausgabe August 2004, VDN
- [5] *Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und Anlagen – Teil 3: Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz*, (TR 3), Revision 24 Stand 01.03.2016, FGW e.V.
- [6] *FNN-Hinweis – Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen*, 2. Ausgabe Januar 2015, FNN|VDE, Österreichs E-Wirtschaft und VSE Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
- [7] *Lastenheft Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)*, 1. Ausgabe Februar 2010, VDE|FNN
- [8] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2014* (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist
- [9] *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015* (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist
- [10] *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen – Teil 8: Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz* (TR 8), Stand 01.12.2016, FGW e. V.
- [11] *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen – Teil 4: Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen*, Stand 01.03.2016, FGW e.V.
- [12] *FNN-Hinweis – Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation*, 1. Ausgabe Juni 2012, VDE/FNN, Österreichs E-Wirtschaft und VSE Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
- [13] *EnWG, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)*, 7. Juli 2005 (BGBl. I, S. 1970 (3621)), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 27. Januar 2017 (BGBl. I, S. 2 130) geändert worden ist.
- [14] *Verordnung über elektromagnetische Felder in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2013* (BGBl. I S. 3 266)
- [15] *FNN-Hinweis – Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzes*, September 2009, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- [16] *DGUV Vorschrift 3 – Elektrische Anlagen und Betriebsmittel*, DGUV: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
- [17] *FNN-Hinweis – Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse*, Oktober 2017, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- [18] *NELEV, Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung vom 12. Juni 2017* (BGBl. I S. 1651)
- [19] *FNN-Hinweis – Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im Verteilnetz*, September 2016, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- [20] *Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007* (BGBl. I S. 1187)

- [21] *MessEG – Gesetz über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ihre Verwendung und Eichung sowie über Fertigpackungen* (Mess- und Eichgesetz – MessEG) (Mess- und Eichgesetz vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722, 2723), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 11. April 2016 (BGBl. I S. 718) geändert worden ist)
- [22] *MessEV – Verordnung über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt sowie über ihre Verwendung und Eichung* (Mess- und Eichverordnung – MessEV) (Mess- und Eichverordnung vom 11. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2010, 2011), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3098) geändert worden ist)
- [23] *MsbG – Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen* (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) (Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist)