

	VDE-AR-N 4120	VDE
	Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022. 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

Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.

ICS 29.240.01

Einsprüche bis 2024-12-25

Ersatzvermerk
siehe unten

Entwurf

Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)

Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the high voltage network (TCR high voltage)

Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à haute tension (TCR haute tension)

Anwendungswarnvermerk

Dieser Entwurf für eine VDE-Anwendungsregel mit Erscheinungsdatum 2024-10-25 wird öffentlich konsultiert.

Weil das beabsichtigte Dokument von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des VDE-Verlags unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an fnn@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.vde.com/fnn-stellungnahme abgerufen werden.

Der VDE behält sich vor, die eingegangenen Stellungnahmen auf der Internetseite des VDE (www.vde.com/fnn) zu veröffentlichen. Soweit in den übermittelten Dokumenten personenbezogene Daten (z. B. Namen, Telefonnummern, E-Mail-Adressen mit Namen als Bestandteilen) enthalten sind, wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es der einsendenden Stelle obliegt, entweder eine Einwilligung des Betroffenen in die Veröffentlichung seiner personenbezogenen Daten einzuholen oder zusätzlich eine für die Veröffentlichung bestimmte Fassung zu übersenden, in der die personenbezogenen Daten geschwärzt sind. Entsprechendes gilt, soweit in den übermittelten Stellungnahmen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten sind.

Es wird gebeten, mit den Kommentaren zu diesem Entwurf für eine VDE-Anwendungsregel jegliche relevanten Patentrechte, die bekannt sind, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Ersatzvermerk

Vorgesehen als Ersatz für VDE-AR-N 4120:2018-11, VDE-AR-N 4120 Berichtigung 1:2020-10 und VDE-AR-N 4120/A1:2024-04

Gesamtumfang 273 Seiten

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

1 **Anwendungsbeginn**

2 Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel ist

3 Bis 2027-XX-XX [Veröffentlichungsdatum + 2 Jahre Übergangszeit] darf das zum Zeitpunkt der
4 Veröffentlichung dieser VDE-Anwendungsregel gültige Regelwerk angewendet werden.

5 Für Erzeugungsanlagen, deren erste Erzeugungseinheit bis 2027-XX-XX [Veröffentlichungsdatum + 2 Jahre
6 Übergangszeit] in Betrieb gesetzt wurde, darf das zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser VDE-
7 Anwendungsregel gültige Regelwerk angewendet werden, sofern das Netzanschlussbegehren bis 2027-XX-
8 XX [Veröffentlichungsdatum + 2 Jahre Übergangszeit] beim Netzbetreiber gestellt wurde.

9

10

Inhalt

11

Seite

12	Vorwort.....	11
13	Einleitung	13
14	1 Anwendungsbereich	14
15	2 Normative Verweisungen	15
16	3 Begriffe und Abkürzungen	17
17	3.1 Begriffe	17
18	3.2 Abkürzungen	36
19	4 Allgemeine Grundsätze	37
20	4.1 Bestimmungen und Vorschriften	37
21	4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	38
22	4.2.1 Allgemeines	38
23	4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung (Punkte 1 und 2 der Tabelle 1)	40
24	4.2.3 Reservierung/Feinplanung (Punkte 3 bis 6 der Tabelle 1).....	41
25	4.2.4 Bauvorbereitung und Bau (Punkte 7 bis 10 der Tabelle 1).....	42
26	4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkte 11 bis 15 der Tabelle 1).....	43
27	4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkt 16 der 28 Tabelle 1).....	44
29	4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage (Punkte 17 bis 20 der Tabelle 1).....	44
30	5 Netzanschluss	46
31	5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes.....	46
32	5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel	47
33	5.3 Betriebsspannung und Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für 34 Typ-1-Anlagen	47
35	5.3.1 Allgemein.....	47
36	5.3.2 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ 1-Anlagen	47
37	5.4 Netzurückwirkungen	48
38	5.4.1 Allgemeines	48
39	5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen	49

40	5.4.3	Flicker.....	50
41	5.4.4	Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Frequenzanteile im Bereich 2-9 kHz.....	51
42	5.4.5	Kommutierungseinbrüche	55
43	5.4.6	Unsymmetrien	55
44	5.4.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung	56
45	5.4.8	Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes	57
46	5.4.9	Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen.....	57
47	5.5	Blindleistungsverhalten	57
48	6	Übergabestation.....	58
49	6.1	Baulicher Teil.....	58
50	6.1.1	Allgemeines.....	58
51	6.1.2	Einzelheiten zur baulichen Ausführung.....	59
52	6.2	Elektrischer Teil.....	60
53	6.2.1	Allgemeines.....	60
54	6.2.2	Schaltanlagen.....	60
55	6.2.3	Sternpunktbehandlung	62
56	6.2.4	Erdungsanlage	62
57	6.3	Sekundärtechnik	62
58	6.3.1	Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle.....	62
59	6.3.2	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung.....	62
60	6.3.3	Schutzeinrichtungen.....	63
61	6.4	Störschreiber	67
62	6.4.1	Störschreiber am Netzanschlusspunkt	67
63	6.4.2	Störschreiber in der Kundenanlage	67
64	7	Abrechnungsmessung	68
65	7.1	Allgemeines.....	68
66	7.2	Zählerplatz.....	68
67	7.3	Netz-Steuerplatz	68
68	7.4	Messeinrichtung	69
69	7.5	Messwandler	69
70	7.6	Datenfernübertragung	70
71	7.7	Spannungsebene der Abrechnungsmessung.....	70
72	8	Betrieb der Kundenanlage	70
73	8.1	Allgemeines.....	70
74	8.2	Netzführung.....	71
75	8.3	Arbeiten in der Übergabestation	72
76	8.4	Zugang	72
77	8.5	Bedienung vor Ort.....	72
78	8.6	Instandhaltung.....	73
79	8.7	Kupplung von 110-kV-Stromkreisen	73

80	8.8	Betrieb bei Störungen.....	73
81	8.9	Notstromaggregate.....	74
82	8.9.1	Allgemeines.....	74
83	8.9.2	Dauer des Netzparallelbetriebes.....	74
84	8.10	Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern.....	75
85	8.10.1	Betriebsmodi.....	75
86	8.10.2	Technisch-bilanzielle Anforderungen.....	75
87	8.10.3	Lastmanagement.....	75
88	8.10.4	Betriebsmodus „Leistungsbezug“.....	76
89	8.11	Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge.....	76
90	8.11.1	Allgemeines.....	76
91	8.11.2	Blindleistung.....	76
92	8.11.3	Wirkleistungsbegrenzung.....	76
93	8.11.4	Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz.....	76
94	8.12	Lastregelung bzw. Lastzuschaltung.....	76
95	8.13	Besondere Anforderungen an Prüfstände und vergleichbare Sonderanlagen mit einer temporären Rückspeisung im Netzparallelbetrieb.....	77
96			
97	9	Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage.....	77
98	10	Erzeugungsanlagen.....	78
99	10.1	Allgemeines.....	78
100	10.2	Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz.....	79
101	10.2.1	Allgemeines.....	79
102	10.2.2	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung.....	81
103	10.2.3	Spannungsregelung für Typ-2-Anlagen.....	92
104	10.2.4	O-/UVRT-Robustheit.....	95
105	10.2.5	Wirkleistungsabgabe.....	101
106	10.2.6	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage.....	113
107	10.3	Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen.....	114
108	10.3.1	Allgemeines.....	114
109	10.3.2	Netzschutzeinrichtung.....	115
110	10.3.3	Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers.....	116
111	10.3.4	Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers.....	116
112	10.3.5	Zusammenfassung Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage.....	121
113	10.3.6	Schutzkonzept bei Misanlagen mit Bezugsanlagen.....	121
114	10.4	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung.....	123
115	10.4.1	Allgemeines.....	123
116	10.4.2	Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen.....	123
117	10.4.3	Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen.....	124
118	10.4.4	Zuschaltung von Asynchrongeneratoren.....	125
119	10.4.5	Kuppelschalter.....	125

120	10.5	Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen	126
121	10.5.1	Abfangen auf Eigenbedarf	126
122	10.5.2	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	126
123	10.5.3	Netzbildende Typ-2-Einheiten	126
124	10.5.4	Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung (marktbasierter Primärregelung).....	127
125	10.5.5	Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve	129
126	10.5.6	Hinweise zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF	130
127	10.6	Modelle	130
128	10.6.1	Allgemeines	130
129	10.7	Besonderheiten bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung	
130		$\sum P_{Amax} \leq 500 \text{ kW}$	131
131	10.7.1	Allgemeines	131
132	10.7.2	Anmelde- und Inbetriebsetzungsverfahren	131
133	10.7.3	Netzurückwirkungen	131
134	10.7.4	Übergabestation und Abrechnungsmessung	131
135	10.7.5	Anforderungen an den EZE-Entkupplungsschutz	131
136	10.7.6	Besonderheiten bei der Parametrierung	131
137	11	Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen	132
138	11.1	Gesamter Nachweisprozess	132
139	11.2	Einheitenzertifikat	134
140	11.2.1	Allgemeines	134
141	11.2.2	Netzurückwirkungen	136
142	11.2.3	Quasistationärer Betrieb und Pendelungen	137
143	11.2.4	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	137
144	11.2.5	Kontinuierliche Spannungsregelung	138
145	11.2.6	O-/UVRT-Robustheit	138
146	11.2.7	Modelle	143
147	11.2.8	Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement / Redispatch	145
148	11.2.9	Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)	145
149	11.2.10	Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz	146
150	11.2.11	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit	161
151	11.2.12	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	163
152	11.2.13	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	163
153	11.2.14	Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität	164
154	11.3	Komponentenzertifikat	164
155	11.3.1	Allgemeines	164
156	11.3.2	EZA-Regler	165
157	11.3.3	Aktive statische Kompensationsanlagen	166
158	11.3.4	Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit	166
159	11.3.5	Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten	168

E VDE-AR-N 4120:2024-11

160	11.3.6	Modelle	169
161	11.4	Anlagenzertifikat	169
162	11.4.1	Allgemeines	169
163	11.4.2	Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellende Unterlagen	170
164	11.4.3	Einspeiseleistung	171
165	11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel	171
166	11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	171
167	11.4.6	Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen	171
168	11.4.7	Netzurückwirkungen	172
169	11.4.8	Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen	174
170	11.4.9	Nachweis des Inselbetriebes	175
171	11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit	175
172	11.4.11	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung	175
173	11.4.12	O-/UVRT-Robustheit	177
174	11.4.13	Wirkleistungsabgabe	180
175	11.4.14	Netzsicherheitsmanagement	180
176	11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	181
177	11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	181
178	11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	181
179	11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	182
180	11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung	183
181	11.4.20	Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung	183
182	11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	183
183	11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	184
184	11.4.23	EZA-Modell und Genauigkeit	184
185	11.4.24	Nachtrag zum Anlagenzertifikat	184
186	11.5	Inbetriebsetzungsphase	184
187	11.5.1	Inbetriebsetzung der Übergabestation	184
188	11.5.2	Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer	
189		Komponenten	185
190	11.5.3	Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung	185
191	11.5.4	Konformitätserklärung	188
192	11.5.5	Betriebsphase	189
193	11.5.6	Störende Rückwirkungen auf das Netz	189
194	11.6	Einzelnachweisverfahren	189
195	11.6.1	Allgemeines	189
196	11.6.2	Anlagenzertifikat C	190
197	11.6.3	Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage	191
198	11.6.4	Erweiterte Konformitätserklärung	195
199	11.6.5	Betrieb der Erzeugungsanlage	195

200	12	Prototypen-Regelung	196
201	Anhang A (informativ)	Begriffe „Kundenanlage“, „Bezugsanlage“, „Erzeugungsanlage“,	
202		„Mischanlage“ und „Speicher“	199
203	Anhang B (informativ)	Erläuterungen	201
204	B.1	Drehstrom – und Drehspannungssystem	201
205	B.2	Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung	202
206	B.3	Kurzschlussverhalten von Erzeugungseinheiten (Typ-2-Anlagen)	202
207	B.4	Over-/Undervoltage-Ride-Through“ (O-/UVRT)-Grenzkurven	204
208	B.5	Typischer Zyklus einer erfolglosen AWE im 110-kV-Netz	204
209	B.6	Ermittlung des k -Faktors am Netzanschlusspunkt	205
210	B.7	Gleichungen für die Beschreibung der kontinuierlichen Spannungsregelung und der	
211		O-/UVRT-Robustheit	206
212	B.8	Richtungsdefinition von P und Q	207
213	B.9	Netzurückwirkungen	208
214	B.9.1	Spannungsänderung bei Erzeugungseinheiten	208
215	B.9.2	Flicker für Erzeugungsanlagen	208
216	B.9.3	Addition der Flickerstärken	209
217	B.9.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische	210
218	B.10	Hinweise zur Anlagen- und Elektroplanung	210
219	B.11	Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes	216
220	B.12	Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten Stellbereich	
221		und Empfehlungen zur Reglerstruktur von Typ-1-Anlagen	216
222	B.13	Erläuterungen zur Verwendung des effektiven Kurzschlussverhältnisses (ESCR-Verhältnis)	219
223	B.14	Erläuterungen zu Anforderungen bzgl. des Entkopplungsschutzes an Erzeugungsanlagen	220
224	B.14.1	Übersicht zu Anforderungen an den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten	220
225	Anhang C (normativ)	Weitere Festlegungen	222
226	C.1	Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom	222
227	C.2	Prinzipielles Reglerverhalten	223
228	C.3	Prozessdatenumfang	224
229	C.4	Beispiel Parametermodell	227
230	Anhang D (informativ)	Beispiele für einen 110-kV-Stichanschluss	232
231	Anhang E (normativ)	Vordrucke	233
232	E.1	Antragstellung	234
233	E.2	Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen	238
234	E.3	Netzanschlussplanung	240
235	E.4	Errichtungsplanung	241
236	E.5	Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen	242
237	E.6	Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung	243
238	E.7	Netzbetreiber-Abfragebogen	247
239	E.8	Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher	253
240	E.9	Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher	255

E VDE-AR-N 4120:2024-11

241	E.10	Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher.....	262
242	E.11	Einheitenzertifikat	264
243	E.12	Komponentenzertifikat.....	265
244	E.13	Anlagenzertifikat	266
245	E.14	Betriebserlaubnisverfahren	267
246	E.15	Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren.....	268
247	Anhang F (normativ)	Störschreiber am Netzanschlusspunkt	269
248	Anhang G (normativ)	Störschreiber in der Kundenanlage	271
249	Literaturhinweise.....		272
250	Bilder		
251	Bild 1	– Anschlussprozess und dazugehörige Nachweise für Erzeugungsanlagen mit Anlagenzertifikat*.....	45
253	Bild 2	– Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ bei Wirkleistungsbezug der Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpfeilsystem).....	57
255	Bild 3	– Beispiel für eine Prüfklemmenleiste	66
256	Bild 4	– Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen.....	79
257	Bild 5	– Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt	82
259	Bild 6	– Varianten der P/Q -Diagramme der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im Verbraucherpfeilsystem.....	83
261	Bild 7	– Beispiel für eine $Q(U)$ -Kennlinie für Variante 2.....	86
262	Bild 8	– Beispiel für eine Q -Vorgabe nach Variante 2	88
263	Bild 9	– Beispiel der Erfüllung der $Q(U)$ -Kennlinien-Regelung an dem zu vereinbarenden Ort bei Mischanlagen	91
265	Bild 10	– Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen Spannungsregelung bei Umsetzung in der Erzeugungseinheit	92
267	Bild 11	– Charakteristik der Spannungsregelung	94
268	Bild 12	– Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen.....	97
269	Bild 13	– O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 1.....	98
271	Bild 14	– O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2.....	99
273	Bild 15	– Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes	100
274	Bild 16	– Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP	104
275	Bild 17	– Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP	104
276	Bild 18	– Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich.....	112
278	Bild 19	– Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen im Stich.....	121
279	Bild 20	– Schutzkonzept bei Anschluss von Mischanlagen mit Bezugsanlagen	123
280	Bild 21	– Bildung des Freigabesignals am Netzanschlusspunkt	124
281	Bild 22	– Funktionsschema Wiedereinschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten).....	124
282	Bild 23	– Leistungs-Frequenzkennlinie zur Bereitstellung von Primärregelleistung ohne Totband	127
283	Bild 24	– Zeitverhalten zur Bereitstellung von Primärregelleistung (bei voller Aktivierung)	129

284	Bild 25 – Darstellung des Nachweisprozesses	133
285	Bild 26 – Hüllkurve zum Nachweis der Dämpfung der kontinuierlichen Spannungsregelung	142
286	Bild 27 – Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-1-EZE-Eigenschaften	148
287	Bild 28 – Regelungstechnische Darstellung des Simulationsmodells zum Nachweis der Typ-2-EZE-	
288	Eigenschaften.....	152
289	Bild 29 – Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-2-EZE-Eigenschaften	153
290	Bild 30 – $P(f)$ -Grenzkurve entsprechend Tabelle 33	159
291	Bild A.1 – Erzeugungsanlage mit Netztransformator	199
292	Bild A.2 – Erzeugungsanlage ohne Netztransformator	200
293	Bild B.1 – Symmetrische Quellenspannung	201
294	Bild B.2 – Ersatzschaltbild für eine Erzeugungseinheit und/oder ein Drehstromnetz	201
295	Bild B.3 – Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung	202
296	Bild B.4 – Darstellung von Erzeugungseinheiten mit Stromquellen in symmetrischen Komponenten	203
297	Bild B.5 – Darstellung einer Erzeugungseinheit mit Spannungsquelle in symmetrischen Komponenten	
298	204
299	Bild B.6 – Spannungsverlauf bei einer erfolglosen AWE im übergeordneten Netz	205
300	Bild B.7 – Beispiel der Ermittlung der k -Faktoren eines Windparks	206
301	Bild B.8 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen. Ein Betriebsmittel kann z. B. ein Kabel,	
302	eine Erzeugungsanlage, eine Erzeugungseinheit oder ein FACTS-Element sein.	207
303	Bild B.9 – Scheinleistungskreis	208
304	Bild B.10 – Bewertungsschema für Flickerbetrachtung im Hochspannungsnetz.....	210
305	Bild B.11 – Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsgrades	216
306	Bild B.12 – Prinzipielle Reglerstrukturen in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen.....	219
307	Bild B.13 – Beispielhafte Umsetzung des NA-Schutzes bei mehreren Gebäuden innerhalb einer	
308	Kundenanlage ≤ 500 kVA. In Gebäuden mit $\sum S_{Amax} \leq 30$ kVA ist ein integrierter NA-Schutz	
309	ausreichend	221
310	Bild C.1 – Toleranzbereich für Δi_B	222
311	Bild C.2 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage	223
312	Bild D.1 – Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss	232
313	Tabellen	
314	Tabelle 1 – Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses	39
315	Tabelle 2 – Proportionalitätsfaktoren q_v für die Berechnung der zulässigen Oberschwingungsströme.....	52
316	Tabelle 3 – Proportionalitätsfaktoren g_u für die Berechnung der zulässigen zwischenharmonischen	
317	Ströme.....	53
318	Tabelle 4 – Maximal zulässige zwischenharmonische Spannungen	54
319	Tabelle 5 – Proportionalitätsfaktor s für die Berechnung des maximal zulässigen	
320	Gegensystemstromes	56
321	Tabelle 6 – Beispiele für Schutzfunktionen für einen Netztransformator	65
322	Tabelle 7 – Anforderungen an Stellgeschwindigkeiten zur Wirkleistungsanpassung	102
323	Tabelle 8 – Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
324	Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE, Erzeugungs- und Speichereinheiten	
325	sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich	109

E VDE-AR-N 4120:2024-11

326	Tabelle 9 – Dynamische Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung für die	
327	Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE im beschränkten Stellbereich	110
328	Tabelle 10 – Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage am	
329	Netzanschlusspunkt	118
330	Tabelle 11 – Einstellwerte für den Schutz auf der Unterspannungsseite des Netztransformators	118
331	Tabelle 12 – Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der	
332	Erzeugungsanlage im Stich.....	119
333	Tabelle 13 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärenergieleistung.....	128
334	Tabelle 14 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärenergieleistung und	
335	Minutenreserve.....	130
336	Tabelle 15 – Prüfsequenz für Mehrfachfehler	140
337	Tabelle 16 – Signale und Werte für die Prüfung der netsicherheitsbasierten Primärregelung nach	
338	P(f)-Grenzkurve	154
339	Tabelle 17 – Prüfablauf zur Prüfung 1 bei Typ-2-EZE bei Überfrequenz.....	156
340	Tabelle 18 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Überfrequenz	156
341	Tabelle 19 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz	156
342	Tabelle 20 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz	156
343	Tabelle 21 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz.....	157
344	Tabelle 22 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz.....	157
345	Tabelle 23 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz	157
346	Tabelle 24 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz	157
347	Tabelle 25 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz	158
348	Tabelle 26 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz	158
349	Tabelle 27 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz.....	158
350	Tabelle 28 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz.....	158
351	Tabelle 29 – Gleichungen der Toleranzbänder für die Prüfung der Sprungantwort.....	159
352	Tabelle 30 – Parameter der Toleranzbänder.....	159
353	Tabelle 31 – Umfang der notwendigen Angaben im Einheitenzertifikat zu Kurzschlussstrombeiträgen	162
354	Tabelle 32 – Zeitpunkte nach Fehlereintritt zum Ausweis der Kurzschlussströme	162
355	Tabelle 33 – Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung des	
356	Anlagenzertifikats	170
357	Tabelle B.1 – Checkliste der wichtigsten Punkte zur Anlagenplanung	212
358	Tabelle B.2 – Übersicht zum Mindestumfang der Elektroplanung	214
359	Tabelle B.3 – Anforderungen an Umsetzung der Entkupplungsschutzeinrichtung	221
360	Tabelle C.1 – Beispiel für Prozessdatenumfang für Kundenanlagen bei einem Einfachstich-Anschluss	225
361	Tabelle C.2 – Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen	225
362	Tabelle C.3 – Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell	227
363		

364 **Vorwort**

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

367 Für diesen Entwurf einer VDE-Anwendungsregel ist die vom Lenkungskreis Systemfragen und Netz-
368 codes (SyNe) gegründete Projektgruppe „Technische Anschlussregeln für die Hochspannung“ des Forums
369 Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) zuständig.

370 Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von FNN (www.vde.com/fnn) durch
371 eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

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

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

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

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

389 **Änderungen**

390 Gegenüber VDE-AR-N 4120:2018-11, VDE-AR-N 4120 Berichtigung 1:2020-10 und VDE-AR-N
391 4120/A1:2024-04 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- 392 a) Überarbeitung Anschlussprozess;
- 393 b) Vereinfachung beim Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit
394 $\Sigma P_{Amax} \leq 500$ kW;
- 395 c) Vereinfachung der Anforderungen an Schutzeinrichtungen insbesondere für Schutzprüfung und Stärkung
396 des integrierten Entkuppungsschutzes bei Anlagen mit $P_{inst} \leq 500$ kW und Entfallen des Q-U-Schutzes;
- 397 d) Überarbeitung der Anforderungen an Ladeeinrichtungen;
- 398 e) Überarbeitung der Anforderungen an die Leistungsüberwachung (Aufnahme PAV,E-Überwachung);
- 399 f) neue Anforderungen an Prüfstände und vergleichbare Sonderanlagen mit einer temporären Rückspeisung
400 im Netzparallelbetrieb;
- 401 g) Überarbeitung der Anforderungen an Modelle;
- 402 h) neue Anforderungen an vorübergehend angeschlossene Anlagen;
- 403 i) Überarbeitung der Anforderungen bei Erweiterung von Erzeugungsanlagen und Speichern in Bezugs-
404 anlagen;
- 405 j) Einfuhr der netzsicherheitsbasierten Primärregelung als Ersatz für das Konzept „Fahren auf der Kennlinie“
406 bei Über- und Unterfrequenz;
- 407 k) Überarbeitung der Anforderungen an das Verhalten beim Durchfahren von steilen Frequenzgradienten;
- 408 l) Aufnahme von Hinweisen zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoFs;

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 409 m) Einführung der kontinuierlichen Spannungsregelung;
- 410 n) Überarbeitung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung und Aufteilung in kontinuierliche
- 411 Spannungsregelung und O-/UVRT-Robustheit;
- 412 o) Einführung des Statcom-Betriebs unterhalb von 10 % P_{binst}
- 413 p) Überarbeitung der Anforderungen an Netzurückwirkungen
- 414 q) Anhang zur Anlagen- und Elektroplanung Abschnitt B.12;
- 415 r) Beispiel Parametermodell Abschnitt C.4;
- 416 s) Einarbeitung von FAQs.
- 417

418 **Einleitung**

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

423 Zu einzelnen Punkten werden zusätzliche Informationen gegeben, um bestimmte Vorgaben dieser VDE-
424 Anwendungsregel zu erläutern. Um den Text auf das Wichtigste zu beschränken, sind diese erläuternden
425 Informationen in Anhang B abschnittsweise zusammengefasst.

426 Der Anhang E enthält Vordrucke für die Zusammenstellung der erforderlichen Daten einer Kundenanlage von
427 der Planung des Netzanschlusses bis zu dessen Inbetriebsetzung.

428 **1 Anwendungsbereich**

429 Diese VDE-Anwendungsregel legt die Technischen Anschlussregeln (TAR) für Planung, Errichtung, Betrieb
430 und Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher, Mischanlagen sowie für
431 Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge) fest, die am Netzanschlusspunkt an das Hochspannungsnetz eines
432 Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung (öffentliches Hochspannungsnetz) angeschlossen werden. Als
433 Hochspannungsnetz wird in dieser VDE-Anwendungsregel das 110 kV Drehstromnetz mit einer Netz-
434 Nennfrequenz von 50 Hz betrachtet. Für andere Netzspannungen im Hochspannungsbereich ≥ 60 kV bis
435 < 150 kV sind die angegebenen Werte anzuwenden und ggf. anzupassen.

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

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

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

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

450 Für Erzeugungsanlagen und Speicher gelten die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel im vollen
451 Umfang erst ab einer installierten Leistung $P_{Amax} > 500$ kW. Die Anforderungen für Erzeugungsanlagen und
452 Speicher unterhalb dieser Leistungsgrenzen, welche nicht in vollem Umfang nach dieser VDE-Anwendungs-
453 regel errichtet werden müssen, sind in 10.7 beschrieben.

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

459 Wenn mit einem Umbau oder einer Modernisierung Komponenten oder Anlagenteile ersetzt werden und diese
460 ≥ 50 % der insgesamt für den Netzanschlusspunkt vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ bzw. $P_{AV, E}$ be-
461 treffen (bezogen auf alle Komponenten oder Anlagenteile zum Zeitpunkt der Erstinbetriebnahme), gilt dies als
462 wesentliche Änderung. Dies gilt explizit nicht für die Erweiterung bestehender Erzeugungsanlagen um weitere
463 Erzeugungseinheiten bzw. den Ersatz bestehender Erzeugungseinheiten um solche höherer Leistung. Eine
464 Änderung oder ein Austausch von Verbrauchsgeräten, Erzeugungseinheiten, Speichern und von in 11.3
465 aufgeführten Komponenten wird dann als wesentliche Änderung verstanden, wenn durch die Änderung oder
466 den Tausch die elektrischen Eigenschaften dieser Geräte vom ursprünglichen Stand (vor der Änderung)
467 abweichen. Wesentliche Änderungen können sein:

- 468 – Änderung der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ bzw. $P_{AV, E}$ oder der vereinbarten Anschlus-
469 scheinleistung $S_{AV, B}$ bzw. $S_{AV, E}$;
- 470 – Verschlechterung der Netzrückwirkungen derart, dass die zum Zeitpunkt der ursprünglichen Netz-
471 anschlussprüfung gültigen Netzrückwirkungs-Grenzwerte verletzt werden;
- 472 – Änderung des Schutzkonzepts;
- 473 – Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren, Umbau, Erweiterung oder
474 Rückbau einer Übergabestation).

475 Ein einfacher Ersatz durch typgleiche oder technisch gleichwertige Verbrauchsgeräte, Erzeugungseinheiten,
476 Speicher oder Komponenten neueren Baujahres (z. B. Ersatz eines PV-Umrichters durch einen gleichwertigen
477 PV-Umrichter), beispielsweise aufgrund eines Defekts, ist keine wesentliche Änderung, solange sichergestellt
478 ist, dass das elektrische Verhalten nicht verschlechtert wird. Dies gilt auch, wenn hierbei mehr als 50 % der
479 insgesamt für den Netzanschlusspunkt vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ bzw. $P_{AV, E}$ ersetzt werden
480 (bezogen auf alle Komponenten oder Anlagenteile zum Zeitpunkt der Erstinbetriebsetzung). Beim Tausch sind
481 vorzugsweise Komponenten zu verwenden, für die die Nachweisführung bereits erbracht wurde.

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

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

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

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

494 Bei Kundenanlagen mit Netzanschlussvertrag muss der Netzbetreiber eine vom Netzbetreiber und Anlagen-
495 betreiber unterschriebene Meldung über die wesentlichen Änderungen an der Kundenanlage und die
496 einzuhaltenden technischen Anforderungen an die Bundesnetzagentur übermitteln.

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

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

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

509 **2 Normative Verweisungen**

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

514 DIN 6280-13, *Stromerzeugungsaggregate – Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungs-*
515 *motoren – Teil 13: Für Sicherheitsstromversorgung in Krankenhäusern und in baulichen Anlagen für*
516 *Menschenansammlungen*

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

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

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

— Entwurf —

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 520 DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02, *Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebs-*
521 *verhalten (IEC 60034-1:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 60034-1:2010 + Corrigendum:2010*
- 522 DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040), *Elektrische Relais – Teil 24: Standardformat für den Austausch von*
523 *transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)*
- 524 DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 0: Berechnung der*
525 *Ströme (IEC 60909-0:2016); Deutsche Fassung EN 60909-0:2016*
- 526 DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7):2009-12, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-7: Prüf- und*
527 *Messverfahren – Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und*
528 *Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten (IEC 61000-4-7:2002*
529 *+ A1:2008); Deutsche Fassung EN 61000-4-7:2002 + A1:2009*
- 530 DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30):2016-01, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-30: Prüf-*
531 *und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität (IEC 61000-4-30:2015);*
532 *Deutsche Fassung EN 61000-4-30:2015*
- 533 DIN EN 61230 (VDE 0683-100), *Arbeiten unter Spannung – Ortsveränderliche Geräte zum Erden oder Erden*
534 *und Kurzschließen*
- 535 DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21), *Windenergieanlagen – Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträg-*
536 *lichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen*
- 537 DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile), *Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive*
538 *Ladesysteme für Elektrofahrzeuge*
- 539 DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1), *Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV –*
540 *Teil 1: Allgemeine Bestimmungen*
- 541 DIN EN IEC 61980 (VDE 0122-10) (alle Teile), *Kontaktlose Energieübertragungssysteme (WPT) für*
542 *Elektrofahrzeuge*
- 543 DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 202: Fabrik-*
544 *fertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung*
- 545 DIN EN ISO/IEC 17025, *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien*
- 546 DIN EN ISO/IEC 17065, *Konformitätsbewertungen – Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und*
547 *Dienstleistungen zertifizieren*
- 548 DIN EN ISO/IEC 17067, *Konformitätsbewertungen – Grundlagen der Produktzertifizierung und Leitlinien für die*
549 *Produktzertifizierungsprogramme*
- 550 DIN EN ISO 17409, *Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge – Anschluss an eine externe Strom-*
551 *versorgung – Sicherheitsanforderungen*
- 552 DIN EN ISO 9001:2015-11, *Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen (ISO 9001:2015); Deutsche und*
553 *Englische Fassung EN ISO 9001:2015*
- 554 DIN VDE 0100 (VDE 0100), *Errichten von Niederspannungsanlagen*
- 555 DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520):2013-06, *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl*
556 *und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen (IEC 60364-5-52:2009, modifiziert*
557 *+ Corrigendum Februar 2011); Deutsche Übernahme HD 60364-5-52:2011*
- 558 DIN VDE 0100-557 (VDE 0100-557):2014-10, *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-557: Auswahl*
559 *und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Hilfsstromkreise (IEC 60364-5-55:2011/A1:2012 (Abschnitt 557));*
560 *Deutsche Übernahme HD 60364-5-557:2013*

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

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

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

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

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

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

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

574 **3 Begriffe und Abkürzungen**

575 **3.1 Begriffe**

576 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

577 DIN und DKE stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden
578 Adressen bereit:

- 579 • DIN-TERMinologieportal: verfügbar unter <https://www.din.de/go/din-term>
- 580 • DKE-IEV: verfügbar unter <https://www.dke.de/DKE-IEV>

581 **3.1.1**

582 **Abfangen auf Eigenbedarf**

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

586 **3.1.2**

587 **Anlagenbetreiber**

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

590 **3.1.3**

591 **Anlagenerrichter**

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

593 **3.1.4**

594 **Anlagenverantwortlicher**

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

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

599 **3.1.5**

600 **Anschlussnehmer**

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

604 Anmerkung 1 zum Begriff: Diesbezüglich notwendige Vereinbarungen mit Dritten (Anschlusserrichter, Anlagen-
605 betreiber, Anschlussnutzer) trifft der Anschlussnehmer selbst.

606 **3.1.6**

607 **Anschlussnutzer**

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

610 **3.1.7**

611 **Anschwingzeit**

612 $T_{an_90\%}$

613 Zeit zwischen der sprunghaften Änderung eines Sollwerts und dem Zeitpunkt, an dem die Regelgröße erstmalig
614 90 % der Änderung des Sollwerts erreicht hat, im Falle der kontinuierlichen Spannungsregelung maximal
615 jedoch die Zeit bis zum erstmaligen Erreichen einer Toleranzgrenze von $\pm 5\% I_r$ um den rechnerisch aus der
616 Spannungsabweichung mittels k -Faktor ermittelten stationären Endwert des zusätzlichen Blindstroms

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

619 **3.1.8**

620 **automatische Wiedereinschaltung**

621 **(AWE)**

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

625 **3.1.9**

626 **Bedienen**

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

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

630 **3.1.10**

631 **Betrieb**

632 alle Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann

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

635 **3.1.11**

636 **Betriebserlaubnisverfahren**

637 Verfahren zur Betriebserlaubnis von Erzeugungsanlagen nach Titel III des NC RfG

638 **3.1.11.1**

639 **Erlaubnis zur Zuschaltung**

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

642 **3.1.11.2**

643 **vorübergehende Betriebserlaubnis**

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

647 **3.1.11.3**

648 **endgültige Betriebserlaubnis**

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

652 **3.1.11.4**

653 **beschränkte Betriebserlaubnis**

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

659 **3.1.12**

660 **Bezugsanlage**

661 Kundenanlage, die ausschließlich elektrische Energie aus dem Netz des Netzbetreibers bezieht

662 **3.1.13**

663 **Eigenbedarf der Erzeugungsanlage**

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

666 **3.1.14**

667 **Einschwingzeit**

668 $T_{\text{ein } \Delta x}$

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

672 **3.1.15**

673 **Erzeugungsanlage**

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

676 Anmerkung 1 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungsanlage beziehen, erhalten den Index „A“, siehe
677 auch Bild A.1.

678 **3.1.15.1**

679 **Erzeugungsanlage Typ 1**

680 Erzeugungsanlage, die ausschließlich Erzeugungseinheiten vom Typ 1 beinhaltet

681 Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn mehrere Erzeugungseinheiten vom Typ 1 einen gemeinsamen Maschinentransfor-
682 mator oder eine EZA-Regelung/Zentralsteuerung (z. B. $P_{AV,E}$ -Regelung, Blindleistungsregelung, Regelung der Leistungs-
683 gradienten) nutzen, bilden diese Erzeugungseinheiten eine Erzeugungsanlage vom Typ 1.

684 Anmerkung 2 zum Begriff: Unabhängig von der technischen Realisierung sind die Funktionen Netzsicherheitsmanage-
685 ment, Wärmeregulierung, Energiemanagement, Eigenverbrauchsoptimierung, Redispatch-Funktionen keine gemeinsame
686 EZA-Regelung/Zentralsteuerung im Sinne der Definition einer Erzeugungsanlage Typ 1.

687 **3.1.15.2**

688 **Erzeugungsanlage Typ 2**

689 Erzeugungsanlage, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

690 **3.1.16**

691 **Erzeugungseinheit**

692 einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie

693 Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Erzeugungseinheit umfasst alle elektrischen Betriebsmittel des Generators ein-
694 schließlich des MS/NS-Maschinentransformators bzw. des HS/MS-Maschinentransformators (siehe Bild A.1) und der ihr
695 zugeordneten Komponenten.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 696 Anmerkung 2 zum Begriff: Formelzeichen, die sich auf die Erzeugungseinheit beziehen, erhalten den Index „E“.
697 Anmerkung 3 zum Begriff: Bei einer Photovoltaik-Einheit ist in Bezug auf diese Anwendungsregel der Umrichter die
698 Erzeugungseinheit.

699 **3.1.16.1**

700 **Erzeugungseinheit Typ 1**

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

703 **3.1.16.2**

704 **Erzeugungseinheit Typ 2**

705 Erzeugungseinheit, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht

706 **3.1.17**

707 **Erzeugungs- und Speichereinheit**

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

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

712 **3.1.18**

713 **EZA-Regler**

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

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

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

719 **3.1.19 Fault Ride-Through (FRT)**

720 **3.1.19.1**

721 **Fault Ride-Through-Fähigkeit**
722 **(FRT-Fähigkeit)**

723 Fähigkeit einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, während sprunghafter Spannungsände-
724 rungen, den anschließenden Ausgleichsvorgängen sowie bei absoluten Abweichungen der Netzspannung sich
725 nicht vom Netz zu trennen

726 **3.1.19.2**

727 **FRT-Grenzkurve**

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

730 **3.1.20**

731 **Fehlerklärung**

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

735 **3.1.21**

736 **Fehlerklärungszeit**

737 **en:** Fault period

738 Zeit zwischen dem Beginn des Netzfehlers und der Fehlerklärung

739 **3.1.22**

740 **Nach-Fehlerklärungszeit**

741 **en:** Postfault period

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

- 744 **3.1.23**
745 **Flicker**
746 Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung
747 der Leuchtdichten oder der spektralen Verteilung
748 [QUELLE: IEV 161-08-13:2015-05]
- 749 **3.1.23.1**
750 **Flickerkoeffizient**
751 c
752 anlagenspezifische, dimensionslose Größe, die zusammen mit den Einflussgrößen „Bemessungsschein-
753 leistung der Erzeugungseinheit S_{FE} “ und „Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt S_{KV} “ die Höhe des
754 am Netzverknüpfungspunkt von der Anlage erzeugten Flickers bestimmt
- 755 **3.1.23.2**
756 **Kurzzeit-Flickerstärke**
757 P_{st}
758 Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 10 min
759 Anmerkung 1 zum Begriff: Der Index „st“ bedeutet dabei Kurzzeit (en: short term).
- 760 **3.1.23.3**
761 **Langzeit-Flickerstärke**
762 P_{lt}
763 Größe zur Bewertung flickerwirksamer Spannungsschwankungen eines Zeitintervalls von 120 min
764 Anmerkung 1 zum Begriff: Der Index „lt“ bedeutet dabei Langzeit (en: long term).
- 765 **3.1.24**
766 **Hochspannungsnetz**
767 Drehstromnetz mit einer Nennspannung ≥ 60 kV bis < 150 kV und mit einer Nennfrequenz von 50 Hz
- 768 **3.1.25**
769 **Inbetriebnahme**
770 erstmaliges Unter-Spannung-Setzen des Netzanschlusses bis zum ersten Schaltgerät der Kundenanlage (in
771 der Regel der Leitungstrennschalter) durch den Netzbetreiber
- 772 **3.1.26**
773 **Inbetriebsetzung**
774 erstmalige Unter-Spannung-Setzung der Kundenanlage oder von Betriebsmitteln einer Kundenanlage
- 775 **3.1.27**
776 **Konformitätserklärung**
777 Bestätigung und Nachweis, dass die gesamte Erzeugungsanlage in Übereinstimmung mit den Anforderungen
778 dieser VDE-Anwendungsregel, den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers (TAB) und mit
779 den Festlegungen im Anlagenzertifikat errichtet und in Betrieb gesetzt wurde
780 Anmerkung 1 zum Begriff: Mit dem Ausstellen der Konformitätserklärung wird der Prozess der Anlagenzertifizierung
781 abgeschlossen.
- 782 **3.1.28**
783 **Kundenanlage**
784 Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel hinter der Übergabestelle mit Ausnahme der Messeinrichtung zur
785 Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer

786 **3.1.29 Kurzschlussleistungsbegriffe**

787 **3.1.29.1**

788 **Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung**

789 S_k''

790 fiktive Größe, berechnet als Produkt aus dem größten zu erwartenden Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''

791 nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102), der Nennspannung U_n und dem Faktor $\sqrt{3}$: $S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k''$

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

795 **3.1.29.2**

796 **Netzkurzschlussleistung**

797 S_{KV}

798 maßgebende minimale Netzkurzschlussleistung für die Bewertung von Netzurückwirkungen am Netzverknüp-
799 fupunkt sowie der O-/UVRT-Robustheit am Netzanschlusspunkt

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

805 **3.1.30**

806 **Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge**

807 Einrichtung nach DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile) oder nach DIN EN IEC 61980 (VDE 0122-10)
808 (alle Teile), mit der ein Energieaustausch von Elektrofahrzeugen zwischen einem Mittelspannungsnetz und
809 Stromquellen oder Lasten hergestellt werden kann

810 **3.1.31 Leistungsbegriffe**

811 **3.1.31.1**

812 **Blindleistung**

813 Q

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

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

819 **3.1.31.2**

820 **Wirkleistung**

821 P

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

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

825 **3.1.31.3**

826 **Scheinleistung**

827 S

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

829 **3.1.31.4**

830 **Bemessungswirkleistung**

831 P_{rE}

832 vom Hersteller angegebene Wirkleistung der Erzeugungseinheit bei Nennbedingungen

- 833 **3.1.31.5**
 834 **vereinbarte Anschlusswirkleistung**
 835 P_{AV}
 836 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage am Netz-
 837 anschlusspunkt
- 838 **3.1.31.5.1**
 839 **vereinbarte Anschlusswirkleistung für Bezug**
 840 $P_{AV, B}$
 841 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für den Bezug am
 842 Netzanschlusspunkt
- 843 **3.1.31.5.2**
 844 **vereinbarte Anschlusswirkleistung für Einspeisung**
 845 $P_{AV, E}$
 846 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung
 847 am Netzanschlusspunkt
- 848 **3.1.31.6**
 849 **maximale Wirkleistung einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers**
 850 P_{Amax}
 851 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungsanlage Typ 1, einer Erzeugungsanlage
 852 Typ 2 oder eines Speichers.
 853 Anmerkung 1 zum Begriff: Ergibt sich aus der Summe aller maximalen Wirkleistungen $P_{E_{max}}$ bzw. $P_{E_{max,red}}$ in einer
 854 Erzeugungsanlage oder Speichers
- 855 **3.1.31.7**
 856 **Summe aller Erzeugungsanlagen und Speicher, kumuliert**
 857 $\sum P_{Amax}$
 858 Summe aller an einem Netzanschluss angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Speicher
 859 Anmerkung 1 zum Begriff: Ergibt sich aus der Summe aller maximalen Wirkleistungen P_{Amax} hinter einem
 860 Netzanschlusspunkt
- 861 **3.1.31.8**
 862 **maximale Wirkleistung**
 863 $P_{E_{max}}$
 864 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit oder eines Speichers
 865 Anmerkung 1 zum Begriff: Für Windenergieanlagen kann dieser Wert (z. B. als 600-Sek-Höchstwert) dem Prüfbericht
 866 nach FGW TR 3 [3], Anhang B entnommen werden. Ist dieser Wert nicht explizit angegeben, wird in der Regel die
 867 elektrische Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit eingesetzt.
 868 Anmerkung 2 zum Begriff: Bei Photovoltaik-Anlagen wird dieser Wert durch die Größe des Umrichters (Erzeugungsein-
 869 heit siehe auch 3.1.16) bestimmt und ist unabhängig von der tatsächlichen in einer Anlage installierten Spitzenleistung der
 870 Photovoltaik-Module.
- 871 **3.1.31.9**
 872 **Wirkleistung der Erzeugungseinheit, maximale reduzierte**
 873 $P_{E_{max,red}}$
 874 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit, welcher bei Einsatz einer dauerhaf-
 875 ten Leistungsreduzierung durch diese Erzeugungseinheit erbracht werden kann ($P_{E_{max,red}} \leq P_{E_{max}}$)
 876 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Umsetzung einer dauerhaften Leistungsreduzierung an der Erzeugungseinheit darf nicht
 877 durch Software-Updates überschrieben werden. Eine ungewollte und unautorisierte Aufhebung der dauerhaften Leistungs-
 878 reduzierung ist durch eingeschränkte Zugriffsrechte / Passwortschutz sicherzustellen. Diese reduzierte Leistung $P_{E_{max,red}}$
 879 kann in allen Abschnitten dieser Anwendungsregel mit $P_{E_{max}}$ gleichgesetzt werden.
 880 Anmerkung 2 zum Begriff: Trotz dauerhafter Leistungsreduzierung behält das Einheitenzertifikat seine Gültigkeit.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

881 Anmerkung 3 zum Begriff: Eine Reduzierung der Primärenergie (z. B. Installation einer geringeren Modul- als Umrichter-
882 leistung) allein ist nicht ausreichend. Die Verwendung von $P_{E_{\max, \text{red}}}$ ist nur zulässig, wenn die Begrenzung der Leistung
883 im Umrichter bzw. der Maschinensteuerung umgesetzt ist.

884 **3.1.31.10**
885 **installierte Wirkleistung**

886 P_{inst}
887 Summe der Bemessungswirkleistungen aller Erzeugungseinheiten und Speicher hinter einem Netzanschluss-
888 punkt

889 **3.1.31.11**
890 **in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung**

891 $P_{\text{b inst}}$
892 Summe der Bemessungswirkleistungen aller sich generatorisch in Betrieb befindenden Erzeugungseinheiten
893 und Speicher hinter einem Netzanschlusspunkt

894 **3.1.31.12**
895 **momentane Wirkleistung**

896 P_{mom}
897 momentaner Wert der am Netzanschlusspunkt eingespeisten Wirkleistung, gleitend gemittelt über 200 ms

898 **3.1.31.13**
899 **Anschlussscheinleistung**

900 S_{A}
901 Scheinleistung der Kundenanlage (Bezugs- und/oder Erzeugungsanlage) als Grundlage für die Netzanschluss-
902 prüfung

903 Anmerkung 1 zum Begriff: Bei manchen Anlagen kann während ihres Betriebs eine höhere als ihre Anschlussschein-
904 leistung auftreten.

905 **3.1.31.13.1**
906 **Anschlussscheinleistung für Bezug**

907 $S_{\text{A, B}}$
908 Scheinleistung der Kundenanlage für den Bezug als Grundlage für die Netzanschlussprüfung

909 **3.1.31.13.2**
910 **Anschlussscheinleistung für Einspeisung**

911 $S_{\text{A, E}}$
912 Scheinleistung der Kundenanlage für die Einspeisung als Grundlage für die Netzanschlussprüfung

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

916 **3.1.31.14**
917 **vereinbarte Anschlussscheinleistung**

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

922 **3.1.31.14.1**
923 **vereinbarte Anschlussscheinleistung für Bezug**

924 $S_{\text{AV, B}}$
925 Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung $P_{\text{AV, B}}$
926 und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$
927 ergibt

928 **3.1.31.14.2**

929 **vereinbarte Anschlusscheinleistung für Einspeisung**

930 $S_{AV, E}$

931 Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$
932 und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor φ
933 ergibt

934 **3.1.31.15**

935 **maximale Scheinleistung einer Erzeugungsanlage**

936 S_{Amax}

937 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungsanlage

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

940 **3.1.31.16**

941 **maximale Scheinleistung einer Erzeugungseinheit**

942 S_{Emax}

943 höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungseinheit

944 **3.1.31.17**

945 **Bemessungsscheinleistung einer Erzeugungseinheit**

946 S_{rE}

947 Scheinleistung, für die die Komponenten der Erzeugungseinheit bemessen sind

948 **3.1.31.18**

949 **technische Mindestleistung**

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

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

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

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

955 **3.1.31.19**

956 **Referenzleistung**

957 S_0

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

961 **3.1.32**

962 **Mischanlage**

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

965 Anmerkung 1 zum Begriff: Folgende Kombinationen sind möglich:

966 – Bezugsanlage und Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt;

967 – Speicher allein sowie

968 – Speicher in Kombination mit Bezugsanlage/Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.

969 Anmerkung 2 zum Begriff: Der Eigenbedarf einer Erzeugungsanlage gilt nicht als Bezugsanlage. Alle zwischen dem
970 NAP und der EZE/EZA notwendigen Betriebsmittel (z. B. Schutz, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen) sind dem
971 Eigenbedarf zuzuordnen. Für BHKW (z. B. Biogasanlagen) sind im Einheitenzertifikat die Hilfseinrichtungen benannt, die
972 den Eigenbedarf der EZE/EZA abgrenzen.

973 **3.1.33**

974 **Mischpark**

975 Erzeugungsanlage(n) aus Erzeugungseinheiten mit Inbetriebnahmezeiträumen, aus denen sich unterschied-
976 liche technische Anforderungen ergeben (z. B. an die statische Spannungshaltung)

977 **3.1.34**

978 **Netzanschlusspunkt**

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

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

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

985 **3.1.35**

986 **Netzbetreiber**

987 Betreiber des Netzes der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie

988 **3.1.36**

989 **netzführende Stelle**

990 netzführende Stelle eines Netzbetreibers, die die operativen Aufgaben der Betriebs- und Netzführung durch-
991 führt

992 **3.1.37**

993 **Netzführungsvereinbarung**

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

996 Anmerkung 1 zum Begriff: Außerdem ist der Übergang der Verantwortung für Netzteile aus der Hoheit der Netzführung
997 auf den Anlagenverantwortlichen festgelegt. Zudem wird eine eindeutige Schaltsprache/Schaltbegriffe, der Schaltungs-
998 prozess sowie die zu dokumentierenden Aktivitäten bei Schalthandlungen und von Verantwortungsübergaben definiert.
999 Zusätzlich können betriebliche Prozesse/Besonderheiten für Messungen im Netz oder Inbetriebsetzungen und Außer-
1000 betriebsetzungen von Netzteilen beschrieben sein.

1001 **3.1.38**

1002 **Netzimpedanzwinkel**

1003 ψ_k
1004 Arcustangens des Verhältnisses aus Reaktanz X_k zu Widerstand R_k der Kurzschlussimpedanz am betrachteten
1005 Netzpunkt, $\psi_k = \arctan (X_k/R_k)$

1006 **3.1.39**

1007 **Netzsicherheitsmanagement**

1008 Beeinflussung der Leistungsabgabe von Erzeugungsanlagen bis zu deren kompletter Abschaltung zur Umset-
1009 zung von Maßnahmen nach § 13 und § 14 EnWG, insbesondere nach § 13a, Abs. 1 und 2 EnWG
1010 (Erzeugungsanpassung und ihr bilanzieller und finanzieller Ausgleich)

1011 Anmerkung 1 zum Begriff: Das Netzsicherheitsmanagement wird zur Verhinderung und Beseitigung von Netzens-
1012 pässen und im Rahmen der Systemsicherheit eingesetzt.

1013 **3.1.40**

1014 **Netzverknüpfungspunkt**

1015 der Kundenanlage am nächsten gelegene Stelle im Netz der allgemeinen Versorgung, an der weitere Kunden-
1016 anlagen angeschlossen sind oder angeschlossen werden können

1017 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Regel ist der Netzverknüpfungspunkt gleich dem Netzanschlusspunkt. Er findet
1018 Anwendung ausschließlich bei der Beurteilung von Netzurückwirkungen.

- 1019 **3.1.41**
1020 **Normalbetrieb des Netzes**
1021 Betrieb des Netzes der allgemeinen Versorgung mit einer Netzfrequenz von 50 Hz \pm 200 mHz und einer
1022 Netzspannung im Bereich 96 kV bis 123 kV
- 1023 **3.1.42**
1024 **Notstromaggregat**
1025 Erzeugungseinheit, die der Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung einer Kundenanlage oder Teilen
1026 einer Kundenanlage bei Ausfall des Netzes der allgemeinen Versorgung dient
- 1027 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Art der Erzeugungseinheiten ist nicht auf einen Generatortyp oder eine Energiequelle
1028 begrenzt und umfasst beispielsweise Synchronmaschinen mit Verbrennungsmotoren genauso wie ausschließlich für Not-
1029 strombetrieb eingesetzte Speicher oder Brennstoffzellen mit Wechselrichter.
- 1030 Anmerkung 2 zum Begriff: Erzeugungseinheiten, die Netzbetreiber für die Aufrechterhaltung der elektrischen Energie-
1031 versorgung ihrer Netze verwenden, werden im Gegensatz dazu Netzersatzanlagen genannt.
- 1032 **3.1.43**
1033 **Oberschwingung (harmonische)**
1034 sinusförmige Schwingung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist
- 1035 **3.1.44**
1036 **Rückfallverhältnis**
1037 Verhältnis des Rückfallwertes einer charakteristischen Größe bei einem Schutzrelais zum Ansprechwert dieser
1038 Größe, beispielsweise $U_{\text{rück}} / U_{\text{an}}$ bei einem Spannungsrelais
- 1039 **3.1.45**
1040 **Schutzeinrichtung**
1041 Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie – soweit erforderlich – Logikbausteine enthält, um eine
1042 oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen
- 1043 Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems.
- 1044 **3.1.46**
1045 **Schutzsystem**
1046 Anordnung aus einer oder mehreren Schutzeinrichtungen sowie weiteren Geräten, die vorgesehen sind, um
1047 eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen
- 1048 Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Schutzsystem umfasst eine oder mehrere Schutzeinrichtungen, Messwandler, Verdrah-
1049 tung, Ausschaltstromkreis, Hilfsspannungsversorgung sowie – sofern vorgesehen – Informationssysteme.
- 1050 **3.1.47 Spannungsbegriffe**
- 1051 **3.1.47.1**
1052 **Änderung der Mitsystemspannung**
1053 Δu_1
1054 auf die Nennspannung U_n bezogene Änderung der Mitsystemspannung nach Auftreten einer sprunghaften
1055 Spannungsänderung
- 1056 **3.1.47.2**
1057 **Änderung der Gegensystemspannung**
1058 Δu_2
1059 auf die Nennspannung U_n bezogene Änderung der Gegensystemspannung nach Auftreten einer sprunghaften
1060 Spannungsänderung
- 1061 Anmerkung 1 zum Begriff: Es ist nicht vorgeschrieben, das Mit- und Gegensystem explizit zu errechnen, andere tech-
1062 nische Lösungen sind ausdrücklich zulässig. Die hier genannte Definition soll ausdrücklich keine Vorgaben machen, wie
1063 die Erkennung und Reaktion auf eine sprunghafte Spannungsänderung technisch erfolgen soll.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1064 **3.1.47.3**

1065 **Betriebsspannung**

1066 U_b

1067 Spannung bei Normalbetrieb zu einem bestimmten Zeitpunkt an einer bestimmten Stelle des Netzes als
1068 Effektivwert (10-Minuten-Mittelwert) der verketteten Spannung

1069 **3.1.47.4**

1070 **Bemessungsspannung**

1071 U_r

1072 Spannung eines Gerätes oder einer Einrichtung, für die das Gerät oder die Einrichtung nach einer Norm oder
1073 vom Hersteller zum dauerhaften Betrieb ausgelegt ist

1074 **3.1.47.5**

1075 **höchste Spannung für Betriebsmittel**

1076 U_m

1077 höchster Effektivwert der verketteten Spannung, auf den ein Betriebsmittel betreffend seiner Isolation dauerhaft
1078 ausgelegt ist

1079 **3.1.47.6**

1080 **Mittelwert der Spannung**

1081 U_{1min}

1082 gleitender 1-Minuten-Mittelwert des Effektivwertes einer Spannung

1083 **3.1.47.7**

1084 **Nennspannung**

1085 U_n

1086 Spannung, durch die ein Netz oder eine Anlage bezeichnet oder identifiziert wird

1087 **3.1.47.8**

1088 **sprunghafte Spannungsänderung**

1089 Abweichung des gemessenen Grundswingungsmomentanwertes einer Spannung um einen Betrag von
1090 mindestens 5 % des Scheitelwertes der Nennspannung vom Momentanwert der fortgeführten Vorfel-
1091 spannung

1092 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch Abschnitt B.2. Damit kann sich eine sprunghafte Spannungsänderung auf
1093 Außenleiterspannungen oder Leiter-Erde-Spannungen beziehen.

1094 Anmerkung 2 zum Begriff: Vektorsprünge werden damit ebenso wie Kurzschlüsse als sprunghafte Spannungsänderung
1095 betrachtet.

1096 Anmerkung 3 zum Begriff: Der Messwert der Spannung darf geeignet gefiltert werden, um eventuelle Ober-
1097 schwingungseffekte zu eliminieren.

1098 **3.1.47.9**

1099 **Vorfelerspannung**

1100 eine Spannung $u(t)$, deren Amplitude, Frequenz und Phasenlage sich aus der Mittelung der Grundschi-
1101 wingung der letzten 50 Perioden ergibt

1102 **3.1.47.10**

1103 **Vorgabespannung**

1104 U_{Q0}/U_c

1105 Spannungswert, die der Netzbetreiber einer Erzeugungsanlage bei einer Spannungs-Blindleistungskennlinie
1106 vorgibt

1107 **3.1.47.11**

1108 **Niederspannungsseitige Bezugsspannung**

1109 U_{NS}

1110 Spannungswert auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit unter
1111 Berücksichtigung der Reglersollspannung U_{MS} und des Übersetzungsverhältnisses \ddot{u} des Maschinentrans-
1112 formators ($U_{NS} = U_{MS}/\ddot{u}$).

- 1113 Anmerkung 1 zum Begriff: Erfolgt die Spannungsmessung auf der MS-Seite, ist $\ddot{u} = 1$ zu setzen.
- 1114 **3.1.47.12**
1115 **Reglersollspannung**
1116 U_{MS}
1117 die Betriebsspannung eines Mittelspannungsnetzes, auf die der Spannungsregler des Verteilnetztransfor-
1118 mators mittelspannungsseitig regelt
- 1119 **3.1.48**
1120 **Spannungsänderung**
1121 ΔU
1122 Erhöhung oder Reduzierung der Spannung in einem Zeitabschnitt
- 1123 **3.1.48.1**
1124 **langsame Spannungsänderung**
1125 Erhöhung oder Abnahme der Spannung, üblicherweise aufgrund von Änderungen der Gesamtlast in einem
1126 Netz bzw. der Gesamteinspeisung in ein Netz
- 1127 **3.1.48.2**
1128 **schnelle Spannungsänderung**
1129 einzelne schnelle Änderung des Effektivwertes einer Spannung zwischen zwei aufeinander folgenden
1130 Spannungswerten mit jeweils bestimmter aber nicht festgelegter Dauer
- 1131 **3.1.49**
1132 **Spannungsband**
1133 Spannungseffektivwerte zwischen einer oberen und unteren Betriebsspannung des Netzes
- 1134 **3.1.50**
1135 **Speicher**
1136 Einheit oder Anlage, die elektrische Energie aus einer Kundenanlage oder aus dem Netz der allgemeinen
1137 Versorgung beziehen, speichern und wieder einspeisen kann
- 1138 Anmerkung 1 zum Begriff: Dies gilt unabhängig von der Art der technischen Umsetzung.
- 1139 Anmerkung 2 zum Begriff: Der Begriff „Speicher“ umfasst im vorliegenden Regelwerk auch alle zum bestimmungs-
1140 gemäßen Betrieb systemtechnisch notwendigen Komponenten, wie z. B. ein Speichermanagementsystem. Er ist damit
1141 auch Synonym für den Begriff „Speichersystem“.
- 1142 Anmerkung 3 zum Begriff: Typ-1-Speicher sind Anlagen, die in ihrem Einspeiseverhalten (Energiefreisetzung in das Netz)
1143 gegenüber dem Netz wie Erzeugungsanlagen vom Typ 1 wirken. Alle anderen Speicher sind Typ-2-Speicher.
- 1144 **3.1.51**
1145 **nutzbare Speicherkapazität**
1146 mit dem Bemessungsstrom aus einem Speicher entnehmbare Energie zwischen dem im Betrieb erreichbaren
1147 oberen Ladezustand und dem im Betrieb definierten Entladeschluss
- 1148 **3.1.52**
1149 **steuerbare Verbrauchseinrichtung**
1150 elektrische Verbrauchseinrichtung, die vom Anschlussnutzer als steuerbar oder abschaltbar bzw. als Flexibilität
1151 angeboten wird
- 1152 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch §14a EnWG [18] für die Niederspannung.
- 1153 Anmerkung 2 zum Begriff: $P_{\text{steuerbar}}$ bezeichnet dabei die gesamte Leistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung.
- 1154 **3.1.53 Strombegriffe**
- 1155 **3.1.53.1**
1156 **Blindstrom**
1157 I_B
1158 Anteil der Strom-Grundschiwingung, der nicht zur Wirkleistung beiträgt
- 1159 Anmerkung 1 zum Begriff: Blindströme, die auf den Bemessungsstrom I_r bezogen sind, werden mit I_B bezeichnet.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1160 Anmerkung 2 zum Begriff: Die Mit- und Gegensystemkomponenten des Blindstromes I_B werden mit I_{B1} und I_{B2}
1161 bezeichnet.

1162 **3.1.53.2**
1163 **zusätzlicher Blindstrom**

1164 ΔI_B
1165 Blindstrom, der während eines Fehlers zusätzlich zu dem stationären Blindstrom bereitgestellt wird

1166 **3.1.53.3**
1167 **Wirkstrom**

1168 I_W
1169 Anteil der Strom-Grundschiwingung, der zur Wirkleistung beiträgt

1170 **3.1.53.4**
1171 **Anfangs-Kurzschlusswechselstrom**

1172 I_k''
1173 Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstromes im Augenblick des Kurz-
1174 schlusseintritts

1175 [QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Relativsatz wurde nicht übernommen]

1176 **3.1.53.5**
1177 **Beitrag der Vollumrichter zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom**

1178 I_{kPF}''
1179 Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms aller Erzeugungseinheiten mit
1180 Vollumrichtern im Augenblick des Kurzschlusseintritts, wenn die Impedanz ihre Größe zum Zeitpunkt Null bei-
1181 behält

1182 **3.1.53.6**
1183 **Stoßkurzschlussstrom**

1184 i_p
1185 maximal möglicher Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstromes

1186 [QUELLE: DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12, modifiziert – Anmerkung zum Begriff wurde nicht über-
1187 nommen]

1188 **3.1.53.7**
1189 **Bemessungsstrom**

1190 I_r
1191 Strom eines Gerätes, für den das Gerät durch eine Norm oder vom Hersteller ausgelegt ist

1192 **3.1.54 Transformatorbegriffe**

1193 **3.1.54.1**
1194 **Netztransformator**

1195 vom Anschlussnehmer eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung seiner Kundenanlage mit dem Netz des
1196 Netzbetreibers

1197 **3.1.54.2**
1198 **Maschinentransformator**

1199 in einer Erzeugungseinheit bzw. -anlage eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung des Generators bzw.
1200 des Umrichters einer Erzeugungseinheit bzw. -anlage mit dem vorgelagerten Netz

1201 **3.1.54.3**
1202 **Verteilertransformator**

1203 vom Netzbetreiber eingesetztes Betriebsmittel für die Verbindung des Hochspannungsnetzes mit seinem
1204 Mittelspannungsnetz (HS/MS) oder für die Verbindung zweier Mittelspannungsnetze (MS/MS, z. B.
1205 30 kV/10 kV)

- 1206 **3.1.55**
1207 **untererregt**
1208 Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage
1209 bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Induktivität verhält
- 1210 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Abschnitt B.8.
- 1211 **3.1.56**
1212 **übererregt**
1213 Betriebszustand einer Erzeugungsanlage bzw. einer Erzeugungseinheit, bei dem sich die Erzeugungsanlage
1214 bzw. die Erzeugungseinheit wie eine Kapazität verhält
- 1215 Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Abschnitt B.8.
- 1216 **3.1.57**
1217 **Übergabestation**
1218 Teil eines elektrischen Netzes, welches der Verbindung einer Kundenanlage mit dem Netz eines Netz-
1219 betreibers dient
- 1220 Anmerkung 1 zum Begriff: Sofern in der Übergabestation Leistungstransformatoren enthalten sind, wird häufig auch der
1221 Begriff Umspannwerk verwendet.
- 1222 **3.1.58**
1223 **Übergabestelle**
1224 technisch und räumlich definierter Ort der Übergabe elektrischer Energie aus dem Netz der allgemeinen Ver-
1225 sorgung in die Kundenanlage bzw. aus der Kundenanlage in das Netz der allgemeinen Versorgung
- 1226 **3.1.59**
1227 **Überschwingweite Δx_{\max} der Regelgröße**
1228 auf den Nennwert bezogene größte vorübergehende Regelabweichung beim Übergang der Regelgröße von
1229 einem stationären Zustand zu einem neuen stationären Zustand
- 1230 **3.1.60**
1231 **Übersetzungsverhältnis**
1232 \ddot{u}
1233 Quotient aus den Bemessungsspannungen zweier Wicklungen eines Transformators, ggf. unter Berück-
1234 sichtigung der Stellung des Stufenschalters
- 1235 **3.1.61**
1236 **Übertragungsnetz**
1237 Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen 220 kV und/oder 380 kV
- 1238 **3.1.62**
1239 **Verfügungsbereich**
1240 Bereich, der die Zuständigkeit für die Anordnung von Schalthandlungen festlegt
- 1241 Anmerkung 1 zum Begriff: Bei manchen Netzbetreibern wird dieser Bereich als Schaltbefehlsbereich bezeichnet.
- 1242 **3.1.63**
1243 **Verschiebungsfaktor**
1244 $\cos \varphi$
1245 Cosinus des Phasenwinkels zwischen den Grundschnwingungen einer Leiter-Erde-Spannung und des Stromes
1246 in diesem Leiter
- 1247 **3.1.64**
1248 **Verteilnetz**
1249 Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen Nieder- und/oder Mittel-
1250 und/oder Hochspannung

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1251 **3.1.65 Zertifikate**

1252 **3.1.65.1**

1253 **Anlagenzertifikat**

1254 von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das die
1255 Konformität der geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel sowie mit
1256 den ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers (soweit vorhanden) ausweist

1257 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines
1258 Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Anlagenzertifikat der Begriff „Nachweis-
1259 dokument für Stromerzeugungsanlagen“ verwendet.

1260 Anmerkung 2 zum Begriff: Basis für das Anlagenzertifikat bilden Einheitenzertifikate oder Einheitenachweise, ggf.
1261 Komponentenzertifikate oder Komponentennachweise sowie Netzberechnungen und Simulationen.

1262 Anmerkung 3 zum Begriff: Im Gegensatz zum Einheitenzertifikat und zum Komponentenzertifikat handelt es sich bei
1263 dem Anlagenzertifikat nicht um ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach DIN EN ISO/IEC 17067, sondern um
1264 eine zertifizierte Netzanschlussplanung.

1265 **3.1.65.2**

1266 **Einheitenzertifikat**

1267 von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes typenspezifisches
1268 Zertifikat für jede Erzeugungseinheit und für jeden Speicher, in dem die elektrischen Eigenschaften der
1269 Erzeugungseinheit bzw. des Speichers ausgewiesen werden, um die Konformität einer geplanten Erzeugungs-
1270 anlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachzuweisen

1271 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines
1272 Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Einheitenzertifikat der Begriff „Betriebsmittel-
1273 bescheinigung“ verwendet.

1274 Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Einheitenzertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat nach
1275 DIN EN ISO/IEC 17067 für alle Erzeugungseinheiten.

1276 **3.1.65.3**

1277 **Komponentenzertifikat**

1278 von nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Zertifizierungsstellen ausgestelltes Zertifikat, das das
1279 Verhalten von nicht in Einheitenzertifikaten enthaltenen aktiven Betriebsmitteln einer Erzeugungsanlage aus-
1280 weist, die Einfluss auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben

1281 Anmerkung 1 zum Begriff: In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines
1282 Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger wird für das Komponentenzertifikat der Begriff „Betriebs-
1283 mittelbescheinigung“ verwendet.

1284 Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Komponentenzertifikat ist ein überwachungspflichtiges Produktzertifikat für alle Betriebs-
1285 mittel nach DIN EN ISO/IEC 17067.

1286 **3.1.66**

1287 **Zwischenharmonische**

1288 sinusförmige Schwingung, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist

1289 **3.1.67 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (Begriffsammlung)**

1290 **3.1.67.1**

1291 **netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)**

1292 außerhalb des Frequenzbereichs von 49,8 Hz bis 50,2 Hz zur Gewährleistung der Netzsicherheit erforderliche
1293 Beteiligung von Erzeugungseinheiten und Erzeugungs- und Speichereinheiten, Speichern sowie kontinuierlich
1294 regelbaren Bezugseinheiten an der Primärregelung

1295 **3.1.67.2**

1296 **marktbasierte Primärregelung (entspricht FSM, kurz: Primärregelung)**

1297 Primärregelung, die auf dem Regelenergiemarkt gehandelt und ausschließlich im Frequenzbereich von
1298 49,8 Hz bis 50,2 Hz eingesetzt wird

1299 **3.1.67.3**

1300 **unbeschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

1301 Beiträge der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, die keinen wesentlichen typ- und/oder anlagenspezi-
1302 fischen Beschränkungen des Wirkleistungsgradienten innerhalb des vereinbarten Wirkleistungsstellbereichs
1303 unterliegen, so dass das Zeitverhalten die Anforderungen der Kleinsignalstabilität an die Primärregelung erfüllt

1304 **3.1.67.4**

1305 **unbeschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

1306 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung ausgehend von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt ver-
1307 fügbare Stellbereich der Wirkleistung, für den keine typ- und/oder anlagenspezifischen Beschränkungen dahin-
1308 gehend vorliegen, dass die Anforderungen der Kleinsignalstabilität der Primärregelung eingehalten werden
1309 können

1310 Anmerkung 1 zum Begriff: Der unbeschränkte Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist der Stellbe-
1311 reich, für den das dynamische Verhalten ausgehend von einem beliebigen stationären Arbeitspunkt (siehe auch Tabelle 8)
1312 bei Frequenzabweichungen i.d.R. annähernd linear ist. Der unbeschränkte Stellbereich der PRNB stellt sicher, dass eine
1313 Anlage in der Lage ist, kleine Auslenkungen von einem beliebigen zulässigen Arbeitspunkt im Fiktiven Inselnetz stabil mit
1314 definierter Dämpfung auszuregeln.

1315 **3.1.67.5**

1316 **beschränkte netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

1317 Beiträge der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, die durch typ- und anlagenspezifische Beschränkungen
1318 von Wirkleistungsgradienten für festgelegte Wirkleistungsstellamplituden innerhalb des vereinbarten Wirk-
1319 leistungsstellbereichs begrenzt sind

1320 **3.1.67.6**

1321 **beschränkter Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

1322 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung insgesamt verfügbarer Stellbereich, der über den unbe-
1323 schränkten Stellbereich hinausgeht, und für den typ- und anlagenspezifische Beschränkungen gelten

1324 **3.1.67.7**

1325 **leistungsbezogene Statik der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

1326 s

1327 Steigung der Reglerkennlinie der netzsicherheitsbasierten Primärregelung außerhalb des Totbands, die die
1328 Änderung der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit in Abhängigkeit zu der Änderung der Netzfrequenz
1329 charakterisiert

1330 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Statik lässt sich ermitteln als Betrag des Verhältnisses des auf die Nenndrehzahl n_n bzw.
1331 Nennfrequenz f_n bezogenen Wertes des Reglereingangssignals Δn bzw. Δf zur auf die Referenzleistung P_{ref} der Erzeu-
1332 gungseinheit bezogenen Wertes der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Leistungsänderung ΔP der Erzeugungseinheit:

1333
$$s = \left| \frac{\Delta f}{f_n} / \frac{\Delta P}{P_{ref}} \right| \text{ bzw. } s = \left| \frac{\Delta n}{n_n} / \frac{\Delta P}{P_{ref}} \right|$$

1334 **3.1.67.8**

1335 **Kleinsignalstabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

1336 Stabilitätseigenschaften der netzsicherheitsbasierten Primärregelung einer Erzeugungsanlage im Fiktiven
1337 Inselnetzbetrieb innerhalb des unbeschränkten Wirkleistungsstellbereichs

1338 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Kleinsignalstabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist dann gegeben, wenn
1339 mittels der Regeleinrichtung zur Frequenzregelung kleine Störungen der Wirkleistungsbilanz stabil ausgeregelt werden
1340 können und der sich ergebende neue Arbeitspunkt stabil gehalten werden kann (siehe auch Abschnitt B.14).

1341 **3.1.67.9**

1342 **fiktiver Inselnetzbetrieb, fiktives Inselnetz**

1343 fiktive Betriebssituation zum Nachweis der Stabilität der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, in der das
1344 Netz jenseits des NAPs ausschließlich aus einer konstanten Last sowie bei Typ-2-EZE bzw. EZSE und
1345 Speichern mit netzfolgenden Umrichtern einer zusätzlich beigestellten Schwungmasse und Kurzschluss-
1346 leistung besteht und die EZE bzw. EZSE oder der Speichern mit dem NAP verbunden bleibt

1347 Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Grundvoraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb im Bereich der netzsicherheits-
1348 basierten Primärregelung ist, dass die an das Netz angeschlossenen EZE bzw. EZSE die Netzfrequenz in einem stabilen
1349 Arbeitspunkt halten können und zwar unabhängig davon, wie der Arbeitspunkt des Ausgangszustandes zustande kam.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1350 Anmerkung 2 zum Begriff: Mit dem Fiktiven Inselnetzbetrieb entsteht eine Betriebssituation, deren Stabilitätsbedingung
 1351 der des Inselnetzbetriebs entspricht. Beim Übergang vom regulären Netz-parallelbetrieb in eine solche Betriebssituation
 1352 findet keine Signalisierung der Inselnetzbetriebssituation statt. Eine Erkennung des Fiktiven Inselnetzzustandes hat aus-
 1353 schließlich über die Ermittlung und Überwachung der PRNB-Frequenzgrenzen zu erfolgen.

1354 Anmerkung 3 zum Begriff: Der fiktive Inselnetzbetrieb ist von dem definierten „Inselbetrieb“, bei dem der Leistungs-
 1355 schalter am NAP geöffnet ist und von der EZE bzw. dem kontinuierlich regelbaren Speicher auch als geöffnet erkannt wird,
 1356 grundsätzlich zu unterscheiden. Es können deshalb für das „fiktive Inselnetz“ bzw. für den „Fiktiven Inselnetzbetrieb“ keine
 1357 expliziten und speziellen Inselbetriebsanforderungen, wie sie z. B. durch die ISO 8528 festgelegt werden, gelten. Vielmehr
 1358 handelt es sich bei dem „Fiktiven Inselnetzbetrieb“ um eine Netzbetriebssituation, bei der die Frequenz des Netzes aus-
 1359 schließlich durch die EZE bzw. dem kontinuierlich regelbaren Speichern selbst gebildet wird.

1360 Anmerkung 4 zum Begriff: Im Fiktiven Inselnetzbetrieb wird davon ausgegangen, dass die EZE einer EZA, die den
 1361 entsprechenden Anforderungen unterliegen, den o.g. Anforderungen in Summe entsprechen müssen.

3.1.67.10

Typ-1-EZE-Anlaufzeitkonstante

1364 T_A
 1365 diejenige Zeit, die von einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 benötigt wird, um den Turbosatz (Synchronmaschine
 1366 und Turbine) oder eine vergleichbare Anordnung aus Synchronmaschine und Antriebsmaschine anderer
 1367 Typ-1-EZE bei Nennmoment vom Stillstand auf Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz f_n unter Berücksichtigung
 1368 der Polpaarzahl p zu beschleunigen:

$$T_A = \frac{J_{r,E} \cdot \left(\frac{2\pi f_n}{p}\right)^2}{P_{r,E}}$$

1370 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Typ-1-EZE Anlaufzeitkonstante ist ein Maß für das Trägheitsmoment $J_{r,E}$ der
 1371 Erzeugungseinheit.

3.1.67.11

stoßfreie Reglerumschaltung

1374 Umschaltung oder Parameteränderung, ohne einen Sprung in den Stellgrößen einzuleiten, sodass die
 1375 Ableitung der Zustandsgrößen des Systems vor und nach der Umschaltung die gleichen Werte annehmen
 1376 müssen

3.1.67.12

Dämpfungsgrad, Dämpfungsmaß

1379 D
 1380 Maß für die Dämpfung eines schwingungsfähigen Systems, welches sich zu dem kleinsten Dämpfungsmaß D_1
 1381 ermittelt, mit:

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

1383 Wobei σ_i und λ_i den Real- bzw. Imaginärteil des i -ten Eigenwertes bezeichnen und Λ das logarithmische
 1384 Dekrement mit $\Lambda = \ln(x_n/x_{n+1})$ der Schwingung mit dem kleinsten Dämpfungsmaß definiert

1385 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Größen x_n bzw. x_{n+1} bezeichnen dabei zwei aufeinanderfolgende Amplituden-Maxima
 1386 (bzw. -Minima) der betrachteten Zustandsgröße x , wobei das darauffolgende Amplituden-Maximum (bzw. Minimum)
 1387 bezogen auf das vorherige einen geringeren Wert annimmt. Damit lässt sich das Dämpfungsmaß neben der Ermittlung aus
 1388 den Eigenwerten auch direkt mittels Simulation oder Messung festlegen. Eine qualitative Erläuterung des Dämpfungs-
 1389 maßes ist unter Anhang B.11 zu finden.

3.1.67.13

Kurzschlussverhältnis (ESCR, Effective Short Circuit Ratio)

1392 SCR_{NAP}
 1393 Verhältnis der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung $S''_{k,}$, die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP
 1394 installierten, aus netzfolgenden Anlagen stammenden Erzeugungsleistung $P_{inst,NAP}$

1395
$$SCR_{\text{NAP}} = \frac{S''_k}{P_{\text{inst, NAP}}}$$

1396 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung ist nach der jeweils anzuwendenden Techni-
1397 schen Anschlussregel zu bestimmen.

1398 Anmerkung 2 zum Begriff: Es wird dem Netzbetreiber empfohlen neben der Ermittlung des SCR-Wertes am Netzan-
1399 schlusspunkt zur weiteren Bewertung das tatsächlich verfügbare effektive Kurzschlussverhältnis (ESCR-Verhältnis) zu
1400 ermitteln und zu berücksichtigen, da dieses im Gegensatz zum SCR-Wert die Aufteilung der Kurzschlussleistung am NAP
1401 auf alle zu diesem NAP elektrisch nahen Typ-2-Anlagen mit netzfolgenden Umrichtern berücksichtigt. Eine detaillierte
1402 Erläuterung zur Verwendung des ESCR-Verhältnisses kann Abschnitt B.14 entnommen werden.

1403 **3.1.67.14**

1404 **systemstützende Eigenschaft**

1405 Eigenschaft einer Anlage, die hinsichtlich der Regeleinrichtung zur Wirkleistungsregelung am NAP derart aus-
1406 gelegt ist, dass sie die Stabilität des Netzes jenseits des NAP stützt, ohne jedoch selbst netzbildende Eigen-
1407 schaften zu besitzen

1408 Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anlage verfügt über keine bzw. keine ausreichende eigene Schwungmasse und ist des-
1409 halb auf die Hinzurechnung einer externen Schwungmasse angewiesen, zur Sicherstellung eines stabilen Regelverhaltens
1410 der Wirkleistungs-Frequenzregelung im Fiktiven Inselnetzbetrieb.

1411 **3.1.67.15**

1412 **netzbildende Eigenschaft**

1413 Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, einer Erzeugungs- und Speichereinheit, eines Speichers oder einer
1414 regelbaren Bezugsanlage, die hinsichtlich der Regeleinrichtung der Frequenz- und Spannung derart ausgelegt
1415 ist, dass sie im Fiktiven Inselnetzbetrieb wie auch im Netzparallelbetrieb einen stabilen Arbeitspunkt bei kon-
1416 stanter Spannung und Frequenz aufrechterhalten kann sowie ein stabiles Verhalten bei definierten Störungen
1417 mit stationären und dynamischen Abweichungen vom Arbeitspunkt gewährleistet

1418 **3.1.67.16**

1419 **vorübergehende Mindestleistung**

1420 minimale über einen begrenzten Zeitraum von einer Typ-1-EZE/EZA erbringbare elektrische Leistung ohne
1421 Berücksichtigung der behördlichen Auflagen (z. B. Emissionsgrenzwerte) und Prozessvorgaben im Störfall und
1422 unterscheidet sich dadurch von der technischen Mindestleistung, in der die behördlichen Auflagen dauerhaft
1423 zu erfüllen sind

1424 **3.1.67.17**

1425 **schaltbare Bezugseinheit**

1426 Bezugseinheit und Speicher im Ladebetrieb, die entweder als Ganzes oder in diskreten Stufen zu- bzw. abge-
1427 schaltet werden können

1428 **3.1.67.18**

1429 **Ausgangsbetriebszustand**

1430 AZ_X

1431 Betriebszustand X in Prozent von P_{rE} hinsichtlich der Wirkleistungsabgabe einer Erzeugungseinheit,
1432 Erzeugungs- und Speichereinheit, eines Speichers oder einer regelbaren Bezugseinheit von dem ausgehend
1433 eine Prüfung stattfindet

1434 Anmerkung 1 zum Begriff: Der Betriebszustand AZ_{min} bezieht sich auf die jeweilige technische Mindestleistung der zu
1435 prüfenden Einheit.

1436 **3.1.67.19**

1437 **unterer Leistungsgrenzwert im unbeschränkten Stellbereich der PRNB**

1438 $P_{\text{ub,min}}$

1439 technologiespezifischer unterer Grenzwert der Wirkleistungsabgabe bzw. Wirkleistungsaufnahme im
1440 unbeschränkten Stellbereich der netsicherheitsbasierten Primärregelung

1441 **3.1.67.20**

1442 **oberer Leistungsgrenzwert im unbeschränkten Stellbereich der PRNB**

1443 $P_{ob,max}$

1444 technologiespezifischer oberer Grenzwert der Wirkleistungsabgabe bzw. Wirkleistungsaufnahme im
1445 unbeschränkten Stellbereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung

1446 **3.1.67.21**

1447 **technisch verfügbare Leistungsabgabe/Leistungsaufnahme**

1448 $P_{V,max}$

1449 momentan verfügbare Leistungsaufnahme bzw. Leistungsabgabe eines Batteriespeichers bzw. einer darge-
1450 botsabhängigen Erzeugungseinheit

1451

1452 **3.2 Abkürzungen**

1453 Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Abkürzungen.

AN	Anschlussnehmer
ANV	Anschlussnutzungsvertrag
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
AZ	Ausgangsbetriebszustand
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
ESCR	Effektives Kurzschlussleistungsverhältnis (en: Effective Short Circuit Ratio)
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZSE	Erzeugungs- und Speichereinheit (DC-gekoppelt)
FACTS	Flexible-Alternating-Transmission-System
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
FIFO	First In First Out
FRT	Fault Ride-Through
FSM	Frequency Sensitive Mode
GPS	Global Position System
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IP	Internet Protokoll
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency
LS	Leistungsschalter

MS	Mittelspannung
MSB	Messstellenbetreiber
NAP	Netzanschlusspunkt
NA-V	Netzanschlussvertrag
NB	Netzbetreiber
NN-V	Netznutzungsvertrag
NS	Niederspannung
OS	Oberspannungsseite
OVRT	Over Voltage Ride-Through
PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (entspricht LFSM-O/U)
PV	Photovoltaik
SCR	Kurzschlussleistungsverhältnis (en: Short Circuit Ratio)
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
UVRT	Under Voltage Ride-Through

1454 **4 Allgemeine Grundsätze**

1455 **4.1 Bestimmungen und Vorschriften**

1456 Kundenanlagen sind unter Beachtung der geltenden behördlichen Vorschriften oder Verfügungen, nach den
1457 allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere nach den DIN/VDENormen-, den Arbeitsschutz- und
1458 Unfallverhütungsvorschriften der zuständigen Berufsgenossenschaften, der Betriebssicherheitsverordnung
1459 und den technischen Anforderungen des Netzbetreibers zu errichten, anzuschließen und zu betreiben, so dass
1460 unzulässige Rückwirkungen auf das Netz oder andere Kundenanlagen ausgeschlossen werden.

1461 Der Anschlussnehmer muss sicherstellen, dass die vorgenannten Bedingungen seinem Anlagenerrichter und
1462 seinem Anlagenbetreiber bekannt sind und von diesen eingehalten werden. Der Anschluss an das Netz ist im
1463 Einzelnen in der Planungsphase – vor Bestellung der wesentlichen Komponenten – mit dem Netzbetreiber
1464 abzustimmen. Planung, Errichtung und Anschluss der Kundenanlage an das Netz des Netzbetreibers sind
1465 durch geeignete Fachfirmen vorzunehmen. Der Netzbetreiber darf Änderungen und Ergänzungen an zu
1466 errichtenden Anlagen fordern, soweit diese für den sicheren und störungsfreien Netzbetrieb notwendig sind.
1467 Die Änderungen bzw. Ergänzungen sind vom Netzbetreiber technisch zu begründen.

1468 Die minimale Leistung, ab der ein Anschluss an das Hochspannungsnetz erforderlich ist, und die maximale
1469 Leistung, bis zu der ein Anschluss an das Hochspannungsnetz möglich ist, hängen von der Art und der
1470 Betriebsweise der Kundenanlage sowie von den Netzverhältnissen beim Netzbetreiber ab. Dies kann im
1471 Einzelfall nur durch eine Netzberechnung festgestellt werden.

1472 Der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer müssen im Verlauf der Netzanschlussplanung die folgenden
1473 Punkte vereinbaren (siehe E.3, Checkliste für den Netzbetreiber für die Festlegung des Netzanschlusses):

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 1474 – die Netzanschlusskapazität und die Einspeisekapazität („vereinbarte Anschlusswirk- und -scheinleistung“
1475 für Bezug und Einspeisung);
- 1476 – die Spannungsebene und den Netzanschlusspunkt;
- 1477 – den Standort der Übergabestation und die Leitungstrasse des Netzbetreibers;
- 1478 – die Anschlussart (z. B. Kabel, Freileitung);
- 1479 – den Aufbau der Hochspannungs-Schaltanlage (z. B. Einschleifung, Stichanschluss, sowie die Art der
1480 Übergabeschaltanlage);
- 1481 – die Art der Sternpunktbehandlung im Netz des Netzbetreibers wird vom Netzbetreiber bekannt gegeben;
- 1482 – die notwendigen Netzschutzeinrichtungen für die netzseitigen Eingangs-, Übergabe- und Abgangs-
1483 schaltfelder;
- 1484 – eine erforderliche Fernsteuerung/Fernüberwachung und Umschaltautomatiken;
- 1485 – das Messkonzept und die Art und die Anordnung der Messeinrichtung;
- 1486 – die notwendige Kommunikationsschnittstelle und der Prozessdatenumfang;
- 1487 – Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze (Diese sind in den
1488 Übersichtsschaltplan der Station einzutragen. Die Eigentumsverhältnisse der Übergabestation werden im
1489 Netzanschlussvertrag beschrieben.);
- 1490 – den Liefer- und Leistungsumfang des Anschlussnehmers und des Netzbetreibers. Der Anschlussnehmer
1491 ist unter anderem für sämtliche in seinen Liefer- und Leistungsumfang fallenden behördlichen
1492 Genehmigungen und Anzeigen zuständig.

1493 Der Anschlussnehmer muss sicherstellen, dass alle über diesen Netzanschluss betriebenen Anlagen (auch bei
1494 mehreren Anschlussnutzern an einem Netzanschluss) in ihrer Gesamtheit den oben aufgeführten
1495 Verpflichtungen am Netzanschlusspunkt nachkommen. Der Netzbetreiber behält sich vor, eine Kontrolle der
1496 Einhaltung der Anschlussbedingungen vorzunehmen. Bei Verstößen gegen die Technischen Anschluss-
1497 bedingungen ist der Netzbetreiber berechtigt, die Kundenanlage nicht in Betrieb zu nehmen oder vom Netz zu
1498 trennen.

1499 Der Anschlussnehmer muss den ordnungsgemäßen Betrieb im Sinne von DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)
1500 und den technischen Zustand seiner Übergabestation nach den einschlägigen Verordnungen, Normen und
1501 Richtlinien sicherstellen. Hierzu ist vom Anschlussnehmer ein Anlagenbetreiber zu benennen.

1502 Betreiber von Erzeugungsanlagen haben bei Aufforderung durch den Netzbetreiber eine Mitwirkungspflicht bei
1503 Trainingsmaßnahmen zur Beherrschung kritischer Netzsituationen, insbesondere wenn es sich um
1504 schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen handelt.

1505 **4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen**

1506 **4.2.1 Allgemeines**

1507 Der Anschlussprozess erfolgt nach dem in Tabelle 1 dargestellten Zeitplan. Prinzipiell muss die Planung des
1508 Netzanschlusses in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen und Betriebsmittelbestellungen sollten
1509 erst nach Bestätigung des Netzanschlusskonzeptes durch den Netzbetreiber erfolgen. Die angegebenen
1510 Zeiten sind lediglich Richtwerte. Gesetzliche Bestimmungen zu Fristen sind zu berücksichtigen.

1511 Abweichungen zu dem in Tabelle 1 dargestellten Zeitplan dürfen bilateral zwischen Netzbetreiber und
1512 Anschlussnehmer vereinbart werden. Insbesondere die Art, den Umfang und den Zeitpunkt zur Übergabe und
1513 zum Abschluss der notwendigen Netzverträge dürfen Netzbetreiber separat festlegen. Erforderliche
1514 Nachbesserungen (z. B. bei der Abnahme der Übergabestation) können die nachfolgenden Zeitangaben
1515 entsprechend verschieben.

1516 ANMERKUNG Für Erzeugungsanlagen > 100 MW, die nach der KraftNAV [20] angeschlossen werden, sind die in der
1517 KraftNAV formulierten Anmeldeverfahren einzuhalten.

Tabelle 1 – Zeitplan zur Errichtung eines Netzanschlusses

Punkt	Zeit	Schritt	V	Vordruck
1	$t_1 = 0$	Antrag/Anfrage/Anmeldung zum Netzanschluss Bezug und/oder Erzeugung/ Einspeisung beim Netzbetreiber; Übergabe aller zur Anschlussbewertung notwendigen Unterlagen	AN	Bezugsanlagen: E.1 und ggf. E.2 Erzeugungsanlagen: E.1, 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 auf Grundlage der Anlagenplanung des AN 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	
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	NB	E.5
13	$t_{IBN} - 5$ Werktage	Vorinbetriebsetzung Abrechnungsmessung; Übergabe Prüfprotokolle für Strom- und Spannungswandler	AN	

Punkt	Zeit	Schritt	V	Vordruck
14	$t_{IBN} - 2$ Werktage	Abschluss Bittest (Signalübertragung)	NB	
15	$t_{IBN} = 0$	Inbetriebnahme Netzanschluss Inbetriebsetzung Übergabestation Inbetriebsetzung Abrechnungsmessung Erteilung der Erlaubnis zur Zuschaltung	AN	E.5
16	$t_{IBN EZE}$	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit(en) und Abgabe des (der) Inbetriebsetzungsprotokoll(e) beim Netzbetreiber (siehe 11.5.2)	AN	E.8
17	$t_{IBN EZA}$ (ca. 2 Wochen nach t_{IBN} der letzten EZE)	Bei Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage Funktionsprüfung Netzsicherheitsmanagement (siehe 11.5.3)	AN	
18		Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis	NB	E.14
19	$t_{IBN EZA} + 6$ Monate (aber maximal 12 Monate nach $t_{IBN EZE}$ der ersten EZE)	Bei Erzeugungsanlagen: Abgabe der Inbetriebsetzungserklärung beim Netzbetreiber Erstellung der Konformitätserklärung und Abgabe beim Netzbetreiber (siehe 11.5.4) *	AN	E.9 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 Abschnitt 4 und Abschnitt 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.

1519 Der Netzanschlussprozess lässt sich grob in vier Phasen einteilen (siehe 4.2.2 bis 4.2.5).

1520 **4.2.2 Anschlussanmeldung/Grobplanung (Punkte 1 und 2 der Tabelle 1)**

1521 Vom Anschlussnehmer ist der Anschluss von elektrischen Anlagen an das Hochspannungsnetz bzw.
1522 Änderungen am Anschluss oder Änderungen an den elektrischen Anlagen rechtzeitig nach dem beim
1523 Netzbetreiber üblichen Verfahren, anzumelden. Dies betrifft

- 1524 – neue Anlagen,
- 1525 – zu erweiternde Anlagen (z. B. wenn die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Leistung für Bezug oder für
1526 Einspeisung oder für Erzeugung überschritten wird) bzw. zu ändernde Anlagen,
- 1527 – vorübergehend angeschlossene Anlagen,

1528 und gilt weiterhin für Inbetriebsetzung bzw. Wiederinbetriebsetzung sowie nach Trennung oder Zusammen-
1529 legung von Kundenanlagen.

1530 Damit der Netzbetreiber den Netzanschluss leistungsgerecht auslegen sowie die Art der Messeinrichtungen
1531 festlegen und mögliche Netzurückwirkungen beurteilen kann, muss der Anschlussnehmer zusammen mit der
1532 Anmeldung die erforderlichen und nachfolgend aufgeführten Angaben über die anzuschließenden elektrischen
1533 Anlagen (in der Regel mit einem Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten mit Vordruck E.1, Antragstellung)
1534 möglichst in elektronischer Form liefern:

- 1535 – Anlagenanschrift, Bezeichnung des Bauvorhabens;
- 1536 – Anschlussnehmer;
- 1537 – Grundstückseigentümer;
- 1538 – Anlagenerrichter;
- 1539 – Anlagenart (Bezugsanlage, Erzeugungsanlage, Mischanlage, Speicher, Notstromaggregat mit
1540 Netzparallelbetrieb > 100 ms);
- 1541 – Maßnahme (Neuerrichtung, Erweiterung, Rückbau);
- 1542 – die örtliche Lage des zu versorgenden Grundstücks (Plan im Maßstab mindestens 1:1 000) mit einge-
1543 zeichneten Vorschlägen zu möglichen Stationsstandorten;
- 1544 – den voraussichtlichen Leistungsbedarf, deren Charakteristik und ggf. Ausbaustufen;
- 1545 – besondere Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit;
- 1546 – Baustrombedarf;
- 1547 – die Netzurückwirkungen der Verbrauchsgeräte (siehe Abschnitt E.2, Datenblatt zur Beurteilung von
1548 Netzurückwirkungen);
- 1549 – den zeitlichen Bauablaufplan und den geplanten Inbetriebsetzungstermin.

1550 Bei Erzeugungsanlagen oder gemischten Bezugs- und Erzeugungsanlagen – einschließlich Speichern – sowie
1551 bei Notstromaggregaten mit einem Netzparallelbetrieb von > 100 ms sind folgende weitere Unterlagen beim
1552 Netzbetreiber einzureichen:

- 1553 – Lageplan, aus dem Orts- und Straßenlage, die Bezeichnung und die Grenzen des Grundstücks sowie der
1554 Aufstellungsort der Erzeugungseinheiten hervorgehen (vorzugsweise im Maßstab 1:10 000,
1555 innerorts 1:1 000);
- 1556 – Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe Mustervorlage in Abschnitt E.6).

1557 ANMERKUNG Mit der Anmeldung zum Netzanschluss muss der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die
1558 Zertifikatsnummer aus dem Zentralen Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate (ZEREZ) für die eingesetzten
1559 Einheiten und Komponenten mitteilen.

1560 Diese Zertifikate und der Prüfbericht sind für Erzeugungsanlagen im Einzelnachweisverfahren nicht zwingend
1561 erforderlich. Statt des Prüfberichts kann auch eine Abschätzung der elektrischen Eigenschaften, die durch
1562 einen sachkundigen Elektroplaner oder den Hersteller der Erzeugungseinheit vorgenommen wurde, an den
1563 Netzbetreiber übergeben werden.

1564 Der Netzbetreiber führt daraufhin mit den Angaben aus den Antragsunterlagen eine Grobplanung durch und
1565 legt unter Berücksichtigung der berechtigten Interessen des Anschlussnehmers einen Netzanschlusspunkt und
1566 die Art des Anschlusses fest. Ebenfalls werden der Umfang und die Dauer eines ggf. notwendigen
1567 Netzausbaus benannt. Der Netzbetreiber muss dabei ggf. auch eine Abwägung zwischen einem standortnahen
1568 Netzanschlusspunkt zzgl. Netzausbau und einem standortfernen Netzanschlusspunkt ohne
1569 Netzausbaunotwendigkeit treffen. Bei dem Anschluss von EEG-Anlagen ist bei der Wahl des
1570 Netzanschlusspunkts die jeweilige rechtliche Lage zu berücksichtigen. Für kostenpflichtige Netzanschlüsse
1571 erstellt der Netzbetreiber ein Angebot.

1572 **4.2.3 Reservierung/Feinplanung (Punkte 3 bis 6 der Tabelle 1)**

1573 Bei kostenpflichtigen Netzanschlüssen beginnt in der Regel die Reservierung mit Abgabe des Anschluss-
1574 angebots und endet mit Ablauf der Bindungsfrist.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1575 Bei nicht kostenpflichtigen Netzanschlüssen reserviert der Netzbetreiber den Netzanschlusspunkt mit der
1576 vereinbarten Anschlussscheinleistung nach Bestätigung der Grobplanung durch den Anschlussnehmer/
1577 Kostenübernahmeerklärung.

1578 ANMERKUNG 1 In Regionen mit hoher Nachfrage nach Anschlüssen für Erzeugungsanlagen haben Netzbetreiber in der
1579 Regel ein Reservierungsverfahren eingeführt, das vom Anschlussnehmer in regelmäßigen Abständen zum
1580 Aufrechterhalten der Reservierung den Nachweis des Projektfortschritts verlangt. Einzelheiten dazu wird der Netzbetreiber
1581 im Zusammenhang mit der Übergabe des Grobplanungsergebnisses mitteilen.

1582 ANMERKUNG 2 Eine Kostenübernahmeerklärung darf der Netzbetreiber bei nicht kostenpflichtigen Netzanschlüssen vom
1583 Anschlussnehmer einholen, um bei Nichtrealisierung des Anschlussvorhabens die schon aufgelaufenen Netzausbaukosten
1584 erstattet zu bekommen.

1585 Nach Annahme des Anschlussangebots/Bestätigung der Grobplanung wird der Netzbetreiber unverzüglich mit
1586 der Vorbereitung des Netzanschlusses beginnen. Insbesondere bei einem ggf. notwendigen Netzausbau sind
1587 auch längere Genehmigungsfristen und Realisierungsdauern zu beachten.

1588 Bei Netzanschlüssen von Erzeugungsanlagen müssen Anschlussnehmer und Netzbetreiber im Vorfeld der
1589 Anlagenzertifizierung Daten austauschen. Der Anschlussnehmer spezifiziert die Netzanschlussplanung auf
1590 den im Rahmen der Grobplanung/Kostenübernahmeerklärung ermittelten Netzanschlusspunkt und teilt dem
1591 Netzbetreiber die relevanten Daten der Kundenanlage mit (vollständig ausgefüllter Vordruck E.6). Daraufhin
1592 füllt der Netzbetreiber Vordruck E.7 aus und sendet diesen an den Anschlussnehmer. Ebenfalls sind spezielle
1593 Vorgaben für den Netzanschluss, die nicht im Rahmen dieser Anwendungsregel bzw. der TAB des
1594 Netzbetreibers beschrieben sind, an den Anschlussnehmer zu übergeben (soweit vorhanden und nicht bereits
1595 bei der Grobplanung vom Netzbetreiber mitgeteilt). Der Anschlussnehmer benötigt beide Unterlagen zur
1596 Anlagenplanung (siehe Abschnitt B.10) und zur Erstellung des Anlagenzertifikats.

1597 ANMERKUNG 3 Der Vordruck E.7 wird durch den Netzbetreiber auch bei Erzeugungsanlagen ausgegeben, bei denen
1598 kein Anlagenzertifikat vor dem Anschluss der Erzeugungsanlage angefertigt wird (also bei Prototypen), da der Vordruck
1599 die projektspezifischen Vorgaben des Netzbetreibers bezüglich Schutzeinstellungen, Blindleistungsfahrweise,
1600 kontinuierliche Spannungsregelung usw. enthält. Bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit $P_{Amax} \leq 500$ kW entfällt die
1601 Vorgabe projektspezifischer Vorgaben und damit die Erstellung des Vordrucks E.7. durch den Netzbetreiber. Diese Anlagen
1602 sind entsprechend den Vorgaben aus 10.7 einzustellen.

1603 Anschlussnehmer, die Erzeugungsanlagen an das Netz anschließen wollen, sollten das Anlagenzertifikat nach
1604 Inkrafttreten der Reservierung erstellen lassen und 8 Wochen vor Baubeginn beim Netzbetreiber vorlegen.
1605 Sofern sich aus der Anlagenzertifizierung noch technische Änderungen an der Übergabestation der
1606 Erzeugungsanlage ergeben, können sie zu diesem Zeitpunkt noch vergleichsweise einfach in das Projekt
1607 eingearbeitet werden. Innerhalb von 6 Wochen nach Vorlage des Anlagenzertifikats wird der Netzbetreiber das
1608 Anlagenzertifikat prüfen und den Netzanschlusspunkt bestätigen. Der Netzbetreiber übernimmt mit dieser
1609 Prüfung ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die inhaltliche Richtigkeit des Anlagenzertifikats.

1610 **4.2.4 Bauvorbereitung und Bau (Punkte 7 bis 10 der Tabelle 1)**

1611 Spätestens 12 Wochen vor Baubeginn übergibt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die im Vordruck E.4
1612 aufgeführten Unterlagen in deutscher Sprache und möglichst in elektronischer Form bzw. in zweifacher
1613 (Papier-)Ausfertigung. Der Vordruck E.4 „Errichtungsplanung“ ist als Deckblatt der durch den Anschluss-
1614 nehmer einzureichenden, nachfolgend aufgeführten Projektunterlagen zu verwenden:

- 1615 – Maßstäblicher Lageplan des Grundstücks mit eingezeichnetem Standort der Übergabestation, der
1616 Leitungstrasse des Netzbetreibers sowie der vorhandenen und geplanten Bebauung;
- 1617 – einphasiger Übersichtsschaltplan der Übergabestation einschließlich Eigentums-, Betriebsführungs-,
1618 Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze, Transformatoren, Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen (wenn
1619 Schutzeinrichtungen vorhanden, Darstellung, wo die Messgrößen für die Kurzschluss- und bei
1620 Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Entkopplungsschutzeinrichtungen erfasst werden und auf welche
1621 Schaltgeräte die Schutzeinrichtung wirkt, Daten der Hilfsenergiequelle); Darstellung der kundeneigenen
1622 Hochspannungs-Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten und
1623 Angabe der technischen Kennwerte der nachgelagerten kundeneigenen Hochspannungs-Schaltanlagen,
1624 (Beispiel siehe Anhang D);
- 1625 – Zeichnungen aller Hochspannungs-Schaltfelder mit Anordnung der Geräte (Montagezeichnungen);

- 1626 – Darstellung des Messkonzepts, Anordnung der Mess- und Zähleinrichtung mit Einrichtungen zur
1627 Datenfernübertragung. Anordnung der Fernwirktechnik und der ggf. notwendigen sekundärtechnischen
1628 Komponenten des Netzbetreibers;
- 1629 – Grundrisse und Schnittzeichnungen, möglichst im Maßstab 1:50, der elektrischen Betriebsräume für die
1630 Hochspannungs-Schaltanlage und Transformatoren. Aus diesen Zeichnungen müssen auch die
1631 Trassenführung der Leitungen und der Zugang zur Schaltanlage ersichtlich sein;
- 1632 – Nachweis des Schutzes vor Gefährdung durch Störlichtbögen nach DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202)
1633 bzw. DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) (unter anderem Druckberechnung);
- 1634 – einvernehmliche Regelung bezüglich des Standorts und Betriebs der Übergabestation und der
1635 Netzbetreiber-Kabeltrasse zwischen dem Haus- und Grundeigentümer und dem Errichter bzw. dem
1636 Betreiber der Übergabestation, wenn dies unterschiedliche Personen sind;
- 1637 – Nachweise zur Erfüllung der technischen Anforderungen des Netzbetreibers nach dieser
1638 VDE Anwendungsregel.

1639 Der Netzbetreiber prüft die eingereichten Unterlagen mit einer Frist von 6 Wochen. Eine mit dem
1640 (Sicht-)Vermerk des Netzbetreibers versehene Ausfertigung der Unterlagen erhält der Anschlussnehmer bzw.
1641 sein Beauftragter wieder zurück. Dieser Vermerk hat eine befristete Gültigkeit von sechs Monaten und bestätigt
1642 nur die Prüfung der Belange des Netzbetreibers. Eintragungen des Netzbetreibers sind bei der Ausführung
1643 vom Errichter der Anlage einzuhalten. Für die Einhaltung der geltenden gesetzlichen und behördlichen
1644 Vorschriften oder Verfügungen (unter anderem DIN-VDE-Normen) bleibt der Anschlussnehmer verantwortlich.
1645 Mit den Bau- und Montagearbeiten der Übergabestation sollte erst begonnen werden, wenn die mit dem
1646 Vermerk des Netzbetreibers versehenen Unterlagen beim Anschlussnehmer bzw. seinem Beauftragten und
1647 dem Netzbetreiber das bestätigte Anschlussangebot vorliegen. Bei Baubeginn vor Rückgabe der Unterlagen
1648 durch den Netzbetreiber trägt der Anschlussnehmer das Risiko für gegebenenfalls auftretende zusätzliche
1649 Aufwendungen.

1650 **4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkte 11 bis 15 der Tabelle 1)**

1651 Mindestens 12 Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation wird der
1652 verbindliche Inbetriebsetzungstermin zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber abgestimmt. Der Netz-
1653 betreiber wird die Inbetriebnahme des Netzanschlusses daraufhin in die Schaltungsplanung des
1654 entsprechenden Zeitraums einordnen. Spätestens zu diesem Zeitpunkt muss das Anlagenzertifikat beim
1655 Netzbetreiber vorliegen.

1656 Mindestens zwei Wochen vor der Inbetriebnahme des Netzanschlusses sind dem Netzbetreiber nachfolgende
1657 Unterlagen und eine Übersicht zu Ansprechpartnern des Anschlussnehmers für die Organisation und
1658 Durchführung von Schalthandlungen zu übergeben:

- 1659 – aktualisierte Projektunterlagen (mit Nachweis der Erfüllung eventueller Auflagen seitens des Netz-
1660 betreibers);
- 1661 – Schutzprüfprotokolle, bei Erzeugungsanlagen einschließlich der übergeordneten Entkopplungs-
1662 schutzfunktionen (der Umfang der Prüfungen und deren Nachweis im Schutzprüfprotokoll ist entsprechend
1663 der Vorgaben der beiden Technischen Hinweise des FNN „Anforderungen an digitale
1664 Schutzeinrichtungen“ [6] und „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [15]
1665 auszuführen);
- 1666 – Erdungsprotokoll mit Angaben zur Messmethode, zu Messergebnissen der Berührungsspannungen, der
1667 Potenzialdifferenzen und der Erdungsimpedanz der Anlage;
- 1668 – Vorinbetriebnahmeprotokoll der Messeinrichtung.

1669 Außerdem informiert der Anschlussnehmer den Messstellenbetreiber über den abgestimmten Inbetrieb-
1670 setzungstermin der Übergabestation. Der Anschlussnehmer bestätigt, dass der Messstellenbetreiber die
1671 Messeinrichtung bis zum Inbetriebsetzungszeitpunkt betriebsbereit erstellen wird.

1672 Mindestens zwei Wochen vor dem gewünschten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation sind auch die
1673 Verträge und Vereinbarungen vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zurückzugeben. Hierbei handelt es
1674 sich um die unterzeichnete Netzführungsvereinbarung. Mindestens jedoch müssen dem Netzbetreiber
1675 schriftlich die Kontaktdaten (unter anderem Telefonnummer) des Anlagenbetreibers und einer durchgehend

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1676 erreichbaren Netzfürhungsstelle des Anschlussnehmers oder von schaltberechtigten Personen des
1677 Anschlussnehmers und deren Telefonnummern, bekannt sein.

1678 Für die Inbetriebnahme des Netzanschlusses bestehen folgende netzvertriebliche Voraussetzungen:

- 1679 – unterzeichneter Netzanschlussvertrag zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber;
- 1680 – unterzeichneter Netznutzungs- und ggf. Anschlussnutzungsvertrag zwischen Anschlussnutzer und
1681 Netzbetreiber;
- 1682 – Anmeldung der Entnahmestelle beim Netzbetreiber durch den Stromlieferanten.

1683 ANMERKUNG Nach EEG 2023, § 7, Abs. 1 [8] gilt für EEG-Anlagen: „Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer
1684 Verpflichtung aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrags abhängig machen“.

1685 Je nach technischer Ausführung des Netzanschlusses sind ggf. weitere Dokumente notwendig.

1686 Es erfolgt dann eine technische Abnahme der Übergabestation durch den Anlagenbetreiber im Beisein des
1687 Netzbetreibers. Dabei wird in der Regel bereits der erste Teil des Inbetriebsetzungsprotokolls der
1688 Übergabestation durch den Anlagenerrichter ausgefüllt (in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten
1689 mit Vordruck E.5). Zu dieser technischen Abnahme gehört auch die Kontrolle der Zugänglichkeit und
1690 Trennfunktion der Übergabeschaltanrichtung.

1691 Bei fernwirktechnischer Anbindung der Übergabestation ist außerdem eine Funktionsprüfung von der Netz-
1692 leitstelle des Netzbetreibers bis in die Übergabestation durch den Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer gemeinsam
1693 mit dem Netzbetreiber vorzunehmen. Bei Erzeugungsanlagen erfolgt dabei in Abstimmung mit dem
1694 Netzbetreiber auch die Prüfung der Schnittstelle für die Wirkleistungs- und Blindleistungsvorgaben des
1695 Netzbetreibers (Bittest).

1696 **4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation (Punkt 16**
1697 **der Tabelle 1)**

1698 Zusätzlich zu den in 4.2.5 aufgeführten Punkten muss dem Netzbetreiber zur Inbetriebsetzung der Übergabe-
1699 station ein vollständig ausgefülltes und unterschriebenes Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen
1700 (siehe Vordruck E.5) zur Verfügung gestellt werden. Im Inbetriebsetzungsprotokoll wird vom Anschlussnehmer
1701 bestätigt, dass die Übergabestation nach den in 4.1 aufgeführten Vorschriften, Normen und Bestimmungen
1702 sowie nach dieser Anwendungsregel ausgeführt wurde.

1703 Bei der Inbetriebsetzung der Übergabestation sind der Anlagenbetreiber, der Netzbetreiber und der Mess-
1704 stellenbetreiber anwesend. Der Netzbetreiber erteilt die Erlaubnis zur Zuschaltung im Rahmen des Schalt-
1705 gesprächs und bestätigt die Erlaubnis zur Zuschaltung in dem Inbetriebsetzungsprotokoll (Vordruck E.5). Das
1706 bei der Inbetriebsetzung der Übergabestation durch den Anlagenerrichter ausgefüllte Inbetriebsetzungs-
1707 protokoll E.5 verbleibt beim Netzbetreiber, dem Anschlussnehmer ist eine Kopie auszuhändigen. Der
1708 Netzbetreiber behält sich eine Sichtkontrolle der für den Netzanschluss relevanten Komponenten der
1709 Übergabestation und eine Funktionskontrolle der Schutz- und Leittechnik vor. Werden Mängel festgestellt, die
1710 den Netzbetrieb beeinträchtigen können, so darf der Netzbetreiber die Inbetriebsetzung der Übergabestation
1711 bis zur Mängelbeseitigung untersagen.

1712 Die Inbetriebnahme des Netzanschlusses erfolgt vom Netzbetreiber bis zur Übergabestelle (in der Regel erstes
1713 kundeneigenes Schaltgerät, z. B. Übergabeleistungsschalter). Die Durchschaltung der Spannung in die
1714 Kundenanlage erfolgt durch den Anlagenbetreiber.

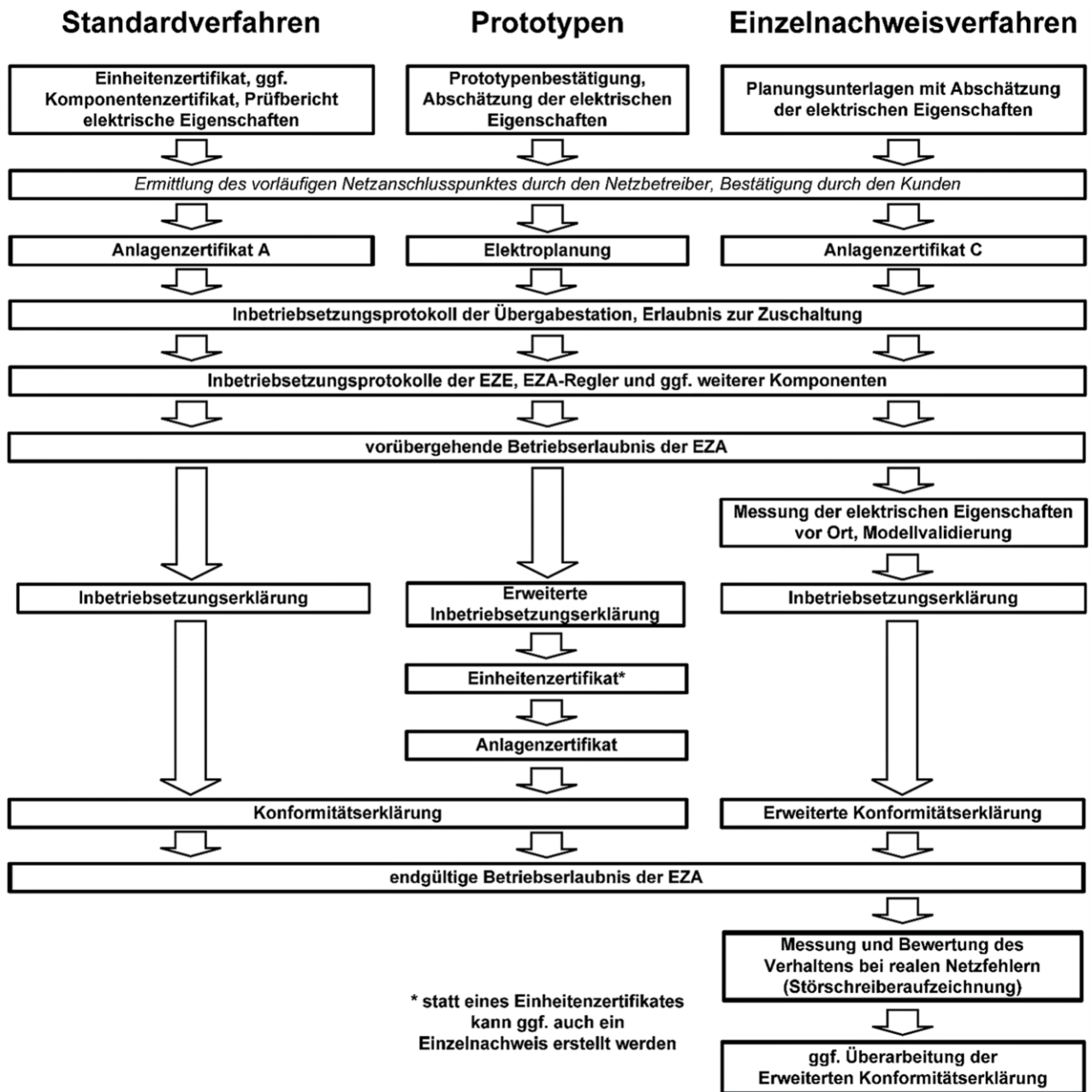
1715 Der Netzbetreiber übernimmt mit der Inbetriebsetzung ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die
1716 Betriebssicherheit der kundeneigenen Anlage.

1717 **4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage (Punkte 17 bis 20 der Tabelle 1)**

1718 Der Anschluss- und Inbetriebsetzungsprozess für Erzeugungsanlagen erfolgt nach den in Bild 1 dargestellten
1719 Phasen mit den dort aufgeführten Nachweisen. Je nach Einordnung der Erzeugungsanlage hinsichtlich
1720 Leistungsgröße, bei ggf. vorhandenem Prototypenstatus oder bei speziellen Erzeugungsanlagen im
1721 Einzelnachweisverfahren, ergibt sich dabei eine unterschiedliche zeitliche Reihenfolge der Arbeitsschritte.

1722 Bezüglich der Nachweise sind die Bestimmungen des Abschnitts 11 zu beachten. Die eigentliche
 1723 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage ist dabei in 11.5 und 11.6 beschrieben.

1724 Alle für Erzeugungsanlagen beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für Misanlagen
 1725 und Speicher sowie für Notstromaggregate mit Netz-Parallelbetrieb entsprechend 8.9.2.



1726

1727

1728

Bild 1 – Anschlussprozess und dazugehörige Nachweise für Erzeugungsanlagen mit Anlagenzertifikat*

1729 *Besonderheiten für Anlagen, für die kein Anlagenzertifikat erforderlich ist, sind 10.7 zu entnehmen.

1730 **5 Netzanschluss**

1731 **5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes**

1732 Jede Kundenanlage wird über eine Anschlussnehmer-eigene Übergabestation an das Hochspannungsnetz
1733 des Netzbetreibers angeschlossen. Abweichungen von dieser Regelung sind gesondert mit dem Netzbetreiber
1734 zu vereinbaren.

1735 Der Netzanschluss von Kundenanlagen erfolgt in der Regel über einen Stichanschluss (siehe Anhang D:
1736 Beispiel für einen Stichanschluss). In Abstimmung zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber darf auch
1737 eine andere Anschlusslösung realisiert werden.

1738 Kundenanlagen sind an einem geeigneten Punkt im Netz der allgemeinen Versorgung, dem Netzanschluss-
1739 punkt, anzuschließen. Anhand der unter 4.2 aufgeführten Unterlagen ermittelt der Netzbetreiber den
1740 geeigneten Netzanschlusspunkt, der auch unter Berücksichtigung der Kundenanlage einen sicheren
1741 Netzbetrieb sicherstellt und an dem die beantragte Leistung übertragen werden kann. Wesentliche Kriterien
1742 zur Bestimmung des Netzanschlusspunktes und der Netzanschlusslösung sind:

- 1743 – Höhe der Anschlussleistung (vereinbarte Leistung für Bezug und/oder Einspeisung);
- 1744 – installierte Erzeugungsleistung in der Kundenanlage;
- 1745 – Art und Betriebsweise der anzuschließenden Kundenanlage;
- 1746 – örtliche Netzverhältnisse;
- 1747 – eindeutige Schutzverhältnisse zur selektiven Fehlererfassung im Netz;
- 1748 – die vom Anschlussnehmer gewünschte Versorgungszuverlässigkeit;
- 1749 – Beeinflussung anderer, an dieses Netz angeschlossener Kundenanlagen;
- 1750 – die von der Kundenanlage bewirkte Spannungsänderung im Netz.

1751 Nach Stellung des Anschlussantrags durch den Anschlussnehmer erfolgt eine Prüfung durch den Netz-
1752 betreiber. Diese Prüfung erfolgt für das Netz der allgemeinen Versorgung unter Berücksichtigung des durch
1753 den Netzbetreiber festgelegten Normalschaltzustands des Netzes. Die Schaltfreiheit des Netzbetreibers darf
1754 durch den Betrieb der Kundenanlage zur Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit sowie für Instandhaltungs-
1755 aufgaben nicht eingeschränkt werden.

1756 Für Bezugsanlagen ist das Hochspannungsnetz in der Regel (n-1)-sicher ausgebaut. Der Anschlussnehmer
1757 der Bezugsanlage kann mit dem Netzbetreiber Maßnahmen bzw. ein Anschlusskonzept zur Erhöhung seiner
1758 Versorgungszuverlässigkeit abstimmen.

1759 Für Erzeugungsanlagen und Speicher ist das Hochspannungsnetz nicht (n-1)-sicher ausgebaut. Wenn die
1760 vereinbarte Leistung größer ist als die im (n-1)-Fall zulässige Leistung, muss die Erzeugungsanlage und der
1761 Speicher im (n-1)-Fall in ihrer Leistung beschränkt oder ganz abgeschaltet werden. Die Erzeugungsanlage und
1762 der Speicher selbst wird üblicherweise nicht (n-1)-sicher an das Netz der allgemeinen Versorgung
1763 angeschlossen.

1764 Die Beurteilung der Anschlussmöglichkeit unter dem Gesichtspunkt der Netzzrückwirkungen erfolgt anhand der
1765 Impedanz des Netzes am Netzverknüpfungspunkt (wie Kurzschlussleistung, Resonanzen usw.), der
1766 Anschlussleistung sowie der Art und Betriebsweise der Kundenanlage. Sofern mehrere Kundenanlagen im
1767 gleichen Hochspannungsnetz angeschlossen sind, muss deren Gesamtwirkung betrachtet werden. Die
1768 Ermittlung des Netzanschlusspunktes hat unter Berücksichtigung der Verschiebungsfaktoren der Bestands-
1769 anlagen sowie der Neuanlage zu erfolgen. Bestandsanlagen sowie die Neuanlage sind mit den maximal mit
1770 dem Netzbetreiber vereinbarten Verschiebungsfaktoren zu berücksichtigen.

1771 **Eigentumsgrenze**

1772 Die Eigentumsgrenze wird zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber in einem Vertrag (z. B. einem
1773 Netzanschlussvertrag) vereinbart.

1774 Sofern nichts anderes vertraglich vereinbart wird, liegt die Eigentumsgrenze für EEG-Anlagen bei
1775 Freileitungsanschlüssen an den Anschlussklemmen der Seilverbindungen an das durchlaufende Leiterseil der
1776 Freileitung. Die Anschlussklemmen stehen dabei im Eigentum des Netzbetreibers, bei Kabelanschlüssen
1777 befindet sich die Eigentumsgrenze an den Kabelendverschlüssen des in der Übergabestation ankommenden
1778 Kabels.

1779 **5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel**

1780 Der Betrieb der Kundenanlagen verursacht eine Änderung der Belastung von Leitungen, Transformatoren und
1781 anderen Betriebsmitteln des Netzes. Daher ist eine Überprüfung der Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel im
1782 Hinblick auf die angeschlossenen Kundenanlagen nach den einschlägigen Bemessungsvorschriften durch den
1783 Netzbetreiber erforderlich.

1784 Bei möglichen Überschreitungen von Bemessungsgrenzwerten muss das Netz ausgebaut bzw. verstärkt
1785 werden. Je nach Art und Umfang der Maßnahme kann das einen mehrjährigen Zeitraum in Anspruch nehmen.

1786 Bei den meisten Kundenanlagen kann für die thermische Belastung der Netzbetriebsmittel die maximale
1787 Scheinleistung S_{Amax} zugrunde gelegt werden. Im praktischen Gebrauch genügt es in der Regel, den
1788 vorgegebenen Verschiebungsfaktor für die Bestimmung der maximalen Scheinleistung zu verwenden:

$$S_{Amax} = \frac{\sum P_{Emax}}{\cos \phi} \quad (1)$$

1789 Bei Einsatz einer $P_{AV,E}$ -Überwachung nach 8.13 ist die vereinbarte Wirkleistung für Einspeisung $P_{AV,E}$ anstelle
1790 von $\sum P_{Emax}$ zu verwenden.

1791 **5.3 Betriebsspannung und Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für**
1792 **Typ-1-Anlagen**

1793 **5.3.1 Allgemein**

1794 Die Betriebsspannung im Hochspannungsnetz liegt in der Regel zwischen 96 kV und 123 kV
1795 (10-MinutenMittelwert des Spannungs-Effektivwerts). Die Betriebsfrequenz schwankt in der Regel um wenige
1796 mHz-, kann aber in den in Bild 4 dargestellten Frequenzbereichen variieren.

1797 **5.3.2 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ 1-Anlagen**

1798 Aus Stabilitätsgründen ist zur Erfüllung der Anforderungen der O-/UVRT-Robustheit und der statischen
1799 Spannungshaltung eine bestimmte Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt erforderlich.

1800 Die Anschlussbeurteilung darf mit einem vereinfachten Verfahren (ohne dynamische Simulation) erfolgen,
1801 wenn die im Folgenden genannten Bedingungen für die Mindestkurzschlussleistung eingehalten werden:

- 1802 – die Netzkurzschlussleistung S_{kV} am Netzanschlusspunkt der Typ-1-Anlage entspricht mindestens dem
1803 12-Fachen der Summe der Scheinleistungen aller an diesem Netzanschlusspunkt angeschlossenen
1804 Erzeugungseinheiten des Typs 1.
- 1805 – die Summe der Netzkurzschlussleistungen S_{kV} aller aus dem Übertragungsnetz einspeisenden
1806 Transformatoren entspricht mindestens dem 12-Fachen der Summe der Scheinleistungen aller an diesem
1807 Hochspannungsnetz angeschlossenen Typ-1-Anlagen.

1808 Voraussetzung: Die Stabilität der Erzeugungseinheit ist für ein Verhältnis $S_{kV}/S_{rE} \geq 6$ nachgewiesen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1809 ANMERKUNG Bei Großstörungen im Verbundnetz treten Pendelungen auf. Die Spannung im überlagerten Netz bricht
1810 dabei ein. Damit die Erzeugungsanlagen trotzdem stabil bleiben können, ist in der Realität eine Kurzschlussleitung
1811 erforderlich, die höher ist als bei der Nachweisführung für die Stabilität der Anlagen angenommen wurde.

1812 Werden die obigen Bedingungen nicht erfüllt, sind dynamische Berechnungen durchzuführen. Für diese
1813 Berechnungen sind anlagennahe Fehler im Hoch- und Höchstspannungsnetz zugrunde zu legen. Der
1814 Übertragungsnetzbetreiber liefert Spannungs-/Zeitprofile der Fehler im Übertragungsnetz. Für die
1815 Berechnungen sind die Typ-1-Anlagen, die in dieses Hochspannungsnetz einspeisen, genauso zu
1816 berücksichtigen wie die Typ-1-Anlagen in den nachgeschalteten Mittelspannungsnetzen. Für die Typ-1-
1817 Anlagen im Mittelspannungsnetz können vereinfachte Datensätze zugrunde gelegt werden (z. B.
1818 Zusammenfassung aller Typ-1-Anlagen eines Mittelspannungsnetzes).

1819 **5.4 Netzurückwirkungen**

1820 **5.4.1 Allgemeines**

1821 Die elektrischen Einrichtungen der Kundenanlage sind so zu planen, zu bauen und zu betreiben, dass
1822 Rückwirkungen auf das Verteilnetz des Netzbetreibers und die Anlagen anderer Anschlussnehmer auf ein
1823 zulässiges Maß begrenzt werden. Treten störende Rückwirkungen auf das Verteilnetz des Netzbetreibers auf,
1824 die auf die Kundenanlage zurückzuführen sind, so hat der Anschlussnehmer in seiner Anlage Maßnahmen zur
1825 Begrenzung der Rückwirkungen zu treffen. Die Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. In
1826 Einzelfällen können spezielle vertragliche Festlegungen für die zulässige Störaussendung einer Kundenanlage
1827 getroffen werden. Der Anschlussnehmer stellt dem Netzbetreiber das ausgefüllte Datenblatt E.2 bzw. – im Falle
1828 von Erzeugungsanlagen und Speichern – das ausgefüllte Datenblatt E.1 zur Verfügung.

1829 Die Bestimmung der Grenzwerte nach 5.4 basiert auf verschiedenen Annahmen und Vereinfachungen. Werden
1830 durch den Netzbetreiber Grenzwerte auf Basis detaillierter Verfahren bestimmt, so ist deren Anwendung der
1831 Vorzug zu geben.

1832 ANMERKUNG 1 Zur genaueren Bestimmung der Netzurückwirkungen im Hochspannungsnetz sind prinzipiell die
1833 Störaussendungen aller angeschlossenen Kundenanlagen, teils unter Betrachtung von Betrag und Phasenlage, zu
1834 berücksichtigen. Dies erfordert einen hohen Aufwand, da Hochspannungsnetze vermascht ausgeführt sind und die
1835 gewünschte Genauigkeit aufgrund der im Detail oft nicht hinreichend bekannten Eingabedaten und Modelle nicht ohne
1836 weiteres erreichbar ist. Entsprechende Ansätze und Methoden sind u.a. in IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7 und
1837 IEC 61000-3-13 zu finden.

1838 ANMERKUNG 2 Weiterführende Informationen zur Berechnung der Grenzwerte und Methoden für zusätzliche
1839 netzspezifische Anpassungen sind in den D-A-CH-CZ Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
1840 Ausgabe 3 zu finden.

1841 ANMERKUNG 3 Die getrennte Betrachtung von Hochspannungsnetz (VDE-AR-N 4120) und Höchstspannungsnetz
1842 (VDE-AR-N 4130) kann zu einer zu geringen Ausnutzung der vorhandenen Aufnahmekapazität der Netze für
1843 Netzurückwirkungen führen. Unter bestimmten Bedingungen, bspw. wenn durch Ausschöpfung der aktuellen technischen
1844 Möglichkeiten die vorgegebenen Grenzwerte nicht einzuhalten sind, wird deshalb empfohlen, die Möglichkeit einer
1845 gemeinsamen Betrachtung von Hoch- und Höchstspannungsnetz zu prüfen.

1846 Auch wenn die Anforderungen dieses Abschnitts eingehalten werden, können unerwünschte Beeinflussungen
1847 durch Wechselwirkungsprozesse (z. B. im niederfrequenten Bereich kleiner 50 Hz) zwischen
1848 Erzeugungsanlagen, Speichern, Bezugsanlagen und dem Netz zu unzulässigen Netzurückwirkungen führen.
1849 Können solche niederfrequenten Wechselwirkungen zwischen Kundenanlagen festgestellt werden, so muss
1850 der verantwortliche Anschlussnehmer Maßnahmen ergreifen.

1851 Für ausgewählte Netzurückwirkungen ist die Bestimmung der betragsmäßigen Summe der Gesamtheit aller im
1852 Hochspannungsnetz anschließbaren Kundenanlagen (maximal anschließbare Scheinleistung $S_{t,HS}$)
1853 erforderlich. Dabei sind neben zukünftig anschließbaren Kundenanlagen auch eigene Anlagen des
1854 Netzbetreibers zu berücksichtigen, wenn diese die entsprechende Netzurückwirkung emittieren können. Für die
1855 Berechnung der maximal anschließbaren Scheinleistung wird zuerst eine fiktive Netzscheinleistung $S_{N,HS}$ des
1856 Hochspannungsnetzes auf Basis der Bemessungsleistungen aller in das betrachtete Hochspannungsnetz aus
1857 dem Höchstspannungsnetz einspeisenden Transformatoren bestimmt mit:

$$S_{NHS} = \sum_{i=1}^M S_{ri} \quad (2)$$

1858 Dabei ist

1859 S_{NHS} fiktive Netzscheinleistung des Hochspannungsnetzes

1860 S_{ri} Bemessungsleistung des Einspeisetransformators i in MVA

1861 M Anzahl der in das HS-Netz einspeisenden HöS/HS-Transformatoren.

1862 Die maximal anschließbare Scheinleistung berechnet sich zu:

$$S_{tHS} = (k_B + k_E + k_S) \cdot S_{NHS} \quad (3)$$

1863 Dabei ist

1864 k_B maximal geplanter Anteil der Bezugsanlagen an der fiktiven Netzscheinleistung

1865 k_E maximal geplanter Anteil der Erzeugungsanlagen an der fiktiven Netzscheinleistung

1866 k_S maximal geplanter Anteil der Speicher an der fiktiven Netzscheinleistung

1867 S_{tHS} maximal anschließbare Scheinleistung des Hochspannungsnetzes.

1868 Für Messungen sind die nach DIN EN 61000-4-30, Klasse A definierten Methoden und Verfahren anzuwenden.

1869 Es sind verkettete Spannungen zu messen und zu bewerten.

1870 **5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen**

1871 Schnelle Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt einer Kundenanlage sind auf $\Delta u_{\max} \leq 2\%$ zu
1872 begrenzen. Die Bewertung erfolgt für den Normalschaltzustand des Hochspannungsnetzes.

1873 Dabei darf die Anzahl von einer Schaltung je 13 Minuten bei einer Mindestpausenzeit von 9 Sekunden nicht
1874 überschritten werden.

1875 BEISPIEL: Die angegebene Häufigkeit von 1 Schaltung in 13 min bedeutet, dass z. B. innerhalb von 1 h (60 min) 4
1876 Schaltvorgänge auftreten dürfen. Für die einzelnen Schaltvorgänge muss eine Mindestpausenzeit von 9 s zwischen zwei
1877 aufeinanderfolgenden Schaltungen eingehalten werden.

1878 Bei seltenen schnellen Spannungsänderungen sind nach Absprache mit dem Netzbetreiber $\Delta u > 2\%$ zulässig.
1879 Häufigkeit und Mindestpausenzeit ergeben sich dann nach folgenden Gleichungen:

1880
$$\text{Häufigkeit } \frac{z}{\text{min}} = 1,6 \cdot \left(\frac{\Delta u}{\%}\right)^3 \quad (4)$$

1881
$$\text{Mindestpausenzeit } \frac{z}{s} = \left(\frac{\Delta u}{\%}\right)^{3,2}. \quad (5)$$

1882 Für kürzere Wiederholraten $r \geq 0,1 \text{ min}^{-1}$ ist in jedem Fall eine Flickerbewertung durchzuführen.

1883 ANMERKUNG 1 Bei Angabe einer relativen Spannungsänderung Δu wird die Spannungsänderung der verketteten
1884 Spannung ΔU auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c bezogen:

$$\Delta u = \Delta U / U_c \quad (6)$$

1885 Die Nennspannung in deutschen Hochspannungsnetzen beträgt 110 kV. Die vereinbarte
1886 Versorgungsspannung U_c ist im Normalfall gleich der Nennspannung. Falls zwischen dem Netzbetreiber und
1887 dem Anschlussnehmer eine Spannung an der Übergabestelle vereinbart wird, die von der Nennspannung
1888 abweicht, so ist dies die vereinbarte Versorgungsspannung U_c .

E VDE-AR-N 4120:2024-11

1889 ANMERKUNG 2 Zu bewerten sind hier auch Betriebsmittel in Bezugskundenanlagen (z. B. Transformatoren)
1890 als auch Erzeugungseinheiten und Komponenten (z. B. FACTS, Transformatoren) und Speicher.

1891 ANMERKUNG 3 Unzulässige Spannungsänderungen durch das großflächige zeitgleiche Hoch- bzw.
1892 Abfahren von vielen Kundenanlagen (z. B. durch Marktprozesse oder Netzsicherheitsmanagement) werden
1893 durch die Festlegung des maximal zulässigen Leistungsgradienten begrenzt (siehe 10.2.5). Hierzu ist keine
1894 Berechnung bei der Anschlussbewertung einer Kundenanlage durchzuführen.

1895 Bei ungeplanten Abschaltungen in Folge einer Schutzauslösung aller an einem Schutzabschnitt (z. B. einem
1896 Hochspannungs-Leitungsabschnitt) angeschlossenen Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen und/oder
1897 Speichern dürfen schnelle Spannungsänderungen im verbleibenden Hochspannungsnetz $\Delta u = 5\%$ nicht
1898 überschreiten.

1899 **5.4.3 Flicker**

1900 Die Planungspegel für das Hochspannungsnetz, welche auf Basis der Aufteilung des Verträglichkeitspegels
1901 auf alle Netzebenen bestimmt wurden, betragen:

1902 $L_{Pst\ HS} = 0,7$

1903 $L_{Plt\ HS} = 0,46.$

1904 Unter Beachtung der Planungspegel für das Höchstspannungsnetz sowie entsprechender
1905 Transferkoeffizienten ergeben sich die anteiligen Beiträge für das Hochspannungsnetz zu:

1906 $G_{Pst\ HS} = 0,65$

1907 $G_{Plt\ HS} = 0,42.$

1908 Es ist sicherzustellen, dass der vom Netzbetreiber festgelegte anteilige Beitrag im Hochspannungsnetz nicht
1909 überschritten wird. Daraus ergibt sich, dass die zulässige Störaussendung einer einzelnen Kundenanlage vom
1910 Verhältnis der vertraglich vereinbarten Anschlussscheinleistung S_A dieser Anlage zur maximal anschließbaren
1911 Scheinleistung $S_{t\ HS}$ des Hochspannungsnetzes abhängig sind.

1912 Dabei ist die zulässige Störaussendung einer einzelnen Kundenanlage im Hochspannungsnetz beträgt:

$$P_{st\ HS\ zul} = G_{Pst\ HS} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{t\ HS}}} \tag{7}$$

$$P_{lt\ HS\ zul} = 0,65 \cdot P_{st\ HS\ zul} \tag{8}$$

1913 Dabei ist

1914 $G_{Pst\ HS}$ anteiliger Beitrag für die Kurzzeit-Flickerstärke im Hochspannungsnetz

1915 $P_{st\ HS\ zul}$ zulässige Kurzzeit-Flickerstöraussendung der Kundenanlage

1916 $P_{lt\ HS\ zul}$ zulässige Langzeit-Flickerstöraussendung der Kundenanlage

1917 S_A vertraglich vereinbarte Anschlussscheinleistung der Kundenanlage

1918 $S_{t\ HS}$ maximal anschließbare Scheinleistung des Hochspannungsnetzes.

1919 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte $P_{st\ HS\ zul}$ kleiner 0,35 bzw. $P_{lt\ HS\ zul}$ kleiner 0,25, wird der
1920 Kundenanlage ein Grenzwert von $P_{st\ HS\ zul} = 0,35$ bzw. $P_{lt\ HS\ zul} = 0,25$ zugestanden.

1921 Ergeben die Berechnungen nach Gleichungen (3) und (4) zulässige Störaussendungen $P_{st\ HS\ zul} > 0,65$ bzw.

1922 $P_{lt\ HS\ zul} > 0,42$, ist die zulässige Störaussendung für die Kundenanlage auf $P_{st\ HS\ zul} = 0,65$ bzw. $P_{lt\ HS\ zul}$

1923 $= 0,42$ begrenzt.

1924 **5.4.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Frequenzanteile im Bereich 2-9 kHz**

1925 Für die Berechnung von Grenzwerten wird zwischen Oberschwingungen (Harmonische),
1926 Zwischenharmonischen und Frequenzanteilen im Bereich zwischen 2 kHz und 9 kHz (Supraharmonische)
1927 unterschieden, welche allgemein als Verzerrung bezeichnet werden.

1928 Der Netzbetreiber gibt in Abhängigkeit der vertraglich vereinbarten Anschlusscheinleistung der Kundenanlage
1929 und den Netzbedingungen Obergrenzen für die Einspeisung von verzerrenden Strömen am
1930 Netzanschlusspunkt vor. Maßnahmen zur Reduzierung der verzerrenden Ströme erfolgen durch den Kunden
1931 in Absprache mit dem Netzbetreiber.

1932 ANMERKUNG 1 Dies gilt insbesondere für passive Filterkreise, da diese die frequenzabhängige Netzimpedanz signifikant
1933 beeinflussen können.

1934 Den Gleichungen zur Berechnung der Stromgrenzwerte liegen entsprechende Grenzwerte für den Beitrag zur
1935 Spannungsverzerrung zugrunde. Für die Bewertung der Netzverträglichkeit ist die Einhaltung der zulässigen
1936 Beiträge zur Spannungsverzerrung maßgebend.

1937 ANMERKUNG 2 Eine sehr niedrige Impedanz bei einer Oberschwingung, Zwischenharmonischen oder
1938 Supraharmonischen (z. B. Reihenresonanz) am Verknüpfungspunkt einer Kundenanlage kann trotz Einhaltung des
1939 zulässigen Beitrags zur Spannungsverzerrung zu sehr hohen verzerrten Strömen führen. Diese können an anderen
1940 Verknüpfungspunkten im Netz unzulässige Spannungsverzerrungen hervorrufen. In solchen Fällen ist eine sachgerechte
1941 Reduktion des entsprechenden Beitrags zur Spannungsverzerrung durch den Netzbetreiber erforderlich.

1942 In Hochspannungsnetzen wird die individuelle Berücksichtigung der frequenzabhängigen Netzimpedanz
1943 (Resonanzfaktor) empfohlen. Eine Möglichkeit der überschlägigen Abschätzung ist in den D-A-CH-CZ
1944 Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen Ausgabe 3 (Teil Grundlagen) zu finden.

1945 Sofern eine Kundenanlage beabsichtigt dauerhaft dämpfend auf verzerrte Spannungen am Verknüpfungspunkt
1946 wirkt, sind in Absprache mit dem Netzbetreiber Abweichungen von den festgelegten Grenzwerten in 5.4.4.1-
1947 5.4.4.3 zulässig.

1948 ANMERKUNG 3 Die Messung von Spannungen bei Frequenzen größer der Netzfrequenz kann durch das
1949 frequenzabhängige Übertragungsverhalten der verwendeten Spannungswandler, insbesondere bei höheren Frequenzen,
1950 erheblich verfälscht werden. Für die Messung von Strömen bei Frequenzen größer der Netzfrequenz sind im Allgemeinen
1951 geringere Abweichungen zu erwarten.

1952 **5.4.4.1 Oberschwingungen**

1953 Für die Berechnung der maximal zulässigen Oberschwingungsströme gilt:

$$I_{v\text{ zul}} = \frac{q_v}{10000 \cdot k_v} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_{t\text{ HS}}}} I_A \quad (9)$$

1954 Dabei ist

1955 q_v Proportionalitätsfaktor für die Harmonische mit der Ordnungszahl v

1956 k_v Resonanzfaktor für die Harmonische mit der Ordnungszahl v

1957 $I_{v\text{ zul}}$ maximal zulässiger Oberschwingungsstrom

1958 I_A Anlagenstrom

1959 S_{kV} Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

1960 S_A vertraglich vereinbarte Anschlusscheinleistung der Kundenanlage

1961 $S_{t\text{ HS}}$ maximal anschließbare Scheinleistung des Hochspannungsnetzes.

1962 Tabelle 2 enthält Richtwerte für den Proportionalitätsfaktor q_v .

Tabelle 2 – Proportionalitätsfaktoren q_v für die Berechnung der zulässigen Oberschwingungsströme

v	q_v	v	q_v	v	q_v
2	6,1	15	3,2	28	2,1
3	11,0	16	4,3	29	2,0
4	4,8	17	4,8	30	2,0
5	20,9	18	3,6	31	1,8
6	5,3	19	3,8	32	1,8
7	12,5	20	3,2	33	1,6
8	4,7	21	2,3	34	1,7
9	3,5	22	2,8	35	1,5
10	6,9	23	3,2	36	1,6
11	8,8	24	2,5	37	1,4
12	5,8	25	2,7	38	1,5
13	6,4	26	2,3	39	1,3
14	5,0	27	1,9	40	1,4

1963
1964

1965

1966 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte $I_{v\text{zul}}/I_A$ kleiner 0,1 %, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von
1967 $I_v/I_A = 0,1$ % zugestanden.

1968 ANMERKUNG Ergibt sich für k_v ein Wert kleiner 0,9, so ist zur Vermeidung unerwünschter Resonanzverstärkungen an
1969 anderen Punkten im Netz einen Wert $k_v = 0,9$ zu verwenden.

1970 Den maximal zulässigen Oberschwingungsströmen nach Gleichung (5) liegen maximal zulässige
1971 Oberschwingungsspannungen zugrunde, für welche gilt:

$$u_{v\text{zul}} = \frac{v \cdot q_v}{10000} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{t\text{HS}}}} \quad (10)$$

1972 Dabei ist

1973 q_v Proportionalitätsfaktor für die Harmonische mit der Ordnungszahl v

1974 $u_{v\text{zul}}$ maximal zulässige, relative Oberschwingungsspannung

1975 S_A vertraglich vereinbarte Anschlusscheinleistung der Kundenanlage

1976 $S_{t\text{HS}}$ maximal anschließbare Scheinleistung des Hochspannungsnetzes.

1977 ANMERKUNG 1 Für Nachweismessungen ist zu beachten, dass die gemessene Oberschwingungsspannung am
1978 Verknüpfungspunkt eine Kombination aus einer (ggf. vorhandenen) Oberschwingungsspannung (Hintergrundpegel) und
1979 dem Beitrag durch die betrachtete Kundenanlage ist. Der gemessene Wert kann nur mit dem Grenzwert nach Gleichung
1980 (6) verglichen werden, wenn kein Hintergrundpegel existiert. Bei existierendem Hintergrundpegel ist zu beachten, dass die
1981 maximal zulässige Oberschwingungsspannung nicht mit der Betragsdifferenz der Oberschwingungsspannungen ohne und
1982 mit angeschlossener Kundenanlage („Vorher-Nachher-Messung“) identisch ist.

1983 ANMERKUNG 2 Ist die Impedanz Z_v bei der betrachteten Oberschwingungsordnung v kleiner als 90 % der extrapolierte
1984 Impedanz $v \cdot Z_{kV}$, wird in Analogie zur Vorgehensweise in IEC 61000-3-6 eine Reduktion der maximal zulässigen
1985 Oberschwingungsspannung um den Faktor $v \cdot Z_{kV}/Z_v \cdot 0,9$ empfohlen, um das Risiko unzulässig hoher

1986 Spannungsharmonischer an anderen Verknüpfungspunkten im Netz zu minimieren. Alternativ kann der Faktor auch direkt
1987 bei der Berechnung der maximal zulässigen Oberschwingungsströme berücksichtigt werden.

1988 Die maximal zulässigen Oberschwingungsströme bzw. Oberschwingungsspannungen gelten für harmonische
1989 Untergruppen entsprechend DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) und ein Mittelungsintervall (quadratische
1990 Mittelung) von 10 Minuten.

1991 **5.4.4.2 Zwischenharmonische**

1992 Für die Berechnung der maximal zulässigen zwischenharmonischen Ströme gilt:

$$I_{\mu \text{ zul}} = \frac{g_{\mu}}{100 \cdot k_{\mu}} \cdot \frac{S_{kV}}{S_A} \cdot I_A \quad (11)$$

1993 Dabei ist

1994 g_{μ} Proportionalitätsfaktor für Zwischenharmonische der Ordnung μ

1995 $I_{\mu \text{ zul}}$ maximal zulässiger zwischenharmonischer Strom

1996 I_A Anlagenstrom

1997 S_{kV} Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

1998 S_A vertraglich vereinbarte Anschlusscheinleistung der Kundenanlage

1999 k_{μ} Resonanzfaktor für die Zwischenharmonische mit der Ordnungszahl μ .

2000 Für die Zwischenharmonische μ der Kundenanlage gelten die Proportionalitätsfaktoren g_{μ} nach Tabelle 3.

2001 **Tabelle 3 – Proportionalitätsfaktoren g_{μ} für die Berechnung der zulässigen**
2002 **zwischenharmonischen Ströme**

μ	g_{μ}
3 .. 30	$0,2/(\mu+0,5)$
31 .. 39	$0,3/(\mu+0,5)$
3 .. 39 ¹⁾	$0,1/(\mu+0,5)$
1 Gilt für die Zwischenharmonische bei bzw. in der Nähe der Rundsteuerfrequenz (vgl. dazu auch 5.4.7).	

2003 • Ergibt sich nach Gleichung (6) ein Grenzwert $I_{\mu \text{ zul}} / I_A$ größer 2 %, so ist dieser Wert auf 2 % zu begrenzen.

2004 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte $I_{\mu \text{ zul}} / I_A$ kleiner 0,1%, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von
2005 $I_{\mu \text{ zul}} / I_A = 0,1\%$ zugestanden.

2006 ANMERKUNG 1 Ergibt sich für k_{μ} -ein Wert kleiner 0,9, so ist zur Vermeidung unerwünschter Resonanzverstärkungen an
2007 anderen Punkten im Netz ein Wert $k_{\mu} = 0,9$ zu verwenden.

2008 Die maximal zulässigen zwischenharmonischen Spannungen sind in Tabelle 4 angegeben.

2009

Tabelle 4 – Maximal zulässige zwischenharmonische Spannungen

μ	u_μ
3 .. 30	0,14 %
31 .. 39	0,21 %
3 .. 39 ¹	0,07 %
¹ Gilt für die Zwischenharmonische bei bzw. in der Nähe der Rundsteuerfrequenz (vgl. dazu auch 5.4.7).	

2010 ANMERKUNG 2 Für Nachweismessungen ist zu beachten, dass die gemessene zwischenharmonische Spannung am
 2011 Verknüpfungspunkt eine Kombination aus einer (ggf. vorhandenen) zwischenharmonischen Spannung (Hintergrundpegel)
 2012 und dem Beitrag durch die betrachtete Kundenanlage ist. Der gemessene Wert kann nur mit dem Grenzwert nach Tabelle 3
 2013 verglichen werden, wenn kein Hintergrundpegel existiert.

2014 ANMERKUNG 3 Ist die Impedanz Z_μ bei der betrachteten zwischenharmonischen Ordnung μ kleiner als 90 % der
 2015 extrapolierte Impedanz $(\mu+0,5) \cdot Z_{kV}$, wird eine Reduktion der maximal zulässigen zwischenharmonischen Spannung um
 2016 den Faktor $(\mu+0,5) \cdot Z_{kV} / Z_\mu \cdot 0,9$ empfohlen.

2017 Die maximal zulässigen zwischenharmonischen Ströme bzw. Spannungen gelten für zwischenharmonische
 2018 Untergruppen entsprechend DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) für ein Mittelungsintervall (quadratische
 2019 Mittelung) von 10 Minuten.

2020 5.4.4.2 Emission im Frequenzbereich 2-9 kHz

2021 Für die Berechnung der maximal zulässigen supraharmischen Ströme gilt:

$$I_{b\text{ zul}} = \frac{g_b}{100 \cdot k_b} \cdot \frac{S_{kV}}{S_A} \cdot I_A \tag{12}$$

2022 Dabei ist

- 2023 g_b Proportionalitätsfaktor für Frequenzband b
- 2024 $I_{b\text{ zul}}$ maximal zulässiger zwischenharmonischer Strom
- 2025 I_A Anlagenstrom
- 2026 S_{kV} Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt
- 2027 S_A vertraglich vereinbarte Anschlussscheinleistung der Kundenanlage
- 2028 k_b Resonanzfaktor für Frequenzband b .

2029 Der Proportionalitätsfaktor berechnet sich gemäß

$$g_b = 1,015 \cdot \left(\frac{f_b}{\text{kHz}} \right)^{-0,52} \cdot \frac{0,05}{\frac{f_b}{\text{kHz}}} \tag{13}$$

2030 Dabei ist

2031 f_b Mittenfrequenz des Frequenzbandes b in kHz.

2032 Ergeben sich bei der Berechnung Grenzwerte $I_{b\text{ zul}} / I_A$ kleiner 0,1 %, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von
 2033 $I_{b\text{ zul}} / I_A = 0,1$ % zugestanden.

2034 ANMERKUNG 1 Ergibt sich für k_b ein Wert kleiner 0,9, so wird zur Vermeidung unerwünschter Resonanzverstärkungen
 2035 an anderen Punkten im Netz einen Wert $k_b = 0,9$ zu verwenden.

2036 Für die maximal zulässigen supraharmonischen Spannungen im Frequenzbereich 2 kHz bis 9 kHz gilt:

$$u_{b \text{ zul}} = 0,01 \cdot \left(\frac{f_b}{\text{kHz}} \right)^{-0,52} \quad (14)$$

2037 Dabei ist

2038 $u_{b \text{ zul}}$ maximal zulässige, relative supraharmonische Spannung

2039 f_b Mittenfrequenz des supraharmonischen Bands b in kHz.

2040 ANMERKUNG 2 Für Nachweismessungen ist zu beachten, dass die gemessene supraharmonische Spannung am
2041 Verknüpfungspunkt eine Kombination aus einer (ggf. vorhandenen) supraharmonischen Spannung (Hintergrundpegel) und
2042 dem Beitrag durch die betrachtete Kundenanlage ist. Der gemessene Wert kann nur mit dem Grenzwert nach Gleichung
2043 (10) verglichen werden, wenn kein Hintergrundpegel existiert.

2044 ANMERKUNG 3 Eine niedrige Impedanz Z_b kann zu hohen supraharmonischen Strömen führen, die zu unzulässig hohen
2045 supraharmonischen Spannungen an anderen Punkten im Hochspannungsnetz oder im unterlagerten Mittelspannungsnetz
2046 führen können. Dies sollte bei einer Bewertung der supraharmonischen Spannungen berücksichtigt werden.

2047 Die maximal zulässigen supraharmonischen Ströme bzw. Spannungen gelten für Frequenzbänder von 200 Hz
2048 entsprechend DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) für ein Mittelungsintervall (quadratische Mittelung) von 10
2049 Minuten.

2050 **5.4.5 Kommutierungseinbrüche**

2051 In Hochspannungsnetzen kann der Kommutierungseinbruch in der Regel als solcher nicht identifiziert werden
2052 und wird durch Schwingungen niedriger Frequenz dominiert. Die Beurteilung dieser Schwingungen erfolgt
2053 entsprechend der Vorgehensweise für Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische nach
2054 5.4.4.

2055 **5.4.6 Unsymmetrien**

2056 Für die Berechnung des maximal zulässigen Gegensystemstroms einer Kundenanlage gilt:

$$I_{2 \text{ zul}} = \frac{s}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_{t \text{ HS}}}} \cdot I_A \quad (15)$$

2057 Dabei ist

2058 s der Proportionalitätsfaktor für die Unsymmetrie;

2059 $I_{2 \text{ zul}}$ der maximal zulässiger Gegensystemstrom;

2060 I_A der Anlagenstrom;

2061 S_{kV} die Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt;

2062 S_A die vertraglich vereinbarte Anschlusscheinleistung der Kundenanlage;

2063 $S_{t \text{ HS}}$ die maximal anschließbare Scheinleistung des Hochspannungsnetzes.

2064 Der Proportionalitätsfaktor s wird maßgeblich durch die Charakteristik des Hochspannungsnetzes, ausgedrückt
2065 durch dessen Vermaschung und Verdrillung der Leitungen, bestimmt. Richtwerte für den Proportionalitätsfaktor
2066 s sind in Tabelle 5 angegeben.

Tabelle 5 – Proportionalitätsfaktor s für die Berechnung des maximal zulässigen Gegensystemstromes

Vermaschung und Verdrillung der Leitungen	Hoch	Mittel	Niedrig
Proportionalitätsfaktor s	9,2	8,5	7,5

2067
2068

2069 ANMERKUNG 1 Für Anschlusskonfigurationen mit wenigen Kundenanlagen (niedrige einstellige Anzahl) an ein nicht
2070 oder kaum vermaschtes Hochspannungsnetz (kurze Gesamtleitungslänge) ist üblicherweise nur mit einem sehr geringen
2071 Beitrag zur Unsymmetrie durch das Netz zu rechnen. Deshalb wird in solchen Fällen ein Proportionalitätsfaktor $s = 9,2$
2072 empfohlen.

2073 Ergibt sich bei der Berechnung ein Grenzwert $I_{2\text{ zul}}/I_A$ kleiner 1 %, wird der Kundenanlage ein Grenzwert von
2074 $I_{2\text{ zul}}/I_A = 1\%$ zugestanden.

2075 Die Einprägung von Nullsystemen ist grundsätzlich nicht zulässig.

2076 Der Gleichung zur Berechnung des maximal zulässigen Gegensystemstroms liegt ein entsprechender
2077 Grenzwert für den Beitrag zur Gegensystemspannung zugrunde. Für die Bewertung der Netzverträglichkeit ist
2078 die Einhaltung der zulässigen Beiträge zur Spannungsunsymmetrie maßgebend.

2079 Für die zulässige maximale Gegensystemspannung gilt:

$$u_{2\text{ zul}} = \frac{s}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{t\text{ HS}}}} \quad (16)$$

2080 Dabei ist

2081 s der Proportionalitätsfaktor für die Unsymmetrie;

2082 $u_{2\text{ zul}}$ die maximal zulässige, relative Gegensystemspannung;

2083 S_A die vertraglich vereinbarte Anschlussscheinleistung der Kundenanlage;

2084 $S_{t\text{ HS}}$ die maximal anschließbare Scheinleistung des Hochspannungsnetzes.

2085 ANMERKUNG 2 Für die Berechnung der Grenzwerte für Gegensystemstrom und Gegensystemspannung wird
2086 vereinfachend angenommen, dass Mit- und Gegensystemimpedanz bei Netzfrequenz annähernd gleich sind.

2087 Sofern eine Kundenanlage beabsichtigt dauerhaft dämpfend auf die Spannungsunsymmetrie am
2088 Netzanschlusspunkt wirkt, sind Abweichungen von dem oben angegebenen Grenzwert in Absprache mit dem
2089 Netzbetreiber zulässig.

2090 **5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung**

2091 Sofern der Netzbetreiber ein Tonfrequenz-Rundsteuersystem betreibt, sind die von ihm verwendeten
2092 Rundsteuerfrequenzen zu erfragen.

2093 Der Betrieb der Kundenanlage darf zu einer Reduzierung des Tonfrequenzpegels im Hochspannungsnetz um
2094 maximal 2 % U_f führen. Die Kundenanlage muss die Grenzwerte für Zwischenharmonische unter
2095 Berücksichtigung der reduzierten Grenzwerte bei Rundsteuerfrequenz einhalten.

2096 Der Netzbetreiber kann vom Anschlussnehmer Maßnahmen zur Vermeidung unzulässiger Beeinträchtigungen,
2097 die durch Betriebsmittel der Kundenanlage verursacht werden, verlangen. Verwendet der Anschlussnehmer
2098 elektrische Betriebsmittel, deren Funktion durch Rundsteuerungen beeinträchtigt werden können, so hat
2099 er selbst dafür zu sorgen, dass durch den Einbau geeigneter technischer Mittel oder durch Wahl
2100 entsprechender Geräte eine Beeinträchtigung vermieden wird.

2101 **5.4.8 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes**

2102 Betreibt der Anschlussnehmer eine Anlage mit trägerfrequenter Nutzung seines Stromnetzes, so ist durch
 2103 geeignete Einrichtungen (z. B. eine Trägerfrequenzsperre) sicherzustellen, dass störende Beeinflussungen
 2104 anderer Kundenanlagen sowie der Anlagen des Netzbetreibers vermieden werden. Das Verteilnetz darf vom
 2105 Anschlussnehmer nur mit Genehmigung des Netzbetreibers zur trägerfrequenten Übertragung von Signalen
 2106 mitbenutzt werden.

2107 **5.4.9 Vorkehrungen gegen Spannungsabsenkungen und Versorgungsunterbrechungen**

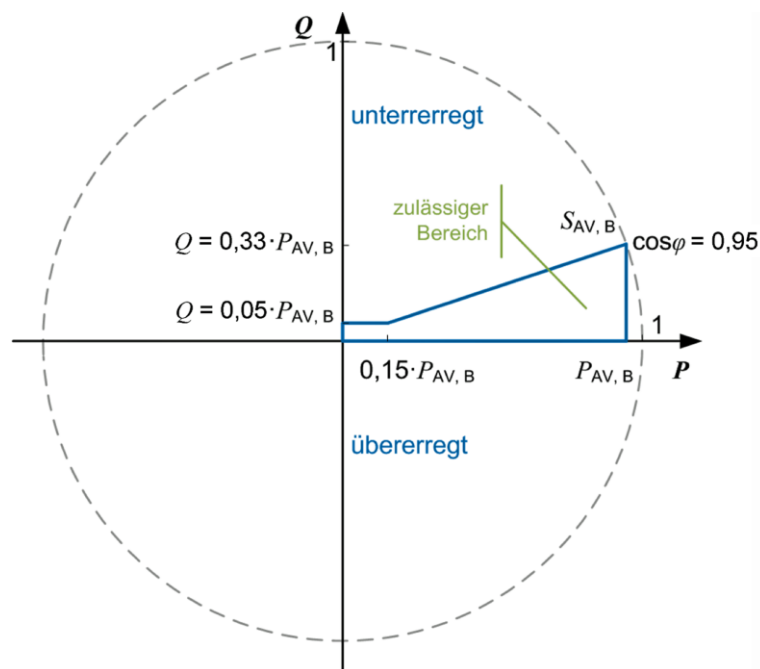
2108 Sind Verbrauchseinrichtungen des Anschlussnehmers gegen kurzzeitige Spannungseinbrüche oder Ver-
 2109 sorgungsunterbrechungen empfindlich, so sind vom Anschlussnehmer geeignete Vorkehrungen zu treffen.
 2110 Anlagen zur Ersatzstromerzeugung (Notstromaggregate nach 8.9) bedürfen einer Abstimmung mit dem
 2111 Netzbetreiber.

2112 **5.5 Blindleistungsverhalten**

2113 Bei Bezug von Wirkleistung aus dem Hochspannungsnetz gilt – sofern keine anderslautenden vertraglichen
 2114 Regelungen vereinbart wurden – im gesamten Spannungsband nach 5.3 und im gesamten Wirkleistungsbereich
 2115 (siehe Bild 2):

- 2116 – eine Aufnahme von induktiver Blindleistung (I. Quadrant im Bild 2, untererregt) in Höhe von bis zu maximal
 2117 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ ist unabhängig von der Wirkleistung zulässig;
- 2118 – eine Aufnahme kapazitiver Blindleistung (IV. Quadrant im Bild 2) ist generell unzulässig;
- 2119 – oberhalb von 15 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ darf ein Verschiebungsfaktor
 2120 $\cos \varphi = 0,95_{\text{induktiv}}$ nicht unterschritten werden.

2121 Die obigen Werte sind als 15-Minuten-Mittelwerte zu bestimmen.



2122

2123 **Bild 2 – Zulässiger Bereich des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ bei Wirkleistungsbezug der**
 2124 **Kundenanlage (dargestellt im Verbraucherzählpfeilsystem)**

2125 Falls der Anschlussnehmer diese Grenzwerte nicht einhalten kann, führt er – in Abstimmung mit dem Netz-
 2126 betreiber – auf seine Kosten eine seinen tatsächlichen Belastungsverhältnissen angepasste, ausreichende
 2127 Blindleistungskompensation durch.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2128 Der Betrieb einer Kompensationsanlage kann Maßnahmen zur Begrenzung der Oberschwingungsspannungen
2129 und zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen auf die Tonfrequenzrundsteuerung erfordern. Leistung,
2130 Schaltung und Regelungsart der Kompensationsanlage sind daher mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Durch
2131 das Schalten von Kompensationsanlagen darf eine schaltbedingte Spannungsänderung von 0,5 % U_n am
2132 Netzanschlusspunkt nicht überschritten werden.

2133 Die zur Blindleistungskompensation in reinen Bezugsanlagen einzubauenden Anlagen sind entweder abhängig
2134 vom Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ zu steuern oder im Falle der Einzelkompensation gemeinsam mit den
2135 zugeordneten Verbrauchsgeräten ein- bzw. auszuschalten.

2136 Eine lastunabhängige Festkompensation ist nicht zulässig.

2137 Eine eventuell notwendige Verdrosselung der Kompensationsanlage stimmt der Anschlussnehmer mit dem
2138 Netzbetreiber ab.

2139 Das Blindleistungsverhalten bei Einspeisung von Wirkleistung in das Hochspannungsnetz ist in 10.2.2
2140 beschrieben. Die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.5 bleiben unberührt.

2141 Besondere Anforderungen an das Blindleistungsverhalten von Speichern aus 8.10 und Ladeeinrichtungen für
2142 Elektrofahrzeuge aus 8.11 bleiben unberührt.

2143 **6 Übergabestation**

2144 **6.1 Baulicher Teil**

2145 **6.1.1 Allgemeines**

2146 Alle Schaltanlagen- und Transformatorräume sind als „abgeschlossene elektrische Betriebsstätten“
2147 entsprechend den aktuellen Normen (wie z. B. Normenreihe DIN VDE 0100 (VDE 0100), DIN EN 61936-1
2148 (VDE 0101-1), DIN EN 50522 (VDE 0101-2), DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)) zu planen, errichten,
2149 betreiben und instand zu halten. Weitere Vorschriften, wie die Verordnung über elektromagnetische Felder –
2150 26. BImSchV [14], usw. sind einzuhalten.

2151 Zur Einführung der Anschlussleitungen in die Kundenanlage und – soweit erforderlich – zur Installation weiterer
2152 Betriebsmittel der Übergabestation stellt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber auf seinem Grundstück
2153 geeignete Flächen und/oder Räume auf Verlangen des Netzbetreibers im Rahmen einer Grunddienstbarkeit
2154 unentgeltlich zur Verfügung. Soweit von der Installation der erforderlichen Betriebsmittel das Eigentum Dritter
2155 betroffen ist, weist der Anschlussnehmer vor der Installation schriftlich deren Zustimmung nach.

2156 Rechtzeitig vor der Errichtung der Übergabestation legt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber Baupläne,
2157 Schaltbilder und Zeichnungen der Schaltanlage sowie Grundriss- und Schnittzeichnungen der elektrischen
2158 Betriebsräume deutscher Sprache und möglichst in elektronischer Form bzw. in zweifacher (Papier-)
2159 Ausfertigung zur Einsichtnahme und Beurteilung vor (siehe 4.2).

2160 Der Anschlussnehmer bzw. dessen Beauftragter ist für sämtliche behördlichen Genehmigungen (z. B.
2161 Baugenehmigung) und Anzeigen (z. B. Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV [14])
2162 zuständig. Mit der Errichtung dürfen nur Fachfirmen beauftragt werden.

2163 Die Auslegung des baulichen Teils der Übergabestation unter Berücksichtigung eventueller Erweiterungen und
2164 Änderungen veranlasst der Anschlussnehmer im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber. Sie ist hauptsächlich
2165 abhängig von der Lage des Grundstücks, der Bauart und dem Umfang der Übergabestation sowie der Art der
2166 Anschlussleitungen (Kabel oder Freileitung) sowie vom Aufbau des vorhandenen Netzes.

2167 Die Übergabestation ist mit mindestens einem geeigneten Raum auszustatten, in dem die Sekundäranlagen
2168 untergebracht werden können. Zu den Sekundäranlagen gehören z. B. Schutz- und Messeinrichtungen,
2169 Einrichtungen der Fernsteuerung/Fernüberwachung und der informationstechnischen Anbindung, Zählerplatz
2170 für Abrechnungs- und Vergleichsmessung sowie der unterbrechungsfreien Stromversorgung. Für die
2171 Unterbringung der Sekundäranlagen des Netzbetreibers stellt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber

2172 unentgeltlich ausreichenden und geeigneten Raum zur Verfügung. Für die Anbindung der Fernwirktechnik des
2173 Netzbetreibers sind in der Übergabestation geeignete Kabelwege vorzusehen bzw. auf Anforderung des
2174 Netzbetreibers herzustellen. Bei Anbindung mittels Mobilfunk ist dem Netzbetreiber unentgeltlich ein
2175 Montageplatz für eine Antenne außen am Gebäude zur Verfügung zu stellen.

2176 **6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung**

2177 **6.1.2.1 Lage und Zufahrt**

2178 Der Standort der Übergabestation wird entsprechend den Anforderungen des Anschlussnehmers und den
2179 örtlichen Gegebenheiten des Hochspannungsnetzes ausgewählt. Bei Anschluss an eine Freileitung (Regelfall)
2180 sollte die Übergabestation idealerweise nahe an der Leitung, jedoch außerhalb des Schutzstreifens errichtet
2181 werden. Eine Unterbauung der Hochspannungsleitung ist nur nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber
2182 zulässig.

2183 Der Zugang und ein Transportweg von einer öffentlichen Straße sind vorzusehen und dauerhaft zu sichern.

2184 **6.1.2.2 Zugang und Türen**

2185 Türen zu elektrischen Betriebsräumen müssen jederzeit nach außen aufschlagen ($> 90^\circ$) und sind, sofern sie
2186 sich nicht innerhalb eines Gebäudes befinden, mit einem Türfeststeller auszurüsten. Der Zugang muss
2187 jederzeit gefahrlos möglich sein. Türen zu elektrischen Betriebsräumen müssen so beschaffen sein, dass sie
2188 von außen nur mit einem Schlüssel geöffnet werden können (z. B. feststehender Knauf), Personen aber die
2189 Anlage ohne Benutzung eines Schlüssels verlassen können (Antipanikfunktion).

2190 Die Tür zur Übergabestation sowie zu Räumen, zu denen der Netzbetreiber Zutritt haben muss, sind mit
2191 Schlössern für jeweils zwei Schließzylinder auszustatten. Der Netzbetreiber stellt Schließzylinder mit seiner
2192 Schließung zur Verfügung. Typen und Baulänge der Schließzylinder gibt der Netzbetreiber vor.

2193 **6.1.2.3 Klimabeanspruchung, Belüftung und Druckentlastung**

2194 Eine ausreichende Be- und Entlüftung muss vorgesehen werden.

2195 Die in DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) angegebenen Werte für die Klimabeanspruchung (Innenraumklima) sind
2196 einzuhalten. Wenn nichts anderes vereinbart wird, sind folgende Klimaklassen einzuhalten:

- 2197 – Die Raumtemperatur muss in dem Bereich $+ 5^\circ\text{C}$ bis maximal $+ 35^\circ\text{C}$ liegen;
- 2198 – der Mittelwert der relativen Luftfeuchte überschreitet in einem Zeitraum von 24 h den Wert 70 % nicht
2199 (Klasse „Luftfeuchte 70 %“);
- 2200 – Betauung ist zu vermeiden (z. B. durch Heizung und Lüftung).

2201 **6.1.2.4 Störlichtbogensicherheit**

2202 Die Störlichtbogensicherheit der Anlage ist nach DIN VDE 0101 (VDE 0101) so zu gestalten, dass bei einem
2203 Störlichtbogen in der Schaltanlage keine über die Bemessung des Baukörpers hinausgehende Druck-
2204 beanspruchung auftritt und der Personenschutz sichergestellt ist.

2205 **6.1.2.5 Beleuchtung, Steckdosen**

2206 In begehbaren Stationsräumen einer Übergabestation sind Beleuchtung und Steckdosen mit getrennten
2207 Stromkreisen erforderlich. In Räumen, in denen Technik des Netzbetreibers aufgestellt ist, sind vom Errichter
2208 Schutzkontakt-Steckdosen mit 230 V, 50 Hz und 16 A zum Anschluss ortsveränderlicher Verbraucher zu
2209 installieren. Die Beleuchtung ist an von Steckdosen getrennte Stromkreise anzuschließen und so anzubringen,
2210 dass die Leuchtmittel gefahrlos ausgewechselt werden können und eine ausreichende Lichtstärke vorhanden
2211 ist.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2212 **6.1.2.6 Leitungsanschluss**

2213 Die technische Lösung des Anschlusses der Übergabestation an das Hochspannungsnetz gibt der Netz-
2214 betreiber entsprechend den örtlichen und technischen Gegebenheiten und der vereinbarten Eigentumsgrenzen
2215 vor.

2216 **6.1.2.7 Kabellegung**

2217 Der Bereich der Netzbetreiber eigenen Kabeltrassen darf nicht überbaut werden und es dürfen keine
2218 tiefwurzelnden Pflanzen vorhanden sein. Die Kabeltrasse muss, insbesondere zur Störungsbeseitigung,
2219 jederzeit zugänglich sein. Zur Einführung von Kabeln des Netzbetreibers in die Wartenträume sind bauseitig
2220 Wanddurchlässe und Kabeleinführungen in ausreichender Zahl nach Angabe des Netzbetreibers vorzusehen.
2221 Ebenso ist die Ausführung von Kabelkanälen, -schutzrohren, -pritschen sowie Kabelkellern, die Kabel des
2222 Netzbetreibers aufnehmen sollen, mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

2223 **6.2 Elektrischer Teil**

2224 **6.2.1 Allgemeines**

2225 Die technischen Daten der Betriebsmittel sind mit dem Netzbetreiber rechtzeitig abzustimmen. Der Anschluss
2226 an das Hochspannungsnetz erfolgt in der Regel über 110-kV-Freileitungen.

2227 Übergabestationen sind entsprechend den höheren Werten der Tabelle 1 nach DIN VDE 0101 (VDE 0101) zu
2228 isolieren.

2229 Der Netzbetreiber gibt die erforderlichen Kennwerte für die Dimensionierung der Übergabestation am
2230 Netzanschlusspunkt vor (z. B. Bemessungsspannungen und Bemessungs-Kurzzeitstrom). Ferner stellt der
2231 Netzbetreiber dem Anschlussnehmer nach Anfrage zur Dimensionierung der anschlussnehmereigenen
2232 Schutzeinrichtungen und für Netzurückwirkungsbetrachtungen folgende Daten zur Verfügung:

- 2233 – Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und Impedanzwinkel aus dem Netz des Netzbetreibers am Netz-
2234 anschlusspunkt (ohne Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlagen);
- 2235 – die gesamte Fehlerabschaltzeit des Hauptschutzes aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschluss-
2236 punkt.

2237 Unabhängig von den am Netzanschlusspunkt tatsächlich vorhandenen Werten sind die Betriebsmittel
2238 mindestens für nachfolgend aufgeführte Kenngrößen zu dimensionieren.

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

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

Nennfrequenz $f_n = 50 \text{ Hz}$

2239 Der Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k wird vom Netzbetreiber vorgegeben. Darüber hinaus können vom
2240 Netzbetreiber weitere Kenngrößen vorgegeben werden. Bei der Bemessung der Betriebsmittel sind
2241 Kurzschlussströme sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers als auch aus der Kundenanlage – insbesondere
2242 bei Erzeugungsanlagen – zu berücksichtigen.

2243 In Einzelfällen kann der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer Einrichtungen zur Begrenzung des von der
2244 Kundenanlage in das Netz des Netzbetreibers eingespeisten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms verlangen,
2245 um Betriebsmittel zu schützen bzw. Schutzfunktionen im Netz sicherzustellen.

2246 **6.2.2 Schaltanlagen**

2247 **6.2.2.1 Schaltung im Aufbau**

2248 Der Anschluss der Hochspannungs-Übergabestation an das Hochspannungsnetz erfolgt über mindestens ein
2249 110-kV-Übergabefeld, das mindestens folgende Betriebsmittel enthalten muss:

- 2250 – Spannungswandler;
- 2251 – Leitungserdungsschalter;
- 2252 – Trennschalter;
- 2253 – Leistungsschalter;
- 2254 – Stromwandler.

2255 Die Schaltgeräte in den Übergabeschaltfeldern müssen auch vor Ort zu betätigen sein. In jedem Schaltfeld
2256 muss ein gefahrloses Erden und Kurzschließen möglich sein.

2257 **6.2.2.2 Überspannungsableiter**

2258 Für Übergabestationen ist der Einsatz und die Daten von Überspannungsableitern zum Schutz der
2259 Kundenanlage im Einzelfall mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

2260 **6.2.2.3 Kennzeichnung und Beschriftung**

2261 Die Übergabestationen sind folgendermaßen zu kennzeichnen und zu beschriften:

- 2262 – Alle Schalt- und Messfelder sowie Transformatoren/-räume sind gut lesbar, eindeutig und dauerhaft zu
2263 beschriften;
- 2264 – die Bezeichnungen der Übergabestation, des Übergabe-Schaltfelds bzw. der Übergabe-Schaltfelder
2265 werden vom Netzbetreiber vorgegeben;
- 2266 – die Eigentumsgrenze und Verfügungsbereiche zwischen Kundenanlage und den Anlagenteilen des
2267 Netzbetreibers sind zu kennzeichnen;
- 2268 – Erdungsschalter sowie deren Antriebe und Bedienhebel sind farbig zu kennzeichnen;
- 2269 – Die seitens des Anschlussnehmers sowie des Netzbetreibers zuständige netzführende Stelle ist auf einem
2270 Hinweisschild in der Übergabestation zu benennen.

2271 Der Netzbetreiber gibt dem Anschlussnehmer die erforderlichen Beschriftungen vor bzw. ist berechtigt,
2272 entsprechende Beschriftungen anzubringen.

2273 **6.2.2.4 Netztransformatoren**

2274 Transformator-Impedanzwerte kleiner 40Ω (Mittelstellung des Stufenschalters) bedürfen der Prüfung und der
2275 Zustimmung des Netzbetreibers. Dies gilt auch für die resultierende Transformatorimpedanz dauerhaft parallel
2276 betriebener Transformatoren.

2277 ANMERKUNG In netztechnisch begründeten Fällen, können auch höhere Transformator-Impedanzwerte vereinbart
2278 werden.

2279 Um beim Zuschalten spannungsloser Netztransformatoren unzulässige Schutzanregungen bzw. Spannungs-
2280 einbrüche zu vermeiden, kann der Netzbetreiber den Einsatz von Maßnahmen zur Begrenzung des Rush-
2281 stroms verlangen, z. B. die Auswahl geeigneter Transformator-Bemessungsleistungen, synchronisierfähige
2282 Schalter, Verriegelungen, Festlegung von Schaltprogrammen oder eine Vormagnetisierung.

2283 **6.2.2.5 Wandler**

2284 Werden die Wandler vom Anschlussnehmer gestellt, so gilt Folgendes:

- 2285 – Auswahl, Dimensionierung und Verdrahtung sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen;
- 2286 – Die Wandler müssen übersichtlich angeordnet und deren Sekundär-Anschlüsse gut zugänglich sein. Die
2287 Sekundärleitungen der Stromwandler dürfen nicht abgesichert sein. Die Sekundärleitungen der
2288 Spannungswandler sind mit geeigneten Sicherungen abzusichern. Alle Sekundärleitungen sind
2289 kurzschluss- und erdschlussicher auf einer nicht brennbaren Unterlage zu verlegen und eindeutig zu
2290 kennzeichnen. Für die Strom- und Spannungswandleranschlüsse sind abgeschirmte Kabel mit strom-
2291 tragfähigem Schirm zu verwenden.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2292 **6.2.3 Sternpunktbehandlung**

2293 Die Sternpunktbehandlung für die Netze des Netzbetreibers legt der Netzbetreiber fest. Für diejenigen
2294 Betriebsmittel, die mit dem Netz des Netzbetreibers galvanisch verbunden sind, gibt der Netzbetreiber die Art
2295 der Behandlung der Sternpunkte auch für die Betriebsmittel des Anschlussnehmers vor. Aus dieser Vorgabe
2296 können sich Einschränkungen für die Behandlung von Sternpunkten in den Netzen des Anschlussnehmers
2297 ergeben.

2298 Die Rückwirkungen unsymmetrischer Fehler aus an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Anlagen sind
2299 zu minimieren. Insbesondere dürfen keine Nullsystemkomponenten aus dem Netz des Anschlussnehmers
2300 übertragen werden.

2301 ANMERKUNG In der Praxis bedeutet dies, dass bei Transformatoren mit der Schaltgruppe YNyn der Kundenanlage in
2302 der Regel nur einer der beiden Sternpunkte beschaltet werden darf.

2303 Werden die Hochspannungsnetze des Netzbetreibers kompensiert betrieben, sind die kapazitiven Erdschluss-
2304 ströme des galvanisch mit dem Netz des Netzbetreibers verbundenen Netzes des Anschlussnehmers vom
2305 Anschlussnehmer in Absprache mit dem Netzbetreiber zu kompensieren.

2306 Für die Sternpunktbehandlung der der Übergabestation nachgelagerten, galvanisch getrennten Mittel- und
2307 Niederspannungsnetze ist der Anschlussnehmer selbst verantwortlich.

2308 **6.2.4 Erdungsanlage**

2309 Die Erdungsanlage ist unter Berücksichtigung der Netzdaten des Netzbetreibers entsprechend DIN EN 50522
2310 (VDE 0101-2) auszulegen. Die Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung nach DIN EN 50522
2311 (VDE 0101-2) muss messtechnisch nachgewiesen werden.

2312 Die Prüfprotokolle sind dem Netzbetreiber rechtzeitig vor der Inbetriebsetzung zu übergeben. Die eingesetzten
2313 Erdungsgarnituren müssen DIN EN 61230 (VDE 0683-100) entsprechen.

2314 **6.3 Sekundärtechnik**

2315 **6.3.1 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle**

2316 Das 110-kV-Netz wird von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers fernüberwacht und ferngesteuert. Um
2317 die damit verbundenen Funktionalitäten vollumfänglich zu nutzen und vor allem im Störungs- und Ereignisfall
2318 schnell und sicher agieren zu können, müssen Meldungen und Messwerte aus der Kundenanlage und ggf.
2319 Schaltbefehle von der netzführenden Stelle des Netzbetreibers zur Kundenanlage übertragen werden. Der
2320 Umfang und die Art der Bereitstellung sowie die Übertragung der Prozessdaten sind mit dem Netzbetreiber
2321 abzustimmen. Der Mindestumfang ist in Anhang C dargestellt.

2322 Für Erfassung und Übertragung von Messwerten gelten die nachfolgend aufgeführten Grenzwerte:

- 2323 – Spannung: Gesamtmessfehler $\leq 1\%$, empfohlener Schwellwert $1\% U_n$ und zusätzlich zyklisch alle 2 s;
- 2324 – Strom, Wirk- und Blindleistung: Gesamtmessfehler $\leq 3\%$ S_r , empfohlener Schwellwert $3\% S_r$ und
2325 zusätzlich zyklisch alle 5 s.

2326 **6.3.2 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung**

2327 Die Übergabestation muss über eine Anlage mit 400/230-V-Drehstromsystem für die Eigenbedarfs-Versorgung
2328 und eine Hilfsenergieversorgung verfügen. Für die Hilfsenergieversorgung ist eine Batterie erforderlich. Die
2329 Kapazität ist so zu bemessen, dass bei fehlender Netzspannung die Kundenanlage mit allen Kommunikations-,
2330 Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen – inklusive Zähl- und Messeinrichtungen – mindestens 12 Stunden
2331 betrieben werden kann. Innerhalb dieser Zeit müssen drei komplette Schaltfolgen möglich sein. Der Betrieb
2332 der Übergabestation ohne funktionstüchtige Batterie ist unzulässig.

2333 Die Hilfsenergieversorgung der Regelungskomponenten (z. B. der EZA-Regler) sowie der dazugehörigen
2334 Kommunikationseinrichtungen in der Erzeugungsanlage sind so zu dimensionieren, dass ein ordnungsgemäßer
2335 Betrieb in den Grenzen nach Bild 4 sichergestellt ist.

2336 Wenn der EZA-Regler über keine eigenständige Hilfsenergieversorgung verfügt, die für Unter- und
2337 Überspannungen einen Betrieb innerhalb der Grenzdiagramme nach Bild 13 und Bild 14 ermöglicht, muss die
2338 Eigenbedarfsversorgung über die Übergabestation sichergestellt werden.

2339 Für die Sekundärleitungsanschlüsse sind abgeschirmte Kabel mit stromtragfähigem Schirm zu verwenden.

2340 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
2341 30 ms abgeschaltet werden. Zudem ist auf Selektivität in den Gleichspannungskreisen zu achten.
2342

2343 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.
2344
2345
2346
2347

2348 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.
2349
2350
2351

2352 **6.3.3 Schutzeinrichtungen**

2353 **6.3.3.1 Allgemeines**

2354 Der Schutz ist für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze, der Kundenanlage und der Erzeugungseinheiten von erheblicher Bedeutung.
2355

2356 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 Abschalteneinrichtungen im Netz des Netzbetreibers wirkt.
2357
2358
2359

2360 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.
2361
2362
2363
2364
2365

2366 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.
2367
2368
2369
2370
2371
2372

2373 Folgende Schutzeinrichtungen sind zu berücksichtigen:

- 2374 – Netzschutzeinrichtungen;
- 2375 – Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers;
- 2376 – Entkopplungsschutzeinrichtungen (bei Erzeugungsanlagen und Speichern).

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2377 Es ist ein durchgängiges Reserveschutzkonzept aufzubauen. Haupt- und Reserveschutz sind an getrennte
2378 Hilfsspannungskreise und an getrennte Wandlerkreise anzuschließen. Haupt- und Reserveschutz betätigen
2379 getrennte Auslösespulen bzw. wirken auf unterschiedliche Leistungsschalter.

2380 ANMERKUNG 1 Es wird darauf hingewiesen, dass der Leitungsschutz in den benachbarten Umspannwerken des
2381 Netzbetreibers keine Reserveschutzfunktion für die Anlage des Anschlussnehmers sicherstellen kann, insbesondere nicht
2382 für Fehler auf der Unterspannungsseite des Transformators.

2383 Der Umfang der Schutzeinrichtungen ist wesentlich abhängig von der konkreten Netz- bzw. Anlagenkonfi-
2384 guration. In dieser VDE-Anwendungsregel werden daher im Folgenden nur Mindestanforderungen für die
2385 Anschlussvariante „Stichanschluss“ beschrieben.

2386 Die Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen (Kurzschluss- und Entkupplungsschutzeinrichtungen) werden,
2387 soweit sie Einfluss auf das Netz des Netzbetreibers haben, von diesem vorgegeben. Wesentliche Änderungen
2388 an den Schutzeinrichtungen (Entkupplungsschutzeinrichtungen, Kurzschlusschutzschiene am
2389 Übergabepunkt) bzw. deren Einstellung werden zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber
2390 rechtzeitig abgestimmt. Wenn erforderlich, kann der Netzbetreiber nachträglich andere Einstellwerte für die
2391 Schutzeinrichtungen vorgeben.

2392 Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und den Eigenzeiten von
2393 Schaltgerät und Schutz ergeben. Die Summe aus Schutz-Eigenzeit und Auslösezeit des Schaltgerätes darf
2394 100 ms, beim Frequenzschutz 200ms, nicht überschreiten.

2395 Alle für Störungsklärungen notwendigen Informationen sind zwischen dem Netzbetreiber und dem
2396 Anschlussnehmer auszutauschen.

2397 Der Netzbetreiber gibt vor, ob und welche Schutzeinrichtungen plombiert oder auf andere Weise gegen
2398 Veränderung geschützt werden müssen.

2399 Zur Sicherung der dauerhaften Funktionsfähigkeit sind die Schutzsysteme vor Inbetriebnahme vor Ort und in
2400 regelmäßigen Abständen zu prüfen. Die Ausführung der Schutzprüfungen und deren Ergebnisse sind vom
2401 Anlagenbetreiber durch Prüfprotokolle zu dokumentieren und dem Netzbetreiber auf Verlangen vorzulegen.

2402 ANMERKUNG 2 Die Schutzsysteme schließen gleichfalls die Entkupplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugung-
2403 einheiten und Speichern mit ein. Insofern gelten alle gestellten Anforderungen (unter anderem auch hinsichtlich einer
2404 regelmäßigen Prüfung der Schutzsysteme) ebenfalls für diese Schutzeinrichtungen. Dies gilt auch dann, wenn die
2405 Schutzfunktionen in der Anlagensteuerung integriert sind.

2406 Die eingestellten Werte müssen an den Schutzeinrichtungen einfach und ohne zusätzliche Hilfsmittel ablesbar
2407 gemacht werden können. Für Schutzfunktionen an den Erzeugungseinheiten sind zusätzliche Hilfsmittel
2408 zulässig, wenn die Authentizität und Identifikation der ausgelesenen Daten eindeutig sichergestellt ist.

2409 Schutzeinrichtungen, die an Wandler in der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen werden,
2410 müssen dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [6] (unter anderem Störwert-
2411 erfassung, Bedienbarkeit) genügen.

2412 Der Anlagenbetreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen,
2413 automatische Wiedereinschaltungen oder andere Vorgänge im Netz des Netzbetreibers nicht zu Schäden an
2414 seinen Anlagen führen.

2415 **6.3.3.2 Netzschutzeinrichtungen**

2416 Ist der Einsatz von Netzschutzeinrichtungen in den netzseitigen Eingangsschaltfeldern erforderlich, gibt der
2417 Netzbetreiber den Umfang dieser Einrichtungen vor. Bei Kundenanlagen ohne Erzeugungsanlagen gelangen
2418 bei der zugrunde liegenden Anschlussvariante nach Anhang D (Stichanschluss) in der Regel in der
2419 Übergabestation keine Netzschutzeinrichtungen zum Einsatz.

2420 Bei Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen sind die Anforderungen nach 10.3 zu beachten.

2421 **6.3.3.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

2422 Die Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers sind für das Abschalten von Kurzschlüssen in der
 2423 Kundenanlage erforderlich. Sie sind in das Gesamtschutzkonzept des Netzbetreibers zu integrieren. In der
 2424 Planungsphase ist daher mit dem Netzbetreiber das Schutzkonzept abzustimmen. Die Einstellwerte für die
 2425 Schutzeinrichtungen werden, soweit sie Einfluss auf das Netz des Netzbetreibers haben, von diesem
 2426 vorgegeben.

2427 Die maximal zulässige Fehlerklärungszeit bei Kurzschlüssen t_f beträgt für den Hauptschutz (inkl. Schalter-
 2428 eigenzeit):

- 2429 – für Fehler im Schutzbereich des Transformators $t_f \leq 150$ ms,
- 2430 – für Fehler auf der Unterspannungsseite des Trafos, auf der Mittelspannungs-Sammelschiene und im
 2431 Nahbereich des angeschlossenen Mittelspannungsnetzes $t_f \leq 1,0$ s.

2432 Als Kurzschlusschutz am Netzanschlusspunkt (110-kV-seitig vom Netztransformator) ist mindestens ein UMZ-
 2433 Schutz vorzusehen. Dieser übernimmt auch die Reservfunktion bei Versagen des Transformatorenschutzes
 2434 und des Mittelspannungs-Anlagenschutzes.

2435 In der folgenden Tabelle 6 sind beispielhaft Schutzfunktionen für einen Netztransformator aufgelistet.

2436 **Tabelle 6 – 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)

2437 Folgende Überwachungsfunktionen müssen im Schutzkonzept realisiert sein. Sofern die Kundenanlage nicht
 2438 durch den Anschlussnehmer fernwirktechnisch 24 Stunden / 365 Tage überwacht wird, führt das Ansprechen
 2439 der Funktionen zum Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters.

- 2440 – Selbstüberwachung der Schutzeinrichtungen (Life-Kontakt);
- 2441 – Überwachung der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung;
- 2442 – Überwachung der Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgerät bei räumlich getrennter
 2443 Anordnung.

2444 In der 24 Stunden / 365 Tage besetzten netzführenden Stelle des Anschlussnehmers auflaufende Stör-
 2445 meldungen sind durch den Anschlussnehmer unverzüglich zu beheben. Bei unmittelbaren Auswirkungen auf
 2446 das Netz des Netzbetreibers ist der Netzbetreiber unverzüglich zu informieren.

2447 **6.3.3.4 Automatische Frequenzentlastung**

2448 Zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen gelten die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber
 2449 zum frequenzabhängigen Lastabwurf nach FNN-Hinweis – Technische Anforderungen an die automatische
 2450 Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation [12]. Zur Umsetzung kann
 2451 der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer die Installation eines Frequenzschutzes am Netzanschlusspunkt
 2452 fordern. Der Netzbetreiber gibt in diesem Fall die entsprechenden Einstellparameter vor. Diese Anforderung
 2453 gilt nicht für den Anschluss von Erzeugungsanlagen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

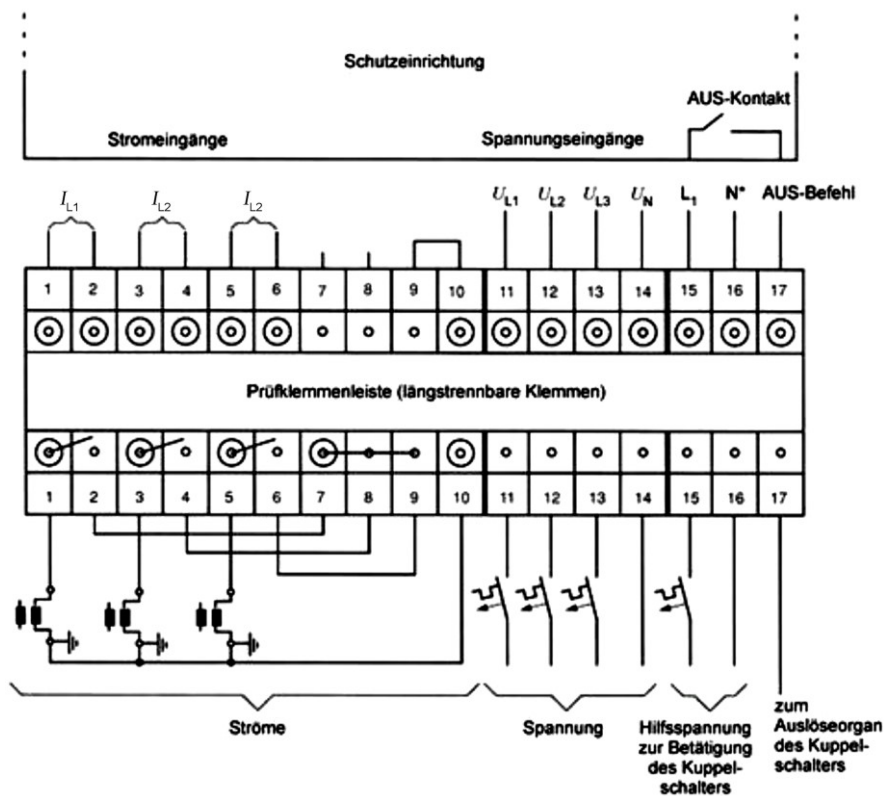
2454 ANMERKUNG Der FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“ [21] wird durch die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4142
 2455 „Automatische Letztmaßnahmen“ (in Erarbeitung) abgelöst.
 2456

2457 6.3.3.5 Schnittstellen für Schutzfunktionsprüfungen

2458 Zur Durchführung der Schutzfunktionsprüfung aller Schutzeinrichtungen (auch an den Erzeugungseinheiten)
 2459 sind Schnittstellen vorzusehen, welche eine Prüfung ohne Änderung der Verdrahtung ermöglichen (z. B.
 2460 Prüftrennleisten oder Prüfklemmenleisten mit Längstrennung). Diese sind an gut zugänglicher Stelle
 2461 anzubringen. Ein Beispiel für eine Prüfklemmenleiste zeigt Bild 3.

2462 Über diese Schnittstellen sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die
 2463 Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen. Dies gilt auch, wenn Funktionen des Entkopplungsschutzes
 2464 einzeln oder gesamt in anderen Geräten (z. B. einer programmierbaren Steuerung) integriert sind. Die Geräte
 2465 sind in diesem Fall so aufzubauen bzw. zu programmieren, dass die Schutzfunktionen unabhängig vom
 2466 Betriebszustand der Erzeugungsanlage auslösen bzw. geprüft werden können. Für die
 2467 Netzschutzeinrichtungen sind Art und Aufbau der Schnittstelle mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Als
 2468 Schnittstelle kann der Netzbetreiber eine Prüfklemmenleiste, eine Prüfsteckleiste oder einen Prüfschalter
 2469 fordern. Für alle anderen Schutzeinrichtungen gibt der Anlagenbetreiber Art und Aufbau der Schnittstellen vor.

2470 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern bis zu einer installierten Leistung $P_{Amax} \leq 500 \text{ kW}$ am
 2471 Netzanschlusspunkt und Einsatz eines integrierten NA-Schutzes gem. VDE-AR-N 4105 ist für diesen an den
 2472 entsprechenden Erzeugungseinheiten keine Schnittstelle zur Schutzfunktionsprüfung erforderlich.



2473

2474 Legende

- 2475 Feste Brücke
- 2476 Schaltbrücke
- 2477 Messbuchse
- 2478 * vom Kuppelschalter

2479

Bild 3 – Beispiel für eine Prüfklemmenleiste

2480 6.3.3.6 Schutzprüfung

2481 Die Funktionalität der Schutzsysteme ist durch den Anlagenbetreiber vor der Inbetriebnahme des Netz-
2482 anschlusses und nach Änderung der Schutzeinstellungen vor Ort zu prüfen. Zur Sicherung der dauerhaften
2483 Funktionsfähigkeit sind zyklische Prüfungen an den Schutzsystemen entsprechend des FNN-Hinweises
2484 „Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen (Leitfaden
2485 Schutzprüfung)“ [29] durchzuführen. Die Ergebnisse sind vom Anlagenbetreiber durch Prüfprotokolle zu
2486 dokumentieren und dem Netzbetreiber auf Verlangen vorzulegen.

2487 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern bis zu einer installierten Leistung $\sum P_{Amax} \leq 500$ kW am
2488 Netzanschlusspunkt und Einsatz eines (nach VDE-AR-N 4105) integrierten, typgeprüften, einfehlersicheren
2489 EZE-Entkupplungsschutzes erfolgt der Nachweis der korrekten Schutzfunktion des EZE-
2490 Entkupplungsschutzes durch einen aktuellen Auszug der Schutzeinstellwerte an der Erzeugungseinheit
2491 (vereinfachter Nachweis).

2492 Wird ein externes Schutzgerät verwendet, um die in der EZE integrierten Kuppelschalter anzusteuern, ist bei
2493 der Bewertung der Abschaltzeit über die Rückmeldung aus der EZE eine ggf. existierende Verzögerungszeit
2494 der Rückmeldung und die Eigenzeit des internen Kuppelschalters zu berücksichtigen. Die resultierende
2495 zeitliche Differenz zwischen Abschaltung und Rückmeldung ist im Einheitszertifikat nachzuweisen.

2496 ANMERKUNG Aufgrund der einfehlersicheren Ausführung der Kuppelschalter-Ansteuerung ist eine Rückmeldung der
2497 Ansteuerung (Anstelle des Ist-Schaltzustands der Schalterstellung) der internen Kuppelschalter aus der EZE ausreichend.

2498 Die Anforderungen an die Schutzprüfungen anderer Schutzeinrichtungen (insbes. übergeordneter
2499 Entkupplungsschutz) sind davon unberührt.

2500 6.4 Störschreiber

2501 6.4.1 Störschreiber am Netzanschlusspunkt

2502 In der Übergabestation ist ein Störschreiber zu installieren. Ob der Anschlussnehmer oder der Netzbetreiber
2503 den Störschreiber installiert, ist im Zuge des Anmeldeverfahrens zu vereinbaren. Die erforderlichen
2504 Spannungen und Ströme sind über die in der Übergabestation installierten Messwandler zu erfassen. Eine
2505 Anbindung des Störschreibers an die Netzleitstelle des Netzbetreibers ist nicht erforderlich. Die
2506 entsprechenden Daten müssen jedoch fernauslesbar sein (z. B. per Modem). Derjenige, in dessen Eigentum
2507 sich der Störschreiber befindet, stellt dem Vertragspartner die Daten auf Anforderung zur Verfügung.

2508 Die Aufzeichnungen sind im comtrade-Format nach DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040) zur Verfügung zu
2509 stellen.

2510 In Anhang F sind die Anforderungen an den Störschreiber am Netzanschlusspunkt aufgeführt.

2511 6.4.2 Störschreiber in der Kundenanlage

2512 Nur sofern mehrere Anschlussnutzer (z. B. wirtschaftlich eigenständige Gesellschaften) einen Anschluss an
2513 das Netz zur allgemeinen Versorgung zur Entnahme oder zur Einspeisung von elektrischer Energie nutzen, ist
2514 je Anschlusspunkt eines jeden Anschlussnutzers innerhalb der Kundenanlage ein Störschreiber zu installieren.
2515 Damit soll über die gesamte Lebensdauer der Kundenanlage ein eventuell nicht anforderungskonformes
2516 Verhalten im Sinne dieser Anwendungsregel technisch nachvollzogen und eindeutig dem entsprechenden
2517 Anschlussnutzer zugeordnet werden können.

2518 Folgende Anforderungen sind mindestens mittels des Störschreibers zu erfassen:

- 2519 – Verhalten zur O-/UVRT-Robustheit;
- 2520 – im Falle einer Netzstörung die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Frequenz.

2521 Bei Erzeugungsanlagen kann auch in jeder Erzeugungseinheit eine Schreiberfunktion zur Aufzeichnung von
2522 Störungen realisiert werden.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2523 Die Aufzeichnungen sind im comtrade-Format nach DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040) zur Verfügung zu
2524 stellen.

2525 In Anhang G sind die Anforderungen an den Störschreiber in der Kundenanlage aufgeführt.

2526 **7 Abrechnungsmessung**

2527 **7.1 Allgemeines**

2528 Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen erfolgen nach VDE-ARN 4400 sowie den Technischen
2529 Anschlussbedingungen des Netzbetreibers. Anlagenteile, in denen nicht gemessene Energie fließt, sind
2530 plombierbar- auszuführen.

2531 Für abrechnungsrelevante Untermessungen im Netz des Anschlussnehmers ist mindestens die
2532 VDE-AR-N 4400 maßgebend. Sollten diese Untermessungen in die Grundzuständigkeit des Netzbetreibers
2533 zurückfallen, so sind auch diese Untermessungen nach den Technischen Anschlussbedingungen des
2534 Netzbetreibers aufzubauen.

2535 Zum Einbau und Betrieb der Messeinrichtungen stimmen sich Anschlussnehmer und Anschlussnutzer
2536 rechtzeitig mit dem Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber ab. Es dürfen nur Messgeräte und
2537 Zusatzeinrichtungen eingesetzt werden, die dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) [21], der Mess- und
2538 Eichverordnung (MessEV) [22] sowie dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) [23] entsprechen. Sofern der
2539 Netzbetreiber auch Messstellenbetreiber ist und der Anschlussnehmer keine vom Netzbetreiber beigestellten
2540 Verrechnungswandler verwendet, legt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber gültige Nachweise wie
2541 beispielsweise Bauartzulassung und Konformitätserklärung für diese Wandler vor.

2542 Die technischen Mindestanforderungen an die Messeinrichtungen werden vom jeweiligen Netzbetreiber
2543 vorgegeben.

2544 **7.2 Zählerplatz**

2545 Zum Einbau der Mess- und Steuer- sowie der Kommunikationseinrichtungen ist in der Übergabestation nach
2546 Vorgaben des Netzbetreibers ein Zählerplatz mit den Maßen nach DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1) bzw. ein
2547 Zählerwechselschrank vorzusehen. Die Anzahl der Zählerfelder gibt der Netzbetreiber vor. Vor den Zählerplätzen
2548 bzw. den Zählerwechselschränken muss stets eine Bedien- und Arbeitsfläche mit einer Tiefe von mindestens
2549 1,2 m vorhanden sein.

2550 Die Mess- und Steuereinrichtungen sind senkrecht zu installieren. Der Abstand vom Fußboden bis zur Mitte
2551 der Mess- und Steuereinrichtung muss mindestens 0,8 m und darf maximal 1,80 m betragen. Der Einbauort
2552 muss

- 2553 – erschütterungsfrei und vor Schmutz, Witterungseinflüssen und gegen mechanische Beschädigungen
2554 geschützt sein;
- 2555 – ausreichend beleuchtet sein;
- 2556 – mit dem Netzbetreiber abgestimmt in den Planungsunterlagen eingetragen werden.

2557 Plombenverschlüsse werden ausschließlich durch den Netzbetreiber oder den Messstellenbetreiber oder durch
2558 dessen Beauftragten angebracht oder entfernt. Sie dürfen durch Dritte nicht geöffnet werden.

2559 In Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber ist für Zusatzanwendungen des Messstellenbetreibers im
2560 Zählerschrank ein Platz für Steuer- bzw. Datenübertragungseinrichtungen vorzuhalten. Dieser Platz besteht
2561 mindestens aus einem Steuergerätefeld mit zugehörigem unterem Anschlussraum nach DIN VDE 0603-1
2562 (VDE 0603-1, Ausführung mit 3-Punkt-Befestigung).

2563 **7.3 Netz-Steuerplatz**

2564 In Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist für Aufgaben des Netzbetreibers bei Erzeugungsanlagen, unter-
2565 brechbaren Verbrauchseinrichtungen oder steuerbaren Lasten der Zählerschrank mit einem Netz-Steuerplatz

2566 auszustatten, welcher mit dem o. g. Platz des Messstellenbetreibers nicht identisch ist. In Abhängigkeit von
2567 der Bauart oder den baulichen Gegebenheiten kann der Netz-Steuerplatz auch in einem Zählerschrank in
2568 räumlicher Nähe angeordnet werden. Für alle anderen Anlagen ist für den Netz-Steuerplatz ein Raum im bzw.
2569 neben dem Zählerschrank freizuhalten. Die Ausführung des Netz-Steuerplatzes ist mit dem Netzbetreiber
2570 abzustimmen. Der Netz-Steuerplatz besteht mindestens aus einem Steuergerätefeld mit zugehörigem unterem
2571 Anschlussraum nach DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1). Für die 230-V-Spannungsversorgung der
2572 Netzsteuereinrichtung ist eine Überstromschutzeinrichtung (z. B. D01 10 A) unter plombierbarer Abdeckung
2573 nach Vorgabe des Netzbetreibers vorzusehen.

2574 **7.4 Messeinrichtung**

2575 Wirk- und Blindenergie ist in allen vier Quadranten in einem Zeitintervall von 15 min zu erfassen. Dies gilt auch
2576 für die zum Eigenbedarf bezogene Wirk- und Blindarbeit von Erzeugungsanlagen.

2577 ANMERKUNG Aktuelle gesetzliche Vorgaben sind jeweils zu beachten.

2578 Wenn der Eigenbedarf für die Ansprechschwelle der Messeinrichtungen aufgrund der Wandlerübersetzungen
2579 nicht ausreicht, kann für die Ermittlung des Eigenbedarfs eine gesonderte Vereinbarung zwischen dem
2580 Netzbetreiber, dem Messstellenbetreiber und dem Anschlussnutzer getroffen werden.

2581 Wird aus einer Hochspannungs-Übergabestation ein weiterer Anschlussnutzer (Unterabnehmer) versorgt, sind
2582 die hierfür verwendeten Messeinrichtungen nach dem gleichen Standard und damit ebenfalls als
2583 Lastgangmessung oder als intelligentes Messsystem aufzubauen. Dies gilt auch für die für den Eigenbedarf
2584 bezogene Wirk- und Blindarbeit.

2585 Die Messstelle besteht aus einer Abrechnungs- und einer Vergleichsmesseinrichtung, die entsprechend
2586 VDE-AR-N 4400 technisch gleichwertig auszuführen und zu betreiben sind. Aufbau und Auslegung,
2587 insbesondere die gemeinsame Nutzung der Wandler, sind zwischen den Vertragspartnern abzustimmen.

2588 **7.5 Messwandler**

2589 Die Messwandler müssen übersichtlich angeordnet und deren Sekundäranschlüsse gut zugänglich sein. Die
2590 Sekundärleitungen der Messwandler sind von deren Klemmen bzw. Sicherungen ungeschnitten (d. h.
2591 ununterbrochen verlegt) bis zum Zählereinbauort zu führen. Sofern Zwischenklemmen aufgrund der
2592 Konfiguration der Schaltanlage notwendig sind, sind diese plombierbar auszuführen. Die Auswahl der
2593 Sekundärleitungen hat nach DIN VDE 0100-557 (VDE 0100-557) zu erfolgen. Nicht abgesicherte
2594 Spannungswandler-Leitungen sind nach DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520) zu verlegen.

2595 Es ist sicherzustellen, dass an den Messeinrichtungen ein Rechtsdrehfeld besteht. Die Leitungslängen,
2596 Querschnitte und die Kennzeichnung der Messwandler-Sekundärleitungen sind mit dem Netzbetreiber
2597 abzustimmen. Leiterquerschnitte sind individuell zu berechnen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

2598 Die einzelnen Leiter müssen nach Angabe des Netzbetreibers gelegt und gekennzeichnet werden. Die
2599 Sekundärleitungen von Strom- und Spannungswandlern werden in getrennter Umhüllung zu Leistungs-
2600 stromkreisen geführt.

2601 Die Messwandler für die Zählung müssen mindestens folgenden Bedingungen genügen:

2602 – Spannungswandler: Klasse 0,2;

2603 – Stromwandler: Klasse 0,2 S;

2604 – thermischer Kurzzeitstrom I_{th} entsprechend der Vorgaben des Netzbetreibers;

2605 – thermischer Bemessungs-Dauerstrom I_{cth} muss dem Maximum der zulässigen Messbereiche aller Kerne
2606 des Stromwandlers entsprechen. Messbereiche nach Vorgabe des Netzbetreibers;

2607 – Bemessungs-Grenzleistungsfaktor: 250 VA.

2608 Aus netztechnischen Gründen kann zur Vermeidung von Kippschwingungen eine Dämpfungseinrichtung oder
2609 der Einsatz kippschwingungsarmer Wandler erforderlich werden. Die Entscheidung hierzu trifft der
2610 Anschlussnehmer. Einzelheiten sind mit dem Netzbetreiber und dem Messstellenbetreiber abzustimmen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2611 Am Zählkern der Messwandler dürfen keine Betriebsgeräte angeschlossen werden.

2612 **7.6 Datenfernübertragung**

2613 Für die Aufbereitung der erhobenen Daten und für die Übermittlung an die berechtigten Stellen sind für
2614 Zählerstandsgänge oder Lastgänge entsprechend VDE-AR-N 4400 eine registrierende Lastgangmessung mit
2615 Fernablesung oder ein intelligentes Messsystem notwendig. Der Messstellenbetreiber hat nach
2616 § 3 Abs. 2 MsbG dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie Messung der elektrischen Energie sowie die
2617 Datenübertragung sichergestellt sind.

2618 Der Messstellenbetreiber legt dazu fest, wie die Datenübertragung erfolgt (z. B. über Telekommunikations-
2619 Endgeräteanschluss oder Funkanwendung) und welche technischen Voraussetzungen durch den
2620 Anschlussnehmer zu schaffen sind.

2621 Vom Messstellenbetreiber erfasste Daten sind vertraulich zu behandeln und nur Berechtigten zur Verfügung
2622 zu stellen.

2623 Alle Anlagenteile der Datenübertragung sind, einschließlich ihrer Hilfsenergieversorgung, grundsätzlich
2624 plombierbar auszuführen.

2625 **7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung**

2626 Die Zählung der von der an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Kundenanlage bezogenen bzw.
2627 eingespeisten elektrischen Energie erfolgt auf der 110-kV-Seite. In Abstimmung mit dem Netzbetreiber darf
2628 eine Zählung der elektrischen Energie sekundärseitig am Netztransformator erfolgen.

2629 **8 Betrieb der Kundenanlage**

2630 **8.1 Allgemeines**

2631 Die Systeme und Einstellungen des Schutzes einer Kundenanlage gegen interne elektrische Fehler
2632 (Eigenschutz), sowie Regelungen für den Anlagenbetrieb sind so auszulegen, dass die Fähigkeit der Anlage
2633 zur Erfüllung der in dieser Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen konzeptionell nicht eingeschränkt
2634 wird.

2635 Während des Betriebs der Kundenanlage können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen dieser
2636 Anwendungsregel nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können. In diesen Situationen gilt folgende
2637 (absteigend geordnete) Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netzschutz und
2638 betrieblichen Regelungsfunktionen:

- 2639 1) Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweilige
2640 Schutzeinrichtung nach 6.3.3 und 10.3 den Hauptschutz darstellt;
- 2641 2) Einhaltung der Anforderungen an die kontinuierliche Spannungsregelung und die O-/UVRT-Robustheit
2642 nach 10.2.3 und 10.2.4;
- 2643 3) Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement durch den Netzbetreiber nach 10.2.5.2;
- 2644 4) Einhaltung der Anforderungen an die $P_{AV,E}$ - Überwachung nach 8.13;
- 2645 5) Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen nach 10.2.5.4;
- 2646 6) Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach
2647 10.2.2;
- 2648 7) Frequenzregelung (Regelleistung) nach 10.5.4 und 10.5.5;
- 2649 8) Vorgaben durch Dritte (z. B. Leistungssollwerte des Direktvermarkters) oder betriebliche Vorgaben (z. B.
2650 Energiemanagement-System etc.).

2651 Die Priorisierung schränkt die Anforderungen an die Auslegung der Anlage und ihrer Schutzeinrichtungen nicht
2652 ein.

2653 Die niedriger priorisierten Anforderungen sind umzusetzen, sofern sie den höher priorisierten Anforderungen
2654 nicht widersprechen.

2655 Die Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Verteilnetzbetreibers nach 10.2.5.2 haben Vorrang
2656 vor den Anforderungen an eine Leistungserhöhung bei Unterfrequenz nach 10.2.5.3 (Blockierung der
2657 Leistungserhöhung nach 10.2.5.3).

2658 Bei Mischanlagen mit kritischen Lasten können der Anschlussnehmer und der Netzbetreiber die Bedingungen
2659 für eine Trennung von Erzeugungsanlagen zusammen mit kritischen Lasten, die für die Sicherung der
2660 Produktionsprozesse erforderlich sind, vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts teilt der Verteilnetzbetreiber
2661 dem Übertragungsnetzbetreiber mit.

2662 Besondere Anforderungen an den Wirkleistungsbezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind in 10.2.5
2663 beschrieben.

2664 **8.2 Netzführung**

2665 Der Betrieb von elektrischen Anlagen umfasst alle technischen und organisatorischen Tätigkeiten, die
2666 erforderlich sind, damit Anlagen funktionstüchtig und sicher sind. Zu den Tätigkeiten gehören sämtliche
2667 Bedienhandlungen sowie elektrotechnische und nichtelektrotechnische Arbeiten, wie sie in einschlägigen
2668 Vorschriften und Regeln beschrieben sind. Insbesondere wird auf DIN VDE 0105 (VDE 0105) (alle Teile)
2669 hingewiesen. Bei dem Betrieb der Kundenanlage sind zusätzlich zu den jeweils gültigen gesetzlichen und
2670 behördlichen Vorschriften, insbesondere bei Schalthandlungen und Arbeiten am Netzanschlusspunkt, die
2671 Bestimmungen und Richtlinien des Netzbetreibers einzuhalten.

2672 Der Anschlussnehmer ist dafür verantwortlich, dass die vereinbarten Anschlusswirkleistungen $P_{AV, B}$ und $P_{AV, E}$
2673 sowie die vereinbarten Anschlussscheinleistungen $S_{AV, B}$ und $S_{AV, E}$ im Betrieb als 15-Minuten-Mittelwert nicht
2674 überschritten werden.

2675 Für den sicheren Betrieb und den ordnungsgemäßen Zustand der Kundenanlage ist deren Anlagenbetreiber
2676 verantwortlich. Der Anlagenbetreiber sorgt dafür, dass er oder ein von ihm für seine elektrische Anlage
2677 beauftragte Person ständig zur Abstimmung von Maßnahmen, die Einfluss auf die gegenseitigen Anlagenteile
2678 haben, erreichbar ist. Entsprechende Informationen werden beim Netzbetreiber hinterlegt und bei Änderungen
2679 beiderseits sofort aktualisiert.

2680 Die Eigentumsgrenze und die Grenzen des Verfügungsbereichs sind zwischen dem Netzbetreiber und dem
2681 Anschlussnehmer zu vereinbaren.

2682 Bei Arbeiten an der Kundenanlage, die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers liegen, benennt der
2683 Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber einen Anlagenverantwortlichen, der nach DIN VDE 0105-100
2684 (VDE 0105-100) während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren
2685 Betrieb der elektrischen Anlage trägt sowie bei Arbeiten an der Anlage die Durchführungserlaubnis erteilt. Der
2686 Anlagenverantwortliche muss eine Elektrofachkraft sein. Der Anlagenbetreiber kann selbst die Funktion der
2687 Anlagenverantwortlichen ausüben, wenn er über die entsprechenden Qualifikationen verfügt.

2688 Der Netzbetreiber ist bei Gefahr, im Störfall und bei drohendem Verlust der Netzsicherheit zur sofortigen
2689 Trennung der Kundenanlage vom Netz bzw. zur Reduzierung der Wirkleistungsabgabe der Erzeugungsanlage
2690 berechtigt.

2691 Stellt der Netzbetreiber schwerwiegende Mängel bzgl. der Personen- und Anlagensicherheit in der
2692 Übergabestation fest, so ist er berechtigt, diese Anlagenteile bis zur Behebung der Mängel vom Netz zu
2693 trennen.

2694 Bei geplanten Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln sowie bei wartungs- und störungsbedingten
2695 Schaltzustandsänderungen kann es erforderlich sein, die Kundenanlage vorübergehend vom Netz zu trennen
2696 oder in ihrer Leistung zu reduzieren bzw. zu erhöhen. Die Durchführung geplanter Arbeiten erfolgt mit
2697 angemessener Vorankündigung durch den Netzbetreiber. Die Benachrichtigung bei ungeplanten
2698 Abschaltungen kann entfallen, wenn sie nach den Umständen nicht rechtzeitig möglich ist oder aus Gründen,
2699 die der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2700 Vom Anlagenbetreiber sind beabsichtigte Änderungen in der Kundenanlage, soweit diese Auswirkungen auf
2701 den Netzanschluss und den Betrieb der Kundenanlage haben, wie beispielsweise Erhöhung oder
2702 Verminderung des Leistungsbedarfs, Auswechslung von Schutzeinrichtungen, Änderungen an der
2703 Kompensationseinrichtung, rechtzeitig mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

2704 Zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Betriebs der Kundenanlage ist zwischen dem Anschlussnehmer
2705 und dem Netzbetreiber eine Netzführungsvereinbarung abzuschließen.

2706 Auf Anforderung des Netzbetreibers ist die ordnungsgemäße Funktion der Kundenanlage zu überprüfen und
2707 ggf. anzupassen.

2708 **8.3 Arbeiten in der Übergabestation**

2709 Vor Aufnahme von Arbeiten, die Auswirkungen auf den Betrieb des Netzes oder der Kundenanlage zur Folge
2710 haben könnten, ist die netzführende Stelle des Partners (Netzbetreiber ↔ Anlagenbetreiber) zu verständigen.
2711 Hierzu zählen auch Meldungen zur netzführenden Stelle des Partners. Geplante Arbeiten sind mit
2712 entsprechendem zeitlichen Vorlauf anzumelden.

2713 **8.4 Zugang**

2714 Die Übergabestation muss stets verschlossen gehalten werden. Sie darf nur von Elektrofachkräften oder
2715 elektrotechnisch unterwiesenen Personen, bzw. von anderen Personen nur unter Aufsicht von Elektrofach-
2716 kräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen, betreten werden (siehe DIN VDE 0105-100
2717 (VDE 0105-100)).

2718 Bei Betreten der Übergabestation sind der Netzbetreiber und der Messstellenbetreiber verpflichtet, sich bei der
2719 überwachenden Stelle anzumelden.

2720 Dem Netzbetreiber und Messstellenbetreiber und seinen Beauftragten ist jederzeit – auch außerhalb der
2721 üblichen Geschäftszeiten – ein gefahrloser Zugang zu seinen Einrichtungen und den in seinem
2722 Verfügungsbereich liegenden Anlagenteilen in der Übergabestation zu ermöglichen (z. B. durch ein
2723 Doppelschließsystem; siehe auch 6.1.2). Das Gleiche gilt für – wenn vorhanden – separate Räume für die
2724 Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen. Weiterhin trägt der Netzbetreiber Sorge dafür, dass seine Mitarbeiter
2725 bzw. seine Beauftragten beim Betreten und Verlassen der Übergabestation sich in das ausliegende
2726 Stationsbuch des Anlagenbetreibers eintragen.

2727 Den Fahrzeugen des Netzbetreibers bzw. des Messstellenbetreibers muss die Zufahrt zur Übergabestation
2728 jederzeit möglich sein. Ein unmittelbarer Zugang und ein befestigter Transportweg sind vorzusehen.

2729 Bei einer Änderung am Zugang der Kundenanlage, z. B. am Schließsystem, ist der Netzbetreiber unverzüglich
2730 darüber in Kenntnis zu setzen und der ungehinderte Zugang sicherzustellen.

2731 Der Netzbetreiber darf dem Anlagenbetreiber und dessen Fachpersonal Zutritt zu den Anlagen des
2732 Netzbetreibers gewähren.

2733 **8.5 Bedienung vor Ort**

2734 Für die im ausschließlichen Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Anlagenteile ordnet der
2735 Netzbetreiber die Schalthandlungen an (Schaltanweisung). Sofern sich Schaltgeräte im gemeinsamen
2736 Verfügungsbereich von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber befinden, stimmen sich Netzbetreiber und
2737 Anlagenbetreiber bzw. deren Beauftragte über die Schalthandlungen in diesen Schaltfeldern ab und legen
2738 jeweils im konkreten Fall fest, wer die Schalthandlung anordnet. Die Schalthandlungen für die übrigen
2739 Anlagenteile werden ausschließlich durch den Anlagenbetreiber oder dessen Beauftragte angeordnet.

2740 Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung des Verfügungsbereichs-Berechtigten (Netzbetreiber
2741 und/oder Anlagenbetreiber) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100)
2742 nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

2743 **8.6 Instandhaltung**

2744 Für die ordnungsgemäße Instandhaltung der Anlagen und Betriebsmittel ist der jeweilige Eigentümer
2745 verantwortlich. Das gilt auch für die Anlagenteile, die im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehen.

2746 Der Anlagenbetreiber hat nach den geltenden Unfallverhütungsvorschriften und dem VDE-Vorschriftenwerk
2747 dafür zu sorgen, dass in bestimmten Zeitabständen die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel (z. B. Schalter,
2748 Schutzrichtungen, Hilfsspannungsversorgung) auf ihren ordnungsgemäßen Zustand geprüft werden.
2749 Umfang und Ergebnisse der Prüfungen sind vom Anlagenbetreiber in einem Prüfbericht zu dokumentieren und
2750 dem Netzbetreiber auf Anforderung zu übergeben. Diese Forderung ist bei normalen Betriebs- und
2751 Umgebungsbedingungen erfüllt, wenn die in der DGUV Vorschrift 3 [16], Tabelle 1 A, genannten Prüffristen
2752 eingehalten werden.

2753 Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit dem
2754 Netzbetreiber.

2755 **8.7 Kupplung von 110-kV-Stromkreisen**

2756 Die Kupplung von 110-kV-Stromkreisen ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Die indirekte Kupplung von
2757 110-kV-Stromkreisen über die Mittelspannungsanlage des Anschlussnehmers ist nur kurzzeitig für die
2758 unterbrechungsfreie Umschaltung der Versorgung der Kundenanlage zulässig und ist mit der netzführenden
2759 Stelle des Netzbetreibers abzustimmen. Eine länger anstehende, indirekte Kupplung zweier
2760 110-kV-Stromkreise über das kundeneigene Mittelspannungsnetz ist nur mit Zustimmung des Netzbetreibers
2761 zulässig.

2762 **8.8 Betrieb bei Störungen**

2763 Veränderungen am Schaltzustand werden auch im Falle einer störungsbedingten Spannungslosigkeit am
2764 Netzanschlusspunkt nur entsprechend der Verfügungsbereichsgrenzen zwischen dem Netzbetreiber und dem
2765 Anschlussnehmer vorgenommen.

2766 Die Kundenanlage kann vom Netz getrennt bzw. in ihrer Wirkleistungsaufnahme reduziert werden, soweit dies
2767 bei Gefahr, im Störfall, zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs oder zur Abwendung
2768 einer unmittelbaren Gefahr für Personen oder Anlagen erforderlich ist.

2769 Wegen der Möglichkeit einer jederzeitigen Rückkehr der Spannung im Anschluss an eine Versorgungs-
2770 unterbrechung ist das Netz als dauernd unter Spannung stehend zu betrachten. Eine Verständigung vor
2771 Wiedereinschaltung durch den Netzbetreiber erfolgt üblicherweise nicht.

2772 Zur Störungsaufklärung können außerplanmäßige Untersuchungen und Messungen erforderlich sein, die der
2773 Netzbetreiber und der Anschlussnehmer jeweils an seinen Betriebsmitteln durchführt. Bei der Beseitigung und
2774 Aufklärung von Störungen unterstützen sich Netzbetreiber und Anschlussnehmer gegenseitig. Alle für die
2775 Störungsklärung notwendigen Informationen sind zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer
2776 auszutauschen.

2777 Störungen oder Unregelmäßigkeiten in der Kundenanlage, die Auswirkungen auf das Netz des Netzbetreibers
2778 haben, sind vom Anlagenbetreiber unverzüglich zu beheben und der netzführenden Stelle des Netzbetreibers
2779 zu melden. Ist keine 24 Stunden / 365 Tage besetzte netzführende Stelle beim Anlagenbetreiber vorhanden,
2780 so ist die störungsbehaftete Kundenanlage unverzüglich vom Netz zu trennen (Auslösen des zugeordneten
2781 Schaltgeräts).

2782 Der Betreiber einer Erzeugungsanlage ist verpflichtet, dem Netzbetreiber absehbare Einschränkungen bei der
2783 Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und deren voraussichtliche Dauer unverzüglich
2784 mitzuteilen. Sofern die Einschränkungen voraussichtlich mehr als 3 Monate dauern und keine unmittelbaren
2785 Auswirkungen auf die Sicherheit des Netzbetriebs haben, kann der Netzbetreiber daraufhin eine Beschränkte
2786 Betriebserlaubnis erteilen. Diese enthält eine Auflistung der Einschränkungen und legt die konkreten
2787 Umsetzungsschritte und zugehörigen Fristen sowie die Zuständigkeiten zur Beseitigung der Einschränkungen
2788 fest. Die Beschränkte Betriebserlaubnis darf die Dauer von 12 Monaten nicht überschreiten. Die Beschränkte
2789 Betriebserlaubnis kann jedoch verlängert werden, wenn die Einschränkungen in diesem Zeitraum für den

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2790 Verteilnetzbetreiber nachvollziehbar nicht beseitigt werden können und Fortschritte erzielt werden. Nach Ablauf
2791 der Fristen erlischt die Endgültige Betriebserlaubnis automatisch.

2792 Erfolgt eine Ausschaltung eines 110-kV-Schalters durch eine Schutzauslösung, darf eine Wiedereinschaltung
2793 nur nach Klärung der Störungsursache und nach Rücksprache mit der netzführenden Stelle des Netzbetreibers
2794 erfolgen.

2795 Nach Auslösung des Entkopplungsschutzes auf der 110-kV-Seite der Übergabestation ist eine Zuschaltung der
2796 Erzeugungsanlage erst nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig. Nach Auslösung des
2797 Entkopplungsschutzes- auf der Mittelspannungsseite der Übergabestation oder der Erzeugungseinheiten ist
2798 eine manuelle oder automatische Zuschaltung zulässig, wenn die Zuschaltbedingungen nach 10.4 erfüllt sind.

2799 **8.9 Notstromaggregate**

2800 **8.9.1 Allgemeines**

2801 Bei dem Anschluss und dem Betrieb von Notstromaggregaten sind die Vorgaben des Herstellers zu beachten.
2802 Die Betätigungselemente der Schaltanlagen müssen durch Beschriftung eindeutig und dauerhaft
2803 gekennzeichnet sein.

2804 Es ist zudem eine automatische, allpolige Umschaltvorrichtung zu installieren, die eine Stellung zwischen dem
2805 Netz des Netzbetreibers und dem Notstromaggregat besitzt und mit der eine zwangsläufige, einwandfreie
2806 Trennung des Netzes des Netzbetreibers von der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers sichergestellt
2807 ist. Notstromaggregate mit Bemessungsscheinleistungen ≥ 1 MVA sind über einen Leistungsschalter oder über
2808 einen Leistungstrennschalter an das Netz der Kundenanlage anzuschließen.

2809 Für jedes Notstromaggregat ist ein Betriebsstundenzähler zu installieren. Die erste Inbetriebsetzung des
2810 Notstromaggregats ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

2811 Bei Spannungswiederkehr des Hochspannungsnetzes darf die Rückschaltung der Kundenanlage auf das
2812 Hochspannungsnetz des Netzbetreibers erst nach frühestens 5 Minuten erfolgen, nachdem die Spannung am
2813 Netzanschlusspunkt mindestens 95 % U_n beträgt und die Netzfrequenz größer als 49,9 Hz ist.

2814 Damit nach Spannungswiederkehr im Netz des Netzbetreibers bzw. bei gewollter Einleitung eines Notstrom-
2815 betriebs durch den Anschlussnehmer für Probezwecke eine Unterbrechung der Versorgung der gesamten
2816 Kundenanlage oder von Teilen der Kundenanlage vermieden wird, ist ein kurzzeitiger Parallelbetrieb zur
2817 kontrollierten Lastübernahme vom Notstromaggregat (also aus dem Inselnetzbetrieb) auf das Netz des
2818 Netzbetreibers für eine Dauer von maximal 10 Sekunden zulässig.

2819 Bei inselnetzfähigen Erzeugungsanlagen und Speichern ist der Errichter/Betreiber dafür verantwortlich,
2820 während des Inselbetriebs einen sicheren Betrieb der Erzeugungsanlage zu gewährleisten (z. B. Verriegelung
2821 der Signale zum Netzsicherheitsmanagement, Blockierung von während des Inselbetriebs irrelevanter
2822 Schutzzvorgaben des Netzbetreibers).

2823 **8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebes**

2824 Die Dauer für den Netzparallelbetrieb umfasst nur die Umschaltzeit nach erfolgreicher Synchronisierung von
2825 Notstromaggregat und Netz des Netzbetreibers und ist nur für maximal 100 ms gestattet. Dabei sind die
2826 Synchronisierungsbedingungen nach 10.4.2 einzuhalten. Synchronisierung und Umschaltung dürfen nur
2827 automatisch erfolgen.

2828 Geht der Parallelbetrieb eines Notstromaggregats mit dem Netz des Netzbetreibers über den zur
2829 Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 100 ms hinaus, sind die Anforderungen
2830 für Erzeugungsanlagen dieser VDE-Anwendungsregel inklusive des Nachweises der elektrischen
2831 Eigenschaften anzuwenden. Damit wirken diese Anlagen nicht mehr als Notstromaggregate.

2832 Ausgenommen hiervon ist der Probetrieb, der erforderlich ist, um die Funktionsfähigkeit zu überprüfen (ein
2833 Start pro Monat mit maximal 60 Minuten Probelauf mit mindestens 50 % der Nennlast) unter Berücksichtigung
2834 von DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560). In diesem Fall sind neben den in 8.9.1

2835 beschriebenen Anforderungen die nach 5.3 und 5.4 einzuhalten. Zudem ist für das Notstromaggregat der
2836 Einsatz mindestens einer Entkopplungsschutzeinrichtung nach 10.3.3 vorzusehen. Ist beim Probetrieb ein
2837 Netzparallelbetrieb vorgesehen, erfolgt dieser nach den Vorgaben des Netzbetreibers.

2838 Das Abrechnungskonzept für die Dauer des netzparallelen Probetriebs ist mit dem Netzbetreiber
2839 abzustimmen. Dies gilt insbesondere für Mischanlagen.

2840 **8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern**

2841 **8.10.1 Betriebsmodi**

2842 Es existieren folgende Betriebsmodi von Speichern:

2843 – Energiebezug (aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bzw. aus der kundeneigenen
2844 Erzeugungsanlage):

2845 Der Speicher verhält sich aus Netzsicht wie eine Bezugsanlage;

2846 – Energielieferung (in das Netz der allgemeinen Versorgung bzw. in das Netz der Kundenanlage):

2847 Der Speicher verhält sich aus Netzsicht wie eine Erzeugungsanlage;

2848 – Speicher (wird am kundeneigenen Inselnetz betrieben):

2849 Die maximal zulässige Dauer eines Netzparallelbetriebs beträgt ≤ 100 ms. Geht der Netzparallelbetrieb
2850 über 100 ms hinaus, sind die Anforderungen nach 8.10.2 zu erfüllen.

2851 **8.10.2 Technisch-bilanzielle Anforderungen**

2852 Elektrische Energie darf nicht vom Netz bezogen und anschließend wieder als gesetzlich vergütete Energie –
2853 z. B. nach EEG [8] oder KWK-G [9] – eingespeist werden. Der Nachweis ist vom Anlagenbetreiber zu erbringen,
2854 z. B. in Form einer Herstellerbescheinigung.

2855 Ist eine Vergütung der gespeicherten Energie vorgesehen, muss diese getrennt nach Primärenergieträgern
2856 und unterschiedlichen Einspeisevergütungen separat gemessen werden.

2857 Um den Vergütungsanspruch nach EEG bzw. KWK-G zu wahren, sind beim Betrieb einer Erzeugungsanlage
2858 und eines Speichers mit nur einem Zählpunkt am gleichen Netzanschlusspunkt nachfolgende Bedingungen
2859 einzuhalten:

2860 – Speicher ohne Leistungsbezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung:

2861 Wenn das Speichersystem in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen soll, dann darf kein Bezug
2862 aus dem Netz zur Ladung des Speichers erfolgen;

2863 – Speicher ohne Lieferung in das Netz der allgemeinen Versorgung:

2864 Falls eine Speicherladung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgen soll, muss technisch
2865 sichergestellt werden, dass der aus dem Netz geladene Strom nicht mehr ins Netz der allgemeinen
2866 Versorgung eingespeist wird.

2867 ANMERKUNG 1 Sofern für den Betrieb von Speichern eine Ladung zur Speichererhaltung (Sicherstellung eines
2868 Mindestladungsstands) technologisch erforderlich ist, ist dies auch aus dem öffentlichen Netz zulässig, ohne den
2869 gesetzlichen Vergütungsanspruch zu verlieren.

2870 ANMERKUNG 2 Besteht kein gesetzlicher Vergütungsanspruch, so sind für Anschluss und Betrieb ebenfalls die
2871 technischen Anforderungen einzuhalten.

2872 **8.10.3 Lastmanagement**

2873 Speicher müssen technisch in der Lage sein nach den Vorgaben des Netzbetreibers am Lastmanagement
2874 teilzunehmen, beispielsweise durch ferngesteuerte Ein- und Ausschaltung der Speicher oder Steuerung des
2875 Energiebezuges.

2876 ANMERKUNG Für die Energierückspeisung gelten die Anforderung an das Netzsicherheitsmanagement aus 10.2.5.2.

2877 **8.10.4 Betriebsmodus „Leistungsbezug“**

2878 Speicher müssen die Anforderungen an eine Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.5 und der O-/UVRT-
2879 Robustheit nach 10.2.4 auch im Betriebsmodus „Leistungsbezug“ erbringen. Der Netzbetreiber kann ein
2880 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.5 in dem Bereich des Verschiebungsfaktors zwischen
2881 $\cos\phi = 0,95$ übererregt und $\cos\phi = 0,95$ untererregt vorgeben, ggf. über eine Schnittstelle.

2882 **8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge**

2883 **8.11.1 Allgemeines**

2884 Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind nach den Vorgaben des Netzbetreibers steuerbar auszuführen.
2885 Die Kundenanlage muss in diesem Zusammenhang in der Lage sein, ein externes Signal zur Steuerung des
2886 Lade- oder Entladevorgangs zu empfangen und in ein entsprechendes Anlagenverhalten umzusetzen.

2887 **8.11.2 Blindleistung**

2888 Ladeeinrichtungen mit dem Betriebsmodus „Energieförderung“ (Entladevorgang) müssen im Entladevorgang
2889 die Anforderungen nach 10.2.2 einhalten.

2890 DC- und induktive Ladeeinrichtungen > 12 kVA in Kundenanlagen müssen grundsätzlich auch im Betriebsmodus
2891 „Energiebezug“ in der Lage sein, sich an einer Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.5 zu beteiligen. Der
2892 Netzbetreiber kann ein Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.5 in dem Bereich des
2893 Verschiebungsfaktors zwischen $\pm 0,95$ vorgeben, ggf. ab 100 kW über eine Schnittstelle.

2894 Bis zu einer kumulierten Leistung von 950 kW aller installierten Ladeeinrichtungen ist eine
2895 Blindleistungsbereitstellung an den Ladeeinrichtungen, ohne Korrektur auf den Netzanschlusspunkt
2896 ausreichend.

2897 **8.11.3 Wirkleistungsbegrenzung**

2898 Der Netzbetreiber darf den Wirkleistungsbezug der Ladeeinrichtung am Netzanschlusspunkt begrenzen. Die
2899 Umsetzung der Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt ist durch eine entsprechende technische
2900 Einrichtung vom Anschlussnehmer sicherzustellen. Dies ist einerseits durch eine feste Einstellung der
2901 Systemkomponenten auf einen Wirkleistungswert oder andererseits durch eine messwertbasierte Steuerung
2902 der Komponenten (Sensor) realisierbar. Die Vorgaben für die Steuerung bzw. Regelung gibt der Netzbetreiber
2903 vor. Zur Erfüllung der Anforderungen ist es ausreichend, die Wirkleistungsbegrenzung direkt am
2904 Lademanagement bzw. den Ladeeinrichtungen umzusetzen.

2905 Es gelten folgende Anforderungen:

- 2906 – Ein fehlender Sensormesswert muss zur festen Einstellung der Systemkomponenten auf den
2907 entsprechenden Wirkleistungswert führen.
- 2908 – Der zulässige Mittelwert während eines Zeitraums von 10 Minuten muss eingehalten werden.

2909 **8.11.4 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz**

2910 Neben den in 10.2.5.4 aufgeführten Anforderungen an eine Wirkleistungsanpassung bei Über- und
2911 Unterfrequenz sind Ladeanwendungen für elektrochemische Speicher (stationäre Batterien, Elektrofahrzeuge
2912 usw.) in ihrer Leistung grundsätzlich regelbar auszuführen und mit einem entsprechenden Verhalten
2913 auszustatten.

2914 **8.12 Lastregelung bzw. Lastzuschaltung**

2915 Um unzulässige Netzzrückwirkungen einer einzelnen Kundenanlage zu vermeiden, müssen Spannungs-
2916 änderungen – z. B. durch Schaltvorgänge – entsprechend der Vorgaben aus 5.4.2 bewertet werden.

2917 Unzulässige Spannungsänderungen durch großflächiges zeitgleiches Hoch- bzw. Abfahren von vielen
2918 Kundenanlagen (z. B. durch Netz- oder Marktprozesse bei Bezugsanlagen, die auf externe Signale reagieren
2919 (§14 EnWG [13])) werden durch die Festlegung des maximal zulässigen Leistungsgradienten begrenzt. Dieser
2920 Leistungsgradient für Bezugsanlagen entspricht den Anforderungen des Leistungsgradienten an
2921 Erzeugungsanlagen und Speichern (siehe 10.2.5).

2922 Bei Über- und Unterfrequenz sollten steuerbare bzw. regelbare Bezugseinheiten und Verbraucherlasten und
2923 Anwendungen nach § 14 EnWG mit elektronischer Regelung (z. B. Ladeanwendungen für Speicher oder
2924 elektronisch geregelte elektrothermische Anwendungen) in Bezugsrichtung die Anforderungen nach 10.2.5.4
2925 erfüllen, sofern keine Gefährdung von Personen und Anlagen vorliegt.

2926 **8.13 Besondere Anforderungen an Prüfstände und vergleichbare Sonderanlagen mit einer** 2927 **temporären Rückspeisung im Netzparallelbetrieb**

2928 Bei Prüfständen und vergleichbaren Sonderanlagen mit nur zeitweiser Rückspeisung im Netzparallelbetrieb,
2929 deren Hauptzweck die Wertschöpfung bei der Prüfung selbst ist und nicht die Stromerzeugung, sind diese nicht
2930 als Erzeugungsanlagen im Sinne dieser VDE-Anwendungsregel zu behandeln.

2931 Diese zeichnen sich durch die Erfüllung aller nachfolgender Kriterien aus:

- 2932 – regelmäßig wechselnde Testobjekte (z. B. Motoren, Getriebe, Batteriezellen, Brennstoffzellen)
- 2933 – Verwendung der Anlage ausschließlich zum Zwecke der definierten Tests
- 2934 – keine durch externe Größen gesteuerte Betriebsweise, insb. keine
2935 Vermarktung/Stromhandel/Regelleistung, keine Steuerung nach Primärenergiedargebot oder Einspeise-
2936 /Bezugsleistung am Netzanschlusspunkt, keine Förderung der Energieerzeugung der Anlage z. B. nach
2937 EEG oder KWK-G.

2938 Der Nachweis, dass es sich um eine entsprechende Anlage handelt, ist durch den Anlagenbetreiber zu
2939 erbringen.

2940 Diese Sonderanlagen müssen alle Anforderungen für Bezugskunden sowie zusätzlich die Anforderungen an
2941 den Entkopplungsschutz für Erzeugungseinheiten erfüllen.

2942 ANMERKUNG Beispiele für entsprechende Prüfstände hierfür sind:

- 2943 – Motorenprüfstände und Rollenprüfstände auf denen Verbrennungsmotoren, Elektromotoren bzw. auch komplette
2944 Fahrzeuge geprüft werden
- 2945 – Getriebeprüfstände, bei denen Verbrennungsmotor und Getriebe von einem umrichter gesteuerten Generator belastet
2946 und die Bremsenergie der Generatoren mittels eines Umrichters zurück gespeist wird
- 2947 – Batterie- bzw. Batteriezellenprüfstände sowie Brennstoffzellenstacks und Brennstoffzellensysteme, bei denen z. B.
2948 Lebenszyklustests gefahren werden und deren Energie beim Entladen zurückgespeist wird bzw. über das Kundennetz
2949 in andere Testsysteme umgeladen wird.

2950 **9 Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage**

2951 Plant der Anschlussnehmer Änderungen der vereinbarten Anschlusscheinleistung, die Außerbetriebnahme
2952 oder die Demontage der Übergabestation, so ist der Netzbetreiber und ggf. der Messstellenbetreiber rechtzeitig
2953 von diesem Vorhaben schriftlich zu benachrichtigen. Dies gilt auch für eine vom Anschlussnehmer geplante
2954 Änderung der Betriebsführung seiner Anlage und der Betriebsmittel der Übergabestation, die Auswirkungen
2955 auf das Netz des Netzbetreibers haben kann.

2956 Falls sich durch eine Erhöhung der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_k'' oder durch eine Änderung
2957 der Netzspannung gravierende Auswirkungen auf die Kundenanlage ergeben, teilt dies der Netzbetreiber dem
2958 Anschlussnehmer rechtzeitig mit. Um die Betriebssicherheit der Kundenanlage zu erhalten, muss durch den
2959 Anschlussnehmer eine Anpassung an den technischen Stand oder an geänderte Netzverhältnisse (z. B. an
2960 eine höhere Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_k'') durchgeführt werden.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

2961 Jegliche Änderung der Wandler bzw. deren Übersetzung sind mit einem Vorlauf von sechs Wochen beim
2962 Netzbetreiber und beim Messstellenbetreiber anzuzeigen und bedingen eine erneute Vor- und
2963 Inbetriebsetzungsprüfung.

2964 **10 Erzeugungsanlagen**

2965 **10.1 Allgemeines**

2966 Alle für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise
2967 auch für Mischanlagen und Speicher, wenn nicht explizit gesonderte Anforderungen gestellt werden.

2968 Erzeugungsanlagen, die an das Hochspannungsnetz angeschlossen werden, müssen als dreiphasige
2969 Drehstromanlagen ausgeführt werden. Das bedeutet, dass Erzeugungsanlagen im ungestörten Betrieb mit
2970 symmetrischen Drehspannungsquellen arbeiten müssen. Ebenfalls zugelassen ist die Einspeisung von
2971 symmetrischen Drehströmen. Als Bezugsgröße für die Ströme ist – auch wenn die Klemmenspannungen nicht
2972 symmetrisch sind – das Mitsystem der Klemmenspannungen heranzuziehen.

2973 Die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel können auch durch den Anschluss von Zusatzgeräten (wie
2974 z. B. FACTS, usw.) erbracht werden, die dann Bestandteil der Erzeugungsanlagen sind. Diese sind sowohl bei
2975 Anschluss und Betrieb der Erzeugungsanlagen als auch in deren Anlagenzertifikaten zu berücksichtigen.

2976 Der Netzbetreiber ist berechtigt, in der Übergabestation Einrichtungen zu installieren oder installieren zu
2977 lassen, die die Erzeugungsanlage automatisch oder per Fernwirkbefehl vom Netz trennen, wenn die
2978 vorgegebenen netzverträglichen Grenzen im stationären Betrieb – wie beispielsweise die vereinbarte
2979 Anschlusscheinleistung $S_{AV,E}$ oder die maximale Scheinleistung einer Erzeugungsanlage S_{Amax} –
2980 überschritten werden. Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Erzeugungsanlagen ein. Er ist
2981 lediglich für die Signalgebung verantwortlich. Die Signal-Schnittstelle ist zwischen Anschlussnehmer und
2982 Netzbetreiber zu vereinbaren. Ein Beispiel hierfür ist in den Tabellen C.2 und C.3 aufgeführt.

2983 Erzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, sich während der Netzeinspeisung an der Spannungshaltung
2984 zu beteiligen. Dabei wird im Folgenden zwischen statischer Spannungshaltung und dynamischer Netzstützung
2985 unterschieden.

2986 Bedingt durch die höhere Komplexität von Mischanlagen werden deren Besonderheiten in den nachfolgenden
2987 Abschnitten separat benannt. Dabei sind insbesondere folgende Punkte zu beachten:

- 2988 – Abstimmung des Schutzkonzepts zwischen Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer sowie innerhalb der
2989 Kundenanlage (siehe 10.3);
- 2990 – besondere Anforderungen bei der zusätzlichen Nutzung der kundeneigenen Notstromaggregate als
2991 Erzeugungseinheiten (siehe auch 8.9);
- 2992 – Erbringung der beiden folgenden Fähigkeiten durch Erzeugungseinheiten, die nicht durch eine kunden-
2993 eigene Regelung beeinflusst werden dürfen:
 - 2994 • frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten nach 10.2.5.2 und 10.2.5.4;
 - 2995 • Anforderungen an die kontinuierliche Spannungsregelung nach 10.2.3;
- 2996 – Anforderungen an die Wirkleistungsregelung durch den Netzbetreiber (Leistungsreduzierung nach
2997 10.2.5.1);
- 2998 – Anforderung an die statische Spannungshaltung nach 10.2.2;
- 2999 – Anforderungen an den Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach Abschnitt 11.

3000 Diese Anforderungen an Erzeugungsanlagen gelten nicht für elektrische Antriebe, die sich temporär
3001 generatorisch verhalten und Energie in das Netz des Netzbetreibers zurückspeisen (siehe auch 8.13).

3002 Pumpspeicherkraftwerke mit Antriebsmaschinen mit variabler Drehzahl für den Pumpbetrieb müssen im
3003 generatorischen und motorischen Betrieb die Anforderungen für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und zusätzlich
3004 die Anforderungen zur Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern nach 10.2.4.3
3005 erfüllen.

3006 **10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz**

3007 **10.2.1 Allgemeines**

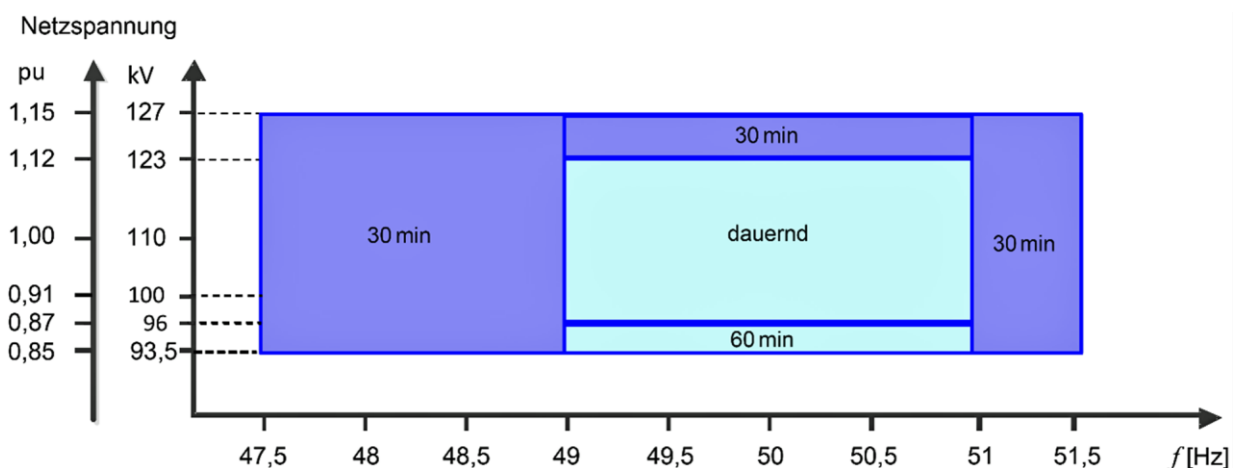
3008 **10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen**

3009 Bei Erzeugungsanlagen, deren Primärenergiedargebot nicht beeinflussbar ist (z. B. Windenergie- und
3010 Photovoltaikanlagen), werden alle Anforderungen an die Erbringung eines Wirkstroms bzw. einer Wirkleistung
3011 unter dem Vorbehalt eines ausreichend zur Verfügung stehenden Primärenergiedargebotes gestellt.

3012 Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer
3013 eindeutig erkennbar sein. Um die Aktualisierung von Bediensoftware oder Parametersätzen separat
3014 durchführen zu können, wird empfohlen, diese von der Regelungssoftware getrennt zu halten.

3015 **10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb**

3016 In dem gesamten Frequenzbereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz und bei Spannungen im Bereich von 93,5 kV bis
3017 127 kV (Effektivwerte der verketteten Spannung) müssen die Erzeugungsanlagen im quasistationären Betrieb
3018 zu einem Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen nach Bild 4 in der Lage sein.
3019 Der quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von $< 5 \% U_n/\text{min}$ und einen
3020 Frequenzgradienten von $< 0,5 \% f_n/\text{min}$.



3021

3022 **Bild 4 – Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen**

3023 Bei einer quasistationären Netzspannung $\leq 96 \text{ kV}$ ($87,2 \% U_n$) am Netzanschlusspunkt muss eine
3024 Erzeugungsanlage mindestens 60 Minuten lang am Netz bleiben. Bei quasistationären Netzspannungen
3025 $\leq 93,5 \text{ kV}$ ($85 \% U_n$) darf eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz erfolgen.

3026 Darüber hinaus können im Betrieb des Hochspannungsnetzes Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt
3027 von $\leq 10 \% U_n$ mit Spannungsgradienten von $\geq 5 \% U_n/\text{min}$ innerhalb des Spannungsbands von 96 kV bis
3028 127 kV auftreten. Bei Spannungen außerhalb des Spannungsbereichs von 96 kV bis 123 kV und der Gefahr
3029 der Überlastung von Betriebsmitteln in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirkleistung reduzieren, um die
3030 Erzeugungsanlage in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu
3031 stützen.

3032 **10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen**

3033 Polrad bzw. Netzpendelungen- treten im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet derzeit erfahrungsgemäß
3034 mit Frequenzen von 0,12 Hz bis 1,5 Hz auf. Diese dürfen nicht zu einer Auslösung des Schutzes der
3035 Erzeugungseinheiten führen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

3036 Als Folge von Netzpendelungen können die Spannungen im Netz für mehrere Sekunden außerhalb des im Bild
3037 4 definierten Spannungsbereichs sein. Dies hat auch Auswirkungen auf die Spannungen auf der
3038 Generatorseite der Erzeugungseinheiten. Während einer Netzpendelung darf die Wirkleistung der
3039 Erzeugungseinheit nicht reduziert werden, es sei denn

- 3040 – diese trägt gewollt zur Dämpfung der Netzpendelungen bei oder
- 3041 – eine Überlastung von Betriebsmitteln der Erzeugungsanlage wird dadurch vermieden.

3042 Bei der Dimensionierung von Erzeugungsanlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Pendelung
3043 gedämpft verläuft und die Spannungsamplitude der Pendelung $+10\%U_n$ nicht über- und $-20\%U_n$ nicht
3044 unterschreitet.

3045 Bei Verlust der Stabilität müssen sich Erzeugungseinheiten automatisch vom Netz trennen.

3046 **10.2.1.4 Inselbetrieb**

3047 **Inselbetrieb**

3048 Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen können bei Störungen im vorgelagerten Netz zur Deckung des
3049 eigenen Energiebedarfs in den Inselbetrieb gehen. Ein vom Anschlussnehmer vorgesehener Inselbetrieb ist
3050 vertraglich mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts teilt der Verteilnetzbetreiber
3051 dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber mit (siehe auch 8.1).

3052 Für den Inselbetrieb einer Kundenanlage werden keine Mindestanforderungen des Netzbetreibers an die
3053 Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage gestellt.

3054 **10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit**

3055 Die Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheit stellt keine Mindestanforderung
3056 dar.

3057 Auf Aufforderung des Netzbetreibers muss der Betreiber einer Erzeugungseinheit vom Typ 1 jedoch ein
3058 Angebot für die Schwarzstartfähigkeit vorlegen. Der Netzbetreiber kann ein solches Angebot einholen, wenn
3059 er der Ansicht ist, dass die Systemsicherheit in seiner Regelzone aufgrund mangelnder Schwarzstartfähigkeit
3060 gefährdet ist.

3061 Eine Erzeugungseinheit mit Schwarzstartfähigkeit muss in der Lage sein, über ihre Kuppelschalter an ein
3062 spannungsfreies Netz geschaltet zu werden.

3063 ANMERKUNG 1 Bei Erzeugungseinheiten mit Generatorschalter müssen ein spannungsloser Maschinentransformator
3064 und ein angeschlossenes spannungsloses Teilnetz mit dem Generatorschalter bei Spannung Null zugeschaltet werden
3065 können.

3066 Eine Erzeugungseinheit mit Schwarzstartfähigkeit muss in der Lage sein, aus abgeschaltetem Zustand ohne
3067 externe Zufuhr elektrischer Energie innerhalb eines vom Netzbetreiber festgelegten Zeitraums wieder
3068 hochzufahren. Sie muss dabei im Leerlauf des hochzufahrenden Netzes bei Deckung der Ladeleistung und
3069 der Netzverluste eine Spannung mit etwa Nennfrequenz am Netzanschlusspunkt bereitstellen können.

3070 Der Netzbetreiber kann fordern, dass das hochzufahrende Netz einschließlich des Netztransformators der
3071 Erzeugungseinheit über die Erregung des Generators unter Spannung gesetzt werden kann. Die Spannung an
3072 den Generator клемmen muss dazu im Bereich von 10 % und 105 % der Bemessungsspannung des
3073 Generators U_{rG} stufenlos regelbar sein und in ≤ 10 Minuten rampenförmig von 10 % auf rund
3074 $90\% - 100\% U_{rG}$ erhöht werden können. Ein Betrieb muss in jedem Arbeitspunkt des bei der jeweiligen
3075 Spannung gültigen Betriebsdiagramms des Generators möglich sein. Nach dem Hochfahren der Erregung
3076 ($U_G > 90\% U_{rG}$) muss die automatische Generatorspannungsregelung (Spannungsreglermodus) aktiviert
3077 werden, damit die Spannung bei späteren Lastzuschaltungen im Netz geregelt wird.

3078 ANMERKUNG 2 Durch das Hochfahren der Spannung werden hohe Transformator-Rushströme vermieden, die bei der
3079 Zuschaltung von spannungslosen Transformatoren mit Betriebsspannung auftreten können. Beim Hochfahren der

3080 Spannung müssen die Verluste durch die Erzeugungseinheit gedeckt und die Frequenz geregelt werden. Die Regelung
3081 darf nicht zu Drehzahlschwingungen des Generators führen.

3082 Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, sprunghafte Zuschaltungen von
3083 Wirklasten mit bis zu 10 % Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit und einem $\cos \varphi = 0,8$ (induktiv
3084 als auch kapazitiv) zu beherrschen. Außerdem müssen reine Blindleistungssprünge von bis zu 50 % der
3085 installierten Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit, maximal jedoch 150 Mvar, ausgeregelt werden
3086 können. Eine Bereitstellung von Blindleistung am Netzanschlusspunkt muss auch ohne Wirkleistungsabgabe
3087 innerhalb des Betriebsdiagramms des Generators möglich sein.

3088 Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, bei Über-/Unterfrequenz die
3089 Wirkleistungsabgabe zu reduzieren/zu erhöhen, um die Frequenz im Falle einer Über- oder Unterfrequenz
3090 innerhalb des gesamten Wirkleistungsbereichs stabilisieren zu können. Die Frequenzänderung infolge der
3091 Lastzuschaltungen (≤ 10 % der Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit) darf zu keinem Zeitpunkt
3092 größer als 1 Hz sein. Für die erste Lastzuschaltung auf ein leerlaufendes Netz können abweichende Grenzen
3093 mit dem Netzbetreiber vereinbart werden. Es ist normalerweise nicht erforderlich, dass die Frequenz im
3094 hochzufahrenden Netz wieder genau auf den Wert wie vor der Lastzuschaltung eingeregelt wird. Auf
3095 Anforderung des Netzbetreibers muss der Frequenzsollwert der Erzeugungseinheit angepasst werden können,
3096 um z. B. die Frequenz vor einer Lastzuschaltung zu erhöhen.

3097 Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit müssen mit anderen Erzeugungsanlagen innerhalb eines
3098 Teilnetzes synchronisiert und parallel betrieben werden können (siehe 10.2.1.4).

3099 Weitere Spezifikationen zu den Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit (wie z. B. vorzuhaltende
3100 Energiemenge für die autarke Versorgung des Primärprozesses, Anzahl der Schwarzstartversuche) sowie an
3101 die Nachweisführung zur Erfüllung der Anforderungen werden zwischen Netzbetreiber und dem Betreiber der
3102 Erzeugungseinheit im Zuge der Angebotserstellung abgestimmt.

3103 **10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung**

3104 **10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen**

3105 Unter der statischen Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung durch eine Erzeugungsanlage
3106 zur Spannungshaltung im Verteilnetz zu verstehen. Durch die statische Spannungshaltung sollen langsame
3107 (quasistationäre) Spannungsänderungen im Verteilnetz in verträglichen Grenzen gehalten werden.

3108 Die Blindleistungsbereitstellung aller drei in 10.2.2.5 beschriebenen Verfahren a) bis Verfahren c) bezieht sich
3109 auf die Mitsystemkomponenten der Strom- und Spannungs-Grundschwingung. Das bedeutet im
3110 Verbraucherzählpfeilsystem den Betrieb der Erzeugungsanlage im Quadranten II (untererregt) oder
3111 Quadranten III (übererregt) (siehe Anhang B, Bild B.8).

3112 Die Netztransformatoren der Erzeugungsanlagen müssen mit einem unter Last stufbaren Stufenschalter
3113 ausgestattet sein. Die Übersetzungsverhältnisse und die Stufenstellbereiche sind so auszulegen, dass über
3114 den gesamten Bereich der betrieblich zulässigen Spannung die Anforderungen an das Blindleistungsverhalten
3115 am Netzanschlusspunkt erfüllt werden können. Während der Trafostufenregelung ist eine temporäre
3116 Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zulässig.

3117 Jeder vom Netzbetreiber vorgegebene Sollwert muss entsprechend des geforderten Blindleistungsbereichs
3118 (Bild 5) innerhalb von 4 Minuten angefahren und beliebig lange betrieben werden können. Änderungen der
3119 Blindleistungsbereitstellung innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereichs müssen jederzeit möglich sein.

3120 ANMERKUNG 1 Innerhalb von 4 Minuten kann ein 110-kV-/MS-Transformator mit Stufenschalter und automatischer
3121 Spannungsreglung den gesamten Spannungsstellbereich durchfahren, so dass sich spätestens nach 4 Minuten die
3122 geregelte Spannung auf der Mittelspannungsseite einstellt.

3123 Neben der zeitlichen Anforderung an das Anfahren eines vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwerts werden
3124 in den folgenden Abschnitten auch zeitliche Anforderungen hinsichtlich des Regelverhaltens gestellt.

3125 Die Dimensionierung der Erzeugungsanlage hinsichtlich der geforderten Blindleistungsbereitstellung am Netz-
3126 anschlusspunkt liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

3127 Für das Schalten von Kompensationsanlagen gilt bezüglich der Spannungsänderungen 5.4.2.

3128 Nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber kann der Blindleistungsstellbereich projektspezifisch
3129 ausgedehnt werden.

3130 10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\ inst}$

3131 Jede Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, die Anforderungen am Netzanschlusspunkt nach einer der drei
3132 Varianten 1, 2 oder 3 in Bild 5 zu erfüllen.

3133 Sofern $P_{b\ inst} > P_{AV, E}$ ist, ist als Bezugsgröße auf der Abszisse $P_{AV, E}$ zu wählen. Sofern $P_{b\ inst} < P_{inst}$ ist, ist
3134 es zulässig, die Vorgaben auf P_{inst} bezogen umzusetzen.

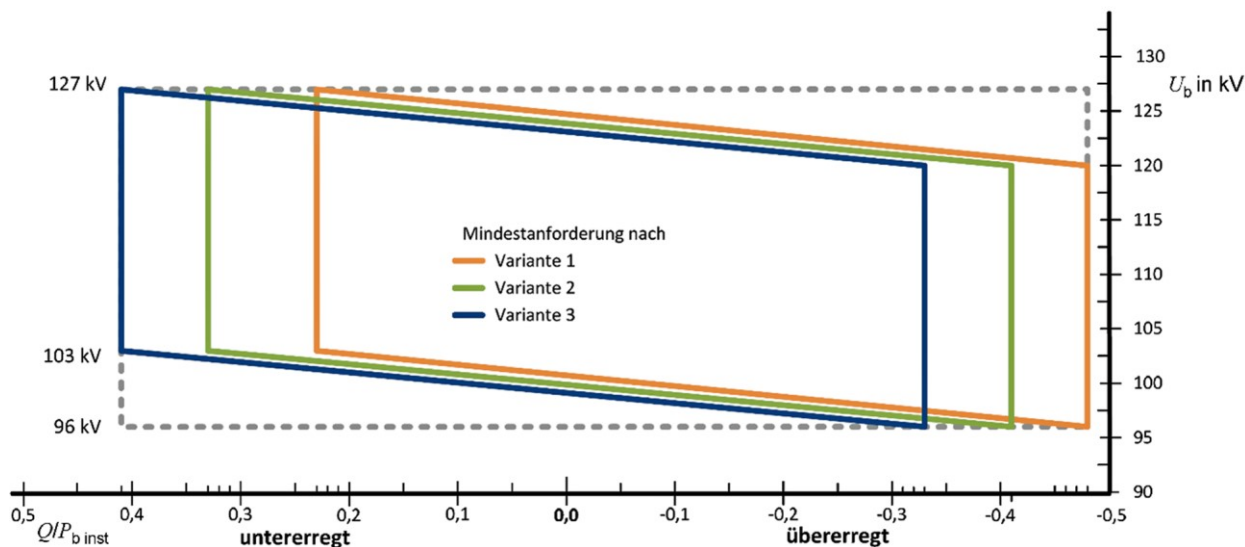


Bild 5 – Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt

3138 Eine Reduzierung der Wirkleistungs-Einspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung ist nur nach
3139 Bild 6 zulässig. Hierbei handelt es sich nicht um eine Anpassung der Wirkleistungserzeugung im Sinne des
3140 EnWG.

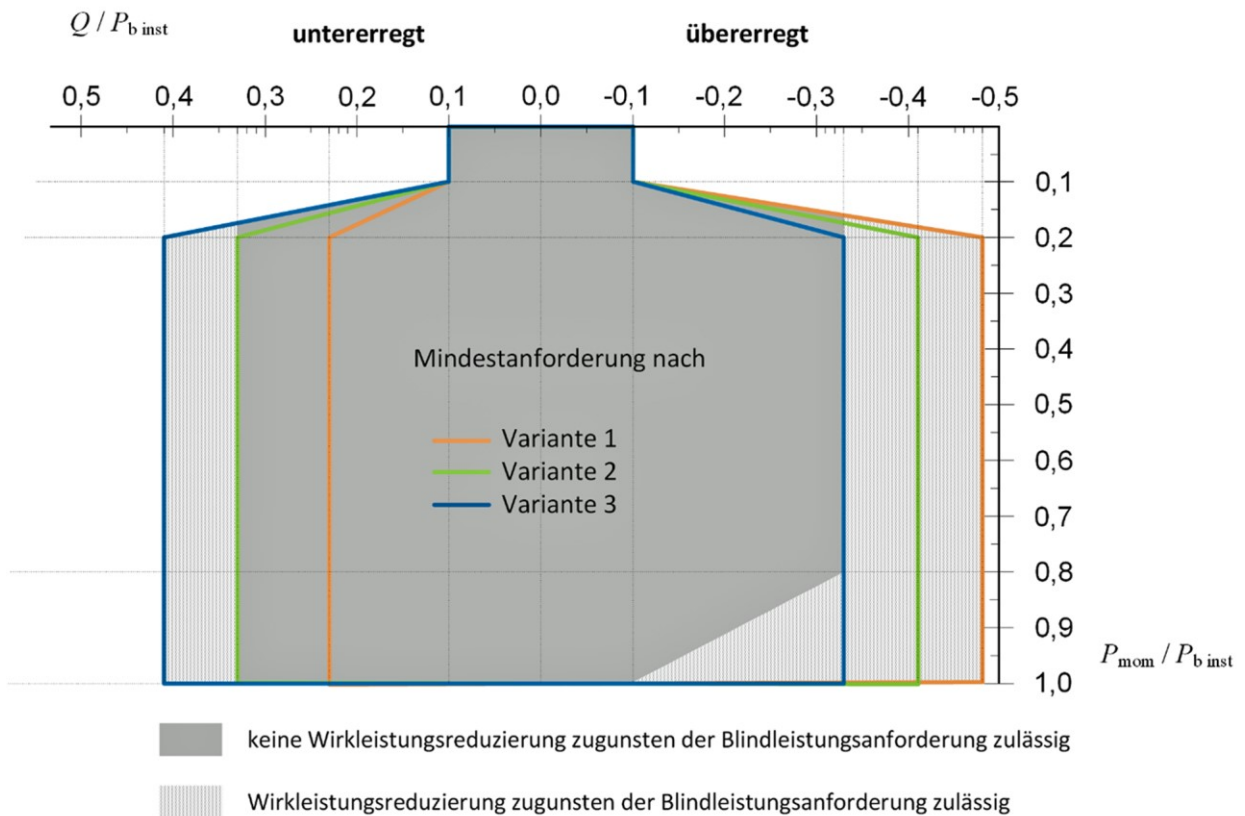
3141 Der Netzbetreiber wählt aufgrund der jeweiligen Netzanforderungen genau eine der drei möglichen Varianten
3142 im Zuge der Planung des Netzanschlusses aus und gibt diese dem Anschlussnehmer vor.

3143 Änderungen der Varianten nach Bild 5 im Laufe des späteren Betriebs sind vertraglich zwischen Netzbetreiber
3144 und Anlagenbetreiber zu vereinbaren.

3145 10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b\ inst}$

3146 Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im Betriebspunkt $P_{b\ inst}$ der Erzeugungsanlage
3147 ($P_{mom} = P_{b\ inst}$) bestehen auch Anforderungen an den Betrieb mit einer momentanen Wirkleistung P_{mom} , die
3148 kleiner als $P_{b\ inst}$ ist.

3149 Bild 6 zeigt als PQ-Diagramm die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb
3150 ($0,10 < P_{mom}/P_{b\ inst} < 1$) am Netzanschlusspunkt. Die in Bild 6 dargestellten Kennlinien ergeben sich in
3151 Abhängigkeit der gewählten Variante 1, 2 oder 3 und der Netzspannung am Netzanschlusspunkt aus Bild 5.
3152 Bei Typ-1-Anlagen gelten die Anforderungen ab der technischen Mindestleistung.



3153

3154 **Bild 6 – Varianten der P/Q-Diagramme der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im**
 3155 **Verbraucherpeilsystem**

3156 In dem PQ-Diagramm gibt die Abszisse die zur Verfügung zu stellende Blindleistung Q , bezogen auf die in
 3157 Betrieb befindliche installierte Wirkleistung $P_{b\,inst}$, an. Die Ordinate gibt die momentane Wirkleistung P_{mom} (im
 3158 Verbraucherzählpeilsystem negativ), bezogen auf die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung $P_{b\,inst}$, an.

3159 Sofern $P_{b\,inst} > P_{AV,E}$ ist, ist als Bezugsgröße auf der Abszisse $P_{AV,E}$ zu wählen.

3160 ANMERKUNG 1 Die in Bild 6 dargestellten Kennlinien gelten für die Spannungsbereiche entsprechend Bild 5.

3161 Die maximale, bleibende Abweichung zwischen Soll- und Istwert im Bereich $P_{mom}/P_{b\,inst} \geq 0,10$ bzw. ab der
 3162 technischen Mindestleistung darf innerhalb der nach Bild 6 angegebenen Bereiche eine Blindleistungs-
 3163 abweichung von maximal $\pm 2\%$ bezogen auf P_{inst} betragen.

3164 ANMERKUNG 2 In Bild 6 ist der zulässige Bereich unter der Voraussetzung dargestellt, dass $P_{b\,inst} = P_{AV,E}$ ist.

3165 **10.2.2.4 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von 10 % $P_{b\,inst}$ und Statcom-Betrieb**

3166 Bei Wirkleistungseinspeisung unterhalb von 10 % $P_{b\,inst}$ ist grundsätzlich eine Blindleistungsbereitstellung von
 3167 10 % $P_{AV,E}$ erforderlich. Erzeugungsanlagen sind so auszulegen und zu betreiben, dass auch ohne
 3168 Wirkleistungseinspeisung 10 % der vertraglich vereinbarten Wirkleistungseinspeisung als Blindleistung
 3169 bereitgestellt werden kann (Statcom-Betrieb). Die geforderte Blindleistungsbereitstellung ist dabei auf folgende
 3170 Absolutwerte am Netzanschlusspunkt (nach Toleranz) beschränkt:

- 3171 – Bei $P_{AV,E}$ bis 40 MW: 3 MVA
- 3172 – Bei $P_{AV,E}$ bis 63 MW: 4,5 MVA
- 3173 – Bei $P_{AV,E}$ ab 63 MW: 6 MVA.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

3174 Die maximale, bleibende Abweichung zwischen Soll- und Istwert im Bereich $P_{\text{mom}} / P_{\text{binst}} < 0,10$ bzw darf
3175 innerhalb des nach Bild 6 angegebenen Bereiches maximal $5,0 \% P_{\text{AV,E}}$ betragen.

3176 ANMERKUNG Das Blindleistungsvermögen der Anlage im Statcom-Betrieb darf sich im Falle von Wartung oder Defekt der
3177 Anlagenteile, welche die Fähigkeit zum Statcom-Betrieb erbringen, temporär reduzieren.

3178 Nach Auslösung einer Entkopplungsschutzeinrichtung ist die betroffene Erzeugungsanlage bis zur nächsten
3179 Wirkleistungseinspeisung von der Blindleistungsbereitstellung befreit. Dies gilt nur wenn eine
3180 Wiederschaltung durch fehlendes Primärdargebot nicht möglich ist.

3181 **10.2.2.5 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt (NAP)**

3182 **10.2.2.5.1 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung**

3183 Die Blindleistungsbereitstellung darf die O-/UVRT-Robustheit nicht beeinträchtigen.

3184 Der Netzbetreiber gibt dem Anschlussnehmer im Rahmen der Planung des Netzanschlusses eines oder
3185 mehrere der folgenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt vor:

- 3186 a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$;
- 3187 b) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- 3188 c) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

3189 Der Netzbetreiber darf zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der hier genannten Verfahren fordern, wenn
3190 sich eine technische Notwendigkeit hierfür ergibt.

3191 Falls der Netzbetreiber keine Vorgaben zu dem Verfahren macht, ist ein konstanter Verschiebungsfaktor
3192 $\cos \varphi$ von 1 am Netzanschlusspunkt zugrunde zu legen.

3193 Zudem gibt der Netzbetreiber im Rahmen der Netzanschlussplanung genau eine der folgenden Varianten der
3194 Sollwertvorgabe vor:

- 3195 – fester Sollwert;
- 3196 – variabel einstellbarer Sollwert per Fernwirkanlage (oder anderer Steuertechniken).

3197 Die Übergabe des Sollwerts erfolgt in der Übergabestation.

3198 Maßgebend für die Blindleistungsbereitstellung ist der Netzanschlusspunkt. Hierfür wird die Blindleistung auf
3199 der Hochspannungsseite der Übergabestation gemessen. Sollwerte bezüglich der Blindleistungsbereitstellung
3200 müssen nur innerhalb der nach Bild 5 und Bild 6 geforderten Bereiche umgesetzt werden. Liegen Sollwerte
3201 außerhalb dieser Bereiche, so können diese auf die jeweiligen Bereichsgrenzen nach Bild 5 und Bild 6 begrenzt
3202 werden.

3203 Kommt es zu einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Regelung innerhalb der Erzeugungsanlage (z. B.
3204 Ausfall der Messung oder Ausfall von Reglern in der Erzeugungsanlage), sind durch den Anlagenbetreiber
3205 unverzüglich Maßnahmen zur Beseitigung einzuleiten. Der Netzbetreiber ist umgehend zu informieren. Die
3206 vom Ausfall betroffenen Erzeugungseinheiten müssen mit dem im Netzbetreiberabfragebogen E.7 vom
3207 Netzbetreiber vorgegebenen Wert bzw. Verfahren betrieben werden, sofern die gesamte Erzeugungsanlage
3208 nicht den Ausfall der betreffenden Erzeugungseinheiten intern kompensieren kann. Sonstige durch den Ausfall
3209 nicht mehr geregelt betriebene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (z. B. Kondensatorbänke oder
3210 SVCs) müssen abgeschaltet werden. Auf Anforderung des Netzbetreibers muss die Erzeugungsanlage bis zur
3211 Reparatur mit verminderter Leistung betrieben oder abgeschaltet werden.

3212 Eine fernwirktechnische und/oder manuelle Umschaltung zwischen den Regelverfahren a), b) und c) muss
3213 ermöglicht werden. Bei Umschaltung zwischen Regelverfahren soll der neue Sollwert nicht schneller als das
3214 geforderte Übertragungsverhalten (definiert aus Anschwing- und Einschwingzeit) und nicht langsamer als in 4
3215 Minuten erreicht werden.

3216 ANMERKUNG 1 Bei der Umschaltung des Regelverfahrens durch den Netzbetreiber ist mit einer sprunghaften Sollwert-
3217 änderung der Blindleistungsbereitstellung mit entsprechenden Netzurückwirkungen zu rechnen.

3218 Das Regelverhalten der Blindleistung nach den Verfahren a) und b) am Netzanschlusspunkt muss bei allen
3219 Sollwertsprüngen qualitativ nach dem in Bild C.2 dargestellten Verhalten erfolgen (Toleranzen entsprechend
3220 Abschnitt C.3). Jeder Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelverhalten
3221 ergibt, muss von der Typ-1-Anlage einstellbar zwischen 10 Sekunden und 60 Sekunden und von der Typ-2-
3222 Anlage einstellbar zwischen 15 Sekunde und 45 Sekunden bereitgestellt werden (Anschwingzeit). Wird vom
3223 Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 5 Sekunden. Der Netzbetreiber kann
3224 für eine Typ-1-Anlage auch eine Anschwingzeit zwischen 2 Sekunden und 5 Sekunden vorgeben. Dies ist dem
3225 Anschlussnehmer in der Planungsphase mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen E.7 mitzuteilen.

3226 Für das Verfahren c) gilt eine Anschwingzeit von bis zu einer Minute.

3227 Die Signallaufzeit von der Übergabestation zu den Erzeugungseinheiten ist in diesen Zeiten genauso enthalten
3228 wie die Erfassung der Netzspannung bzw. der Wirk- und Blindleistung.

3229 Der Nachweis des Übergangsverhaltens einschließlich der Zeitangaben ist für die vom Netzbetreiber
3230 angegebene Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt S_{kV} unter der Annahme, dass andere benachbarte
3231 Erzeugungsanlagenregler außer Betrieb sind, zu erbringen.

3232 Werden mehrere Typ-1-Anlagen parallel betrieben, werden die Erzeugungseinheiten für die Einhaltung der
3233 Regelzeiten unabhängig voneinander betrachtet. Die parallel betriebenen Anlagen vom Typ 1 sind hierbei
3234 abgeschaltet.

3235 Beim Einzelnachweisverfahren oder bei Messungen vor Ort ist zu beachten, dass sich der Regelmodus aller
3236 Erzeugungseinheiten im entsprechenden Modus befindet (Typ 1 sind bis auf die zu testende Anlage aus-,
3237 Typ-2-Erzeugungseinheiten eingeschaltet). Des Weiteren ist der Normalschaltzustand in der Kundenanlage
3238 und in dem vorgelagerten Hochspannungsnetz sicherzustellen.

3239 **Zu a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$**

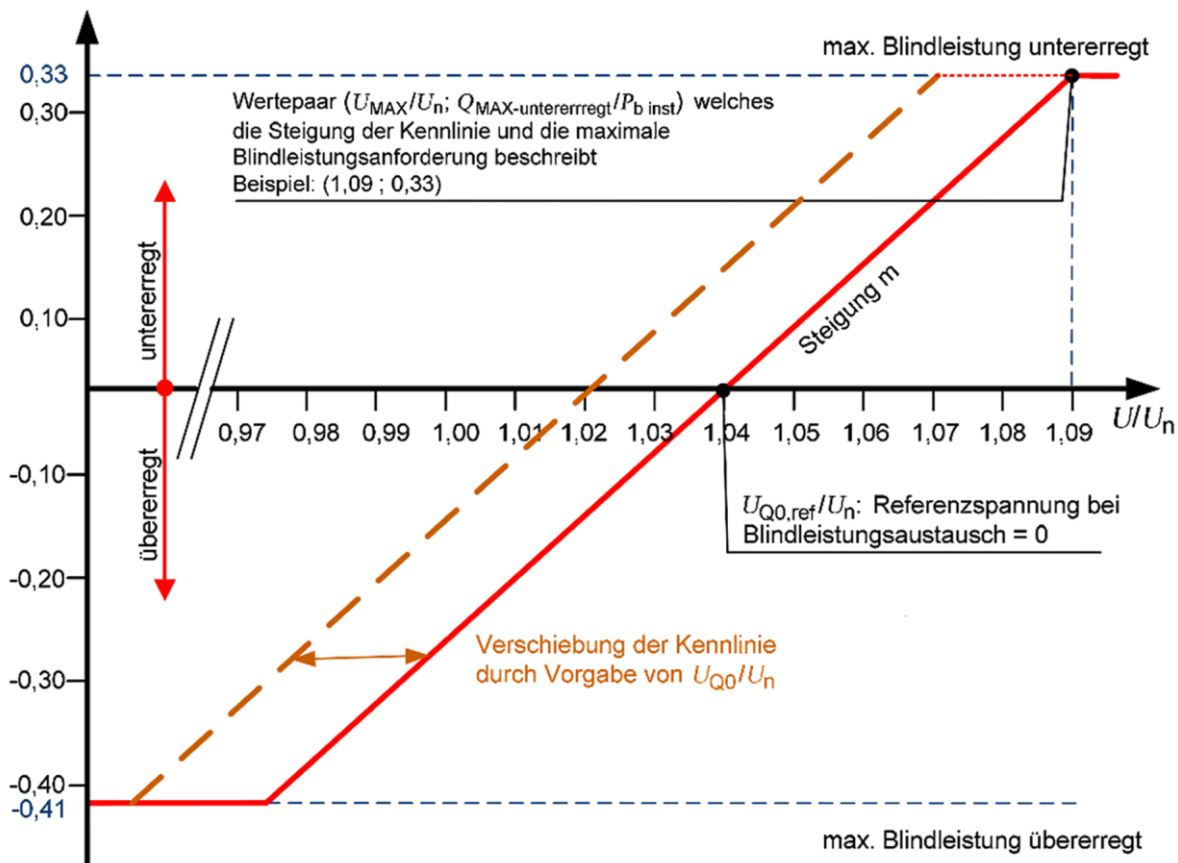
3240 Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungsanlage in Abhängigkeit von der aktuellen Betriebsspannung
3241 des Hochspannungsnetzes am Netzanschlusspunkt Blindleistung mit dem Netz austauscht ($Q = f(U)$).

3242 Dabei gibt der Netzbetreiber die Kennlinie vor. Die Vorgabespannung U_{Q0}/U_n kann per Fernwirkanlage
3243 vorgegeben werden, alle weiteren Größen (Steigung, Totband) sind fest vorgegeben. Der Blindleistungswert,
3244 den die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus der tatsächlich am
3245 Netzanschlusspunkt auf Hochspannungsebene gemessenen Spannung und den Parametern der Kennlinie
3246 (inklusive ihres Totbands). Wenn seitens des Netzbetreibers ein anderer Blindleistungsaustausch gewünscht
3247 ist, wird dafür die Vorgabespannung U_{Q0}/U_n verändert.

3248 Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die
3249 Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten.
3250 Die in 10.2.2.3 geforderte Blindleistungsgenauigkeit bezieht sich auf den sekundären Messwert der Spannung.

3251 ANMERKUNG 2 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass $P_{b\ inst} = P_{inst}$
3252 entspricht.

3253 Eine Beispiel- $Q(U)$ -Kennlinie ist in Bild 7 dargestellt.



3254

3255

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

3256 In Bild 7 beträgt die Vorgabespannung $1,04 U_{Q0}/U_n$ ohne Spannungstotband, die Kennlinie gilt im Betriebs-
 3257 punkt $P_{mom} = P_{b inst}$. Solange sich die Netzspannung innerhalb des Totbands befindet, findet keine Änderung
 3258 der Blindleistungseinspeisung durch die Erzeugungsanlage statt (systembedingte elektromagnetische
 3259 Ausgleichsvorgänge werden hierbei nicht berücksichtigt). Die $Q(U)$ -Kennlinie wird einerseits durch die
 3260 maximalen Blindleistungsgrenzen (siehe Bild 6) und andererseits durch eine obere und eine untere
 3261 Spannungsgrenze abgeschlossen.

3262 Spannungstotband

3263 Einstellbar $\pm 0 \%$ bis $\pm 5 \%$ U_n in Schritten von höchstens $0,5 \%$ U_n . Falls der Netzbetreiber keinen Wert vorgibt,
 3264 gilt als Standardwert $\pm 0 \%$.

3265 Sobald die Spannung die Grenze des Totbands überschreitet, wird ein neuer Sollwert berechnet und
 3266 angefahren. Dieser kann sich entweder aus dem Kennlinienwert selbst oder dem Schnittpunkt der gemessenen
 3267 Netzspannung und der überschrittenen Totbandgrenze ergeben.

3268 Definition der Kennlinie

3269 Die Steigung der Kennlinie m ergibt sich aus der Vorgabe der Referenzspannung $U_{Q0,ref}/U_n$, bei $Q/P_{b inst} = 0$
 3270 und dem Wertepaar $(U_{MAX}/U_n; Q_{MAX-untererregt}/P_{b inst})$ zu:

3271
$$\text{Steigung } m = (Q_{MAX-untererregt}/P_{b inst}) / (U_{MAX}/U_n - U_{Q0,ref}/U_n)$$

3272 Das Wertepaar $(U_{MAX}/U_n; Q_{MAX-untererregt}/P_{b inst})$ sowie $U_{Q0,ref}/U_n$ werden durch den Netzbetreiber im Rahmen
 3273 der Planung vorgegeben. Die Steigung muss dabei für Variante 1 nach Bild 5 in einem Wertebereich $7 \leq m \leq 24$
 3274 bzw. für Variante 2 und 3 nach Bild 5 in einem Wertebereich $6 \leq m \leq 20$ einstellbar sein. Diese Werte sind auf
 3275 Anforderung des Netzbetreibers bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber

3276 anzupassen. Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gilt als Standardwertepaar (1,05; 0,33)
3277 und $U_{Q0,ref}/U_n = 1,00$.

3278 Die Vorgabespannung U_{Q0}/U_n ist die Spannung, bei der keine Blindleistung am Netzanschlusspunkt
3279 ausgetauscht wird. Sie wird vom Netzbetreiber via Fernwirkbefehl in Schritten von 0,5 % U_n vorgegeben und
3280 führt zu einer horizontalen Parallelverschiebung der Kennlinie (Beispiel siehe Bild 7). Nach einer Anpassung
3281 von U_{Q0} ist der resultierende Sollwert innerhalb von maximal 4 Minuten anzufahren.

3282 Bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr als 1 Minute ist entweder mit dem zuletzt
3283 gültigen Wert für den Vorgebewert für die Spannung U_{Q0}/U_n oder mit einem $\cos \varphi$ von etwa 1 der Betrieb
3284 fortzufahren. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

3285 Alternativ kann der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren
3286 nach b) oder c) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

3287 Anforderungen an das Regelverhalten

3288 Für die Blindleistungsbereitstellung gelten folgende Anforderungen (vgl. Abschnitt C.2):

- 3289 – die Regelgröße ist die Blindleistung;
- 3290 – die Anschlagzeit $T_{an_90\%}$ beträgt wie zuvor beschrieben 5 Sekunden – 60 Sekunden, für Typ-2-Anlagen
3291 1 Sekunde – 5 Sekunden. Ein Istwert von 90 % des Sollwertsprungs darf nicht früher als $0,8 * T_{an_90\%}$
3292 erreicht werden, bei einer Anschlagzeit von ≤ 2 Sekunden nicht früher als $0,6 * T_{an_90\%}$ erreicht werden;
- 3293 – Für die Einschwingzeit gilt $T_{ein_\Delta Q} = T_{an_90\%} + 3$ s (also 8 Sekunden bei einer Anschlagzeit von
3294 5 Sekunden);
- 3295 – Die zulässige Überschwingweite beträgt im Fall der Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$
3296 $\Delta Q_{max} = (25\% (2\text{ s} / T_{an_90\%}) + 5\%)$ des Sollwertsprungs.

3297 Zu b) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

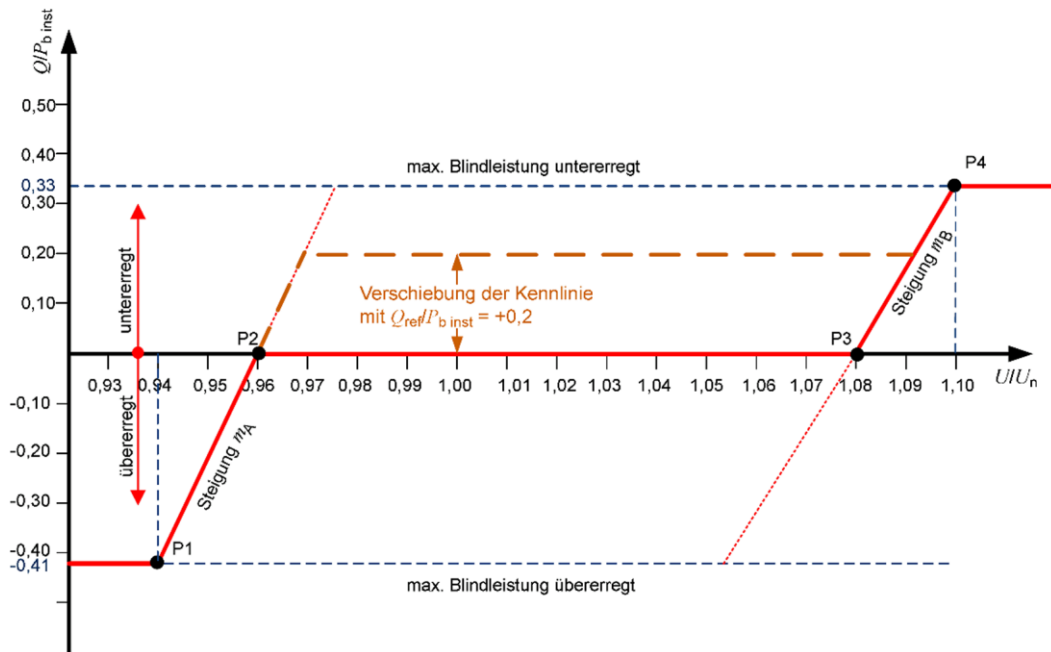
3298 Ziel ist es, dass die Erzeugungsanlage nach Bild 8 weitestgehend unabhängig von der Wirkleistungs-
3299 einspeisung vom Netzbetreiber vorgegebene Blindleistung in das Netz einspeist ($Q_{EA} = \text{const}$).

3300 Um konträre Auswirkungen zwischen Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers einerseits und Einhaltung von
3301 Spannungsgrenzen andererseits zu vermeiden, soll in definierten Bereichen der Spannung eine spannungs-
3302 abhängige Blindleistungsbereitstellung erfolgen.

3303 Das Verfahren wird damit in Form einer Kennlinie abgebildet. Die Kennlinie wird durch Vorgabe folgender 4
3304 Wertepaare definiert (siehe Bild 8).

- 3305 – P1 ($U_{P1}/U_n; Q_{P1}/P_{b\text{ inst}}$) P2 ($U_{P2}/U_n; Q_{ref}/P_{b\text{ inst}}$)
- 3306 – Steigung des Kennlinienabschnitts $m_A = (Q_{P1}/P_{b\text{ inst}} - Q_{ref}/P_{b\text{ inst}}) / (U_{P1}/U_n - U_{P2}/U_n)$;
- 3307 – P3 ($U_{P3}/U_n; Q_{ref}/P_{b\text{ inst}}$) P4 ($U_{P4}/U_n; Q_{P4}/P_{b\text{ inst}}$)
- 3308 Steigung des Kennlinienabschnitts $m_B = (Q_{ref}/P_{b\text{ inst}} - Q_{P4}/P_{b\text{ inst}}) / (U_{P3}/U_n - U_{P4}/U_n)$.

3309 Aus Stabilitätsgründen sind Steigungen größer als $m = 24$ unzulässig.



3310

3311

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

3312 Der Blindleistungswert, den die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt austauschen muss, ergibt sich aus
 3313 der tatsächlich am Netzanschlusspunkt auf Hochspannungsebene gemessenen Spannung und den
 3314 Parametern der Kennlinie.

3315 Durch fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswerts $Q_{ref}/P_{b\ inst}$ in Schritten von 1 % $P_{b\ inst}$ kann der
 3316 Bereich der Kennlinie zwischen P2 und P3 unter Berücksichtigung der Steigungen m_A und m_B vertikal
 3317 verschoben werden.

3318 Nach einer Anpassung von $Q_{ref}/P_{b\ inst}$ ist der resultierende Sollwert entsprechend der Regelvorgabe innerhalb
 3319 von maximal 4 Minuten anzufahren.

3320 Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des
 3321 Blindleistungswerts verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von mehr
 3322 als 1 Minute vorzugsweise mit dem zuletzt gültigen Wert für die Referenzblindleistung fortzufahren oder ein
 3323 voreingestellter Referenzwert anzufahren. Dies ist vom Netzbetreiber in der Planungsphase vorzugeben.

3324 Alternativ kann der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren
 3325 nach a) oder c) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

3326 Die am Netzanschlusspunkt gemessene Spannung darf geeignet gemittelt oder gefiltert werden. Die
 3327 Spannungsmessung darf einen Messfehler von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert nicht überschreiten.

3328 ANMERKUNG 3 Für die Vorgabe der Kennlinie durch den Netzbetreiber wird davon ausgegangen, dass $P_{b\ inst} = P_{inst}$
 3329 entspricht.

3330 Die Kennliniendefinition und ob eine fernwirktechnische Vorgabe des Blindleistungswerts erfolgt, wird durch
 3331 den Netzbetreiber im Rahmen der Planung vorgegeben. Diese Werte sind auf Anforderung des Netzbetreibers
 3332 bei netztechnischer Notwendigkeit in Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber anzupassen.

3333 Falls vom Netzbetreiber nichts anderes vorgegeben wird, gelten folgende Wertepaare:

- 3334 – P1 (0,94; -0,33) P2 (0,96; 0);
- 3335 – P3 (1,04; 0) P4 (1,06; +0,33).

3336 Die Einschwingzeit darf maximal Anschlagzeit plus 1 Minute betragen.

3337 **Zu c) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$**

3338 Ziel der Verschiebungsfaktorregelung ist es, dass die Erzeugungsanlage Leistung mit einem konstanten
3339 Verhältnis aus Wirk- zu Scheinleistung in das Netz einspeist ($\cos \varphi_{EA} = \text{const}$). Der Blindleistungsstellbereich
3340 nach Bild 6 wird dadurch nur eingeschränkt genutzt. Der Regler muss so gedämpft sein, dass keine
3341 unzulässigen Netzurückwirkungen auftreten.

3342 Der Sollwert für den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird in einem Bereich nach Bild 6 vorgegeben. Die Vorgabe
3343 erfolgt dabei mit einer minimalen Schrittweite von $\Delta \cos \varphi = 0,005$. Die maximal zulässige Fehlertoleranz
3344 berechnet sich aus der in 10.2.2.3 aufgeführten Fehlertoleranz von $\pm 2\%$ bezogen auf P_{inst} .

3345 Der Netzbetreiber gibt einen Verschiebungsfaktor-Sollwert vor. Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben,
3346 ist ein Sollwert von $\cos \varphi = 1$ zugrunde zu legen.

3347 Falls eine Fernwirkverbindung zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage für die Übertragung des
3348 Verschiebungsfaktor-Sollwerts verwendet wird, ist bei Ausfall der Fernwirkverbindung über einen Zeitraum von
3349 mehr als 1 Minute ein vom Netzbetreiber vorgegebener Default-Sollwert von der Erzeugungsanlage
3350 anzufahren. Dies kann ein fester Sollwert oder die Beibehaltung des letzten empfangenen Sollwerts sein.
3351 Macht der Netzbetreiber hierzu keine Angaben, ist ein Default-Sollwert von $\cos \varphi = 1$ zugrunde zu legen.

3352 Alternativ kann der Netzbetreiber bei Ausfall der Fernwirkverbindung auch die Umschaltung auf ein Verfahren
3353 nach a) oder b) fordern. Hierzu gibt der Netzbetreiber im Vorfeld die entsprechenden Parameter vor.

3354 Die Einschwingzeit darf maximal Anschlagzeit plus 1 Minute betragen.

3355 **10.2.2.5.2 Anforderungen an das Verhalten der Funktion zur statischen Spannungshaltung bei**
3356 **Netzfehlern**

3357 Bei der Umsetzung der statischen Spannungshaltung ist zu beachten, dass diese außerhalb des
3358 quasistationären Betriebsbereiches der Erzeugungsanlage nach Bild 4 und innerhalb der FRT-Grenzkurven
3359 die kontinuierliche Spannungsregelung an den Typ-2-Erzeugungseinheiten und die O-/UVRT-Robustheit von
3360 Erzeugungsanlagen des Typs 1 und 2 entsprechend 10.2.4 nicht beeinträchtigt.

3361 ANMERKUNG Dies kann zum Beispiel durch eine hinreichende zeitliche Entkopplung und eine Stellwertbegrenzung (z. B.
3362 auf einen Bereich zwischen $0,85$ und $1,15 U_c$) erfolgen.

3363 Das Regelverhalten der Blindleistung nach den Verfahren a) und b) in 10.2.2.5.1 am Netzanschlusspunkt muss
3364 bei allen Sollwertsprüngen qualitativ nach dem in Bild C.2 dargestellten Verhalten erfolgen. Jeder
3365 Blindleistungswert, der sich aus dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelverhalten ergibt, muss von der
3366 EZA einstellbar zwischen 15 Sekunden und 45 Sekunden bereitgestellt werden (Anschlagzeit). Wird vom
3367 Netzbetreiber hierzu kein konkreter Wert vorgegeben, gilt ein Wert von 30 Sekunden. Der Netzbetreiber kann
3368 für eine Typ-1-Anlage auch eine Anschlagzeit zwischen 2 Sekunden und 5 Sekunden vorgeben. Dies ist dem
3369 Anschlussnehmer in der Planungsphase mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen E.7 mitzuteilen.

3370 **10.2.2.6 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen**

3371 Die Anforderungen nach 10.2.2.5 sind für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten entsprechend ihres
3372 Leistungsanteils an der gesamten Erzeugungsanlage, also anteilig, am Netzanschlusspunkt zu erfüllen.

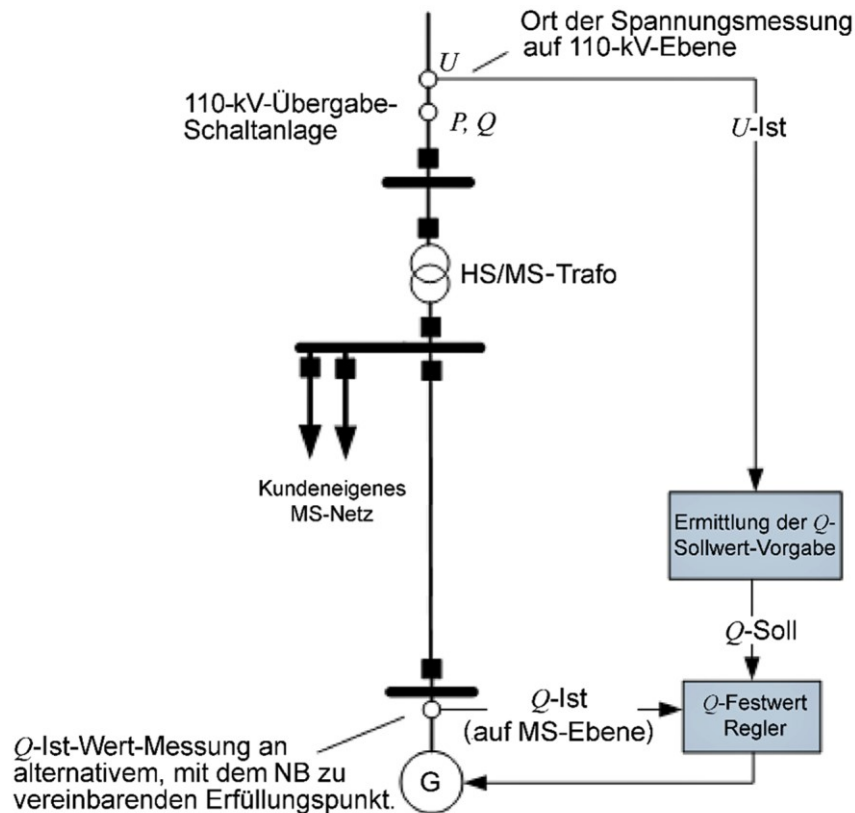
3373 **10.2.2.7 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen**

3374 Grundsätzlich sind alle Anforderungen der statischen Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung für
3375 Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt nach 10.2.2 einzuhalten.

3376 Für die Anforderungen nach 10.2.2.2 und 10.2.2.3 ist die geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlage bei
3377 $P_{b \text{ inst}}$ und unterhalb von $P_{b \text{ inst}}$ am Netzanschlusspunkt bereitzustellen. Sofern $P_{b \text{ inst}} > P_{AV,E}$ ist, ist bei
3378 Mischanlagen mit Bezugsanlagen als Bezugsgröße auf der Abszisse weiterhin $P_{b \text{ inst}}$ zu verwenden. Der

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 3379 Einfluss von Lasten bleibt unberücksichtigt (kein Wirkleistungsbezug und Blindleistungsaustausch der
3380 Verbraucherlasten).
- 3381 Bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber für die Anforderungen nach
3382 10.2.2.5 eine vereinfachte Lösung zum Einsatz kommen.
- 3383 ANMERKUNG 1 Dies erfolgt üblicherweise in Anschlussfällen, bei denen die installierte Wirkleistung P_{inst} der
3384 Erzeugungsanlage kleiner der vereinbarten Bezugsleistung $P_{\text{AV, B}}$ der Mischanlage beträgt.
- 3385 Mögliche Wechselwirkungen zwischen der Erzeugungsanlage und einer Blindstromkompensationsanlage für
3386 die Bezugsanlage sind zu berücksichtigen.
- 3387 Unter Berücksichtigung dessen darf eine vereinfachte Blindleistungsbereitstellung zur Erfüllung der
3388 Anforderungen bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen umgesetzt werden. Voraussetzung dafür ist ein
3389 Blindleistungsarbeitsbereich nach Bild 5 und Bild 6 an den Erzeugungseinheiten nach VDE-AR-N 4110.
- 3390 Damit werden die Aufwendungen für eine übergeordnete Regelung der einzelnen Blindleistungs-
3391 kompensationen und der Erzeugungsanlagen-Regelung minimiert (siehe Bild 9):
- 3392 – Bei den Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung 10.2.2.5 a) und b) ist die Spannungsmessung in der
3393 Spannungsebene des Netzanschlusspunkts auszuführen. Bei vernachlässigbarem Spannungsfall bzw. -
3394 anstieg in der Kundenanlage ($\Delta U \leq 0,2 \% U_n$) ist eine Verschiebung des Messpunkts an einen anderen
3395 Punkt derselben Spannungsebene zulässig. Die Anforderungen gelten vereinfacht als erfüllt, wenn die
3396 Erzeugungseinheiten einen Blindleistungsstellbereich nach Bild 5 und Bild 6 nach VDE-AR-N 4110
3397 erbringen können. Als Erfüllungsort der Blindleistung gilt die Erzeugungseinheit. Die
3398 Blindleistungsanforderungen müssen nicht auf den Netzanschlusspunkt korrigiert werden.
- 3399 ANMERKUNG 2 Bei der Bestimmung des maximalen Spannungsfalls bzw. -anstiegs in der Kundenanlage ist nur
3400 der direkte Leitungsweg zwischen Netzanschlusspunkt und Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im Kundennetz zu
3401 berücksichtigen.
- 3402 – Bei dem Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung 10.2.2.5 c) kann die Messung der Blindleistung und
3403 der Wirkleistung an den Erzeugungseinheiten erfolgen. Die Anforderungen gelten vereinfacht als erfüllt,
3404 wenn die Erzeugungseinheiten einen Blindleistungsstellbereich nach Bild 5 und Bild 6 nach
3405 VDE-AR-N 4110 erbringen können. Als Erfüllungsort der Blindleistung gilt die Erzeugungseinheit. Die
3406 Blindleistungsanforderungen müssen nicht auf den Netzanschlusspunkt korrigiert werden.
- 3407 Die Messung der Blindleistungseinspeisung kann an der Erzeugungseinheit erfolgen (siehe Bild 9).



3408

3409

3410

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

3411 Es ist sicherzustellen, dass die Spannungsmessung innerhalb der Kundenanlage galvanisch mit der Erzeugungseinheit verbunden ist (auch bei internen Umschaltungen/Reserveeinspeisungen).

3412

3413 Wird die Erzeugungsanlage oder der Speicher zur Blindleistungskompensation innerhalb der Kundenanlage zur Einhaltung der Anforderungen an das Blindleistungsverhalten der Bezugsanlage nach 5.5 herangezogen, überlagern sich die Blindleistungssollwerte für die Kompensation und der seitens des Netzbetreibers gestellten Regelungsanforderungen. Dies ist bei der Nachweisführung zu berücksichtigen.

3414

3415

3417 Findet eine Blindarbeitsverrechnung/-bewertung 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.

3418

3419

3420

3421 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.

3422

3423

3424

3425

3426

3427

3428 Das Messkonzept ist grundsätzlich zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.

3429 Für Mischanlagen ohne Bezugsanlagen (z. B. Erzeugungsanlagen mit Speichern) oder Speicher alleine gelten die oben beschriebenen Vereinfachungen nicht.

3430

3431 **10.2.3 Spannungsregelung für Typ-2-Anlagen**

3432 **10.2.3.1 Allgemeines**

3433 Erzeugungsanlagen vom Typ 2 müssen über eine kontinuierliche Spannungsregelung verfügen. Diese ist der
 3434 statischen Spannungshaltung unterlagert und ist mindestens innerhalb des quasistationären Betriebsbereiches
 3435 von Erzeugungsanlagen nach Bild 4 und innerhalb der FRT-Grenzkurven nach Bild 14 aktiv. Die Umsetzung
 3436 der kontinuierlichen Spannungsregelung kann an den Klemmen der Erzeugungseinheiten erfolgen.

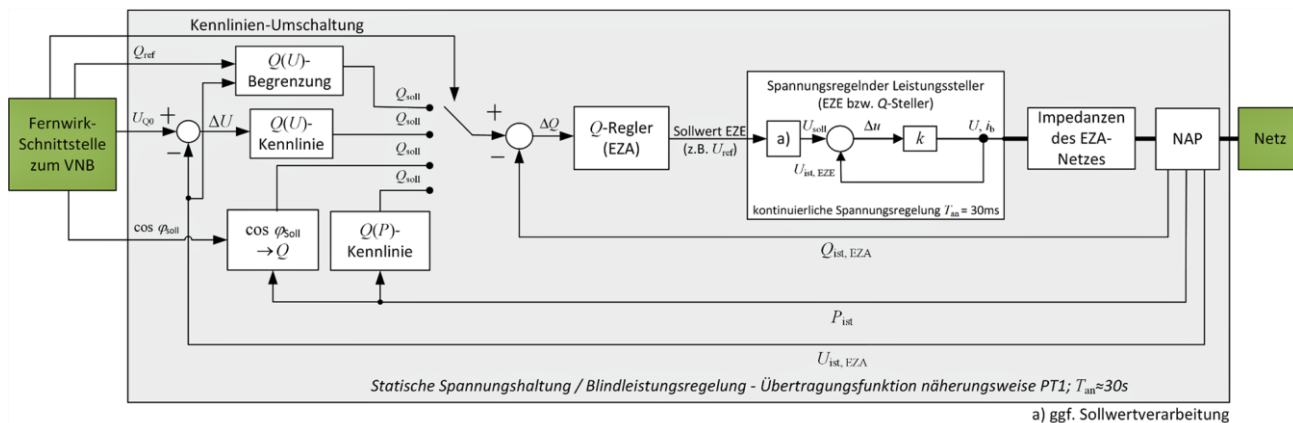
3437 ANMERKUNG 1 Mit kontinuierlicher Spannungsregelung ist netzbildendes Verhalten gemäß des FNN Hinweises
 3438 „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ nicht
 3439 gemeint. Alternativ kann – entsprechend 10.5.3 Netzbildende Typ-2-Einheiten – zur Erfüllung der Anforderungen jedoch
 3440 eine Umsetzung gemäß der Anforderungen an die Spannungsregelung und den entsprechenden Nachweisen des FNN-
 3441 Hinweises erfolgen.

3442 Im Folgenden gelten als Bezugspunkt für die Festlegungen der kontinuierlichen Spannungsregelung und der
 3443 dazu notwendigen Einspeisung eines Blindstromes die Klemmen der Erzeugungseinheiten bzw. Komponenten
 3444 wie z. B. FACTS. Die Spannungsregelung ist so auszulegen, dass die Anforderungen auch im Verbund mit
 3445 mehreren EZE parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können. Sollte es die herstellerspezifische
 3446 Umsetzung erfordern, können die Anforderungen auch auf den Netzanschlusspunkt bezogen werden. In
 3447 diesem Fall ist die Spannungsregelung so auszulegen, dass die Anforderungen auch im Verbund mit mehreren
 3448 EZA parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.

3449 ANMERKUNG 2 Die übergeordneten Anforderungen an die statische Spannungshaltung nach 10.2.2 beziehen sich auf
 3450 die Erzeugungsanlage.

3451 ANMERKUNG 3 Eine beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung und der kontinuierlichen
 3452 Spannungsregelung bei Umsetzung in der EZE findet sich in Bild 10.

3453 ANMERKUNG 4 Bei Bezug auf den Netzanschlusspunkt ist nach Abschnitt B.6 der k -Faktor anzupassen.



3454 a) ggf. Sollwertverarbeitung

3455 **Bild 10 – Beispielhafte Darstellung der statischen Spannungshaltung der kontinuierlichen**
 3456 **Spannungsregelung bei Umsetzung in der Erzeugungseinheit**

3457 Bild 10 zeigt beispielhaft einen groben Überblick über die grundsätzliche Struktur einer kontinuierlichen
 3458 Spannungsregelung. Die geforderte proportionale Statik wird dabei im Leistungssteller umgesetzt. Die
 3459 Wirksamkeit der statischen Spannungshaltung nach 10.2.2 am Netzanschlusspunkt (NAP) wird dabei über die
 3460 EZA-Regelung erzielt.

3461 Für Erzeugungseinheiten, die eine Wirkleistung von $\leq 5\% P_{Emax}$ einspeisen, gelten Anforderungen an die
 3462 Spannungsregelung nach Können und Vermögen.

3463 **10.2.3.2 Kontinuierliche Spannungsregelung**

3464 Voraussetzung für eine stabile Spannungsregelung ist die Stabilität des geschlossenen
 3465 Spannungsregelkreises mit einer maximalen Anschlagzeit und Mindestdämpfung bei einer Impedanz, die
 3466 sich aus der anlageninternen Impedanz und der Netzimpedanz (ermittelt aus dem
 3467 Kurzschlussleistungsverhältnis SCR) zusammensetzt. Die kontinuierliche Spannungsregelung muss dabei die
 3468 genannten Stabilitätsanforderungen für einen Wertebereich des Kurzschlussleistungsverhältnisses am
 3469 Netzanschlusspunkt von $SCR \geq 3$ erfüllen.

3470 Wird der Grenzwert von $SCR \geq 3$ nicht eingehalten, darf die Erzeugungsanlage nur angeschlossen werden,
 3471 wenn der Hersteller für den vom Netzbetreiber angegebenen SCR-Wert oder kleinere Werte den stabilen
 3472 Betrieb bestätigen kann (beispielsweise über Herstellererklärung).

3473 ANMERKUNG 1 Mit dem Netzbetreiber kann ein davon abweichender Wertebereich des
 3474 Kurzschlussleistungsverhältnisses vereinbart werden.

3475 ANMERKUNG 2 Als SCR sollte an dieser Stelle das effektive SCR vom Netzbetreiber angegeben werden. Hierbei ist der
 3476 aktuelle Stand der Technik zur Ermittlung des effektiven SCR zu beachten (siehe auch Abschnitt B.14).

3477 Dies ist durch ein adäquates Design der kontinuierlichen Spannungsregelung zu gewährleisten. Dabei ist
 3478 insbesondere zu beachten, dass die Sollwerte in jedem Betriebszustand so zu begrenzen sind, dass sie nicht
 3479 zu Schutzauslösungen führen können.

3480 Die kontinuierliche Spannungsregelung ist so auszulegen, dass die Anforderungen auch im Verbund mit
 3481 mehreren EZE parallel an einem Netzanschlusspunkt erfüllt werden können.

3482 **10.2.3.3 Blindstromeinspeisung der kontinuierlichen Spannungsregelung und Verhalten im**
 3483 **quasistationären Betrieb**

3484 Die wirksame Statik k der kontinuierlichen Spannungsregelung an den Klemmen der EZE wirkt auch im
 3485 Kleinsignalbereich und beschreibt die relative Änderung des Mitsystem-Blindstromes bei Änderung der
 3486 relativen Mitsystem-Spannung an den Klemmen der EZE ggü. dem Sollwert:

$$\Delta i_{B1} = \Delta u_1 \cdot k \tag{17}$$

3487 Die Statik muss mindestens im Bereich zwischen 2 und 6 einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber nichts
 3488 anderes vorgibt, ist der Wert von 2 einzustellen. Ein Totband ist nicht vorgesehen.

3489 ANMERKUNG 1 Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Klemmen der EZE an der Niederspannung angeschlossen
 3490 sind.

3491 Für die Statik im Gegensystem gilt die gleiche Statik wie im Mitsystem:

$$\Delta i_{B2} = \Delta u_2 \cdot k \tag{18}$$

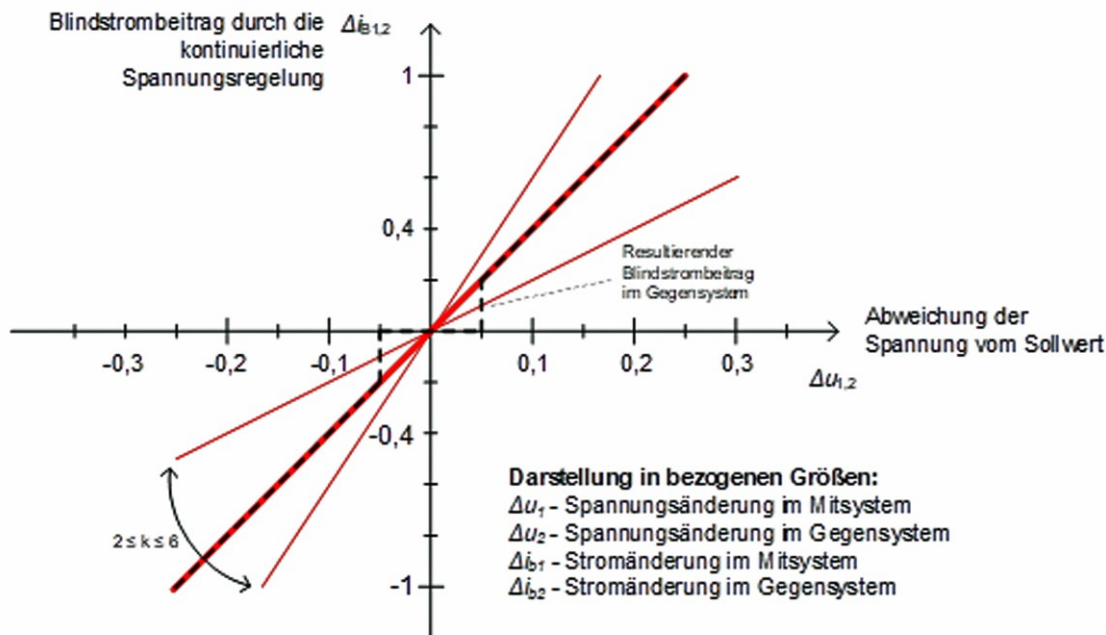
3492 Die Umsetzung der Statik im Gegensystem erfolgt unter Berücksichtigung eines Totbandes. Dieses Totband
 3493 ist auf $\pm 7 \% U_{NS}$ einzustellen.

3494 An der Totbandgrenze ist eine Hysterese (Größenordnung $U_{hyst} = 4 \% U_{NS}$) vorzusehen, um unerwünschte
 3495 Wechselwirkungen zu vermeiden.

3496 ANMERKUNG 2 Typ-2-Anlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator können bei unsymmetrischen Netzfehlern
 3497 keine beliebige Stromspeisung im Gegensystem bewirken. Ein natürlicher Gegensystemstrom wird akzeptiert.

3498 ANMERKUNG 3 Zur Beschreibung des Verhaltens der Erzeugungseinheiten siehe auch Erläuterungen in Anhang B.

3499 Bild 11 zeigt die wirksame Statik der Spannungsregelung exemplarisch für eine Statik k von 4.



3500

3501

Bild 11 – Charakteristik der Spannungsregelung

3502 Für Fehler mit Restspannungen $< 15 \% U_c$ am Netzanschlusspunkt gelten die Anforderungen an die
 3503 Einspeisung eines Stromes nach Können und Vermögen. In diesem Fall und bei Spannungen am
 3504 Netzanschlusspunkt $> 120 \% U_c$ sollte die Erzeugungsanlage einen Blindstrom entsprechend Bild 11
 3505 einspeisen.

3506 **10.2.3.4 Dynamische Anforderungen**

3507 Bei einer Änderung des Sollwertes für die kontinuierliche Spannungsregelung der EZE („Sollwert EZE“ in Bild
 3508 10) darf die Anschwingzeit innerhalb des in 10.2.3.2 angegebenen Kurzschlussleistungsbereiches maximal 1 s
 3509 betragen.

3510 Bei einer sprunghaften Änderung der Klemmenspannung bei konstantem Sollwert werden folgende
 3511 Anforderungen an die Dynamik des sich aus der kontinuierlichen Spannungsregelung ergebenden
 3512 Blindstromes gestellt:

- 3513 a) Anschwingzeit: $T_{an_{90\%}} \leq 30 \text{ ms}$
- 3514 b) Einschwingzeit: $T_{ein_{\Delta x}} \leq 60 \text{ ms}$
- 3515 c) Dämpfung: $D \geq 0,3$.

3516 Die Anschwingzeit ist unter Einhaltung der Anforderungen an die Dämpfung für den gesamten
 3517 Kurzschlussleistungsbereich so gering wie möglich zu halten. Eine Ungenauigkeit bezüglich Betrag und
 3518 Phasenlage vor Ablauf der Anschwingzeit ist zulässig.

3519 ANMERKUNG Für die Bewertung der Einhaltung von An- und Einschwingzeit sind die Obergrenzen von 50 ms
 3520 (Anschwingzeit) und 80 ms (Einschwingzeit) zu berücksichtigen, da die Ermittlung von Mit- und Gegensystemgrößen über
 3521 einen 20 ms Zeitraum stattfindet.

3522 Die zulässigen Toleranzen für die Einspeisung des zusätzlichen Blindstromes sind in Abschnitt C.1 festgelegt.

3523 **10.2.3.5 Wirk- und Blindstromregelung bei Erreichen der Auslegungsgrenzen**

3524 Erzeugungseinheiten müssen in der Lage sein, in jedem Leiter einen Blindstrom I_B von mindestens 100 % der
3525 Höhe des Bemessungsstromes der Erzeugungseinheit zu speisen, wobei die Scheinleistung auf S_{IE} begrenzt
3526 werden darf. Dabei darf der Wirkstrom I_W zugunsten der Spannungsregelung und zur Sicherung der
3527 Anlagenstabilität abgesenkt werden.

3528 Eine ggf. erforderliche Begrenzung des Blindstromes (bei Überschreitung des Bemessungsstromes in einem
3529 Leiter) darf durch gleichmäßige Absenkung des Mit- und Gegensystemstromes erfolgen.

3530 Vorzugsweise erfolgt eine Begrenzung des Stromes bei Erreichen der Auslegungsgrenzen unter
3531 Berücksichtigung des in Abschnitt B.7 beschriebenen Verhaltens.

3532 Im Rahmen der kontinuierlichen Spannungsregelung ist eine Priorisierung des Blindstromes gegenüber dem
3533 Wirkstrom beim Erreichen der Auslegungsgrenzen zulässig. Vorzugsweise erfolgt die Strombegrenzung
3534 gemäß dem Verhältnis aus aktuellem Blindstromsollwert aus der kontinuierlichen Spannungsregelung und dem
3535 Wirkstrom bei Erreichen der Stromgrenze (siehe auch Abschnitt B.3).

3536 **10.2.3.6 Verhalten bei Spannungswiederkehr nach Fehlerende**

3537 Wurde der Wirkstrom im Rahmen der kontinuierlichen Spannungsregelung abgesenkt, muss dieser bei
3538 Rückgang des Blindstromes so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen entsprechend
3539 Herstellerangaben) auf seinen Sollwert (resultierend aus dem Leistungssollwert im Rahmen der
3540 Anlagenregelung) gesteigert werden.

3541 Wenn die Netzspannung wieder in das Spannungsband von $\pm 10\% U_C$ eintritt, sind transiente Abweichungen
3542 der EZE-Klemmenspannung von ihrem Sollwert um maximal $5\% U_{NS}$ zulässig. Wurde der Wirkstrom der
3543 Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert, muss dieser bei Rückgang des Blindstromes so schnell
3544 wie möglich gesteigert werden, bis der Sollwert (resultierend aus dem Leistungssollwert im Rahmen der
3545 Anlagenregelung) des Wirkstromes erreicht ist. Die Anschwingzeit darf maximal 0,5 s betragen.

3546 Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator darf bei Fehlern, bei denen alle
3547 3 Leiter-Leiter-Spannungen $25\% U_n$ unterschritten haben, die Anschwingzeit bis zu 1,0 s betragen. Zudem
3548 darf bei aufeinanderfolgenden Fehlern, bei denen alle 3 Leiter-Leiter-Spannungen $25\% U_n$ unterschritten
3549 haben, frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers die Anschwingzeit für den Wirkstrom maximal 5 s
3550 betragen. Die gleiche Anforderung an die Anschwingzeit gilt bei Einsatz der eingeschränkten
3551 Spannungsregelung, frühestens mit dem Ende des zweiten Netzfehlers.

3552 **10.2.4 O-/UVRT-Robustheit**

3553 **10.2.4.1 Allgemeines**

3554 Ziel der O-/UVRT-Robustheit ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte
3555 Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern.

3556 ANMERKUNG 1 Ereignisse, die zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen führen, sind typischerweise
3557 Netzfehler (Kurzschlüsse), können aber auch andere Ursachen haben. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der
3558 Begriff Netzfehler verwendet.

3559 Erzeugungsanlagen im Modus „Energielieferung“ und Speicher in den Modi „Energiebezug und Energie-
3560 lieferung“ müssen robust gegen Über- und Unterspannungseignisse sein, (die nachfolgend aufgeführten
3561 Anforderungen an Erzeugungsanlagen bzw. Erzeugungseinheiten gelten in gleichem Maße auch für Speicher).
3562 Dies bedeutet, dass Erzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, alle folgenden Anforderungen zu erfüllen.
3563 Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz.
3564 Hilfsaggregate, die ggf. nicht Bestandteil der zertifizierten Erzeugungseinheit sind und für den Betrieb der
3565 Erzeugungsanlage erforderlich sind, dürfen die Fähigkeit der Erzeugungsanlage zur Erfüllung der
3566 Anforderungen nicht unterlaufen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

3567 Es gelten dabei folgende Anforderungen:

3568 a) Die Erzeugungsanlagen dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der
3569 vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen. Bezugspunkt für diese Anforderung an die Robustheit
3570 gegenüber Netzfehlern ist der Netzanschlusspunkt.

3571 – Zur Beurteilung der FRT-Grenzkurven bei Spannungsrückgang ist jeweils die kleinste der drei Leiter-
3572 Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt heranzuziehen, bei Spannungssteigerung die größte der
3573 drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (Details siehe Abschnitt B.4).

3574 – Netzfehler machen sich an den Erzeugungseinheiten in der Regel als sprunghafte Spannungs-
3575 änderung bemerkbar.

3576 – Als Zeitpunkt für den Fehlerbeginn (und damit für den Bezugspunkt $t = 0$ in Bild 13 und Bild 14 wird
3577 das Auftreten des folgenden Ereignisses definiert:

3578 • Spannungen $> 1,1 U_{MS}$ oder $< 0,9 U_{MS}$.

3579 – Als Kriterium für das Fehlerende wird das folgende Ereignis festgelegt:

3580 • Wiedereintritt aller Leiter-Leiter-Spannungen in den Bereich von $\pm 10 \% U_{MS}$;

3581 b) Die Erzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden Netzfehlern
3582 ausgelegt sein.

3583 – Bei Typ-1-Anlagen ist durch die thermische Auslegung nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02,
3584 9.3.2, sicherzustellen, dass mehrere Netzfehler durchfahren werden können. Wenn durch eine Folge
3585 von Netzfehlern die thermischen Auslegungsgrenzen nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1) über-
3586 schritten werden, darf sich die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheit vom Netz trennen.

3587 – Typ-2-Anlagen müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern zu durchfahren,
3588 solange die gesamte kumulierte Energie, die in den vorangegangenen 30 Minuten aufgrund von
3589 Netzfehlern während der Netzfehler nicht in das Netz eingespeist werden konnte, kleiner als das
3590 Äquivalent einer elektrischen Energie von $P_{E_{max}} \times 2$ Sekunden ist.

3591 ANMERKUNG 2 Zur Umsetzung dieser Anforderung sind keine technischen Lösungen vorgeschrieben.
3592 Entsprechend sind sowohl thermische Betrachtungen (beispielsweise der Einsatz von Chopperwiderständen) als
3593 auch äquivalente Kriterien zulässig.

3594 – Wenn durch eine Folge von Netzfehlern Wellenschwingungen oder ähnliches angeregt wurden,
3595 dürfen sich die Erzeugungsanlagen bzw. die Erzeugungseinheiten zum Eigenschutz vom Netz
3596 trennen.

3597 In Kundenanlagen, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit dem Netzbetreiber bei Netzstörungen im
3598 vorgelagerten Netz zur Deckung des eigenen Energiebedarfs in den Inselbetrieb gehen, müssen sich die
3599 Erzeugungsanlagen in diesen Kundenanlagen bis zur Netztrennung an der O-/UVRT-Robustheit beteiligen.

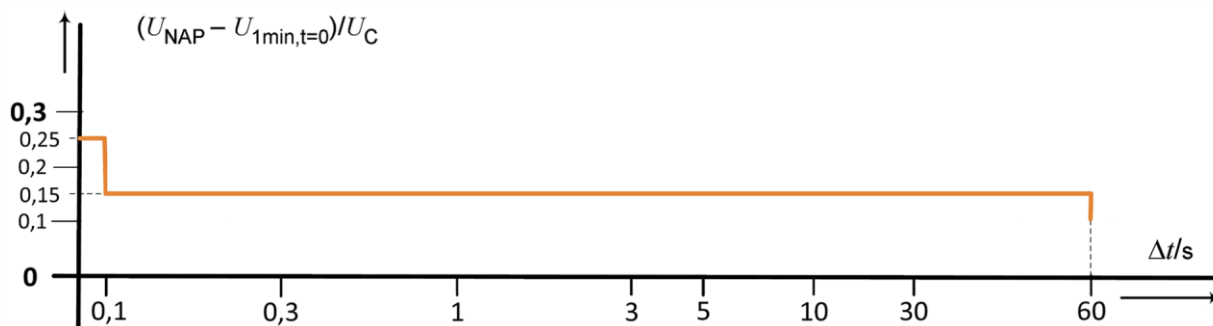
3600 Erzeugungsanlagen mit Anschluss an ein isoliert oder kompensiert betriebenes Hochspannungsnetz dürfen
3601 sich bei einem einpoligen Fehler (Erdschluss) konstruktionsbedingt nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund
3602 der Sternpunktbehandlung des Hochspannungsnetzes einpolige Fehler zu signifikanten Einbrüchen der
3603 verketteten Netzspannung führen (Erd-Kurzschluss), ist die Kennlinie für den zweipoligen Fehler in Bild 13 und
3604 Bild 14 anzuwenden.

3605 ANMERKUNG 3 Die FRT-Grenzkurven nach Bild 13 und Bild 14 beschreiben die Mindestanforderungen an das Verbleiben
3606 der Erzeugungsanlage am Netz. Sie sind nicht dafür konzipiert, einen Unterspannungsschutz zu parametrieren.

3607 Nach Fehlerklärung kommt es aufgrund der dynamischen Wechselwirkungen zwischen Erzeugungsanlage und
3608 Netz zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Ausgleichsvorgang in der Spannung
3609 (Netzanschlusspunkt wie auch Eigenbedarfsspannung). Über- und Unterspannungsereignis treten dabei
3610 zeitlich unabhängig voneinander auf, können aber dieselbe Ursache haben. Dies muss bei der Auslegung der
3611 Erzeugungseinheiten berücksichtigt werden.

3612 An Kundenanlagen mit Typ-1- und Typ-2-Erzeugungseinheiten werden die Anforderungen an die O-/UVRT-
3613 Robustheit separat nach den für die jeweiligen Typen geltenden Anforderungen gestellt.

3614 Die in 10.2.4.2 und 10.2.4.3 beschriebenen Anforderungen (siehe auch Bild 13 bzw. Bild 14) müssen nicht
 3615 erfüllt werden, wenn eine auftretende kurzzeitige Spannungserhöhung Δu_{NAP} (Differenz der höchsten Leiter-
 3616 Leiter-Spannung am Netzanschlusspunkt zu deren 1-Minuten-Mittelwert $U_{1\text{min}}$ bei Fehlerbeginn bezogen auf
 3617 die Nennspannung) die Grenzkurve nach Bild 12 überschreitet.



3618

3619

Bild 12 – Grenzkurve für relative Spannungserhöhungen

3620 Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der
 3621 Erzeugungsanlage am Hochspannungsnetz durch schutztechnische Vorgaben des Netzbetreibers verkürzt
 3622 werden.

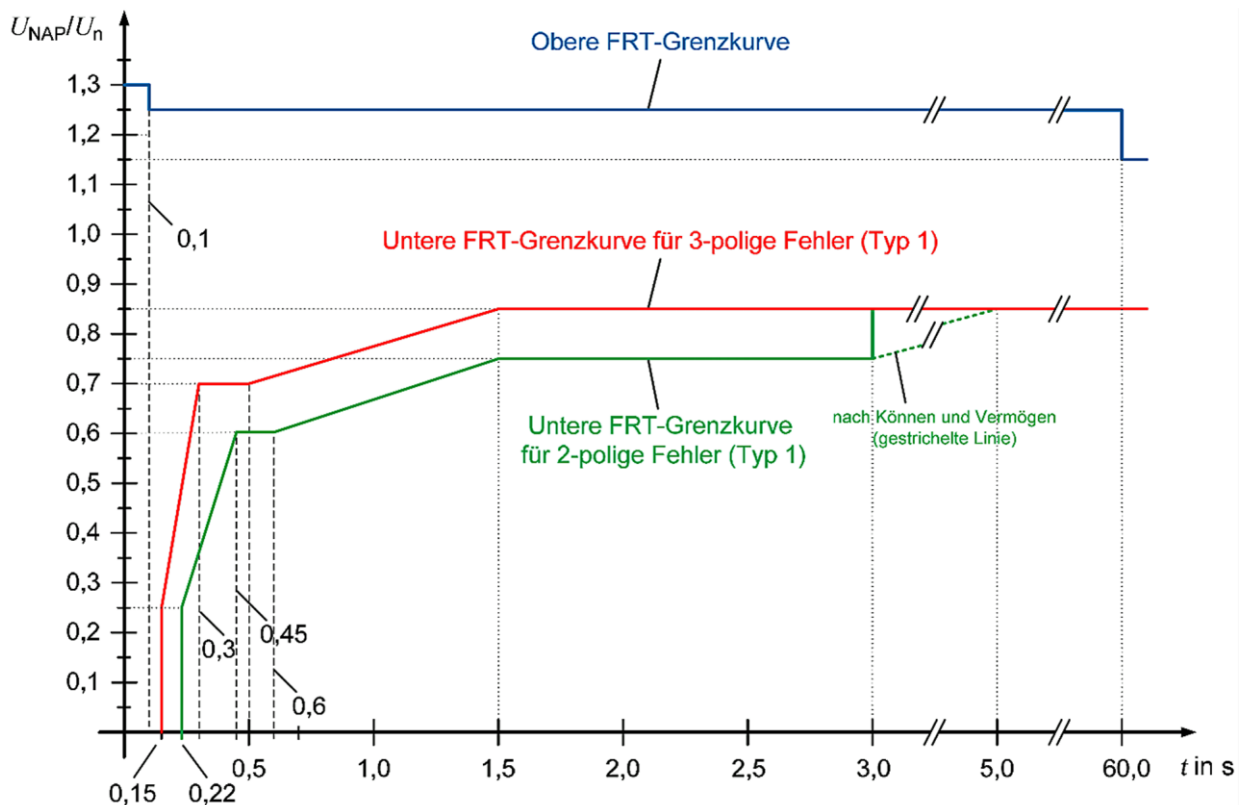
3623 **10.2.4.2 O-/UVRT-Robustheit für Typ-1-Anlagen**

3624 **10.2.4.2.1 Transiente Stabilität – Verhalten bei Kurzschlüssen**

3625 Für Typ-1-Anlagen gilt hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungsanlage am Netz:

3626 Spannungseinbrüche und die darauf folgenden Ausgleichsvorgänge in der Spannung dürfen im gesamten
 3627 Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung
 3628 vom Netz führen, wenn die Spannung Werte innerhalb der in Bild 13 dargestellten Grenzkurven (rot für
 3629 dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die Überspannungs-Grenzkurve)
 3630 annimmt und wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{kV} nach
 3631 Fehlerklärung größer ist als der sechsfache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen $S_{A\text{max}}$
 3632 aller Erzeugungsanlagen vom Typ 1, die direkt an diesem Hochspannungsnetz angeschlossen sind,
 3633 mindestens jedoch 15 MVA beträgt.

3634 Ferner darf unter diesen Rahmenbedingungen bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern oberhalb
 3635 der unteren Grenzkurven nach Bild 13 während und nach dem Netzfehler die Spannung am Netzanschluss-
 3636 punkt durch das Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlage nicht unzulässig angehoben werden (die obere
 3637 FRT-Grenzkurve darf nicht verletzt werden).



3638

3639 **Legende**

3640 U_{NAP} Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

3641 **Bild 13 – O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine**
 3642 **Erzeugungsanlage vom Typ 1**

3643 Für Erzeugungsanlagen des Typs 1 sind ab einer vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, E} > 10$ MW
 3644 Einrichtungen zur Dämpfung von Polradpendelungen vorzusehen und auf Anforderung des Netzbetreibers zu
 3645 bestücken. Die Aktivierung der Pendeldämpfungsgeräte werden durch den Netzbetreiber vorgegeben. Alle
 3646 stabilitätsrelevanten Kenngrößen (z. B. Einstellung des Pendeldämpfungsgeräts und des Spannungsreglers)
 3647 sind zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem Netzbetreiber zu vereinbaren. Der jeweilige
 3648 Netzbetreiber muss sicherstellen, dass die Einstellwerte mit den Anforderungen benachbarter Netze koordiniert
 3649 sind. Die Turbosatzregelung darf Polrad- bzw. Netzpendelungen nicht anregen. Die Stromeinspeisung
 3650 während der sprunghaften Spannungsabweichung entspricht unter anderem dem durch die Reaktanzen des
 3651 Synchrongenerators und der Erregeranlage vorgegebenen Verhalten.

3652 Es sind nur Spannungsregler zugelassen, die alle drei Außenleiterspannungen berücksichtigen. Der
 3653 Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom), um
 3654 den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern.

3655 Da das Verhalten des Spannungsreglers und ggf. notwendiger Zusatzeinrichtungen modellierbar und die
 3656 Einstellwerte eindeutig einstellbar und nachvollziehbar sein müssen, sind nur digitale Reglerkomponenten
 3657 zulässig.

3658 **10.2.4.2.2 Wirkstromwiederkehr**

3659 Falls das mechanische Moment der Erzeugungsanlage während des Netzfehlers reduziert wurde, muss der
 3660 Wirkstrom so schnell wie möglich (nach Können und Vermögen entsprechend Herstellerangaben) bis zum
 3661 Vorfehlerwert gesteigert werden. Spätestens, wenn sich die Netzspannung wieder innerhalb des
 3662 Spannungsbands von 90 % U_{MS} bis 110 % U_{MS} befindet, ist die Wirkleistung wieder auf den Vorfehlerwert zu

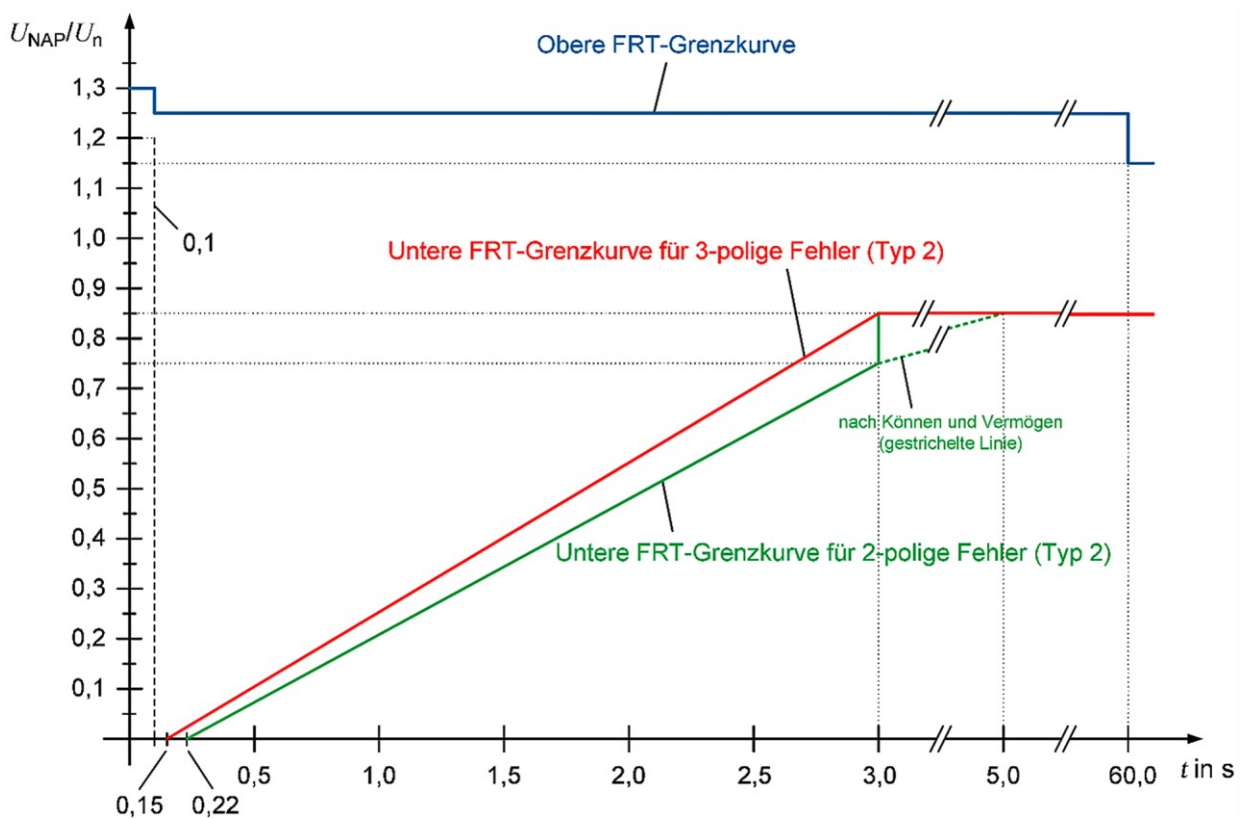
3663 steigern. Die Anschlagzeit darf maximal 3 Sekunden sowie bei Erzeugungsanlagen, die in Gas- und
3664 Dampfprozessen eingebunden sind, bis zu maximal 6 Sekunden betragen.

3665 10.2.4.3 O-/UVRT-Robustheit für Typ-2-Anlagen

3666 10.2.4.3.1 Allgemeines

3667 Für alle Erzeugungsanlagen des Typs 2 gelten folgende Bedingungen:

3668 Solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der in Bild 12 dargestellten
3669 Grenzkurven (rot für dreiphasige und grün für zweiphasige Spannungseinbrüche sowie blau für die
3670 Überspannungs-Grenzkurve) liegen, darf es im gesamten Betriebsbereich der Erzeugungsanlage nicht zur
3671 Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz kommen, wenn die am
3672 Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Netzkurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung größer ist als der
3673 dreifache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller Erzeugungsanlagen vom Typ
3674 2, die direkt an diesem Hochspannungsnetz angeschlossen sind.



3675

3676 Legende

3677 U_{NAP} Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

3678 **Bild 14 – O-/UVRT-Grenzkurve (FRT) für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine**
3679 **Erzeugungsanlage vom Typ 2**

3680 10.2.4.3.2 Ausnahmeregelung für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren

3681 Für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis mit einer Summenleistung
3682 $\sum S_{rE} \leq 700$ kVA je Kundenanlage, die statorseitig mit schaltbaren Kompensationseinrichtungen ausgerüstet
3683 sind, gelten folgende Ausnahmeregelungen:

3684 Ein geregelter k -Faktor ist nicht gefordert. Die dynamische Spannungsstützung erfolgt

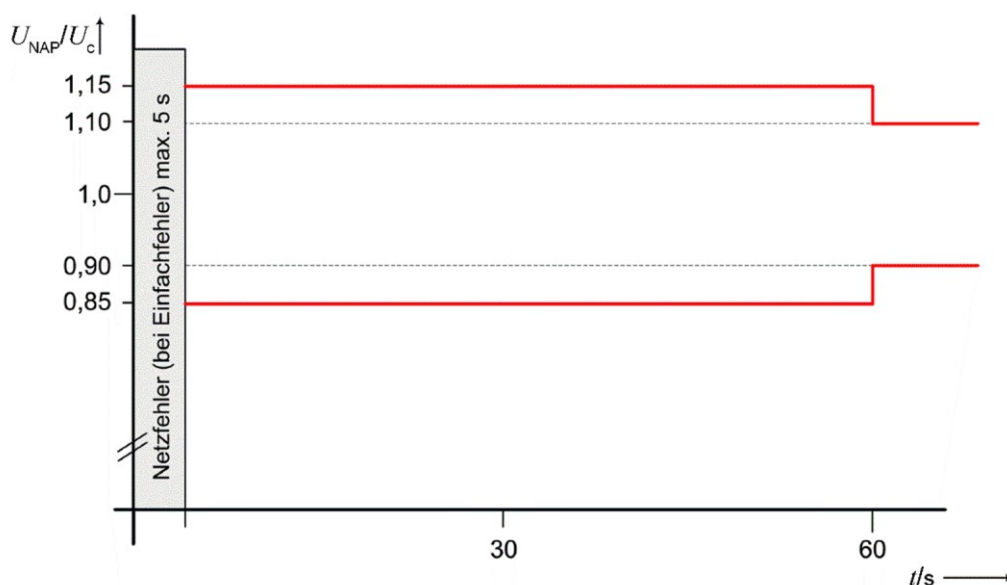
E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 3685 • bei unsymmetrischen Fehlern während des Fehlers inhärent durch die Auslegung des
- 3686 Asynchrongenerators;
- 3687 • bei symmetrischen Fehlern zeitlich begrenzt durch den abklingenden Stoßkurzschlussstrom
- 3688 und durch Zuschaltung von Kondensatoren. Während des Spannungseinbruchs darf kein
- 3689 untererregter Zustand auftreten.
- 3690 • Nach Fehlerklärung eines Spannungseinbruchs für eine einstellbare Zeit von 0,5 Sekunden bis
- 3691 5 Sekunden durch Kondensatoren. Dabei müssen die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb)
- 3692 spätestens 300 ms nach Fehlerklärung abgeschlossen sein.
- 3693 • Während einer Spannungserhöhung nach Bild 12 muss sich die Erzeugungseinheit untererregt
- 3694 verhalten.
- 3695 – Für die Wirkstromwiederkehr nach einem Netzfehler gelten die Anforderungen nach 10.2.4.2.2.
- 3696 – Die Spannungsstützung durch Kondensatoren muss bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt größer
- 3697 als $1,1 U_C$ unverzüglich abgeschaltet werden. Dabei ist in isolierten und gelöscht betriebenen Netzen die
- 3698 Leiter-Leiter-Spannung auszuwerten, in geerdeten Netzen die Leiter-Erde-Spannung.
- 3699 – Während und nach einem Netzfehler muss die Drehzahl so geregelt werden, dass die Drehzahl n des
- 3700 Generators im Bereich $\pm 3 \%$ der Synchrodrehzahl bleibt. Als maximaler Schlupf ist das 5-Fache des
- 3701 Schlupfes bei Bemessungsleistung des Generators zugelassen.

3702 10.2.4.4 Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes für Typ-1- und Typ-
3703 2-Anlagen

3704 Befindet sich die Netzspannung 5 s nach Fehlerbeginn noch außerhalb des Spannungsbandes von
 3705 $U_{MS} \pm 10 \% U_{MS}$ und droht eine Auslösung des Eigenschutzes der Erzeugungseinheiten, müssen die
 3706 Erzeugungseinheiten ihr Blindleistungsverhalten soweit anpassen, dass eine Auslösung des Eigenschutzes
 3707 vermieden wird. Zugunsten dieses Blindleistungsverhaltens darf die Wirkleistungseinspeisung – soweit
 3708 technisch erforderlich – angepasst werden. Innerhalb dieses Zeitraumes gelten die Anforderungen an die
 3709 statische Spannungshaltung nicht.

3710 Durch die Regelung der Trafostufenstellung am vorgelagerten Verteilertransformator HS/MS des Netz-
 3711 betreibers ist davon auszugehen, dass die Spannung nach spätestens 60 s wieder innerhalb des
 3712 Spannungsbandes von $U_{MS} \pm 10 \% U_{MS}$ liegt.



3713

3714 Bild 15 – Verhalten nach Fehlerende bis zum Erreichen des stationären Betriebes

3715 Bezüglich der Blindleistungsbereitstellung nach Erreichen des stationären Betriebes gelten die Anforderungen
 3716 der statischen Spannungshaltung nach 10.2.2.

3717 **10.2.5 Wirkleistungsabgabe**

3718 **10.2.5.1 Allgemeines**

3719 Kundenanlagen mit Erzeugungseinheiten, Speichern und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen müssen
3720 Vorgaben zu Leistungsgradienten hinsichtlich Ihrer Wirkleistungsabgabe umsetzen. Die Leistungsgradienten
3721 der Kundenanlage sind am Netzanschlusspunkt einzuhalten. Eine Umsetzung von Leistungsgradienten direkt
3722 an den Erzeugungseinheiten, Speichern bzw. den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist zur Erfüllung der
3723 Anforderung zulässig.

3724 Die folgende Leistungsgradienten sind für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistungsabgabe bei
3725 Erzeugungsanlagen (technische Mindestleistung $\leftrightarrow 100 \% P_{b \text{ inst}}$), Speichern ($- 100 \% P_{b \text{ inst}} \leftrightarrow 100 \% P_{b \text{ inst}}$)
3726 und des Wirkleistungsbezugs für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ($0 \leftrightarrow 100 \% P_{b \text{ steuerbar}}$)
3727 einzuhalten.

3728 Bei Zuschaltung nach 10.4, Wirkleistungsvorgaben durch Dritte (z. B. Aufforderungsfall Redispatch) gilt:

- 3729 – nicht schneller als mit $0,66 \% P_{b \text{ inst}}$ (bzw. $P_{b \text{ steuerbar}}$) je Sekunde);
- 3730 – nicht langsamer als mit $0,33 \% P_{b \text{ inst}}$ (bzw. $P_{b \text{ steuerbar}}$) je Sekunde). Davon abweichend dürfen Erzeu-
3731 gungsanlagen bei Sollwertvorgaben durch Dritte auch langsamer reagieren, bei Leistungssteigerungen
3732 jedoch nicht langsamer als $4 \% P_{b \text{ inst}}$ je Minute.

3733 Bei Wirkleistungsvorgaben des Netzbetreibers z. B. Netzsicherheitsmanagement, Redispatch im Duldungsfall
3734 oder Notfallmaßnahme:

- 3735 – nicht schneller als mit $3 \% P_{b \text{ inst}}$ (bzw. $P_{b \text{ steuerbar}}$) je Sekunde;
- 3736 – nicht langsamer als mit $2 \% P_{b \text{ inst}}$ (bzw. $P_{b \text{ steuerbar}}$) je Sekunde.

3737 ANMERKUNG 1 Der Netzbetreiber darf eine Umsetzung seiner (oder einzelner) Wirkleistungsvorgaben mit den
3738 (langsameren) Gradienten aus dem Aufforderungsfall Redispatch zulassen. Die Schnittstelle bzw. Steuerungstechnik muss
3739 auch in diesem Fall so vorbereitet sein, dass eine Unterscheidung der Gradienten möglich ist (z. B. durch unterschiedliche
3740 Kanäle für die Wirkleistungsvorgabe (siehe Abschnitt C.4)).

3741 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit fernwirksamer Anbindung darf der Netzbetreiber die maximale
3742 Wirkleistungssteigerung auf $10 \% P_{b \text{ inst}}$ pro Minute begrenzen (siehe Abschnitt C.4). Die Aktivierung dieses
3743 Gradienten muss anlassbezogen erfolgen (z. B. hohe Auslastung der Netzbetriebsmittel, n-1 Fall). Eine
3744 pauschale Aktivierung ohne konkreten Anlass ist unzulässig. Der Gradient muss von der Erzeugungsanlage
3745 und dem Speicher nach Aktivierung, ab einer Einspeisung von mind. $60 \% P_{AV,E}$ eingehalten werden.

3746 ANMERKUNG 2 Von den oben aufgeführten Leistungsgradienten ist die Erbringung von Primärregelleistung ausge-
3747 nommen, da es sich nicht um Sollwertvorgaben durch Dritte handelt.

3748 Andere technisch begründete Leistungsgradienten (z. B. für Wasserkraftanlagen mit Pegelhaltung, abhängig
3749 von netztechnischen Erfordernissen, Dampfprozesse, beim Einsatz von alternativen Brennstoffen bei der
3750 Verbrennung in Gasturbinen und –motoren wie z. B. bei Wasserstoff ab einer Beimischung von 10 Vol% oder
3751 bei Brennstoffumschaltungen) sind in Abstimmung mit dem bzw. nach Vorgabe des Netzbetreibers zulässig.

3752 Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung während des Hoch- bzw. Abfahrens
3753 der Kundenanlage und damit ein möglichst lineares Verhalten zu realisieren.

3754 Die Vorgaben sind auf die Wirkleistung bezogen. Die Blindleistung muss dabei den Vorgaben aus 5.5
3755 (Bezugsanlagen) bzw. 10.2.2 (Erzeugungsanlagen) folgen.

3756 Bei Leistungsreduzierungen an der Erzeugungseinheit aufgrund von Genehmigungsaufgaben (z. B. Schall-
3757 bzw. Naturschutzaufgaben) sind die Leistungsgradienten von Sollwertvorgaben durch Dritte einzuhalten. Die
3758 Wirkleistungssteigerung nach Ablauf der Auflage hat mit maximal $10 \% P_{b \text{ inst}}$ pro Minute zu erfolgen. Die
3759 Umsetzung kann auch im EZA-Regler erfolgen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

3760 Bei Typ-1-EZA sind im Falle der Anforderung zur Veränderung der Wirkleistungsabgabe die Restriktionen des
3761 Verbrennungs- bzw. Dampfprozesses zu berücksichtigen.

3762 Bei Typ-2-Brennstoffzellen-EZA sind im Falle der Anforderung zur Veränderung der Wirkleistungsabgabe die
3763 Restriktionen des elektrochemischen Prozesses zu berücksichtigen. Für die betreffenden Typ-1-EZA und Typ-
3764 2-Brennstoffzellen-EZA gelten die Anforderungen an Stellgeschwindigkeiten zur Wirkleistungsanpassung nach
3765 Tabelle 7.

3766 **Tabelle 7 – Anforderungen an Stellgeschwindigkeiten zur Wirkleistungsanpassung**

	Betriebsfall			
	Bei Zuschaltung nach 10.4, Wirkleistungsvorgaben durch Dritte (z. B. Aufforderungsfall Redispatch)		Bei Wirkleistungsvorgaben des Netzbetreibers z. B. Netzsicherheitsmanagement, Redispatch im Duldungsfall oder Notfallmaßnahme	
	Wirkleistungsabgabe		Wirkleistungsabgabe	
	Steigerung	Reduzierung	Steigerung	Reduzierung
Gasmotorenaggregate in % $P_{b\ inst} /s$	0,166...0,66	0,166...0,66	0,166...0,66	1,1...3 ($P_{b\ inst} \leq 2\ MW$) 0,33...3 ($P_{b\ inst} > 2\ MW$)
Gas-/Dampfturbinen in % $P_{b\ inst} /s$	0,066...0,66	0,133...0,66	0,066...0,66	0,133...3
Brennstoffzellen in % $P_{b\ inst} /s$	0,066...0,66	0,33...0,66	1,1...3 ($P_{b\ inst} \leq 2\ MW$) 0,33...3 ($P_{b\ inst} > 2\ MW$)	1,1...3 ($P_{b\ inst} \leq 2\ MW$) 0,33...3 ($P_{b\ inst} > 2\ MW$)
Wasserkraftanlagen	0,166...0,66	0,166...0,66	0,166...0,66	0,166...3

3767 Bei Reduzierung der Wirkleistungsabgabe durch Sollwertvorgabe unterhalb von 50 % $P_{b\ inst}$ einer GuD-Anlage
3768 darf sich die Dampfturbine vom Netz trennen.

3769 Bei Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen sind im Falle der Reduzierung der Wirkleistungs-
3770 abgabe bei Sollwerten unterhalb von 50 % $P_{b\ inst}$ der Verbrennungskraftmaschine die motortechnisch maximal
3771 zulässigen Betriebsdauern zu berücksichtigen. Bei einer Leistung < 50 % $P_{b\ inst}$ der Verbrennungs-
3772 kraftmaschine und Überschreitung der zulässigen Betriebsdauer darf sich die Verbrennungskraftmaschine vom
3773 Netz trennen.

3774 Bei der Priorisierung der Wirkleistungseinspeisung sind die Vorgaben aus 8.1 zu berücksichtigen.

3775 Der Netzbetreiber ist nach EnWG [13] berechtigt, jederzeit eine vorübergehende Begrenzung der
3776 Wirkleistungsabgabe bzw. die Anlagenabschaltung zu verlangen und vorzunehmen.

3777 **10.2.5.2 Netzsicherheitsmanagement / Redispatch**

3778 Erzeugungsanlagen müssen ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vorge-
3779 gebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz begrenzen können. Dieser entspricht einem Prozentwert
3780 bezogen auf die installierte Wirkleistung P_{inst} . Die Leistungsbegrenzung muss bei jedem Betriebszustand und
3781 aus jedem Betriebspunkt möglich sein. Bei Speichern gelten die Anforderung sowohl für die Erzeugung als
3782 auch den Bezug. Eine Umsetzung der Leistungsbegrenzung direkt an den Erzeugungseinheiten ist zur
3783 Erfüllung der Anforderung ausreichend.

3784 Bei Mischanlagen ist zu beachten, dass sich die Gesamtwirkung am Netzanschlusspunkt aus der Leistung der
3785 Erzeugungsanlage und der Leistung der Bezugsanlage ergibt. Die Anforderung zur Leistungsbegrenzung
3786 bezieht sich unabhängig vom tatsächlichen Leistungsfluss und dessen Richtung am Netzanschlusspunkt auf

3787 die installierte Wirkleistung P_{inst} . Jede Begrenzungs-Anforderung des Netzbetreibers muss über das Mess-
3788 konzept oder über eine fernwirktechnische Anbindung für den Netzbetreiber nachvollziehbar sein.

3789 Unterhalb der technischen Mindestleistung darf die Erzeugungsanlage vom Netz getrennt werden (siehe hierzu
3790 auch die Ausnahmeregelung für Verbrennungskraftmaschinen siehe 10.2.4.1). Die Wirkleistung der
3791 Erzeugungsanlage bzw. des Speichers darf die jeweilige Wirkleistungsbegrenzung um maximal 5 % P_{inst}
3792 überschreiten. Bei einem vorgegebenen Leistungswert von 0 % P_{inst} ist eine Trennung vom Netz nicht
3793 zwingend notwendig.

3794 Die Wirkleistungsvorgabe erfolgt für jeden Primärenergieträger gesondert (sofern an einer Übergabestation
3795 mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind).

3796 Bei sich zeitlich überschneidenden Wirkleistungsbegrenzungen durch den Netzbetreiber und durch Dritte
3797 (Marktvorgaben, Eigenbedarfsoptimierung usw.) gilt in der Regel die betragsmäßig kleinere Leistung.

3798 Die Schnittstelle für das Netzsicherheitsmanagement muss den Anforderungen des Netzbetreibers genügen.
3799 Hierbei ist der Technische Hinweis „Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im
3800 Verteilnetz“ des FNN [19] zu beachten. Der Anlagenbetreiber muss jederzeit einen Nachweis für die
3801 zurückliegenden 18 Monate über die Leistungsabregelung des Netzsicherheitsmanagements und den Eingriff
3802 Dritter während des Betriebs der Erzeugungsanlage vorhalten (z. B. über ein Logbuch), soweit nicht
3803 behördliche oder gesetzliche Vorgaben andere Aufbewahrungsfristen bestimmen. Auf Anforderung ist dem
3804 Netzbetreiber dieser Nachweis vorzulegen.

3805 Die Vorgaben aus dem Redispatch nach dem jeweils gültigen EnWG sind einzuhalten.

3806 **10.2.5.3 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)**

3807 Erzeugungsanlagen, Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher sowie regelbare Bezugseinheiten
3808 müssen schnelle Frequenzänderungen am NAP ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Hierbei gelten
3809 folgende Festlegungen:

3810 1) Typ-1-EZA dürfen sich nicht vom Netz trennen, solange:

3811 a) die bei dem Nachweis der Stabilität im „Fiktiven Inselnetz“ nach 11.2.10.2.2 bzw. 11.6.3 aufgetretenen
3812 maximalen Drehzahlgradienten nicht überschritten werden;

3813 b) die Drehzahlgradienten für den kritischen FRT-Fall nicht überschritten sind, welche sich aus den unter
3814 10.2.4 definierten FRT-Fällen für Typ-1-Anlagen bei maximalem Spannungseinbruch an der EZE-
3815 Klemme bei maximaler mechanischer Antriebsleistung bei einer Fehlerdauer von 150 ms ergeben;

3816 c) die folgenden über die jeweils unten angegebene Dauer gemittelten Frequenzänderungs-
3817 geschwindigkeiten für Typ-1-EZA nicht überschritten werden:

3818 – $\pm 2,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,5 s,

3819 – $\pm 1,5$ Hz/s für eine Dauer von 1 s und

3820 – $\pm 1,25$ Hz/s für eine Dauer von 2 s.

3821 – Davon abweichend dürfen sich Typ-1-EZE mit einer installierten Leistung $P_{\text{inst}} \geq 140$ MW vom Netz
3822 trennen, sofern die über eine Dauer von 0,5 s gemittelte Frequenzänderungsgeschwindigkeit von \pm
3823 1,0 Hz/s überschritten wird.

3824 2) Typ-2-EZA, Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher sowie regelbare Bezugseinheiten dürfen
3825 sich nicht vom Netz trennen, solange:

3826 a) die bei dem Nachweis der Stabilität im „Fiktiven Inselnetz“ nach 11.2.10.3.2 aufgetretenen maximalen
3827 Frequenzgradienten nicht überschritten werden;

3828 b) die Frequenzgradienten für den kritischen FRT-Fall nicht überschritten sind, welche sich aus den unter
3829 10.2.4 definierten FRT-Fällen für Typ-2-Anlagen bei maximalem Spannungseinbruch an der EZE-Klemme
3830 bei maximaler mechanischer Antriebsleistung bei einer Fehlerdauer von 150 ms ergeben;

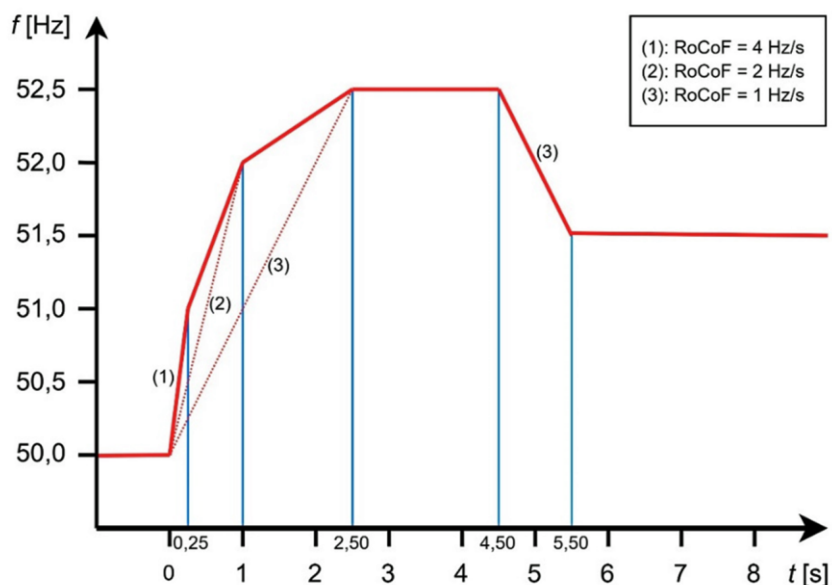
E VDE-AR-N 4120:2024-11

3831 ANMERKUNG Hierbei ergibt sich der Wert des RoCoF zu 14,17 Hz/s unter der Annahme einer beigestellten
 3832 Schwungmasse von $T_A = 3$ s aus: $\text{RoCoF [Hz/s]} = \Delta P / T_A \cdot f_n$, wobei $\Delta P \sim \Delta U$ und U in p.u. angenommen werden
 3833 kann entsprechend des Spannungseinbruchs für eine Dauer von 150 ms.

3834 c) die folgenden über die jeweils unten angegebene Dauer gemittelten
 3835 Frequenzänderungsgeschwindigkeiten für Typ-2-EZA nicht überschritten werden:

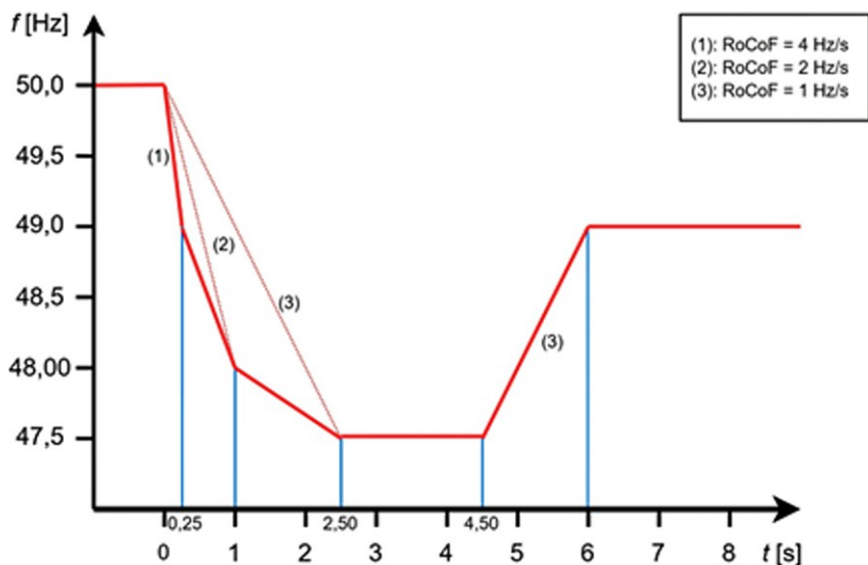
- 3836 – $\pm 4,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,25 s,
- 3837 – $\pm 2,0$ Hz/s für eine Dauer von 0,5 s,
- 3838 – $\pm 1,5$ Hz/s für eine Dauer von 1,0 s und
- 3839 – $\pm 1,25$ Hz/s für eine Dauer von 2,0 s;

3840 d) die Sequenzen von Frequenzänderungsgeschwindigkeiten nach Bild 16 und Bild 17 nicht überschritten
 3841 werden.



3842

3843 **Bild 16 – Sequenz für den Frequenzverlauf (Überfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP**



3844

3845 **Bild 17 – Sequenz für den Frequenzverlauf (Unterfrequenz) für den Fall 2. d) am NAP**

3846 **10.2.5.4 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz**

3847 **10.2.5.4.1 Allgemeines**

3848 Steigt bzw. fällt die Netzfrequenz außerhalb des Frequenzbandes von 50 Hz ± 200 mHz, haben sämtliche
3849 Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher und regelbare Bezugseinheiten an
3850 der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (PRNB) teilzunehmen.

3851 ANMERKUNG 1 Ein solches Ereignis, das zum Verlassen des Frequenzbandes von 50 Hz ± 200 mHz führt, kann
3852 beispielsweise dann auftreten, wenn ein sehr hohes Leistungsungleichgewicht nicht mehr durch die marktbasier-
3853 te Primär- und Sekundärregelung stationär ausgeglichen werden kann. Dieses Frequenzband kann vorübergehend auch aufgrund
3854 der begrenzten dynamischen Eigenschaften der marktbasier- te Primär- und Sekundärregelung überschritten werden.

3855 Die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung sind grundsätzlich auf die einzelne Einheit
3856 bezogen, können jedoch bei untrennbar miteinander verbundenen Erzeugungseinheiten (z. B. GuD-Anlagen)
3857 auch von der Anlage erbracht werden. Ein Nachweis der Einhaltung der Anforderungen erfolgt dann nach dem
3858 Einzelnachweisverfahren.

3859 Die Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann je nach Typ der Erzeugungseinheit (Typ-
3860 1-EZE bzw. Typ-2-EZE) sowie nach Erzeugungstechnologie Einschränkungen unterliegen.

3861 ANMERKUNG 2 Einschränkungen ergeben sich insbesondere durch beschränkte Stellgeschwindigkeiten
3862 (Wirkleistungsgradienten) außerhalb einer anlagenspezifisch festgelegten Stellamplitude.

3863 Bezüglich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung kann zwischen dem unbeschränkten und dem
3864 beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit unterschieden werden. Eine Differenzierung zwischen dem
3865 unbeschränkten und beschränkten Stellbereich der Stellgeschwindigkeit erfolgt technologiespezifisch durch
3866 Tabelle 8 und Tabelle 9. Innerhalb der jeweils typspezifischen Wirkleistungsstellbereiche bezieht sich der
3867 Bereich der unbeschränkten Stellgeschwindigkeit nach Tabelle 8 jeweils auf den zum Zeitpunkt der
3868 Anforderung an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung geltenden stationären Zustand. Dabei sind ggf.
3869 zusätzliche Einschränkungen innerhalb ausgewiesener Wirkleistungsstellbereiche zu beachten. Zusätzlich
3870 sind die eingeschränkten Anforderungen aufgrund technologischer Restriktionen nach 10.2.5.4.3 zu
3871 berücksichtigen.

3872 **10.2.5.4.2 Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung**

3873 Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher müssen im Fiktiven Inselnetz
3874 jederzeit stabil betrieben werden können. Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten dabei folgende
3875 Anforderungen:

3876 **Statik und Dämpfung der PRNB**

3877 1) Die innerhalb der Frequenzbereiche von 47,5 Hz – 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz – 51,5 Hz (vorrübergehend bis
3878 52,5 Hz) wirksame PRNB muss als proportionale Drehzahlregelung (Typ-1-EZE) bzw. proportionale
3879 Frequenzregelung (Typ-2-EZE, EZSE und Speicher) ausgeführt sein. Für die Einstellung der Statik ist
3880 folgendes zu berücksichtigen:

3881 Erzeugungseinheiten

3882 – Die Statik der drehzahl- bzw. frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss einstellbar sein
3883 zwischen 2,0 % und 12,0 %.

3884 – Als Standardwert ist für Typ-1-EZE und für Typ-2-EZE eine Statik von 5,0 % vorzusehen.

3885 – Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für Typ-1-EZE P_{inst} und für Typ-2-EZE P_{mom}
3886 heranzuziehen.

3887 Dabei entspricht P_{mom} der über einen Zeitraum von 200 ms gleitend gemittelten Wirkleistung an der
3888 Klemme zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2 Hz bzw. zum Zeitpunkt der Unterschreitung von
3889 49,8 Hz.

3890 EZSE und Speicher

- 3891 – Als Maximalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 12,0 % und im
3892 Unterfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % vorzusehen.
- 3893 – Als Standardwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 5,0 % und im
3894 Unterfrequenzbereich eine Statik von 1,6 % vorzusehen.
- 3895 – Als Minimalwert ist für EZSE und Speicher im Überfrequenzbereich eine Statik von 2,0 % und im
3896 Unterfrequenzbereich eine Statik von 0,2 % vorzusehen.
- 3897 – Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung muss für den Über- und
3898 Unterfrequenzbereich einstellbar sein zwischen dem jeweiligen minimalen und maximalen Wert.
- 3899 – Als Bezugsgröße P_{ref} zur Bestimmung der Statik ist für EZSE und Speicher P_{Emax} heran zu ziehen.

3900 Struktur und Parametrierung der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung

3901 Bezüglich der Struktur und Parametrierung der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung sind folgende
3902 Bedingungen einzuhalten:

- 3903 – Die Frequenzregelung muss innerhalb des unbeschränkten Stellbereichs nach Tabelle 8 zwischen
3904 Mindest- bis Maximallast ein Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ für Typ-1-EZE und $D \geq 0,2$ für Typ-2-EZE
3905 aufweisen. Die Frequenzregelung ist bei Typ-2-EZE im geschlossenen Regelkreis so auszulegen,
3906 dass die Anforderung an die Dämpfung für eine der Typ-2-Einheit beigestellte Schwungmasse mit
3907 einem T_A von mindestens 3 s eingehalten wird. Die beigestellte Schwungmasse ist auf P_{mom} zu
3908 beziehen.
- 3909 – Die Frequenzregelung muss über den gesamten unbeschränkten Stellbereich nach Tabelle 8 von
3910 maximaler Lade- und Entladeleistung (und umgekehrt) für EZSE und Speicher ein Dämpfungsmaß
3911 von $D \geq 0,06$ aufweisen.
- 3912 – Die Frequenzregelung ist im geschlossenen Regelkreis so auszulegen, dass die Anforderung an die
3913 Dämpfung für eine der EZSE bzw. dem Speicher beigestellte Schwungmasse im
3914 Überfrequenzbereich mit einem T_A von mindestens 3 s und im Unterfrequenzbereich mit einem T_A
3915 von mindestens 6 s eingehalten wird. Die beigestellte Schwungmasse ist auf P_{Emax} zu beziehen.
- 3916 – Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur sind nur insoweit zulässig, wie
3917 die vorgegebenen leistungsbezogenen Statiken dies zur Einhaltung des Dämpfungsmaßes erfordern.

3918 ANMERKUNG 1 Abweichungen von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur können z. B. durch eine
3919 vorübergehend wirkende transiente Statik oder andere Reglerstrukturen realisiert werden, die in ihrer Wirkung der
3920 reinen Drehzahl- bzw. Frequenzregelung entsprechen. Hierbei ist Punkt 2 zu beachten.

3921 ANMERKUNG 2 Die beigestellte Schwungmasse ist eine bei der Auslegung des geschlossenen
3922 Frequenzregelkreises der Typ-2-Einheit bzw. dem Nachweis der Frequenzregelung zu berücksichtigende
3923 Rechengröße und kein durch den Betreiber bereitzustellendes Betriebsmittel.

3924 ANMERKUNG 3 Für EZE mit dargebotsabhängiger Primärenergie gelten diese Anforderungen uneingeschränkt
3925 nur für den Bereich der Überfrequenz (50,2 Hz bis 51,5 Hz; transient bis 52,5 Hz). Für den Bereich der Unterfrequenz
3926 gilt diese Anforderung nur insoweit, wie eine niedriger priorisierte Wirkleistungsreduzierung nach 8.1 bestand.

- 3927 2) Kann mit der leistungsbezogenen Statik im geforderten Einstellbereich nach Punkt 1 das geforderte
3928 Dämpfungsmaß nach Anhang B.11 nur mittels zusätzlicher transienter Statik oder durch ergänzende
3929 Reglerstrukturen erreicht werden, so ist durch eine geeignete zusätzliche Steuerung sicherzustellen, dass
3930 in Betriebszuständen, in denen der Frequenzgradient einen Wert von $\pm 0,5$ Hz/s gemittelt über 400 ms
3931 überschreitet, jeweils die maximal mögliche Stellgeschwindigkeit des Stellorgans bzw. des Prozesses
3932 insgesamt zur Anwendung kommt.

3933 **Verhalten bei Über- und Unterfrequenz im Bereich der PRNB**

- 3934 3) Für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung gelten die Anforderungen im unbeschränkten Stellbereich
3935 nach Tabelle 8 und für Erzeugungseinheiten zusätzlich die Stellgeschwindigkeiten im beschränkten
3936 Stellbereich nach Tabelle 9. Höhere als die in Tabelle 9 angegebenen Stellgeschwindigkeiten sind zulässig
3937 und auszuweisen.

3938 4) EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetz einen spontanen Übergang von Lade- in den
3939 Entladebetrieb um mindestens 100 % (entsprechend Tabelle 8) auf Basis einer sprungförmigen
3940 Sollwertänderung und umgekehrt beherrschen.

3941 5) Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen
3942 Lastabschaltung (**Überfrequenzereignis**) folgende Anforderungen erfüllen:

3943 Erzeugungseinheiten

3944 – Eine Typ-1-EZE muss ausgehend von $P_{b\ inst}$ eine spontane Lastabschaltung auf den unteren
3945 Grenzwert des Stellbereichs nach Tabelle 9, maximal jedoch mit 45 % von $P_{b\ inst}$ beherrschen.
3946 Zusätzlich muss eine Lastabschaltung mit beliebiger Amplitude, maximal jedoch 45 % $P_{b\ inst}$
3947 innerhalb des Betriebsbereichs von $P_{b\ inst}$ und Mindestlast beherrscht werden.

3948 – Eine Typ-2-EZE muss eine spontane Lastabschaltung von 45 % von P_{mom} beherrschen, solange der
3949 Wert der Untergrenze des Stellbereichs nach Tabelle 9 nicht unterschritten wird. Die jeweils
3950 anzunehmende beigestellte Schwungmasse von 3 s ist dabei ebenfalls auf P_{mom} zu beziehen.

3951 – Typ-1-EZE und Typ-2-EZE müssen die Wirkleistung, ausgehend von der abgegebenen Leistung vor
3952 Eintritt der Lastabschaltung, bis zum Erreichen der Mindest- bzw. Teillast, innerhalb des transient
3953 zulässigen Drehzahl- bzw. Frequenzbereichs von 52,5 Hz reduzieren können.

3954 – Die Wirkleistungsabgabe muss bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung reduziert werden
3955 können. Eine weitergehende Reduzierung unter die technische Mindestleistung ist nur dann zulässig,
3956 wenn ein stabiler Betrieb der Erzeugungsanlage nach diesem Abschnitt erhalten bleibt.

3957 – Die technische Mindestleistung ist technologieabhängig (siehe Tabelle 8 und Tabelle 9). Niedrigere
3958 als die in Tabelle 8 und Tabelle 9 ausgewiesenen Werte der technischen Mindestleistung sind zulässig.

3959 EZSE und Speicher

3960 – EZSE und Speicher müssen im Entladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennleistung auf eine
3961 beliebige Teillast einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.

3962 – Im Entladebetrieb muss die abgegebene Wirkleistung bis zum Erreichen der Teillast, die einem
3963 dauerhaft zulässigen Frequenzwert von 51,5 Hz entspricht, reduziert werden können.

3964 6) Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher müssen im Fiktiven Inselnetzbetrieb im Falle einer spontanen
3965 Leistungsanforderung (Leistungserhöhung, **Unterfrequenzereignis**) bedingt durch einen Abfall der
3966 Netzfrequenz in den Bereich der PRNB folgende Anforderungen erfüllen:

3967 – Erzeugungseinheiten müssen mit den in Tabelle 8 enthaltenen Anforderungen innerhalb des
3968 unbeschränkten und darüber hinaus im beschränkten Stellbereichs nach Tabelle 9 ihre Leistung
3969 steigern. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass eine entsprechende Leistungsreserve betrieblich
3970 vorgesehen war.

3971 – EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb eine spontane Entlastung von Nennentladung auf eine
3972 beliebige Teilladung einschließlich Leistungsumkehr beherrschen.

3973 – EZSE und Speicher müssen im Ladebetrieb die aufgenommene Wirkleistung bis zum Erreichen des
3974 Teilverbrauchs, der einem transient zulässigen Frequenzwert von 48,5 Hz entspricht, reduzieren
3975 können.

3976 7) Die Schwellwerte zur Aktivierung der PRNB müssen zwischen 49,5 Hz bis 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz bis
3977 50,5 Hz in Schritten von 10 mHz einstellbar sein. Sofern keine anderslautende Mitteilung vom
3978 Netzbetreiber erfolgt, liegen sie bei 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz.

3979 8) Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen
3980 Frequenzwert beträgt ± 10 mHz.

3981 9) Der Übergang in die PRNB und auch das mehrfache Durchfahren der Schwellwerte muss bezogen auf
3982 das Leistungsstellglied stoßfrei erfolgen.

3983 10) Eine Netztrennung innerhalb des Frequenzbereichs von 47,5 Hz bis 51,5 Hz ist unzulässig.

3984 11) Bei Netzfrequenzen unterhalb von 47,5 Hz dürfen sich Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher
3985 automatisch vom Netz trennen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

3986 12) Bei Netzfrequenzen oberhalb von 51,5 Hz müssen die Erzeugungseinheiten, EZSE und Speicher
3987 mindestens 10 s am Netz verbleiben und dürfen sich oberhalb von 52,5 Hz automatisch vom Netz trennen.

3988 ANMERKUNG 4 Sicherheitsrelevante Batteriespeicher, die im ungestörten Netz keine Wirkleistung einspeisen, wie
3989 unterbrechungsfreie Stromversorgungen, Pufferbatterien für Hilfsenergieversorgungen usw., werden im Sinne dieser
3990 Anwendungsregel nicht als Speicher betrachtet. Speicher die sich in einem Stromsparmodus („Standby-Betrieb“) befinden,
3991 sind von den Verpflichtungen zur Teilnahme and der PRNB ausgenommen.

3992 **Besonderheiten bei Typ-1-EZE im Bereich der PRNB**

3993 Jede Typ-1-EZE muss in der Lage sein zwischen den Betriebspunkten vorübergehende Mindestleistung- und
3994 Maximallast P_{Amax} auf Basis der PRNB einen Fiktiven Inselnetzbetrieb nach den Vorgaben dieses Abschnitts
3995 sicherzustellen. Die dafür nachgewiesenen systemstützenden Eigenschaften der EZE müssen im Netzbetrieb
3996 jederzeit innerhalb des PRNB Regelbereichs aktiv sein. Im Falle einer Umschaltung von Parametern und/oder
3997 Strukturen der Regeleinrichtungen bei der Aktivierung der PRNB (Überschreiten des 200 mHz Totbandes) und
3998 umgekehrt muss ein stabiler Betrieb der EZE/EZA gewährleistet sein.

3999 ANMERKUNG 5 Es ist sicherzustellen, dass bei der Aktivierung der PRNB kein isochroner Betrieb erfolgt.

4000 ANMERKUNG 6 Das Überschreiten des 200 mHz Totbandes kann auch mit beliebig kleinen Gradienten erfolgen.

4001 **Besonderheiten bei kontinuierlich regelbaren Bezugseinheiten**

4002 Die nachfolgend beschriebenen Anforderungen gelten für regelbare Bezugseinheiten, deren Verbrauch
4003 kontinuierlich innerhalb des für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung relevanten Zeitbereichs als
4004 frequenzabhängig regelbar vorgesehen und vereinbart ist.

4005 Verlässt die Netzfrequenz das Frequenzband der marktbasieren Primärregelung von in der Regel ± 200 mHz,
4006 müssen kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten, ihre Leistungsaufnahme derart anpassen, dass der
4007 Leistungsbereich zwischen Maximallast und technischer Mindestlast innerhalb eines festgelegten
4008 Frequenzbereichs durchfahren wird.

4009 Für den Bereich der Überfrequenz von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (Leistungsaufnahme) gelten nach Können und
4010 Vermögen dieselben Anforderungen wie für Typ-2-EZE, wobei eine leistungsbezogene Statik von 5,0 %
4011 vorzusehen.

4012 Der Einschwingvorgang einer Leistungsanpassung bei einer sprungförmig angenommenen
4013 Frequenzabsenkung bzw. Frequenzerhöhung hat mit einem Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ zu erfolgen.

4014 Für den Bereich der Unterfrequenz (Leistungsreduktion) ist im wesentlichen Frequenzbereich von 49,8 Hz bis
4015 48 Hz eine leistungsbezogene Statik von 5,0 % vorzusehen.

4016 Der Einschwingvorgang einer Leistungsanpassung bei einer sprungförmig angenommenen Frequenz-
4017 absenkung bzw. Frequenzerhöhung hat mit einem Dämpfungsmaß von $D \geq 0,06$ zu erfolgen.

4018 Zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen an die PRNB kann auf Tabelle 21, Tabelle 22, Tabelle **27**
4019 und Tabelle **28** zurückgegriffen werden. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die in Tabelle 30
4020 aufgeführten Parameterbeschränkungen und die in Bild 30 gekennzeichneten Grenzkurven eingehalten
4021 werden.

4022 ANMERKUNG 6 Kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten, die sich in einem Stromsparmodus („Standby-Betrieb“)
4023 befinden, sind von den Verpflichtungen zur Teilnahme an der PRNB ausgenommen.

4024

4025
4026
4027

Tabelle 8 – Dynamische Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE, Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Speicher im unbeschränkten Stellbereich

EZE Technologie	Typ	unbeschränkter (ub) Stellbereich ⁽¹⁾			
		Stellbereich		Frequenzrückgang & Frequenzanstieg	
		$P_{ub,min}$	$P_{ub,max}$	Amplitude	Dämpfungsmaß
Gasturbine ≤ 2 MW ⁽²⁾	1	55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gasturbine > 2MW ⁽²⁾		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Dampfturbine ⁽⁵⁾		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gas- und Dampf Anlage		55 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) ≤ 2 MW ⁽²⁾		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Verbrennungsmotoren (zur Stromerzeugung) > 2 MW ⁽²⁾		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gas-Verbrennungsmotor ≤ 2MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 5 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Gas-Verbrennungsmotor > 2MW		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 7 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Wasserkraftanlagen im Turbinen und ggfls. Pumpbetrieb		(6)	(6)	(6)	
Geothermie		50 % $P_{E,max}$	100 % $P_{E,max}$	± 10 % $P_{E,max}$	≥ 0,06
Batteriespeicher (netzfolgend)	2	-100 % $P_{v,max}^{(3)}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 100 % $P_{v,max}^{(3)}$	≥ 0,06 ⁽⁴⁾
Brennstoffzelle		keine Anforderungen			
Photovoltaik		10 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	± 90 % $P_{v,max}^{(3)}$	≥ 0,2 ⁽⁴⁾
Windenergieanlage		45 % $P_{E,max}$	100 % $P_{v,max}^{(3)}$	- 10 % / + 1 % $P_{v,max}^{(3)}$	≥ 0,2 ⁽⁴⁾

4028
4029
4030
4031
4032
4033
4034
4035
4036
4037
4038
4039
4040
4041

- (1) Unbeschränkter Stellbereich: Bereich der Kleinsignalstabilität der Primärregelung (Siehe Begriffsdefinition 3.1.67.8) für $\cos \varphi = 1$.
- (2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (z. B. Wasserstoff ab einer Beimischung von 10 Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- (3) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme
- (4) Anforderung an das Einschwingverhalten des Stellglieds entsprechend $P(f)$ -Grenzcurve in Bild 30.
- (5) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, „Müllverbrennung“.
- (6) Der Arbeitsbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Ab einer Anlagengröße von $P_{A,max} > 45$ MW ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

4042
4043

Tabelle 9 – Dynamische Anforderungen an die netsicherheitsbasierte Primärregelung für die Wirkleistungsstellbereiche von Typ-1- und Typ-2-EZE im beschränkten Stellbereich

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

- 4044 (1) Beschränkter Stellbereich: (Großsignalverhalten); Betrachtung des offenen Regelkreises „so wie heute“.
- 4045 (2) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Diesel, Erdgas, Faulgas, Heizöl, Kerosin, Synthesegas. Für alternative Brennstoffe (z. B. Wasserstoff ab einer Beimischung von 10Vol% oder Brennstoffumstellung) können zwischen
- 4046 Netzbetreiber und Anlagenbetreiber angepasste Werte vereinbart werden.
- 4047 (3) Alle Brennstoffe, dazu gehören: Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, Müll. Weiterhin gilt $P_{e\ min} \leq 45\% P_{b\ inst}$.
- 4048 (4) Technisch verfügbare Leistungsabgabe / Leistungsaufnahme.
- 4049 (5) Der für die PRNB verfügbare Wirkleistungsstellbereich insgesamt sowie der unbeschränkte Stellbereich der PRNB ist projektspezifisch auf Basis der hydraulischen Kenngrößen der Anlage festzulegen. Ab einer
- 4050 Anlagengröße von $P_{A\max} > 45\ \text{MW}$ ist eine zusätzliche Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Auslegungen mit unwirksamen Arbeits- und zugehörigen Stellbereichen sind unzulässig.

4051 **10.2.5.4.3 Eingeschränkte, bzw. erweiterte Anforderungen aufgrund technologiespezifischer**
 4052 **Restriktionen**

4053 Technologieorientierte Kennwerte der Wirkleistungsabgabe innerhalb der netzsicherheitsbasierten
 4054 Primärregelung sind Tabelle 8 und Tabelle 9 zu entnehmen. Aufgrund technischer Restriktionen können sich
 4055 zusätzliche Einschränkungen ergeben. In diesen Fällen gelten folgende Anforderungen:

4056 Ausnahmen bzgl. der Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung können für Wasserkraft-
 4057 anlagen mit besonderen Stellgeschwindigkeitsbeschränkungen oder wenn Beschränkungen durch die
 4058 Pegelhaltung zu beachten sind, gelten. Beschränkungen sind gegenüber dem Netzbetreiber zu begründen und
 4059 nachzuweisen.

4060 Bei Verbrennungsmotoren mit Gemischbildung kommt es zu einem signifikanten Totzeitverhalten. Ursächlich
 4061 dafür ist, unter Anderem, die erhebliche Kraftstoffmenge in der Strecke zwischen Drosselklappe(n) und
 4062 Motorzylindern. Beim Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb mit einer spontanen Lastabschaltung
 4063 ausgehend von P_{binst} auf Mindestleistung kann die Vorgabe einer maximalen transienten Frequenz von
 4064 52,5 Hz im Bereich der PRNB deshalb nicht eingehalten werden. Es kann deshalb eine Beschränkung der
 4065 spontanen Lastabschaltung der Art vorgenommen werden, dass die maximale Frequenz von 52,5 Hz nicht
 4066 überschritten wird. Die Lastabschaltung muss jedoch mindestens 5 % P_{binst} betragen. Alternativ kann beim
 4067 Übergang in den Fiktiven Inselnetzbetrieb sowie bei Betrieb innerhalb der Fiktiven Insel bei einer
 4068 Lastabschaltung nach Tabelle 8 ausgehend von einem Arbeitspunkt zwischen P_{binst} und Mindestlast bzw.
 4069 vorübergehender Mindestleistung, je nach Können und Vermögen, eine maximale transiente Frequenz von
 4070 über 52,5 Hz zugelassen werden.

4071 Direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis sind von der Teilnahme an der
 4072 netzsicherheitsbasierten Primärregelung befreit. Stattdessen hat eine Wirkleistungsanpassung mit einem
 4073 Leistungsgradienten von mindestens 66 % P_{Emax} je Minute (entspricht 1,11 % P_{Emax} je Sekunde) zu erfolgen.
 4074 Zusätzlich sind die Anforderungen bezüglich der leistungsbezogenen Statik für Typ-1-EZE sowie die Punkte 7
 4075 bis 12 des Abschnitts 10.2.5.4.2 einzuhalten.

4076 Technologiebedingt nicht regelbare Erzeugungseinheiten sind von der Teilnahme an der netzsicherheitsbasier-
 4077 ten Primärregelung befreit und dürfen sich alternativ zur Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz in dem
 4078 Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 52,5 Hz auch vom Netz trennen; in diesem Fall ist die Gleichverteilung
 4079 der Abschaltfrequenz in maximal 0,1-Hz-Schritten durch den Hersteller für jeden Anlagentyp sicherzustellen.

4080 Erzeugungseinheiten, die bedingt regelbar sind, z. B. nur im Bereich 70 % bis 100 % P_{Emax} , können anstelle
 4081 der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung in diesem Bereich alternativ die
 4082 Anforderungen an die Stellgeschwindigkeiten nach Tabelle 9 erfüllen. Zusätzlich sind in diesem Fall die
 4083 Anforderungen bezüglich der leistungsbezogenen Statik sowie die Punkte 7 bis 12 des Abschnitts 10.2.5.4.2
 4084 einzuhalten. Außerhalb des regelbaren Bereiches erfolgt dann die Abschaltung gemäß der gleichmäßig
 4085 verteilten Abschaltgrenze für nicht regelbare Erzeugungseinheiten.

4086 Bezugseinheiten, die nicht die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach 10.2.5.4.2
 4087 für regelbare Bezugseinheiten erfüllen können, dürfen alternativ die Anforderungen an schaltbare
 4088 Bezugseinheiten erfüllen. Schaltbare Bezugseinheiten müssen im Unterfrequenzbereich über eine
 4089 frequenzgesteuerte Abschalt- und Zuschalteinrichtung verfügen sowie folgende Anforderungen erfüllen:

- 4090 1) Schaltbare Bezugseinheiten sind im Frequenzbereich von 49,60 Hz bis 49,10 Hz über die Abschalt-
 4091 einrichtung vom Netz zu trennen.
- 4092 2) Die Abschaltfrequenz der Abschalteinrichtung ist über den angegebenen Frequenzbereich in maximal
 4093 0,1-Hz-Schritten durch den Hersteller für jeden Anlagentyp gleich zu verteilen.
- 4094 3) Die Wiederschaltung über die Zuschalteinrichtung darf erst erfolgen, nachdem die Netzfrequenz sich
 4095 mindestens 120 min ununterbrochen innerhalb des Frequenzbandes von 49,80 Hz bis 50,20 Hz bewegt
 4096 hat und die Netzspannung oberhalb von 95,0 % U_n liegt oder wenn ein Freigabesignal durch den
 4097 Netzbetreiber vorliegt. Die Wiederschaltung über die Zuschalteinrichtung muss innerhalb eines Zeit-
 4098 raums von 120 min in maximal 2-min-Schritten gleichverteilt erfolgen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4099 4) Für die frequenzgesteuerte Ab- und Zuschaltung ist eine Frequenzmessung erforderlich. Die Frequenz
 4100 muss innerhalb eines Zeitbereichs von 3 bis 5 Perioden (60 – 100 ms) der Netzspannung gemessen
 4101 werden. Hierbei ist es unerheblich, welche Phase L1, L2 oder L3 ausgewertet wird.

4102 5) Die Abschaltung über die Abschaltungseinrichtung muss innerhalb von 300 ms nach der Detektion des
 4103 Unterschreitens der Abschaltfrequenz erfolgen. Der gesamte Zeitraum für die Ermittlung der Netzfrequenz
 4104 und die darauffolgende Abschaltung darf somit nicht mehr als 400 ms betragen.

4105 ANMERKUNG 1 Die Gleichverteilung der Abschaltfrequenz der Abschaltungseinrichtung sowie der Frequenz zur Wieder-
 4106 zuschaltung über die Zuschalteneinrichtung im jeweils oben angegebenen Frequenzbereich kann beispielsweise anhand der
 4107 Seriennummern, des Inbetriebnahmedatums oder ähnlichem durch ein Verfahren des Herstellers erfolgen.

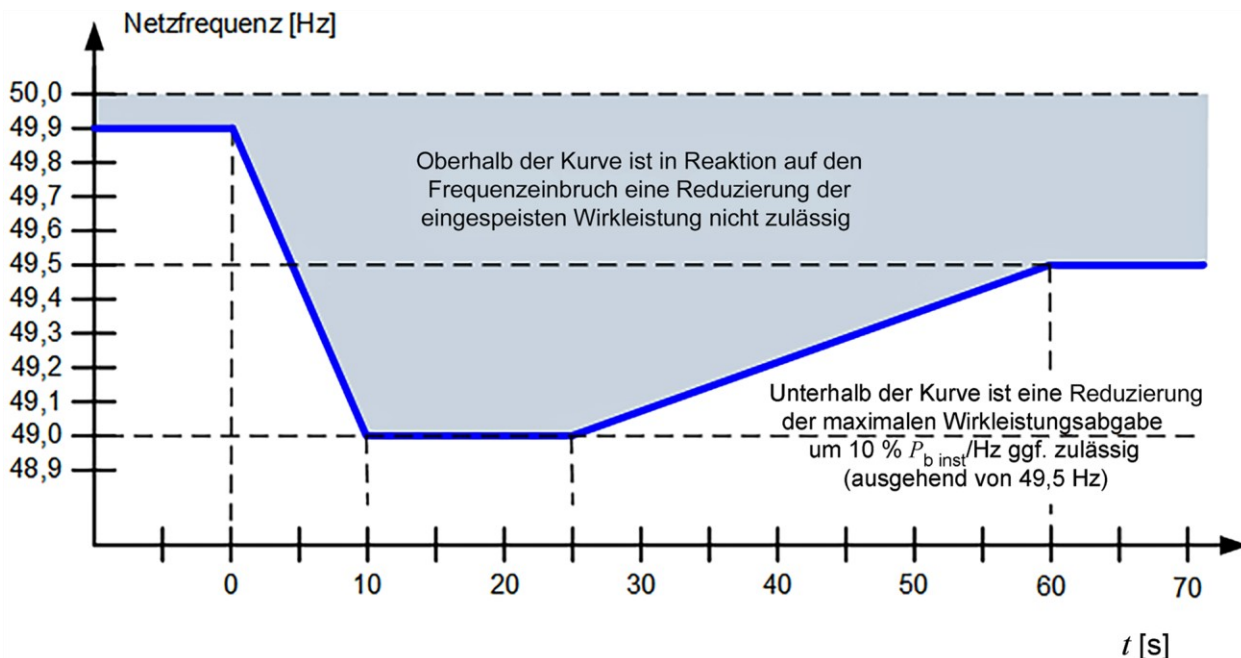
4108 Für Windenergieanlagen und PV-Anlagen gelten die erweiterten Anforderungen nach 10.2.5.4.5 „Ende des
 4109 kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb“.

10.2.5.4.4 Anforderungen bei Frequenzabweichungen im dynamischen Kurzzeitbereich

4111 Bild 18 stellt die Anforderung an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten in einer möglichen Ausprägung
 4112 des dynamischen Frequenzverhaltens nach einer Wirkleistungsbilanzstörung dar. Eine Erzeugungseinheit darf
 4113 bei Frequenzverläufen zwischen 50 Hz und der blau gezeichneten Kurve ihre vorgegebene
 4114 Wirkleistungsabgabe nicht verringern. Technologiebedingt ist für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen eine
 4115 Reduzierung um 3 % $P_{b\ inst}$ im dynamischen Kurzzeitbereich bis zum Wiedererreichen von 49,5 Hz zulässig.

4116 Bei Gas- und Dampfturbinen ist bei abnehmender Drehzahl unterhalb von 49,5 Hz und unterhalb der in Bild 18
 4117 dargestellten Kurve, ein durch den Gas- oder Dampfprozess bedingter Rückgang der maximalen
 4118 Wirkleistungsabgabe der Erzeugungseinheiten von nicht mehr als 10 % $\cdot P_{b\ inst} \cdot (49,5\ Hz - f) / 1\ Hz$ zulässig.

4119 Dies gilt auch für Verbrennungsmotoren. Bei darüberhinausgehendem Rückgang der maximalen
 4120 Wirkleistungsabgabe sind durch den Betreiber der Erzeugungsanlage die zugrunde zu legenden
 4121 Umgebungsbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur) und die technischen Fähigkeiten nachweislich zu
 4122 dokumentieren und die Zustimmung des Netzbetreibers einzuholen.



4123
 4124 **Bild 18 – Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungsanlagen im dynamischen**
 4125 **Kurzzeitbereich**

4126 **10.2.5.4.5 Ende des kritischen Netzzustandes und Rückkehr in den Normalbetrieb**

4127 Auch wenn die Frequenz nach einer Abweichung in den Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung
4128 wieder in den Bereich der marktbasieren Primärregelung von i.d.R. 50,0 Hz ± 200 mHz zurückkehrt, ist
4129 zunächst noch von einem gefährdeten Netzzustand auszugehen.

4130 Die Anpassung der Soll-Wirkleistung an das ggf. inzwischen erhöhte Primärenergieangebot ist (ausgenommen
4131 zur Erbringung von Regelleistung) auf einen Gradienten von maximal 10 % $P_{b\ inst} / \text{min}$ zu begrenzen. Erst
4132 wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 Minuten lang innerhalb des Toleranzbandes von
4133 50,0 Hz ± 100 mHz befunden hat, gilt der Netznormalbetrieb als wiederhergestellt. Eine Gradienten-
4134 Begrenzung bei der Anpassung der Soll-Wirkleistung ist dann nicht mehr erforderlich.

4135 Die Festlegung des Gradienten bei potenziellen Leistungsbeschränkungen innerhalb der Dauer des gefähr-
4136 deten Netzzustands erfolgt nach der Priorisierungsregelung in 8.1.

4137 **10.2.5.4.6 Parametrierung des Totbandes der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**

4138 Bei Vorhandensein einer Fernwirktechnischen Anbindung zum Netzbetreiber muss die EZE über eine Signal-
4139 schnittstelle verfügen, die es dem Netzbetreiber erlaubt, im Fall eines kritischen Netzzustandes das Totband
4140 der netzsicherheitsbasierten Primärregelung der EZE zu deaktivieren (Vorgabe = 0 mHz) bzw. wieder zu
4141 aktivieren¹ (z. B. bei Netzwiederaufbau, Teilnetzbetrieb).

4142 Der Übergang in den deaktivierten bzw. aktivierten Zustand muss schnellstmöglich stoßfrei erfolgen.

4143 **10.2.6 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage**

4144 **10.2.6.1 Allgemeines**

4145 Die Kurzschlussstrombeiträge des Hochspannungsnetzes und der Erzeugungsanlage dürfen die Bemessungs-
4146 werte der Betriebsmittel nicht überschreiten. Die aus dem Hochspannungsnetz kommenden Anteile des
4147 Kurzschlussstroms werden nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) berechnet. Wird durch die Erzeugungsanlage
4148 der Kurzschlussstrom im Hochspannungsnetz über den Bemessungswert erhöht, so sind zwischen Netz-
4149 betreiber und Anschlussnehmer geeignete Maßnahmen, wie beispielsweise die Begrenzung des Kurzschluss-
4150 stroms aus der Erzeugungsanlage, zu vereinbaren.

4151 Durch den Betrieb einer Erzeugungsanlage wird der Kurzschlusswechselstrom bei Kurzschlüssen im Netz,
4152 insbesondere in der Umgebung des Netzanschlusspunkts, um den Kurzschlusswechselstrom der Erzeugungs-
4153 anlage erhöht. Die Angabe der zu erwartenden Kurzschlussströme der Erzeugungsanlage am Netzanschluss-
4154 punkt muss daher mit dem Antrag zum Netzanschluss erfolgen.

4155 **10.2.6.2 Beitrag zum Kurzschlussstrom**

4156 Bei der Kurzschlussstromberechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12 handelt es sich um eine
4157 stationäre Kurzschlussstromberechnung zum Zwecke der Netzplanung/des Netzbetriebs. Die erforderlichen
4158 Eingangsdaten für die Abbildung der Erzeugungseinheiten in der Kurzschlussstromberechnung nach
4159 DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12 sind durch den jeweiligen Hersteller bereitzustellen.

4160 Für die Ermittlung der Beanspruchung der Betriebsmittel sind die nachfolgenden Größen nach DIN EN 60909-
4161 0 (VDE 0102) zu ermitteln und anzugeben:

4162 – Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' , bei Synchronmaschinen auch die subtransiente Längsreak-
4163 tanz x_d'' ;

¹ Ergänzend hierzu sind Festlegungen für die marktbasierende Primärregelung erforderlich. Hierzu wird vorgeschlagen, dass ausgelöst durch die Reduktion des Totbandes, die marktbasierende Primärregelung zu deaktivieren ist. Unabhängig hiervon wird empfohlen, dass die marktbasierende Primärregelung grundsätzlich auf Basis einer lokalen Frequenzmessung an der EZE zu betreiben ist.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4164 – Dauerkurzschlussstrom I_k .

4165 Auf Anfrage sind dem Netzbetreiber zudem folgende Informationen der Erzeugungsanlage für Netzersatz-
4166 äquivalente zu übergeben:

4167 – die nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) für die gesamte Erzeugungsanlage ermittelte

4168 • Kurzschlussmitimpedanz $Z_{(1)}$;

4169 • Kurzschlussnullimpedanz $Z_{(0)}$ sowie Kurzschlussgegenimpedanz $Z_{(2)}$;

4170 – den für die über Vollumrichter angeschlossen Erzeugungseinheiten

4171 • resultierenden Beitrag $I_k''_{PF}$;

4172 • die resultierenden Beiträge für unsymmetrische Fehler $I_{k2}''_{PF}$ sowie $I_{k1}''_{PF}$.

4173 Für die Zertifizierung von Erzeugungseinheiten sind vom Anlagenhersteller die in 11.2.11 aufgeführten
4174 Angaben zur Verfügung zu stellen.

4175 10.2.6.3 Überprüfung der Schutzparametrierung

4176 Die Überprüfung der Anregebedingungen des Schutzes erfolgt mit einem vereinfachten Ansatz. Dazu sind die
4177 Beiträge der Erzeugungseinheiten arithmetisch zu addieren.

4178 10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

4179 10.3.1 Allgemeines

4180 Die hier beschriebenen Anforderungen gelten zusätzlich zu den in 6.3.3 formulierten.

4181 ANMERKUNG 1 Der Umfang der Schutzeinrichtungen ist wesentlich abhängig von der konkreten Netz- bzw. Anlagen-
4182 konfiguration. In dieser VDE-Anwendungsregel werden im Folgenden nur Mindestanforderungen für die Anschlussvariante
4183 „Stichanschluss“ beschrieben (siehe Anhang D).

4184 ANMERKUNG 2 Bei direkt, also nur über Transformatoren mit dem Netz verbundenen Synchrongeneratoren, ist ab einer
4185 Leistung $S_{Amax} = 20$ MVA zusätzlich das Blockschutzkonzept mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

4186 In der Erzeugungsanlage sind Einrichtungen zu installieren, die die Erzeugungseinheiten bzw. die Erzeugungs-
4187 anlage als Reserveschutzfunktion bei Fehlern im Netz zeitverzögert abschalten. Die Einstellung dieser Schutz-
4188 einrichtungen bei Fehlern im Netz (d. h. die Staffelung zu anderen Schutzeinrichtungen) werden zwischen
4189 Anlagen- und Netzbetreiber abgestimmt.

4190 Folgende Überwachungsfunktionen müssen im Schutzkonzept ergänzend zu den Ausführungen in 6.3.3.3
4191 realisiert sein:

4192 – Selbstüberwachung der Schutzeinrichtungen für den übergeordneten Entkopplungsschutz (Life-Kontakt);

4193 – Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten Entkopplungsschutz;

4194 – Überwachung der Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgerät bei räumlich
4195 getrennter Anordnung.

4196 Sofern die Kundenanlage nicht durch den Anschlussnehmer fernwirktechnisch 24 Stunden / 365 Tage über-
4197 wacht wird, führt das Ansprechen der vorgenannten Funktionen zum Auslösen des zugeordneten Übergabe-
4198 schalters.

4199 Für die Schutzeinrichtungen von Erzeugungseinheiten ist eine netzunabhängige Hilfsenergieversorgung erfor-
4200 derlich, die die Schutzfunktionen für mindestens 5 Sekunden aufrecht erhält. Zudem muss die
4201 Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen einschließlich notwendiger Hilfseinrichtungen in dem in Bild 4
4202 (Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen) geforderten Spannungsbereich
4203 sichergestellt werden. Dieser Spannungsbereich bezieht sich auf den Netzanschlusspunkt. Die Sicherstellung
4204 der Funktionsfähigkeit der Schutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der

4205 Anlagenkonfiguration (z. B. automatische Spannungsregelung Netztransformator, Stufung Maschinentrans-
4206 formator) ist nachzuweisen.

4207 Weiterhin muss die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen vor Aufnahme der Leistungseinspeisung durch die
4208 Erzeugungseinheiten gegeben sein.

4209 Der Betreiber einer Erzeugungsanlage muss selbst Vorsorge treffen, dass Schalthandlungen, Netzfehler sowie
4210 automatische Wiedereinschaltungen (AWE) im Netz des Netzbetreibers nicht zu Schäden an seiner Anlage
4211 führen.

4212 **10.3.2 Netzschutzeinrichtung**

4213 Das Gesamtschutzkonzept ist in der Regel so aufzubauen, dass bei ordnungsgemäßer Funktion aller
4214 Schutzeinrichtungen durch einen Fehler im Netz keine Teilnetze aus Erzeugungsanlagen und Verbrauchern
4215 entstehen.

4216 Als Netzschutzeinrichtung für das Netz des Netzbetreibers ist ein Leitungsschutz zu installieren. Als Leitungsschutz
4217 werden ein digitales Distanzschutzrelais und – wenn erforderlich – Signalvergleichseinrichtungen,
4218 Leitungsdifferentialschutz, Schaltermitnahmen, Erdschlussrichtungsschutz und Spannungsschutzfunktionen
4219 realisiert. Künftig kommt dabei dem Einsatz von Signalvergleich und Schaltermitnahmen eine große Bedeutung
4220 zu.

4221 ANMERKUNG 1 Es werden weder schwarzfallfeste noch redundante Kommunikationswege zu den Erzeugungsanlagen
4222 gefordert.

4223 Die Aufgaben des Leitungsschutzes bestehen in

- 4224 – der Ausschaltung von Kurzschlüssen im Schutzbereich „Leitung“ bzw. im 110-kV-Netz des Netz-
4225 betreibers;
- 4226 – der unverzügerten Ausschaltung bei Einschaltung auf Kurzschluss.

4227 ANMERKUNG 2 Die Netzschutzeinrichtung am Anschlusspunkt kann den Reserveschutz für Teile der Übergabestation
4228 übernehmen. Es wird darauf hingewiesen, dass der ortsferne Reserveschutz des Netzbetreibers Reserveschutzfunktionen
4229 im Allgemeinen lediglich für Fehler auf der Hochspannungsseite übernehmen kann.

4230 Folgende Funktionen werden standardmäßig angewendet:

- 4231 – Distanzschutz mit $I>$ -Anregung und $U-I$ -Anregung;
- 4232 – Not-UMZ-Funktion;
- 4233 – Schutz bei Zuschalten auf Kurzschluss.

4234 ANMERKUNG 3 Der Fußpunktstrom ist möglichst empfindlich einzustellen.

4235 Folgende Funktionen werden bei Bedarf, insbesondere zur Vermeidung von Teilnetzen, angewendet:

- 4236 – Impedanzanregung;
- 4237 – Signalvergleich;
- 4238 – Schaltermitnahme;
- 4239 – Spannungsrückgangs- und Spannungssteigerungsschutz (Über- und Unterspannungsschutz);
- 4240 – Kennlinienumschaltung.

4241 Vom Anschlussnehmer sind auf Anforderung des Netzbetreibers Meldungen zur Steuerung spezieller
4242 Funktionen im Leitungsschutz bereitzustellen (z. B. Hilfskontakt des Spannungswandlerschutzschalters). Vom
4243 Netzbetreiber werden zwei AUS-Kommandos potenzialfrei bereitgestellt.

4244 ANMERKUNG 4 Teilweise wird auf der 110-kV-Leitung eine dreipolige AWE oder bei geerdet betriebenen Netzen eine
4245 einpolige AWE durchgeführt. Durch die Netzschutzeinrichtung in der Übergabestation wird in der Regel keine AWE

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4246 durchgeführt, um ein asynchrones Zuschalten der Erzeugungsanlage zu verhindern. Die Auslösung der Netzschutz-
4247 einrichtung erfolgt dabei immer dreipolig.

4248 Teilnetzbildungen können bei Fehlern im Netz des Netzbetreibers – insbesondere bei Doppelerdschlüssen mit
4249 einem Fußpunkt im Selektionsabschnitt – nicht ausgeschlossen werden. In diesen Fällen sollen die
4250 Entkupplungsschutzfunktionen das Teilnetz vor unzulässigen Systemzuständen schützen.

4251 **10.3.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

4252 Es gelten die in 6.3.3.3 beschriebenen Anforderungen.

4253 **10.3.4 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers**

4254 **10.3.4.1 Allgemeines**

4255 Aufgabe der hier beschriebenen Entkupplungsschutzeinrichtungen ist es, zum Schutz der Erzeugungsanlage
4256 und anderer Kundenanlagen am Netz, die Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungseinheiten bei gestörten
4257 Betriebszuständen vom Netz zu trennen. Beispiele hierfür sind Netzfehler, Teilnetzbildung bzw. ein zu
4258 langsamer Aufbau der Netzspannung nach einem Fehler im Übertragungsnetz.

4259 Für den zuverlässigen Schutz der Erzeugungsanlage bzw. der Erzeugungseinheiten (Eigenschutz) ist der
4260 Anschlussnehmer selbst verantwortlich. Insofern ist die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebene
4261 Schutzkonzeption durch den Anschlussnehmer der Erzeugungsanlage entsprechend zu erweitern. Der
4262 Eigenschutz darf aber die in dieser VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen nicht unterlaufen.
4263 Der Einsatz von Vektorsprungrelais ist nicht zulässig.

4264 Nach Abschaltung eines Fehlers im Netz des Netzbetreibers bzw. bei einer Automatischen Wiedereinschaltung
4265 (AWE) muss der Anlagenbetreiber damit rechnen, dass die wiederkehrende Spannung am Netzanschluss-
4266 punkt asynchron zu der Spannung der Erzeugungsanlage sein kann.

4267 Der Entkupplungsschutz kann sowohl in einem autarken Gerät realisiert werden, als auch in der Anlagen-
4268 steuerung der Erzeugungseinheit integriert sein. Der Ausfall der Hilfsspannung der Schutzeinrichtung bzw. der
4269 Anlagensteuerung muss zum unverzügerten Auslösen des Schalters führen. Die Schutzauslösung des
4270 integrierten Schutzes darf durch sonstige Funktionen der Steuerung nicht unzulässig verzögert werden.

4271 Entkupplungsschutzeinrichtungen werden installiert:

- 4272 – am Netzanschlusspunkt (110-kV-seitig);
- 4273 – auf der Unterspannungsseite des Netztransformators und
- 4274 – an den Erzeugungseinheiten.

4275 Folgende Funktionen des Entkupplungsschutzes sind zu realisieren:

- 4276 – Spannungsrückgangsschutz $U <$ und $U <<$;
- 4277 – Spannungssteigerungsschutz $U >$ und $U >>$;
- 4278 – Frequenzrückgangsschutz $f <$ (Unterfrequenzschutz);
- 4279 – Frequenzsteigerungsschutz $f >$ und $f >>$ (Überfrequenzschutz);
- 4280 – In dieser VDE-Anwendungsregel werden empfohlene Schutzeinstellwerte für die Entkupplungsschutz-
4281 einrichtungen angegeben. Die Summe aus Eigenzeit von Schutzeinrichtung und Schalteinrichtung darf
4282 100 ms nicht überschreiten. Frequenz- und Leistungsmessungen erfordern eine Messzeit von bis zu
4283 100 ms, welche bei der Ermittlung der Eigenzeit zu berücksichtigen sind. Die maximal zulässige Gesamt-
4284 Eigenzeit des Frequenzschutzes (inklusive Eigenzeit der Schalteinrichtung) beträgt somit 200 ms. Ggf. ist
4285 diesbezüglich eine Anpassung erforderlich. Darüber hinaus kann eine Anpassung je nach Anlagen- bzw.
4286 Netzkonfiguration erforderlich sein. Der Netzbetreiber gibt dann diese Werte vor.

4287 **10.3.4.2 Spannungsschutzeinrichtungen**

4288 Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkupplungsschutz müssen dreiphasig ausgeführt werden. Bei
4289 Messung auf der Hoch- oder Mittelspannungsebene ist die Spannung zwischen den Außenleitern zu bewerten.
4290 Dadurch wird sichergestellt, dass die Erzeugungsanlage bei einem stehenden Erdschluss in einem isolierten
4291 oder kompensierten Netz bestimmungsgemäß nicht durch die Schutzeinrichtung abgeschaltet wird. Bei
4292 Messung auf der Niederspannungsseite ist bei Dy-Maschinentransformatoren die Spannung zwischen Außen-
4293 leiter und Sternpunkt auszuwerten, bei Yd-Maschinentransformatoren die Spannung zwischen den Außenlei-
4294 tern. Bei Erzeugungseinheiten, die auf der Niederspannungsseite eine IT-Netzform aufweisen, sind die Außen-
4295 leiterspannungen auszuwerten.

4296 Die Spannungsschutzeinrichtungen haben sowohl die Aufgabe, Kundenanlagen vor unzulässigen Spannungs-
4297 zuständen zu schützen, als auch bei Fehlern im Netz eine Abschaltung der Erzeugungsanlage sicherzustellen.
4298 Aus diesem Grund müssen die Spannungsschutzeinrichtungen auch auf unsymmetrische Fehler reagieren.
4299 Die Auslöseentscheide der drei Messglieder sind daher logisch ODER zu verknüpfen.

4300 Logische ODER-Verknüpfung bedeutet dabei:

4301 – Bei Spannungssteigerungsschutzrelais führt das Überschreiten des Ansprechwerts in einer Mess-
4302 spannung zur Anregung.

4303 – Bei Spannungsrückgangsschutzrelais führt das Unterschreiten des Ansprechwerts in einer Mess-
4304 spannung zur Anregung.

4305 Wenn im folgenden Text keine logischen Verknüpfungen der drei Messglieder angegeben ist, handelt es sich
4306 immer um eine logische ODER-Funktion.

4307 Das Rückfallverhältnis der Spannungssteigerungsschutzeinrichtungen darf 0,98 nicht unterschreiten, das des
4308 Spannungsrückgangsschutzes darf 1,02 nicht überschreiten. Zudem darf der Messfehler der verwendeten
4309 Schutzgeräte einen Wert von maximal 1 % bezogen auf den Nennwert (z. B. 100 V) nicht überschreiten.

4310 Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkupplungsschutz sollen den Effektivwert der Grundschiwingung
4311 auswerten.

4312 **10.3.4.3 Frequenzschutzeinrichtungen**

4313 Frequenzrückgangs- und Frequenzsteigerungsschutzeinrichtungen können einphasig ausgeführt werden. Als
4314 Messgröße ist die Spannung zwischen zwei Außenleitern zu wählen.

4315 Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz aufgrund der
4316 Frequenzabweichung nicht zulässig. Bei Unterschreiten von 47,5 Hz bzw. bei Überschreiten von 52,5 Hz muss
4317 dagegen eine unverzögerte automatische Trennung vom Netz erfolgen.

4318 Der Netzbetreiber kann einen anderen unteren Wert vorgeben, wenn die Erzeugungseinheit in einem
4319 Netzgebiet angeschlossen ist, welches zum automatischen Lastabwurf herangezogen wird [12].

4320 **10.3.4.4 Q-U-Schutz**

4321 Der bisherige Q-U-Schutz entfällt. Realisierungen nach VDE-AR-N 4120:2018-11 dürfen weiterhin betrieben
4322 werden, sind aber nicht mehr gefordert.

4323 **10.3.4.5 Entkupplungsschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt (110-kV-seitig)**

4324 Am Netzanschlusspunkt sind Schutzfunktionen erforderlich, die die Erzeugungsanlage vom Netz trennt, wenn
4325 die Spannung die im Normalbetrieb zulässigen Bereiche unter- bzw. überschreitet. Als Messort dienen die
4326 Wandler am Netzanschlusspunkt.

4327 Folgende Schutzeinrichtungen sind erforderlich:

4328 – Spannungssteigerungsschutz $U >$;

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4329 – Spannungsrückgangsschutz $U <$;

4330 Gegebenenfalls kann zusätzlich noch ein Frequenzsteigerungs- und Frequenzrückgangsschutz installiert
4331 werden.

4332 Die Entkupplungsschutzeinrichtungen wirken auf den 110-kV-Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt. Nach
4333 Auslösung des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt durch die oben aufgeführten Entkupplungs-
4334 schutzfunktionen darf die Zuschaltung dieses Leistungsschalters abweichend von den Zuschaltbedingungen
4335 nach 10.4 erst dann erfolgen, wenn die Netzspannung am Netzanschlusspunkt zwischen 105 kV und 120 kV
4336 liegt (UND-Verknüpfung der drei Messglieder). Einzelheiten sind in der Netzführungsvereinbarung zu regeln.

4337 Als Grundparametrierung des Entkupplungsschutzes am Netzanschlusspunkt werden die Einstellwerte nach
4338 Tabelle 10 empfohlen:

Tabelle 10 – 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

4341 ANMERKUNG Die Einstellwerte beziehen sich auf die Nennspannung U_n des Hochspannungsnetzes. Diese sind
4342 entsprechend der Wandlerübersetzung auf die Sekundärspannung umzurechnen. Zu beachten ist, dass sich die
4343 Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

10.3.4.6 Entkupplungsschutzeinrichtungen auf der Unterspannungsseite des Netztransformators

4345 Der Schutz anderer Verbraucher, die – z. B. im Falle einer Teilnetzbildung – zusammen mit der Erzeugungs-
4346 anlage eine Netzeinheit bilden, können entsprechende Spannungssteigerungsschutzeinrichtungen auf der
4347 Unterspannungsseite des Netztransformators erfordern. Diese Entkupplungsschutzeinrichtung ist nur auf
4348 Anforderung des Netzbetreibers vorzusehen. Als Messspannung hierfür eignet sich das Hochspannungsnetz
4349 in der Regel nicht, da das zulässige Spannungsband dieser Netze sehr groß ist. Daher sind auf der geregelten
4350 Mittelspannungsseite der Kundenanlage folgende Schutzeinrichtungen erforderlich:

4351 – Spannungssteigerungsschutz $U >>$;

4352 – Spannungssteigerungsschutz $U >$.

4353 Voraussetzung hierfür ist, dass der Transformator mit Stufenschalter über einen Spannungsregler verfügt, der
4354 die Mittelspannungsseite auf eine feste Spannung U_{MS} regelt.

4355 Für die Einstellung des Schutzes auf der Unterspannungsseite des Netztransformators gelten die Werte nach
4356 Tabelle 11.

Tabelle 11 – 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

4358 ANMERKUNG Die Einstellwerte beziehen sich auf die Reglersollspannung U_{MS} . Sie ist entsprechend der Wandler-
4359 übersetzung auf die Sekundärspannung umzurechnen. U_n ist die sekundäre Wandlernennspannung und damit die
4360 Bezugsspannung der Schutzeinrichtung. Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten
4361 und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

4362 **10.3.4.7 Entkopplungsschutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten**

4363 An den Erzeugungseinheiten sind folgende Schutzeinrichtungen erforderlich:

- 4364 – Spannungssteigerungsschutz $U \gg$;
- 4365 – Spannungsrückgangsschutz $U <$ und $U \ll$;
- 4366 – Frequenzsteigerungsschutz $f >$ und $f \gg$;
- 4367 – Frequenzrückgangsschutz $f <$.

4368 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.

4373 Als Grundparametrierung der Entkopplungsschutzeinrichtungen an Erzeugungseinheiten mit Anschluss an ein Erzeugungsanlagen-internes Mittelspannungsnetz werden Einstellwerte nach Tabelle 12 empfohlen.

4375 **Tabelle 12 – Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss**
4376 **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 s bis 2,4 s ^c
Spannungsrückgangsschutz $U \ll$	0,10 U_{NS} bis 1,00 U_{NS}	0,30 U_{NS} ^b	800 ms
Spannungssteigerungsschutz $U \gg$	1,00 U_{NS} bis 1,30 U_{NS}	1,25 U_{NS} ^a	100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	50,0 Hz bis 55,0 Hz	51,5 Hz	10 s
Frequenzsteigerungsschutz $f \gg$	50,0 Hz bis 55,0 Hz	52,5 Hz ^d	≤ 100 ms
Frequenzrückgangsschutz $f <$	45,0 Hz bis 50,0 Hz	47,5 Hz	≤ 100 ms

^a In Abhängigkeit von der Erzeugungseinheit wird der Spannungssteigerungsschutz ggf. mehrstufig ausgeführt. Eine Verringerung des Schutzeinstellwerts ist zulässig, wenn die in Bild 13 bzw. Bild 14 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 $U \ll$ 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 / ≤ 100 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.

4377 ANMERKUNG Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von
4378 Schaltgerät und Schutz ergeben.

4379 Die Funktion des Entkopplungsschutzes an den Erzeugungseinheiten kann auch durch einen separaten
4380 Entkopplungsschutz übernommen werden, der auf der Mittel- oder Niederspannungsseite des zugehörigen
4381 Maschinentransformators angeordnet ist (zwischenlagerter Entkopplungsschutz (zEKS), unabhängig vom
4382 übergeordneten Entkopplungsschutz am Netzanschlusspunkt). Dieser muss auf einen separaten oder in die
4383 Erzeugungseinheiten integrierten Kuppelschalter wirken.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4384 Grundsätzlich sind an allen Erzeugungseinheiten Entkupplungsschutzeinrichtungen zu installieren und im
4385 Rahmen der Inbetriebsetzung zu prüfen. Der Nachweis erfolgt mittels Prüfprotokoll.

4386 Davon abweichend darf die Vorlage der Schutzprüfprotokolle für den Schutz an den einzelnen Erzeugungs-
4387 einheiten entfallen, wenn ein zwischengelagerter Entkupplungsschutz verwendet wird. Die Schutzfunktionen
4388 der einzelnen Erzeugungseinheiten dürfen nicht vor dem zwischengelagerten Entkupplungsschutz auslösen.
4389 Dies ist durch die Konformitätserklärung zu bestätigen. Das Schutzprüfprotokoll ist in diesem Fall für den
4390 zwischengelagerten Entkupplungsschutz vorzulegen.

4391 Bei Einsatz eines zwischengelagerten Entkupplungsschutzes kann der Prüfturnus des zwischengelagerten
4392 Entkupplungsschutzes an den Erzeugungseinheiten nach Vorgaben des Netzbetreibers angepasst werden,
4393 sofern die Schutzeinstellwerte des integrierten EZE-Schutzes denen des zwischengelagerten Entkupplungs-
4394 schutzes entsprechen und aktiviert sind. Es wird dabei akzeptiert, dass der integrierte EZE-Schutz
4395 möglicherweise bei gleicher Einstellung dem zwischengelagerten Entkupplungsschutz vorgreift. Einfehler-
4396 sicherheit nach VDE-AR-N 4105 wird dabei vorausgesetzt.

4397 Die Ergebnisse sind vom Anlagenbetreiber durch Prüfprotokolle zu dokumentieren und dem Netzbetreiber auf
4398 Verlangen vorzulegen.

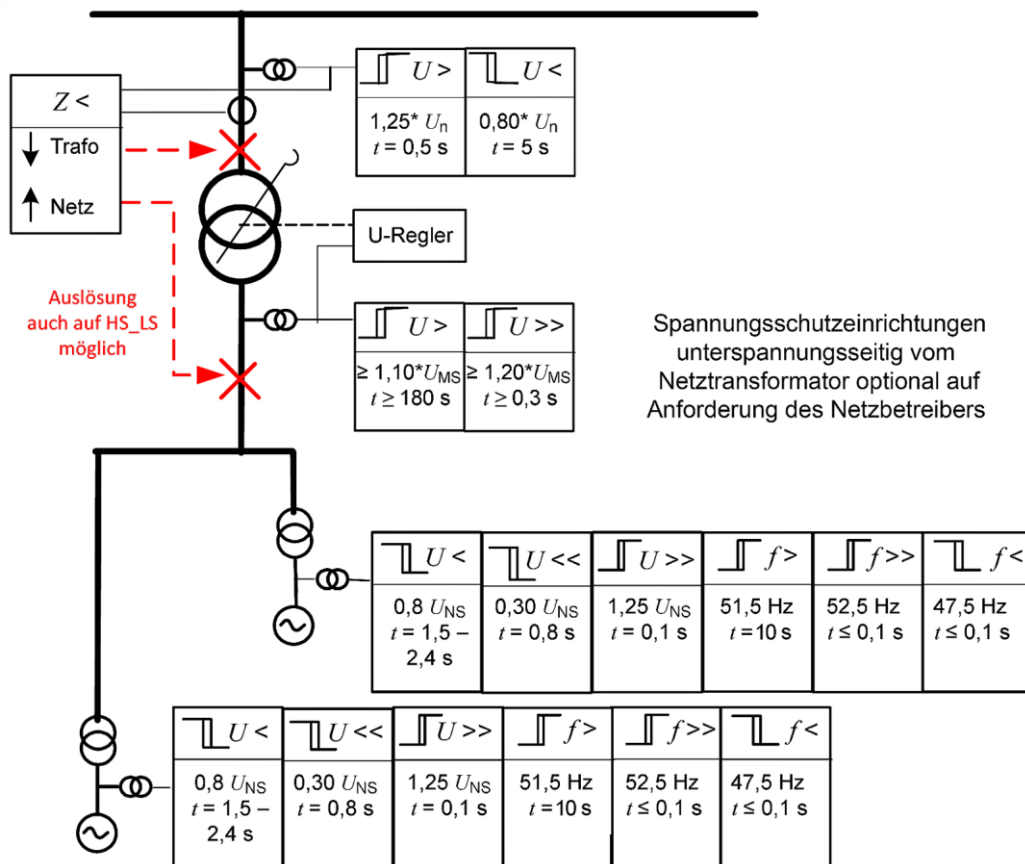
4399 Eigenschutzeinrichtungen – insbesondere Spannungsschutzeinrichtungen zum Zwecke des Eigenschutzes –
4400 dürfen das Verbleiben der Erzeugungseinheiten am Netz bei Netzstörungen nicht unterlaufen. Diesbezüglich
4401 sind die Anforderungen an das Verbleiben der Erzeugungsanlage am Netz nach Bild 13 bzw. Bild 14
4402 (Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt) einzuhalten.

4403 Die Bedingungen für die Wiedereinschaltung nach einer Auslösung der Entkupplungsschutzeinrichtungen sind
4404 10.4 zu entnehmen.

4405

4406 **10.3.5 Zusammenfassung Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage**

4407 In Bild 19 ist das Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage für die Variante Stichanschluss
 4408 dargestellt.



4409

4410 **Legende**

4411 * Auslösung LS am Netzanschlusspunkt nach 0,5 Sekunden

4412 U_N Nennspannung des Hochspannungsnetzes

4413 U_{MS} Sollwert des Spannungsreglers

4414 $U_{NS} = U_{MS}/\ddot{u}$ mit \ddot{u} Übersetzungsverhältnis der Maschinentransformatoren

4415 Die Wiedereinschaltung ist nur zulässig, wenn die Netzspannung $U > 0,95 U_N$ ist und die Netzfrequenz zwischen 49,9 Hz
 4416 und 50,1 Hz liegt.

4417 **Bild 19 – Schutzkonzept bei Anschluss von Erzeugungsanlagen im Stich**

4418 **10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen**

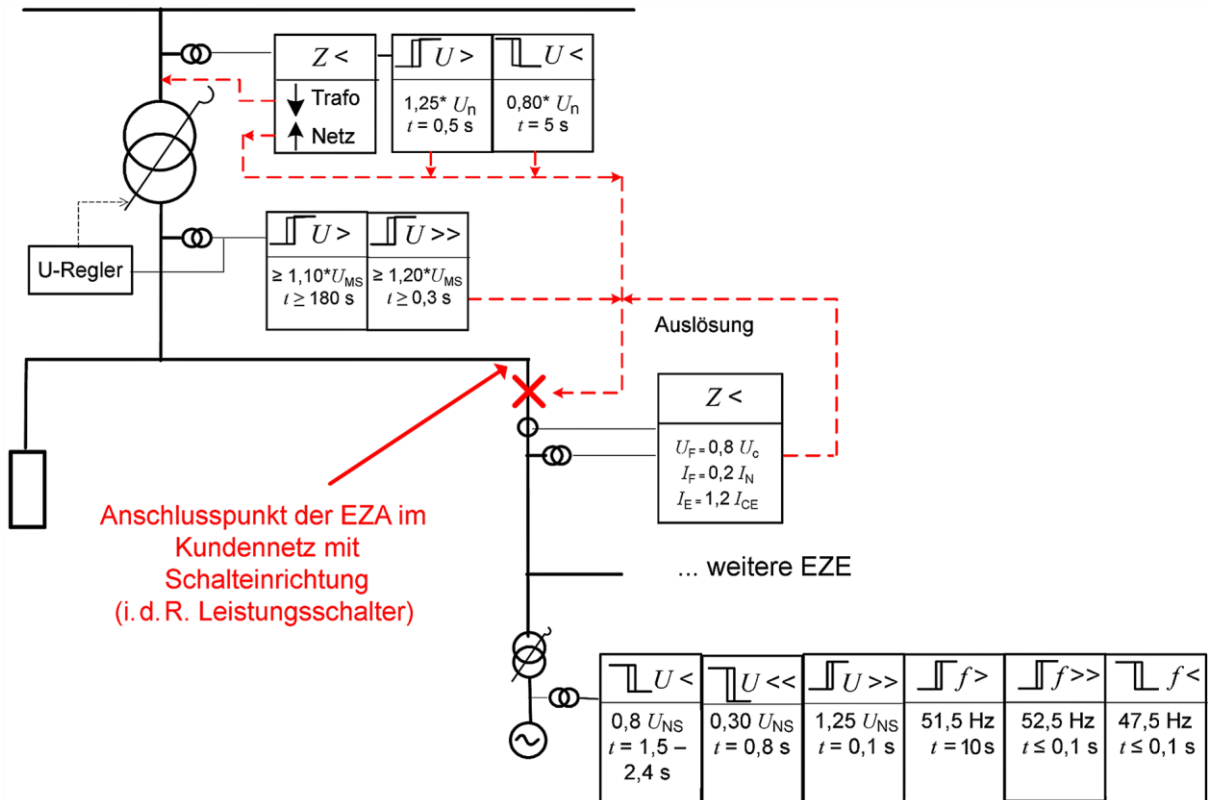
4419 Grundsätzlich ist der Schutz von Mischanlagen in Analogie zu den Erzeugungsanlagen aufzubauen. Das hier
 4420 beschriebene Schutzkonzept bezieht sich auf gelöscht betriebene Hochspannungsnetze. Mit entsprechenden
 4421 Anpassungen kann dieses Schutzkonzept auch für geerdete Hochspannungsnetze verwendet werden.

4422 Bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung $\sum P_{Amax} \leq 950 \text{ kW}$ ist kein
 4423 übergeordneter Entkopplungsschutz, bzw. keine Entkopplungsschutzeinrichtung auf der Unterspannungsseite
 4424 des Netztransformators erforderlich.

4425 Am Netzanschlusspunkt (Hochspannungsseite) von Mischanlagen mit einer kumulierten Leistung ab
 4426 $\sum P_{Amax} > 950 \text{ kW}$ sind folgende Schutzfunktionen zu realisieren. Als Messort dienen die Wandler am Netzan-

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 4427 schlusspunkt der Mischanlage. In Absprache mit dem Netzbetreiber kann der Installationsort an einen anderen
4428 Ort hochspannungsseitig im Kundennetz verlegt werden. Bis zu einer kumulierten Leistung von
4429 $\sum P_{A_{\max}} \leq 10$ MW ist es grundsätzlich zulässig, den Messort in die Mittelspannungsebene des Kundennetzes
4430 zu verlegen.
- 4431 – Spannungssteigerungsschutz $U >$;
4432 – Spannungsrückgangsschutz $U <$;
4433 – Distanzschutz $Z <$
- 4434 Gegebenenfalls kann zusätzlich noch ein Frequenzsteigerungs- und Frequenzrückgangsschutz installiert
4435 werden.
- 4436 Die Spannungsschutzfunktionen wirken auf eine unmittelbar der Erzeugungsanlage zugeordnete und dafür
4437 ausgelegte Schalteinrichtung am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage innerhalb des Kundennetzes (z. B.
4438 Mittelspannungs-Leistungsschalter in der Übergabestation). Damit soll erreicht werden, dass die Bezugsanlage
4439 bei Auslösung des übergeordneten Entkupplungsschutzes nicht mit ausgeschaltet wird. Die Distanz-
4440 schutzfunktion wirkt richtungsabhängig – ausschließlich bei Fehlern in Richtung Netz des Netzbetreibers –
4441 ebenfalls auf diese Schalteinrichtung.
- 4442 In Absprache mit dem Netzbetreiber ist es zulässig, den übergeordneten Entkupplungsschutz auch auf die
4443 Bezugsanlage (oder Teile davon) wirken zu lassen.
- 4444 Ist die Auslöseverbindung zwischen Schutzeinrichtung und Schaltgeräte räumlich getrennt, muss die
4445 Auslösung über eine Kommunikationsverbindung (Kupfersteuerkabel oder LWL) geführt werden. Bei
4446 Anwendung von Schutzsignalübertragungssystemen darf die Signallaufzeit (vom Anstehen des Signals bis
4447 zum Auskommando an der Schalteinrichtung) nicht mehr als 50 ms betragen. Die entsprechenden
4448 Verbindungen sind gegen Kommunikationsstörungen/Drahtbruch zu sichern. Entsprechende Störungen
4449 müssen nach spätestens 10 Minuten zu einer Abschaltung der Erzeugungsanlage führen, sofern keine
4450 Fernüberwachung und unmittelbare Störungsbeseitigung erfolgt.
- 4451 Am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage im kundeneigenen Netz sind folgende Schutzfunktionen zu
4452 realisieren. Als Messort dienen die Wandler an diesem Anschlusspunkt.
- 4453 – Kurzschlusschutz.
- 4454 Die Schutzfunktionen wirken auf die gleiche Schalteinrichtung wie die Hochspannungs-seitigen Spannungs-
4455 schutzeinrichtungen.
- 4456 Auf der Unterspannungsseite des Netztransformators sind auf Anforderung des Netzbetreibers folgende
4457 Schutzeinrichtungen zu realisieren:
- 4458 – Spannungssteigerungsschutz $U >>$;
4459 – Spannungssteigerungsschutz $U >$.
- 4460 Sofern die Spannungsänderung zwischen Mittelspannungsseite des Netztransformators und dem Anschluss-
4461 punkt der Erzeugungsanlage in der Kundenanlage sehr gering ist, können diese Schutzfunktionen am An-
4462 schlusspunkt der Erzeugungsanlage im kundeneigenen Netz installiert werden.
- 4463 Sofern das Schutzgerät des übergeordneten Entkupplungsschutzes auf den gleichen Kuppelschalter wie ein
4464 ggf. installierter zEKS wirkt, sind dafür separate Auslösespulen (bzw. ein ergänzend verbauter Motorantrieb)
4465 zu verwenden.
- 4466 Der Entkupplungsschutz der Erzeugungseinheiten ist analog dem Schutz nach 10.3.4.7.
- 4467 ANMERKUNG Alle in diesem Abschnitt benannten Anforderungen gelten auch für Mischanlagen mit Rückleistungs-
4468 schutz in Richtung des Netzes des Netzbetreibers.
- 4469 Eine Übersicht über das Schutzkonzept bei Mischanlagen ist in Bild 20 dargestellt.



4470

4471

Bild 20 – Schutzkonzept bei Anschluss von Mischanlagen mit Bezugsanlagen

4472 **10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung**

4473 **10.4.1 Allgemeines**

4474 Bei Netzspannungen am Netzanschlusspunkt zwischen 90 % und 110 % U_n sowie bei Netzfrequenzen
 4475 zwischen 47,5 Hz und 51 Hz muss eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheiten an
 4476 das Hochspannungsnetz technisch möglich sein. Der Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten Wert
 4477 der drei verketteten Netzspannungen.

4478 Ausreichendes Primärenergiedargebot vorausgesetzt müssen die Erzeugungsanlage und die Erzeugungseinheiten
 4479 technisch auch in der Lage sein, Leistung ins Netz einzuspeisen.

4480 ANMERKUNG 1 Eine Aufforderung zur Zuschaltung bei Netzfrequenzen oberhalb von 50,2 Hz ist nur im Kontext von
 4481 Netzwiederaufbau zu erwarten. In diesem Fall sind ggf. bilaterale Vereinbarungen zwischen Anschlussnehmer und
 4482 Netzbetreiber erforderlich.

4483 Für die Leistungssteigerung am Netzanschlusspunkt nach Zuschaltung der Erzeugungsanlage gelten die
 4484 Vorgaben nach 10.2.5 sowie die Bedingungen nach 5.4.2 und 5.4.3.

4485 ANMERKUNG 2 Dies umfasst Zuschaltungen nach Schutzauslösungen und auch Zuschaltungen nach sonstigen
 4486 betrieblichen Maßnahmen (z. B. Wartung der Erzeugungsanlage). Betriebliche Zuschaltungen einzelner Erzeugungseinheiten
 4487 sind davon ausgenommen.

4488 **10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen**

4489 Falls der Netzbetreiber nichts anderes vorgibt (Netzführungsvereinbarung), ist nach Trennung einer
 4490 **Erzeugungsanlage** vom Netz durch eine Ausschaltung des 110-kV-Leistungsschalters aufgrund von
 4491 Auslösungen durch Kurzschluss- oder Entkopplungsschutzeinrichtungen (Überfrequenz, Unterfrequenz,
 4492 Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) eine automatische Wiederschaltung nicht erlaubt. Eine
 4493 Wiederschaltung erfolgt durch Freigabe der zuständigen Netzleitstelle.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4494 ANMERKUNG 1 Bei nicht inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen bewirkt eine Auslösung des Leistungsschalters am
 4495 Netzanschlusspunkt letztlich auch ein Abschalten der einzelnen Erzeugungseinheit. Das Netz der Erzeugungsanlage wird
 4496 somit spannungslos. Eine Abfrage der Spannung netzseitig vom Netzanschlusspunkt ist somit vor Wiedereinschaltung des
 4497 Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt nicht notwendig. Damit bestehen diesbezüglich auch keine Anforderungen
 4498 hinsichtlich der Anordnung der Spannungswandler am Netzanschlusspunkt.

4499 Nach Trennung einer **Erzeugungseinheit** vom Netz durch Ausschaltung des Kuppelschalters (galvanische
 4500 Trennung) an der Erzeugungseinheit aufgrund von Auslösungen durch Entkopplungsschutzeinrichtungen
 4501 (Überfrequenz, Unterfrequenz, Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) ist eine automatische
 4502 Zuschaltung oder Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheiten nur dann zulässig, wenn die Spannung am
 4503 Netzanschlusspunkt mindestens 95 % U_n beträgt und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt. Der
 4504 Spannungswert bezieht sich dabei auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

4505 Die automatische Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheiten darf erst dann erfolgen, wenn Netzspannung
 4506 und Netzfrequenz für eine einstellbare Zeit stabil innerhalb der vorgenannten Grenzwerte für Spannung und
 4507 Frequenz gelegen haben (Funktionsschema siehe Bild 22). Diese Zeit muss von unverzüglich bis 30 Minuten
 4508 einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine Angaben macht, sind als Defaultwert 10 Minuten einzustellen.
 4509 Bei Ausfall der Fernwirkanlage oder des EZA-Reglers ist die automatische Zuschaltung von
 4510 Erzeugungseinheiten und Speichern nicht zulässig.

4511 Im Falle der Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheit gelten für die Leistungssteigerung auch die Vorgaben
 4512 nach 10.2.5 sowie die Bedingungen nach den 5.4.2 und 5.4.3.

4513 ANMERKUNG 2 Für die Spannungsabfrage am Netzanschlusspunkt bedarf es der Bildung eines entsprechenden Signals
 4514 am Netzanschlusspunkt und der Weiterleitung an die einzelnen Erzeugungseinheiten (Kommunikationsverbindung
 4515 notwendig). Dieses Signal muss in die Bedingungen für die Wiedereinschaltung des Kuppelschalters implementiert werden.
 4516 Bezüglich der Anordnung der Spannungswandler am Netzanschlusspunkt bestehen diesbezüglich keine Anforderungen.

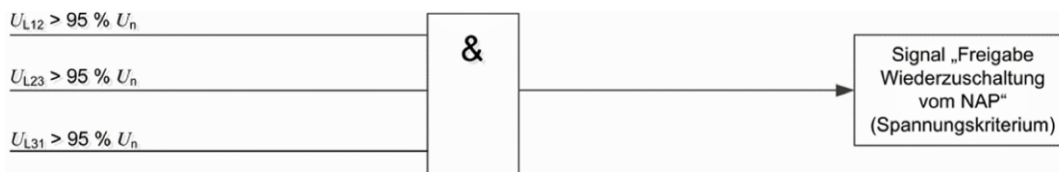


Bild 21 – Bildung des Freigabesignals am Netzanschlusspunkt

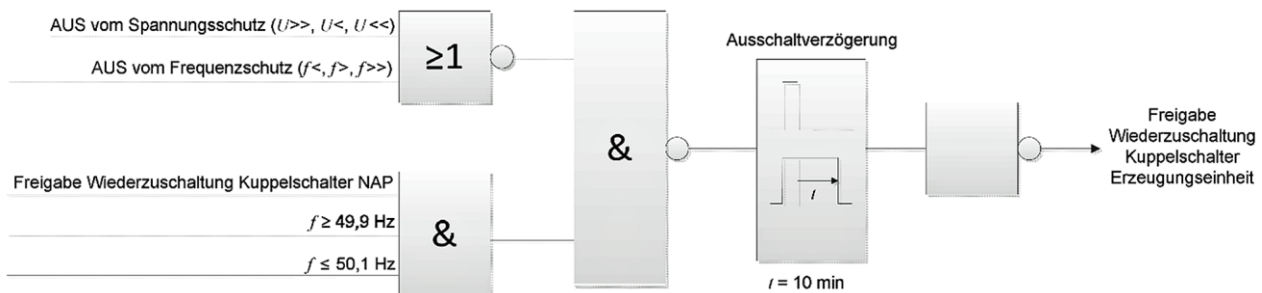


Bild 22 – Funktionsschema Wiedereinschaltung eines Kuppelschalters (der Erzeugungseinheiten)

4522 ANMERKUNG 3 Für das Zuschalten der Erzeugungseinheit durch den Kuppelschalter ist neben dem Signal „Freigabe
 4523 Wiedereinschaltung“ das Vorhandensein der Netzspannung an der Erzeugungseinheit notwendig. Hierzu ist immer die
 4524 Spannung netzseitig am Kuppelschalter auszuwerten. Es müssen Spannungshöhe und Frequenz ausgewertet und in die
 4525 Wiedereinschaltung einbezogen werden.

10.4.3 Zuschaltung mit Hilfe von Synchronisierungseinrichtungen

4527 Für Erzeugungseinheiten, die netzsynchron zugeschaltet werden müssen, ist an geeigneter Stelle eine
 4528 Synchronisierungseinrichtung vorzusehen. Während die Synchronisierungseinrichtung bei nicht inselbetriebsfähigen

4529 Erzeugungsanlagen zweckmäßigerweise dem Generatorschalter zugeordnet wird, sollte bei Inselbetriebs-
4530 fähigen Erzeugungsanlagen zusätzlich eine Synchronisierereinrichtung am Kuppelschalter vorgesehen werden.
4531 Eine automatische Parallelschalteinrichtung ist zu bevorzugen.

4532 Die Einstellwerte der Synchronisierereinrichtung sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Übliche Einstellwerte
4533 sind:

4534 – $\Delta\varphi = \pm 10^\circ$;

4535 – $\Delta f = \pm 100$ mHz;

4536 – $\Delta U = \pm 5\%$ U_n .

4537 Nach Arbeiten an der Erzeugungsanlage und/oder am Netzanschluss ist vor allem die richtige Phasenfolge zu
4538 überprüfen.

4539 **10.4.4 Zuschaltung von Asynchronegeneratoren**

4540 Asynchronegeneratoren, die durch ein Antriebsaggregat hochgefahren werden, müssen mit einer Drehzahl
4541 zwischen 95 % und 105 % der Synchrondrehzahl strombegrenzt zugeschaltet werden.

4542 Bei Asynchronegeneratoren, die nicht spannungslos zugeschaltet werden (z. B. doppeltgespeiste Asynchron-
4543 maschinen), sind bzgl. Spannungs- und Winkeldifferenz die Zuschaltbedingungen für Synchrongeneratoren
4544 einzuhalten.

4545 **10.4.5 Kuppelschalter**

4546 Für die Verbindung der Erzeugungsanlage mit dem Netz des Netzbetreibers müssen als Kuppelschalter
4547 Leistungsschalter eingesetzt werden, auf die die Schutzeinrichtungen nach 10.3 am Netzanschlusspunkt
4548 wirken.

4549 In den Erzeugungseinheiten müssen Kuppelschalter eingesetzt werden, auf die die Schutzeinrichtungen nach
4550 10.3 an den Erzeugungseinheiten wirken. Hierfür eignen sich z. B.:

4551 – Leistungsschalter;

4552 – Motorschutzschalter;

4553 – verschweißsicheres Schaltschütz mit Lastschaltvermögen und vorgeschaltetem Kurzschlusschutz.

4554 Durch Kuppelschalter muss eine dreipolige galvanische Trennung sichergestellt sein.

4555 Die Kuppelschalter an den Erzeugungseinheiten können sich sowohl auf der Niederspannungs- als auch auf
4556 der Mittelspannungsseite befinden. Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, kann dafür die Schalteinrichtung
4557 des Generators verwendet werden. Kuppelschalter müssen für den am Einbaort auftretenden maximalen
4558 Kurzschlussstrom ausgelegt und unter Berücksichtigung der nach 10.3 erforderlichen Schutzeinrichtungen
4559 unverzüglich auslösbar sein. Bei der Bemessung von Kuppelschaltern ist zu berücksichtigen, dass der
4560 Kurzschluss im Fehlerfall sowohl aus dem Netz des Netzbetreibers als auch aus Erzeugungseinheiten gespeist
4561 werden kann.

4562 Bei Erzeugungseinheiten, bei denen ein oder mehrere Wechselrichter zur Leistungseinspeisung ins Netz
4563 verwendet werden, muss mindestens ein Kuppelschalter die galvanische Trennung des oder der
4564 Wechselrichter vom Netz sicherstellen. Ist dieser Schalter im Gehäuse des Wechselrichters untergebracht,
4565 darf er durch einen Kurzschluss im Wechselrichter in seiner Schaltfunktion nicht beeinträchtigt werden.

4566 Ist der Kuppelschalter in einer EZE untergebracht (integrierter Kuppelschalter), ist bei einem Kurzschluss
4567 innerhalb der EZE sicherzustellen, dass der Kurzschluss sicher geklärt wird.

4568 Der integrierte Kuppelschalter muss für den bedingten Bemessungskurzschlussstrom und unter
4569 Berücksichtigung der nach 10.3 erforderlichen Schutzeinrichtungen ausgelegt und unverzüglich auslösbar sein.
4570 Das Schaltvermögen des Kuppelschalters ist nach dem höheren Wert aus Bemessungsstrom der
4571 vorgeschalteten Sicherung und maximalem Anfangs-Kurzschlusswechselstrombeitrag der Erzeugungseinheit
4572 zu bemessen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4573 Bei nicht inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen kann der Kuppelschalter der Erzeugungseinheiten auch zur
4574 Synchronisierung verwendet werden.

4575 Bei inselbetriebsfähigen Kundenanlagen ist die Funktion der Kupplung und die Synchronisierung der
4576 Erzeugungsanlage mit dem Netz des Netzbetreibers im Rahmen der Planung abzustimmen und die Betriebs-
4577 führung vertraglich zu vereinbaren.

4578 Bei Erzeugungsanlagen sind hochspannungsseitige Leistungsschalter für die sichere Abschaltung der
4579 auftretenden Kurzschlussströme sowohl bei erzeugungsanlagenseitigen als auch netzseitigen Fehlern
4580 auszulegen.

4581 ANMERKUNG Für Fehler auf der Netzseite des Leistungsschalters können unter gewissen Randbedingungen fehlende
4582 Nulldurchgänge im Kurzschlussstrom (Überlagerung von Gleichstromkomponente und der von der Erzeugungsanlage
4583 geprägten Wechselstromkomponente) auftreten. Fehlende Nulldurchgänge bei netzseitigen Fehlern im Zeitbereich bis zur
4584 Ausschaltung des Kuppelschalters nach Schutzauslösung treten in der Regel bei Erzeugungsanlagen vom Typ 1 auf und
4585 müssen durch den hochspannungsseitigen Leistungsschalter oder den (mittelspannungsseitigen) Generatorleistungs-
4586 schalter geklärt werden. Die Fähigkeit zum Abfangen auf Eigenbedarf darf hierbei nicht beeinträchtigt werden.

4587 **10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen**

4588 **10.5.1 Abfangen auf Eigenbedarf**

4589 Wenn Erzeugungsanlagen weder in der Lage sind:

4590 a) innerhalb von maximal 15 Minuten nach Netztrennung und mindestens für eine Dauer von bis zu
4591 2 Stunden netzunabhängig (z. B. bei Eigenbedarfsdeckung durch Notstromaggregate oder Speicher) eine
4592 Leistungseinspeisung mit der Wiedereinspeisung an das Netz aufzunehmen

4593 noch

4594 b) nach Wiedereinspeisung nach einer Netztrennung von bis zu 2 Stunden ohne zwischenzeitliche
4595 Versorgung des Eigenbedarfs ihren Anfahrprozess bis zur Leistungseinspeisung innerhalb von maximal
4596 15 Minuten zu beenden,

4597 müssen sich diese auf Eigenbedarf abfangen können. Das Abfangen auf Eigenbedarf muss:

4598 – aus jedem zulässigen Betriebspunkt der Erzeugungsanlage möglich sein;

4599 – auch ohne Schalterstellungssignale von Netzschaltern durch die Erzeugungsanlage beherrscht werden
4600 können.

4601 Nach Abfangen auf Eigenbedarf muss die Erzeugungsanlage mindestens 2 Stunden im Eigenbedarf betrieben
4602 werden können.

4603 **10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität**

4604 Bei Verlust der statischen oder transienten Stabilität einer Typ-1-Erzeugungseinheit muss eine automatische
4605 Trennung vom Netz erfolgen.

4606 Bei Typ-2-Erzeugungseinheiten muss eine automatische Trennung vom Netz erfolgen, falls die Anlagen-
4607 regelung instabil wird und dieser Zustand länger als 100 ms andauert.

4608 Die automatische Trennung darf auch schneller erfolgen.

4609 **10.5.3 Netzbildende Typ-2-Einheiten**

4610 Der Einsatz von netzbildenden Typ-2-Einheiten (Erzeugungseinheiten bzw. Speicher) für neue Systemdienst-
4611 leistungen wie z. B. Momentanreserve und Spannungseinprägung wurden in einer eigenen VDE-FNN Projekt-
4612 gruppe untersucht und in dem FNN Hinweis „Technische Anforderungen an netzbildende Eigenschaften
4613 inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ definiert. Hieraus gehen neue und geänderte Anforde-
4614 rungen an die Einheiten hervor. Diese dürfen für Erzeugungseinheiten mit Netzanschluss in der Hochspannung
4615 eingesetzt werden, wenn sie die Anforderungen für Typ-B- und Typ-C-Anlagen erfüllen und die Eigenschaften

4616 nachgewiesen sind. Dies ist auch dann möglich, wenn das dort geforderte Verhalten in einzelnen Punkten den
 4617 Anforderungen dieser Anwendungsregel entgegensteht (z. B. FRT, statische Spannungshaltung sowie Wirk-
 4618 leistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz).

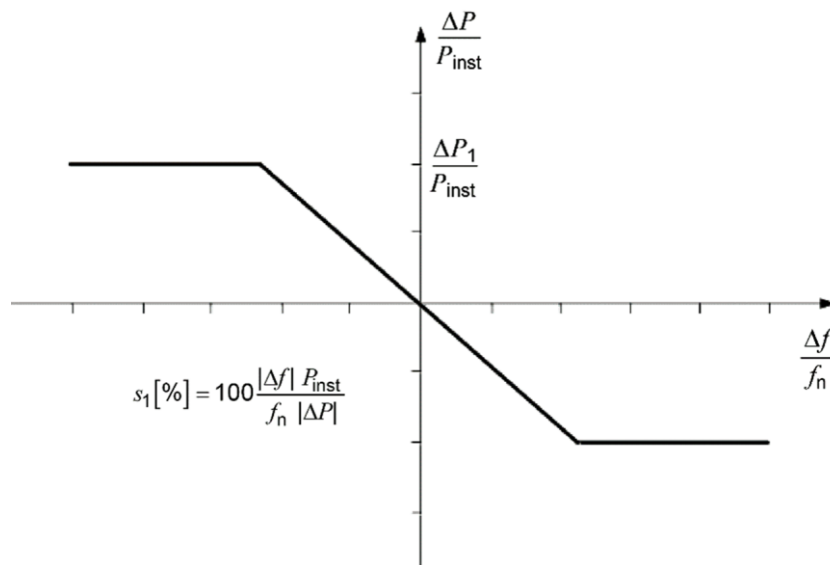
4619 **10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung (marktbasierte Primärregelung)**

4620 Jede Erzeugungsanlage muss technisch zur Abgabe von Primärregelleistung fähig sein. Dazu muss sie in der
 4621 Lage sein, kontinuierlich die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen. Diese Fähigkeit muss auch
 4622 während einer Änderung der Wirkleistungsabgabe (z. B. durch Marktvorgaben, Netzsicherheitsmanagement,
 4623 Erbringung von Sekundärregelleistung und/oder Minutenreserve oder die Änderung des
 4624 Primärenergieangebots) gegeben sein.

4625 ANMERKUNG 1 Zur besseren Verständlichkeit werden in dieser VDE-Anwendungsregel die Namen der Systemdienst-
 4626 leistungen „Primärregelleistung“, „Sekundärregelleistung“ und „Minutenreserve“ auch für die Fähigkeiten der Erzeugungs-
 4627 anlagen verwendet. Tatsächlich werden diese Systemdienstleistungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erbracht und
 4628 die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen bestehen in der Fähigkeit zur „frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung
 4629 bei Normalbetrieb des Netzes“ bzw. der Fähigkeit zur „signalgeführten Wirkleistungsanpassung“.

4630 ANMERKUNG 2 Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung berechtigt nicht zur Teilnahme am Regel-
 4631 energiemarkt. Hierfür sind zusätzlich die aktuell gültigen Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zu
 4632 erfüllen.

4633 Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, im Einklang mit Bild 23 und mit den Parametern nach
 4634 Tabelle 13, die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen.



4635

4636 **Legende**

4637 ΔP Änderung der Wirkleistungsabgabe der Erzeugungsanlage

4638 f_n Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes

4639 Δf Frequenzabweichung im Netz

4640 **Bild 23 – Leistungs-Frequenzkennlinie zur Bereitstellung von Primärregelleistung ohne Totband**

Tabelle 13 – Parameter für die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Parameter		Bereiche
Minimaler Wirkleistungsbereich, bezogen auf die installierte Wirkleistung $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\text{Inst}}}$		± 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 %

4642 Das Totband um den Frequenzsollwert für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung muss hinsichtlich
 4643 der Frequenzabweichung und des Statikwerts einstellbar sein. Werden keine abweichenden Anforderungen
 4644 gestellt, ist die Summe aus Unempfindlichkeit und Totband mit ± 10 mHz einzustellen.

4645 ANMERKUNG 3 Ziel des Totbands ist es, bei Anlagen mit aktiver Primärregelung Anpassungen der Wirkleistungsabgabe
 4646 bei sehr kleinen Frequenzänderungen zu vermeiden.

4647 Die Kennlinie nach Bild 23 ist so zu parametrieren, dass sie an den Grenzen des Totbands keine Sprünge
 4648 aufweist.

4649 Durch den Netzbetreiber kann das Totband um den Frequenzsollwert für die frequenzabhängige Wirk-
 4650 leistungsanpassung als gleitendes Totband mit Nachlaufilter um den jeweils gemessenen Frequenzwert
 4651 vorgegeben werden.

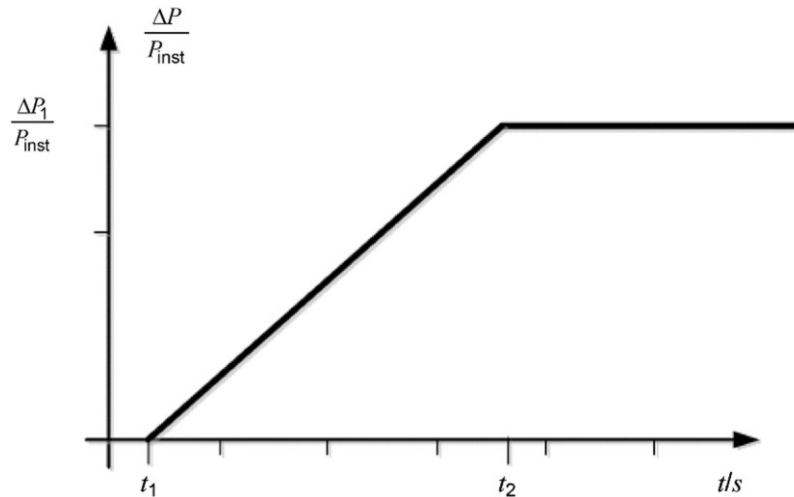
4652 ANMERKUNG 4 Die Zeitkonstante des Nachlaufilters sollte im Bereich von 10 Sekunden bis 20 Sekunden gewählt
 4653 werden.

4654 ANMERKUNG 5 Die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung wird bei einer Frequenzabweichung in Höhe der
 4655 Summe von Totband und Unempfindlichkeit ausgelöst.

4656 Die Frequenzmessung erfolgt lokal an der Erzeugungsanlage bzw. den Erzeugungseinheiten und darf (inkl.
 4657 Kommunikation) nicht mehr als 500 ms beanspruchen. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung
 4658 beträgt ± 10 mHz.

4659 Im Falle eines Frequenzsprungs muss die Erzeugungsanlage in der Lage sein, die Primärregelleistung
 4660 entsprechend der eingestellten Parameter auf oder oberhalb der in Bild 24 dargestellten durchgehenden Linie
 4661 zu aktivieren. Die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der Primärregelleistung ist möglichst kurz zu
 4662 halten. Beträgt bei Erzeugungsanlagen vom Typ 1 die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der
 4663 Primärregelleistung mehr als 2 Sekunden (t_1 in Bild 24), muss der Betreiber der Erzeugungsanlage technische
 4664 Nachweise für die Notwendigkeit dieses längeren Aktivierungszeitraums vorlegen. Für Erzeugungsanlagen
 4665 vom Typ 2 darf die Verzögerungszeit maximal 1 Sekunde (t_1 in Bild 24) betragen. Kann der Betreiber der
 4666 Erzeugungsanlage diese Anforderung nicht erfüllen, so muss er technische Nachweise für die Notwendigkeit
 4667 eines längeren Zeitraums für die anfängliche Aktivierung der Primärregelleistung vorlegen.

4668 Der maximale Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung der Primärregelleistung beträgt 30 Sekunden (t_2 in
 4669 Bild 24). Bei kleineren Frequenzabweichungen gilt dieselbe Leistungsänderungsgeschwindigkeit, bis die
 4670 benötigte Leistung erreicht ist.



4671

4672

Bild 24 – Zeitverhalten zur Bereitstellung von Primärregelung (bei voller Aktivierung)

4673 Die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung muss im gesamten Betriebsbereich zwischen 10 % $P_{b\ inst}$
 4674 bzw. technischer Mindestleistung und $P_{b\ inst}$ erbracht werden können. Ausnahme sind technologisch bedingte
 4675 Beharrungspunkte, welche auf Anforderung des Netzbetreibers nachzuweisen sind. Bei der Erbringung von
 4676 Primärregelung ist es zulässig, die stationäre Wirkleistungsabgabe so anzupassen, so dass die gesamte
 4677 Wirkleistungsabgabe inklusive der Regelleistungserbringung innerhalb der Grenzen des gesamten
 4678 Betriebsbereichs liegt. Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, die vollständige Anpassung der
 4679 Wirkleistungsabgabe für einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten zu erbringen.

4680 Die innerhalb des Frequenzbereichs 49,8 Hz bis 50,2 Hz wirksame marktbasierete Primärregelung muss als
 4681 proportionale Drehzahlregelung bzw. proportionale Frequenzregelung ausgeführt sein.

4682 Die Typ-1- oder Typ-2-EZA bzw. Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher müssen im fiktiven Insel-
 4683 netzbetrieb stabil betrieben werden können. Die marktbasierete Primärregelung muss innerhalb des unbe-
 4684 schränkten Stellbereichs nach Tabelle 8, maximal aber innerhalb des Stellbereichs für die marktbasierete
 4685 Primärregelung, zwischen Mindest- bis Maximallast eine Dämpfung von $D \geq 0,06$ für Typ-1-Anlagen und $D \geq 0,2$
 4686 für Typ-2-Anlagen aufweisen. Die für den Nachweis beigestellte Schwungmasse ist bei Typ-2-EZA auf P_{mom}
 4687 und bei EZSE und Speichern auf $P_{E\ max}$ zu beziehen, sowie jeweils mit $T_A = 30$ s anzunehmen. Abweichungen
 4688 von einer rein proportional wirkenden Reglerstruktur sind nur insoweit zulässig, wie die vorgegebenen
 4689 leistungsbezogenen Statiken dies zur Wahrung der Dämpfung erfordern. Hierzu können eine vorübergehend
 4690 wirkende transiente Statik oder Reglerstrukturen gehören, die in ihrer Wirkung der reinen Drehzahl- bzw.
 4691 Frequenzregelung entsprechen.

4692 ANMERKUNG 6 Dies schließt aus, dass die marktbasierete Primärregelung auch bei anteiliger Aktivierung ausschließlich
 4693 mit einer vorgegebenen, konstanten positiven oder negativen Leistungsänderungsgeschwindigkeit aktiviert wird.

4694 ANMERKUNG 7 Hierbei wird vorausgesetzt, dass die Messung und Regelung für die marktbasierete Primärregelung lokal
 4695 auf Anlagen- oder Einheitenebene erfolgt.

4696 ANMERKUNG 8 Bei einer eingestellten Statik kleiner 2 % kann ein deutlich geringerer Zeitraum (als $t_2 = 30$ s) bis zur
 4697 vollständigen Aktivierung der Primärregelung erforderlich sein. Die beigestellte Schwungmasse von
 4698 $T_A = 30$ s ist unabhängig vom Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung der Primärregelung t_2 .

4699 10.5.5 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelung und Minutenreserve

4700 Jede Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, den Vorgaben des Netzbetreibers zu entsprechen und
 4701 Funktionen bieten, die dazu beitragen, die Frequenz auf den Frequenzsollwert zurückzuführen bzw. die
 4702 Leistungsbilanzen der Regelzonen auf die Sollwerte (Fahrpläne) zurückzuführen.

4703 ANMERKUNG 1 Zur besseren Verständlichkeit werden in dieser VDE-Anwendungsregel die Namen der Systemdienst-
 4704 leistungen „Primärregelung“, „Sekundärregelung“ und „Minutenreserve“ auch für die Fähigkeiten der Erzeugungs-

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4705 anlagen verwendet. Tatsächlich werden diese Systemdienstleistungen durch den Übertragungsnetzbetreiber erbracht und
 4706 die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen bestehen in der Fähigkeit zur „frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung
 4707 bei Normalbetrieb des Netzes“ bzw. der Fähigkeit zur „signalgeführten Wirkleistungsanpassung“.

4708 ANMERKUNG 2 Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve berechtigt nicht zur
 4709 Teilnahme am Regelenergiemarkt. Hierfür sind zusätzlich die aktuell gültigen Präqualifikationsanforderungen der
 4710 Übertragungsnetzbetreiber zu erfüllen.

4711 Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve muss im gesamten
 4712 Betriebsbereich zwischen 10 % $P_{AV, E}$ bzw. technischer Mindestleistung und vereinbarter Anschlussleistung
 4713 der Anlage gegeben sein. Ausnahme sind technologisch bedingte Beharrungspunkte, welche auf Anforderung
 4714 des Netzbetreibers nachzuweisen sind.

4715 Die Erzeugungsanlage muss die technische Fähigkeit aufweisen, im Rahmen der Sekundärregelleistung und
 4716 Minutenreserve entsprechend der Parameter nach Tabelle 14 die Wirkleistungsabgabe anzupassen. Die
 4717 Anforderungen an Sekundärregelleistung und Minutenreserve müssen nicht zeitgleich erfüllt werden.

Tabelle 14 – 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

4720 **10.5.6 Hinweise zur Bestimmung der elektrischen Frequenz und des RoCoF**

4721 Für Typ-2-EZE, EZSE und Speicher ist es erforderlich zur Umsetzung der PRNB die elektrische Frequenz an
 4722 der Klemme der EZE, der EZSE bzw. des Speichers zu ermitteln. Auf typisch verfügbare und adäquat
 4723 anwendbare Messmethoden wird in dem FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energie-
 4724 versorgungsnetzen“ hingewiesen. Abweichend zu den dort getroffenen Unterscheidungen in den Anwendungs-
 4725 bereichen der Schutztechnik bzw. der Frequenzregelung („Fahren auf der Kennlinie“) kann im Zusammenhang
 4726 mit der Frequenzermittlung für die Umsetzung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach 10.2.5.4 ein
 4727 gleitendes Messfenster von 3 bis 5 Perioden mit einem entsprechenden Auswerteverfahren (Beispiel siehe
 4728 FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“) verwendet werden.

4729 **10.6 Modelle**

4730 **10.6.1 Allgemeines**

4731 Der Netzbetreiber ist beim Nachweisverfahren Anlagenzertifikat und Einzelnachweisverfahren berechtigt, zur
 4732 Durchführung von Netzberechnungen (stationär und im Zeitbereich als RMS-Simulation) rechnerlauffähige
 4733 Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage (aggregiertes EZA-Modell) vom Anlagenbetreiber zu verlangen.
 4734 Die zu verwendende Simulationsumgebung ist durch den Netzbetreiber im Vordruck E.7 anzugeben.

4735 ANMERKUNG 1 Die Bereitstellung des Simulationsmodells erfolgt vorzugsweise als Parametersatz für ein geeignetes
 4736 generisches Modell (Bibliotheksmodell) in der vom Netzbetreiber vorgegebenen Simulationsumgebung, sofern das so
 4737 parametrisierte generische Modell eine hinreichend genaue Abbildung des Verhaltens der Erzeugungsanlage erlaubt.

4738 Da derzeit keine allgemein anerkannten, generischen herstellerunabhängigen Modelle existieren, beschränkt
 4739 sich die Bereitstellung bisher üblicherweise auf digitale Exporte in Tabellenform, welche die wesentlichen
 4740 Parameter der Anlagen, wie sie bei der Erstellung der Anlagenzertifikate bereits vorliegen, enthalten.

4741 Der Verteilnetzbetreiber muss hierzu entsprechende digitale Vorlagen bereitstellen. Ein informatives Beispiel
 4742 ist in Abschnitt C.4 hinterlegt, welches vorzugsweise als Basis verwendet werden sollte.

4743 Zukünftig werden die Vorlagen beim VDE FNN weiter standardisiert. VDE FNN behält sich vor, hierzu FNN
4744 Hinweise zu veröffentlichen.

4745 Bis es einheitliche Standards für dynamische Modelle gibt, sind die Details zur Modellbereitstellung in
4746 Absprache zwischen Anlagenerrichter/Zertifizierungsinstitut und Netzbetreiber im Einzelfall zu klären.

4747 **10.7 Besonderheiten bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer kumulierten Leistung**

$$4748 \quad \sum P_{A_{\max}} \leq 500 \text{ kW}$$

4749 **10.7.1 Allgemeines**

4750 Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer kumulierten Leistung $\sum P_{A_{\max}} \leq 500 \text{ kW}$ gelten grundsätzlich
4751 die Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Speicher aus VDE-AR-N 4105. Weiterhin sind die nach-
4752 folgenden Abschnitte zu beachten und einzuhalten.

4753 **10.7.2 Anmelde- und Inbetriebsetzungsverfahren**

4754 Das Anmeldeverfahren ist nach Abschnitt 4 einzuhalten, wobei Einheitenzertifikate nach VDE-AR-N 4105
4755 einzureichen sind.

4756 Die Inbetriebsetzung der Übergabestation erfolgt mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.5 (soweit eine neue
4757 Übergabestation erforderlich ist).

4758 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und Speicher erfolgt mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.9 von
4759 VDE-AR-N 4105.

4760 **10.7.3 Netzurückwirkungen**

4761 Bezüglich Netzurückwirkungen gelten die Anforderungen nach 5.4.

4762 **10.7.4 Übergabestation und Abrechnungsmessung**

4763 Die Übergabestation und die Abrechnungsmessung sind nach Abschnitt 6 und Abschnitt 7 auszuführen.

4764 **10.7.5 Anforderungen an den EZE-Entkupplungsschutz**

4765 Bei einer kumulierten Leistung $\sum P_{A_{\max}} \leq 500 \text{ kW}$ ist ein NA-Schutz entsprechend VDE-AR-N 4105, Abschnitt 6
4766 inklusive Anwendung der entsprechenden Parametersätze ausreichend. Ein zentraler NA-Schutz ist zentral an
4767 der zugehörigen Niederspannungshauptverteilung unterzubringen, zu installieren und anzuschließen. Für den
4768 Nachweis des Entkupplungsschutzes dieser Erzeugungseinheiten sind Parameterauszüge, bzw. Einstell-
4769 protokolle ausreichend.

4770 Wenn die Spannung im Kundennetz durch die EZA nicht über $110\% U_n$ angehoben werden kann, ist ein
4771 integrierter NA-Schutz ausreichend.

4772 ANMERKUNG Der zentrale NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 dient der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen
4773 des Niederspannungsnetzes. In Mischanlagen am Hochspannungsnetz ist hierfür der Betreiber des Kundennetzes
4774 verantwortlich.

4775 **10.7.6 Besonderheiten bei der Parametrierung**

4776 Gegenüber der Standardparametrierung für Anschlüsse am Niederspannungsnetz nach VDE-AR-N 4105 sind
4777 bei Anschlüssen in der Hochspannung die folgenden Besonderheiten bei der Inbetriebsetzung zu beachten:

4778 – Inselnetzerkennung deaktivieren

4779 – Blindleistungsbereitstellung: Anschlussnehmer wählt eines der Verfahren aus VDE-AR-N 4105,
4780 empfohlen wird das Standardverfahren nach VDE-AR-N 4105

4781 **11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen**

4782 **11.1 Gesamter Nachweisprozess**

4783 Diese VDE-Anwendungsregel fordert nicht selbst Zertifikate bzw. Konformitätsnachweise, sondern gestaltet
4784 nur die im NC RfG und der NELEV geforderten Nachweise aus (siehe Vorwort, Abschnitt 6).

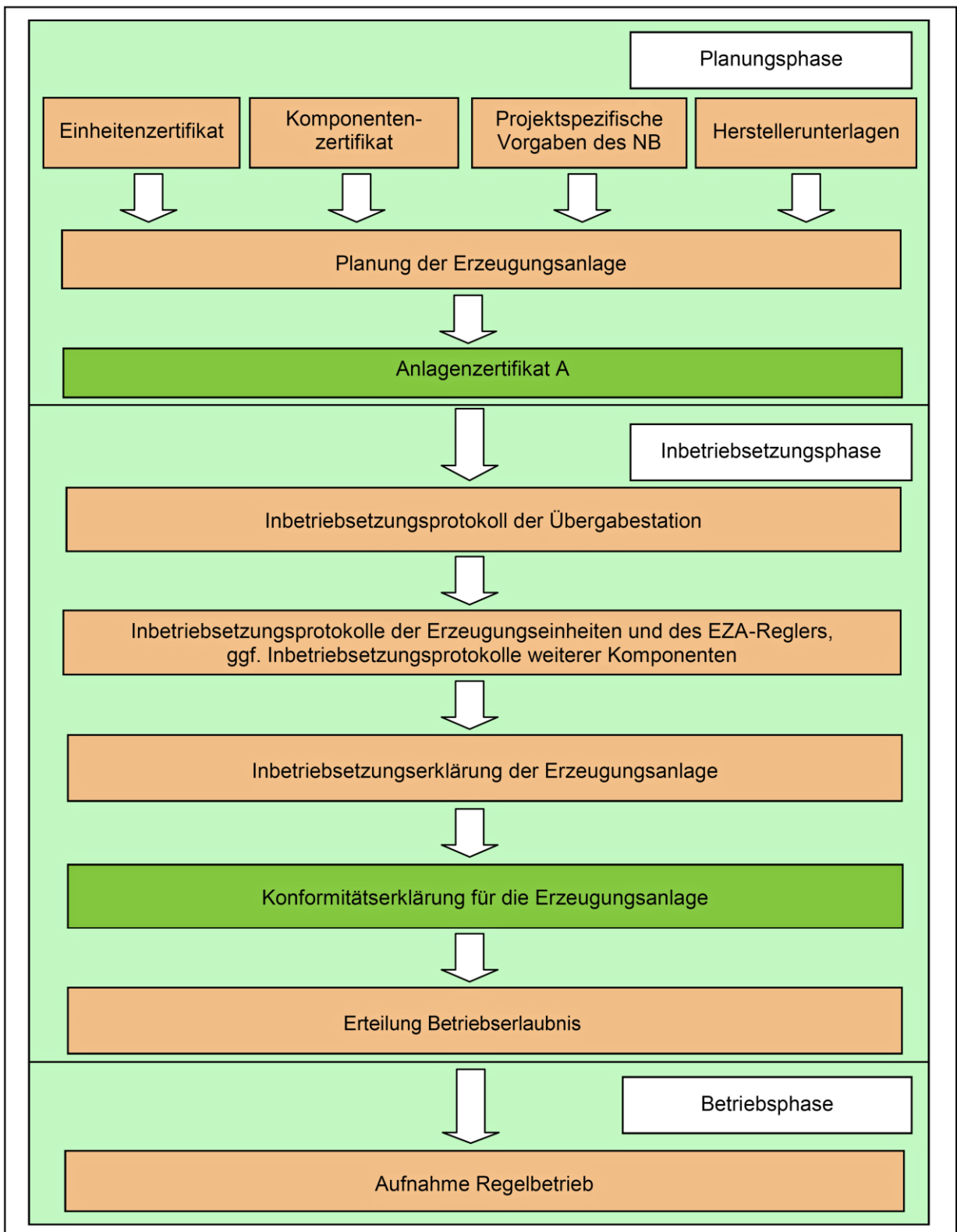
4785 Alle im Folgenden für Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten beschriebenen Anforderungen gelten in
4786 gleicher Weise auch für Mischanlagen, Speicher sowie für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb
4787 nach 8.9.2. Dies betrifft nur Notstromaggregate, die länger als nach DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560
4788 (VDE 0100-560) netzparallel betrieben werden. Aus Vereinfachungsgründen wird im Folgenden für diese
4789 Anschlussvarianten nur der Begriff „Erzeugungsanlage“ verwendet. Die Anforderungen sind aber bei allen
4790 Anschlussvarianten zu erfüllen.

4791 Das Nachweisverfahren für Erzeugungsanlagen erfolgt durch einen mehrstufigen Prozess nach Bild 25. Dies
4792 ist der Standardprozess.

4793 Das Einzelnachweisverfahren für Erzeugungsanlagen, für die ein Anlagenzertifikat C erforderlich ist, erfolgt
4794 nach 11.6.

4795 Sofern im Folgenden für einzelne Nachweise verschiedene Methoden alternativ zur Wahl stehen, obliegt die
4796 Auswahl der Methode dem Nachweispflichtigen.

4797 Das Prototypenverfahren erfolgt nach Bild 1 in Abschnitt 4.



4798

4799

Bild 25 – Darstellung des Nachweisprozesses

4800 Im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage ist durch den Anschlussnehmer beim Netzbetreiber ein
4801 Anlagenzertifikat einzureichen.

4802 Es wird zwischen den folgenden zwei Typen von Anlagenzertifikaten unterschieden:

4803 – Anlagenzertifikat A: Standard-Anlagenzertifikat;

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4804 – Anlagenzertifikat C: Anlagenzertifikat für Einzelnachweise.

4805 ANMERKUNG Der Begriff Anlagenzertifikat B (vereinfachtes Anlagenzertifikat für Erzeugungsanlagen < 1 MVA am
4806 Mittelspannungsnetz) wird aus Gründen der Konsistenz zur VDE-AR-N 4110 nicht belegt.

4807 Liegen bei Bestandseinheiten keine Angaben zu $P_{E_{max}}$ vor, werden diese durch die Bemessungswirkleistung
4808 der Erzeugungseinheiten P_{rE} ersetzt. Alternativ kann auch die Scheinleistung $S_{E_{max}}$ mit dem einheitlichen
4809 $\cos \varphi$ von 0,90 verwendet werden.

4810 Das Anlagenzertifikat basiert auf dem/den Einheitenzertifikat(en), dem/den Komponentenzertifikat(en), den
4811 Vorgaben des Netzbetreibers für den Netzanschluss sowie Herstellerunterlagen. Mit dem Anlagenzertifikat wird
4812 nachgewiesen, dass die geplante Erzeugungsanlage die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel unter
4813 Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllen kann.

4814 Einheiten- und Komponentenzertifikate sind in deutscher oder alternativ in englischer Sprache zu erstellen.
4815 Anlagenzertifikate inkl. aller Konformitätsbewertungsberichte sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache
4816 vorzulegen. Alle sonstigen Anlagen zum Anlagenzertifikat sind in deutscher oder alternativ in englischer
4817 Sprache einzureichen.

4818 Im Rahmen der Inbetriebsetzung ist durch den Anschlussnehmer oder eine von ihm beauftragte qualifizierte
4819 Stelle der Nachweis zu erbringen, dass die Erzeugungsanlage auch tatsächlich entsprechend den Vorgaben
4820 dieser VDE-Anwendungsregel und unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers errichtet wurde.

4821 Auf Basis von Inbetriebsetzungsprotokollen, die ggf. durch Messprotokolle ergänzt werden, ist durch den
4822 Anschlussnehmer eine Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage vorzulegen. Der Inbetriebsetzungs-
4823 erklärung liegt eine vollständige Dokumentation der Inbetriebsetzung sowie der errichteten Erzeugungsanlage
4824 zugrunde.

4825 Die Inbetriebsetzungserklärung bildet zusammen mit dem Anlagenzertifikat die Grundlage für die Konformitäts-
4826 erklärung der Erzeugungsanlage. Hiermit wird nachgewiesen, dass die Erzeugungsanlage die Anforderungen
4827 dieser VDE-Anwendungsregel unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers erfüllt. Der Nachweis-
4828 prozess wird durch die Konformitätserklärung abgeschlossen. Danach wird die Endgültige Betriebserlaubnis
4829 erteilt.

4830 Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung
4831 unabhängig sein (4-Augen Prinzip). Diese Unabhängigkeit kann bei der Erstellung der Konformitätserklärung
4832 durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle unterstellt werden. Konformitätserklärungen inkl. der Inbetrieb-
4833 setzungserklärungen sind dem Netzbetreiber in deutscher Sprache vorzulegen.

4834 Die Zertifizierung von Erzeugungsanlagen, Erzeugungseinheiten und Komponenten sowie die Erstellung von
4835 Konformitätserklärung muss durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte und zugelassene
4836 Zertifizierungsstelle erfolgen. Derzeit übernimmt die Aufgaben der Zulassungsstelle die FGW.

4837 Details zur Ausgestaltung des Nachweisverfahrens und zum Bewertungsumfang werden in der FGW TR 8 [10]
4838 geregelt. Details zur Ausgestaltung der messtechnischen Nachweise sowie die Dokumentation der Mess-
4839 ergebnisse sind in der FGW TR 3 [5] beschrieben, Details zur Ausgestaltung der Simulation und der Modell-
4840 validierung in der FGW TR 4 [11]. Dabei dürfen die Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel
4841 weder unterlaufen noch verschärft werden.

4842 In Abschnitt 11 wird der Begriff „Erzeugungseinheit“ sowohl für die Erzeugungseinheit als auch für den
4843 Speicher verwendet, außer die Nachweisführung für Speicher ist gesondert geregelt.

4844 **11.2 Einheitenzertifikat**

4845 **11.2.1 Allgemeines**

4846 Für jede Erzeugungseinheit ist ein typenspezifisches Einheitenzertifikat erforderlich. In diesem Einheiten-
4847 zertifikat werden die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit ausgewiesen, um die Konformität einer

4848 geplanten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen der vorliegenden VDE-Anwendungsregel nachweisen zu
4849 können.

4850 Für Erzeugungseinheiten, bei denen das Einheitenzertifikatsverfahren nach 11.2 nicht möglich oder zu auf-
4851 wendig ist, darf das Einzelnachweisverfahren nach 11.6 angewendet werden. Dieses Verfahren hat vorrangig
4852 das Ziel, Einzelanlagen behandeln zu können, die nur in einer geringen Stückzahl produziert werden.

4853 Das Einheitenzertifikat kann nur ausgestellt werden, wenn folgende Nachweise erfolgt sind und dadurch die
4854 Erfüllung der entsprechenden Anforderungen aus Abschnitt 10 durch die Erzeugungseinheit – ggf. unter
4855 Zuhilfenahme externer Komponenten – nachgewiesen ist:

- 4856 – 11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen;
- 4857 – 11.2.6 O-/UVRT-Robustheit;
- 4858 – 11.2.8 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement;
- 4859 – 11.2.10 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz;
- 4860 – 11.2.12 Schutztechnik und Schutzeinstellungen.

4861 Ferner muss ein validiertes Simulationsmodell der Erzeugungseinheit nach 11.2.7 für den quasistationären
4862 Betrieb und die kontinuierliche Spannungsregelung vorhanden sein.

4863 Sollten externe Komponenten für die O-/UVRT-Robustheit verwendet werden, müssen diese im Einheiten-
4864 zertifikat auf dem Deckblatt ausgewiesen werden. Es ist dabei anzugeben, ob für diese Komponente ein Kom-
4865 ponentenzertifikat nach 11.3 erforderlich ist.

4866 Für alle anderen Nachweise nach 11.2 ist mindestens ein Ausweis des Vermögens der Erzeugungseinheit
4867 erforderlich.

4868 Grundlage für die Erstellung eines Einheitenzertifikats sind die Vermessung nach FGW TR 3 [5] durch ein
4869 hierfür nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Messinstitut und ergänzend Herstellererklärungen zur
4870 Erzeugungseinheit. Zur Sicherung der dauerhaften Produktqualität müssen die Fertigungsstätten des
4871 Herstellers über ein zertifiziertes Qualitätsmanagementsystem nach ISO 9001 verfügen. Dieses Qualitäts-
4872 managementsystem ist über die gesamte Laufzeit der Einheitenzertifikate aufrecht zu erhalten. Alternativ ist
4873 eine Fertigungsüberwachung durch die mit der Ausstellung des Einheitenzertifikats beauftragte Zertifizierungs-
4874 stelle zulässig.

4875 Ergebnisse der Vermessung einer Erzeugungseinheit können in Summe oder in Teilen auf andere Erzeugungs-
4876 einheiten übertragen werden, wenn

- 4877 1) die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich
4878 der eingesetzten Software in diesen Erzeugungseinheiten technisch gleichwertig ist und
- 4879 2) die Ergebnisse für die kleinste und größte Leistungsvariante vorliegen oder alternativ die Bemessungs-
4880 scheinleistung der zu zertifizierenden Erzeugungseinheit zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und $\sqrt{10}$ -fachen
4881 (bei Typ-1-Anlagen) bzw. zwischen dem $1/\sqrt{10}$ -fachen und 2-fachen (bei Typ-2-Anlagen) der
4882 Bemessungsscheinleistung der vermessenen Erzeugungseinheit liegt.
- 4883 3) Für die Nachweise des quasistationären Betriebs (siehe 11.2.3) sowie der statischen Spannungshaltung
4884 (siehe 11.2.4, Absatz Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsvermögens) können zur Validierung der
4885 Herstellerangaben die unter Punkt 2) genannten Grenzen erweitert werden, wenn das Konzept der
4886 Erzeugungseinheit sowie die eingesetzten Komponenten technisch gleichwertig sind. Unter diesen
4887 Voraussetzungen sind Übertragungen für Erzeugungseinheiten Typ 2 von 100 kVA bis 10 MVA
4888 Bemessungsscheinleistung zulässig.

4889 Hersteller-Prüfungen von relevanten Baugruppen der Erzeugungseinheit auf Testständen können durch die
4890 Zertifizierungsstelle anerkannt werden, wenn sichergestellt ist, dass die Äquivalenz zu den Feldmessungen
4891 gegeben ist. Der Nachweis der Zulässigkeit ist im Zertifikat zu führen.

4892 Der Hersteller stellt eine Parameterliste für die Einheitenzertifizierung zur Verfügung. Es müssen die Parameter
4893 (insbesondere Bezeichnung in der Steuerung und Einstellbereiche) aufgeführt werden, die einen wesentlichen
4894 Einfluss auf die zu vermessenden Eigenschaften haben können. Diese müssen im Einheitenzertifikat

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4895 aufgeführt werden. Eine Herstellererklärung muss unterzeichnet und inhaltlich fachlich nachvollziehbar
4896 begründet sein, so dass dem Nachweisführenden hinsichtlich der Einhaltung der Anforderung eine eigene
4897 Überprüfung ermöglicht wird.

4898 Für die Nachweisführung der Anforderungen von Typ-2-EZE bzw. EZSE und Speicher, die auf den Frequenz-
4899 oder RoCoF-Angaben basieren (z. B. PRNB), soll eine Frequenzermittlung über ein gleitendes Messfenster
4900 von 3-5 Perioden zugrunde gelegt werden, sofern keine abweichende Definition explizit vorgegeben ist. Für
4901 die Ermittlung des RoCoF sind die Messwerte mehrerer aufeinander folgender Frequenzmessungen zu
4902 verwenden.

4903 Bei netzbildenden Anlagen, die sich an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve beteiligen, sind die
4904 Besonderheiten bei der Nachweisführung nach FNN Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende
4905 Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [30] zu beachten.

4906 In den folgenden Abschnitten wird die Art der Nachweisführung definiert.

4907 **11.2.2 Netzurückwirkungen**

4908 **11.2.2.1 Schaltbedingte Spannungsänderungen**

4909 Der spannungswirksame Schaltfaktor $k_u(\psi)$ und der flickerwirksame Schaltfaktor $k_f(\psi)$ inkl. der Häufigkeit der
4910 Schalthandlungen werden durch Messungen an einer Erzeugungseinheit bestimmt und sind im Einheiten-
4911 zertifikat auszuweisen.

4912 **11.2.2.2 Flicker**

4913 Der Flickerkoeffizient c wird durch Messungen an einer Erzeugungseinheit ermittelt und ist im Einheiten-
4914 zertifikat auszuweisen.

4915 **11.2.2.3 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische**

4916 Die Ströme der Oberschwingungen, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen werden durch
4917 Messungen an der Erzeugungseinheit bestimmt. Bei Typ-1-Erzeugungseinheiten ist es ausreichend die Syn-
4918 chronmaschine ohne die dazugehörige Antriebseinheit (nach DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1)) zu vermessen.

4919 Die Ströme der Oberschwingungen, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen, die nachweislich nicht der
4920 Erzeugungseinheit, sondern einer Vorbelastung des Netzes zuzuordnen sind, können bei dem Ausweis der
4921 emittierten Strompegel berücksichtigt werden. Erfolgt nach Herstellerangaben eine Reduzierung vorhandener
4922 Spannungspegel, muss hierzu ein messtechnischer Nachweis vorliegen.

4923 Die Ströme der Oberschwingungen, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen sind im Einheiten-
4924 zertifikat auszuweisen.

4925 **11.2.2.4 Unsymmetrien**

4926 Der Nachweis ist durch Messungen an der Erzeugungseinheit ab der technischen Mindestleistung bei Typ-1-
4927 Erzeugungseinheiten bzw. von 10 % P_{rE} bei Typ-2-Erzeugungseinheiten zu erbringen. Dabei ist das Gegen-
4928 system des Einspeisestroms in Abhängigkeit von der Scheinleistung zu bestimmen und im Einheiten-
4929 zertifikat auszuweisen.

4930 Der Gegensystemstrom, der nachweislich nicht der Erzeugungseinheit, sondern einer Vorbelastung des
4931 Netzes zuzuordnen ist, kann bei der Ausweisung des emittierten Gegensystemstromes berücksichtigt werden.

4932 **11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen**

4933 **11.2.3.1 Quasistationärer Betrieb**

4934 Es ist auf Basis von Herstellererklärungen auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit bzw.
4935 Komponente mit allen zugehörigen Teilen wie unter anderem Hilfsaggregate, Steuer- und Schutzeinrichtungen
4936 für den in 10.2.1.2 definierten Frequenzbereich des quasistationären Betriebs ausgelegt ist. Darüber hinaus ist
4937 im Einheitszertifikat eine Spannungs-Zeit-Kennlinie auszuweisen, die das diesbezügliche Vermögen der
4938 gesamten Erzeugungseinheit beschreibt. Herstellerangaben sind zulässig.

4939 Die Angaben in der Herstellererklärung sind für PV-Erzeugungseinheiten kleiner 100 kW für den gesamten
4940 quasistationären Frequenz- und Spannungsbereich auf Basis von exemplarischen Messungen an der Erzeu-
4941 gungseinheit zu verifizieren. Für PV-Erzeugungseinheiten größer 100 kW und alle anderen Erzeugungsein-
4942 heiten sind die Angaben in der Herstellererklärung für den quasistationären Spannungsbereich auf Basis von
4943 exemplarischen Messungen nach 11.2.4 an der Erzeugungseinheit zu verifizieren. Die Übertragung von
4944 Messergebnissen nach 11.2.1 ist zulässig.

4945 **11.2.3.2 Polradpendelungen**

4946 Der Nachweis für die Erfüllung der Anforderung nach 10.2.1.3 für Erzeugungseinheiten des Typs 1 erfolgt im
4947 Rahmen der O-/UVRT-Robustheit. Für Erzeugungseinheiten des Typs 2 ist kein Nachweis bezüglich der
4948 Polradpendelungen erforderlich.

4949 **11.2.3.3 Netzpendelungen**

4950 Für Erzeugungseinheiten ist der Nachweis im Rahmen der O-/UVRT-Robustheit abgedeckt.

4951 **11.2.4 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung**

4952 Das Vermögen von Erzeugungseinheiten zur Blindleistungsbereitstellung ist im Einheitszertifikat in Form von
4953 P/Q -Diagrammen unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen sowie in Abhängigkeit von der Wirkleistung
4954 auszuweisen. Es ist auszuweisen, für welche Spannungsebene bzw. an welchen Klemmen das Vermögen gilt.

4955 Im Einheitszertifikat sind für den vom Hersteller angegebenen Dauerbetriebsbereich der Spannung die
4956 maximalen Blindleistungsstellbereiche für den untererregten und übererregten Bereich in Abhängigkeit der
4957 eingespeisten Wirkleistung auszuweisen. Der Nachweis kann durch eine Herstellererklärung erbracht werden.

4958 Die Herstellerangaben bezüglich des Blindleistungsvermögens müssen durch eine Messung für den maximal
4959 untererregten und den maximal übererregten Bereich in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung an der
4960 Erzeugungseinheit validiert werden. Die Spannung zum Zeitpunkt der Messung muss bei der Validierung
4961 berücksichtigt werden. Das vermessene Blindleistungsvermögen der Erzeugungseinheit muss größer gleich
4962 den Herstellerangaben sein.

4963 Die Herstellerangaben bezüglich der Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsvermögens sind durch die
4964 Vermessung von mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den untererregten Blindleistungs-
4965 bereich und mindestens zwei aussagekräftigen Arbeitspunkten für den übererregten Blindleistungsbereich
4966 nachzuweisen. Die Übertragung der Messergebnisse nach 11.2.1 und Punkt 3 sind für diese Nachweise zur
4967 Spannungsabhängigkeit zulässig.

4968 Wenn eines der Blindleistungsverfahren nach 10.2.2.5 in der Erzeugungseinheit vorhanden ist, ist ein
4969 Nachweis der Reglerfunktion auf der Ebene der Erzeugungseinheit durchzuführen. In diesem Fall ist im
4970 Einheitszertifikat auszuweisen, dass die Anforderungen nach 10.2.2.5 und Abschnitt C.2 umsetzbar sind und
4971 welche technischen Randbedingungen hierfür erforderlich sind.

4972 Im Einheitszertifikat ist auszuweisen, welche Arten der Sollwertvorgabe und welche Schnittstellen zur
4973 Regelung der Blindleistungsbereitstellung der Einheit zur Verfügung stehen. Es ist für die seitens des Her-
4974 stellers angegebenen Schnittstellen/Sollwert-Kombinationen jeweils der Ausweis einer Q -Übergangsfunktion
4975 über eine Sprungantwort erforderlich.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

4976 **11.2.5 Kontinuierliche Spannungsregelung**

4977 **11.2.5.1 Kleinsignalbereich der Kontinuierlichen Spannungsregelung für Typ-2-Erzeugungseinheiten**

4978 Zum Nachweis des Kleinsignalverhaltens der kontinuierlichen Spannungsregelung wird die Erzeugungseinheit
4979 über eine Impedanz mit einer Induktivität im Bereich $X = 0,01$ bis $1/3$ p.u. bezogen auf $S_{E_{\max}}$ der EZE an einem
4980 Prüfstand, bzw. einem Netzanschlusspunkt z. B. einer EZA betrieben.

4981 ANMERKUNG 1 Die Durchführung des Tests an einer Prüfeinrichtung mit einer Impedanz $> 1/3$ p.u. ist zulässig.

4982 ANMERKUNG 2 Auch bei einem Nachweis innerhalb einer EZA oder einem Netzanschlusspunkt beziehen sich die Tests
4983 auf eine EZE.

4984 Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheit ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungseinbrüche
4985 an der EZE-Klemme um einen Wert zwischen 1 % und 5 % U_n (und zurück) nachzuweisen, wobei sicher-
4986 zustellen ist, dass dieses Ereignis zu einem Betriebspunkt führt, in dem keine Strom- oder Leistungs-
4987 begrenzung greift. Hierzu erfolgt die Bestimmung des Betrages der Blindstromänderung, der Anschwingzeit
4988 und der Dämpfung des Einschwingvorganges (Nachweis 1, vgl. hierzu auch 11.2.6.5). Der Betrag der
4989 Blindstromänderung wird hier nur qualitativ und unabhängig von den Genauigkeitsanforderungen
4990 entsprechend Abschnitt C.1 bewertet.

4991 Der Nachweis zur Erbringung dieser Anforderung im Verbund mit mehreren direkt parallel betriebenen EZE
4992 erfolgt entweder simulativ mit geeigneten Modellen (vgl. 11.2.7) oder durch Test im Parallelbetrieb analog zum
4993 vorgenannten Aufbau von mindestens zwei EZE. Der Nachweis entfällt, wenn die EZE standardmäßig über
4994 einen ausschließlich der EZE zugeordneten Transformator (bzw. ihr eigens zugeordnete Transformator-
4995 wicklungen) angeschlossen wird. Falls die Umsetzung auf Anlagenebene realisiert wird, erfolgt der Nachweis
4996 im Verbund mit mehreren direkt parallel betriebenen EZA simulativ.

4997 ANMERKUNG 3 Die Änderung der Netzspannung kann auch durch Manipulation der gemessenen Spannung erfolgen,
4998 sofern dies eine Bewertung des Verhaltens des Spannungsreglers zulässt.

4999 Zum Nachweis des Führungsverhaltens des Spannungsreglers erfolgt an diesem Aufbau eine Änderung des
5000 Sollwertes für den Spannungsregler. Die Sollwertänderung sollte dabei so gewählt werden, dass daraus eine
5001 Blindleistungsänderung von mindestens 50 % des Blindleistungsstellbereichs der EZE resultiert. Der Nachweis
5002 ist erbracht, wenn die maximale Anschwingzeit der Spannung weniger als 1 s beträgt (Nachweis 2).

5003 Ferner erfolgt ein simulativer Nachweis der Einhaltung der Anforderungen an die Dynamik der Spannungs-
5004 regelung, indem auf die Netzspannungsquelle ein Amplitudensprung aufgeprägt wird. Dieser Amplituden-
5005 sprung sollte dabei so gewählt werden, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von mindestens 50%
5006 des Blindleistungsstellbereichs der EZE resultiert. Dieser Nachweis erfolgt bei den Impedanzen $X = 0,01$ und
5007 $1/3$ p.u. bezogen auf $S_{E_{\max}}$ der EZE (Nachweis 3).

5008 Zum simulativen Nachweis des Führungsverhaltens des Spannungsreglers über den gesamten Bereich der
5009 geforderten Netzkurzschlussleistung erfolgt in Simulation eine Änderung des Sollwertes für den Spannungs-
5010 regler bei den Impedanzen $X = 0,05$ und $1/3$ p.u. bezogen auf $S_{E_{\max}}$ der EZE. Die Sollwertänderung sollte
5011 dabei so gewählt werden, dass daraus jeweils eine Blindleistungsänderung von mindestens 50 % des Blind-
5012 leistungsstellbereichs der EZE resultiert. Der Nachweis ist erbracht, wenn die maximale Anschwingzeit der
5013 Spannung jeweils weniger als 1 s beträgt (Nachweis 4).

5014 **11.2.6 O-/UVRT-Robustheit**

5015 **11.2.6.1 Allgemeines**

5016 Es ist nachzuweisen und im Einheitszertifikat auszuweisen, dass die gesamte Erzeugungseinheit mit allen
5017 zugehörigen Teilen, die laut Hersteller Bestandteil der Erzeugungseinheit sind wie unter anderem Hilfsaggre-
5018 gate, Steuer- und Schutzeinrichtungen, die in 10.2.4 aufgeführten Anforderungen an die O-/UVRT-Robustheit
5019 erfüllt. Für die auf den Netzanschlusspunkt bezogenen Grenzkurven nach Bild 13 und Bild 14 gilt: Die auf die
5020 Erzeugungseinheit bezogenen Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die nach 11.2.6 geforderten Versuche

5021 erfolgreich absolviert werden. Das Vermögen der Erzeugungseinheit ist im Einheitenzertifikat darzustellen. Der
5022 Nachweis ist durch Messungen für zwei- und dreiphasige Spannungseinbrüche bzw. Spannungserhöhungen
5023 im Teil- und Nennlastbetrieb der Erzeugungseinheit zu erbringen.

5024 Hierbei sind die unsymmetrischen Tests so zu variieren, dass unterschiedliche Phasen vom Netzfehler
5025 betroffen sind.

5026 Hierbei ist darauf zu achten, dass mindestens ein geforderter unsymmetrischer Test auf unterschiedlichen
5027 Außenleiterspannungen durchgeführt wird. Wurden zum Beispiel die unsymmetrischen Tests zwischen L1 und
5028 L2 durchgeführt, muss mindestens ein unsymmetrischer Test zwischen L2 und L3 durchgeführt werden.

5029 Die nachfolgenden Versuche für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 sind mit einer Blindleistung vor dem
5030 Fehler entsprechend eines Zahlenwerts zwischen $-10\% P_{rE}$ und $+10\% P_{rE}$ (d. h. $\cos \varphi \approx 1$) durchzuführen.
5031 Zusätzlich ist ein Versuch mit der nach Herstellerangabe maximal möglichen Blindleistung der
5032 Erzeugungseinheit untererregt und übererregt durchzuführen. Sofern das Vermögen der Erzeugungseinheit
5033 einen $\cos \varphi$ von 0,95 übersteigt, ist ein Versuch mit $\cos \varphi$ von 0,95 ausreichend.

5034 Für alle Versuche sind die Spannungen und die Ströme sowie die daraus ermittelten Wirk- und Blindleistungen
5035 zu ermitteln und zu dokumentieren. Diese Werte sind für die Validierung des Einheitenmodells heranzuziehen.

5036 ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne
5037 Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungseinheit (Leerlaufversuch).

5038 Bestandsmessungen, die nach FGW TR3 Rev. 25 oder 26 zur Erfüllung der Anforderungen der O-/UVRT-
5039 Robustheit nach VDE-AR-N 4120:2018 erfolgt sind, können für einen Übergangszeitraum von 24 Monaten
5040 nach Anwendungsbeginn dieser VDE-Anwendungsregel für den Nachweis der Anforderungen an die O-
5041 /UVRT-Robustheit und die kontinuierliche Spannungsregelung herangezogen werden, sofern die diesen
5042 Messungen zugrunde liegende Regelungsstruktur nicht verändert wurde. Der Gültigkeitszeitraum der hierauf
5043 basierend ausgestellten Einheitenzertifikate wird durch den Übergangszeitraum nicht eingeschränkt.

5044 Die in 10.2.3.3 aufgeführte Grenze der Kurzschlussleistung nach einem Netzfehler für Typ-2-Anlagen ist im
5045 Rahmen der Nachweisführung nicht zu berücksichtigen.

5046 **11.2.6.2 Mehrfachfehler**

5047 Der Nachweis, dass eine Typ-1-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende Spannungs-
5048 einbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn der Generator nachweislich nach
5049 DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1):2011-02, 9.3.2, ausgelegt ist.

5050 Der Nachweis, dass eine Typ-2-Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehrfach aufeinanderfolgende
5051 Spannungseinbrüche durchfahren zu können, ist erbracht, wenn die Erzeugungseinheit in der Lage ist während
5052 der Netzfehler, mindestens die Energie $P_{E_{max}}$ für 2 Sekunden abzuführen, ohne Berücksichtigung der in das
5053 Netz eingespeisten Energie. Dieser Nachweis kann rechnerisch erfolgen. Zusätzlich ist die Energie, die nach
5054 der Fehlerklärung während der Wirkleistungssteigerung noch abzuführen ist, zu berücksichtigen. Bei der rech-
5055 nerischen Bewertung ist anzunehmen, dass vier aufeinanderfolgende Spannungseinbrüche erfolgen.

5056 Alternativ kann dieser Nachweis messtechnisch durch Tests an der Erzeugungseinheit nach Tabelle 15 bei
5057 $P \geq 75\% P_{rE}$ erbracht werden.

5058

5059

Tabelle 15 – Prüfsequenz für Mehrfachfehler

Netzereignis	Residualspannung bezogen auf U_{1min}	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	

5060 Zusätzlich ist für Erzeugungseinheiten der Typen 1 und 2 anhand einer Herstellererklärung nachvollziehbar
5061 darzulegen, dass und wie die Erzeugungseinheit nach 30 Minuten erneut in der Lage ist, einen Mehrfachfehler
5062 wie oben beschrieben zu durchfahren.

5063 **11.2.6.3 O-/UVRT-Robustheit für Typ-1-Erzeugungseinheiten**

5064 **Testprozedur**

5065 Die folgenden Versuche sind für Erzeugungseinheiten des Typs 1 so durchzuführen, dass mindestens die
5066 2-fache Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit als Netzkurzschlussleistung an den Klemmen der
5067 Erzeugungseinheit vor und nach dem Spannungseinbruch vorhanden ist. Dies kann beispielsweise durch
5068 Veränderung der Längsdrossel im Prüfstand erzielt werden. Diese Tests werden herangezogen, um unter
5069 anderem die dynamischen Simulationsmodelle zu validieren. Daher ist hier nach Fehlerklärung eine
5070 Netzkurzschlussleistung unterhalb von $6 \times S_{rE}$ an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators
5071 zulässig (vgl. 10.2.4.2).

5072 Es muss geprüft werden, dass der eingesetzte Spannungsregler dreiphasig misst und den Spannungseinbruch
5073 korrekt erfasst.

5074 Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungs-
5075 einbrüche bei Absinken der Netzspannung auf einen Wert jeweils zwischen 70 % U_n und 80 % U_n , 45 % U_n
5076 und 60 % U_n , 20 % U_n und 30 % U_n sowie für < 5 % U_n für eine Mindestdauer nach der Grenzlinie aus Bild 13
5077 nachzuweisen.

5078 Das korrekte Verhalten nach 10.2.4.2 und 10.2.4.3 im Übergang vom dynamischen zum quasistationären
5079 Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der Netz-
5080 spannung auf einen Wert zwischen 85 % U_n und 90 % U_n für ≥ 60 Sekunden nachzuweisen.

5081 Das Verhalten der Erzeugungseinheit bzw. Komponente bei sprunghaften Spannungsänderungen ist durch
5082 einen Spannungssprung um mindestens 15 % U_n auf einen Wert > 115 % U_n für symmetrische sowie auf
5083 ≥ 115 % U_n als größte Außenleiterspannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit einer Dauer von
5084 ≥ 5 Sekunden nachzuweisen.

5085 Das korrekte Verhalten im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheit
5086 ist für eine symmetrische Spannungserhöhung durch Steigern der Netzspannung auf einen Wert ≥ 150 % U_n
5087 für ≥ 60 s nachzuweisen.

5088 **Übertragung validierter Modelle auf andere Erzeugungseinheiten**

5089 Voraussetzung für die Übertragung des validierten Modells der getesteten Erzeugungseinheit auf eine andere
5090 Erzeugungseinheit der gleichen Produktfamilie ist, dass der Spannungsregler identisch und das Erregersystem
5091 typgleich ist und das Messsystem (Strom- und Spannungseingang) die gleiche oder eine bessere Genauigkeit
5092 hat. Unterschiedliche Nenngrößen für Ein- und Ausgänge von Strom und Spannung sind zulässig.

5093 **11.2.6.4 Verhalten nach Fehlerende für Typ-1-Erzeugungseinheiten**

5094 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit die Anforderungen nach 10.2.4.2 erfüllt. Die Anforderungen
5095 gelten als erfüllt, wenn sich die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.6.1 innerhalb von 60 Sekunden
5096 nach Fehlerklärung nicht vom Netz getrennt hat. Dies gilt ebenfalls für die notwendigen Hilfsantriebe.

5097 Es ist auszuweisen, wie die Steigerung der Wirkleistung erfolgt. Die Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die
5098 Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.6 den Wirkstrom, sofern dieser während des Fehlers reduziert
5099 wurde, nach Fehlerende mit der geforderten Anschwingzeit auf den ursprünglichen Wert mit einer Toleranz
5100 von $\pm 10\%$ P_{rE} steigert.

5101 **11.2.6.5 O-/UVRT-Robustheit für Typ-2-Erzeugungseinheiten**

5102 Das korrekte Verhalten der Erzeugungseinheiten ist für symmetrische und unsymmetrische Spannungsein-
5103 brüche der Netzspannung auf jeweils einen Wert zwischen 70% U_n und 80% U_n , 45% U_n und 60% U_n ,
5104 20% U_n und 30% U_n für eine Mindestdauer nach der Grenzlinie aus Bild 12 nachzuweisen.

5105 ANMERKUNG Für symmetrische Spannungseinbrüche im Bereich $\leq 30\%$ U_n sind die Ergebnisse der Prüfungen nach
5106 Tabelle 15 anwendbar.

5107 Das korrekte Verhalten nach 10.2.1.2 und 10.2.4.3 im Übergang vom dynamischen zum quasistationären
5108 Betrieb der Erzeugungseinheiten ist für einen symmetrischen Spannungseinbruch durch Absinken der
5109 Netzspannung auf einen Wert zwischen 85% U_n und 90% U_n für ≥ 60 Sekunden nachzuweisen.

5110 Für die angegebenen Spannungsbereiche ist der Verbleib der Erzeugungseinheit am Netz und die Einhaltung
5111 des eingestellten k -Faktors mit $k = 4$ nachzuweisen.

5112 Das Verhalten der Spannungsregelung der Erzeugungseinheit ist durch einen Spannungssprung um minde-
5113 stens 10% U_n auf einen Wert $> 110\%$ U_n für symmetrische sowie auf $\geq 110\%$ U_n als größte Außenleiter-
5114 spannung für unsymmetrische Spannungserhöhungen mit einer Dauer von ≥ 5 Sekunden nachzuweisen.

5115 Das korrekte Verhalten im Übergang vom dynamischen zum quasistationären Betrieb der Erzeugungseinheit
5116 ist für eine symmetrische Spannungserhöhung durch Steigern der Netzspannung auf einen Wert $\geq 110\%$ U_n
5117 für ≥ 60 Sekunden nachzuweisen.

5118 Es ist auszuweisen unter welchen Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen
5119 Einschränkungen die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um mindestens 15% U_n auf
5120 einen Wert $> 115\%$ U_n für ≥ 5 s bzw. $\geq 115\%$ U_n für ≥ 60 s möglich oder ggf. nicht möglich ist.

5121 Zusätzlich ist in Form einer Herstellererklärung die Beherrschung eines symmetrischen Spannungssprungs um
5122 mindestens 15% U_n auf einen Wert $> 115\%$ U_n bzw. $\geq 115\%$ U_n für ≥ 60 s nachzuweisen. Die Anforderung
5123 nach Bild 12 gilt als erfüllt, wenn die Herstellererklärung mindestens beinhaltet unter welchen Annahmen zu
5124 den relevanten Einflussgrößen und welchen etwaigen Einschränkungen eine Einhaltung möglich ist. Werden
5125 die genannten Anforderungen durch einen geeigneten Test nachgewiesen, gelten die Anforderungen als erfüllt
5126 und die Herstellererklärung ist nicht erforderlich.

5127 Die Bewertung des Verhaltens der kontinuierlichen Spannungsregelung basiert auf dem Zeitraum von 30 ms
5128 bis 50 ms nach dem Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung (Fehlerbeginn) für die Anschwingzeit
5129 und dem Zeitraum von 60 ms bis 80 ms nach dem Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung für die
5130 Einschwingzeit. Basierend auf den beiden o. g. Zeiträumen sind die Mit- und die Gegensystemkomponente zu
5131 errechnen und zu bewerten. Oberhalb von 120% U_n ist eine kontinuierliche Spannungsregelung nach Können
5132 und Vermögen gefordert. Das Vermögen ist im Einheitszertifikat auszuweisen.

5133 Der Nachweis der Statik k ist für die Einstellung $k = 4$ anhand der folgenden beiden Versuche zu überprüfen:

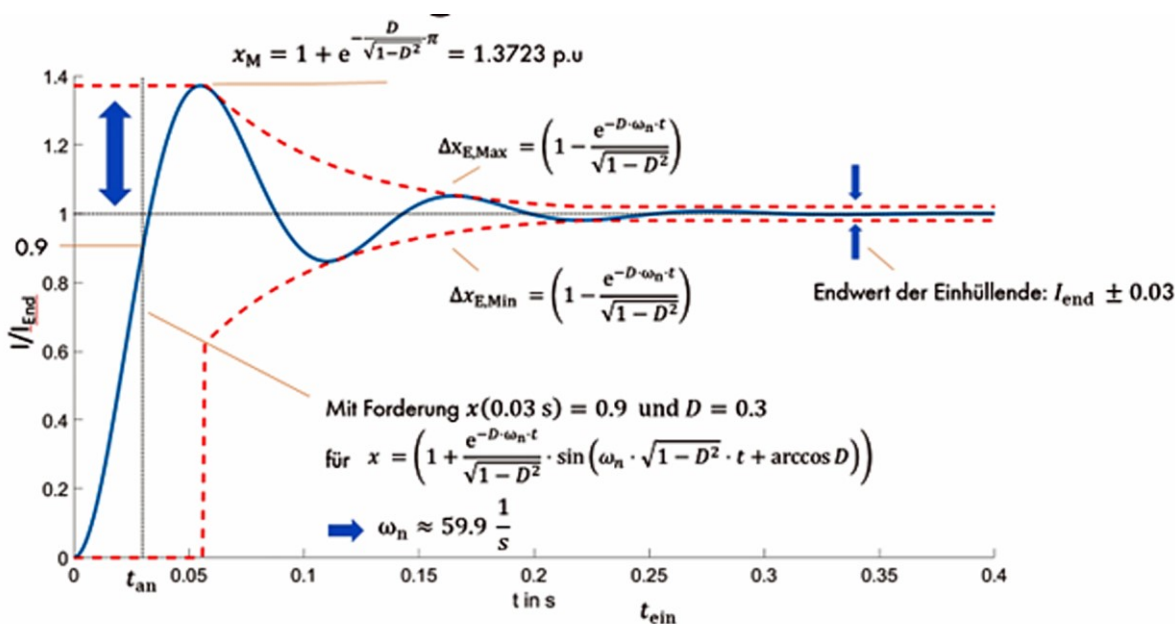
- 5134 – das Absinken aller drei Leiter-Leiter-Spannungen von etwa 100% U_n auf 70% U_n bis 80% U_n ;
- 5135 – das Absinken zweier Leiter-Leiter-Spannungen von etwa 100% U_n auf 70% U_n bis 80% U_n .

E VDE-AR-N 4120:2024-11

5136 Die sich im eingeschwingenen Zustand ergebenden zusätzlichen Blindströme im Mit- und Gegensystem
 5137 müssen mit dem sich aus dem Verlauf der Spannungen und der eingestellten Statik der kontinuierlichen
 5138 Spannungsregelung ergebenden Ströme mit maximalen Abweichungen nach Abschnitt C.1 übereinstimmen.

5139 Der Nachweis der elektrischen Eigenschaft „kontinuierliche Spannungsregelung für Erzeugungseinheiten vom
 5140 Typ 2“ ist erfolgreich erbracht, wenn gemäß der obigen Tests die Anforderungen nach 10.2.4.3 erfüllt sind.

5141 Die Anforderung an die Dämpfung gilt als erfüllt, wenn der Stromverlauf aus der jeweiligen Messung innerhalb
 5142 einer Hüllkurve liegt, die sich aus einem idealen PT2-Einschwingverhalten mit einer Anschlagzeit von 30 ms
 5143 und einer Dämpfung von 0,3, sowie einer dauerhaften Toleranz um den Endwert werden +/- 5 % I_r ergibt (vgl.
 5144 Bild 26),



5145

5146 **Bild 26 – Hüllkurve zum Nachweis der Dämpfung der kontinuierlichen Spannungsregelung**

5147 **11.2.6.6 Wirkstromwiederkehr für Typ-2-Erzeugungseinheiten**

5148 Es ist nachzuweisen, dass die Steigerung der Wirkleistung die Anforderungen nach 10.2.4.3 erfüllt. Die
 5149 Anforderungen gelten als erfüllt, wenn die Erzeugungseinheit in allen Tests nach 11.2.6 den Wirkstrom, der
 5150 während des Fehlers reduziert wurde, mit einer Anschlagzeit von höchstens 1 Sekunde nach Fehlerende auf
 5151 den Vorfehlerwert mit einer Toleranz von $\pm 10 \% P_{rE}$ steigert. Schwankungen des Primärenergiedargebots sind
 5152 dabei zu berücksichtigen.

5153 **11.2.6.7 O-/UVRT-Robustheit direkt gekoppelter Asynchrongeneratoren**

5154 Für direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis, die statorseitig mit schaltbaren
 5155 Kompensationseinrichtungen ausgerüstet sind, ist der Nachweis nach 11.2.6 für Typ-2-Erzeugungseinheiten
 5156 durchzuführen. Die Ausnahmeregelung nach 10.2.4.3 ist zu beachten. Die folgenden Punkte sind im
 5157 Einheitenzertifikat auszuweisen und zu bewerten:

- 5158 – Dauer und Einstellbarkeit der Zuschaltung der Kondensatoren.
- 5159 – Während des Spannungseinbruchs nach den in 11.2.6.5 geforderten Spannungseinbrüchen ist ein
 5160 untererregter Zustand nicht zulässig.
- 5161 – Die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) müssen spätestens 300 ms nach Fehlerklärung abge-
 5162 klungen sein.
- 5163 – Während der Spannungsüberhöhung nach den in 11.2.6.5 geforderten Spannungssprüngen ist ein
 5164 übererregter Zustand nicht zulässig.

5165 – Während und nach einem Fehler muss die Drehzahl so gesteuert werden, dass die Drehzahl n des
5166 Generators im Bereich $\pm 3\%$ der Synchrondrehzahl bleibt.

5167 – Der maximale Schlupf darf das 5-Fache des Schlupfs bei Bemessungsleistung des Generators nicht
5168 übersteigen.

5169 Der Nachweis für Mehrfachfehler kann nach 11.2.6.2 wie für eine Typ-1-Erzeugungseinheit erfolgen.

5170 Für das Verhalten nach Fehlerende ist der Nachweis nach 11.2.6.4. unter Berücksichtigung der Anforderungen
5171 aus 10.2.4.3 zu erbringen.

5172 **11.2.7 Modelle**

5173 **11.2.7.1 Allgemeines**

5174 Im Folgenden werden die Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der
5175 elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten beschrieben, die im Rahmen des Zertifizierungs-
5176 prozesses verwendet werden.

5177 Das Ziel der Modellierung ist, die vermessenen elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit in einem
5178 rechnerlauffähigen Modell ausreichend genau abzubilden.

5179 Weitere Anforderungen für Einheiten- und Komponentenmodelle sind der FGW TR 4 [15] zu entnehmen.

5180 **11.2.7.2 Funktionsumfang der Modelle**

5181 Es sind mindestens die folgenden Funktionen/Eigenschaften der Erzeugungseinheit nachzubilden:

- 5182 – quasistationärer Betrieb;
- 5183 – statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung;
- 5184 – kontinuierliche Spannungsregelung;
- 5185 – O-/UVRT-Robustheit;
- 5186 – Verhalten bei Wirkleistungssollwertvorgabe;
- 5187 – Schutzeinrichtungen und -einstellungen.

5188 Für den simulativen Nachweis des Über- und Unterfrequenzverhaltens kann ein vereinfachtes Simulations-
5189 modell nach den Anforderungen des Abschnitts 11.2.10.3.2 erstellt werden. Optional können noch weitere
5190 Funktionen in den Modellen abgebildet werden. Wenn erforderlich können die oben aufgeführten Funktionen
5191 in mehreren Modellen abgebildet werden.

5192 **11.2.7.3 Mindestanforderungen an Modelle**

5193 Für die validierten Modelle der Erzeugungseinheiten gelten folgende Mindestanforderungen:

- 5194 – Modell für den Netzfehlerfall:
 - 5195 • Das Modell ist als Effektivwertmodell auszuführen. Sofern hiervon abweichend in begründeten Fällen
5196 Electromagnetic Transient (EMT)-Modelle verwendet werden, sind die mit diesen Modellen
5197 gewonnenen Berechnungsergebnisse auf Robustheit unter Variation der Randbedingungen (z. B.
5198 Phasenlage zum Fehlereintrittszeitpunkt) zu überprüfen.
 - 5199 • Die Modelle dienen der Simulation von Netzfehlern, insbesondere hinsichtlich der Wirk- und
5200 Blindleistungseinspeisung der Erzeugungseinheit.
 - 5201 • Um auch unsymmetrische Fehler darstellen zu können, müssen die Modelle das Mit- und Gegen-
5202 system sowie – sofern die Nullsysteme von Netz- und Erzeugungseinheit nicht entkoppelt sind (z. B.
5203 durch einen Dy-Transformator) – das Nullsystem abbilden.
 - 5204 • Die Modelle müssen geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasi-
5205 stationären Betrieb, das Verhalten bei einem Netzfehler und die Rückkehr zum quasistationären
5206 Betrieb abzubilden.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 5207 • Die Modelle umfassen die Erzeugungseinheiten in der Regel ohne Maschinentransformator, aber mit
5208 den relevanten Schutzeinrichtungen, sofern diese Teil der Erzeugungseinheit sind.
- 5209 • In dynamischen Simulationen für den Nachweis der elektrischen Eigenschaften von Typ-1-Anlagen
5210 dürfen nur validierte Modelle von Spannungsreglern mit Komponentenzertifikat verwendet werden.
5211 Ausnahme ist, wenn die Erzeugungseinheit inklusive dieses Spannungsreglers vermessen wurde
5212 und für diese Erzeugungseinheit ein Einheitenzertifikat erreicht werden soll. Dies gilt auch im Rahmen
5213 der Übertragungsregeln nach 11.2.1, sofern der Spannungsregler und das zugehörige Modell hierzu
5214 nicht verändert werden müssen. Änderungen an der Regelungssoftware, die das zertifizierte
5215 Verhalten beeinflussen, erfordern eine neue Validierung. Das Modell des Spannungsreglers muss
5216 Begrenzungen von Messwerten, internen Größen, Ausgangswerten und Strukturumschaltungen
5217 richtig wiedergeben. Das Modell der Erregereinrichtung muss insbesondere die Zeitkonstanten sowie
5218 Begrenzungen der Erregereinrichtungen realistisch darstellen.
- 5219 – Modell für den Normalbetrieb:
 - 5220 • Die Modelle müssen die im Normalbetrieb auftretenden Wirk- und Blindleistungen sowie die Wirk-
5221 und Blindleistungen der Erzeugungseinheiten in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass die
5222 Anforderungen an alle Einstellzeiten und Einstellgenauigkeiten in der rechnerischen Nachbildung
5223 dargestellt werden können.
 - 5224 • Die simulierten und gemessenen Daten sind jeweils mit einem gleitenden 5-Sekunden-Mittelwertfilter
5225 (arithmetisches Mittel) aufzubereiten. Anschließend ist die Differenz zwischen gefilterten Simulations-
5226 und Messdaten für jeden Zeitschritt zu bestimmen. Der Maximalwert des so generierten
5227 Differenzvektors darf im dynamischen Übergangsbereich, z. B. nach einem Sollwertsprung, einen
5228 Zahlenwert von 15 % S_{rE} nicht überschreiten. Im stationären Bereich, d. h. nach Abschluss des
5229 Einschwingvorgangs auf einen neuen Sollwert darf der Maximalwert des so generierten
5230 Differenzvektors einen Zahlenwert von 5 % S_{rE} nicht überschreiten. Abweichungen durch
5231 Primärenergieschwankungen sind für die Bewertung nicht relevant.
- 5232 – Modell für die kontinuierliche Spannungsregelung:
 - 5233 • Bei Einheiten, die für direkte Parallelschaltbarkeit spezifiziert sind, müssen die Modelle zum
5234 Nachweis der kontinuierlichen Spannungsregelung direkt parallelschaltfähig sein, bei
5235 unterschiedlichen Betriebspunkten betrieben werden können und unabhängig voneinander agieren
5236 (keine reine rechnerische Skalierung).
- 5237 – Die zeitliche Schrittweite darf für dynamische und quasistationäre Vorgänge maximal 10 ms betragen.
5238 Eine automatische Schrittweitenanpassung auf bis zu 0,2 Sekunden ist zulässig.
- 5239 – Für Modelle, die zur Ermittlung der Genauigkeit der aggregierten EZA-Modelle nach 10.6 herangezogen
5240 werden, gelten folgende weitere Anforderungen:
 - 5241 • Sofern das Modell das Verhalten der Erzeugungseinheit bei Frequenzabweichungen beschreibt,
5242 erfolgt die Validierung durch Abgleich mit der Vermessung nach 11.2.8. Wenn dieses Verhalten nicht
5243 durch das Modell abgebildet wird, ist der Modell-zu-Modell-Vergleich des aggregierten EZA-Modells
5244 nach 10.6 hinsichtlich dieser Eigenschaft durch den Abgleich des aggregierten EZA-Modells direkt
5245 mit der Vermessung nach 11.2.8 unter Berücksichtigung der in der Erzeugungsanlage verbauten
5246 Erzeugungseinheiten durchzuführen.

5247 **11.2.7.4 Plausibilisierung der Modelle**

- 5248 Die Modelle müssen nicht nur für die vermessenen Arbeitspunkte angewandt werden können. Um
5249 sicherzustellen, dass das Modell plausible Werte auch bei nicht vermessenen Arbeitspunkten ausgibt, müssen
5250 Plausibilisierungstests mit dem Modell durchgeführt werden.

5251 **11.2.7.5 Modellanforderung Spannungsregler von Typ-1-Erzeugungseinheiten**

- 5252 Für die Erstellung eines Komponentenzertifikats eines Spannungsreglers ist die Validierung des Modells mittels
5253 FRT-Tests an einer Erzeugungseinheit mit einer Leistung von mindestens 500 kVA vorgeschrieben. Erfolgt die
5254 Validierung mit einer kleineren Leistung, beschränkt sich der Einsatz des Spannungsreglers in Erzeugung-
5255 einheiten auf diese kleinere Leistung. Vorzugsweise stellt der Hersteller des Spannungsreglers der zertifizie-
5256 renden Stelle eine gekapselte Version der Originalsoftware zur Verfügung.

5257 Das Modell der Erregereinrichtung muss insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erreger-
5258 einrichtungen realistisch darstellen.

5259 **11.2.7.6 Modelldokumentation**

5260 In der Modelldokumentation sind variable Einstellgrößen des Einheitenmodells (z. B. k -Faktor, FRT-Schwellen,
5261 Schutzzeinstellungen) zusammen mit den zulässigen Einstellbereichen aufzuführen. Für diese Einstellgrößen
5262 des Modells sind zudem die zugehörigen Einstellgrößen in der Anlagensteuerung der Erzeugungseinheit zu
5263 dokumentieren. Weiterhin ist die Einbindung und Anwendung des Modells in der genutzten Simulations-
5264 umgebung eindeutig zu beschreiben.

5265 **11.2.7.7 Validierung**

5266 Die Modellvalidierung im Rahmen der Einheitenzertifizierung muss durch eine hierfür nach
5267 DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierten Stellen erfolgen.

5268 Für alle Typen von Erzeugungseinheiten und Speichern – unabhängig von der verwendeten Technologie –
5269 erfolgt die Validierung nach FGW TR 4 [15].

5270 Anhand des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei einem Netzfehler (siehe 11.2.6) inklusive Blind-
5271 stromeinspeisung und Schutzfunktion (siehe 11.2.12) wird das Modell für den Netzfehlerfall validiert. Anhand
5272 des Verhaltens der Erzeugungseinheit bei Wirk- bzw. Blindleistungssollwerten im Normalbetrieb (siehe 11.2.4
5273 und 11.2.8) wird das Modell für den Normalbetrieb hinsichtlich des Verhaltens im normalen Betriebsbereich
5274 validiert.

5275 **11.2.8 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement / Redispatch**

5276 In dem Einheitenzertifikat sind die folgenden Punkte für den Normalbetrieb auszuweisen:

5277 a) Für die maximale Wirkleistungsabgabe sind gemittelte Werte über 200 ms, 1 Minute und 10 Minuten auf
5278 Basis von Messungen auszuweisen. Sofern nach Herstellerangaben eine signifikante Abhängigkeit der
5279 maximalen Wirkleistungsabgabe von den Umgebungsbedingungen (z. B. Temperatur, Luftdruck) besteht,
5280 ist diese in Form einer Herstellererklärung auszuweisen.

5281 b) Es ist ein minimaler und maximaler Wirkleistungsgradient der Erzeugungseinheit bei Leistungssteigerung
5282 und Leistungsreduzierung ohne Trennung vom Netz auszuweisen. Der Nachweis für den maximalen
5283 Wirkleistungsgradienten ist durch einen Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe von 90 % P_{rE} auf die
5284 technische Mindestleistung (bei Typ-1-Anlagen) bzw. auf 10 % P_{rE} (bei Typ-2-Anlagen) zu erbringen. Für
5285 den Test des minimalen Wirkleistungsgradienten ist ein Sollwertsprung von 60 % P_{rE} auf 50 % P_{rE}
5286 ausreichend. Für die Wirkleistungssteigerung wird der Sprung der Wirkleistungssollwert-Vorgabe in
5287 umgekehrter Richtung durchgeführt. Es ist im Einheitenzertifikat auszuweisen, ob das Verfahren der
5288 Gradienten in der Erzeugungseinheit oder im EZA-Regler umgesetzt wird. Es wird davon ausgegangen,
5289 dass alle Gradienten zwischen den maximalen und minimalen Gradienten der Erzeugungseinheit
5290 abgefahren werden können. Sollte dies nicht möglich sein, muss der Hersteller dies explizit angeben.

5291 Es muss der Erzeugungseinheit mindestens möglich sein, innerhalb der nach 10.2.5.1 geforderten minimalen
5292 und maximalen Wirkleistungsgradienten die Wirkleistung gleichmäßig zu steigern und zu reduzieren
5293 (Sollwertvorgabe durch Dritte, Netzsicherheitsmanagement).

5294 Jeder Wirkleistungssollwert, beginnend mit der Mindestleistung der Erzeugungseinheit, ist mindestens mit
5295 einer Genauigkeit von $\pm 5\%$ P_{rE} einzuregeln. Die Bewertung erfolgt auf Basis von 1-Minuten-Mittelwerten.

5296 Die Möglichkeiten der Erzeugungseinheit zur Umsetzung der Priorisierungsvorgaben auf Anlagenebene nach
5297 8.1 inklusive der Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz sind auszuweisen.

5298 **11.2.9 Verhalten bei steilen Frequenzgradienten (RoCoF)**

5299 Die Anforderung, dass Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und Speichereinheiten. Speicher sowie kontinuierlich
5300 regelbare Bezugseinheiten schnelle Frequenzänderungen nach den Anforderungen in 10.2.5.3 ohne

E VDE-AR-N 4120:2024-11

5301 Trennung vom Netz durchfahren können, ist in Form einer Herstellererklärung zu bestätigen. Sollten die
5302 Anforderungen nach 10.2.5.3 nur mit Einschränkungen eingehalten werden können, muss die
5303 Herstellererklärung beinhalten, unter welchen Rahmenbedingungen eine Erfüllung der Anforderungen möglich
5304 ist und welche Annahmen zu den relevanten Einflussgrößen berücksichtigt werden müssen.

5305 **11.2.10 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz**

5306 **11.2.10.1 Messtechnische Ermittlung des $P(f)$ -Verhaltens zum Nachweis der Netzsicherheitsbasierten**
5307 **Primärregelung**

5308 **11.2.10.1.1 Einleitung**

5309 Der simulative Nachweis der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf Basis eines validierten Simulations-
5310 modells des $P(f)$ -Verhaltens der Einheit entsprechend 11.2.10.3.2 und 11.2.10.3.3 (Simulativer Nachweis für
5311 Typ-2-EZE sowie EZSE und Speicher) sowie 11.6.3 (Simulativer Nachweis im Einzelnachweisverfahren für
5312 Typ-1-Anlagen) erfordert die Durchführung entsprechender messtechnischer Untersuchungen an der
5313 betriebsbereiten Einheit. Die grundsätzliche Vorgehensweise für Typ-1- und Typ-2-Erzeugungseinheiten sowie
5314 EZSE und Speicher ist hierbei identisch. In beiden Fällen erfolgt die Vermessung der Einheiten im
5315 netzsynchronen Betrieb.

5316 ANMERKUNG Der Nachweis der Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung ist grundsätzlich auf die
5317 einzelne Einheit bezogen, kann jedoch bei untrennbar miteinander verbundenen Erzeugungseinheiten (z. B. GuD-Anlagen)
5318 auch von der Anlage erbracht werden.

5319 Die Vermessung selbst stellt dabei keinen Nachweis an sich dar. Ziel der Vermessung ist es ausschließlich die
5320 $P(f)$ -Funktion in einer Form aufzunehmen, die eine Modellvalidierung des Simulationsmodells mit der erforder-
5321 lichen Genauigkeit ermöglicht. Für den Fall, dass die $P(f)$ -Funktion innerhalb des Betriebsbereichs von Mindest-
5322 last $P_{b,min}$ bis Maximallast P_{rE} in mehrere Abschnitte mit unterschiedlichen Kenngrößen nach Tabelle 8 und
5323 Tabelle 9 zu gliedern ist, steht es dem Anwender frei, die im folgenden Abschnitt beschriebenen Messungen
5324 für jeden festgelegten Lastbereich der $P(f)$ -Funktion durchzuführen.

5325 Unabhängig davon, ob eine Erzeugungseinheit mit einstellbarer (z. B. Gasturbine) oder Dargebots abhängigen
5326 Primärenergie (z. B. Windenergieanlage) betrieben wird, sind die Messungen für den Bereich der Über- wie
5327 auch Unterfrequenz durchzuführen. Dargebots abhängige Erzeugungseinheiten sind für die Vermessung im
5328 Unterfrequenzbereich entsprechend anzudrosseln. Es wird empfohlen, während der Durchführung der
5329 Messungen das ± 200 mHz Totband der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nicht zu deaktivieren.

5330 Für die Nachweisführung der Anforderungen, die auf den Frequenz- oder RoCoF-Angaben basieren
5331 (z. B. PRNB), soll eine Frequenzermittlung über ein gleitendes Messfenster von 3-5 Perioden zugrunde gelegt
5332 werden, sofern keine abweichende Definition explizit vorgegeben ist. Für die Ermittlung des RoCoF sind die
5333 Messwerte mehrerer aufeinander folgender Frequenzmessungen zu verwenden.

5334 **11.2.10.1.2 Verhalten im unbeschränkten Stellbereich**

5335 Entsprechend der in Tabelle 8 für die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien hinterlegten Stellbereiche ist
5336 die durch eine sprungförmige Änderung des Frequenzsollwerts ΔF_+ hervorgerufene positive Änderung der
5337 abgegebenen Wirkleistung der Einheit aufzuzeichnen. Die Amplitude des Frequenzsollwertsprungs ist dabei
5338 entsprechend der eingestellten bzw. wirksamen Statik und des 200 mHz Totbandes so zu wählen, dass die
5339 Änderung der abgegebenen Wirkleistung dem unbeschränkten Stellbereich der Einheit entspricht. Nach
5340 Erreichen des stationären Zustands ist die Änderung des Frequenzsollwerts aufzuheben. Nach erneutem
5341 Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist in ebensolcher Weise ein Frequenzsprung in negative Richtung
5342 mit ΔF_- herbeizuführen und nach Erreichen des eingeschwungenen Zustandes wieder aufzuheben.

5343 Sind für eine Einheit in Tabelle 8 für unterschiedliche Betriebsbereich abweichende unbeschränkte Stellbereich
5344 angegeben, so ist die beschriebene Messung für jeden der festgelegten Stellbereiche separat durchzuführen.

5345 **11.2.10.1.3 Verhalten im beschränkten Stellbereich**

5346 Die in 11.2.10.1.2 beschriebene Messung ist dahingehend zu erweitern, dass der festzulegende
5347 Frequenzsprung eine Reaktion der abgegebenen Wirkleistung der Einheit über den unbeschränkten Stell-
5348 bereich hinaus initiiert. Die Amplitude des positiven Frequenzsprungs ΔF_{++} ist dabei so zu wählen, dass die
5349 abgegebene Wirkleistung, ausgehend von der zum Messzeitpunkt maximal möglichen Leistung (mindestens
5350 jedoch 75 % P_{rE}), auf die Mindestleistung $P_{b,min}$ absinkt. Nach Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist
5351 die Änderung des Frequenzsollwerts ΔF_{++} wieder aufzuheben, so dass der Wert der ursprünglichen Leistungs-
5352 abgabe vor Versuchsbeginn wieder erreicht wird.

5353 In ebensolcher Weise ist ausgehend von der Mindestleistung $P_{b,min}$ eine negativer Amplitudensprung des
5354 Frequenzsollwerts ΔF_{--} derart vorzugeben, dass die maximal mögliche Wirkleistungsabgabe der Einheit
5355 erreicht wird, mindestens jedoch 75 % P_{rE} . Nach Erreichen des eingeschwungenen Zustands ist die Frequenz-
5356 Sollwertvorgabe wiederum aufzuheben. Die Messung ist beendet, wenn wiederum der eingeschwungene
5357 Zustand erreicht ist.

5358 **11.2.10.1.4 Verwendung des aufgezeichneten $P(f)$ -Verhaltens**

5359 Die nach 11.2.10.1.2 und 11.2.10.1.3 ermittelte $P(f)$ -Funktion kann als Basis der Modellvalidierung innerhalb
5360 des simulativen Nachweises der netzsicherheitsbasierten Primärregelung im Einheitenzertifikat nach
5361 11.2.10.3.2 wie auch innerhalb des Einzelnachweisverfahrens nach 11.6.3 verwendet werden.

5362 **11.2.10.2 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung für Typ-1-Erzeugungseinheiten**

5363 **11.2.10.2.1 Allgemeines**

5364 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungseinheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (transient bis
5365 52,5 Hz) bzw. 49,8 Hz bis 47,5 Hz die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach
5366 10.2.5.4.2 erfüllt.

5367 Sämtliche Prüfungen sind mit den Standardeinstellungen der Statik vorzunehmen.

5368 Der Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zur netzsicherheitsbasierten Primärregelung von Typ-1-EZE
5369 am Fiktiven Inselnetz, ist explizit und ausschließlich auf die Regelung der Drehzahl abzustellen.

5370 **11.2.10.2.2 Messtechnischer Nachweis (Typ-Prüfung, Einheitenzertifikat)**

5371 Die durchzuführenden Prüfungen dienen dem Nachweis der Einhaltung der Anforderung zur Teilnahme an der
5372 netzsicherheitsbasierten Primärregelung nach 10.2.5.4.2.

5373 Die Prüfungen zum Nachweis des Zeitverhaltens und der damit verbundenen Einhaltung der Anforderungen
5374 des Mindestdämpfungsmaßes sind an einem Prüfstand so zu gestalten, dass bei geöffnetem Kuppelschalter
5375 zum externen Netz eine definierte ohmsche Last (Last des Fiktiven Inselnetzes) im Fiktiven Inselnetzbetrieb
5376 versorgt werden kann. Siehe hierzu auch Bild 27. Der Schaltzustand des Kuppelschalters darf dem Prüfling
5377 nicht signalisiert werden.

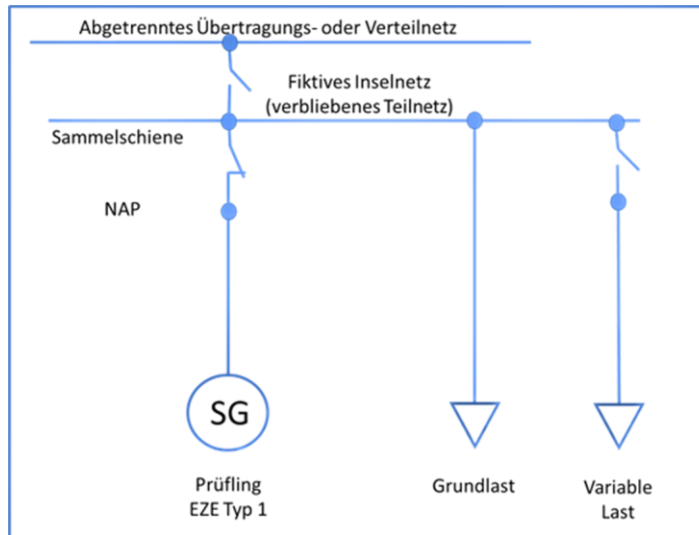


Bild 27 – Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-1-EZE-Eigenschaften

5378

5379

5380 Die Prüfung ist mit einer $\cos(\varphi)$ -Vorgabe von 1 an dem Prüfling vor Öffnung des Kuppelschalters zum externen
 5381 Netz durchzuführen. Die Spannungsregelung der EZE ist so zu parametrieren, dass die durchzuführenden
 5382 Laständerungen zu möglichst geringen, transienten Spannungsabweichungen führen und ein gedämpftes
 5383 Verhalten gewährleistet ist. Der spannungsbedingte Selbstregeleffekt darf stationär und während des
 5384 dynamischen Ausgleichsvorgangs 5 % bezogen auf die Bemessungswirkleistung der EZE nicht überschreiten.

5385 ANMERKUNG 1 Während des Prüfungsvorganges darf sich die Leistung der Last nicht um mehr als 5 % ändern.

5386 Bei den Prüfungen, bei denen eine Simulation der gemessenen Frequenz erfolgt, müssen die jeweils vorge-
 5387 gebenen Messpunkte mit einer Genauigkeit von ± 10 mHz angefahren werden. Die vorgegebene Anfangswirk-
 5388 leistung ist mit einer Toleranz von $\pm 5 \% P_{E_{max}}$ einzuhalten. Die Abweichung ist bei der Auswertung zu
 5389 berücksichtigen.

5390 **Nachweis der Stabilität des stationären und dynamischen Regelverhaltens im Fiktiven Inselnetz und**
 5391 **im Netzparallelbetrieb**

5392 Es sind folgende Prüfungen durchzuführen:

5393 **Prüfung 1:** Ausgehend von einem Netzparallelbetrieb bei $P_{E_{max}}$ wird der Kuppelschalter geöffnet. Zuvor ist die
 5394 Last des Fiktiven Inselnetzes auf den unteren Grenzwert des Stellbereichs entsprechend Tabelle 9 maximal
 5395 jedoch auf $55 \% P_{E_{max}}$ des Prüflings bei Nennspannung einzustellen. Im Falle von Verbrennungskraftmotoren
 5396 mit Gemischbildung gilt hierbei ein Wert von maximal $5 \% P_{E_{max}}$. Diese Prüfung gilt als bestanden, wenn der
 5397 Frequenzverlauf des Prüflings die vorgegebenen Kriterien erfüllt (51,5 Hz, 10 s; 52,5 Hz, 0,1 s; Dämpfungsmaß
 5398 $D \geq 0,06$).

5399 **Prüfung 2:** Ausgehend von einem stationären Zustand bei technischer Mindestleistung und geöffnetem
 5400 Kuppelschalter zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die
 5401 Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie den Angaben in Tabelle 8 (Amplitude im unbeschränkten Stellbereich)
 5402 entsprechen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass im eingeschwungenen Zustand $P_{E_{max}}$ abzüglich der
 5403 festgelegte Stufenamplitude nach Tabelle 8 erreicht wird. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz in
 5404 den entsprechenden Stufen auf eine Stufe oberhalb der technischen Mindestlast reduziert. Vor dem Einbringen
 5405 einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten. Diese Prüfungen gelten als bestanden, wenn
 5406 der Drehzahlverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an das Dämpfungsmaß $D \geq 0,06$ erfüllt.

5407 **Prüfung 3:** Ausgehend von einem Netzparallelbetrieb (geschlossener Kuppelschalter zum Übertragungs- oder
 5408 Verteilnetz) erfolgt eine Simulation der gemessenen Frequenz wie folgt:

- 5409 – tatsächliche Frequenz + 200 mHz; tatsächliche Frequenz – 200 mHz;
- 5410 – tatsächliche Frequenz + 800 mHz; tatsächliche Frequenz – 800 mHz;

5411 – tatsächliche Frequenz + 1,3 Hz; tatsächliche Frequenz – 2,0 Hz.

5412 Die Prüfungen mit einer simulierten Frequenzerhöhung sind bei einer Anfangsleistung von 100 % durchzu-
5413 führen und nahe der Netznennfrequenz von 50 Hz zu beginnen. Die Prüfungen mit einer simulierten Frequenz-
5414 reduktion sind bei einer Anfangsleistung entsprechend der technischen Mindestleistung durchzuführen. Die
5415 Prüfungen werden vorzugsweise in einer fortlaufenden Sequenz durchfahren (50 Hz → 50,2 Hz → 50,8 Hz →
5416 51,3 Hz) wobei vor jeder Frequenzänderung der stationäre Zustand abzuwarten und die wirksame Statik zu
5417 ermitteln ist. Weiterhin sind jeweils die Wirkleistungsgradienten zu ermitteln. Eine Prüfung gilt als bestanden,
5418 wenn die jeweils ermittelte Statik dem vorgegebenen Einstellwert und die Kennwerte nach Tabelle 9
5419 eingehalten werden.

5420 **Prüfung 4:** Die maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemes-
5421 senen Frequenzwert kann auf Basis des in FGW TR 3 Kapitel „Fähigkeit zur Bereitstellung von Primär-
5422 regelleistung“ beschriebenen Verfahrens ermittelt werden. Der Schwellwert zur Initiierung der Primärregelung
5423 ist hierbei auf 50 Hz ± 10 mHz einzustellen.

5424 Die hier beschriebenen Prüfungen 1 und 2 werden jeweils zwei Mal mit identischer Einstellung des Prüflings
5425 und des Prüfaufbaus durchgeführt, die Prüfungen 3 und 4 müssen nur einmal durchgeführt werden.

5426 **11.2.10.3 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung für Typ-2-Erzeugungseinheiten, Erzeugungs- und** 5427 **Speichereinheiten, Speicher sowie kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten**

5428 **11.2.10.3.1 Allgemeines**

5429 Es ist nachzuweisen, dass die Einheit im Frequenzbereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz (transient bis 52,5 Hz) bzw.
5430 49,8 Hz bis 47,5 Hz die Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung nach 10.2.5.4.2 erfüllt.

5431 Sämtliche Prüfungen sind mit den Standardeinstellungen der Statik vorzunehmen.

5432 Aufgrund des fehlenden netzbildenden Verhaltens einer Typ-2-EZE, einer EZSE und eines Speichers, ist deren
5433 Fähigkeit zur systemstützenden Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung auf Basis einer der
5434 Typ-2-EZE bzw. der EZSE und Speicher beigestellten Schwungmasse nachzuweisen. Der Nachweis auf
5435 Einheitenebene ist hinreichend. Für die Nachweiserbringung sind folgende Verfahren zulässig:

- 5436 1) Simulativer Nachweis auf Basis eines validierten Simulationsmodells der Einheit mit beigestellter
5437 Schwungmasse nach 11.2.10.3.2 bzw. 11.2.10.3.3 entsprechend Bild 28;
- 5438 2) Verwendung eines Netzsimulators (HIL-Verfahren) nach 11.2.10.3.4;
- 5439 3) Messtechnische Auswertung der $P(f)$ -Grenzkurven im offenen Regelkreis nach 11.2.10.3.5.

5440 Es ist dem Anwender überlassen, ein Nachweisverfahren zu wählen, das die Eigenschaften der Einheit umfas-
5441 send nachweisen kann. Dabei sind die Annahmen und Beschränkungen der jeweiligen Verfahren zu berück-
5442 sichtigen.

5443 Für Typ-2-EZE, Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher sowie kontinuierlich regelbare Bezugs-
5444 einheiten kann zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen an die PRNB eine Typ-1-EZE beigestellt
5445 werden. Das Simulationsmodell der beigestellten Typ-1-EZE basiert dabei auf einem vereinfachten Synchron-
5446 maschinenmodell zweiter-Ordnung mit konstanter Reaktanz ($x=x'=x''=0,2$ p.u.²), konstanter Feldspannung,
5447 Anlaufzeitkonstanten $T_A = 3$ s und einem effektiven Kurzschlussverhältnis am NAP von $ESCR = 3$. Die Anlauf-
5448 zeitkonstante der beigestellten Schwungmasse bezieht sich auf P_{mom} der Typ-2-EZE und bei EZSE und
5449 Speichern auf $P_{E\text{max}}$.

5450 **11.2.10.3.2 Simulativer Nachweis für Typ-2-Erzeugungseinheiten**

5451 Der simulative Nachweis umfasst die im Folgenden beschriebenen Schritte:

² Die Reaktanz x kann ggf. so angepasst werden, dass sich der geforderte $ESCR$ -Wert am NAP ergibt.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 5452 1) Es ist ein Simulationsmodell ggf. inkl. EZA-Regler für den Wirkleistungspfad der EZE zu erstellen.
5453 Eingangsgroßen sind dabei Leistungs- und Frequenzabweichungen, wobei das Frequenzmessglied zu
5454 berücksichtigen ist. Die Ausgangsgröße ist die an der EZE-Klemme gemessene elektrische Leistung. Der
5455 grundsätzliche Prüfaufbau ist in Bild 28 dargestellt. Die Detailtiefe des Simulationsmodells ist dabei auf die
5456 Anforderungen der netsicherheitsbasierten Primärregelung und der dabei einzuhaltenden Toleranzen im
5457 geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abzustellen.
- 5458 2) Die Ermittlung des statischen und dynamischen Wirkleistungsverhaltens der EZE erfolgt durch Auswertung
5459 der Vermessung an der betriebsbereiten Einheit. Die messtechnischen Untersuchungen nach 11.2.10.1
5460 sind so zu gestalten, dass das stationäre wie auch das dynamische $P(f)$ -Verhalten der EZE für die in
5461 Tabelle 8 und Tabelle 9 angegebenen Betriebsbereiche dargestellt werden kann. Die
5462 Versuchsdurchführung ist dabei auf die Anforderungen der netsicherheitsbasierten Primärregelung und
5463 der dabei einzuhaltenden Toleranzen im geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abzustellen.
- 5464 3) Das Simulationsmodell ist auf Basis der Vermessung nach Schritt 2 zu parametrieren. Hierbei sind
5465 folgende Modellgenauigkeiten einzuhalten:
- 5466 4) Die stationäre Beziehung der Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der wirksamen Frequenzabweichung
5467 oder des effektiven Leistungssollwerts muss durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von 3 %
5468 bezogen auf den Nennwert der Leistung abgebildet werden.
- 5469 5) Für den Fall, dass in der Vermessung eine oder auch mehrere Hysteresen ermittelt wurden, darf die per
5470 Messung ermittelte und im Simulationsmodell dargestellte Hysterese (auch Umkehrspanne oder
5471 Unempfindlichkeit genannt) vom messtechnisch ermittelten Wert um maximal 10 % abweichen.
- 5472 ANMERKUNG 1 Im Rahmen der Anforderungen an die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung nach
5473 10.5.3 der VDE-AR-N 4120 in Tabelle 9 wird die Unempfindlichkeit auch als „maximale Unempfindlichkeit der
5474 frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert“ bezeichnet.
- 5475 6) Für die Abweichung der Wirkleistungsabgabe verursacht durch einen Sollwertsprung der Frequenz-
5476 abweichung oder des effektiven Sollwerts gelten die Toleranzbänder der anzuwendenden Modellierungs-
5477 vorschrift (FGW TR4, Revision 10, Abschnitt E.5.2.1.1 bzw. der äquivalente Teil einer neueren Version
5478 bzw. anderen Modellierungsvorschrift).

5479 Der simulative Nachweis der PRNB erfolgt im Fiktiven Inselnetz ausgehend von festzulegenden Anfangszu-
5480 ständen bei Nennfrequenz durch die Zuschaltung (Erzeugung einer negativen Frequenzabweichung) sowie
5481 Abschaltung bzw. Verminderung einer Last (Erzeugung einer positiven Frequenzabweichung) mit
5482 $P_{L+} = P_L + \Delta P_L$ bzw. $P_{L-} = P_L - \Delta P_L$ ³. Bei den durchzuführenden Prüfschritten ist nachzuweisen, dass die
5483 definierten Anforderungen mit Toleranzvorgaben wie folgt eingehalten werden:

- 5484 1) Die genannten Frequenzgrenzen nach E.9 Abfragebogen sind mit einer Abweichung von max. ± 100 mHz
5485 einzuhalten.
- 5486 2) Die Dämpfung des Einschwingvorgangs der Frequenz ist mit einer Toleranz von -10 % bezogen auf das
5487 minimale Dämpfungsmaß von 0,2 einzuhalten (somit $D_{sim} \geq 0,18$).

5488 Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen

5489 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Überfrequenzverhaltens sind die
5490 Werte von 100 % P_{rE} (AZ₁₀₀) und dem Wert P_{mom} , der mit einer Leistungsreduktion um 45 % P_{mom} zum
5491 Betrieb bei technischer Mindestleistung führt (Wert der Untergrenze des Stellbereichs nach Tabelle 9), zu
5492 wählen.

5493 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Unterfrequenzverhaltens sind die
5494 Werte von 75 % P_{rE} (AZ₇₅) und technische Mindestleistung P_{min} (AZ_{min}) zu wählen.

5495 Der Wert der zu- bzw. abzuschaltenden Last P_{L+} und P_{L-} entspricht dem Betrag des unbegrenzten Stell-
5496 bereichs der Erzeugungseinheit nach Tabelle 8.

³ Für den simulativen Nachweis von Typ-2-Erzeugungseinheiten sind P_{L+} bzw. P_{L-} sowie ΔP_L auf P_{mom} zu beziehen.

5497 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung der Dämpfung des geschlossenen
5498 Regekreises sind die technologiespezifischen Grenzen des unbeschränkten Stellbereiches $P_{ub,min}$, bzw.
5499 $P_{ub,max}$ zu wählen.

5500 Prüfung der Dämpfung des geschlossenen Regelkreises

5501 Ausgehend von einem stationären Zustand im minimalen Arbeitspunkt entsprechend des Stellbereichs nach
5502 (AZ_{min}) und geöffnetem Kuppelschalter zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven Insel-
5503 netzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie jeweils dem Amplitudenwert im unbe-
5504 schränkten Stellbereich nach Tabelle 8 entsprechen. Dabei ist ein Maximalwert von 40 % $P_{E,max}$ zu berücksich-
5505 tigen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass sich ein eingeschwungener Zustand im Bereich von 90 % bis 95 %
5506 $P_{E,max}$ ergibt. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz in den entsprechenden Stufen auf AZ_{55} reduziert.
5507 Vor dem Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten. Diese Prüfungen gelten
5508 als bestanden, wenn der Frequenzverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an das Dämpfungsmaß $D \geq 0,2$
5509 erfüllt.

5510 Prüfung des Überfrequenzverhaltens

5511 Ausgehend von den festgelegten EZE-Betriebszuständen hat eine sprunghörmige Lastabschaltung ΔP_L von
5512 45 % P_{mom} zu erfolgen. Es ist dabei nachzuweisen, dass die EZE bei einer Startfrequenz von 50,0 Hz einen
5513 temporären Frequenzanstieg im Bereich von 51,5 Hz bis 52,5 Hz nur insoweit zulässt, dass es ihre Fähigkeit
5514 am Netz zu verbleiben nicht beeinträchtigt und ein stationärer Zustand unterhalb einer Netzfrequenz von
5515 51,5 Hz vor Auslösung des EZE-Überfrequenzschutzes erreicht wird. Die Wirkleistungsabgabe und die
5516 Frequenz sind bzgl. Einschwingverhalten und stationärem Zustand nach den „Anforderungen an die
5517 Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in 11.6.3 zu bewerten.

5518 Prüfung des Unterfrequenzverhaltens

5519 Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen AZ_{75} und AZ_{min} ist das Wirkleistungsverhalten
5520 bei sprunghörmigen Lastzuschaltungen ΔP_L zu ermitteln. Der Ausgangsbetriebszustand soll so gewählt
5521 werden, dass bei der Lastzuschaltung ΔP_L die EZE-Antriebsnennleistung (stationär und dynamisch) nicht
5522 überschritten wird. Durch anschließende Aufhebung der Lastzuschaltung ΔP_L ist der Anfangszustand
5523 wiederherzustellen. Das Einschwingverhalten und der stationäre Zustand der Frequenz ist nach den
5524 „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in 11.6.3 zu bewerten.

5525 Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs

5526 Ausgehend von dem festgelegten EZE/EZA-Betriebszustand AZ_{75} bei Nennfrequenz hat eine Lastzuschaltung
5527 ΔP_L derart zu erfolgen, dass ein transienter Frequenzrückgang bis auf 47,5 Hz – 48,5 Hz entsteht. Anschlie-
5528 ßend ist nach Erreichen des stationären Zustands durch eine Lastabschaltung ΔP_L eine transiente Reaktion
5529 der Primärregelung innerhalb des Überfrequenzbereichs von 51 Hz bis 51,5 Hz zu initiieren. Aus dem
5530 erreichten stationären Zustand wird über eine Lastzuschaltung ΔP_L der Ausgangszustand wiederhergestellt.
5531 Die Sprungantwort der EZE-Wirkleistungsabgabe sowie der Frequenz ist jeweils bzgl. des
5532 Einschwingverhaltens und stationärem Zustand nach den „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und
5533 Toleranzen“ des Schritts 2 in 11.6.3 zu bewerten. Es ist weiterhin nachzuweisen, dass die Vorgabe der
5534 Sollwerte beim Durchfahren des PRNB-Totbandes stoßfrei erfolgt.

5535 Festlegungen zum Simulationsmodell

5536 Das zu verwendende Simulationsmodell besteht aus dem Modell der Typ-2-EZE (Prüfling), der beigestellten
5537 Schwungmasse und der zur Nachweisführung erforderlichen Lastkonfiguration. Hierzu ist es ausreichend, den
5538 Frequenz-Wirkleistungspfad, Summenbildung der EZE-Leistung und Last, sowie die Anlaufzeitkonstante
5539 entsprechend der beigestellten Schwungmasse in einem geschlossenen Regelkreis entsprechend Bild 28
5540 darzustellen. Die regelungstechnische Darstellung des Simulationsmodells lässt sich aus dem netztechnischen
5541 Übersichtsdiagramm nach Bild 29 (ohne Netzsimulator) ableiten.

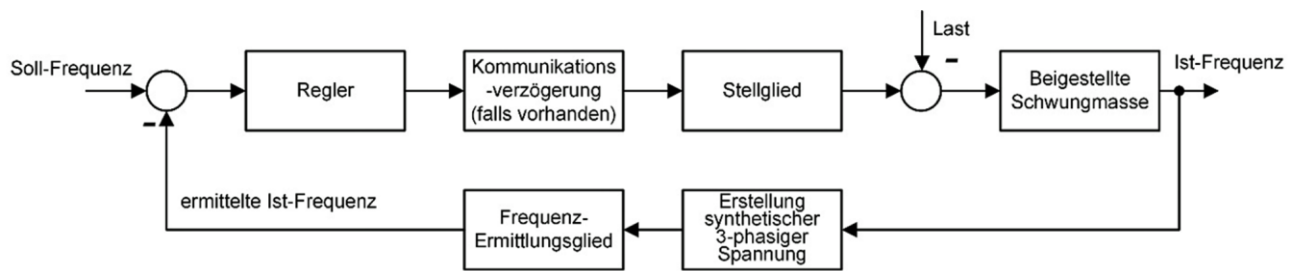


Bild 28 – Regelungstechnische Darstellung des Simulationsmodells zum Nachweis der Typ-2-EZE-Eigenschaften

ANMERKUNG 2 Das Stellglied mit der Eingangsgröße „Reglerausgangssignal“ und der Ausgangsgröße „Wirkleistung“ ist so zu detaillieren, dass Nichtlinearitäten im Übertragungsverhalten unter Einbeziehung arbeitspunktabhängiger Verstärkungen und Zeitkonstanten entsprechend der geforderten Modellgenauigkeit Berücksichtigung finden. Dies gilt auch für die Versuchsdurchführung im Zuge der Vermessung der Einheit.

11.2.10.3.3 Simulativer Nachweis für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher

Die erforderlichen Nachweise entsprechen denen für die Nachweisführung für Typ-2-Erzeugungseinheiten, wobei folgende Abweichungen bzw. Ergänzungen zu beachten sind:

Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen

Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Überfrequenzverhaltens sind die Werte von 100 % P_{rE} (AZ_{100}), 55 % P_{rE} (AZ_{55}), 10 % P_{rE} (AZ_{10}) und -20 % P_{rE} (AZ_{-20}) zu wählen.

Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Unterfrequenzverhaltens sind die Werte von 75 % P_{rE} (AZ_{75}), 10 % P_{rE} (AZ_{10}) und -100 % P_{rE} (AZ_{-100}) zu wählen. Der Wert der zuzuschaltenden bzw. abzuschaltenden Last ΔP_L entspricht dem Betrag des unbegrenzten Stellbereichs der EZSE bzw. des Speichers nach Tabelle 8.

Prüfung der Dämpfung des geschlossenen Regelkreises

Ausgehend von einem stationären Zustand im minimalen Arbeitspunkt entsprechend des Stellbereichs nach Tabelle 8 (AZ_{min}) und geöffnetem Kuppelschalter zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind dabei so zu wählen, dass sie jeweils dem Amplitudenwert im unbeschränkten Stellbereich nach Tabelle 8 entsprechen. Dabei ist ein Maximalwert von 40 % $P_{E_{max}}$ zu berücksichtigen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass sich ein eingeschwungener Zustand im Bereich von 90 % bis 95 % $P_{E_{max}}$ ergibt. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz in den entsprechenden Stufen auf AZ_{55} reduziert. Vor dem Einbringen einer Stufe ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten. Diese Prüfungen gelten als bestanden, wenn der Frequenzverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an das Dämpfungsmaß $D \geq 0,06$ erfüllt.

Prüfung des Überfrequenzverhaltens

Ausgehend von den festgelegten Betriebszuständen AZ_{100} , AZ_{55} , AZ_{10} und AZ_{-20} der EZSE bzw. des Speichers hat eine sprungförmige Lastabschaltung ΔP_L bzw. Zuschaltung einer Erzeugungsleistung ΔP_L zu erfolgen. Es ist dabei nachzuweisen, dass Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher bei einer Startfrequenz von 50,0 Hz einen temporären Frequenzanstieg im Bereich von 51,5 Hz bis 52,5 Hz nur insoweit zulässt, dass es ihre Fähigkeit am Netz zu verbleiben nicht beeinträchtigt und ein stationärer Zustand unterhalb einer Netzfrequenz von 51,5 Hz vor Auslösung des EZE-Überfrequenzschutzes erreicht wird. Die Wirkleistungsabgabe und die Frequenz sind bzgl. Einschwingverhalten und stationärem Zustand nach den Anforderungen an die Netzsicherheitsbasierte Primärregelung zu bewerten.

Prüfung des Unterfrequenzverhaltens

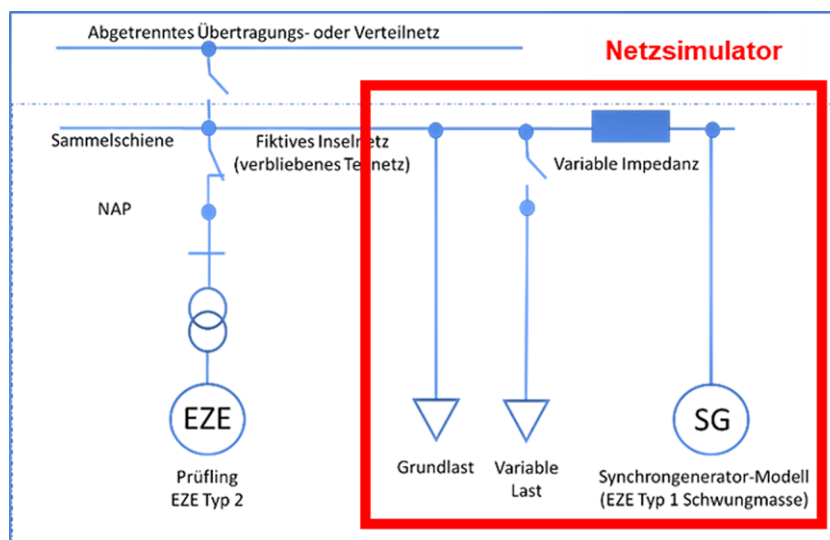
5579 Ausgehend von den festgelegten Betriebszuständen AZ_{75} , AZ_{10} und AZ_{100} des kontinuierlich regelbaren
 5580 Speichers ist das Wirkleistungsverhalten bei sprungförmige Lastzuschaltungen ΔP_L zu ermitteln. Die Sprung-
 5581 antwort der Wirkleistungsabgabe und der Frequenz der EZSE bzw. des Speichers ist bzgl. Einschwing-
 5582 verhalten und stationärem Zustand nach TAR-Anforderungen zu bewerten. Der Ausgangsbetriebszustand soll
 5583 so gewählt werden, dass bei der Lastzuschaltung ΔP_L die Nennleistung der EZSE bzw. des Speichers nicht
 5584 überschritten wird. Durch anschließende Aufhebung der Lastzuschaltung ΔP_L ist der Anfangszustand der
 5585 Lastsituation wiederherzustellen.

5586 **Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs**

5587 Bei den Prüfungen des Unterfrequenz- und des Überfrequenzverhaltens ist jeweils nachzuweisen, dass die
 5588 Vorgabe der Sollwerte beim Durchfahren des PRNB-Totbandes stoßfrei erfolgt.

5589 **11.2.10.3.4 Nachweis mittels Netzsimulator**

5590 Das Simulationsmodell der beigestellten Typ-1-EZE (Netzsimulator) soll auf die Berücksichtigung der Nenn-
 5591 leistung, Kurzschlussleistung und Schwungmasse bzw. der mechanischen Bewegungsgleichungen beschränkt
 5592 bleiben. Der simulative Prüfaufbau ist in Bild 29 dargestellt. Für den Nachweis der PRNB einer einzelnen Ein-
 5593 heit erfolgt die Simulation unter Einbeziehung des Maschinentransformators und ggf. Netztransformators, um
 5594 die Strecke von der Einheit bis zum NAP nachzubilden. Die NAP-seitig vorzusehende P/Q-Last ($P_L; Q_L = 0$)
 5595 muss spannungs- und frequenzunabhängig vorgegeben werden. Um das Kurzschlussverhältnis $ESCR = 3$ zu
 5596 erzielen, kann der Wert der variablen Impedanz der beigestellten Typ-1-EZE entsprechend angepasst werden.
 5597 Für den Fall, dass die PRNB wesentlich durch den EZA-Regler bestimmt ist, muss der simulative Nachweis für
 5598 die EZE unter Einbeziehung von EZA-Regler- und der individuellen EZE-Modelle erfolgen.



5599

5600 **Bild 29 – Fiktives Inselnetz zum Nachweis der Typ-2-EZE-Eigenschaften**

5601 Zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zur netzsicherheitsbasierten Primärregelung an einem
 5602 Netzsimulator, sind die in 11.2.10.3.2 bzw. 11.2.10.3.3 festgelegten Prüfungen entsprechend umzusetzen. Für
 5603 EZE mit dargebotsabhängiger Wirkleistungserzeugung kann die Festlegung von Anfangsbetriebszuständen an
 5604 die verfügbare Primärenergie erfolgen, wobei Abweichungen auf maximal 20 % zu begrenzen sind.

5605 **11.2.10.3.5 Auswertung der $P(f)$ -Grenzkurve mittels Netzsimulator im offenen Regelkreis zur Prüfung**
 5606 **von Typ-2-Erzeugungseinheiten, EZSE und Speichern sowie regelbaren Bezugseinheiten**

5607 Unter der Voraussetzung, dass der Wirkleistungsstellbereich innerhalb des für die PRNB gültigen Betriebs-
 5608 bereichs ein entsprechend der Anforderungen an das Simulationsmodell ausreichend lineares Verhalten
 5609 aufweist, kann der Nachweis der Eigenschaften der PRNB auf Basis der $P(f)$ -Grenzkurve nach Bild 30
 5610 durchgeführt werden.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

5611 Die nachfolgenden Prüfungen sind im Erzeugerzählpeilsystem angegeben.

5612 **Allgemeines**

5613 Die Prüfung dient der Einhaltung der Anforderung Teilnahme an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung
5614 nach 10.2.5.4.2. Falls einstellbar, ist die Prüfung zur Vergleichbarkeit mit $\cos\varphi = 1$ durchzuführen.

5615 Die Prüfungen zum Nachweis des Zeitverhaltens und der damit verbundenen Einhaltung der Anforderungen
5616 des Mindestdämpfungsmaßes sind an einem Netzsimulator durchzuführen.

5617 Tabelle 16 gibt die während dieser Prüfung zu dokumentierenden Signale und Werte an, inklusive Angaben
5618 zur Aufbereitung und Mittelung.

5619 **Tabelle 16 – Signale und Werte für die Prüfung der netzsicherheitsbasierten Primärregelung**
5620 **nach P(f)-Grenzkurve**

Aufgezeichnete Signale		Aufbereitung			Mittelung			
Gleichungszeichen	Bedeutung	Momentanwerte	Effektivwerte	Symmetrische Komponenten	keine	blockweise	gleitend	Mittelungszeitraum
u_1, u_2, u_3	Leiter-Mittelpunkt-Spannungen	X			X			
i_1, i_2, i_3	Leiterströme	X			X			
P_{soll}	Sollwert-Signal Wirkleistung	X			X			
$\cos \varphi_{\text{soll}}$	Sollwert-Signal Leistungsfaktor	X			X			
U_{DC}	Gleichspannung (DC-gespeiste EZE)	X			X			
I_{DC}	Gleichstrom (DC-gespeiste EZE)	X			X			
X_{SOC}	Statussignal Ladezustand (Entfällt bei Prüfung ohne Speicher)	X			X			
Berechnete Signale/ermittelte Werte								
P/P_{Emax}	Auf den Nennwert bezogene Wirkleistung		X			X		20 ms
$\cos \varphi$	Verschiebungsfaktor		X			X		200 ms
f_{sim}	Netzfrequenz des Netzsimulators		X		X			
Weitere zu dokumentierende Größen								
P_{prim}	Primärenergiedargebot (nur dargebotsabhängige EZE ohne Messung des zugänglichen Gleichstromzwischenkreises)	X			X			
P_{DC}	Verfügbare DC-Leistung (DC-gespeiste EZE)		X			X		200 ms
S_{OC}	Ladezustand des Speichers (sofern vorhanden)		X			X		1 s
<p>Alle Signale sind entsprechend der Vorzeichenkonvention des Erzeugerzählpeilsystems darzustellen. Leistungen und Winkel sind nach DIN 40110-1 anzugeben (Mehrleiterstromkreise: DIN 40110-2). Die Aufzeichnung der Werte U_{DC} und I_{DC} dienen der internen Dokumentation des Prüfinstitutes. Bei Multi-MPP-Geräten mit gleich aufgebauten DC-Eingängen und gleich parametrisierten DC-Quellen ist es ausreichend, nur einen DC-Eingang zu vermessen.</p>								

5621

5622

5623 **Prüfungen**

5624 In Prüfungen müssen die jeweils nachstehenden Messpunkte mit einer Genauigkeit von ± 10 mHz angefahren
5625 werden. Die vorgegebene Anfangswirkleistung ist mit einer Toleranz von $\pm 5\%$ $P_{E_{max}}$ einzuhalten. Die Abwei-
5626 chung ist bei der Auswertung zu berücksichtigen.

5627 Die Prüfungen für Überfrequenz sind für EZE und für EZSE und Speicher anzuwenden. Für regelbare
5628 Bezugseinheiten ist die Prüfung für Unterfrequenz durchzuführen, wenn ausgehend von einer Teillast eine
5629 Steigerung der Last zulässig ist.

5630 Die Prüfungen bei Unterfrequenz gelten für Typ-2-Einheiten, welche über eine Schnittstelle zur Wirkleistungs-
5631 reduzierung verfügen, die geringer priorisiert ist als die Wirkleistungseinspeisung bei Unterfrequenz.

5632 Weiterhin sind Prüfungen bei Unterfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher und für
5633 regelbare Bezugseinheiten durchzuführen. Daher sind für diese die Prüfvorschriften dieses Abschnitts anzu-
5634 wenden. Die Wirkleistungsaufnahme (Ladebetrieb oder Last) wird als negative Wirkleistungsabgabe
5635 dargestellt.

5636 Die Prüfungen erfolgen in zwei Prüfläufen, mit den jeweils angegebenen Einstellparametern des Prüflings:

5637 – Die erste Prüfung dient dem Nachweis des Zeitverhaltens und damit des Mindestdämpfungsmaßes zur
5638 Sicherstellung der Systemstabilität. Die Messpunkte sind jeweils mindestens für 60 s anzufahren.

5639 – Die zweite Prüfung dient dem Nachweis der Statik und der Aktivierungsfrequenzen, dem Nachweis der
5640 Hysterese zwischen der Aktivierung und der Deaktivierung der PRNB-Funktion und der
5641 Leistungssteigerung nach Übergang in den Normalbetrieb. Die Messpunkte a) bis c) sind jeweils
5642 mindestens für 60 s anzufahren. Der Messpunkt d) ist so lange anzufahren, bis die Leistungsrampe
5643 abgeschlossen ist.

5644 Sofern die Typ-2-EZE eine technische Mindestleistung bzw. die Last eine technische Mindestlast aufweist, ist
5645 bei den entsprechenden Prüfungen bei denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung bzw.
5646 Mindestlast die erwartete Wirkleistung. Entsprechendes gilt für EZSE und Speicher, wenn dieser die Leistung
5647 begrenzt.

5648

Überfrequenz für Typ-2-EZE

Tabelle 17 – Prüfablauf zur Prüfung 1 bei Typ-2-EZE bei Überfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für Typ-2-EZE) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	100,0
b)	50,80	76,0
c)	51,40	52,0
d)	50,80	76,0
e)	50,00	100,0

Einstellparameter: $P = 100\% P_{E_{max}}$
 Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,2 Hz.
 $s = 5\%$ entspricht (40,0 % P_{ref}/Hz)

Tabelle 18 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für Typ-2-EZE) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	60,0
b)	51,40	38,4
c)	50,15	60,0
d)	50,05	60,0 bis 100,0

Einstellparameter der EZE: $P = 60,0\% P_{E_{max}}$ (Die Reduzierung des Primärenergieangebotes zur Begrenzung der Wirkleistungsabgabe, bzw. die begrenzende Einstellung der Wirkleistungsabgabe sind ab Messpunkt b) aufzuheben).
 Sollte die technische Mindestleistung oberhalb von 60% $P_{E_{max}}$ liegen, so ist anstelle von 60% ein Wert in der Mitte des Stellbereichs zu wählen. Bei nicht regelbaren Typ-2-EZE entfällt die Prüfung.
 Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,5 Hz.
 $s = 5\%$ entspricht (40,0 % P_{ref}/Hz)

Überfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher

Tabelle 19 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	100,0
b)	50,80	76,0
c)	51,40	52,0
d)	50,80	76,0
e)	50,00	100,0

Einstellparameter: $P = 100\% P_{E_{max}}$
 Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,2 Hz.
 $s = 5\%$ entspricht (40,0% P_{ref}/Hz)

Tabelle 20 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	50,00
b)	51,40	51,40
c)	50,15	50,15
d)	50,05	50,05

Einstellparameter des Speichers: $P = 20\% P_{E_{max}}$ (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung von 100% vorzugeben).
 Beginn der Leistungsreduzierung bei 50,5 Hz.
 $s = 5\%$ entspricht (40,0% P_{ref}/Hz)

5649

5650

Überfrequenz für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten

Tabelle 21 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten) % P_r
a)	50,00	-60,0
b)	50,80	-74,4
c)	51,40	-88,8
f)	50,80	-74,4
g)	50,00	-60,0

Beispielhafte Einstellparameter: $P = -60,0\% P_r$

Bei nicht kontinuierlich regelbaren Bezugseinheiten entfällt die Prüfung.

Beginn des Anstiegs der Bezugslast bei 50,2 Hz.

$s = 5\%$ entspricht $(40,0\% P_{ref}/Hz)$

Tabelle 22 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Überfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten) % P_r
a)	50,00	-50,0
b)	51,40	-68,0
c)	50,15	-50,0
d)	50,05	-50,0 bis -100,0

Einstellparameter der Einheit: $P = 50,0\% P_r$ (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung P_{max} von vorzugeben).

Bei nicht regelbaren Bezugseinheiten entfällt die Prüfung.

Beginn des Anstiegs der Bezugslast bei 50,5 Hz.

$s = 5\%$ entspricht $(40,0\% P_{ref}/Hz)$

Unterfrequenz für Typ-2-EZE

Tabelle 23 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (Typ-2-EZE) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	50,0
b)	48,50	76,0
c)	47,60	94,0
d)	48,50	76,0
e)	50,00	50,0

Einstellparameter der EZE: $P = 50,0\% P_{E_{max}}$

Sollte die technische Mindestleistung oberhalb von $50\% P_{E_{max}}$ liegen, so ist dies entsprechend zu berücksichtigen. Bei nicht regelbaren Typ-2-EZE entfällt die Prüfung.

Beginn der Leistungserhöhung bei 49,8 Hz.

$s = 5\%$ entspricht $(40,0\% P_{ref}/Hz)$

Tabelle 24 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für Typ-2-EZE bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (Typ-2-EZE) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	60,0
b)	48,50	84,0
c)	49,85	60,0
d)	49,95	60,0 bis 100,0

Einstellparameter der EZE: $P = 60\% P_{E_{max}}$ (Die Reduzierung des Primärenergieangebotes zur Begrenzung der Wirkleistungsabgabe, bzw. die begrenzende Einstellung der Wirkleistungsabgabe sind ab Messpunkt b) aufzuheben).

Sollte die technische Mindestleistung oberhalb von $60\% P_{E_{max}}$ liegen, so ist anstelle von 60% ein Wert in der Mitte des Stellbereichs zu wählen. Bei nicht regelbaren Typ-2-EZE entfällt die Prüfung.

Beginn der Leistungserhöhung bei 49,5 Hz.

$s = 5\%$ entspricht $(40,0\% P_{ref}/Hz)$

5651

5652

Unterfrequenz für Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher

Tabelle 25 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	-100,0
b)	49,50	-62,5
c)	48,30	87,5
d)	49,50	-62,5
e)	50,00	-100,0

Einstellparameter des Speichers: $P = -100\% P_{E_{max}}$
 Beginn der Leistungserhöhung bei 49,8 Hz.
 $s = 1,6\%$ entspricht ($125,0\% P_{ref}/Hz$)

Tabelle 26 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für EZSE und Speicher bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (EZSE und Speicher) % $P_{E_{max}}$
a)	50,00	30,0
b)	49,00	92,5
c)	49,85	30,0
d)	49,95	60,0 bis 100,0

Einstellparameter des Speichers: $P = 30\% P_{E_{max}}$ (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung von 100% vorzugeben).
 Beginn der Leistungserhöhung bei 49,5 Hz.
 $s = 1,6\%$ entspricht ($125,0\% P_{ref}/Hz$)

Unterfrequenz für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten

Tabelle 27 – Prüfablauf zur Prüfung 1 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz

Prüfung 1	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten)
a)	50,00	-100,0
b)	49,00	-68,0
c)	48,00	-28,0
d)	49,00	-68,0
e)	50,00	-100,0

Beispielhafte Einstellparameter der Einheit: $P = -100,0\% P_p$
 Beginn der Lastreduzierung bei 49,8 Hz.
 $s = 5\%$ entspricht ($40,0\% P_{ref}/Hz$)

Tabelle 28 – Prüfablauf zur Prüfung 2 für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten bei Unterfrequenz

Prüfung 2	Frequenz [Hz]	Erwartete Wirkleistungsabgabe (für kontinuierlich regelbare Bezugseinheiten)
a)	50,00	-60,0
b)	48,00	-24,0
c)	49,85	-60,0
d)	49,95	-60,0 bis -100,0

Einstellparameter der Einheit: $P = -60,0\% P_p$ (im Messpunkt b) ist eine Sollleistung von P_p vorzugeben).
 Beginn der Leistungserhöhung bei 49,5 Hz.
 $s = 5\%$ entspricht ($40,0\% P_{ref}/Hz$)

5653

5654 Bewertungskriterien

5655 Prüfung 1

5656 Die Prüfung ist bestanden, wenn:

- 5657 – die ermittelten Sprungantworten bei den Übergängen von b)->c), c)->d) und d)->e) innerhalb der in Tabelle 29 definierten Toleranzbänder liegen. Die Parameter der Toleranzbänder sind in Tabelle 30 definiert.
- 5658
- 5659 – sich in den vorstehend genannten Messpunkten die erwartete Wirkleistungsabgabe, nach dem Einschwingen, mit einer Abweichung $\leq + 10\% P_{E_{max}}$ einstellt; Sofern die Erzeugungseinheit eine technische Mindestleistung bzw. die Bezugseinheit eine technische Mindestlast aufweist, ist bei den entsprechenden Prüfungen bei denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung bzw. Mindestlast die erwartete Wirkleistung.
- 5660
- 5661
- 5662
- 5663

5664 Eine beispielhafte Grenzkurve ist in Bild 30 dargestellt.

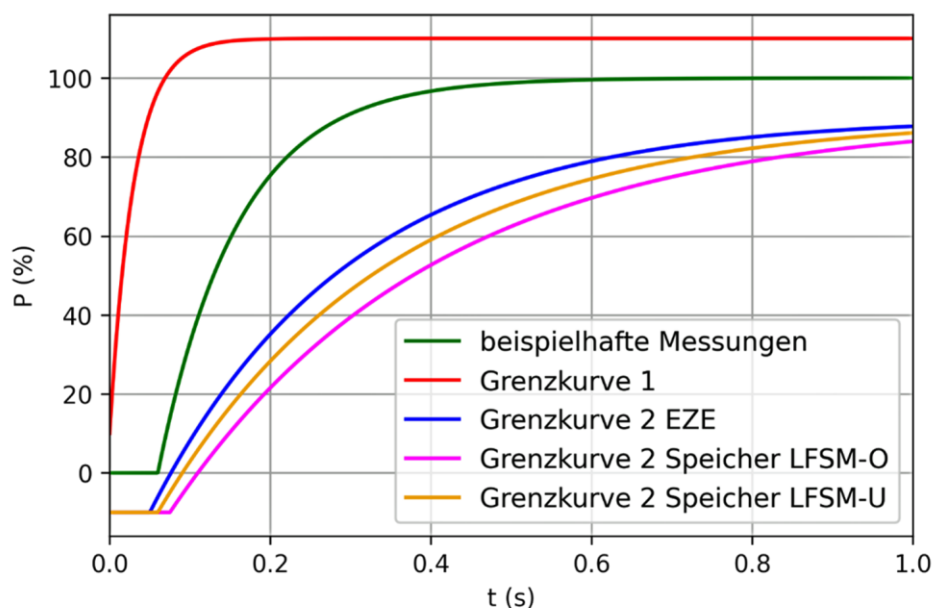
5665 **Tabelle 29 – Gleichungen der Toleranzbänder für die Prüfung der Sprungantwort**

Gültigkeit	Funktion
$t < T_V$	$P_{\text{Start}} + \text{sign}(P_{\text{Soll}} - P_{\text{Start}}) \cdot P_{\text{Tol}}$
$t \geq T_V$	$P_{\text{Start}} + (P_{\text{Soll}} - P_{\text{Start}}) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{t - T_V}{\tau}\right)}\right) + \text{sign}(P_{\text{Soll}} - P_{\text{Start}}) \cdot P_{\text{Tol}}$
	P_{Start} : Leistung vor dem Sprung P_{Soll} : erwartete Leistung nach dem Sprung

5666

5667 **Tabelle 30 – Parameter der Toleranzbänder**

Parameter	Grenzkurve 1	Grenzkurve 2 EZE Typ2	Grenzkurve 2 EZSE und Speicher LFSM-O regelb. Bezugsheiteiten	Grenzkurve 2 Speicher	Grenzkurve 2 EZSE und Speicher LFSM-U
τ	0,03 s	0,250 s	0,330 s	0,330 s	0,290 s
T_V	0,0 s	0,05 s	0,075 s	0,075 s	0,060 s
P_{Tol}	+10 % $\cdot P_{\text{EMAX}}$	-10 % $\cdot P_{\text{EMAX}}$	-10 % $\cdot P_{\text{EMAX}}$	-10 % $\cdot P_{\text{EMAX}}$	-10 % $\cdot P_{\text{EMAX}}$



5668

5669 **Bild 30 – $P(f)$ -Grenzkurve entsprechend Tabelle 33**

5670 **Prüfung 2**

5671 Die Prüfung ist bestanden, wenn:

- 5672 – die geforderte Einstellung der Startfrequenz möglich ist;
- 5673 – sich in den vorstehend genannten Messpunkten, die stationär erwartete Wirkleistungsabgabe nach dem
- 5674 Einschwingen mit einer Abweichung $\leq + 10 \% P_{\text{Emax}}$ einstellt; Sofern die EZE eine technische Mindest-
- 5675 leistung bzw. die Last eine technische Mindestlast aufweist, ist bei den entsprechenden Prüfungen bei
- 5676 denen die Grenze erreicht wird, die stationäre Mindestleistung bzw. Mindestlast die erwartete
- 5677 Wirkleistung;

E VDE-AR-N 4120:2024-11

5678 – die Leistung im Messpunkt d) Leistung mit einem Gradienten von $\leq 10 \% P_{\text{Emax}} / \text{min}$ gesteigert wird.

5679 Dokumentation der Prüfungen

5680 Es muss mindestens dokumentiert werden:

5681 – die Variation der Netzfrequenz über die Zeit;

5682 – die Sprungantworten der Prüfung 1 inklusive der Toleranzbänder;

5683 – ob die Sprungantwort innerhalb der Toleranzbänder liegt;

5684 – die verfügbare Wirkleistungsabgabe (abhängig vom Primärenergieangebot bzw. der begrenzenden
5685 Einstellung);

5686 – die technische Mindestleistung bzw. die technische Mindestlast, sofern vorhanden.

5687 11.2.10.4 Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung

5688 Der Test ist erfolgreich bestanden, wenn die Erzeugungseinheit

5689 entweder

5690 – erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für 2 Stunden
5691 nachgewiesen wurde und anschließend die Resynchronisierung erfolgreich abgeschlossen wurde

5692 oder

5693 – innerhalb von höchstens 15 Minuten nach Wiedereinschalten die Wirkleistungseinspeisung wieder
5694 aufgenommen hat.

5695 Der Test wird bei P_{Emax} durchgeführt.

5696 Alternativ kann diese Funktion auch im Zuge der Anlagenzertifizierung nachgewiesen werden.

5697 11.2.10.5 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelung (marktbasierte Primärregelung)

5698 Es ist auf Basis von Herstellererklärungen das Regelungskonzept der Erzeugungseinheit auszuweisen,

5699 – dass die Regelung der Erzeugungseinheit die Bereitstellung von Primärregelung priorisiert, auch
5700 wenn eine Änderung der Wirkleistungsabgabe aus anderen Gründen vorliegt;

5701 – dass die Erzeugungseinheit die Primärregelung im Bereich von $10 \% P_{\text{rE}}$ bzw. technischer
5702 Mindestleistung und $100 \% P_{\text{rE}}$ erbringen kann.

5703 Gegebenenfalls vorhandene technische Mindestleistung und technologisch bedingte Beharrungspunkte sind
5704 auszuweisen.

5705 Die Funktionalität zur Bereitstellung von Primärregelung kann entweder direkt in der Erzeugungseinheit
5706 oder alternativ in einer übergeordneten Regeleinrichtung (z. B. EZA-Regler) umgesetzt werden. Es sind die
5707 Einstellbereiche und Einstellwerte der einstellbaren Parameter nach Tabelle 9 auszuweisen. Für die
5708 Messungen ist das Totband um den Frequenzsollwert auf 10 mHz einzustellen.

5709 Die Genauigkeit der Frequenzmessung ist auf Basis von Komponentenzertifikaten oder der Herstellererklärung
5710 (mit einer schematischen Darstellung des Messsystems) auszuweisen.

5711 Bei vom Primärdargebot abhängigen Erzeugungseinheiten schwankt die insgesamt abgegebene Wirkleistung
5712 über den Erbringungszeitraum von 15 Minuten entsprechend dem naturgegebenen Angebot. Für den
5713 Nachweis ist der Verlauf der „möglichen Wirkleistungsabgabe“ der Erzeugungseinheit auf Basis (im Sinne [Q1])
5714 des vorliegenden Primärdargebots als Schätzwert zu ermitteln und auszuweisen. Dafür können einfache
5715 Kennlinien (beispielsweise P (Windgeschwindigkeit, ...) bzw. P (Sonneneinstrahlung, ...) Verwendung finden.

5716 ANMERKUNG Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber stellt Anforderungen an die Ermittlung der „möglichen
5717 Einspeisung“ von Erzeugungsanlagen im Rahmen der Präqualifikation zur Erbringung von Regelleistung.

5718 Es ist durch Messungen nachzuweisen, dass die Aktivierungszeit und der Zeitraum bis zur vollständigen
5719 Aktivierung sowohl in positiver als auch negativer Richtung eingehalten werden. Dabei ist nachzuweisen, dass
5720 die Erzeugungseinheit die entsprechend der Frequenzabweichung geforderte Leistungsdifferenz über
5721 mindestens 15 Minuten aufrecht erhalten kann.

5722 Für den vorgenannten Nachweis ist der Verlauf der Wirkleistungsabgabe, der nach Primärdargebot „möglichen
5723 Wirkleistungsabgabe“ und Frequenz auszuweisen. Detaillierte Vorgaben sind FGW TR3 [5] zu entnehmen.

5724 Wird die geforderte Aktivierungszeit der Primärregelleistung überschritten, ist die technische Notwendigkeit der
5725 verlängerten Aktivierungszeit darzustellen.

5726 Auf Basis der in 10.2.5.4 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung festgelegten Modelle und Szenarien
5727 zur fiktiven Insel ist zusätzlich ein Nachweis für die Reglerstabilität der marktbasierter Primärregelung zu
5728 führen. Der Nachweis kann als Test am Prüfstand oder als Simulation erfolgen.

5729 Das Regelverhalten der marktbasierter Primärregelung einer Typ-1-EZA oder Typ-2-EZA ist nach Lastzu- bzw.
5730 abschaltungen ausgehend von Nennfrequenz sowohl mit minimaler als auch mit maximaler Statik, zwischen
5731 den Betriebspunkten Mindest- und Maximallast ($P_{AV,E}$) zu überprüfen. Hierzu sind nacheinander jeweils nach
5732 abgeklungenem Einschwingvorgang folgende Lastzu- und abschaltungen durchzuführen:

5733 1) Es wird eine Last ΔP_L zugeschaltet.

5734 2) Es wird eine Lastabschaltung bzw. Lastreduktion um $-\Delta P_L = -2 \cdot \Delta P_L$ vorgenommen.

5735 3) Mit Zuschaltung einer Last ΔP_L wird die Anlage wieder in den Ausgangszustand zurückgeführt.

5736 Die Lastzu- und abschaltungen ΔP_L werden so gewählt, dass die stationäre Frequenzabweichung zwischen
5737 50,08 Hz und 50,12 Hz bzw. 49,88 Hz und 49,92 Hz beträgt. Davon abweichend dürfen die Lastzu-
5738 und -abschaltungen soweit beschränkt werden, dass die maximale Frequenzabweichung auf 800 mHz
5739 begrenzt wird. Das einstellbare Totband der marktbasierter Primärregelung ist auf 0 mHz zu setzen. Das
5740 Zeitverhalten der Frequenz ist bzgl. des Einschwingverhaltens ab dem Zeitpunkt des letztmaligen Eintritts in
5741 das Frequenzband von 49,8 bis 50,2 Hz vor Erreichend des stationären jeweiligen Zustands und des jeweiligen
5742 stationären Zustands nach den TAR-Anforderungen zu bewerten.

5743 Für Typ-2-EZA und Erzeugungs- und Speichereinheiten und Speicher kann zum Nachweis der Einhaltung der
5744 Anforderungen an die PRMB eine Typ-1-EZA beigestellt werden. Das Simulationsmodell der beigestellten Typ-
5745 1-EZA basiert dabei auf einem vereinfachten Synchronmaschinenmodell zweiter-Ordnung mit konstanter
5746 Reaktanz ($x=x'=x''=0,2$ p.u.⁴), konstanter Feldspannung, Anlaufzeitkonstanten $T_A = 30$ s⁵ und einem effektiven
5747 Kurzschlussverhältnis am NAP von $ESCR = 3$.

5748 11.2.11 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit

5749 Im Einheitenzertifikat sind alle zur Berechnung der Kurzschlusswechselströme nach
5750 DIN EN 60909-0 (VDE 0102) notwendigen Parameter auszuweisen. Dabei kann auf Angaben aus Daten-
5751 blättern zurückgegriffen werden. Insbesondere gilt das für die in Tabelle 31 aufgeführten Werte.

5752

⁴ Die Reaktanz x kann ggf. so angepasst werden, dass sich der geforderte $ESCR$ -Wert am NAP ergibt

⁵ Die Anlaufzeitkonstante der beigestellten Schwungmasse bezieht sich immer auf die zu prüfende Einheit. Die Bezugsgröße ist bei Typ-2-EZE P_{mom} und bei EZSE und Speichern P_{Emax} .

Tabelle 31 – 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	k_{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	$\cos \varphi_{rG}$

5755 Aus den Zeitverläufen der Ströme bei dreipoligen Fehlern nach 11.2.6 ist der größte Kurzschlusswechselstrom
5756 der Erzeugungseinheiten bei Fehlereintritt nach folgenden Maßgaben auszuweisen:

- 5757 – höchster Augenblickswert des zu erwartenden Kurzschlussstroms, einschließlich eines eventuell
5758 vorhandenen abklingenden Gleichstromanteils; entspricht dem Stoßkurzschlussstrom i_p ;
- 5759 – Effektivwert des Kurzschlussstroms.

5760 Darüber hinaus ist der höchste Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit zu den Zeiten nach Tabelle 32
5761 auszuweisen.

5762 **Tabelle 32 – 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

5763 **11.2.12 Schutztechnik und Schutzeinstellungen**

5764 Im Einheitenzertifikat sind die in der Erzeugungseinheit integrierten Schutzeinrichtungen auszuweisen. Es
5765 müssen mindestens die in 10.3.4.7 geforderten Entkupplungsschutzeinrichtungen mit den dazugehörigen
5766 Einstellbereichen für Auslösewert und Schutzverzögerung vorhanden sein und im Rahmen von Typprüfungen
5767 nach FGW TR 3 [5] nachgewiesen werden.

5768 Zusätzlich vorhandene elektrische Schutzeinrichtungen sind mit ihren Einstellbereichen (Standardwert,
5769 Schrittweite, Minimalwert und Maximalwert) auszuweisen. Der Nachweis erfolgt durch Herstellererklärungen.

5770 Der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette)
5771 sollte im Rahmen der Vermessung der Erzeugungseinheit nach FGW TR3 [5] erfolgen.

5772 Ist ein in einer EZE mit integriertem NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 verwendeter Kuppelschalter zur
5773 Ansteuerung durch ein externes Schutzgerät vorgesehen, ist die Eigenzeit des Kuppelschalters und eine ggf.
5774 bestehende Verzögerung der Rückmeldung des Schaltzustandes durch den Hersteller der EZE auszuweisen.
5775 Diese ist dann bei einer ggf. notwendigen Schutzprüfung zu berücksichtigen.

5776 ANMERKUNG Die Rückmeldung der Ansteuerung des Kuppelschalters (anstelle eines tatsächlich gemessenen
5777 Schaltzustandes) wird als ausreichend betrachtet, da im Zuge der Maßnahmen zur Einfehlersicherheit ein zyklischer
5778 Funktionstest der Kuppelschalter erfolgt.

5779 Weiterhin ist nachzuweisen, z B. durch eine Herstellererklärung, dass

5780 – für alle Kurzschlusschutz- und Entkupplungsschutzeinrichtungen in der Erzeugungseinheit Vorrich-
5781 tungen wie beispielsweise Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne
5782 Ausklemmen von Drähten zu ermöglichen;

5783 – die Schutzeinrichtungen mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie für mindestens 5 Sekunden nach 10.3.1
5784 versorgt werden. Die Nutzung bereits vorhandener Hilfsenergieversorgungen ist zulässig, wenn Sie den
5785 Anforderungen genügt;

5786 – ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen bzw. der Anlagensteuerung zum unverzögerten
5787 Abschalten der Erzeugungseinheit führt;

5788 – die vorgesehenen Schutzeinrichtungen die geforderten Genauigkeiten (z. B. hinsichtlich Rückfall-
5789 verhältnis und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten;

5790 – im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten dieser autark von
5791 Steuerungsfunktionen arbeitet. Dem Nachweisesteller ist auf Basis von Blockschaltbildern und Funk-
5792 tionsdarstellungen darzulegen, dass die integrierten Schutzfunktionen in getrennten Softwarebausteinen
5793 realisiert sind und autark von Steuerungsfunktionen arbeiten;

5794 – die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen vor Aufnahme der Leistungseinspeisung durch die
5795 Erzeugungseinheiten gegeben ist.

5796 **11.2.13 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung**

5797 **Zuschalten ohne vorherige Schutzauslösung**

5798 Im Einheitenzertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an eine Zuschaltung und Wiedereinspeisung
5799 der Erzeugungseinheit nach 10.4.1 erfüllt werden können. Auf Basis einer Herstellererklärung oder von
5800 Messungen an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen
5801 Steuerungseinheit ist nachzuweisen, dass eine Zuschaltung bei $47,5 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$ und bei $50,2 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$
5802 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
5803 simulierter Netzfrequenz und Netzspannung erfolgen.

5804 Für den Nachweis der Zuschaltung oberhalb von 50,2 Hz ist eine Herstellererklärung ausreichend.

5805 ANMERKUNG Oberhalb von 50,2 Hz ist eine Zuschaltung nur dann erforderlich, wenn die Wirkleistungsreduzierung bei
5806 Überfrequenz bis 51 Hz deaktiviert wurde.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

5807 **Zuschalten nach Auslösung Entkopplungsschutzes**

5808 Im Einheitenzertifikat ist auszuweisen, dass die Anforderungen an eine Zuschaltung und Wiedereinschaltung
5809 der Erzeugungseinheit nach 10.4 erfüllt werden. Auf Basis von Herstellererklärungen sowie von Messungen
5810 an der Erzeugungseinheit oder der für die Auswertung der Zuschaltbedingungen maßgeblichen
5811 Steuerungseinheit ist nachzuweisen,

- 5812 1) dass eine Zuschaltung nur im Bereich der Netzfrequenz von $> 49,9$ Hz und $< 50,1$ Hz sowie bei einer
5813 Netzspannung von mindestens $95\% U_n$ möglich ist. Der Nachweis kann bei simulierter Netzfrequenz und
5814 Netzspannung erfolgen;
- 5815 2) dass nach Auslösung des Entkopplungsschutzes der Gradient der Wirkleistungssteigerung den Anfor-
5816 derungen nach 10.2.5 entspricht. Der Gradient der Leistungssteigerung ist nach einer Spannungslosigkeit
5817 von mindestens einer Minute bis zu einer Wirkleistung von mindestens $50\% P_{rE}$ zu vermessen. Bei
5818 Verbrennungskraftmaschinen muss der Gradient erst oberhalb der technischen Mindestleistung
5819 eingehalten werden. Wird diese Funktion nicht in der Erzeugungseinheit, sondern im EZA-Regler
5820 umgesetzt, muss diese Funktion im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden;
- 5821 3) dass vor einer automatischen Wiedereinschaltung eine kontinuierliche Überwachung der vorgenannten
5822 Grenzwerte für Spannung und Frequenz mit einem parametrierbaren Zeitfenster von unverzüglich bis zu
5823 30 Minuten möglich ist. Der Nachweis ist bei einer Verzögerungszeit von 5 Minuten zu führen und der
5824 mögliche Einstellbereich zu dokumentieren. Wird diese Funktion nicht in der Erzeugungseinheit sondern
5825 im EZA-Regler umgesetzt, muss diese Funktion im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden.

5826 **11.2.14 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität**

5827 Ein Nachweis ist nicht erforderlich.

5828 **11.3 Komponentenzertifikat**

5829 **11.3.1 Allgemeines**

5830 Für Zusatzkomponenten in der Erzeugungsanlage, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich
5831 beeinflussen, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ein Komponentenzertifikat auszustellen, das die
5832 Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften und die
5833 Validierung der geforderten Modelle bestätigt. Dies gilt insbesondere für:

- 5834 – EZA-Regler;
- 5835 – aktive statische Kompensationseinrichtungen (FACTS, SVCs, STATCOM).

5836 Wurde die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel für eine in einer Erzeugungseinheit
5837 verbauten Zusatzkomponente, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflusst, nicht im
5838 jeweiligen Einheitenzertifikat bestätigt, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle hierfür ein
5839 Komponentenzertifikat auszustellen. Dies gilt insbesondere für:

- 5840 – Spannungsregler der Erzeugungseinheiten Typ 1;
- 5841 – Hilfsaggregate insbesondere für Erzeugungseinheiten Typ 1;
- 5842 – Schutzeinrichtungen.

5843 Für das Komponentenzertifikat ist als Deckblatt der Vordruck E.14 zu verwenden.

5844 Das Komponentenzertifikat basiert auf einer Beschreibung der zu zertifizierenden Funktionen und deren
5845 Nachweise. Die erfüllten Funktionen sind im Zertifikat aufzulisten, genau wie externe Schnittstellen und die
5846 dazugehörigen Protokolle. Falls der Hersteller der Komponente Anforderungen an angeschlossene
5847 Baugruppen hat, müssen diese exakt im Komponentenzertifikat dokumentiert sein.

5848 **11.3.2 EZA-Regler**

5849 **Umsetzung der Blindleistungsvorgaben**

5850 Die drei geforderten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung müssen mit dem EZA-Regler umsetzbar sein.

- 5851 a) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$;
- 5852 b) Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- 5853 c) fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

5854 Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn der EZA-Regler in der Vermessung gezeigt hat, dass eine
5855 Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.2.5 bezüglich Genauigkeit und Dynamik möglich ist. Der Nachweis
5856 der Umschaltbarkeit zwischen den Regelmodi ist für die Umschaltung zwischen der Onlinesollwertvorgabe
5857 „Blindleistungsvorgabe“ zur Kennlinie $Q(U)$ zu führen.

5858 **Umsetzung der Wirkleistungsvorgaben**

5859 Die Nachweise über die Wirkleistungsvorgabe umfassen:

- 5860 a) Wirkleistungsgradient für Netzsicherheitsmanagement und Sollwertvorgaben durch Dritte;
- 5861 b) Wirkleistungsgradient nach Spannungslosigkeit, soweit im EZA-Regler umgesetzt;
- 5862 c) Priorisierung der Netzbetreibervorgabe vor der Sollwertvorgabe durch Dritte;
- 5863 d) $P_{AV,E}$ -Wirkleistungsregelung nach FNN-Hinweis (optional, wenn Komponente zur $P_{AV,E}$ -Überwachung
5864 eingesetzt werden soll).

5865 Der Nachweis ist erfolgreich erbracht, wenn die Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.5.1 und 10.2.5.2
5866 sowie ggf. nach 10.4.4 bezüglich Funktionalität, Priorisierung, Genauigkeit und Dynamik durch den EZA-Regler
5867 möglich ist. Die Rahmenbedingungen (z. B. bzgl. der Regelstrecke sowie der verwendeten Schnittstellen und
5868 Protokolle), für die die Konformitätsaussage gilt, sind anzugeben.

5869 **Verhalten bei Kommunikationsstörungen**

5870 Weiterhin ist das Verhalten bei Kommunikationsstörungen (Fehler im Eingang und Fehler im Ausgang) und bei
5871 Ausfall der Hilfsenergie des EZA-Reglers zu untersuchen. Der Nachweis ist erbracht, wenn die Anforderungen
5872 nach 10.2.2.5 erfüllt werden.

5873 **EZA-Regler-Modelle**

5874 Im Komponentenzertifikat muss die Genauigkeit des EZA-Regler-Modells hinsichtlich der ausgegebenen
5875 Blindleistungs- und Wirkleistungswerte angegeben werden.

5876 Das Modell muss rechnerlauffähig sein. Die Funktionen können in mehreren Modellen abgebildet werden.

5877 Das Modell muss die gleichen Ein- und Ausgangsgrößen beinhalten wie der abgebildete EZA-Regler.

5878 Mindestens die Wirk- und Blindleistungsregelung im Normalbetrieb muss im EZA-Regler-Modell abgebildet
5879 werden.

5880 **Beschreibung EZA-Regler**

5881 Für einen EZA-Regler sind im Komponentenzertifikat folgende Daten aufzuführen:

- 5882 a) Systemaufbau
 - 5883 – Technische Beschreibung des EZA-Reglers;
 - 5884 – Technische Daten des EZA-Reglers;
 - 5885 – Anforderungen an Systemkomponenten zur Kompatibilität;
 - 5886 – Bedien- und Anzeigeelemente;

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 5887 – Fernzugriff;
- 5888 – Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter.
- 5889 b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte)
- 5890 – Vorgabeschnittstellen Sollwert;
- 5891 – Ausgabeschnittstellen Stellglied;
- 5892 – Eingabeschnittstelle Messglied;
- 5893 – Ausgabeschnittstelle für Rückmeldungen;
- 5894 – Sonstiges.
- 5895 c) Regelung/Steuerung der EZA
- 5896 – Wirkleistungsmanagement
- 5897 • Wirkleistungsreduzierung durch Sollwertvorgabe;
- 5898 • Verriegelung der Wiederzuschaltung;
- 5899 • Möglichkeiten des EZA-Reglers zur Umsetzung der Priorisierungsvorgaben auf Anlagenebene
- 5900 nach 8.1 inklusive der Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz;
- 5901 • Sonstige.
- 5902 – Blindleistungsmanagement
- 5903 • Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$;
- 5904 • Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;
- 5905 • fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$;
- 5906 • Einbindung/Ansteuerung externer Komponenten, wie z. B. Kompensationsanlagen;
- 5907 • Sonstige Funktionen.
- 5908 – Weitere mögliche Funktionen des EZA-Reglers
- 5909 d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften
- 5910 – Zulässige Totzeit;
- 5911 – Verhalten bei Kommunikationsstörungen.

5912 **11.3.3 Aktive statische Kompensationsanlagen**

5913 Der Nachweis erfolgt sinngemäß nach 11.2.2 und 11.2.4. Hierbei entfallen die Anforderungen an die

5914 Wirkleistungseinspeisung bzw. in Abhängigkeit der Wirkleistung. Die Begrifflichkeit der Erzeugungseinheit wird

5915 durch die Kompensationsanlage ersetzt. Der Nachweis der O-/UVRT-Robustheit nach 11.2.6 erfolgt nur bei

5916 Einfluss der Komponente auf das FRT-Verhalten. Für die Anforderungen aus dem quasistationären Betrieb

5917 reichen Herstellererklärungen aus, wenn keine Tests verfügbar sind.

5918 Die Schnittstellen zur Ansteuerung der Kompensationsanlage sind anzugeben.

5919 Sofern die Kompensationsanlage keinen Einfluss auf die kontinuierliche Spannungsregelung und die O-/UVRT-

5920 Robustheit der Erzeugungsanlage hat, ist ein dynamisches Modell nicht erforderlich. In diesem Fall ist nur ein

5921 Modell für den quasistationären Betrieb zu erstellen.

5922 Die validierten Ergebnisse aus der Vermessung (Verifizierung der Herstellerangaben) einer Kompensations-

5923 anlage können im Bereich 100 kvar bis 10 Mvar auf andere Kompensationsanlagen übertragen werden, wenn

5924 die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich der

5925 eingesetzten Software und das Konzept in diesen Kompensationsanlagen technisch gleichwertig sind.

5926 **11.3.4 Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit**

5927 Der Spannungsregler muss zusammen mit dem Erregersystem und dem Messsystem für Typ-1-Erzeugungs-

5928 einheiten oder mit einem geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem

5929 Messsystem für die Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen)
5930 getestet werden, wobei die Vermessung des Spannungsreglers auch in einer Echtzeitsimulationsumgebung
5931 erfolgen kann. Ebenfalls ist ein validiertes Modell des Spannungsreglers inkl. Erregersystem erforderlich. Das
5932 Modell des Spannungsreglers muss Begrenzungen von Messwerten, interner Größen, Ausgangswerten und
5933 Strukturumschaltungen, soweit vorhanden, richtig wiedergeben.

5934 Ist kein separates dynamisches Modell des Spannungsreglers verfügbar, kann dieses auch als Teil des
5935 dynamischen Modells der getesteten Erzeugungseinheit an die Zertifizierungsstelle übergeben werden. Es
5936 muss ersichtlich sein, welcher Teil des Modells den Spannungsregler simuliert. Die Anwendbarkeit des
5937 Spannungsreglers in Kombination mit weiteren Erregermaschinen ist im Komponentenzertifikat ausweisen.
5938 Änderungen an der Regelungssoftware mit relevanten Auswirkungen auf die zertifizierten elektrischen
5939 Eigenschaften erfordern eine neue Zertifizierung.

5940 **Prüfung der technischen Dokumentation**

5941 Es ist zu prüfen, dass die Einstellwerte definiert nachvollzogen werden können.

5942 Zudem ist zu prüfen, dass alle drei Außenleiterspannungen berücksichtigt sind.

5943 Da das Verhalten des Spannungsreglers der Erzeugungseinheit von Typ 1 modellierbar und die Einstellwerte
5944 eindeutig einstellbar sein müssen, ist zu prüfen, dass der Spannungsregler digital ausgeführt ist.

5945 Es ist zu prüfen, dass alle für die Spannungsregelung erforderlichen Funktionen als integrale Bestandteile des
5946 Spannungsreglers ausgeführt sind. Externe Zusatzschaltungen sind nicht zulässig.

5947 Es ist zu prüfen, dass die Regelungssoftware (hierzu gehören auch die Erfassung und die Auswertung von
5948 Messwerten, die in die Regelungssoftware eingreifen, beispielsweise zum Umschalten von Reglerstrukturen)
5949 softwaretechnisch von der Bediensoftware und den Parametersätzen getrennt ist. Softwareanpassungen und
5950 Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer eindeutig erkennbar sein.

5951 Falls eine Strukturumschaltung im Spannungsregler stattfindet ist zu prüfen, dass mindestens die folgenden
5952 Betriebsweisen abgedeckt werden:

5953 a) Blindleistungsregelung (Normalbetrieb);

5954 b) Spannungsregelung (FRT).

5955 **Prüfung der Testergebnisse**

5956 Der Spannungsregler darf den Erregerstrom während eines Netzfehlers verändern (zusätzlicher Erregerstrom),
5957 um den Polradwinkel zu reduzieren und damit die Stabilität der Erzeugungseinheit zu verbessern. Hierfür ist
5958 mindestens ein Aggregat mit dem entsprechenden Spannungsregler nach 11.2.6.1 zu vermessen.

5959 Bei der Umschaltung zwischen den Betriebsweisen a) und b) müssen die Anforderungen nach 10.2.4 bezüglich
5960 Spannung, Stabilität und Zeiten eingehalten werden. Während der FRT-Tests müssen die Anforderungen nach
5961 11.2.6.1 eingehalten werden.

5962 **Modellvalidierung**

5963 Für die Erstellung eines Komponentenzertifikats eines Spannungsreglers von Typ-1-Anlagen ist die Validierung
5964 des Modells mittels FRT-Tests an einer Erzeugungseinheit mit einer Leistung von mindestens 500 kVA
5965 vorgeschrieben. Erfolgt die Validierung mit einer kleineren Leistung, beschränkt sich der Einsatz des
5966 Spannungsreglers in Erzeugungseinheiten auf maximal diese geprüfte Leistung.

5967 Das Modell der Erregereinrichtung muss insbesondere die Zeitkonstanten sowie Begrenzungen der Erreger-
5968 einrichtungen realistisch darstellen.

5969 Eine erfolgreiche Modellvalidierung für den Spannungsregler mit dem getesteten Generatortyp oder einem
5970 geeigneten Generatormodell in einer Echtzeitsimulationsumgebung und gleichem Messsystem für die
5971 Eingangsgrößen des Reglers (z. B. Strom- und Spannungsgröße der Generatorklemmen) ist gegeben, wenn
5972 die Ergebnisse aus den Simulationen mit den Testergebnissen vergleichbar sind.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

5973 ANMERKUNG Im Einheitenzertifikat muss das validierte und zertifizierte Modell des Spannungsreglers inklusive der
5974 einzusetzenden Generatortypen auf Stabilität geprüft werden.

5975 **Prüfung anhand von Simulationen mit dem validierten Modell des Spannungsreglers und der**
5976 **zugehörigen Erzeugungseinheit**

5977 Während eines unsymmetrischen Netzfehlers und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch
5978 die Blindstromeinspeisung in dem/den gesunden Außenleiter(n) maximal 10 % U_n gegenüber der Vorfehler-
5979 spannung betragen.

5980 Im Komponentenzertifikat sind mindestens die folgenden Punkte auszuweisen:

5981 a) Systemaufbau

5982 – Technische Beschreibung;

5983 – Technische Daten;

5984 – Auflistung der Anwendbarkeit des Spannungsreglers in Kombination mit weiteren Erreger-
5985 maschinen/Generatorsystemen;

5986 – Bedien- und Anzeigeelemente;

5987 – Beschreibung der zertifizierungsrelevanten Parameter und Einstellbereiche, z. B. Einstellbereich der
5988 Limiter (über- und untererregt).

5989 b) Schnittstellen (Sollwertvorgaben/Rückgabewerte/Messwerte)

5990 – Vorgabeschnittstellen Sollwert (z. B. Leistungswerte von der übergeordneten Steuerung);

5991 – Ausgabeschnittstellen Stellglied (z. B. Erregerstrom);

5992 – Eingabeschnittstelle Messglied (z. B. Strom und Spannung der Generatorklemmen);

5993 – Sonstiges.

5994 c) Regelung/Steuerung des Generators

5995 – Blindleistungsmanagement, soweit zutreffend

5996 • Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$;

5997 • Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion;

5998 • fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$;

5999 • Sonstige Funktionen.

6000 – Weitere mögliche Funktionen des Spannungsreglers.

6001 d) Kennwerte und sonstige Eigenschaften (sofern vorhanden)

6002 – Zulässige Totzeit;

6003 – Verhalten bei Kommunikationsstörungen;

6004 – Beschreibung der Strukturumschaltung (z. B. Schwellen, Trigger, delta Schwelle, ...);

6005 – Totzeiten bei einer Umschaltung von einem in den anderen Regelungsbetrieb;

6006 – Soweit vorhanden: Beschreibung des Generatorschutzes.

6007 e) Dokumentation zur Nutzung des Modells durch einen sachkundigen Anwender

6008 **11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten**

6009 Für den Nachweis der FRT-Fähigkeit der Hilfsaggregate, die nicht Bestandteil eines Einheitenzertifikats, jedoch
6010 relevant für die O-/UVRT-Robustheit sind, müssen alle Prüfungen nach 11.2.6 erfolgreich durchgeführt werden.
6011 Alternativ ist kurzzeitiges Abschalten der Versorgungsspannung (Zeiten nach FRT-Grenzkurve des Bilds 11,
6012 Spannungslosigkeit von maximal 1,5 Sekunden) für den Nachweis zulässig. Hierbei ist zu unterscheiden, an
6013 welchen Erzeugungseinheitentyp die Hilfsaggregate verbaut werden. Ein Modell ist nicht notwendig.

6014 **11.3.6 Modelle**

6015 Für die Anforderungen an rechnerlauffähige Modelle für Komponenten gelten, zusätzlich zu den Anforderungen
6016 in diesem Abschnitt, sinngemäß die Anforderungen aus 11.2.7.

6017 **11.4 Anlagenzertifikat**

6018 **11.4.1 Allgemeines**

6019 Durch den Anschlussnehmer ist beim Netzbetreiber ein Anlagenzertifikat einzureichen. Hierin bestätigt die
6020 Zertifizierungsstelle auf Basis von Einheiten- und Komponentenzertifikaten sowie weiterführender
6021 Planungsunterlagen, dass die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage in der Gesamtheit aller am
6022 Netzanschlusspunkt angeschlossenen Erzeugungseinheiten, Zusatzkomponenten und sonstiger elektrischer
6023 Betriebsmittel (z. B. Netzanschlussleitungen, Schutz, ...) die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel
6024 und die technischen Vorschriften des Netzbetreibers unter Berücksichtigung der projektspezifischen Vorgaben
6025 des Netzbetreibers im zu bewertenden Planungsstand vollumfänglich erfüllen. Für das Anlagenzertifikat ist als
6026 Deckblatt der Vordruck E.13 zu verwenden.

6027 Bei Erweiterungen eines bestehenden Netzanschlusses sind die bereits vorhandenen Erzeugungseinheiten
6028 und Zusatzkomponenten mit Dokumentationsstand zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebsetzung (sofern keine
6029 weiteren Unterlagen vorliegen) in die Anlagenzertifizierung einzubeziehen, unabhängig von den Eigentums-
6030 verhältnissen innerhalb der Erzeugungsanlage.

6031 Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische
6032 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt haben, erfordern ein neues Anlagenzertifikat.
6033 Wesentliche Auswirkungen haben unter anderem:

- 6034 – Erhöhung der installierten Wirkleistung bzw. Veränderung des Stellbereichs für die Blindleistungs-
6035 bereitstellung.
- 6036 – Umbau oder Modernisierung im Umfang $\geq 50\% P_{AV,E}$.
- 6037 – Austausch von bzw. Änderungen an Erzeugungseinheiten bzw. der in 11.3 aufgeführten Komponenten,
6038 sofern diese nicht typgleich sind und die gleichen Einheiten-/Komponentenzertifikat aufweisen.
- 6039 – Softwareänderungen, die ein neues Einheitenzertifikat erforderlich machen (eine Beurteilung, ob das
6040 neue Einheitenzertifikat ein neues Anlagenzertifikat erfordert, muss durch eine Zertifizierungsstelle für
6041 Anlagenzertifikate erfolgen).
- 6042 – Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren oder Kabelverbindungen). Die
6043 Beurteilung dieser Änderungen liegt in der Verantwortung des Anschlussnehmers.

6044 Die Erstellung des neuen Anlagenzertifikats erfolgt sowohl für die Wirkleistungserhöhung, als auch für die
6045 umgebaute oder modernisierte Leistung (im Falle des zweiten Anstrichs) anteilig auf Basis der Anforderungen
6046 zum Zeitpunkt der Wirkleistungserhöhung/Umbau/Modernisierung. In den anderen Fällen ist in dem neuen
6047 Anlagenzertifikat die weitere Einhaltung der Anforderungen aus dem zuletzt erstellten Anlagenzertifikat zu
6048 bewerten.

6049 Erfolgt eine Leistungserhöhung von $\leq 5\% P_{Amax}$ gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat ausgewiesenen
6050 installierten Wirkleistung P_{Amax} , ist kein neues Anlagenzertifikat erforderlich. Für einen Zubau gilt diese Aus-
6051 nahmeregelung von $\leq 5\% P_{Amax}$ nur bis maximal 500 kW gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat ausgewie-
6052 senen installierten Wirkleistung P_{Amax} .

6053 Der Anmelde- und Anschlussbewertungsprozess erfolgt aber standardmäßig nach Abschnitt 4. Hinsichtlich des
6054 Nachweises der elektrischen Eigenschaften sind für die Erzeugungseinheiten, die zu der Leistungserhöhung
6055 beitragen, Einheitenzertifikate nach dieser VDE-Anwendungsregel erforderlich. Außerdem sind das Inbetrieb-
6056 setzungsprotokoll E.8 und die aktualisierte Inbetriebsetzungserklärung E.9 beim Netzbetreiber als Nachweis-
6057 dokumente einzureichen.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6058 Der Netzbetreiber stellt zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats die im Netzbetreiber-Abfragebogen (siehe
6059 Vordruck E.7) aufgeführten Daten zur Verfügung. Individualabreden mit dem Netzbetreiber sind im Rahmen
6060 der Erstellung des Anlagenzertifikats zu berücksichtigen.

6061 Für alle Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage sind die Einheitszertifikate zu prüfen, ob für
6062 die Erfüllung von Anforderungen aus dieser VDE-Anwendungsregel Zusatzkomponenten erforderlich sind und
6063 wenn ja, wie diese in der zu bewertenden Erzeugungsanlage realisiert werden. Für welche Zusatzkomponenten
6064 Komponentenzertifikate erforderlich sind, ist in 11.3 beschrieben.

6065 Bei netzbildenden Anlagen, die sich an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve beteiligen, sind die
6066 Besonderheiten bei der Nachweisführung nach FNN Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende
6067 Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [30] zu beachten.

6068 11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikates bereitzustellende Unterlagen

6069 Der Anschlussnehmer ist dafür zuständig, dass der Zertifizierungsstelle zur Erarbeitung des Anlagenzertifikats
6070 die Einheiten und Komponentenzertifikate (inkl. validierter Modelle) und folgende weitere Unterlagen, die in
6071 Tabelle 33 aufgeführt sind, zur Verfügung gestellt werden.

6072 **Tabelle 33 – Vom Anschlussnehmer bereitzustellende Unterlagen zur Erarbeitung des**
6073 **Anlagenzertifikats**

Nr.	Unterlage	Einschränkung
1.	Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage (siehe E.1 und 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 Mischanlagen
3.	Deckblätter der Einheitszertifikate 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 Mischanlagen 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).	nur bei Bestandsanlagen

Nr.	Unterlage	Einschränkung
	Die Bestandsanlagen sind in dem einphasigen Übersichtsschaltplan (siehe Punkt 4.) darzustellen.	
9.	Lageplan, ggf. inkl. der Koordinaten der Erzeugungseinheiten.	

6074 **11.4.3 Einspeiseleistung**

6075 Im Anlagenzertifikat ist die maximale Wirkleistungsabgabe P_{600} aufzuführen. Bei Solar- und Batteriewechsel-
6076 richtern ist die Wirkleistung bei 20 °C Umgebungstemperatur, entsprechend 11.2.7, auszuweisen.

6077 Im Falle einer dauerhaften Begrenzung der maximalen Wirkleistung der Erzeugungsanlage gilt der FNN-
6078 Hinweis „ $P_{AV,E}$ – Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ [31].

6079 Bei einer Wirkleistungsbegrenzung über den EZA-Regler ist diese im Anlagenzertifikat auszuweisen.

6080 Die sich nach der Auslegung der Erzeugungsanlage dann ergebende maximale Wirk-, Blind- und
6081 Scheinleistung am Netzanschlusspunkt sind als 10-Minuten-Mittelwerte auszuweisen

6082 – und mit den dem Netzbetreiber bekanntgegebenen Wert von P_{inst} und mit den mit dem Netzbetreiber
6083 vereinbarten Werten der Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ und der Anschlussscheinleistung $S_{AV,E}$ bzw. bei
6084 Speichern zusätzlich $P_{AV,B}$ und $S_{AV,B}$ zu vergleichen und auszuweisen;

6085 – und Grundlage der weiteren Berechnungen im Anlagenzertifikat.

6086 Weiterhin ist bei Typ-1-Anlagen und Typ-2-Anlagen (soweit diese über eine technische Mindestleistung
6087 verfügen) die technische Mindestleistung anzugeben.

6088 **11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel**

6089 Die Kurzschlussfestigkeit, die Dauerstrombelastbarkeit und das Schaltvermögen der Hauptkomponenten der
6090 Kundenanlage sind auszuweisen und zu bewerten.

6091 Der Nachweis über die Dauerstrombelastbarkeit ist bei 96 kV am Netzanschlusspunkt mit der vom
6092 Netzbetreiber vorgegebenen maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage durchzuführen.

6093 Die maximalen Wirkleistungsverluste im Betriebszustand 110 kV am Netzanschlusspunkt sind bei der maxi-
6094 malen Scheinleistung der Erzeugungsanlage S_{Amax} und Betrieb mit der vom Netzbetreiber vorgegebenen
6095 maximalen Blindleistung auszuweisen.

6096 Der Stellbereich und die Regelgeschwindigkeit des Spannungsreglers des Netztransformators, die Regler-
6097 sollspannung U_{MS} sowie die Stufung der Maschinentransformatoren sind im Anlagenzertifikat auszuweisen.

6098 **11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt**

6099 In dieser VDE-Anwendungsregel gibt es hierzu keine Anforderung und muss somit nicht nachgewiesen werden.

6100 **11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt von Typ-1-Anlagen**

6101 Wenn das Anlagenzertifikat für eine Typ-1-Anlage oder für eine Erzeugungsanlage mit Typ-1- und Typ-2-
6102 Erzeugungseinheiten zu erstellen ist, ist die Einhaltung der Mindestkurzschlussleistungs-Bedingung am
6103 Netzanschlusspunkt nach 5.3 auszuweisen.

6104 ANMERKUNG Eine Gesamtbetrachtung über die Einhaltung der Mindestkurzschlussleistungs-Bedingung am Netz-
6105 anschlusspunkt bei Vorhandensein mehrerer Typ-1-Anlagen in diesem Hochspannungsnetz kann nur der Netzbetreiber
6106 vornehmen und erfolgt außerhalb der Anlagenzertifizierung.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6107 **11.4.7 Netzurückwirkungen**

6108 **11.4.7.1 Allgemeines**

6109 Die nach 5.4 festgelegten Grenzwerte für Netzurückwirkungen sind im Anlagenzertifikat auszuweisen und die
6110 Einhaltung durch die Erzeugungsanlage ist zu bewerten.

6111 **11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen**

6112 **Erzeugungseinheiten**

6113 Der Nachweis und die Bewertung der Einhaltung der Spannungsänderung für die Zu- und Abschaltungen der
6114 einzelnen Erzeugungseinheiten (im ungestörten Betrieb) erfolgt über Näherungsrechnungen. Es ist dabei jeder
6115 Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen.

6116 Bei einer Erweiterung der Erzeugungsanlage sind nur die neu anzuschließenden Erzeugungseinheitentypen
6117 zu berücksichtigen.

6118 Die Berechnung der Spannungsänderung erfolgt nach B.9.1, Gleichung B.12 und ist nach 5.4.2 zu bewerten.

6119 **Erzeugungsanlage**

6120 Ergibt die Bewertung der schnellen Spannungsänderungen durch Schaltung aller Erzeugungseinheiten unter
6121 Berücksichtigung der Häufigkeit ihres Auftretens einen Wert, der größer als die dazugehörige zulässige
6122 Spannungsänderung nach 5.4.2 ist, so ist der erforderliche zeitliche Mindestabstand der Zu- und
6123 Abschaltungen der einzelnen Erzeugungseinheiten oder von Gruppen von Erzeugungseinheiten zu ermitteln
6124 und ein Konzept zu dessen technischer Umsetzung auszuweisen.

6125 **Abschaltung aller Erzeugungsanlagen**

6126 Der Nachweis über die Einhaltung der Spannungsänderung bei Abschaltung der Erzeugungsanlage erfolgt
6127 über Lastflussberechnungen und deren Bewertung. Für die Abschaltung der Erzeugungsanlagen errechnet
6128 sich die entstehende Spannungsänderung, bezogen auf die Nennspannung, als Differenz der Spannungen am
6129 Netzverknüpfungspunkt mit und ohne Einspeisung bei vorgegebenem Blindleistungsverhalten der Erzeugungs-
6130 anlage.

6131 ANMERKUNG Diese Gesamtbetrachtung über die Wirkung aller Erzeugungsanlagen in einem Schutzabschnitt des
6132 Netzbetreibers kann nur der Netzbetreiber vornehmen und erfolgt außerhalb der Anlagenzertifizierung.

6133 **11.4.7.3 Flicker**

6134 Der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Flickerstärken durch den Langzeitflicker im Dauerbetrieb
6135 erfolgt über Näherungsrechnungen und deren Bewertung entsprechend 5.4.3 sowie B.9.2 und B.9.3.

6136 **11.4.7.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische**

6137 Der Nachweis über die Einhaltung der Grenzwerte bezüglich der Oberschwingungen, Zwischenharmonischen
6138 und Supraharmonischen erfolgt über die Darstellung und Bewertung der zulässigen und erreichten Ströme.
6139 Dabei sind die ungünstigsten Betriebspunkte der Wirkleistungserzeugung zu berücksichtigen.

6140 Die von der Erzeugungsanlage erzeugten Ströme der Oberschwingungen, Zwischenharmonischen und Supra-
6141 harmonischen errechnen sich auf Basis der Angaben des Prüfberichts Netzverträglichkeit des Einheiten-
6142 zertifikats und der Überlagerungsgleichung B.15 bei mehreren Erzeugungseinheiten mit entsprechender Takt-
6143 frequenz. Die Hinweise in B.9.4 sind zu beachten.

6144 Die zulässigen Ströme der Oberschwingungen, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen der Erzeu-
6145 gungsanlage berechnen sich entsprechend 5.4.4.

6146 Erzeugte und zulässige Ströme der Oberschwingungen, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen sind
6147 auszuweisen, zu vergleichen und zu bewerten.

6148 Oberschwingungsströme, die getrieben durch eine verzerrte Netzspannung in die Erzeugungsanlage fließen
6149 (z. B. in Filterkreise) und die Netzspannung verbessern, werden nicht der Erzeugungsanlage zugerechnet.
6150 Gleiches gilt, wenn die Erzeugungsanlage als aktiver Oberschwingungsfilter arbeitet und durch ihre Arbeits-
6151 weise eine dauerhafte Reduzierung der in der Netzspannung vorhandenen Oberschwingungsspannungen
6152 bewirkt.

6153 Bei der folgenden Ausnahmeregelung darf der Netzbetreiber nach Abschnitt 5 Erzeugungsanlagen, die unzu-
6154 lässig hohe Netzurückwirkungen im Netz des Netzbetreibers verursachen, vom Netz trennen.

6155 Bei Überschreitung der zulässigen Grenzwerte kann ein Anlagenzertifikat auch unter dem Vorbehalt eines
6156 zusätzlichen messtechnischen Konformitätsnachweises der Erzeugungsanlage ausgestellt werden. In diesem
6157 Fall muss innerhalb von 6 Monaten nach der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage durch eine vom Anlagen-
6158 betreiber veranlasste und von der Zertifizierungsstelle bewertete Messung nachgewiesen werden, dass alle in
6159 5.4.4 aufgeführten zulässigen Grenzwerte durch die Erzeugungsanlage eingehalten werden. Falls dieser
6160 Nachweis erbracht ist, wird dies im Rahmen einer Ergänzung der Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage
6161 bestätigt. Die Messungen sind nach FGW TR 3 in Verbindung mit der Norm DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-
6162 7) durchzuführen, wobei die dort beschriebenen Gruppierungsverfahren zu verwenden sind:

- 6163 – bei Oberschwingungen: Effektivwerte von Oberschwingungs-Untergruppen;
- 6164 – bei Zwischenharmonischen: Effektivwerte von zentrierten zwischenharmonischen Untergruppen;
- 6165 – bei Frequenzen zwischen 2 kHz und 9 kHz: 200-Hz-Bänder.

6166 Sollten bei der Messung zulässige Grenzwerte nach 5.4.4 überschritten werden, ist in einem zweiten Schritt
6167 zusätzlich für die betroffenen Oberschwingungen bzw. Zwischenharmonischen bzw. Supraharmonischen die
6168 Einhaltung der Spannungsgrenzwerte zu überprüfen. Die Gleichungen zur Ermittlung der zulässigen
6169 Oberschwingungsspannungen, zwischenharmonischen Spannung bzw. supraharmonischen Spannungen sind
6170 in 5.4.4 gegeben.

6171 ANMERKUNG 1 Für Nachweismessungen ist zu beachten, dass die gemessene verzerrte Spannung am
6172 Verknüpfungspunkt eine Kombination aus einer (ggf. vorhandenen) Spannungsverzerrung (Hintergrundpegel) und dem
6173 Beitrag durch die betrachtete Kundenanlage ist. Der gemessene Wert kann nur mit dem entsprechenden
6174 Spannungsgrenzwert verglichen werden, wenn kein Hintergrundpegel existiert. Bei existierendem Hintergrundpegel ist zu
6175 beachten, dass der zulässige Spannungsbeitrag nicht mit der Betragsdifferenz der Oberschwingungsspannungen ohne
6176 und mit angeschlossener Kundenanlage („Vorher-Nachher-Messung“) identisch ist.

6177 ANMERKUNG 2 Ist die Impedanz Z_v bei der betrachteten Oberschwingungsordnung v , zwischenharmonischen
6178 Ordnung μ oder dem supraharmonischen Frequenzband b kleiner als 90% der extrapolierte Impedanz $v Z_{kv}$, wird in
6179 Analogie zur Vorgehensweise in IEC TR 61000-3-6 eine Reduktion der zulässigen verzerrten Spannung um den
6180 Faktor $v \cdot Z_{kv} / Z_v \cdot 0,9$ bzw. $(\mu + 0,5) Z_{kv} / Z_\mu \cdot 0,9$ bzw. $b / 0,05 \text{ kHz} \cdot Z_{kv} / Z_{vb} \cdot 0,9$ empfohlen, um das Risiko unzulässig hoher
6181 Spannungsharmonischer an anderen Verknüpfungspunkten im Netz zu minimieren.

6182 Werden auch dabei die zulässigen Grenzwerte verletzt, und sind die Grenzwertüberschreitungen der Erzeu-
6183 gungsanlage zuzuordnen, muss im Laufe eines Jahres, nachdem die Messung und die Bewertung ein
6184 negatives Ergebnis gebracht hat, eine Nachbesserung sowie erneute Messung und Bewertung durch die
6185 Zertifizierungsstelle erfolgen. Werden die Grenzwerte immer noch nicht eingehalten, entscheidet der Netzbe-
6186 treiber über das weitere Vorgehen.

6187 In Abstimmung mit dem Netzbetreiber können die oben genannten zeitlichen Fristen für die Oberschwingungs-
6188 messung bzw. für die Nachbesserung und Nachvermessung verlängert werden (z. B. wenn der Inbetrieb-
6189 setzungsprozess einer Erzeugungsanlage in mehreren Bauabschnitten über mehrere Monate erfolgt oder die
6190 Einspeiseleistung, meteorologisch bedingt, noch nicht den notwendigen Leistungsbereich erreicht hat).

6191 **11.4.7.5 Unsymmetrien**

6192 Wird der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Quotienten aus Gegensystemstrom und Bemessungs-
6193 strom (10-Minuten-Mittelwert und 3-Sekunden-Mittelwert) für alle Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeu-
6194 gungsanlage im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats erbracht, gilt die Anforderung nach 5.4.6 als erfüllt.

6195 Überschreiten einige Typen von Erzeugungseinheiten der Erzeugungsanlage einen der Quotienten, ist eine
6196 Gesamtunsymmetrie der Erzeugungsanlage entsprechend Gleichung 17 zu berechnen. Die Gesamtun-
6197 symmetrie darf für den 10-Minuten-Mittelwert den berechneten Grenzwert bezogen auf den Anlagenstrom und
6198 für den 3-Sekunden-Mittelwert das 1,25fache des berechneten Grenzwertes bezogen auf den Anlagenstrom
6199 nicht übersteigen.

$$i_{unsym} = \sum_{k=1}^n i_{unsymEZE k} \cdot \frac{S_{EZE k}}{S_{EZA}} \quad (19)$$

6200 Dabei ist

6201 i_{unsym} die Gesamtunsymmetrie der Erzeugungsanlage;

6202 $i_{unsym EZE k}$ die Unsymmetrie der k -ten Erzeugungseinheit;

6203 $S_{EZE k}$ die Scheinleistung der k -ten Erzeugungseinheit;

6204 S_{EZA} die Scheinleistung der Erzeugungsanlage.

6205 **11.4.7.6 Tonfrequenz-Rundsteuerung**

6206 Der Nachweis über die Einhaltung der zulässigen Störung des Tonfrequenzpegels erfolgt durch Vergleich der
6207 zulässigen Ströme mit den nach 11.4.7.4 ermittelten Strömen der Zwischenharmonischen der Erzeugungs-
6208 anlage. Die Ströme der Zwischenharmonischen dürfen im Bereich der Tonfrequenz sowie deren Seitenband-
6209 frequenzen mit ± 100 Hz den zulässigen Pegel nach Tabelle 3 nicht überschreiten. Der Nachweis entfällt, wenn
6210 der Netzbetreiber im Daten-Abfragebogen E.7 keine Tonfrequenz angibt.

6211 **11.4.7.7 Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes**

6212 Es ist auszuweisen, ob eine trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes erfolgt. Auf Verlangen des
6213 Netzbetreibers ist in diesem Fall der Nachweis über die Vermeidung unzulässiger Beeinflussung von anderen
6214 Kundenanlagen sowie Anlagen des Netzbetreibers mit einer entsprechenden Messung am Netzanschluss-
6215 punkt zu erbringen (siehe 11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage). Auf deren Basis werden
6216 in gemeinsamer Abstimmung an der Kundenanlage geeignete Maßnahmen zur Vermeidung der Störungen
6217 vorgenommen.

6218 **11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen**

6219 **11.4.8.1 Quasistationärer Betrieb**

6220 Im Rahmen des Anlagenzertifikats ist nachzuweisen, dass die gesamte Erzeugungsanlage mit allen Kompo-
6221 nenten den gestellten Anforderungen nach 10.2.1.2 genügt. Der Nachweis basiert auf den Angaben der
6222 Einheiten- und Komponentenzertifikate. Spannungsfälle und -anstiege innerhalb des kundeneigenen Netzes
6223 sind zu berücksichtigen. Die Einstellungen des Eigenschutzes der neu zu zertifizierenden Erzeugungseinheiten
6224 sind zu bewerten. Beim Nachweis ist ausdrücklich auf Hilfsaggregate/-einrichtungen zu achten.

6225 **11.4.8.2 Polrad-/Netzpendelungen**

6226 Bei Typ-1-Anlagen ist nachzuweisen, dass die im Einheitenzertifikat für die jeweilige Erzeugungseinheit
6227 verwendete Impedanz der Maschinentransformatoren bei der tatsächlichen Betriebsmittelauswahl im Rahmen
6228 der Planung der Erzeugungsanlage nicht überschritten wird.

6229 Bei Typ-2-Anlagen ist diese Anforderung im Rahmen der erfolgreichen Prüfung der O-/UVRT-Robustheit mit
6230 dem Einheitenzertifikat erfüllt.

6231 **11.4.9 Nachweis des Inselbetriebes**

6232 **Inselbetrieb**

6233 Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, ob die Erzeugungsanlage inselfähig ist und ob das Betriebskonzept der
6234 Kundenanlage vorsieht, dass die Kundenanlage bei Netzfehlern in einen Inselbetrieb übergeht.

6235 Im Fall eines geplanten Inselbetriebs der Erzeugungsanlage sind Details der praktischen Prüfung zwischen
6236 Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren und während der Inbetriebsetzungsphase zu testen und zu
6237 dokumentieren.

6238 **11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit**

6239 Es ist auszuweisen, ob die Erzeugungsanlage schwarzstartfähig ist.

6240 Im Fall einer Schwarzstartfähigkeit der Erzeugungsanlage sind Details der praktischen Prüfung zwischen
6241 Anlagen- und Netzbetreiber zu vereinbaren, während der Inbetriebsetzungsphase zu testen und zu doku-
6242 mentieren. Dabei ist mindestens nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage ausgehend vom ausgeschalteten
6243 Zustand (kalt, entsprechend Herstellerangaben) ohne externe elektrische Energieversorgung hochgefahren
6244 werden kann und den Netztransformator unter Spannung setzen kann.

6245 **11.4.11 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung**

6246 Für das Anlagenzertifikat muss die Erfüllung der Anforderungen aus 10.2.2 am Netzanschlusspunkt
6247 nachgewiesen werden. Der Nachweis erfolgt auf Basis der Komponenten- und Einheitenzertifikate sowie der
6248 Kennwerte der weiteren Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (z. B. Kabel, Transformatoren) unter der Berück-
6249 sichtigung der Position der Stufenschalter der Maschinentransformatoren sowie der Umsetzung der Regelung
6250 (u. a. Berücksichtigung der Messpunkte für die Führungsgrößen der Regelung) rechnerisch. Die zugrunde
6251 gelegte Stellung der Maschinentransformatoren, das zugrunde gelegte Regelungskonzept sowie die Regler-
6252 sollspannung U_{MS} sind auszuweisen. Im Anlagenzertifikat muss je ein PQ -Diagramm für 96 kV, 103 kV,
6253 110 kV, 120 kV und 127 kV am Netzanschlusspunkt mit dem maximalen Vermögen der Erzeugungsanlage
6254 dargestellt und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen nach 10.2.2 bewertet werden. In den PQ -
6255 Diagrammen sind mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %, 10 %, 20 %, 90 % und 100 % der installierten
6256 Wirkleistung P_{inst} konkret auszurechnen. Bei Typ-1-Anlagen und auch bei Typ-2-Anlagen (soweit diese über
6257 eine technische Mindestleistung verfügen) können die Wirkleistungsstufen unterhalb der technischen Mindest-
6258 leistung entfallen. In diesem Fall ist die Blindleistungsbereitstellung bei der Mindestleistung zu prüfen.

6259 Weiterhin ist der Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt bei Betrieb der Erzeugungsanlage im
6260 Bereich zwischen 0 und $0,10 P_{inst}$ auszuweisen und hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen in 10.2.2.3
6261 zu bewerten. Ein über den Blindleistungsbetrag von $0,05 P_{inst}$ im untererregten Bereich bzw. $0,00 P_{inst}$ hinaus-
6262 gehender Blindleistungsbereich der Erzeugungsanlage (z. B. STATCOM-Funktion) ist zulässig.

6263 Im Anlagenzertifikat ist weiterhin auszuweisen, ob die Anforderungen am Netzanschlusspunkt ohne zusätzliche
6264 Komponenten erfüllt werden können, oder ob solche Komponenten erforderlich sind. Wenn zusätzliche Kompo-
6265 nenten erforderlich sind, ist die maximale Spannungsänderung bei deren Ein- und Ausschalten zu berechnen
6266 und mit der Anforderung in 5.4.2 zu vergleichen und zu bewerten. Für Komponenten nach 11.3 muss ein
6267 Komponentenzertifikat vorliegen.

6268 Das Konzept zur Blindleistungsbereitstellung ist inklusive der notwendigen Kommunikationsverbindungen mit
6269 Beschreibung aller Schnittstellen (z. B. Netzbetreiber \leftrightarrow Erzeugungsanlagen-Regler \leftrightarrow Erzeugungseinheit;
6270 Messpunkte für die Regelung) schematisch darzustellen und zu bewerten. Es ist nachzuweisen, dass mit den
6271 ausgewählten Betriebsmitteln, den gewählten Messpunkten für die Eingangsgrößen der Regelung und den
6272 Übertragungsstrecken die maximale Toleranz für den stationären Zustand von $\pm 2 \% P_{AV, E}$ bzw. $\pm 4 \% P_{AV, E}$
6273 bei Leistungen $< 10 \% P_{AV, E}$ zwischen Blindleistungs-Istwert und -Sollwert am Netzanschlusspunkt einge-
6274 halten werden kann.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6275 Es ist weiterhin darzustellen, dass das vom Netzbetreiber aus dieser VDE-Anwendungsregel geforderte
 6276 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung durch die Erzeugungsanlage realisiert werden kann und eine
 6277 Umstellung auf die anderen Verfahren aus dieser VDE-Anwendungsregel grundsätzlich möglich ist. Gibt der
 6278 Netzbetreiber mehrere anzuwendende Verfahren vor, so gilt diese Anforderung für alle vom Netzbetreiber
 6279 vorgegebenen Verfahren.

6280 Wird das Verfahren $Q(U)$ -Kennlinie vom Netzbetreiber vorgegeben, ist die Einhaltung der geforderten Einstell-
 6281 bereiche des Spannungstotbands und der Kennliniensteigung (soweit nicht bereits Komponentenzertifikat des
 6282 EZA-Regler erfolgt) sowie das Schwingungsverhalten der vorgegebenen Kennlinie innerhalb der Erzeugungs-
 6283 anlage zu bewerten.

6284 ANMERKUNG Die Bewertung des Schwingungsverhaltens mit anderen Erzeugungsanlagen obliegt dem Netzbetreiber.

6285 Es ist die Betriebsweise der Erzeugungsanlage bei vollständigem oder teilweisem Ausfall der Regelung
 6286 innerhalb der Erzeugungsanlage (z. B. Ausfall des Erzeugungsanlagen-Reglers) und bei vollständigem oder
 6287 teilweisem Ausfall der Fernwirkverbindung zum Netzbetreiber auszuweisen und zu bewerten.

6288 Bezüglich des Regelverhaltens ist anhand der validierten Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und
 6289 Komponenten zu bewerten, inwieweit die Erzeugungsanlage einen Blindleistungssprung von maximal
 6290 geforderter untererregter auf maximal geforderte übererregter Blindleistungseinspeisung innerhalb der gefor-
 6291 derten Zeiten nach 10.2.2.5 erreicht. Die Zeitvorgabe ist dem Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.7 zu
 6292 entnehmen. Außerdem ist die Erfüllung der Anforderungen an die Regelgenauigkeit, Anschwingzeit,
 6293 Einschwingzeit und Überschwingweite nach 10.2.2.5 und Abschnitt C.2 nachzuweisen.

6294 Es ist auszuweisen und zu bewerten, dass die Erzeugungsanlage neue Blindleistungssollwerte innerhalb von
 6295 maximal 4 Minuten anfährt. Außerdem muss bei Umschaltung zwischen den Regelverfahren der neue Sollwert
 6296 nicht schneller als das geforderte Übertragungsverhalten und nicht langsamer als in 4 Minuten erreicht werden.
 6297 Dabei ist die im Einheitenzertifikat und im Komponentenzertifikat für den EZA-Regler ausgewiesene Dynamik
 6298 zu berücksichtigen.

6299 Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- bzw.
 6300 Spannungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten und am Netzanschlusspunkt sind im Rahmen der
 6301 Erstellung des Anlagenzertifikats nach 11.4.17 durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten.

6302 Bei der Erweiterung einer vorhandenen Erzeugungsanlage um weitere Erzeugungseinheiten gelten die
 6303 Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung anteilig am Netzanschlusspunkt nach Gleichung (18).

$$Q_{vb, \text{anteilig; NAP}} = Q_{vb, \text{gefordert}} \cdot \frac{\sum_i^{N_{\text{neu}}} P_{\text{binst}, i}}{\sum_j^{N_{\text{ges}}} P_{\text{binst}, j}} \quad (20)$$

6304

6305 Darin bedeuten:

6306 – $Q_{vb, \text{anteilig, NAP}}$ = anteilig am Netzanschlusspunkt geforderte verfügbare Blindleistung Q_{vb} , wenn eine zu
 6307 erweiternde Erzeugungsanlage sowohl aus neu errichteten als auch aus bestehenden Erzeugungseinheiten besteht;

6309 – $Q_{vb, \text{gefordert}}$ = die nach 10.2.2 geforderte verfügbare Blindleistung Q_{vb} , wenn eine zu erweiternde Erzeugungsanlage ausschließlich aus neu errichteten Erzeugungseinheiten bestehen würde;

6311 – $\sum_i^{N_{\text{neu}}} P_{\text{binst}, i}$ = Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung aller neu zu errichtenden Erzeugungseinheiten;

6313 – $\sum_j^{N_{\text{ges}}} P_{\text{binst}, j}$ = Summe der in Betrieb befindlichen installierten Wirkleistung der gesamten Erzeugungsanlage.

6315 Für den Nachweis ist die gesamte Erzeugungsanlage mit allen vorhandenen und neuen Erzeugungseinheiten
 6316 vollständig abzubilden. Der Nachweis ist mindestens bei Betrieb der Erzeugungsanlage bei U_n am Netzan-

6317 schlusspunkt zu erbringen. In den P/Q -Diagrammen sind mindestens die Wirkleistungsstufen 0 %, 10 %, 20 %,
6318 90 % und 100 % der installierten Wirkleistung P_{inst} konkret auszurechnen.

6319 Die Berechnungsgrundlage bilden die spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der
6320 EZA_{alt} (Q_{vb} , EZA_{alt} , Netzanschlusspunkt) und der EZA_{neu} durch den Netzbetreiber (nach Netzbetreiber-Abfrage-
6321 bogen). Liegen keine spezifischen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der EZA_{alt} vom Netzbe-
6322 treiber vor, ist deren reales Verhalten als Anforderung zugrunde zu legen.

6323 Der Nachweis erfolgt in folgenden Schritten:

- 6324 1) Ermittlung der Anforderung für die EZA_{alt} (ohne neue Anlagen);
- 6325 2) Ermittlung der anteiligen Blindleistungsanforderung nach Gleichung (12) für die EZA_{neu} (ohne vorhandene
6326 Erzeugungseinheiten);
- 6327 3) Bestimmung der Blindleistungsanforderung an die EZA_{ges} durch punktweise Addition der Anforderungen
6328 aus 1) und 2);
- 6329 4) Bestimmung des Blindleistungsvermögens der gesamten Erzeugungsanlage und Vergleich mit 3).

6330 Bei Mischanlagen ist aufzuzeigen, wie die Anforderungen der Blindleistungsbereitstellung am Netzanschluss-
6331 punkt nach 10.2.2.6 erfüllt werden. Bei allen diesbezüglichen Berechnungen wird dabei nur die direkte Leitung
6332 mit den dazugehörigen Hauptkomponenten (Transformatoren) zwischen dem Netzanschlusspunkt und der
6333 Erzeugungsanlage/Erzeugungseinheit berücksichtigt. Die an das Kundennetz angeschlossenen Lasten und
6334 Kompensationsanlagen, die nicht dem Betrieb der Erzeugungsanlage zuzuordnen sind, sind im
6335 Nachweisprozess zu vernachlässigen. Es ist dabei jedoch aufzuzeigen, dass die Anforderungen zur Blind-
6336 leistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage nicht durch eine entgegenstehende Regelung des Bezugsteils
6337 der Kundenanlage nachteilig beeinflusst werden.

6338 11.4.12 O-/UVRT-Robustheit

6339 11.4.12.1 Allgemeines

6340 Der Nachweis des Verhaltens der Erzeugungsanlage erfolgt durch Berechnung anhand der validierten
6341 Simulationsmodelle der Erzeugungseinheiten und Komponenten.

6342 Dabei sind Spannungserhöhungen durch die Blindstromeinspeisung der O-/UVRT-Robustheit auf $> 110 \% U_n$
6343 am Netzanschlusspunkt auszuweisen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Sofern diese Überschrei-
6344 tungen länger als 50 ms auftreten, ist dies mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6345 Für Bestandsanlagen mit $Q-U$ -Schutz ist kein erneuter Nachweis notwendig.

6346 ANMERKUNG Da die Blindstromstützung im Fehlerfall gemäß Sollverhalten relativ zu dem vor dem Fehler eingespeisten
6347 Blindstrom erfolgt, kann es bei flachen Spannungseinbrüchen verbunden mit einem untererregtem Betrieb vor dem Fehler
6348 zu einer Auslösung des $Q-U$ -Schutzes kommen. Dieses Verhalten ergibt sich bereits aus den Anforderungen zur
6349 Blindstromeinspeisung in Verbindung mit den Spezifikationen des $Q-U$ -Schutzes. Eine Auslösung im Fehlerfall ist somit bei
6350 bestimmten Randbedingungen zu erwarten und stellt kein Fehlverhalten der Erzeugungsanlage dar.

6351 Der Nachweis des Durchfahrens von Mehrfachfehlern erfolgt im Einheiten- und Komponentenzertifikat.

6352 Die nachfolgend genannten Berechnungen von Spannungseinbrüchen und Spannungserhöhungen sind für
6353 Fehler in der Spannungsebene des Netzanschlusspunkts (Fehler im gleichen Netz) und für Fehler in der
6354 nächsthöheren Spannungsebene (Fehler im vorgelagerten Netz) durchzuführen.

6355 In Netzen mit Erdschlusskompensation sind einpolige Fehler nicht zu betrachten.

6356 Die in 10.2.4.3 aufgeführte Grenze der Kurzschlussleistung nach einem Netzfehler für Typ-2-Anlagen ist im
6357 Rahmen der Nachweisführung nicht zu berücksichtigen.

6358 **11.4.12.2 O-/UVRT-Robustheit für eine Erzeugungsanlage des Typs 1**

6359 Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische
6360 Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung von 100 % U_n auf jeweils einen Wert zwischen 95 % U_n
6361 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
6362 mindestens eine Dauer nach der Grenzlinie aus Bild 13 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle
6363 ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

6364 Die Simulationen der Spannungseinbrüche sind mit einer Vorfehlerspannung von 95 % U_n und maximal
6365 untererregter Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage durchzuführen.

6366 Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen Spannungs-
6367 sprung von 100 % U_n auf 105 % U_n , und von 110 % U_n auf 125 % U_n mit der Dauer von jeweils 5 Sekunden
6368 rechnerisch nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-
6369 Spannung von 100 % U_n auf 115 % U_n mit einer Dauer von 5 Sekunden rechnerisch nachzuweisen. Die
6370 Toleranz darf bei diesen Spannungssprüngen maximal ± 2 % U_n betragen.

6371 ANMERKUNG 1 Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne
6372 Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch).

6373 Die Simulationen der Spannungserhöhungen sind bei maximaler übererregter Blindleistungsbereitstellung
6374 durchzuführen.

6375 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Die Bedingung gilt als erfüllt, wenn der
6376 Polradwinkel nicht mehr als 130° voreilt. In diesem Falle müssen im Nachweisverfahren keine weiteren
6377 Sicherheitsabschläge und Variationen in den Parametern berücksichtigt werden, wie zum Beispiel die
6378 Toleranzaufschläge für die Parameter bei der Modellübertragung.

6379 Alternativ darf der Stabilitätsnachweis mit Sicherheitsabschlägen und Parametervariationen durchgeführt
6380 werden, wobei die Erzeugungsanlage stabil am Netz bleiben muss (die Auslenkung muss für alle Parameter-
6381 variationen immer kleiner als 180° sein). Das Einregeln des Polradwinkels muss für alle Fälle gedämpft
6382 verlaufen. Dabei ist das Verhältnis der dritten positiven Auslenkung des Polradwinkels (gegenüber dem
6383 stationären Vorfehlerwert) zur zweiten positiven Auslenkung (gegenüber dem stationären Wert) bei den FRT-
6384 Simulationen auszuwerten und im Nachweisverfahren anzugeben. Die Auslenkung muss kleiner werden. Die
6385 Auswertung erfolgt bei der vorhandenen anteiligen Netzkurzschlussleistung.

6386 ANMERKUNG 2 Zur Definition Polradwinkel: Für den simulativen Stabilitätsnachweis wird die betragsmäßige Winkel-
6387 differenz zwischen dem Momentanwert des (elektrischen) Polradwinkels und dem stationären Polradwinkel bei Leerlauf
6388 (jeweils bezogen auf den Referenzphasenwinkel des Netzes) herangezogen.

6389 Eigenschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die
6390 damit verbundene Spannungserhöhung auslösen.

6391 Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstroms über der Zeit für die oben aufgeführten Fehlerfälle darzustellen.

6392 Der Nachweis der Erfüllung der Anforderungen an den Spannungsregler nach 10.2.4.2 erfolgt mit dem
6393 Komponentenzertifikat, sofern der Spannungsregler nicht im Einheitenzertifikat berücksichtigt ist.

6394 Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich des Verbleibs der Erzeugungsanlage am
6395 Netz ist bei einer Netzspannung im Spannungsband ± 15 % U_n über 60 Sekunden auszuweisen und zu
6396 bewerten.

6397 **11.4.12.3 O-/UVRT-Robustheit für eine Erzeugungsanlage des Typs 2**

6398 Das korrekte Verhalten der Erzeugungsanlage ist rechnerisch für symmetrische und unsymmetrische
6399 Spannungseinbrüche bei Absinken der Netzspannung von 100 % U_n auf jeweils einen Wert zwischen 95 % U_n
6400 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

6401 mindestens eine Dauer nach der Grenzlinie aus Bild 12 nachzuweisen. Für die unsymmetrischen Fehlerfälle
6402 ist jeweils eine Leiter-Leiter-Spannung auf den oben genannten prozentualen Wert zu bringen.

6403 Das Verhalten der Erzeugungsanlage bei symmetrischen Spannungserhöhungen ist durch einen Spannungs-
6404 sprung von 100 % U_n auf 105 % U_n , und von 110 % U_n auf 125 % U_n mit der Dauer von jeweils 5 Sekunden
6405 rechnerisch nachzuweisen. Für unsymmetrische Fehlerfälle ist der Spannungssprung in einer Leiter-Leiter-
6406 Spannung von 100 % U_n auf 115 % U_n mit einer Dauer von 5 Sekunden rechnerisch nachzuweisen. Die
6407 Toleranz darf bei diesen Spannungssprüngen maximal $\pm 2\%$ U_n betragen.

6408 ANMERKUNG Die Angabe der Residualspannung während des Netzfehlers erfolgt in diesem Abschnitt jeweils ohne
6409 Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlage (Leerlaufversuch).

6410 Die Berechnungen sind mit einer Blindleistung vor Fehlereintritt von $Q = 0$ sowie mit der vom Netzbetreiber
6411 geforderten maximalen Blindleistung der Erzeugungsanlage untererregt und übererregt durchzuführen.

6412 Es ist nachzuweisen, dass die Erzeugungsanlage am Netz verbleibt. Eigenschutzeinrichtungen der Erzeu-
6413 gungseinheit dürfen nicht durch den erhöhten Blindstrombeitrag und die damit verbundene Spannungs-
6414 erhöhung auslösen.

6415 Es ist der Verlauf des Wirk- und Blindstroms über der Zeit für die oben genannten Fehlerfälle darzustellen.
6416 Weiterhin ist der sich am Netzanschlusspunkt ergebende k -Faktor auszuweisen und hinsichtlich der Einhaltung
6417 der Anforderungen nach 10.2.4 und dem Netzbetreiber-Abfragebogen zu bewerten.

6418 Sofern der Netzbetreiber eine Vorgabe zum k -Faktor macht und die Berechnungen zeigen, dass an den
6419 Erzeugungseinheiten ein höherer k -Faktor als 6 einzustellen wäre, ist es ausreichend, einen k -Faktor von 6 an
6420 den Erzeugungseinheiten einzustellen, sofern diese eine Einstellung eines höheren k -Faktors nicht zulassen.

6421 Das Verhalten der Erzeugungsanlage nach Fehlerende hinsichtlich des Verbleibens der Erzeugungsanlage
6422 am Netz ist bei einer Netzspannung im Spannungsband $\pm 15\%$ U_n über 60 Sekunden auszuweisen und zu
6423 bewerten.

6424 Der Nachweis der Steigerung des Wirkstroms der Erzeugungsanlage nach Fehlerende ist im Zuge der
6425 Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen.

6426 Es ist zu ermitteln, ob die Spannungsverhältnisse an den Klemmen der Erzeugungseinheiten im Normalbetrieb
6427 der Erzeugungsanlage eine ausreichend große Spannungsdifferenz zu den Kriterien des Fehlerbeginns
6428 (Spannungen $> 1,1 U_{MS}$ bzw. $< 0,9 U_{MS}$) aufweisen.

6429 **11.4.12.3.1 O-/UVRT-Robustheit direkt gekoppelte Asynchrongenerator**

6430 Sofern eine Erzeugungsanlage eine Leistung größer 950 kW aufweist und in dieser Erzeugungsanlage direkt
6431 gekoppelte Asynchrongeneratoren ohne Umrichter im Läuferkreis mit statorseitig schaltbaren Kompensa-
6432 tionseinrichtungen ausgerüstet sind, ist Folgendes für diesen Anlagentyp zusätzlich nachzuweisen:

6433 – Während des Netzfehlers bei den in 11.4.12.3 geforderten Spannungseinbrüchen ist ein untererregter
6434 Zustand nicht zulässig.

6435 – Während des Netzfehlers bei den in 11.4.12.3 geforderten Spannungserhöhungen ist ein übererregter
6436 Zustand nicht zulässig.

6437 – Die Ausgleichsvorgänge (untererregter Betrieb) müssen spätestens 300 ms nach Fehlerklärung abge-
6438 klungen sein.

6439 Weiterhin ist im Anlagenzertifikat nachzuweisen, dass die Kondensatoren bei einer Spannung am Netz-
6440 anschlusspunkt größer $1,1 U_n$ unverzögert abgeschaltet werden. Es ist zu überprüfen, dass die eingestellte
6441 Aktivierungszeit der Kondensatoren der Vorgabe des Netzbetreibers und der Einstellbereich der Vorgabe aus
6442 10.2.4.3 entsprechen. Dabei ist in isolierten und gelöschten betriebenen Netzen die Leiter-Leiter-Spannung
6443 auszuwerten, in geerdeten Netzen die Leiter-Erde-Spannung.

6444 **11.4.13 Wirkleistungsabgabe**

6445 Der Nachweis der Einhaltung der Anforderungen zum Leistungsgradienten am Netzanschlusspunkt bei
6446 Zuschaltung der Erzeugungsanlage, Sollwertvorgaben durch Dritte und beim Netzsicherheitsmanagement
6447 nach 10.2.5.1 bezüglich

- 6448 – Erhöhung und Verringerung der Wirkleistung je Zeiteinheit;
- 6449 – gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung und -reduzierung

6450 ist im Anlagenzertifikat zu erbringen. Ggf. zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber vereinbarte abwei-
6451 chende Leistungsgradienten sind zu berücksichtigen. Es ist auszuweisen, ob die Umsetzung der Gradienten
6452 auf Ebene der Erzeugungseinheiten oder auf Ebene der Erzeugungsanlage erfolgt. Die Einstellbereiche der
6453 Gradienten der Erzeugungseinheiten sind zu prüfen und zu bewerten. Die Angaben aus dem Einheitenzertifikat
6454 sind dabei zu verwenden.

6455 Bei Umsetzung der Gradienten auf Ebene der Erzeugungsanlage ist das Kommunikationskonzept (Sollwert
6456 durch Dritten/durch Netzbetreiber ↔ Erzeugungsanlagen-Regler ↔ Erzeugungseinheit) zu bewerten.

6457 Ebenfalls sind in diesem Zuge die Einstellbereiche der Gradienten bzw. das vorgegebene Konzept zur
6458 Umsetzung der Anforderungen an die Gradienten zu bewerten.

6459 Beim Einsatz von Speichern ist das Konzept zur Umsetzung der technisch-bilanziellen Anforderungen
6460 (siehe 8.10.2) darzustellen und zu bewerten.

6461 Weiterhin ist das Konzept zur Umsetzung der Priorisierungsanforderungen aus 8.1 für die Erzeugungsanlage
6462 zu bewerten.

6463 Das Konzept zur Umsetzung einer $P_{AV,E}$ -Überwachung nach FNN-Hinweis „ $P_{AV,E}$ – Überwachung bei
6464 Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ [31] ist (ggf. unter Berücksichtigung entsprechender Nach-
6465 weise im Komponentenzertifikat) zu bewerten, sofern dieses mit dem Netzbetreiber vereinbart wurde.

6466 **11.4.14 Netzsicherheitsmanagement**

6467 Im Anlagenzertifikat ist auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten die Anforderungen an die
6468 Erzeugungsanlagen erfüllt werden. Das Konzept zur Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe ist inklusive der
6469 notwendigen Kommunikationsverbindungen mit Beschreibung aller Schnittstellen (z. B. Netzbetreiber-
6470 sollwert ↔ Erzeugungsanlagen-Regler ↔ Erzeugungseinheit) schematisch darzustellen. Bei Mischanlagen ist
6471 das zugehörige Mess- oder Fernsteuerkonzept auszuweisen und zu plausibilisieren. Eine Umsetzung der
6472 Leistungsreduzierung direkt an den Erzeugungseinheiten in Mischanlagen ist dabei zur Erfüllung der Anfor-
6473 derung ausreichend. Dann kann die Bewertung an einem Messpunkt innerhalb des Kundennetzes erfolgen.

6474 Das Konzept zur Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe bei zeitlich sich überschneidenden Wertevorgaben
6475 durch den Netzbetreiber und durch Dritte (z. B. Direktvermarkter) ist darzustellen und zu bewerten. Es ist
6476 jeweils die betragsmäßig kleinste Wirkleistungsvorgabe durch die Erzeugungsanlage umzusetzen.

6477 Weiterhin ist zu überprüfen, dass die Wirkleistungsschnittstellen für den Netzbetreiber und für Dritte getrennt
6478 ausgeführt werden und die Aufrufe durch den Netzbetreiber und durch Dritte für mindestens 18 Monate mit
6479 Zeitpunkt, Dauer und Höhe der vorgegebenen Wirkleistung für die Erzeugungsanlage archiviert werden.

6480 Der Nachweis der Umsetzung einer Leistungsvorgabe des Netzbetreibers für die Erzeugungsanlage im Bereich
6481 $0\% P_{b\ inst}$ bis $100\% P_{b\ inst}$ mit einer Auflösung von 1- %-Schritten ist im Zuge der Erstellung des Anlagen-
6482 zertifikats zu erbringen.

6483 Darüber hinaus ist die technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage auszuweisen, bei der die Erzeu-
6484 gungsanlage noch am Netz verbleiben kann.

6485 Im Anlagenzertifikat ist weiterhin die theoretisch zu erwartende Regelabweichung der Wirkleistung bei
6486 Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt auszuweisen und zu bewerten.

6487 **11.4.15 Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)**

6488 Der Nachweis ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen.

6489 Die Einhaltung der Priorisierungsvorgaben nach 8.1 ist insbesondere bei Über- / Unterfrequenzereignissen mit
6490 zeitgleich anstehenden Wirkleistungsvorgaben durch Netzbetreiber (Netzsicherheitsmanagement) und/oder
6491 durch Dritte (z. B. Direktvermarkter) zu prüfen.

6492 **11.4.16 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage**

6493 Aus den Angaben der Einheitenzertifikate zu den Kurzschlussstrombeiträgen der Erzeugungseinheiten, den
6494 Impedanzen zwischen den Erzeugungseinheiten und dem Netzanschlusspunkt und der Parametrierung der
6495 Erzeugungseinheiten hinsichtlich Blindstrombeitrag im Fehlerfall ist die Höhe des Kurzschlussstrombeitrags
6496 der Erzeugungsanlage für symmetrische und unsymmetrische Fehler bei Fehlereintritt am Netzanschlusspunkt
6497 mittels Berechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) nach folgenden Maßgaben für folgende Größen auszu-
6498 weisen:

6499 – Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_K'' ;

6500 – Stoßkurzschlussstrom i_p ;

6501 – Dauer-Kurzschlusswechselstrom I_{KE} .

6502 **11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen**

6503 Im Rahmen des Anlagenzertifikats ist das gesamte Schutzkonzept der Erzeugungsanlage zu überprüfen. Die
6504 Vorgaben des Netzbetreibers für die Kurzschlusschutz- und Entkupplungsschutzeinrichtungen des
6505 Anschlussnehmers, die relevanten Einstellungen der Netzschutzeinrichtungen sowie der Eigenschutz der
6506 Erzeugungsanlage bzw. -einheit müssen berücksichtigt sein. Darüber hinaus ist zu beachten, dass aus den
6507 Einstellvorgaben für die Entkupplungsschutzeinrichtungen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit
6508 keine Anforderungen an das Vermögen der Erzeugungsanlage bzw. Erzeugungseinheit hinsichtlich der
6509 statischen Spannungshaltung und der O-/UVRT-Robustheit abgeleitet werden können.

6510 Es ist nachzuweisen, dass

6511 – die vom Netzbetreiber vorgegebenen Kurzschluss- und Entkupplungsschutzfunktionen vorgesehen sind
6512 und die entsprechenden Werte eingestellt werden können, wobei das Übersetzungsverhältnis der Maschi-
6513 nentransformatoren bei der Bewertung der Einstellbarkeit der Schutzfunktionen zu berücksichtigen ist;

6514 – ein durchgängiges Reserveschutzkonzept für die Erzeugungsanlage vorgesehen wurde;

6515 – der Eigenschutz der Erzeugungseinheiten und die weiteren nicht durch den Netzbetreiber vorgegebenen
6516 Schutzeinrichtungen (z. B. Überstromzeitschutz an den Maschinentransformatoren) nicht die in dieser
6517 VDE-Anwendungsregel beschriebenen Anforderungen hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und
6518 der O-/UVRT-Robustheit der Erzeugungsanlage unterlaufen;

6519 – sprunghafte Spannungsänderungen nach 10.2.4 nicht zu einer Auslösung des Schutzes an der
6520 Erzeugungseinheit führen;

6521 – für alle Kurzschlusschutz- und Entkupplungsschutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Vorrichtungen
6522 wie z. B. Prüfklemmenleisten vorgesehen wurden, um Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von Drähten
6523 zu ermöglichen (der Nachweis der Prüfklemmenleisten an den Erzeugungseinheiten ist im Zuge der
6524 Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den
6525 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat
6526 erfolgen);

6527 – die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie versorgt
6528 werden (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu
6529 erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkupplungsschutz an den Erzeu-
6530 gungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen);

6531 – ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt zum unverzügerten
6532 Auslösen des Leistungsschalters führt (der Nachweis für die Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstel-
6533 lung des Einheitenzertifikats zu erbringen; beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den

- 6534 Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat
6535 erfolgen);
- 6536 – die Funktionsfähigkeit der Schutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der
6537 Anlagenkonfiguration (z. B. automatische Spannungsregelung Netztransformator, Stufung Maschinen-
6538 transformatoren) sichergestellt ist;
- 6539 – die folgenden Überwachungsfunktionen für die Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt vorgesehen
6540 sind und bei Ansprechen zum Auslösen des zugeordneten Schalters führen: Selbstüberwachung der
6541 Schutzeinrichtungen (Life-Kontakt); Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten
6542 Entkopplungsschutz; Ausfallerkennung der Steuerspannung für die Auslösung des Leistungsschalters;
- 6543 – die Funktionsfähigkeit der Schutzeinrichtungen an den Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der
6544 Anlagenkonfiguration (z. B. automatische Spannungsregelung Netztransformator, Stufung Maschinen-
6545 transformatoren) sichergestellt ist;
- 6546 – die vorgesehenen Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt die geforderten Genauigkeiten (z. B.
6547 hinsichtlich Rückfallverhältnis und Messgenauigkeit) und Einstellbereiche einhalten (der Nachweis für die
6548 Erzeugungseinheiten ist im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu erbringen; beim Einsatz eines
6549 zwischengelagerten Schutzes für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten muss der
6550 Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen);
- 6551 – im Falle der Nutzung eines integrierten Schutzes in den Erzeugungseinheiten, dieser autark von
6552 Steuerungsfunktionen arbeitet (nur soweit diese Anforderung im Einheitenzertifikat nicht ausgewiesen
6553 wurde, ansonsten reicht der Bezug auf das Einheitenzertifikat);
- 6554 – die Funktionsfähigkeit der Entkopplungsschutzeinrichtungen der Erzeugungseinheiten bzw. des zwischen-
6555 gelagerten Schutzes, einschließlich notwendiger Hilfseinrichtungen, in dem in Bild 4 geforderten
6556 Spannungsbereich (der sich auf den Netzanschlusspunkt bezieht) unter Berücksichtigung der
6557 Anlagenkonfiguration (z. B. Stufung Maschinentransformator) sichergestellt ist;
- 6558 – der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungs-
6559 kette) im Rahmen der Einheitenzertifizierung bereits erfolgt ist. Andernfalls muss diese Prüfung im
6560 Rahmen der Inbetriebsetzung nach 11.5 erfolgen.
- 6561 Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Einstellung des Spannungssteigerungs- und Span-
6562 nungsrückgangsschutzes an den Erzeugungseinheiten bzw. am zwischengelagerten Schutz sind im Rahmen der
6563 Erstellung des Anlagenzertifikats durch die Zertifizierungsstelle zu bewerten. In Abstimmung mit dem Netzbe-
6564 treiber ist die Schutzeinstellung ggf. anzupassen. Die Schutzeinstellung darf dabei die Anforderungen hinsicht-
6565 lich der Blindleistungsbereitstellung nicht einschränken (siehe auch 11.4.11).
- 6566 Außerdem sind die Schutzeinstellwerte am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten bzw. am
6567 zwischengelagerten Schutz für den gesamten, vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungsbereich bei
6568 Erreichen der Spannungsbandgrenzen (93,5 kV und 127 kV) am Netzanschlusspunkt zu bewerten.

6569 **11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung**

6570 Es ist im Anlagenzertifikat nachzuweisen, dass:

- 6571 a) eine Zuschaltung der Erzeugungsanlagen und der Erzeugungseinheiten möglich ist, wenn die Spannung
6572 am Netzanschlusspunkt zwischen $90\% U_n$ und $110\% U_n$ (kleinster Wert der verketteten Spannungen)
6573 und die Frequenz zwischen 47,5 Hz und 51 Hz liegt, wobei die Erzeugungseinheiten die Fähigkeit
6574 aufweisen müssen, in diesem gesamten Spannungs- und Frequenzbereich zuschalten zu können und bei
6575 ausreichendem Primärenergiedargebot auch in der Lage sein müssen, Leistung in das Netz einzuspeisen;
- 6576 b) eine automatische Wiederschaltung der Erzeugungsanlage nach Auslösung des Kurzschluss- oder
6577 Entkopplungsschutzes in der Übergabestation nicht erfolgt;
- 6578 c) eine Wiederschaltung der Erzeugungseinheiten nach Auslösung des Entkopplungsschutzes an der
6579 Erzeugungseinheit nur dann erfolgt, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt mindestens $95\% U_n$
6580 beträgt (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz liegt;
- 6581 d) bei Vorliegen der Voraussetzungen nach c) eine Verzögerungszeit für die Wiederschaltung zwischen
6582 0 Minuten und 30 Minuten einstellbar ist.

6583 ANMERKUNG Die Bewertung der Leistungssteigerung am Netzanschlusspunkt nach Zuschaltung oder Wiedereinschaltung
6584 entsprechend der Vorgaben nach 10.2.5 ist bereits in 11.4.13 beschrieben.

6585 Für die Zuschaltung und Wiedereinschaltung der Erzeugungseinheit nach Schutzauslösung ist die Auswertung
6586 der Frequenz netzseitig am Leistungsschalter der Erzeugungseinheit maßgeblich (nicht notwendigerweise am
6587 Netzanschlusspunkt). Die Auswertung der Spannung muss am Netzanschlusspunkt erfolgen. Insofern ist im
6588 Anlagenzertifikat auszuweisen, wie und mit welchen Komponenten die Einbindung der Spannung in das
6589 Zuschaltkonzept der Erzeugungseinheiten erfolgt.

6590 Bei der Zuschaltung von direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongeneratoren und doppelt gespeisten
6591 Asynchronmaschinen ist im Anlagenzertifikat ein entsprechendes Konzept zur Synchronisierung auszuweisen
6592 und es sind die konkreten Synchronisierungsbedingungen für Δu , Δf und $\Delta \varphi$ zu benennen.

6593 Wenn die Einhaltung der Anforderungen a), c) und d) bereits im Einheitszertifikat oder im Komponentenzertifikat
6594 des EZA-Reglers nachgewiesen wurde, müssen diese Anforderungen nicht mehr im Anlagenzertifikat
6595 bewertet werden. Es reicht ein Verweis auf das Einheitszertifikat bzw. auf das Komponentenzertifikat. Die
6596 Einhaltung der Anforderung b) ist in jedem Fall im Anlagenzertifikat zu bewerten.

6597 **11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung**

6598 Der Test ist erfolgreich bestanden, wenn die Erzeugungsanlage

6599 entweder

6600 – erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für 2 Stunden
6601 nachgewiesen wurde und anschließend die Resynchronisierung erfolgreich abgeschlossen wurde

6602 oder

6603 – innerhalb von höchstens 15 Minuten nach Wiedereinschalten die Wirkleistungseinspeisung wieder aufge-
6604 nommen hat.

6605 Der Test wird bei $P_{AV, E}$ im Blindleistungsarbeitspunkt entsprechend der aktuellen Betriebsvorgabe des Netzbe-
6606 treibers nach 10.2.2.5 durchgeführt.

6607 Auf diesen Nachweis kann verzichtet werden, wenn diese Funktion im Zuge der Einheitszertifizierung für alle
6608 verbauten Erzeugungseinheiten nachgewiesen wurde.

6609 **11.4.20 Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung**

6610 Die Einhaltung der Anforderungen an die Bereitstellung von Primärregelleistung ist im Einheitszertifikat
6611 nachzuweisen.

6612 Die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage zur Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserve ist über den
6613 Nachweis nach 11.4.13 und 11.4.14 erbracht. Die korrekte Ausführung der Kommunikationsanbindung zum
6614 Netzbetreiber wird im Zuge der Präqualifikation geprüft.

6615 **11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung**

6616 **Übergabestation**

6617 Im Anlagenzertifikat ist das Konzept der Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung in der Übergabestation
6618 nach 6.3.2 auszuweisen und zu bewerten.

6619 Die Dimensionierung der Batterieanlagen muss so erfolgen, dass alle Kommunikations-, Schutz-, Sekundär-
6620 und Hilfseinrichtungen für den Betrieb der Übergabestation inklusive der Zähl- und Messeinrichtungen
6621 mindestens 8 Stunden bei Ausfall der Netzspannung weiter betrieben werden können. Wesentlicher Bestand-
6622 teil des Konzepts ist eine Berechnung des Hilfsenergiebedarfs, die Dimensionierung der Batterie und der
6623 Nachweis der maximalen Überbrückungszeit.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6624 Bei Ausfall der Hilfsenergieversorgung für die Schutzeinrichtungen muss es zu einer Auslösung des Übergabe-
6625 schalters (Leistungsschalter oder zzgl. Leistungstrennschalter) kommen.

6626 Es ist weiterhin zu überprüfen, dass der EZA-Regler aus einer Batterie-/USV-Anlage versorgt wird.

6627 Erzeugungseinheiten

6628 Die Nachweise der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung für mindestens 5 Sekunden und der unver-
6629 zögerten Auslösung bei Ausfall der Hilfsenergie sind im Zuge der Erstellung des Einheitenzertifikats zu
6630 erbringen. Beim Einsatz eines zwischengelagerten Schutzes für den Entkupplungsschutz an den Erzeugungs-
6631 einheiten muss der Nachweis jedoch im Komponentenzertifikat erfolgen.

6632 11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen

6633 Die Einhaltung der Anforderungen wird im Einheitenzertifikat im Abschnitt O-/UVRT-Robustheit nachgewiesen.

6634 11.4.23 EZA-Modell und Genauigkeit

6635 Für die Berechnungen/Simulation im Zuge der Anlagenzertifizierung sind die validierten Modelle nach 11.2.7
6636 und 11.3.6 zu verwenden.

6637 Soweit der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber ein aggregiertes Simulationsmodell der Erzeugungsanlage
6638 verlangt, ist ein Modell nach 10.6 zu erstellen und die Genauigkeit gegenüber dem nach 11.4 für die
6639 Anlagenzertifizierung verwendeten Simulationsmodell auszuweisen. Wenn erforderlich, können die nach
6640 10.6.2 geforderten Funktionen in mehreren Modellen abgebildet werden.

6641 11.4.24 Nachtrag zum Anlagenzertifikat

6642 Ergeben sich bei der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage Abweichungen zum Anlagenzertifikat (z. B.
6643 andere tatsächlich verbaute Kabellängen und -querschnitte, andere Stufung der Maschinentransformatoren
6644 usw., siehe 11.4) ist die Einhaltung der Anforderungen dieser Anwendungsregel durch einen Nachtrag zum
6645 Anlagenzertifikat nachzuweisen.

6646 11.5 Inbetriebsetzungsphase

6647 11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation

6648 Die Inbetriebsetzung erfolgt nach 4.3.

6649 Mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll der Übergabestation (siehe E.5) wird unter anderem bestätigt, dass die
6650 Übergabestation der Ausführungsplanung und den Vorgaben des Netzbetreibers entspricht. Wesentliche
6651 Bestandteile des Inbetriebsetzungsprotokolls sind auch die darin aufgeführten weiterführenden Protokolle und
6652 Nachweise (z. B. Schutzprüfprotokolle).

6653 Im Zuge der Inbetriebsetzung der Übergabestation ist die Prüfung des übergeordneten Entkupplungsschutzes
6654 durchzuführen (siehe 4.2.5). Folgende Überprüfungen sind erforderlich:

- 6655 – Prüfung der Strom- und Spannungswandler;
- 6656 – Vorhandensein und Anschaltung der Prüfklemmleiste;
- 6657 – Funktionsprüfung der Schutzeinrichtung, vorzugsweise ist diese Prüfung mit Sekundärgrößen durch-
6658 zuführen; Nachweis, dass die Einstellvorgaben aus dem Datenabfragebogen des Netzbetreibers E.7
6659 umgesetzt wurden;
- 6660 – messtechnischer Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Prüfung der Gesamt-
6661 wirkungskette);
- 6662 – Prüfung des unverzögerten Auslösens des Kuppelschalters der Erzeugungsanlage bei Ausfall der Hilfs-
6663 energie der Schutzeinrichtungen sowie Prüfung der Überwachungsfunktionen nach 6.3.3.3 und 10.3.1;
- 6664 – Überprüfung der Dimensionierung der USV;

6665 – Erstellung von Schutzprüfprotokollen

6666 **11.5.2 Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten**

6667 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage erfolgt nach den in 4.4, Bild 1,
6668 dargestellten Phasen mit den dort aufgeführten Nachweisen. Die Untersetzung dieser Darstellung mit den
6669 konkret zu erfolgenden Prüfungen und Nachweisen erfolgt nach 11.5.2 bis 11.5.6.

6670 Die Inbetriebsetzung der Übergabestation nach 4.3 ist Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der einzelnen
6671 Erzeugungseinheiten.

6672 Über die Inbetriebsetzung jeder einzelnen Erzeugungseinheit ist durch den Anlagenbetreiber ein Protokoll
6673 anzufertigen (in der Regel Vordruck des Netzbetreibers, ansonsten siehe Vordruck E.8). Das ausgefüllte Inbe-
6674 triebsetzungsprotokoll verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist zum Nachweis der durchgeführten Prüfungen
6675 aufzubewahren. Dem Netzbetreiber ist eine Kopie auszuhändigen. Der Netzbetreiber entscheidet eigen-
6676 ständig, ob er an der vom Anlagenbetreiber terminierten Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten teilnimmt.

6677 Mit der Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten ist der messtechnische Nachweis der Einstellwerte und
6678 Funktionsweise der Entkopplungs- und Kurzschlusschutzeinrichtungen (Schutzprüfung) inkl. des messtech-
6679 nischen Nachweises der Gesamtausschaltzeit von Entkopplungsschutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungs-
6680 kette) und der Einstellungen entsprechend der Netzbetreibervorgaben in Verbindung mit den Angaben aus
6681 dem Anlagenzertifikat, insbesondere zur O-/UVRT-Robustheit zu erbringen. Sofern der messtechnische
6682 Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Entkopplungsschutz und Schaltgerät im Rahmen der Einheiten-
6683 zertifizierung erbracht wurde, ist eine Funktionsprüfung im Rahmen der Inbetriebsetzung ausreichend, solange
6684 der gleiche Entkopplungsschutz und die gleichen Schaltgeräte verbaut wurden. Außerdem muss die Regelung
6685 der Wirkleistungsabgabe nach Vorgabe des Netzbetreibers mit Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit
6686 sichergestellt sein. Dazu ist vom Netzbetreiber eine Funktionsprüfung bis zum Empfangsgerät in der Kunden-
6687 anlage und vom Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer vom Empfangsgerät bis zur Erzeugungseinheit vorzu-
6688 nehmen, so dass eine Leistungsreduzierung nachvollzogen werden kann.

6689 Mit dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.8 wird bestätigt, dass die jeweilige Erzeugungseinheit den Vorgaben des
6690 Netzbetreibers und dem Anlagenzertifikat entspricht.

6691 **11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung**

6692 **11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage**

6693 Bei der Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage handelt es sich insbesondere um Funktions-
6694 prüfungen, die erst durchgeführt werden können, wenn die gesamte Erzeugungsanlage in Betrieb ist. Hierzu
6695 gehören insbesondere die Prüfung der Wirkleistungssteuerung und der Blindleistungsregelung für die
6696 Erzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber.

6697 Die Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage erfolgt nach Inbetriebsetzung der einzelnen Erzeu-
6698 gungseinheiten. Können einzelne Erzeugungseinheiten zeitlich erst deutlich nach den ersten Erzeugungs-
6699 einheiten in Betrieb genommen werden (Zeitraum > 4 Wochen), erfolgen – in Abstimmung mit dem Netzbe-
6700 treiber – trotzdem bereits die Prüfungen und Nachweise für die bis dahin errichtete Erzeugungsanlage.
6701 Gegebenenfalls müssen dann nach Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten Prüfungen wiederholt werden.

6702 Ziel der Funktionsprüfungen ist der Nachweis der Funktionstüchtigkeit der gesamten Wirkungskette von der
6703 Übergabestation bis zur Erzeugungseinheit, die vom Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer vorgenommen wird. Es
6704 ist außerdem eine Funktionsprüfung (ggf. mit den Reaktionszeiten) von der netzführenden Stelle des Netzbe-
6705 treibers bis in die Übergabestation durch den Anlagenerrichter/Inbetriebsetzer, gemeinsam mit dem Netzbetrei-
6706 ber vorzunehmen. In diesem Fall ist eine gesonderte Prüfung von der Übergabestation bis zur Erzeugungs-
6707 einheit inkludiert.

6708 Zur Durchführung der Prüfungen an der Erzeugungsanlage sollten mindestens 20 % P_{inst} tatsächlich erzeugt
6709 werden.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6710 Der Nachweis ist in Form eines gemeinsamen Funktionsprüfprotokolls Netzbetreiber/Anlagenbetreiber
6711 (Inbetriebsetzungsprotokoll der Erzeugungsanlage) zu dokumentieren. Alternativ kann der Netzbetreiber in
6712 Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber die Funktionsprüfung eigenständig von fern durchführen und proto-
6713 kollieren. Der Anlagenbetreiber erhält eine Kopie des Protokolls.

6714 ANMERKUNG 1 Sollte bei der Inbetriebsetzung die Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber nicht möglich sein (z. B.
6715 keine Hardware vor Ort, schriftliche Absage der Prüfung durch den Netzbetreiber) ist dies zu dokumentieren. Wenn bei
6716 einer zu prüfenden Funktion keine Signalübertragung vom Netzbetreiber notwendig ist (z. B. $Q(U)$ -Kennlinie ohne fernwirk-
6717 technische Verschiebung der Referenzspannung), kann der Anlagenbetreiber in Absprache mit dem Netzbetreiber diese
6718 Funktion selbst prüfen und protokollieren.

6719 ANMERKUNG 2 Sollte bei der Inbetriebsetzung die Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber (Prüfung der Gesamt-
6720 wirkungskette) nicht möglich sein (z. B. keine Hardware vor Ort, schriftliche Absage der Prüfung durch den Netzbetreiber)
6721 ist dies zu dokumentieren. Wenn nach schriftlicher Aufforderung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber, innerhalb
6722 von 4 Wochen nach Zuschaltung der EZA kein Termin für eine Prüfung der Gesamtwirkungskette zustande kommt, kann
6723 diese von der Übergabestation bis zu den Erzeugungseinheiten ohne die fernwirktechnische Vorgabe des Netzbetreibers
6724 akzeptiert werden. Dafür ist in der FWA die Schnittstelle zum Netzbetreiber zu simulieren und die Ergebnisse des Rege-
6725 lungstests zu dokumentieren. Alternativ sollte die Prüfung der Gesamtwirkungskette unter organisatorischer Verantwortung
6726 des Netzbetreibers nachgeholt werden. Die Ausstellung der Konformitätserklärung ist auch in diesen Fällen zulässig.

6727 Im Rahmen dieser Funktionsprüfungen ist nachfolgender Mindestumfang zu prüfen.

6728 **Wirkleistung**

- 6729 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Vorgabe unterschiedlicher Befehle für die Wirkleistungs-
6730 steuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers (Vorgaben zur Leistungsreduzierung und zur
6731 Wiederfreigabe der Leistungseinschränkung); bei fernwirktechnischer Anbindung der Übergabestation an
6732 das Netzleitsystem des Netzbetreibers, dokumentiert der Netzbetreiber die Messwerte in seiner netzfüh-
6733 renden Stelle;
- 6734 – Die Funktionsprüfung wird für jeden Primärenergieträger gesondert durchgeführt (sofern an einer Über-
6735 gabestation mehrere Primärenergieträger angeschlossen sind);
- 6736 – Prüfung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Prozessdatenumfangs (siehe Tabellen C.2 und E.7).

6737 **Blindleistung**

6738 Es erfolgt ausschließlich die Prüfung der vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren für die Blindleistungs-
6739 bereitstellung.

- 6740 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage
 - 6741 • hinsichtlich der Einhaltung der vorgegebenen Kennlinie oder des vorgegebenen Festwerts; hierbei
6742 Auswertung aufgezeichneter Betriebsmesswerte über einen bestimmten Zeitraum (mindestens
6743 7 Tage) anhand von Messdaten aus dem EZA-Regler;
 - 6744 • auf veränderte Sollwertvorgaben durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers bei fernwirk-
6745 technischer Anbindung der Übergabestation an die netzführende Stelle des Netzbetreibers. Hierbei
6746 quantitative Auswertung der Betriebsmesswerte durch den Netzbetreiber;
 - 6747 • auf die Umschaltung zwischen verschiedenen Verfahren der Blindleistungsbereitstellung durch die
6748 netzführende Stelle des Netzbetreibers. Hierbei quantitative Auswertung der Betriebsmesswerte (nur
6749 erforderlich, wenn der Netzbetreiber mehrere Verfahren vorgegeben hat und die Übergabestation
6750 fernwirktechnisch an die netzführende Stelle des Netzbetreibers angebunden ist);
- 6751 – Prüfung des vom Netzbetreiber vorgegebenen Prozessdatenumfangs (siehe Tabellen C.2 und E.7);
- 6752 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall des Vorgabewerts;
- 6753 – Prüfung der Reaktion der Erzeugungsanlage bei Ausfall der Kommunikation zwischen zentralem EZA-
6754 Regler und der EZE.

6755 Die Prüfungen zur Blindleistungsbereitstellung sind bei der zum Zeitpunkt der Prüfung vorhandenen Netzspan-
6756 nung durchzuführen.

6757 Bei der Durchführung der Prüfungen ist vom Netzbetreiber darauf zu achten, dass die von ihm vorgegebenen
6758 Blindleistungsänderungen nicht zu Spannungsbandverletzungen führen.

6759 **Nachweis der (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit und der Schwarzstartfähigkeit**

6760 Bei entsprechendem Vermögen der Erzeugungsanlage sind mit dem Netzbetreiber die Details der praktischen
6761 Prüfung abzustimmen.

6762 **Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren**

6763 Die Beschreibung der zusätzlich erforderlichen Prüfungen erfolgt nach 11.6.3

6764 **11.5.3.2 Inbetriebsetzungserklärung**

6765 Auf Basis der vorliegenden Inbetriebsetzungsprotokolle, ggf. ergänzt um Funktions- und Messprotokolle,
6766 erstellt der Anlagenbetreiber oder eine von Ihm beauftragte qualifizierte Stelle (z. B. Gutachter, Hersteller,
6767 Betriebsführer, Inspektionsstellen, Zertifizierungsstelle) eine Inbetriebsetzungserklärung für die Erzeugungs-
6768 anlage (siehe E.9). Die Inbetriebsetzungserklärung enthält eine vollständige Dokumentation der Inbetrieb-
6769 setzung sowie der errichteten Erzeugungsanlage.

6770 Die Inbetriebsetzungserklärung muss inhaltlich derart begründet und fachlich nachvollziehbar sein, dass der
6771 Zertifizierungsstelle (Aussteller der Konformitätserklärung) hinsichtlich der zu bestätigenden Einhaltung der
6772 Anforderung eine eigene Überprüfung ermöglicht wird.

6773 In begründeten Fällen kann der Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung überprüft werden. Die Form und der
6774 Umfang der Überprüfung ist zwischen der Zertifizierungsstelle und dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklä-
6775 rung abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die die Kompetenz und das Vertrauen in die ausgestellten
6776 Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

6777 Im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung sind unter anderem die folgenden Punkte zu prüfen und zu
6778 dokumentieren und damit Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage:

6779 – Vollständiges Übersichtsschaltbild der Erzeugungsanlage inklusive Kurzschlusschutz- und Entkupp-
6780 lungsschutzeinrichtungen und zugehörige Schaltgeräte.

6781 – Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im
6782 Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Softwarestände).

6783 – Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer).

6784 – Die tatsächlich verbauten Betriebsmittel der Erzeugungsanlage, z. B. Typ und elektrische Kenndaten der
6785 Transformatoren.

6786 – Die Einstellungen der errichteten Erzeugungseinheiten und Komponenten auf Basis der Angaben aus
6787 dem Anlagenzertifikat und den Vorgaben aus dem Netzbetreiberabfragebogen (Einstellprotokolle der
6788 Erzeugungseinheiten und des EZA-Reglers, aus denen die Parametrierung hervorgeht; beispielhaft ist
6789 dies über einen Parameterauszug aus der jeweiligen Erzeugungseinheit oder des EZA-Reglers möglich)
6790 sowie Überprüfung der Stufenstellung der Maschinen-Transformatoren.

6791 – Im Fall einer rechnerischen Überschreitung von Oberschwingungen/Zwischenharmonischen im Anlagen-
6792 zertifikat ist der Zeitpunkt der Installation der Oberschwingungsmessung anzugeben (die Fristen nach
6793 11.4.7.4 sind zu beachten).

6794 – Funktionsprüfprotokolle und Messprotokolle zur Wirkleistungssteuerung und Blindleistungsregelung.

6795 – Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten.

6796 – Errichterbescheinigung des Anlagenerrichters, die bestätigt, dass die Erzeugungsanlage nach den Vor-
6797 gaben des Netzbetreibers errichtet und parametrierung wurde (in dem Fall, dass die Inbetriebsetzungserklä-
6798 rung durch den Hersteller der Erzeugungseinheiten erfolgt, kann eine Errichterbescheinigung entfallen).

6799 Eine vollständige Liste der Prüfpunkte ist in Abschnitt E.9 aufgeführt.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6800 Die ausgefüllte Inbetriebsetzungserklärung verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist dem Netzbetreiber in Kopie
6801 auszuhändigen. Der Netzbetreiber stellt dem Anlagenbetreiber eine vorübergehende Betriebserlaubnis aus
6802 (siehe Abschnitt E.14).

6803 11.5.4 Konformitätserklärung

6804 Auf Basis des Anlagenzertifikats und der durch den Betreiber der Erzeugungsanlage bereitgestellten Inbetrieb-
6805 setzungserklärung bestätigt eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 hierfür akkreditierte Zertifizierungsstelle die
6806 Konformität der errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und den
6807 Vorgaben des Netzbetreibers (Dokumentenprüfung, siehe Abschnitt E.10). In dem Zusammenhang werden
6808 keine prozessualen Anforderungen an die Form oder den Umfang der Konformitätserklärung gestellt. Somit
6809 muss die Konformitätserklärung nicht als akkreditierte Leistung von der Zertifizierungsstelle ausgestellt werden.

6810 Der Ersteller der Konformitätserklärung muss gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung unab-
6811 hängig sein (4-Augen-Prinzip).

6812 In begründeten Fällen kann der Ersteller der Konformitätserklärung überprüft werden. Die Form und der
6813 Umfang der Überprüfung ist zwischen den beteiligten Parteien abzustimmen. Aktuelle Qualitätsdokumente, die
6814 die Kompetenz und das Vertrauen in die ausgestellten Dokumente belegen, sind anzuerkennen.

6815 Im Rahmen der Konformitätserklärung sind die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen:

- 6816 – Die Erzeugungsanlage (Erzeugungseinheiten, Komponenten und Betriebsmittel usw.) wurde entspre-
6817 chend des Anlagenzertifikats und nach den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. Bei Abweichungen
6818 vom Anlagenzertifikat, sind diese im Rahmen der Konformitätserklärung von der Zertifizierungsstelle
6819 darzustellen und zu bewerten.
- 6820 – Die in der Inbetriebsetzungserklärung ausgewiesenen Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage
6821 stimmen vollständig mit dem Anlagenzertifikat, Einheitenzertifikat(en) und Komponentenzertifikat(en)
6822 überein.
- 6823 – Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung, die
6824 Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der
6825 Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.
- 6826 – Prüfung der Schutzprüfprotokolle.

6827 Der Konformitätserklärung ist die Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage einschließlich zugehöri-
6828 ger Protokolle und Nachweise beizufügen.

6829 Bei Abweichungen vom Anlagenzertifikat, sind diese im Rahmen der Konformitätserklärung von der Zertifizie-
6830 rungsstelle darzustellen und zu bewerten.

6831 Für das Einreichen der Konformitätserklärung beim Netzbetreiber gelten folgende Fristen:

- 6832 – 6 Monate nach Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage, jedoch spätestens
- 6833 – 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.

6834 Sofern eine Konformitätserklärung nicht fristgemäß beim Netzbetreiber eingereicht wird, erlischt die vorüber-
6835 gehende Betriebserlaubnis.

6836 Sollte der Zeitraum von 6 Monaten nach Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage für die Übergabe der Kon-
6837 formitätserklärung nicht sichergestellt werden können, sind für entsprechende Bauabschnitte Anlagenzerti-
6838 fikate beim Netzbetreiber einzureichen und die Konformitätserklärungen dann ebenfalls bauabschnittsweise zu
6839 übergeben. Die Erweiterung bzw. Anpassung bestehender Anlagenzertifikate ist zulässig.

6840 Der Nachweisprozess für die Errichtung der betriebsbereiten Erzeugungsanlage wird durch die Konformitäts-
6841 erklärung abgeschlossen. Damit endet auch der Überwachungsprozess des Anlagenzertifikats seitens der
6842 Zertifizierungsstelle. Danach kann der Regelbetrieb der Erzeugungsanlage aufgenommen werden. Der Netz-
6843 betreiber stellt dem Anlagenbetreiber eine Endgültige Betriebserlaubnis aus.

6844 **11.5.5 Betriebsphase**

6845 Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlagen, die wesentliche Aus-
6846 wirkungen auf das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt haben, dem Netzbetreiber mitzuteilen. In
6847 Abstimmung mit dem Netzbetreiber sind in diesem Fall ein neues Anlagenzertifikat sowie eine Ergänzung der
6848 Inbetriebsetzungserklärung und der Konformitätserklärung erforderlich. Einzelheiten hierzu sind in 11.4
6849 beschrieben.

6850 Relevante Änderungen an Erzeugungseinheiten oder Komponenten sind der Zertifizierungsstelle der entspre-
6851 chenden Einheit während der Dauer des Überwachungsprozesses durch den Hersteller mitzuteilen. Die
6852 Zertifizierungsstelle bewertet auf der Grundlage der vom Hersteller übergebenen Unterlagen und Erklärungen
6853 die Gültigkeit der entsprechenden Einheiten- bzw. Komponentenzertifikate.

6854 Wird ein Einheitenzertifikat zurückgezogen, so muss dieses durch die Zertifizierungsstelle öffentlich bekannt
6855 gemacht werden. Der Inhaber des Einheitenzertifikats ist in diesem Fall verpflichtet, die Anlagenbetreiber zu
6856 informieren, an welche die betroffenen Erzeugungseinheiten geliefert wurden. Der Anlagenbetreiber ist ver-
6857 pflichtet, den Netzbetreiber hierüber unter Nennung der Gründe zu unterrichten.

6858 Wenn der Anlagenbetreiber die folgenden Unterlagen alle vier Jahre erstellt und auf Verlangen beim Netzbe-
6859 treiber vorlegt, wird davon ausgegangen, dass der Artikel 41 des NC RfG Titel IV Kapitel 1 erfüllt ist:

- 6860 1) der zuletzt übermittelte Netzbetreiber-Abfragebogen E.7: Falls in der Betriebsphase Änderungen vom
6861 Netzbetreiber angefordert werden, müssen diese über die Zusendung eines aktualisierten E.7 Netzbe-
6862 treiber-Abfragebogens an den Anlagenbetreiber beschrieben werden;
- 6863 2) Schutzprüfprotokoll der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten;
- 6864 3) Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung der Sekundärtechnik der Übergabestation;
- 6865 4) die Funktionsweise der vom Netzbetreiber vorgegebenen Wirkleistungssteuerung, der Blindleistungs-
6866 bereitstellung und der Regelungsfunktion nach Abschnitt E.7 muss mindestens alle vier Jahre überprüft
6867 werden, sofern nicht im Rahmen des Netzbetriebs innerhalb dieses Zeitraums eine Nutzung dieser
6868 Funktionalitäten erfolgte. Die Überprüfung der Signalkette erfolgt in Zusammenarbeit mit und auf Anfor-
6869 derung des zuständigen Netzbetreibers;
- 6870 5) Einstellprotokoll der Erzeugungseinheiten und Komponenten nach 11.5.3.

6871 **11.5.6 Störende Rückwirkungen auf das Netz**

6872 Der Netzbetreiber kann auch nach erfolgter Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage eine Prüfung auf Einhal-
6873 tung der elektrischen Eigenschaften verlangen.

6874 Die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte bezüglich Netzzrückwirkungen ist in begründeten Fällen durch den
6875 Anlagenbetreiber mittels Messung nachzuweisen.

6876 Auch der Netzbetreiber kann eine Nachmessung der Oberschwingungen vornehmen lassen. Das ist insbeson-
6877 dere dann der Fall, wenn Rückwirkungen auftreten, die andere Anschlussnehmer unzulässig beeinflussen.

6878 **11.6 Einzelnachweisverfahren**

6879 **11.6.1 Allgemeines**

6880 Alternativ zu dem in 11.2 bis 11.5 beschriebenen Standard-Nachweisverfahren kann für den Nachweis der
6881 elektrischen Eigenschaften auch das Einzelnachweisverfahren gewählt werden.

6882 Bei der Anwendung des Einzelnachweisverfahrens sind als Nachweis der elektrischen Eigenschaften die
6883 Anforderungen nach 11.2, 11.3 und 11.4 einzuhalten, mit der Ausnahme des messtechnischen Nachweises
6884 der O-/UVRT-Robustheit nach 11.2 und der Nachweisführung für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung
6885 nach 11.2.10.1. Der Nachweis der O-/UVRT-Robustheit ist vor Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage
6886 rechnergestützt simulativ zu führen und anschließend durch Messung im Zuge der Inbetriebsetzung der
6887 Erzeugungsanlage sowie anhand von Aufzeichnungen des Störschreibers nach 6.4 in der Erzeugungseinheit
6888 und Aufzeichnung und Bewertung von realen Spannungseinbrüchen während des Betriebs der

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6889 Erzeugungsanlage über den in der Übergabestation installierten Störschreiber zu verifizieren. Der Nachweis
6890 der netzsicherheitsbasierten Primärregelung ist für die Nachweisführung im Einzelnachweisverfahren für ein
6891 Anlagenzertifikat C entsprechend der Ausführungen in 11.6.3 zu erbringen.

6892 Die Dokumentation des Nachweises der elektrischen Eigenschaften erfolgt beim Einzelnachweisverfahren
6893 durch:

- 6894 – Ausstellung eines Anlagenzertifikats C nach 11.6.2 und;
- 6895 – Ausstellung einer „Erweiterten Konformitätserklärung“ nach 11.6.3.

6896 Bei netzbildenden Anlagen, die sich an der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve beteiligen, sind die
6897 Besonderheiten bei der Nachweisführung nach FNN Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende
6898 Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [30] zu beachten.

6899 11.6.2 Anlagenzertifikat C

6900 Beim Einzelnachweisverfahren stellt ein Anlagenzertifizierer im Rahmen der Planung der Erzeugungsanlage
6901 ein Anlagenzertifikat C auf Basis der folgenden Unterlagen aus:

- 6902 – Ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zu den Erzeugungseinheiten;
- 6903 – Rechnerlauffähige, dynamische Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage, basierend auf Simulations-
6904 modellen der Erzeugungseinheiten und Komponenten;
- 6905 – Zertifikate bzw. Nachweise der in der Erzeugungsanlage verwendeten Komponenten;
- 6906 – Ausführliche Planungsunterlagen sowie Bestätigungen der Hersteller zur Erzeugungsanlage.

6907 Beim Einzelnachweisverfahren erfolgt der Nachweis für die Erzeugungsanlage über ein zweistufiges Verfah-
6908 ren, nämlich über ein Anlagenzertifikat C und über eine erweiterte Konformitätserklärung. Einheitenzertifikate
6909 sind dabei nicht zwingend erforderlich. Der Anschlussnehmer erbringt dann Nachweise in Form von Berech-
6910 nungen und Simulationen, dass alle Anforderungen dieser Anwendungsregel sowie alle projektspezifischen
6911 Vorgaben des Netzbetreibers eingehalten werden. Die Bewertung von Oberschwingungen und Zwischen-
6912 harmonischen erfolgt nach 11.4.7.4 auf Basis von Herstellererklärungen.

6913 Erst im Zuge der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgen messtechnische Untersuchungen zum
6914 stationären, quasistationären und zum dynamischen Verhalten der Erzeugungseinheiten/der Erzeugungs-
6915 anlage sowie zu Netzurückwirkungen. Die Auswertung der im Zusammenhang mit der Inbetriebsetzung
6916 durchgeführten Messungen dient unter anderem der Validierung des verwendeten Simulationsmodells insbe-
6917 sondere des Modells zur O-/UVRT-Robustheit. Die Konformitätsbewertung erfolgt unter anderem unter
6918 Nutzung des validierten Simulationsmodells in der erweiterten Konformitätserklärung. Die messtechnischen
6919 Untersuchungen zum dynamischen Verhalten der Erzeugungsanlage im Netzfehlerfall können also abwei-
6920 chend von der Methodik in 11.4.12 ohne FRT-Prüfeinrichtungen erfolgen.

6921 Sollten für die Plausibilisierung des Modells vor Inbetriebsetzung für die vorgesehenen Erzeugungseinheiten
6922 keine Messdaten einer Erzeugungseinheit aus der gleichen Produktfamilie vorhanden sein, die innerhalb der
6923 Übertragbarkeitsregeln nach 11.2.1 liegen, sind insbesondere die (Teil-)Modelle dieser Erzeugungseinheiten
6924 strukturell durch die Zertifizierungsstelle auf ihre Plausibilität hin zu überprüfen. Für die Plausibilisierung muss
6925 der Zertifizierungsstelle eine eigene fachliche Prüfung ermöglicht werden. Hierzu ist eine vollständige
6926 Modellbeschreibung mit allen Regelalgorithmen, Modellkomponenten und Schnittstellen zu erstellen. Die
6927 einzelnen Modellkomponenten und deren Verschaltungen müssen im Modell ersichtlich sein. Das Modell muss
6928 der tatsächlichen Erzeugungsanlage/Erzeugungseinheit in ihrem physikalischen Aufbau erkennbar nachgebil-
6929 det sein.

6930 Das Simulationsmodell muss in einer am Markt verfügbaren Netzberechnungssoftware ausführbar und damit
6931 in der Lage sein, die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage und der Erzeugungseinheit, die in dem
6932 Anlagenzertifikat C auf Konformität zu prüfen sind, als Simulation zu beschreiben. Das Simulationsmodell kann
6933 in mehrere, für die unterschiedlichen nachzuweisenden Eigenschaften spezifizierte Modelle aufgeteilt sein.

6934 Insbesondere muss mit dem Simulationsmodell die Mess- und Testsituation dargestellt werden können, um
6935 eine Parameteridentifikation und Verifikation des Simulationsmodells anhand der Messergebnisse durchführen
6936 zu können. Das Modell muss mindestens den Anforderungen nach 11.2.7 entsprechen.

6937 Die Voraussetzung für eine hinreichend genaue Bewertung der elektrischen Eigenschaften ist zudem ein
6938 detailliertes Simulationsmodell sämtlicher Komponenten, die einen nennenswerten Einfluss auf das Verhalten
6939 des Gesamtsystems haben.

6940 Alle festgelegten Anforderungen können nur als erfüllt oder nicht erfüllt bewertet werden. Bei nur ein-
6941 geschränkter Konformität kann kein Anlagenzertifikat C ausgestellt werden (mit der Ausnahme der Ober-
6942 schwingungen, siehe 11.4.7.4).

6943 Das Anlagenzertifikat C muss mindestens folgende Unterlagen beinhalten:

- 6944 – eine schematische Darstellung der Erzeugungsanlage unter Aufführung aller Erzeugungseinheiten und
6945 aller relevanten Betriebsmittel;
- 6946 – technische Daten der Erzeugungsanlage (mindestens eindeutige Typenbezeichnung der Erzeugungsein-
6947 heiten, der Komponenten, aller weiteren relevanten Betriebsmittel sowie des EZA-Reglers);
- 6948 – Unterlagen zu den für die Anlagenberechnung verwendeten Netzparametern und Schutzeinstellungen;
- 6949 – Aufstellung der verwendeten Herstellererklärungen;
- 6950 – für 11.4.2 bis 11.4.21 muss die positive Konformitätsbewertung nachvollziehbar dargestellt sein.

6951 Der Anschlussnehmer bzw. sein Beauftragter stellt der Zertifizierungsstelle möglichst vollständige Detail-
6952 Planungsdaten der Erzeugungsanlage inklusiver aller Komponenten- und Einheiten nachweise (Zertifikate,
6953 soweit vorhanden) zur Verfügung. Dies bezieht sich auf die vollständigen Auslegungsdaten der Netzanbindung
6954 und des Eigenbedarfs sowie insbesondere auf sämtliche Daten, die für die Beurteilung der Erfüllung der Netz-
6955 anschlussbedingungen erforderlich sind und umfasst z. B. die Parameter des Generators, der Spannungs-
6956 regelung samt Erregereinrichtung sowie die Parameter der Turbinenregelung bzw. Regelung der Antriebs-
6957 einheit, die als Basis für die Entwicklung eines Simulationsmodells erforderlich sind. Entsprechende Daten
6958 können aus Auslegungsberechnungen, Typ-Prüfungen, messtechnischen Untersuchungen oder anderweitig
6959 validierten Herstellerangaben entnommen werden. Für den Spannungsregler ist ein durch eine Zertifizierungs-
6960 stelle ausgestelltes Komponentenzertifikat erforderlich. Im Einzelnachweisverfahren ist ein Komponenten-
6961 zertifikat für den Spannungsregler dann nicht separat erforderlich, wenn das Gesamtsystem „Erzeugung-
6962 einheit mit diesem Spannungsregler“ bereits vermessen und das zugehörige Simulationsmodell validiert wurde.
6963 Es ist zu beachten, dass die vorgelegten Detail-Planungsdaten möglichst mit messtechnisch erfassten Daten
6964 aus anderen Projekten zu belegen sind, dass eine Plausibilisierung der Einheitenmodelle bzw. des Anlagen-
6965 modells hinreichend genau möglich ist.

6966 Auf Basis der verfügbaren Detail-Planungsdaten liefert der Anschlussnehmer ein vorläufiges Simulations-
6967 modell der Erzeugungsanlage. Dieses umfasst sämtliche Komponenten zur stationären und dynamischen
6968 Beschreibung der Erzeugungsanlage bei Änderungen der Führungsgrößen und relevanter Störgrößen. Das
6969 Simulationsmodell der Erzeugungseinheit muss unter anderem bei Erzeugungseinheiten vom Typ 1 den
6970 Polradwinkel ausweisen. Das Simulationsmodell der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage muss
6971 dabei die erforderliche Genauigkeit aufweisen, so dass ein Nachweis der geforderten Eigenschaften anhand
6972 des Simulationsmodells am Netzanschlusspunkt möglich ist.

6973 Das Anlagenzertifikat C muss mit Herstellerangaben und mit dem Simulationsmodell nachweisen, dass die
6974 Anforderungen nach 11.4.2 bis 11.4.22 eingehalten werden.

6975 Der Anschlussnehmer legt dem Netzbetreiber das Anlagenzertifikat C rechtzeitig vor Inbetriebsetzung der
6976 Übergabestation vor.

6977 Nach Vorlage des Anlagenzertifikats C und der Inbetriebsetzung der Übergabestation erteilt der Netzbetreiber
6978 die vorübergehende Betriebserlaubnis.

6979 **11.6.3 Inbetriebsetzung einer Erzeugungsanlage**

6980 Zusätzlich zu den in 11.5.3 genannten Prüfungen sind im Einzelnachweisverfahren die nachstehenden
6981 Anforderungen zu beachten.

6982 Voraussetzung für die Erstellung einer erweiterten Konformitätserklärung im Einzelnachweisverfahren ist eine
6983 Überprüfung des vorläufigen Simulationsmodells und damit einhergehend des Anlagenzertifikats C auf Basis

E VDE-AR-N 4120:2024-11

6984 eines durch Messungen an der betriebsbereiten Erzeugungseinheit bzw. Erzeugungsanlage aktualisierten
6985 Simulationsmodells.

6986 Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage erfolgt somit verbunden mit messtechnischen Untersuchungen
6987 zur Ermittlung der tatsächlichen Anlagendaten und darauf aufbauend eines validierten Einheiten- bzw.
6988 Anlagensimulationsmodells. Dem Netzbetreiber ist im Vorfeld der Tests eine Abschätzung der zu erwarteten
6989 Auswirkungen auf das Netz mitzuteilen. Der Netzbetreiber ist berechtigt, eine Anpassung der Tests zu
6990 verlangen, wenn unzulässige Netzurückwirkungen zu erwarten sind.

6991 Die Erlangung der erweiterten Konformitätserklärung im Einzelnachweisverfahren erfordert somit die folgenden
6992 zusätzlichen Messungen und Überprüfungen:

6993

6994 **Schritt 1:**

6995 Messungen und Tests zur Erstellung der angepassten Simulationsmodelle: Durchführung spezieller Tests und
6996 messtechnischer Untersuchungen an der betriebsbereiten Erzeugungsanlage sowie der Erzeugungseinheiten.
6997 Auswertung der Messungen einschließlich Parameteridentifikation bzgl. der für das Betriebsverhalten wesent-
6998 lichen Parameter (z. B. für Erzeugungseinheiten Typ 1: Generator, Spannungsregler/ Erregereinrichtung,
6999 Turbinenregelung usw.). Darauf aufbauend erfolgt dann die Aktualisierung der vorläufigen Einheiten- bzw.
7000 Erzeugungsanlagensimulationsmodelle (angepasste Simulationsmodelle).

7001 – Messung und Test zur Parameteridentifikation;

7002 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich dynamischer Netzstützung;

7003 – Einbau, Parametrierung und Inbetriebsetzung eines Störschreibers zur Erfassung der O-/UVRT-Robust-
7004 heit.

7005 Für den simulativen Nachweis der PRNB nach 10.2.5.4.2 für Typ-1-EZE ist ein Simulationsmodell ggf. inkl.
7006 EZA-Regler für den Wirkleistungspfad einer EZE, sowie falls erforderlich für die EZA zu erstellen (z. B. bei
7007 GuD-Anlagen). Eingangsgrößen sind dabei Leistungs- und Drehzahlabweichungen. Die Ausgangsgröße ist die
7008 mechanische Antriebsleistung. Der grundsätzliche Prüfaufbau ist in Bild 27 dargestellt. Er entspricht der
7009 Prüfstand-Nachweissituation, wobei im Unterschied hierzu die Last des Fiktiven Inselnetzes als konstant, d. h.
7010 Frequenz- und Spannungsunabhängig angenommen werden muss. Die Detailtiefe des Simulationsmodells ist
7011 dabei auf die Anforderungen der netzsicherheitsbasierten Primärregelung und der dabei einzuhaltenden
7012 Toleranzen im geschlossenen Regelkreis des Fiktiven Inselnetzes abzustellen. Die stationäre Beziehung der
7013 Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der wirksamen Frequenzabweichung oder des effektiven Leistungssoll-
7014 werts muss durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von 3 % bezogen auf den Nennwert der
7015 Leistung abgebildet werden. Dies gilt insbesondere auch für die Zwischengröße des Modells einer verallge-
7016 meinerten Ventilstellung (Turbinenventilstellung, Gashebelstellung, etc.).

7017 **Schritt 2:**

7018 Durchführung von Messungen an der vorläufig in Betrieb gesetzten Erzeugungsanlage zum Nachweis der
7019 Einhaltung der Netzanschlussregeln nach 11.2 und 11.4.

7020 – Messung und Bewertung aller Netzzrückwirkungen nach 11.4.6;

7021 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich der Anforderungen an den quasistationären Betrieb;

7022 – Messung und Bewertung des Vermögens hinsichtlich statischer Spannungshaltung.

7023 Die Ermittlung des statischen und dynamischen Wirkleistungsverhaltens der EZE bzw. EZA erfolgt durch Aus-
7024 wertung der Vermessung an der betriebsbereiten Anlage. Die Übereinstimmung von Modell und EZE bzw. EZA
7025 ist zu bewerten. Die messtechnische Ermittlung des $P(f)$ -Verhaltens für den Nachweis der netzsicherheits-
7026 basierten Primärregelung im Einzelnachweisverfahren erfolgt nach 11.2.10.1.

7027 **Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen**

7028 Es sind folgende Modellgenauigkeiten einzuhalten:

7029 1) Die stationäre Beziehung der Wirkleistungsabgabe in Abhängigkeit der wirksamen Frequenzabweichung
7030 oder des effektiven Leistungssollwerts muss durch das Simulationsmodell mit einer Genauigkeit von 3 %
7031 bezogen auf den Nennwert der Leistung abgebildet werden. Kommt ein PI-Leistungsregler zum Einsatz,
7032 so bezieht sich diese Anforderung auf das Ausgangssignal des Leistungsreglers. Ergänzend können
7033 weitere Größen wie eine Ventilstellung, Massenstrom, etc., die sich proportional zur Wirkleistung
7034 einstellen, in den Modellvergleich mit einbezogen werden.

7035 2) Die per Messung und Simulation ermittelte Hysterese (auch Umkehrspanne oder Unempfindlichkeit
7036 genannt) der Drehzahl bzw. Frequenzregelung darf im Modell bezogen auf den messtechnisch ermittelten
7037 Wert um maximal 10 % voneinander abweichen. Dies gilt nur wenn in der Messung eine Hysterese
7038 beobachtet werden konnte.

7039 ANMERKUNG 1 Im Rahmen der Anforderungen an die Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung nach
7040 10.5.3, Tabelle 13 wird die Unempfindlichkeit auch als „maximale Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen
7041 Wirkleistungsanpassung um den gemessenen Frequenzwert“ bezeichnet.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

7042 3) Für die Abweichung der Wirkleistungsabgabe verursacht durch einen Sollwertsprung der Frequenz-
7043 abweichung oder des effektiven Sollwerts gelten die Toleranzbänder der anzuwendenden Modellierungs-
7044 vorschrift (FGW TR4, Revision 10, Anhang E.5.2.1.1 oder der äquivalente Teil einer neueren Version bzw.
7045 anderen Modellierungsvorschrift).

7046 **Schritt 3:**

7047 Mittels der in Schritt 1 und Schritt 2 durchgeführten Versuche wird das Simulationsmodell überprüft und ggf.
7048 nachjustiert. Anschließend erfolgt die Validierung des Modells durch die Zertifizierungsstelle anhand der aufge-
7049 zeichneten Daten nach FGW TR 4 [11] und FGW TR 8 [10]. Die erfolgreiche Validierung wird durch ein Modell-
7050 zertifikat bestätigt. Mittels der im Schritt 2 erfassten tatsächlichen Netzurückwirkungen und des Wirk- und Blind-
7051 leistungsvermögens auf Basis der angepassten Simulationsmodelle erfolgt eine Überprüfung der elektrischen
7052 Eigenschaften der Erzeugungsanlage nach den Anforderungen in 11.4 durch Ausweisung in der erweiterten
7053 Konformitätserklärung nach 11.6.4 durch die Zertifizierungsstelle.

7054 Der simulative Nachweis der TAR-konformen PRNB erfolgt im Fiktiven Inselnetz ausgehend von festzulegen-
7055 den Anfangszuständen bei Nennfrequenz durch die Zuschaltung (Erzeugung einer negativen Frequenzabwei-
7056 chung) sowie Abschaltung bzw. Verminderung einer Last P_L (Erzeugung einer positiven Frequenzabweichung)
7057 mit $P_{L+} = P_L + \Delta P_L$ bzw. $P_{L-} = P_L - \Delta P_L$.

7058 Bei den durchzuführenden Prüfschritten ist nachzuweisen, dass die definierten Anforderungen mit Toleranzvor-
7059 gaben wie folgt eingehalten werden:

- 7060 1) Die genannten Frequenzgrenzen nach E7-Abfragebogen sind mit einer Abweichung von max. ± 100 mHz
7061 einzuhalten.
- 7062 2) Die Dämpfung des Einschwingvorgangs der Frequenz ist mit einer Toleranz von -10 % bezogen auf das
7063 minimale Dämpfungsmaß von 0,06 einzuhalten (somit $D_{sim} \geq 0,054$).

7064 **Festlegung von Ausgangsbetriebszuständen**

7065 Als Ausgangsbetriebszustand (AZ) der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Überfrequenzverhaltens sind
7066 die Werte von 100 % P_{rE} (AZ₁₀₀) und 75 % P_{rE} (AZ₇₅) zu wählen.

7067 Als Ausgangsbetriebszustand der Wirkleistungsabgabe für die Prüfung des Unterfrequenzverhaltens sind die
7068 Werte von 75 % P_{rE} (AZ₇₅) und technische Mindestleistung P_{min} (AZ_{min}) zu wählen. Der Wert der zu- bzw.
7069 abzuschaltenden Last P_{L+} und P_{L-} entspricht dem Betrag des unbeschränkten Stellbereichs der EZE nach
7070 Tabelle 8.

7071 **Prüfung der Dämpfung des geschlossenen Regelkreises**

7072 Ausgehend von einem stationären Zustand bei technischer Mindestleistung und geöffnetem Kuppelschalter
7073 zum Übertragungs- oder Verteilnetz wird die Last des Fiktiven Inselnetzes in Stufen erhöht. Die Stufen sind
7074 dabei so zu wählen, dass sie den Angaben in Tabelle 8 (Amplitude im unbeschränkten Stellbereich) entspre-
7075 chen. Die letzte Stufe ist so zu wählen, dass im eingeschwungenen Zustand P_{Emax} abzüglich der festgelegten
7076 Stufenamplitude nach Tabelle 8 erreicht wird. Anschließend wird die Last im Fiktiven Inselnetz in den entspre-
7077 chenden Stufen auf eine Stufe oberhalb der technischen Mindestlast reduziert. Vor dem Einbringen einer Stufe
7078 ist jeweils der eingeschwungene Zustand abzuwarten. Diese Prüfungen gelten als bestanden, wenn der
7079 Drehzahlverlauf des Prüflings jeweils die Anforderung an das Dämpfungsmaß $D \geq 0,06$ erfüllt.

7080 **Prüfung des Überfrequenzverhaltens**

7081 Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen AZ₁₀₀ und AZ₇₅ hat eine sprungförmige Last-
7082 abschaltung ΔP_L mindestens auf die technische Mindestleistung zu erfolgen maximal jedoch um 45% P_{binst} .
7083 Die Wirkleistungsabgabe und die Frequenz sind bzgl. Einschwingverhalten und stationärem Zustand laut den
7084 „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in diesem Abschnitt zu bewerten.

7085

7086 **Prüfung des Unterfrequenzverhaltens**

7087 Ausgehend von den festgelegten EZE/EZA-Betriebszuständen AZ_{75} und AZ_{\min} ist das Wirkleistungsverhalten
7088 bei sprungförmigen Lastzuschaltungen ΔP_L zu ermitteln. Die Lastzuschaltung ΔP_L soll so gewählt werden,
7089 dass bei der Laststufe ΔP_L die EZE-Antriebsnennleistung (stationär und dynamisch) nicht überschritten wird.
7090 Durch anschließende Aufhebung der Lastzuschaltung ΔP_L ist der Anfangszustand wiederherzustellen. Das
7091 Einschwingverhalten und der stationäre Zustand der Frequenz ist entsprechend den „Anforderungen an die
7092 Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in diesem Abschnitt zu bewerten.

7093 **Durchfahren eines Über- und Unterfrequenzbereichs**

7094 Ausgehend von dem festgelegten EZE/EZA-Betriebszustand AZ_{75} bei Nennfrequenz hat eine Lastzuschal-
7095 tung ΔP_L derart zu erfolgen, dass ein transienter Frequenzrückgang bis auf 47,5 Hz – 48,5 Hz entsteht. An-
7096 schließend ist nach Erreichen des stationären Zustands durch eine Lastreduktion eine Reaktion der Primärre-
7097 gelung innerhalb des Überfrequenzbereichs von 51,0 Hz bis 51,5 Hz zu initiieren, sowie anschließend nach
7098 erneutem Erreichen des stationären Zustands eine Rückführung des Systems in den Ausgangszustand durch
7099 Aufhebung der Laständerungen durchzuführen. Die Sprungantwort der mechanischen Antriebsleistung der
7100 EZE sowie der Frequenz ist jeweils bzgl. des Einschwingverhaltens und stationärem Zustand entsprechend
7101 den „Anforderungen an die Modellgenauigkeit und Toleranzen“ des Schritts 2 in diesem Abschnitt zu bewerten.
7102 Es ist weiterhin nachzuweisen, dass die Vorgaben der Sollwerte beim Durchfahren des PRNB-Totbandes
7103 stoßfrei erfolgen.

7104 Die Messungen (Schritte 1 bis 3) sind durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Prüflabor
7105 auszuführen oder durch die akkreditierte Zertifizierungsstelle zu begleiten.

7106 **11.6.4 Erweiterte Konformitätserklärung**

7107 In der Erweiterten Konformitätserklärung bestätigt eine akkreditierte Zertifizierungsstelle die Konformität der
7108 errichteten Erzeugungsanlage mit den Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und den Vorgaben des
7109 Netzbetreibers.

7110 Die erweiterte Konformitätserklärung besteht aus zwei Schritten. Zunächst sind von der Zertifizierungsstelle
7111 alle nach 11.5.4 beschriebenen Dokumentenprüfungen vorzunehmen. Für die Inbetriebsetzungserklärung
7112 einer Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren ist der Vordruck E.9 zu verwenden.

7113 Ist das Simulationsmodell im Zuge der Validierung anzupassen, sind die Simulationen nach 11.4 zu
7114 wiederholen und die Konformität mit den Anforderungen erneut zu bestätigen.

7115 Anhand der Inbetriebsetzungsmessungen für die Netzzrückwirkungen und der statischen Größen P und Q sind
7116 die entsprechenden Anforderungen nach 11.4 in der Konformitätserklärung zu bestätigen.

7117 Kann die erweiterte Konformitätserklärung mit allen in 11.6.3 aufgeführten Anforderungen ausgestellt werden,
7118 erteilt der Netzbetreiber die Endgültige Betriebserlaubnis.

7119 Für das Einreichen der erweiterten Konformitätserklärung beim Netzbetreiber gelten folgende Fristen:

- 7120 – 10 Monate nach Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage, jedoch spätestens
- 7121 – 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.

7122 Sofern eine erweiterte Konformitätserklärung nicht fristgemäß beim Netzbetreiber eingereicht wird, ist dieser
7123 berechtigt, die Anlage vom Netz zu trennen.

7124 Alle endgültigen Ergebnisse der Modellvalidierung sind in der erweiterten Konformitätserklärung nachzutragen.

7125 **11.6.5 Betrieb der Erzeugungsanlage**

7126 Die Erzeugungsanlage wird mit Hilfe des Störschreibers während des Betriebs überwacht. Der Störschreiber
7127 des Anlagenbetreibers muss halbjährlich ausgelesen und die Daten zur Überprüfung der Einhaltung der Anfor-

E VDE-AR-N 4120:2024-11

7128 derungen dieser VDE-Anwendungsregel an die Zertifizierungsstelle und auf Anforderung an den Netzbetreiber
7129 übermittelt werden.

7130 Die im Zuge der erweiterten Konformitätserklärung verwendeten Modelle sind erforderlichenfalls auf Basis der
7131 Auswertungen des Störschreibers zu überarbeiten und von der ausstellenden Zertifizierungsstelle zu über-
7132 prüfen. Sofern die Aufzeichnungen des Störschreibers die Konformität nicht bestätigt, räumt der Netzbetreiber
7133 eine angemessene Frist zur Nachbesserung ein. Anderenfalls endet der Überwachungszeitraum durch die
7134 Zertifizierungsstelle spätestens 5 Jahre nach Ausstellung der Konformitätserklärung bzw. 5 Jahre nach erfolg-
7135 ter Nachbesserung durch den Anschlussnehmer. Nach Maßgabe des Netzbetreibers kann der Überwachungs-
7136 zeitraum nach einer ausreichenden Zahl repräsentativer Netzereignisse mit jeweils positiver Bewertung der
7137 Konformität durch die Zertifizierungsstelle auch vorzeitig enden.

7138 Für den Störschreiber der Erzeugungsanlage im Einzelnachweisverfahren gelten bis zur Aufzeichnung des
7139 dritten relevanten Spannungseinbruchs gegenüber den allgemeinen Anforderungen nach Anhang F folgende
7140 erweiterte Anforderungen:

- 7141 – Abtastrate ≥ 10 kHz;
- 7142 – Kalibrierung durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Kalibrierlabor.

7143 Falls die vom Störschreiber aufgezeichneten Daten kritische Netzsituationen ergeben sollten, behält sich der
7144 Netzbetreiber die Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz vor.

7145 **12 Prototypen-Regelung**

7146 Ein Prototyp ist die erste Erzeugungseinheit eines Typs, der wesentliche technische Weiterentwicklungen oder
7147 Neuerungen aufweist, und alle weiteren Erzeugungseinheiten dieses Typs, die innerhalb von zwei Jahren nach
7148 der Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit dieses Typs in Betrieb gesetzt werden.

7149 ANMERKUNG 1 Diese Definition entspricht der Begriffsdefinition nach SDLWindV [1]. Es besteht kein Zusammenhang
7150 zum Begriff „Pilotwindenergieanlage“ im EEG [8].

7151 Wesentliche technische Weiterentwicklungen und Neuerungen liegen in der Regel vor, wenn Komponenten
7152 oder Softwareversionen so geändert werden, dass sich das elektrische Verhalten der Erzeugungseinheit am
7153 Netz signifikant ändert und eine Einheitszertifizierung dieses neuen Typs erforderlich wird.

7154 Für einen Prototypen einer Erzeugungseinheit gelten die Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel.
7155 Innerhalb von zwei Jahren nach der Inbetriebsetzung der ersten Prototypen-Erzeugungseinheit in Deutschland
7156 ist für diese Prototypen anstelle des Einheitszertifikats eine Prototypenbestätigung ausreichend, in der die
7157 Zertifizierungsstelle das Vorhandensein einer wesentlichen technischen Weiterentwicklung oder Neuerung auf
7158 Basis einer Herstellererklärung bestätigt. Weiterhin ist durch die Zertifizierungsstelle zu prüfen und in der
7159 Prototypenbestätigung nachvollziehbar auszuweisen, ob der Prototyp grundsätzlich in der Lage ist, die
7160 Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit zu
7161 erfüllen. Dies erfolgt auf Basis eines vom Hersteller der Erzeugungseinheit erstellten Datenblatts der
7162 elektrischen Eigenschaften.

7163 Damit die geforderte Plausibilitätsprüfung durch die Zertifizierungsstelle erfolgen kann, muss das Datenblatt
7164 der Erzeugungseinheit mindestens folgende Angaben enthalten:

- 7165 – elektrische Daten (Nenn- und Bemessungsgrößen);
- 7166 – schematisches Übersichtsbild der Erzeugungseinheit mit allen wesentlichen Komponenten;
- 7167 – Betriebsbereiche der Erzeugungseinheit;
 - 7168 • Grenzen im quasistationären Betrieb;
 - 7169 • Blindleistungsstellbereich;
 - 7170 • FRT-Grenzkurve (U/t-Diagramm);
- 7171 – Schutzfunktionen mit Einstellbereichen;
 - 7172 • Entkopplungsschutz;

- 7173 • Eigenschutz;
- 7174 – Wirkleistungsregelung;
- 7175 • Leistungs-Frequenz-Verhalten;
- 7176 • Wirkleistungsgradient;
- 7177 – Blindleistungsregelung;
- 7178 – Dynamische Blindstromeinspeisung;
- 7179 – Grundsätzliche Funktionsweise;
- 7180 – Erklärung des Herstellers, dass die Erzeugungseinheit so konstruiert wurde, dass die Anforderungen
7181 dieser Anwendungsregel an die Erzeugungseinheit erfüllt werden können.
- 7182 Spätestens nach Ablauf der oben genannten Frist ist ein Einheitenzertifikat erforderlich.
- 7183 ANMERKUNG 2 Sofern das Einheitenzertifikat vor Ablauf der Frist von zwei Jahren nach der Inbetriebsetzung der ersten
7184 Erzeugungseinheit dieses Typs vorliegt, kann es sich dennoch um einen Prototypen handeln.
- 7185 Für Erzeugungsanlagen mit Erzeugungseinheiten gleichen Prototyps müssen das Anlagenzertifikat und die
7186 Konformitätserklärung binnen eines Jahres, nachdem für den ersten Prototypen ein Einheitenzertifikat vorliegt,
7187 nachgereicht werden. Es gilt das Ausstellungsdatum des Einheitenzertifikats. Sollten in dieser Erzeugungs-
7188 anlage weitere Prototypen anderen Typs in Betrieb gesetzt werden, ist spätestens jeweils ein Jahr nach Vor-
7189 liegen des Einheitenzertifikats ein überarbeitetes Anlagenzertifikat inkl. dieses Prototypen nachzureichen. Die
7190 Fristen nach 11.4.7.4 sind zusätzlich zu beachten und beziehen sich auf das Ausstellungsdatum des
7191 Anlagenzertifikats.
- 7192 Wird der Nachweis innerhalb dieser oben aufgeführten Fristen erbracht, so gelten die Anforderungen seit der
7193 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage als erfüllt. Sollte der jeweilige Anschlussnehmer für diese Prototypen
7194 innerhalb dieser Fristen noch kein Anlagenzertifikat und keine Konformitätsbescheinigung beim zuständigen
7195 Netzbetreiber vorgelegt haben, ist der Netzbetreiber berechtigt, die Trennung dieser Erzeugungsanlagen vom
7196 Netz zu verlangen oder die Trennung dieser Anlagen vom Netz selber vorzunehmen.
- 7197 Für Komponenten innerhalb der Erzeugungsanlage, für die ein Komponentenzertifikat erforderlich ist, kann die
7198 Prototypenregelung entsprechend angewendet werden.
- 7199 Für Erzeugungsanlagen mit Prototypen gelten – mit Ausnahme der Einreichung des Anlagenzertifikats und der
7200 Konformitätserklärung – die Prozessabläufe wie in 4.2, 4.3 und 4.4 beschrieben. So sind mit dem
7201 Anschlussantrag die nachfolgend aufgeführten Unterlagen beim Netzbetreiber einzureichen. Folgende
7202 Unterlagen müssen dabei dem Netzbetreiber eine netztechnische Bewertung des Anschlusses der Erzeu-
7203 gungsanlage ermöglichen:
- 7204 – Anschlussanmeldung (siehe Abschnitt E.1);
- 7205 – Datenblatt Erzeugungsanlage (siehe Abschnitt E.6);
- 7206 – Prototypenbestätigung;
- 7207 – Datenblatt der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;
- 7208 – Abschätzung der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheit;
- 7209 – Elektroplanung der Erzeugungsanlage (Lastfluss-Berechnung, Wirkleistungssteuerung, statische Span-
7210 nungshaltung, Schutzkonzept, Abschätzung der Netzurückwirkungen).
- 7211 ANMERKUNG 3 Vor der Inbetriebsetzung des ersten Prototyps einer Erzeugungseinheit reicht eine vorläufige Prototypen-
7212 Bestätigung, die die Zertifizierungsstelle ausstellt, aus.
- 7213 Der Nachweis der elektrischen Eigenschaften im Rahmen der Inbetriebsetzung erfolgt nach 11.5.1 bis 11.5.3
7214 unter Nutzung des Vordrucks E.9. Da für Erzeugungsanlagen mit Prototypen kein Anlagenzertifikat vorliegt,
7215 sind im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung durch den Anschlussnehmer oder einer von ihm beauftragten
7216 qualifizierten Stelle die Dokumente hinsichtlich der folgenden Punkte zu prüfen. Als Grundlage ist der
7217 Vordruck E.9 zu verwenden. Neben der Inbetriebsetzungserklärung sind folgende Punkte zusätzlich
7218 auszuweisen (Erweiterte Inbetriebsetzungserklärung; kann in einem Arbeitsschritt mit der Inbetrieb-
7219 setzungserklärung erfolgen):

E VDE-AR-N 4120:2024-11

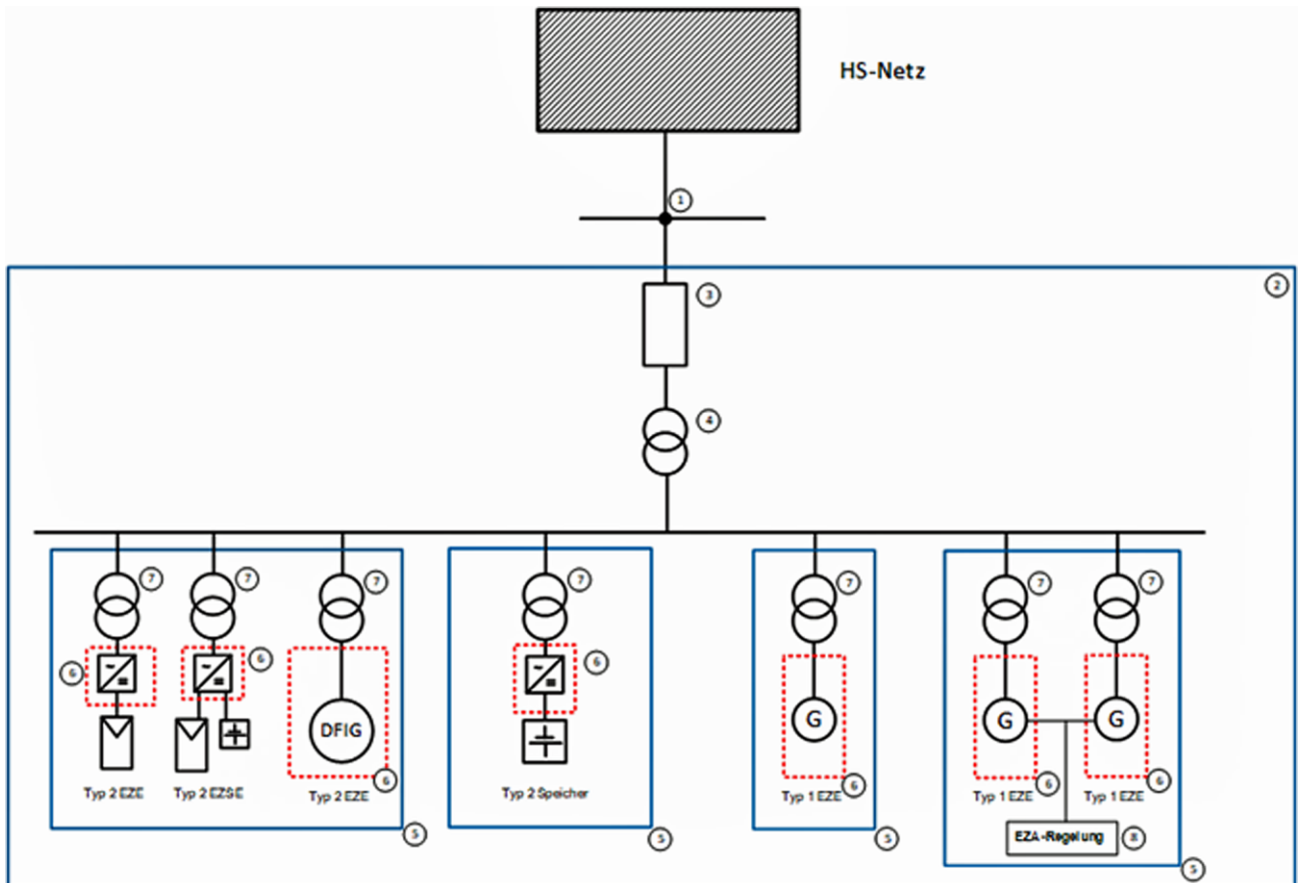
- 7220 – Die Erzeugungsanlage wurde nach den Vorgaben des Netzbetreibers und der mit dem Netzbetreiber
7221 abgestimmten Genehmigungsplanung errichtet.
- 7222 – Die in der Elektroplanung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungs-
7223 anlage stimmen vollständig mit der errichteten Erzeugungsanlage überein, wie z. B. Überprüfung der
7224 Stufenstellung der Maschinentransformatoren und der Reglersollspannung des Netztransformators.
- 7225 – Die Einstellung an den Erzeugungseinheiten hinsichtlich dynamischer Netzstützung entspricht den
7226 Vorgaben des Netzbetreibers.
- 7227 – Das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung und das
7228 Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt.
- 7229 Die Konformitätserklärung durch die Zertifizierungsstelle erfolgt nach Erstellung des Einheiten- und Anlagen-
7230 zertifikats (siehe Abschnitt 4, Bild 1). Falls sich im Rahmen der Anlagenzertifizierung Änderungen an den
7231 betriebsrelevanten Parametern ergeben, ist dies von der Zertifizierungsstelle dem Betreiber der Erzeugungs-
7232 anlage mitzuteilen, der in diesem Fall die Änderungen an der Erzeugungsanlage und eine Revision der
7233 Inbetriebsetzungserklärung veranlassen muss.

7234
7235
7236
7237
7238

Anhang A (informativ)

Begriffe „Kundenanlage“, „Bezugsanlage“, „Erzeugungsanlage“, „Mischanlage“ und „Speicher“

7239 Die Bilder A.1 und A.2 zeigen schematisch Erzeugungsanlagen mit und ohne Netztransformator.



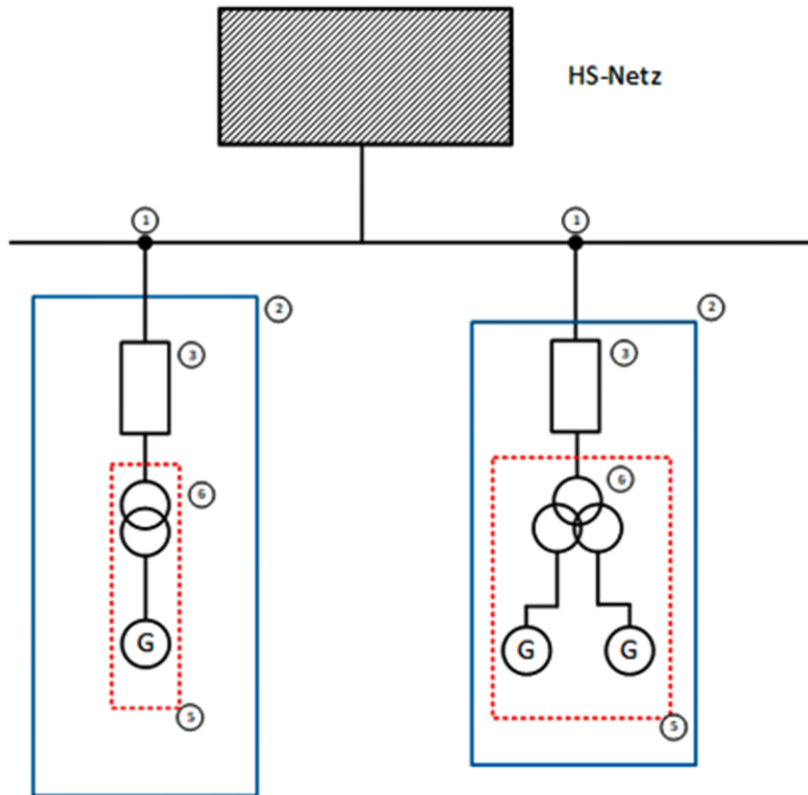
7240

7241 Legende

7242	1	Netzanschlusspunkt	2	Summe aller Erzeugungsanlagen und Speicher an einem Netzanschlusspunkt
7243				
7244	3	Übergabestation	4	Netztransformator
7245	5	Erzeugungsanlage / Speicher	6	Erzeugungseinheit / Speicher / EZSE
7246	7	Maschinentransformator	8	Zentralsteuerung / EZA-Regelung (z. B. gemeinsame Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung)
7247				

7248

Bild A.1 – Erzeugungsanlage mit Netztransformator



7249

7250 **Legende**

7251 1 Netzanschlusspunkt 2 Erzeugungsanlage

7252 3 Übergabestation 4 Netztransformator

7253 5 Erzeugungseinheit

7254 6 Maschinentransformator (ggf. kein Bestandteil der Erzeugungseinheit. Ist im Einheitenzertifikat auszuweisen)

7255

Bild A.2 – Erzeugungsanlage ohne Netztransformator

7256
7257
7258
7259

Anhang B (informativ)

Erläuterungen

7260 B.1 Drehstrom – und Drehspannungssystem

7261 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.1) und dass die Quellenimpedanzen X_Q bezüglich Betrag und Winkel gleich sind.

7267 ANMERKUNG Näherungsweise können die Quellenimpedanzen als Reaktanzen angenommen werden.

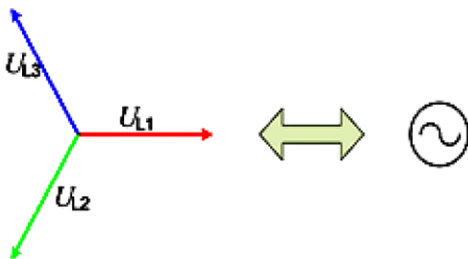


Bild B.1 – Symmetrische Quellenspannung

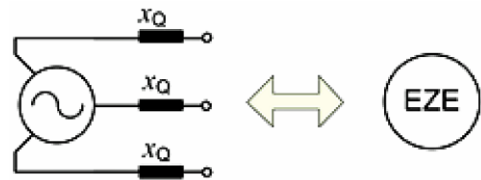
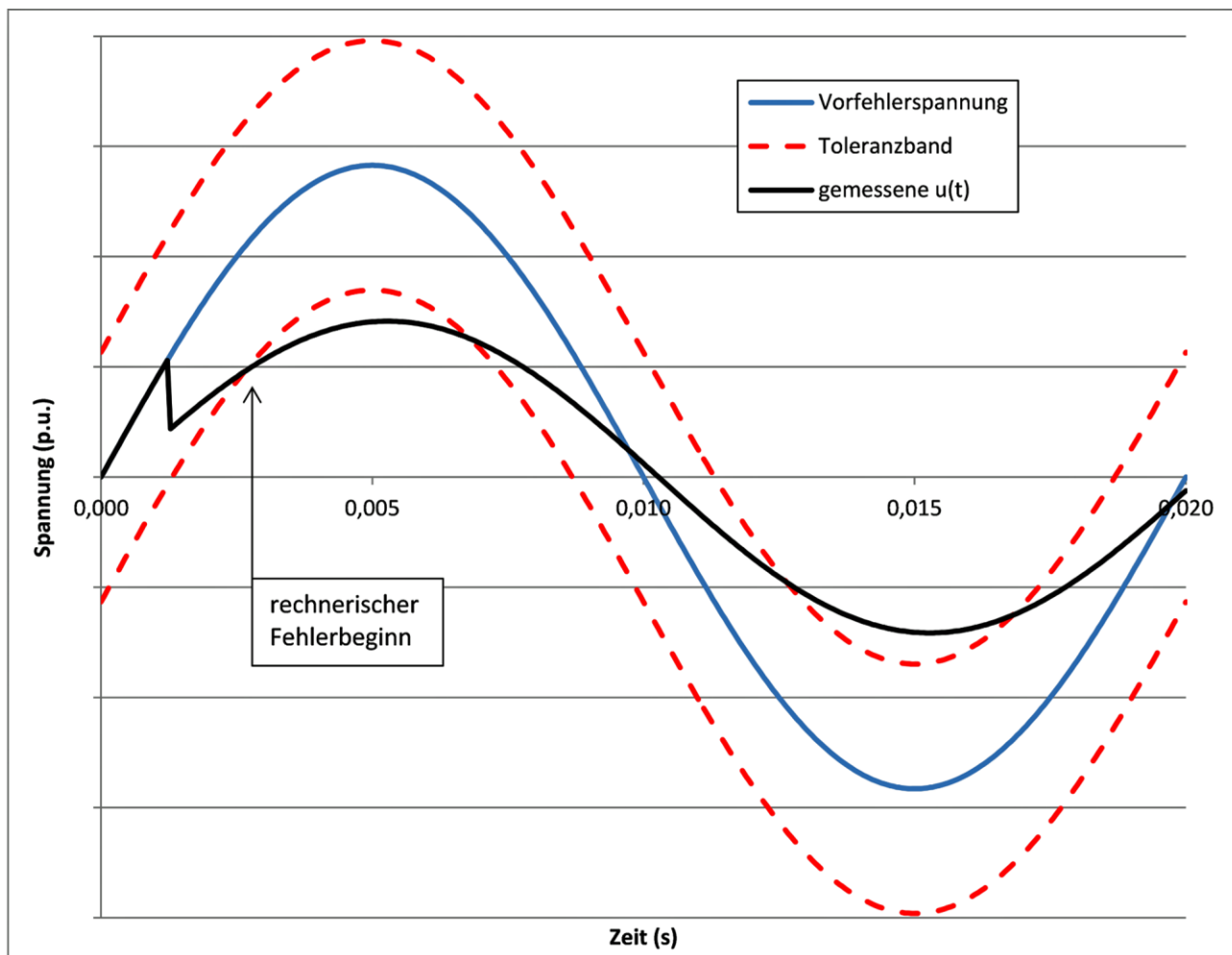


Bild B.2 – Ersatzschaltbild für eine Erzeugungseinheit und/oder ein Drehstromnetz

7268 Das Ersatzschaltbild in Bild B.2 beschreibt das Verhalten eines Netzes oder einer Erzeugungseinheit sowohl bei Kurzschlüssen als auch bei unsymmetrischen Lasten. Im Falle eines Kurzschlusses erfolgt eine Begrenzung der maximalen Kurzschlussströme durch die Quellenimpedanzen.

7271 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.2 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.

7278 **B.2 Erläuterungen zur sprunghaften Spannungsänderung**



7279

7280 **Bild B.3 – Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung**

7281 Bild B.3 ist ein Beispiel für eine sprunghafte Spannungsänderung. Die Vorfehlerspannung ist (nach 3.1.47.9)
7282 die blaue Linie und gibt den fortgeführten Zeitverlauf der letzten 50 Perioden wieder.

7283 ANMERKUNG Für den Nachweis sollte für diesen Zeitraum ein quasistationärer Zustand erreicht sein.

7284 Das Toleranzband wird um diese Vorfehlerspannung gelegt. Zur besseren Veranschaulichung ist es in der
7285 Grafik vergrößert dargestellt. Jegliche Änderung des gemessenen Spannungsverlaufs, die das Toleranzband
7286 verletzt, markiert für diese VDE-Anwendungsregel den rechnerischen Fehlerbeginn. Wenn ein Fehler rech-
7287 nerisch begonnen hat, bedarf es zunächst mindestens einer Bedingung zum Beenden des Fehlers (nach
7288 10.2.4), bevor ein neuer Fehler rechnerisch beginnen kann.

7289 **B.3 Kurzschlussverhalten von Erzeugungseinheiten (Typ-2-Anlagen)**

7290 Im Folgenden wird das Kurzschlussverhalten der Erzeugungseinheiten erläutert. Die Beschreibung erfolgt
7291 dabei unter Zuhilfenahme der symmetrischen Komponenten. Dies stellt jedoch keine Empfehlung zur Realisie-
7292 rung eines Steuerverfahrens für Wechselrichter der Erzeugungseinheiten dar, andere Steuerverfahren (z. B.
7293 im Zeitbereich) sind ausdrücklich zugelassen.

7294 Für die Bereitstellung von leiterbezogenen Blindströmen (Kurzschlussströmen) bei Spannungseinbrüchen im
7295 Netz reicht es aus, wenn die Erzeugungseinheiten diese im Mit- und im Gegensystem zur Verfügung stellen.
7296 Die Ströme im Nullsystem hängen wesentlich von der Sternpunktbehandlung des Netzes ab. Ebenso werden
7297 in der Regel bei Kurzschlüssen außerhalb einer Erzeugungseinheit Spannungen im Nullsystem nur auf der

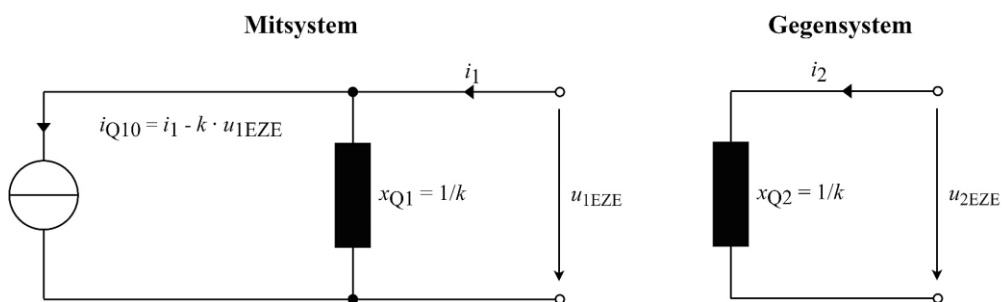
7298 Netzseite und nicht auf der Maschinenseite auftreten, solange die Nullsysteme von Netz und Maschine
 7299 entkoppelt sind (beispielsweise durch einen Dy- oder Yd-Transformator). Aus diesem Grund beinhaltet die
 7300 Beschreibung des Verhaltens der Erzeugungseinheit ausschließlich Mit- und Gegensystemkomponenten.

7301 Die Forderung nach einer Blindstrombereitstellung, die proportional zu einer Spannungsdifferenz sein soll (rote
 7302 Gerade in Bild 11), entspricht einer Quellen-Innenreaktanz. Dabei gilt $x_Q = 1/k$. Diese Definition gilt sowohl für
 7303 die Mit- wie auch die Gegensystem-Innenreaktanz, also $x_{Q1} = x_{Q2} = x_Q = 1/k$.

7304 ANMERKUNG 1 Bezogene Größen – p.u.-Größen – sind in Kleinbuchstaben dargestellt. Für die Spannungen gilt
 7305 $u = \frac{U_0}{U_n/\sqrt{3}}$, für den Strom $i = \frac{I}{I_r}$ und für die Quellenreaktanz $x_Q = \frac{\Delta u}{\Delta i}$. Symmetrische Komponenten werden mit
 7306 Index 1, 2, 0 für Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem dargestellt.

7307 Für Stromquellen ergibt sich das Ersatzschaltbild nach Bild B.4:

Stromquelle mit Lastflussüberlagerung



7308

Bild B.4 – Darstellung von Erzeugungseinheiten mit Stromquellen in symmetrischen Komponenten

7309

7310

7311 Die Stromquelle i_{Q10} und die Quellenreaktanz x_{Q1} beschreiben das Quellenverhalten, das sich aus dem stationären
 7312 Arbeitspunkt und einer spannungsabhängigen Komponente ergibt.

7313 ANMERKUNG 2 Bei Kurzschlussstromberechnungen wird für $u_{QLast} + u_{Q10}$ näherungsweise der Faktor $c = 1,1$
 7314 angenommen.

7315 Das Ersatzschaltbild für Spannungsquellen ist in Bild B.5 dargestellt. Die Laststromüberlagerung ergibt sich
 7316 hier automatisch aus der Spannungsquelle u_1 (gestrichelt dargestellt), deren Betrag und Winkel sich (unter
 7317 Berücksichtigung der Quellenreaktanz) aus dem Wirkstrom und dem (stationären) Blindstrom ergibt, den die
 7318 Erzeugungseinheit vor Fehlereintritt liefert:

$$i_{1,Wirk} \approx -\frac{u_1}{x_{Q1}} \sin(\delta) \tag{B.1}$$

$$i_{1,Blind} \approx \frac{1}{x_{Q1}} (u_{1EZE} - u_1 \cdot \cos(\delta)) \tag{B.2}$$

7319 Dabei sind $i_{1,Wirk}$ und $i_{1,Blind}$ die Wirk- und Blindanteile des Stromes i_1 und δ ist der Winkel zwischen den Spannungen
 7320 u_1 und u_{1EZE} .

7321 ANMERKUNG 3 Diese Modellierung entspricht dem Faktor 1-c bei Kurzschlussstromberechnungen.

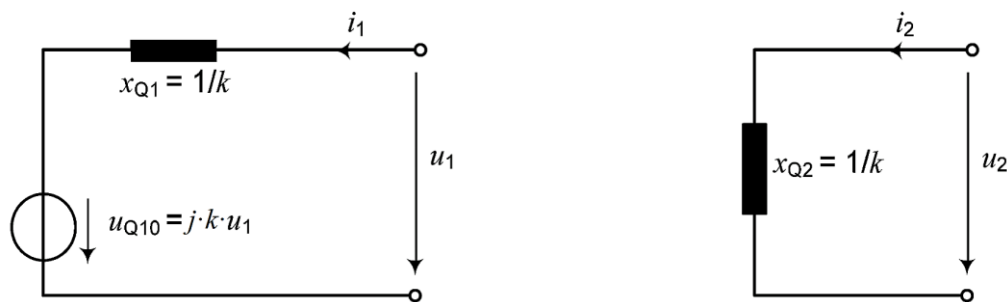


Bild B.5 – Darstellung einer Erzeugungseinheit mit Spannungsquelle in symmetrischen Komponenten

7322

7323
7324

7325 Bei Erreichen der Auslegungsgrenzen der Erzeugungseinheit muss der Strom i_1 begrenzt werden. Dies kann
7326 vorzugsweise durch eine Erhöhung der Quellenimpedanz x_{Q1} erfolgen. Dadurch kann erreicht werden, dass
7327 auch in der Strombegrenzung auf eine Amplitudenänderung der Spannung eine Blindstromänderung erfolgt,
7328 und anteilig ein Wirkstrom erhalten bleibt. Somit kann ein Spannungsquellenverhalten bzgl. der Spannungs-
7329 amplitude aufrecht erhalten bleiben. Dies erfolgt jedoch unter der Restriktion, dass der maximale Scheinstrom
7330 begrenzt ist und sich somit lediglich das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindstrom ändert.

7331 **B.4 Over-/Undervoltage-Ride-Through“ (O-/UVRT)-Grenzkurven**

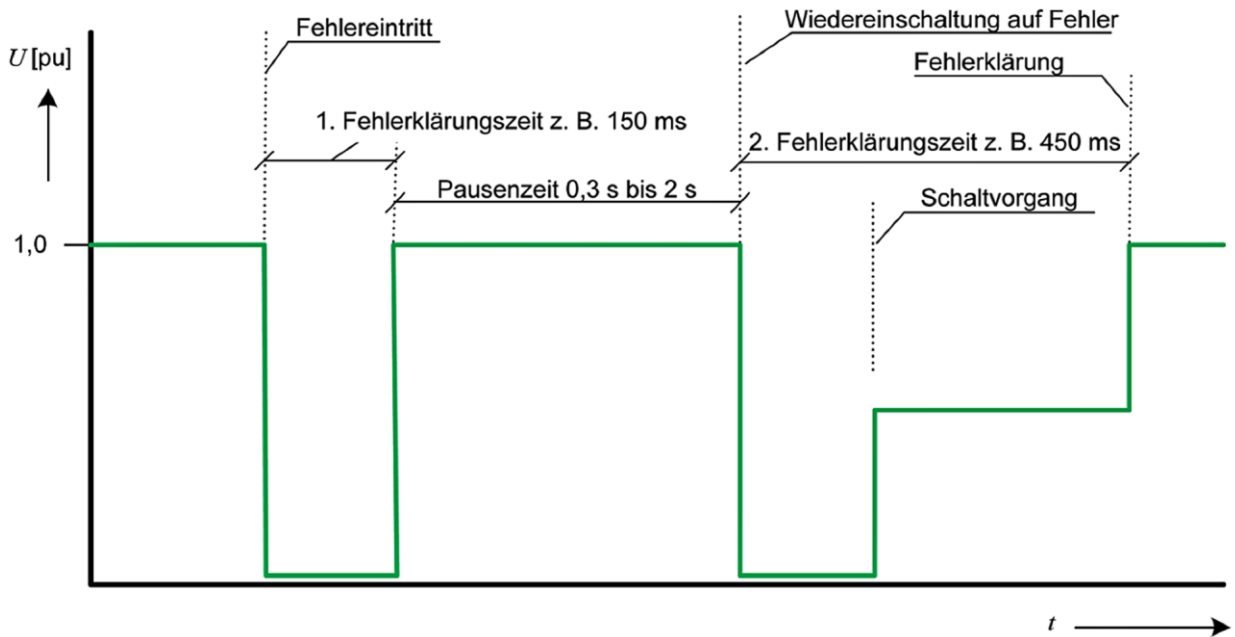
7332 Die „Over-/Undervoltage-Ride-Through“-Kurven (O-/UVRT-Grenzkurven, siehe Bilder 11 und 12) sind wie folgt
7333 zu interpretieren:

7334 Bei $t = 0$ tritt ein Fehler (Kurzschluss) im Netz ein. Die Spannung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungs-
7335 anlage bricht auf einen Wert U_{NAP} ein. Nach der Fehlerklärungszeit t_F ist der Fehler durch die Schutzeinrich-
7336 tungen abgeschaltet, die Spannung „springt“ auf einen höheren Wert. Die Grenzkurven in Bild 13 und 12 stellen
7337 Einhüllende einer möglichen Kurvenschar dar. Bei einem realen Netzfehler ist zu erwarten, dass sich die Leiter-
7338 Leiter-Spannungen gedämpft oszillierend verhalten und in der Regel zwischen den Grenzkurven verbleiben.
7339 Der zeitliche Verlauf der Spannung hängt stark vom Netzfehler, der Netztopologie und evtl. elektromecha-
7340 nischen Schwingungen von betroffenen Erzeugungseinheiten ab, und ist deshalb nicht im Detail vorhersehbar.
7341 Eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz ist nicht zulässig, solange die Bedingungen nach 10.2.4 erfüllt
7342 sind.

7343 Die „Over-/Undervoltage -Ride-Through“-Kurven sind bezogen auf die Nennspannung U_n dargestellt. Wegen
7344 der unterschiedlichen Behandlung von symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern gelten die Kurven jeweils
7345 für die kleinste verkettete Spannung bei Spannungsrückgängen, und die größte verkettete Spannung bei
7346 Spannungserhöhungen.

7347 **B.5 Typischer Zyklus einer erfolglosen AWE im 110-kV-Netz**

7348 Bild B.5 zeigt einen Spannungsverlauf im 110-kV-Netz, der bei einer erfolglosen AWE typischerweise auftreten
7349 kann.



7350

7351

Bild B.6 – Spannungsverlauf bei einer erfolglosen AWE im übergeordneten Netz

7352 **B.6 Ermittlung des k -Faktors am Netzanschlusspunkt**

7353 **Aufgabenstellung**

7354 Der nach 10.2.3.3 an den Einheitenklemmen auf der Niederspannungsebene definierte k -Faktor soll aufgrund
7355 des Anlagenkonzeptes am Netzanschlusspunkt (k_{NAP}) eingestellt werden.

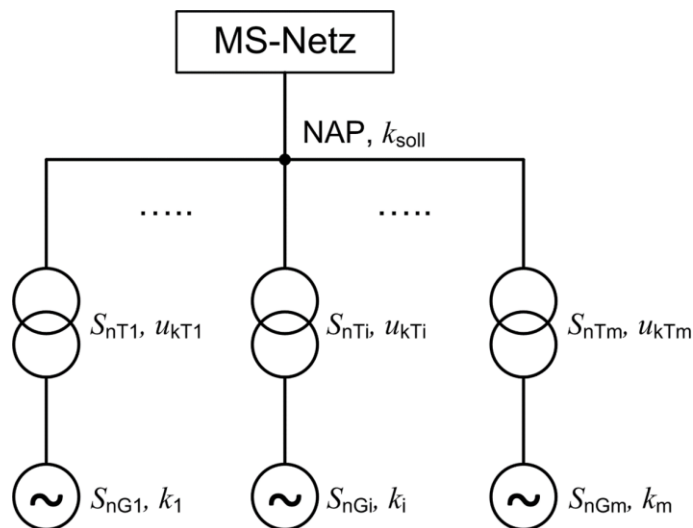
7356 **Vorgehen**

7357 Da es bei der Ermittlung des einzustellenden k -Faktors nicht auf hohe Genauigkeit ankommt, werden nur die
7358 wesentlichen Impedanzen betrachtet. Dies sind die Kurzschlussimpedanzen des Verteilerttransformators
7359 HS/MS sowie die Kurzschlussimpedanzen der Maschinentransformatoren, beide werden als reine Reaktanzen
7360 angenommen.

7361 Kabel- bzw. Leitungsimpedanzen werden bei kleinen Mittelspannungsnetzen vernachlässigt, bei einem
7362 ausgedehnten Mittelspannungsnetz können diese pauschal mit einem Zuschlagfaktor c_K berücksichtigt
7363 werden. In diesem Fall wird $c_K = 1,1$ empfohlen.

7364 In diesem Beispiel (Bild B.7) sei der Anschluss eines Windparks geplant. Der Netzbetreiber gibt $k_{\text{NAP}} = 2$ an
7365 den Erzeugungseinheiten (Niederspannung) vor.

7366 Es werden m Windenergieanlagen mit unterschiedlichen Nennleistungen errichtet.



7367

7368

Bild B.7 – Beispiel der Ermittlung der k -Faktoren eines Windparks

7369 Der sich an Netzanschlusspunkt ergebende k -Faktor kann nach folgender Gleichung näherungsweise ermittelt
7370 werden:

$$k_{\text{NAP}} = \frac{1}{u_{kTi} \cdot \frac{S_{nGi}}{S_{nTi}} + u_{kTHS} \cdot \frac{\sum_1^m S_{nGi}}{S_{nTHS}} + \frac{c_k}{k_i}} \quad (\text{B.3})$$

7371

B.7 Gleichungen für die Beschreibung der kontinuierlichen Spannungsregelung und der O-/UVRT-Robustheit

7372

7373 Bezugspunkt für die Spannungsänderung ist zunächst der Netzanschlusspunkt. Für die Berechnungen in
7374 symmetrischen Komponenten werden hier die Leiter-Leiter-Größen herangezogen, da das Nullsystem nicht
7375 berücksichtigt wird.

7376 ANMERKUNG In der Literatur ist die Verwendung von Leiter-Erde-Größen üblich, als Bezugsgröße ist dann $U_C/\sqrt{3}$
7377 anstelle von U_C zu verwenden.

7378 Die Spannungsänderung wird hier definiert zu:

$$\Delta U = U - U_{\text{soll}} \quad (\text{B.4})$$

7379 dabei ist U der aktuelle Effektivwert der Netzspannung und U_{soll} die Regler-Sollspannung, die sich aus der
7380 Regelung der statischen Spannungshaltung ergibt.

7381 Mitsystemgrößen werden mit Index 1, Gegensystemgrößen mit Index 2 gekennzeichnet, Leitergrößen mit Index
7382 L1, L2 bzw. L3. Mit

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi} \text{ und } \underline{U}_{L1}(t) = \hat{U}_{L1}(t) \cdot e^{j(\omega t + \phi)} \quad (\text{B.5})$$

7383 wird aus den Leitergrößen das Mitsystem der Spannung

$$\underline{U}_1(t) = \frac{1}{3} (\underline{U}_{L1}(t) + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2}(t) + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}(t)) \quad (\text{B.6})$$

7384 und die Spannungsdifferenz im Mitsystem zu

$$\underline{U}_1(t) = \underline{U}_1(t) - U_{\text{soll}}$$

7385 sowie das Gegensystem (bzw. die Spannungsdifferenz im Gegensystem bei Annahme einer symmetrischen
7386 Netzspannung im Normalbetrieb) zu

$$\Delta \underline{U}_2(t) \approx \underline{U}_2(t) - 0 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{L1}(t) + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L2}(t) + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L3}(t)) \quad (\text{B.8})$$

7387 Für bezogene Größen werden Kleinbuchstaben verwendet. Als Bezugsgröße für Spannungen wird die
7388 vereinbarte Erde-Nennspannung $g U_c$ verwendet, somit gilt:

$$\Delta u_{1,2} = \frac{(\Delta U_{1,2})}{U_c} \quad (\text{B.9})$$

7389 Die Realisierung der Blindstromeinspeisung kann direkt an den Klemmen der Erzeugungseinheiten erfolgen.
7390 Bei der Ermittlung der relativen Spannungsänderung $\Delta u_{1,2}$ wird davon ausgegangen, dass die relative Span-
7391 nungsänderung $\Delta u_{1,2}$ an den Klemmen der Erzeugungseinheit identisch ist mit der relativen Spannungs-
7392 änderung am Netzanschlusspunkt.

7393 Mit $\underline{k} = k \cdot e^{j\frac{\pi}{2}}$ als Verstärkungsfaktor für die O-/UVRT-Robustheit wird der zusätzliche Blindstrom in sym-
7394 metrischen Komponenten zu:

$$\Delta I_{B1}(t) = \underline{k} \cdot \Delta u_1(t) \text{ und } \Delta I_{B2}(t) = \underline{k} \cdot \Delta u_2(t) \quad (\text{B.10})$$

7395 Bezugsstrom für den zusätzlichen Blindstrom ist der Bemessungsstrom I_r :

$$\Delta i_{B1,2} = \frac{\Delta I_{B1,2}}{I_r} \quad (\text{B.11})$$

7396 Damit ergibt sich

$$\Delta I_{B1}(t) = I_r \cdot \Delta i_{B1}(t) \text{ und } \Delta I_{B2}(t) = I_r \cdot \Delta i_{B2}(t)$$

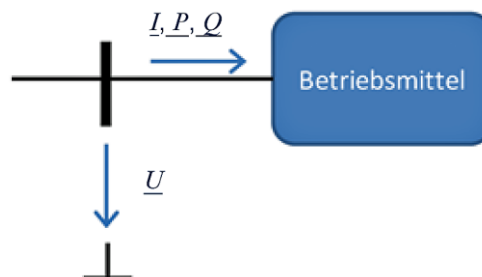
7397 Die Rücktransformation liefert den zusätzlichen Blindstrom als Leiterstrom in [pu]

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{BL1}(t) \\ \Delta I_{BL2}(t) \\ \Delta I_{BL3}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} \\ \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_{B1}(t) \\ \Delta I_{B2}(t) \end{bmatrix} \quad (\text{B.13})$$

7398 Für die vorgenannten Betrachtungen gilt das Verbraucherzählpfeilsystem nach B.8.

7399 B.8 Richtungsdefinition von P und Q

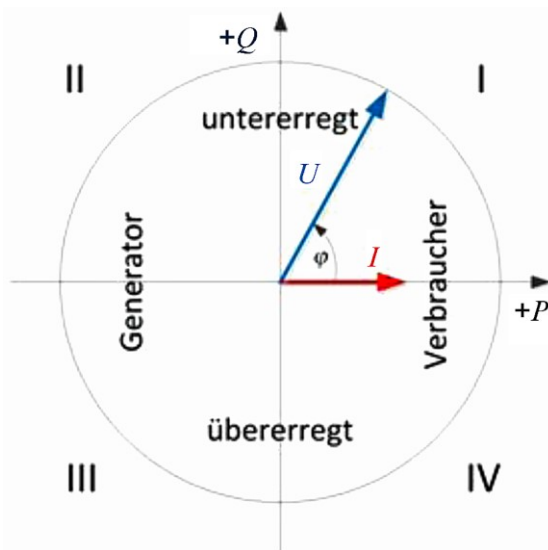
7400 In dieser VDE-Anwendungsregel wird das Verbraucherzählpfeilsystem angewendet (siehe Bild B.8). Ströme
7401 und Spannungen werden in Pfeilrichtung positiv gezählt. Bezugspunkt ist jeweils die Sammelschiene des
7402 Netzbetreibers.



7403

7404 **Bild B.8 – Positive Richtung von Spannungen und Strömen. Ein Betriebsmittel kann z. B. ein**
7405 **Kabel, eine Erzeugungsanlage, eine Erzeugungseinheit oder ein FACTS-Element sein.**

7406 Für die Darstellung in Quadranten wird ein Leistungskreis gewählt, dessen Darstellung kompatibel zu mathe-
 7407 matischen Darstellungen der Trigonometrie und der komplexen Zahlen ist (siehe Bild B.9). Winkel werden –
 7408 wie in der Mathematik – gegen den Uhrzeigersinn positiv gezählt. Als Phasenwinkel wird der Winkel vom
 7409 Stromzeiger zum Spannungszeiger definiert. Der Stromzeiger liegt immer in der reellen Achse, die Lage des
 7410 Spannungszeigers entspricht der Scheinleistung und dem Phasenwinkel.



7411

7412

Bild B.9 – Scheinleistungskreis

7413 Die unterschiedlichen Betriebszustände können in den Quadranten I bis IV dargestellt werden. Die Benennung
 7414 der Quadranten erfolgt gegen den Uhrzeigersinn.

7415 Beispiele für den Scheinleistungszeiger verschiedener Betriebsmittel:

- 7416 – Quadrant I: Ohmsch-induktive Last (Spule);
- 7417 – Quadrant II: Eine Wirkleistung liefernde Erzeugungsanlage mit gleichzeitigem Blindleistungsbezug;
- 7418 – Quadrant III: Eine Wirk- und Blindleistung liefernde Erzeugungsanlage;
- 7419 – Quadrant IV: Ohmsch-kapazitive Last (Kondensator).

7420 **B.9 Netzurückwirkungen**

7421 **B.9.1 Spannungsänderung bei Erzeugungseinheiten**

7422 Für die Zuschaltung einer einzelnen Erzeugungseinheit ist jeder Erzeugungseinheitentyp zu berücksichtigen:

$$\Delta u = k_u(\psi) \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (\text{B.12})$$

7423 Dabei ist

7424 S_{rE} die Bemessungsscheinleistung einer Erzeugungseinheit;

7425 S_{kV} die Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt;

7426 $k_u(\psi)$ der spannungswirksame Schalfaktor (wird nach FGW TR 3 [5] bestimmt und ist im Einheitenzertifikat
 7427 anzugeben).

7428 **B.9.2 Flicker für Erzeugungsanlagen**

7429 Die Kurzzeitflicker sind für Erzeugungsanlagen nicht relevant.

7430 Die Langzeitflickerstärke P_{It} einer Erzeugungseinheit kann mittels ihres Flickerkoeffizienten c
7431 (siehe FGW TR 3 [5]) abgeschätzt werden zu:

$$P_{It} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (\text{B.13})$$

7432 Dabei ist

7433 S_{rE} die Bemessungsscheinleistung der Erzeugungseinheit und c = Flickerkoeffizient.

7434 **B.9.3 Addition der Flickerstärken**

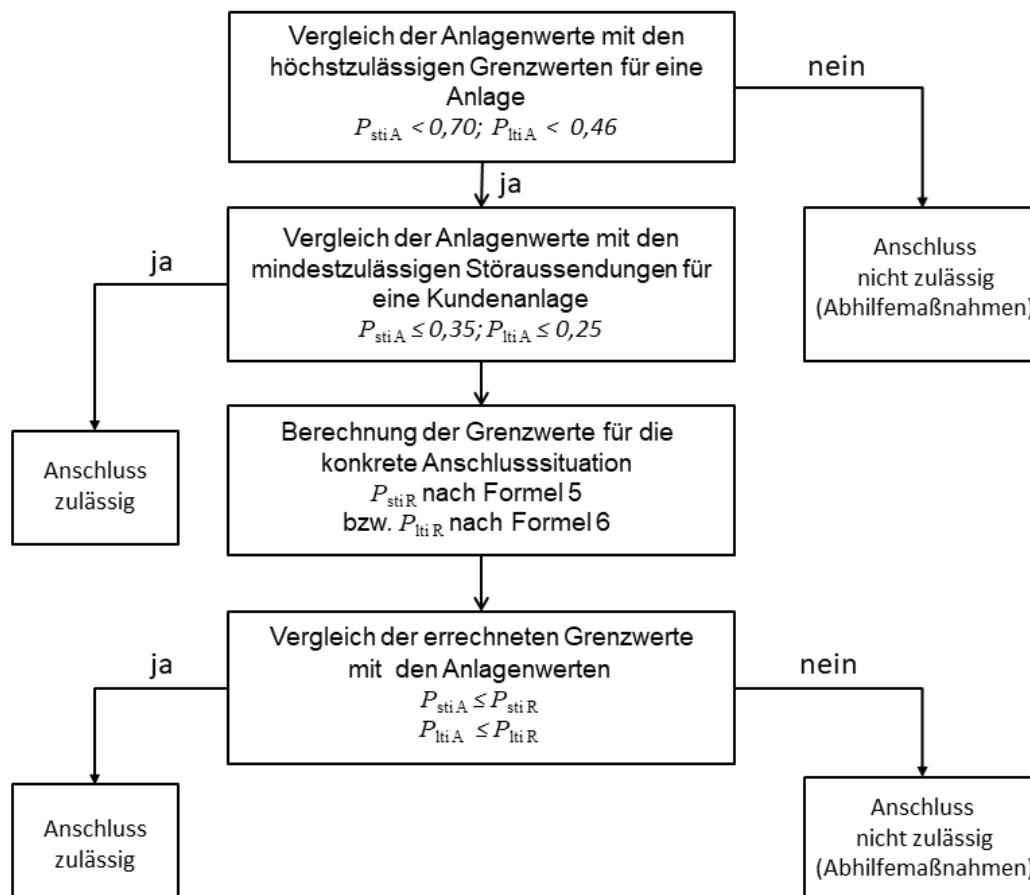
7435 Bei einer Kundenanlage mit mehreren einzelnen voneinander unabhängigen Flickererzeugern ist der
7436 resultierende Wert für die Flickerstärke am Verknüpfungspunkt nach Gleichung B.14 zu bestimmen:

$$P_{It,res} = \sqrt{\sum_i P_{It,i}^2} \text{ bzw. } P_{st,res} = \sqrt{\sum_i P_{st,i}^2} \quad (\text{B.14})$$

7437 Hierbei wird der Summationsexponent $\alpha = 2$ als ein guter Kompromiss für den 10-Minuten- P_{st} -Wert verwendet.

7438 Dieser ist von der Zahl der flickeräquivalenten Spannungssprünge im 10-Minuten-Intervall für die Berechnung
7439 des $P_{st,res}$ abhängig.

7440 Bild B.10 zeigt ein Bewertungsschema für die Flickerbetrachtung im Hochspannungsnetz.



7441

7442 **Legende**

7443 $P_{sti,A}$ Kurzzeitflickerstärke der Kundenanlage

7444 $P_{lti,A}$ Langzeitflickerstärke der Kundenanlage

7445 $P_{sti,R}$ berechneter, zulässiger Wert

7446 $P_{lti,R}$ berechneter, zulässiger Wert

7447 **Bild B.10 – Bewertungsschema für Flickerbetrachtung im Hochspannungsnetz**

7448 **B.9.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische**

7449 Die Oberschwingungsströme, zwischenharmonischen Ströme und supraharmonischen Ströme der Erzeu-
7450 gungsanlage errechnen sich für pulsmodierte Umrichter mit Pulsfrequenzen > 1 kHz aus den Angaben der
7451 Ströme der Erzeugungseinheiten im Einheitenzertifikat nach.

$$I_{AV,\mu} = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} I_{iE,\nu,\mu}^2} \tag{B.15}$$

7452 **B.10 Hinweise zur Anlagen- und Elektroplanung**

7453 Die "Anlagen- und Elektroplanung" beschreibt den Vorgang der Planung und Errichtung einer elektrischen
7454 Anlage. Die hier aufgeführten Schritte sind in dieser Anwendungsregel verteilt wiederzufinden. Nachfolgend
7455 wird eine Zusammenstellung in Form einer Checkliste angegeben, welche den Anwender unterstützen soll,
7456 eine Anlage sach- und fachgerecht zu planen und mit den entsprechenden Unterlagen in den Antragsprozess
7457 bei dem jeweiligen Netzbetreiber einzusteigen.

- 7458 Die Anlagenplanung ist bei einem Anschlussvorgang mit einer EZA/eines Speichers immer durchzuführen und
7459 bildet die Grundlage für den Anlagenzertifizierungsprozess.
- 7460 Die Elektroplanung ist neben der Anlagenplanung im Prototypenanschlussprozess nach Abschnitt 12 verbind-
7461 lich erforderlich und bereitet den Anlagenzertifizierungsprozess vor.
- 7462 Bei Vorhandensein von Bestandsanlagen ist besondere Vorsicht zu wahren, da diese Anlagen in der Regel
7463 nicht dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Werden an der Kundenanlage durch Erweiterungen,
7464 Umbau oder Nachrüstungen wesentliche Änderungen vorgenommen, ist darauf zu drängen, diese auf den
7465 aktuellen Stand der Technik zu bringen.
- 7466 Eine große technische Herausforderung stellt die korrekte Bewertung der Bestandsanlagen hinsichtlich ihrer
7467 elektrischen Eigenschaften, insbesondere der Abschätzung der Netzurückwirkungen, dar.
- 7468 In der „Planungsphase“ können viele Fehler gemacht werden, welche den robusten und sicheren Betrieb der
7469 Anlage in der Praxis verhindern können.
- 7470 ANMERKUNG 1 Der Anschlussnehmer hat sicherzustellen, dass die vorgenannten Bedingungen seinem Anlagenerrichter
7471 und seinem Anlagenbetreiber bekannt sind und von diesen eingehalten werden. Der Anschluss an das Netz ist im Einzelnen
7472 in der Planungsphase – vor Bestellung der wesentlichen Komponenten – mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Planung,
7473 Errichtung und Anschluss der Kundenanlage an das Netz des Netzbetreibers sind durch geeignete Fachfirmen vorzu-
7474 nehmen. Der Netzbetreiber darf Änderungen und Ergänzungen an zu errichtende Anlagen fordern, soweit diese für den
7475 sicheren und störungsfreien Netzbetrieb notwendig sind. Die Änderungen bzw. Ergänzungen sind vom Netzbetreiber
7476 technisch zu begründen.
- 7477 ANMERKUNG 2 Der Anlagenbetreiber hat seine Verantwortung mit der Beauftragung von Fachunternehmen als Anlagen-
7478 erreichter – eine Person oder Unternehmen, die/das eine elektrische Anlage errichtet, erweitert, ändert oder instand hält
7479 delegiert.
- 7480 ANMERKUNG 3 An den stellenweisen sehr komplexen Projekten in der Energiebranche sind häufig mehrere Unter-
7481 nehmen beteiligt. Vielfach ist den beteiligten Unternehmen nicht klar, dass insbesondere bei Mischanlagen eine gegen-
7482 seitige Beeinflussung der Anlagen unvermeidlich ist. Aus der Sicht der Beauftragung, fokussiert sich jedes Unternehmen
7483 nur nach seinem Gewerk und grenzt Aufwände ab.
- 7484 Für eine fundierte Anlagenplanung, sowie für eine später folgende Anlagenzertifizierung sind in Tabelle B.1 die
7485 wichtigsten Punkte zur Anlagenplanung zusammengefasst.

Tabelle B.1 – Checkliste der wichtigsten Punkte zur Anlagenplanung

Checkliste	Neue Erzeugungsanlage	Bestands-Erzeugungsanlage vorhanden
<p>Kenndaten der Anlagen werden im Netzanschlussverfahren über die Formblätter:</p> <ul style="list-style-type: none"> - E.2 Netzurückwirkungen der Verbrauchsgeräte - E.3 Netzanschlussplanung - E.4 Errichtungsplanung - ausgetauscht. 	<p>Grundsätzlich gelten die Anforderungen nach 5.1 – Grundsätze zur Ermittlung des Netzanschlusspunktes.</p>	<p>Bei Vorhandensein einer Lastanlage entsteht eine Mischanlage, die entsprechend den Anforderungen an Mischanlagen zu berücksichtigen ist.</p> <p>Siehe Abschnitt 12.</p> <p>Bei Vorhandensein einer Erzeugungsanlage sind die Kriterien zur Erweiterung der Anlage, insbesondere auch der Anforderungen an maßgebliche Änderungen / Erweiterungen, zu beachten.</p> <p>Wesentliche Änderungen sind Abschnitt 12 beschrieben und zu beachten.</p>
<p>Dokumentation der Erzeugungsanlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Betriebsmittel (Hersteller, Typ) - EZA-Regler - Schutzgerät - Wandler - Kabel - Kabellängen 	<p>Die Anlage ist vollständig zu dokumentieren, für verbaute Komponenten sind Zertifikate vorzulegen.</p>	<p>Dokumentation liegt häufig vor, allerdings sind die Anlagen dokumentationen aus einer anderen Sichtweise heraus entstanden, so dass in der Regel nur Stromlaufpläne ohne weitere Bewertungen zur Verfügung stehen.</p>
<p>Dimensionierung der Betriebsmittel</p> <p>Bewertung Kurzschlussfestigkeit und Dauerstrombelastbarkeit</p>	<p>Durch die Verwendung von Standard-Komponenten sind keine weiteren Analysen notwendig. Die Werte sind bekannt und projektübergreifend nutzbar.</p>	<p>Der technische Zustand der Schaltanlagen bzw. Übergabestationen ist hinsichtlich einer ausreichenden Dimensionierung, entsprechenden Zugang zu Messwandlern oder Kommunikations-schnittstellen, zu bewerten.</p>
<p>Lastflussberechnung</p> <p>Blindleistungsstellbereich (P-Q-Diagramm und Q-U-Diagramm) analog zu den Bildern 4, 5 und 6 in VDE-AR-N 4120</p> <p>Langsame Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt</p>	<p>Berechnungen oder Abschätzungen der langsamen Spannungsänderungen, P-Q- und Q-U-Vermögen sind durchzuführen.</p> <p>Entsprechend der Vorbelastung müssen die Ergebnisse zur weiteren Anlagenplanung und der Auslegung der geplanten Anlagen-Komponenten genutzt werden.</p>	<p>In industriellen Bestandsanlagen sind häufig Messgeräte verbaut, die in grober Näherung die Eigenschaften der Spannungen und Ströme ermöglichen und eine Abschätzung der Vorbelastung erlauben.</p>
<p>Wirkleistungsregelung</p>	<p>Beschreibung, dass die Anlage das vom Netzbetreiber geforderte Regelungskonzept in Bezug auf die Wirk- und Blindleistung umsetzen kann und sofern vorhanden ein Kommunikationsplan der Anlage (kann auch mit Konzept der Wirkleistungsregelung dargestellt werden)</p>	<p>Beschreibung, dass die Anlage das vom Netzbetreiber geforderte Regelungskonzept in Bezug auf die Wirk- und Blindleistung umsetzen kann und sofern vorhanden ein Kommunikationsplan der Anlage (kann auch mit Konzept der Wirkleistungsregelung dargestellt werden)</p>

Checkliste	Neue Erzeugungsanlage	Bestands-Erzeugungsanlage vorhanden
<p>a. Schutzkonzept</p>	<p>Überprüfung des Schutzkonzeptes auf Konformität mit TAR HS und TAB HS</p> <p>Ausschluss von Kollisionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mit der O-/UVRT-Robustheit • Mit dem Eigenschutz der EZE • Erdungskonzept / Erdungsanlage 	<p>Überprüfung des Schutzkonzeptes auf Konformität mit TAR HS und TAB HS</p> <p>Ausschluss von Kollisionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mit der O-/UVRT-Robustheit • Mit dem Eigenschutz der EZE • Erdungskonzept / Erdungsanlage
<p>b. Abschätzung der Netzurückwirkungen</p> <p>Anforderungen nach Kap. 5.4 Formblatt E.2</p> <p>ANMERKUNG 1 Das Formblatt E.2 ist in der Kommunikation mit dem Netzbetreiber wichtig. Hier kann eine Vorbelastung eingeschätzt werden, wodurch ein Netzbetreiber erkennt, ob und wie Anlagen angeschlossen werden können, oder aber ob weitergehende Maßnahmen notwendig sind (möglicherweise auch ein alternativer Netzanschlusspunkt).</p> <p>ANMERKUNG 2 Wenn das Formblatt allerdings ohne konkrete Informationen pro forma ausgefüllt ist, kann ein Netzbetreiber nur von einem Standardfall ausgehen, wenn er nicht selbst konkrete Ortskenntnis hat, oder gar die Kundenanlagen kennt.</p>	<p>Für bestehende Bezugsanlagen:</p> <p>Beim Zubau der EZA entsteht eine „Mischanlage“, die entsprechend den Anforderungen bewertet werden muss</p> <p>Dabei sind Bezugsanlagen geeignet zu berücksichtigen.</p>	<p>Für Bestandsanlagen gelten die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen technischen Anforderungen und Grenzwerte.</p>
<p>c. Übersichtsschaltbild</p>	<p>Es ist ein aktuelles, vollständiges Übersichtsschaltbild der Anlage inklusive Wandler-Daten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf den zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu der EZE) zu erstellen.</p>	<p>Es ist ein aktuelles, vollständiges Übersichtsschaltbild der Anlage inklusive Wandler-Daten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf den zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu der EZE) zu erstellen.</p>

E VDE-AR-N 4120:2024-11

7488 Auf Basis der Anlagenplanung findet im Falle einer Prototypenbetrachtung nach Abschnitt 12 eine Elektro-
 7489 planung statt, in der folgende Bewertungen erfolgen müssen. Die konkreten Themenblöcke, nach den einzel-
 7490 nen Kapiteln, sind in Tabelle B.2 zusammengefasst.

7491

Tabelle B.2 – Übersicht zum Mindestumfang der Elektroplanung

Mindestumfang der Elektroplanung ¹		Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} > 950 \text{ kW}$	Bemerkung
11.4.3	Einspeiseleistung	Bewertung	
11.4.4	Bemessung der Betriebsmittel	Bewertung	Kurzschlussfestigkeit, Dauerstrombelastbarkeit ausweisen und bewerten
11.4.5	Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt	Bewertung	
11.4.6	Erforderliche Kurzschlussleistung für Typ-1- Anlagen	Bewertung	
11.4.7.2	Schnelle Spannungsänderungen	Bewertung	
11.4.7.3	Flicker	Bewertung	Hinweis: Im Rahmen von Prototypen basiert die Bewertung auf einer Abschätzung.
11.4.7.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische	Bewertung	Hinweis: Im Rahmen von Prototypen basiert die Bewertung auf einer Abschätzung.
11.4.7.5	Kommutierungseinbrüche	Keine Bewertung	
11.4.7.6	Unsymmetrien	Keine Bewertung	
11.4.7.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung	Keine Bewertung	
11.4.7.8	Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes		
11.4.8.1	Quasistationärer Betrieb	Bewertung	
11.4.8.2	Polrad- und Netzpendelungen	Keine Bewertung	
11.4.9	Nachweis des Inselbetriebes	Keine Bewertung	
11.4.10	Nachweis der Schwarzstartfähigkeit	Keine Bewertung	
11.4.11	Statische Spannungshaltung	Bewertung	P-Q, Q-U Diagramme für die EZA entsprechend Bilder 5 und 6 in VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 bei $P_{Amax} >$ entsprechend Bilder 5 und 6 der 950 kW VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 bei $P_{Amax} > 950 \text{ kW}$
11.4.12	O-/UVRT-Robustheit	Keine Bewertung	
11.4.12.1	Allgemeines		
11.4.12.2	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-1- Erzeugungsanlage		
11.4.12.3	O-/UVRT-Robustheit für eine Typ-2- Erzeugungsanlage		
11.4.13	Wirkleistungsabgabe	Keine Bewertung	

Mindestumfang der Elektroplanung ¹		Elektroplanung für EZA mit $P_{Amax} > 950 \text{ kW}$	Bemerkung
11.4.14	Netzsicherheitsmanagement	Bewertung	Regelungskonzept, Kommunikationsplan
11.4.15	Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz)	Keine Bewertung	
11.4.16	Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage	Ausweis	
11.4.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	Bewertung	Überprüfung des Schutzkonzeptes auf Konformität und Verhalten in den Randbereichen; generell Angabe der Trafostufung; Bewertung des Zusammenspiels zwischengelagerter Entkopplungsschutz, Entkopplungsschutz und Eigenschutz
11.4.18	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	Keine Bewertung	
11.4.19	Abfangen auf Eigenbedarf bzw. schnelle Resynchronisierung	Keine Bewertung	
11.4.20	Anforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung	Keine Bewertung	
11.4.21	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	Bewertung	Nachweis der Überbrückungszeit
11.4.22	Sprunghafte Spannungsänderungen	Keine Bewertung	
11.4.23	EZA-Modell und Genauigkeit	Keine Bewertung	
<p>¹ Das Ergebnis des späteren Prozesses der Anlagenzertifizierung kann mit der vorgelegten Elektroplanung nicht vorweggenommen werden, da u.a. Prototypenbestätigungen und evtl. Abschätzungsdaten der Emissionen von Netzzrückwirkungen der EZE, die Datengrundlage darstellen und sich diese Daten im Einheitenzertifikat ändern können. Es ist deshalb nicht auszuschließen, dass sich bei der späteren Anlagenzertifizierung Abweichungen bei den Berechnungen und Bewertungen ergeben.</p>			

7492 **B.11 Qualitative Erläuterung zur Ermittlung des Dämpfungsmaßes**

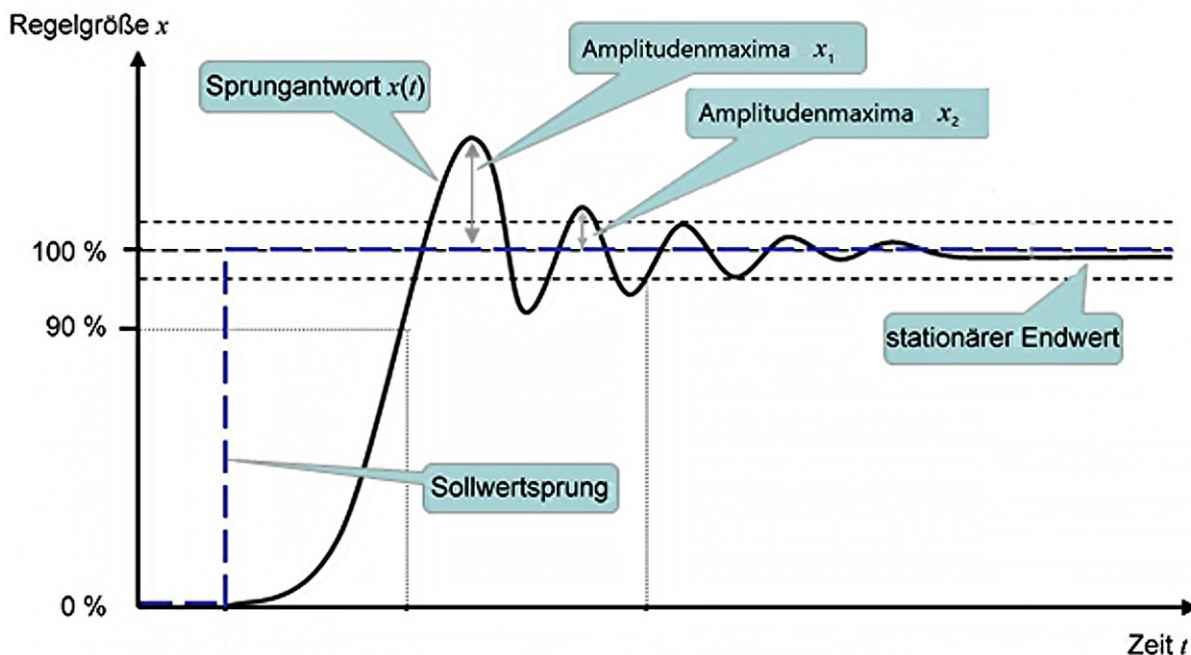


Bild B.11 – Sprungantwort eines Regelkreises zur quantitativen Ermittlung des Dämpfungsgrades

7496 Anhand Amplitudenmaxima x_1 und Amplitudenmaxima x_2 entsprechend Bild B.11 ergibt sich das logarithmische
7497 Dekrement aus dem Amplitudenverhältnis zu:

$$\Lambda = \ln \left(\frac{x_n}{x_{n+1}} \right) \tag{B.29}$$

7498 Aus dem Logarithmischen Dekrement Λ lässt sich der Dämpfungsmaß D bestimmen zu:

$$D = \frac{\Lambda}{\sqrt{(2\pi)^2 + \Lambda^2}} \tag{B.30}$$

7499 ANMERKUNG Praktische Erfahrungen zeigen, dass es sich anbietet, das zweite und dritte Amplitudenmaxima bzw.
7500 Amplitudenmaxima auszuwerten.

7501 **B.12 Erläuterungen zur Kleinsignalstabilität der Primärregelung im unbeschränkten**
7502 **Stellbereich und Empfehlungen zur Reglerstruktur von Typ-1-Anlagen**

7503 **Kleinsignalstabilität der Primärregelung**

7504 Die Kleinsignalstabilität beschreibt allgemein die Dämpfung für das Kleinsignalverhalten eines dynamischen
7505 Systems in einem Arbeitspunkt. Das Kleinsignalverhalten kann wie folgt definiert werden:

7506 Das Kleinsignalverhalten beschreibt das Verhalten eines Systems bei Aussteuerung mit kleinen Signalen,
7507 wobei das Wort „klein“ nicht als geringer Abstand zum Nullpunkt, sondern zu einem Arbeitspunkt zu verstehen
7508 ist. In einem nichtlinearen Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangssignal werden Signale als Klein-
7509 signale bezeichnet, solange sich in einem beschränkten, aber für die Aufgabe wesentlichen Bereich ein den-
7510 noch näherungsweise lineares Übertragungsverhalten ergibt.

7511 In einem Verbundsystem, das rotierende Schwungmassen (z. B. Synchronmaschinen und Lasten) beinhaltet,
7512 zeigt sich ein Ungleichgewicht zwischen primärseitiger Erzeugungsleistung und der im elektrischen Netz ver-

7513 brauchten Leistung in einer Änderung der Frequenz, da das aktuelle Ungleichgewicht als Beschleunigungs-
7514 moment an den rotierenden Schwungmassen wirkt. Damit ist die Frequenz (Drehzahl), die abgesehen von
7515 kurzzeitigen dynamischen Schwingungen identisch ist mit der Netzfrequenz, eine im gesamten Netz verfügbare
7516 integrierende Regelgröße für das Leistungsgleichgewicht.

7517 Die Primärregelung (marktbasiert, netzsicherheitsbasiert) im Netz ist damit eine elementare und ständig zu
7518 erbringende Aufgabe zur Wahrung der Frequenzstabilität. Sie lässt sich in folgende Teilaufgaben gliedern, die
7519 unterschiedliche Maßnahmen erfordern:

- 7520 1) Wahrung der Kleinsignalstabilität⁶
- 7521 2) Beherrschung eines normativen Leistungsungleichgewichts unter Einhaltung einer unteren Frequenz-
7522 grenze (49,2 Hz) ohne Funktionsbeeinträchtigung des Systems (u.a. ohne ungeplante Trennung von
7523 Verbraucherlast)
- 7524 3) Beherrschung eines außergewöhnlichen Leistungsungleichgewichts mit einem resultierenden Frequenz-
7525 gradienten (RoCoF) von bis zu ± 1 Hz/s und unter Einhaltung erweiterter Frequenzgrenzen (47,5 Hz bis
7526 51,5 Hz, kurzzeitig bis 52,5 Hz) mit planbaren Funktionsbeeinträchtigungen des Systems (z. B. frequenz-
7527 abhängige Trennung von Verbraucherlast)

7528 Der Fokus liegt hier auf der Wahrung der Kleinsignalstabilität. Die Wahrung der Kleinsignalstabilität bedeutet,
7529 dass die Frequenz im ungestörten Betrieb in einer Fiktiven Insel konstant bleibt und vor allem keine aufklingen-
7530 den Schwingungen auftreten. Die Kleinsignalstabilität ist somit eine Grundvoraussetzung für jeden praktischen
7531 Betrieb. Sie ergibt sich – wie alle auf die Frequenz wirkenden Einflussgrößen – aus der summarischen Wirkung
7532 aller Anlagen einer Synchronzone mit Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Dies gilt auch für die Kleinsignalstabi-
7533 lität eines großen Verbundsystems.

7534 Eine Anlage ohne die Fähigkeit im Alleinbetrieb (oder auch Inselbetrieb, Teilnetzbetrieb, etc.) einen stabilen
7535 Arbeitspunkt mit konstanter Drehzahl bzw. Frequenz zu halten, ist auf die stabilisierende Stützung des Netzes
7536 im Parallelbetrieb angewiesen. Dies ist stets dann der Fall, wenn die im Netzbetrieb jeweils aktive Regelung
7537 einen Alleinbetrieb mit Wahrung der Kleinsignalstabilität nicht ermöglicht.

7538 **Unbeschränkter / beschränkter Stellbereich**

7539 Die Kleinsignalstabilität kann anhand des dynamischen Verhaltens bestimmter Prozessgrößen nach geringen
7540 Störungen in einem bestimmten Arbeitspunkt bewertet werden. In diesem Zusammenhang wird die Dämpfung
7541 der Primärregelung einer sprungförmigen Laständerung im Alleinbetrieb vorgeschrieben und geprüft. Die Last-
7542 änderung sollte nicht zu klein gewählt werden, damit z. B. Ansprechschwellen der Regelung deutlich überschrit-
7543 ten werden. Andererseits sollte die Laständerung nicht dazu führen, dass während des Regelvorgangs in
7544 nennenswertem Umfang prozessbedingte Begrenzungen wirksam werden. Hiermit sind nur nichtlineare
7545 Begrenzungen gemeint, also nicht die durch die Trägheit bestimmter Vorgänge inhärenten Zeitkonstanten.
7546 Damit kann das Verhalten der Anlage in den jeweiligen Arbeitspunkten i.d.R. näherungsweise durch lineare
7547 Modelle abgebildet werden. Dies wird als unbeschränkter Stellbereich bezeichnet⁷.

7548 Der Alleinbetrieb einer Anlage mit undefinierten Lastzuständen ist normalerweise keine übliche Betriebs-
7549 situation, sie tritt allenfalls störungsbedingt auf. Die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität beziehen sich
7550 aber auf diese Situation, die daher als fiktiver Inselnetzbetrieb bezeichnet wird. Die Prüfung ist daher häufig in
7551 der Simulation anhand geeigneter dynamischer Modelle durchzuführen.

7552 Nach der hier vorliegenden Vorschrift ist für den unbeschränkten Stellbereich ein Stellbereich vorzusehen, der
7553 für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (also außerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) nach einer
7554 sprungförmigen Laständerung um bis zu 10 % von $P_{b\ inst}$ im Alleinbetrieb der Anlage benötigt wird. Für die
7555 marktbasierende Primärregelung (also innerhalb des Bandes von 49,8 Hz bis 50,2 Hz) liegt der Wert für die sprung-
7556 förmige Laständerung maximal bei der marktlich angebotenen Regelleistung. Für den unbeschränkten Stell-
7557 bereich muss die Primärregelung ein festgelegtes Dämpfungsmaß einhalten. Dabei sind als Ausgangspunkt

⁶ Die Begriffe Reglerstabilität und Kleinsignalstabilität werden synonym verwendet.

⁷ In der Definition für das Kleinsignalverhalten wird die Bezeichnung „beschränkter Bereich“ für geringe Abweichungen vom Arbeitspunkt verwendet. Dieser entspricht hier dem „unbeschränkten Stellbereich“.

E VDE-AR-N 4120:2024-11

7558 für den unbeschränkten Stellbereich, in dem die Laständerung vorgenommen wird, alle betrieblich möglichen
7559 Arbeitspunkte zu berücksichtigen (von P_{\min} bis $P_{b\ inst}$ sowie f_{\min} bis f_{\max}).

7560 Der beschränkte Stellbereich betrifft alle Regelvorgänge, die über den unbeschränkten Stellbereich hinausge-
7561 geben und vor allem durch nichtlineare anlagentypische Begrenzungen beeinflusst werden.

7562 **Empfehlungen zur Reglerstruktur**

7563 Eine Drehzahlregelung wird nicht nur für den Inselbetrieb einer Anlage (z. B. während des Anfahrens bis zur
7564 Synchronisierung mit dem Netz, im Betrieb des Eigenbedarfsnetzes) benötigt, sondern sie hat auch für die
7565 Primärregelung im Verbundsystem die wichtigste Funktion. Die Leistungsregelung kann hingegen eine stabile
7566 Primärregelung nicht gewährleisten, sie unterliegt im Hinblick auf netzdynamische Vorgänge vielmehr einigen
7567 Einschränkungen, die auch dann zu beachten sind, wenn kein Frequenzeinfluss in der Regelung wirksam ist.
7568 Die folgenden Hinweise zur Leistungsregelung lassen sich teilweise nur anhand weitergehender netzdyna-
7569 mischer Betrachtungen ableiten, die über den Rahmen dieses Dokuments hinausgehen. Sie sollten jedoch für
7570 die Entwicklung von Reglerstrukturen und Festlegung von Parametern berücksichtigt werden:

7571 1) Falschregeleffekt: Nach einer spontanen Lastzuschaltung erhöht sich die abgegebene elektrische
7572 Leistung des Generators (P_{ist}), und die abgegebene Wirkleistung ist größer als der Sollwert der Wirk-
7573 leistung (P_{soll}). Es entsteht eine negative Regelabweichung am Eingang des Leistungsreglers, wodurch
7574 die Leistungsregelung einen Stellbefehl zur Reduktion der Leistung erzeugt. Damit wird das ursprüngliche
7575 Leistungsungleichgewicht abhängig von der Trägheit der Leistungsregelung unnötig vergrößert. Erst mit
7576 absinkender Frequenz wird das Stellsignal des Leistungsreglers ggf. über den frequenzabhängigen
7577 Leistungssollwert erhöht, um die Leistung der Anlage an die erhöhte Last anzupassen. Besonders im Fall
7578 einer im Vergleich zur Frequenzdynamik sehr schnellen Leistungsregelung erhöht dieser Falschregeleffekt
7579 die dynamische Frequenzabweichung ($f_{\text{nadir}}, f_{\text{zenith}}$) deutlich.

7580 2) Negativer Beitrag zur Dämpfung der Primärregelung: Im Parallelbetrieb mit anderen Erzeugungseinheiten
7581 sind während eines dynamischen Primärregelvorgangs zwischen einzelnen Anlagen mit unter-
7582 schiedlicher Dynamik gegenseitige Beschleunigungen erforderlich, um den Synchronismus zu wahren.
7583 Diese gegenseitigen Beschleunigungen führen zu dynamischen Leistungsänderungen, auf die eine
7584 schnelle Leistungsregelung ungünstig reagiert. Es kommt zu gegenläufigem Regelverhalten, wodurch die
7585 Dämpfung der Primärregelung verringert wird.

7586 3) Negative Dämpfung von Polrad- und Netzpendelungen: Anhand netzdynamischer Untersuchungen lässt
7587 sich zeigen, dass die Dämpfung sowohl von lokalen Polradpendelungen als auch von weiträumigen Netz-
7588 pendelungen durch eine schnelle Leistungsregelung negativ beeinflusst wird.

7589 Nachfolgend werden zwei grundlegende Reglerstrukturen für leistungsgeregelte Erzeugungsanlagen beschrie-
7590 ben, mit denen die Anforderungen an die Kleinsignalstabilität der Frequenzregelung mit einer geeigneten Para-
7591 metrierung unter Beachtung der o.g. Punkte erfüllt werden können.

7592 Die Reglerstruktur in Bild B.12 enthält drei Pfade:

- 7593 – einen Leistungsregler mit P-I-Verhalten, der dafür sorgt, dass stationär der vorgegebene Leistungssoll-
7594 wert (P_{soll}) eingehalten wird,
- 7595 – ein frequenz-/drehzahlabhängiger proportionaler Anteil, der den Leistungssollwert (P_{soll}) frequenz-/dreh-
7596 zahlabhängig ändert,
- 7597 – ein proportionaler Frequenz-/Drehzahlregler, dessen Ausgangssignal nach Addition mit dem Ausgangs-
7598 signal des Leistungsreglers den Stellbefehl erzeugt. Dieser Regler kann dynamische Korrekturglieder
7599 enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

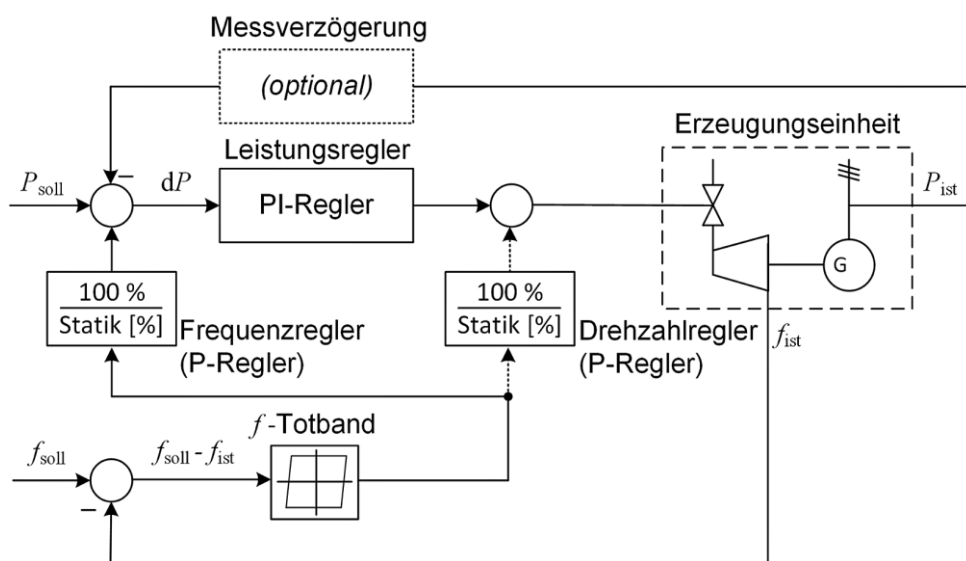
7600 Die Charakteristik des Frequenzeinflusses hinsichtlich des Totbandes ist in dem Block f -Totband hinterlegt.

7601 Die Leistungsregelung, die als P-I-Regelung zur Einhaltung der stationären Frequenz-Leistungs-Kennlinie
7602 dient, muss träge ausgeführt sein ($T_I \geq 10\ \text{s}$, $K_p \leq 0,1$), damit sie von der Frequenzregelung sowie von Netz-
7603 und Polradpendelungen dynamisch entkoppelt wird und die unter Punkt 1 bis 3 genannten Effekte vermieden
7604 werden.

7605 Um die unter Punkt 1 bis 3 beschriebenen Effekte zu vermeiden, kann die gemessene elektrische Leistung
 7606 dem Soll-Istwertvergleich des Leistungsreglers über eine Verzögerung zugeführt werden, siehe Bild B.16),
 7607 wobei die Zeitkonstante der Verzögerung aus den o.g. Gründen der dynamischen Entkopplung mindestens
 7608 2,5 s (Punkt 1), idealerweise 10 s (Punkt 1-3) beträgt. Falls erforderlich, ist für andere Funktionen innerhalb der
 7609 Leittechnik das unverzögerte Messsignal der elektrischen Leistung zu verwenden. Fall der Frequenzregler mit
 7610 Wirkung auf den Summenpunkt (gestrichelte Linie) nicht verwendet wird, muss die Proportionalverstärkung
 7611 des Leistungsreglers $K_p \approx 1$ betragen, damit der Frequenzeinfluss unmittelbar auf die Stellgröße wirksam ist.

7612 Die Dynamik der Primärregelung kann über den Frequenzregler beeinflusst werden, der auf den Leistungssoll-
 7613 wert wirkt. Optional kann ein zusätzlicher Frequenzregler eingesetzt werden, dessen Ausgangssignal mit dem
 7614 Ausgangssignal des Leistungsreglers addiert wird. Beide Frequenzregler können dynamische Korrekturglieder
 7615 enthalten, um die Anforderungen an die Dämpfung zu erfüllen.

7616 Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nach einer Netztrennung arbeiten zusätzliche Funktionen im Turbinen-
 7617 regler, die hier nicht dargestellt sind. So werden zum Beispiel der Leistungssollwert (P_{soll}) abgeschaltet und
 7618 Totbänder in der Frequenzfassung deaktiviert.



7619

7620

Bild B.12 – Prinzipielle Reglerstrukturen in leistungsgeregelten Erzeugungsanlagen

7621 **B.13 Erläuterungen zur Verwendung des effektiven Kurzschlussverhältnisses**
 7622 **(ESCR-Verhältnis)**

7623 Ein ausreichend hohes effektives Kurzschlussverhältnis (ESCR) ist für Typ-2-EZE mit netzfolgenden Umrich-
 7624 tern eine Grundvoraussetzung für ihre Fähigkeit nach den jeweils festgelegten Netzanschlussregeln im statio-
 7625 nären Betrieb wie auch im Fehlerfall am Netz zu verbleiben und eine stabile Regelung der Einheit sicherzu-
 7626 stellen. Es wird dem Netzbetreiber deshalb empfohlen neben der Ermittlung der Netzkurzschlussleistung S''_{kv}
 7627 bzw. dem SCR-Wert am Netzanschlusspunkt zur weiteren Bewertung das tatsächlich verfügbare effektive
 7628 Kurzschlussverhältnis zu ermitteln und zu berücksichtigen. Ermittelt sich der ESCR-Wert zu kleiner 3, so ist
 7629 nicht gewährleistet, dass die anzuschließende Anlage jederzeit stabil betrieben werden kann.

7630 Das ESCR-Verhältnis berücksichtigt, dass die an einem Netzanschlusspunkt verfügbare Netzkurzschluss-
 7631 leistung sich tatsächlich auf alle zu diesem Netzanschlusspunkt elektrisch nahen Typ-2-Einheiten mit netz-
 7632 folgenden Umrichtern aufteilt. Anders als netzbildende Einheiten, wie Synchronmaschinen oder netzbildende
 7633 Umrichter, wirken sich netzfolgende Umrichter in einer Reduktion des ESCR-Verhältnisses am betrachteten
 7634 Netzanschlusspunkt aus. Die tatsächlich an der jeweiligen Typ-2-Einheit verfügbare Kurzschlussleistung kann
 7635 entsprechend signifikant kleiner ausfallen.

7636 Das ESCR ist das Verhältnis der ausschließlich aus netzbildenden (N_b) Erzeugungseinheiten stammenden
 7637 Kurzschlussleistung $S''_{k,N_b,NAP}$, die an einem NAP vorhanden ist, zu der am NAP installierten aus netzfolgenden

E VDE-AR-N 4120:2024-11

7638 Einheiten stammenden Erzeugungsleistung $P_{\text{inst,NAP}}$ sowie der Summe der Nennleistungen $P_{\text{inst,nfU},l}$ der m
 7639 elektrisch wirksam zum Netzanschlusspunkt angeschlossenen Typ-2-EZE mit netzfolgenden Umrichtern (nfU):

$$ESCR_{\text{NAP}} = \frac{S''_{\text{k,Nb,NAP}}}{P_{\text{inst,NAP}} + \sum_l^m (IF_{\text{NAP},l} \cdot P_{\text{inst,nfU},l})}. \quad (\text{B.31})$$

7640 Dabei berücksichtigt der Wirkfaktor (Interaction Factor) $IF_{\text{NAP},l} = \frac{\Delta U_{\text{NAP}}}{\Delta U_l}$ die fiktive Spannungsänderung ΔU_{NAP}
 7641 am NAP, die durch die Spannungsänderung ΔU_l am Knoten l hervorgerufen würde.

7642 Als elektrisch wirksam gelten dabei alle netzfolgenden Typ-2-Einheiten, deren, mit Ihrer Nennleistung gewich-
 7643 teten $IF_{\text{NAP},l}$ -Terme, zu der Summenbildung wesentlich beitragen. Die aus netzbildenden Anlagen ermittelte
 7644 Kurzschlussleistung $S''_{\text{k,Nb,NAP}}$ ist dabei so zu bestimmen, dass diese ausschließlich den am Netzanschlusspunkt
 7645 angeschlossenen Typ-2-EZE zugeteilt werden kann und nicht von weiteren Typ-2-EZE jenseits des NAP
 7646 genutzt wird.

7647 Der Wirkfaktor $IF_{\text{NAP},l}$ nähert sich dem Wert 1 für Typ-2-EZE, die dem NAP elektrisch nah sind und nähert sich
 7648 dem Wert 0 für Typ-2-EZE die vom NAP elektrisch getrennt sind.

7649 Das ESCR-Verhältnis das an der jeweiligen Einheit wirksam wird berechnet sich aus:

$$ESCR_E = \frac{S''_{\text{k,Nb,E}}}{P_{\text{inst,E}} + \sum_l^m (IF_{E,l} \cdot P_{\text{inst,nfU},l})}. \quad (\text{B.32})$$

7650 **B.14 Erläuterungen zu Anforderungen bzgl. des Entkupplungsschutzes an**
 7651 **Erzeugungseinheiten**

7652 **B.14.1 Übersicht zu Anforderungen an den Entkupplungsschutz an den**
 7653 **Erzeugungseinheiten**

7654 Im folgenden werden die Anforderungen an die Umsetzung der Entkupplungsschutzeinrichtungen in Abhängig-
 7655 keit der Anlagengröße in ihren Grundzügen zusammengefasst.

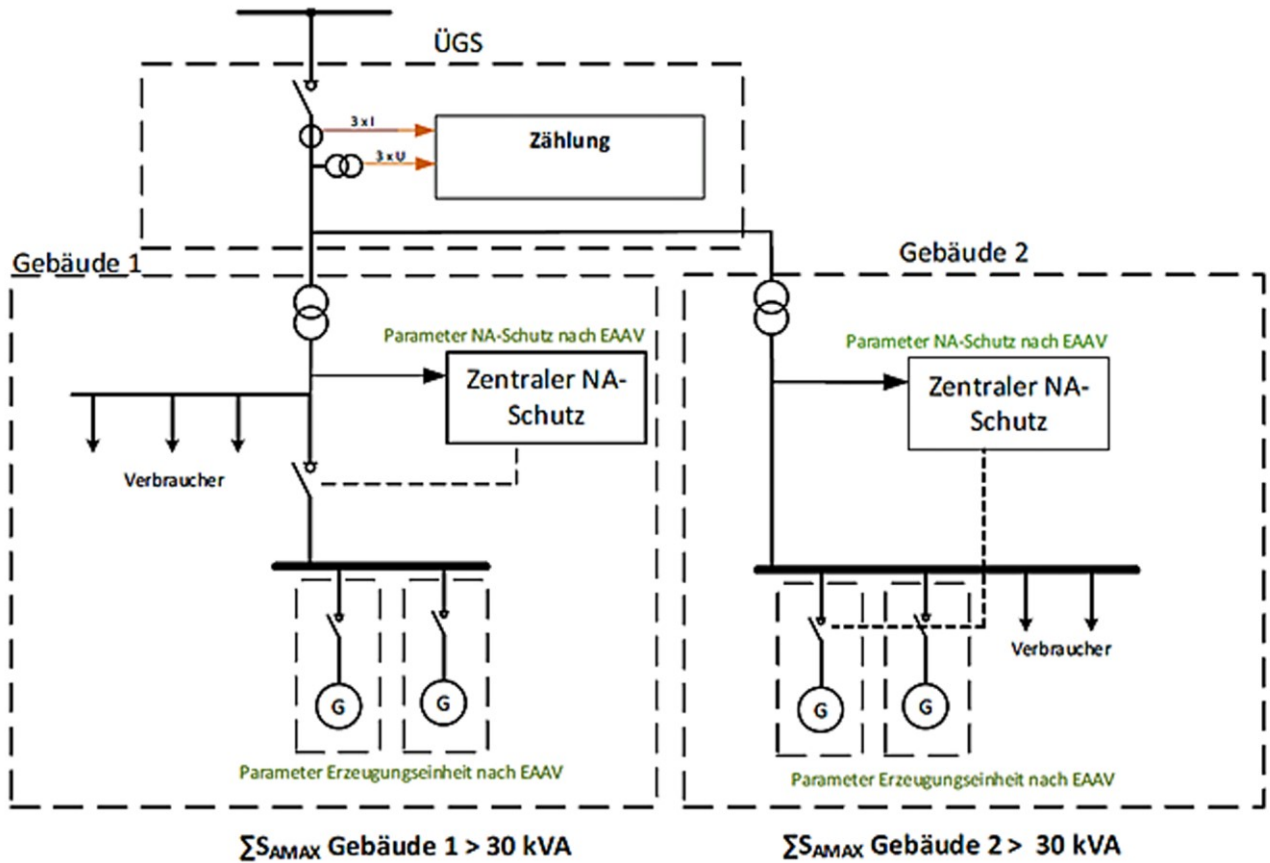
7656 **a) $\sum P_{\text{Amax}} \leq 500 \text{ kW}$**

7657 In Anlagen dieser Leistungsklasse ist nach 10.7.5 ein NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 ausreichend
 7658 (siehe Tabelle B.3)

7659

Tabelle B.3 – Anforderungen an Umsetzung der Entkopplungsschutzeinrichtung

Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten		Übergeordneter Entkopplungsschutz	
Funktion	Nachweis	Funktion	Nachweis
NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105; Parametrierung entsprechend Standardwerten in 10.3.5 dieser Anwendungsregel		keiner	



7660

7661

7662

7663

Bild B.13 – Beispielhafte Umsetzung des NA-Schutzes bei mehreren Gebäuden innerhalb einer Kundenanlage ≤ 500 kVA. In Gebäuden mit $\Sigma S_{A_{max}} \leq 30$ kVA ist ein integrierter NA-Schutz ausreichend

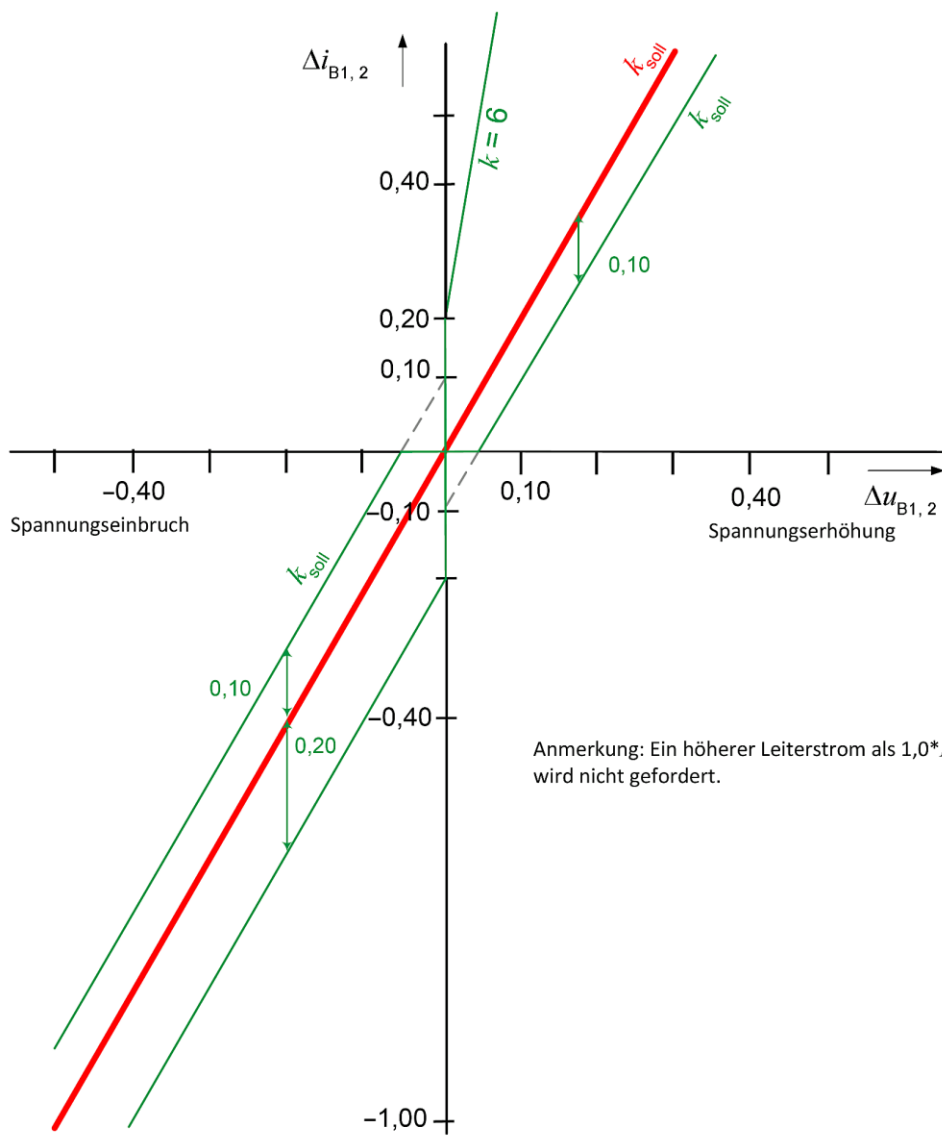
7664
7665
7666
7667

Anhang C (normativ)

Weitere Festlegungen

7668 C.1 Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom

7669 Der Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ für die rot gezeichnete Sollkurve wird durch die
7670 grünen Geraden (Einschwingtoleranz) begrenzt (Bild C.1). Im dargestellten Beispiel beträgt $k_{\text{soll}} = 2$.



7671

7672 Legende

7673 k bezeichnet die Steigung der Geraden (siehe 10.2.4.3)

7674

Bild C.1 – Toleranzbereich für Δi_B

7675 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 $\Delta i_{B2} = 0,2$.

7678 Die betragsmäßig höhere Toleranzgrenze im Quadranten 3 beträgt $+20\% I_r$ unabhängig von k_{soll} und $\Delta u_{1,2}$.

7679 Die betragsmäßig niedrigere Toleranzgrenze für die Blindstromspeisung 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 Anschlagzeit ist für diese Größe die Zeit bis zum erstmaligen Erreichen von 90% des stationären Endwerts von Δi_{B2} .

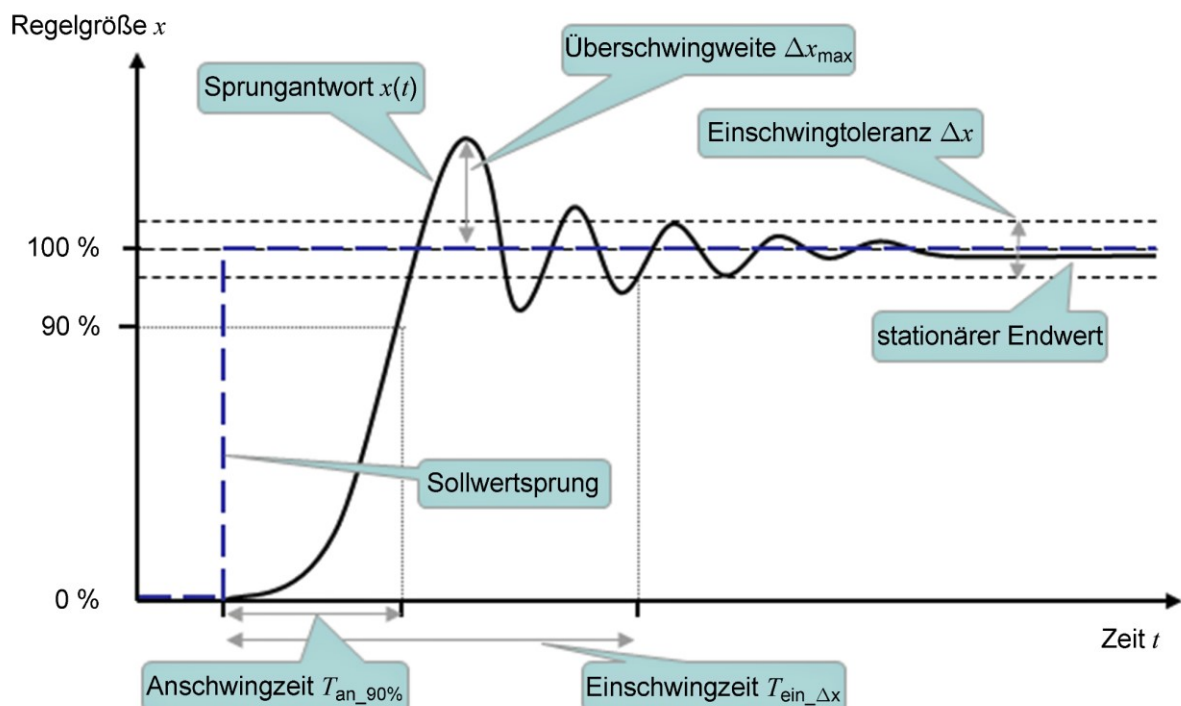
7683 C.2 Prinzipielles Reglerverhalten

7684 Das prinzipielle Reglerverhalten 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 Anschlagzeit $T_{\text{an}_{90\%}}$ erreichen.

7687 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.

7690 ANMERKUNG Der Sollwertsprung ist die Differenz zwischen vorgegebenem Endwert und stationärem Anfangswert. Die Größen Δx und Δx_{max} sind ebenfalls auf den Sollwertsprung bezogen.

7692 Als absolute Genauigkeit für die Regelgrößen sind jeweils $\pm 2\%$ des Nennwerts ausreichend.



7693

7694 **Bild C.2 – Prinzipielles Reglerverhalten einer Erzeugungsanlage**

7695 Im Hinblick auf die kontinuierliche Spannungsregelung sind die in Bild C.2 aufgeführten Größen auf Mit- und Gegensystem anzuwenden.

7696

7697 **C.3 Prozessdatenumfang**

7698 Folgende Anforderungen müssen vom Anschlussnehmer zur Verfügung gestellt bzw. verarbeitet werden
7699 können. Der Prozessdatenumfang wird vom jeweiligen Netzbetreiber vorgegeben. Alle übertragenen Werte
7700 sind mit einem validen Zeitstempel zu versehen. Auf eine entsprechende Zeitsynchronisation mit einer
7701 maximalen Abweichung von 0,1 Sekunden ist zu achten.

7702 Ausgenommen hiervon ist die Übertragung ohne Protokolle (z. B. Analogwerte).

7703 Eine Aktualisierung der übertragenen Werte (Messwerte, Reglerwerte) erfolgt über ein vorgebbares Zeit-
7704 intervall von 3 Sekunden bis 600 Sekunden oder im Schwellverfahren mit parametrierbaren Schwellwerten.
7705 Die Werte sind als gleitende Mittelwerte im vorgegebenen Zeitintervall zu übertragen. Erfolgt die Aktualisierung
7706 auf Abruf (pull), sind Momentanwerte zu Übertragen. Die Übertragung von Binärbefehlen erfolgt spontan und
7707 mit Verzögerungen < 1 Sekunden. Die zuverlässige Übertragung von Stör- und Warnmeldungen ist sicherzu-
7708 stellen. Ggf. muss eine Priorisierung erfolgen. Bei sich ändernden Wertvorgaben wird eine Empfangs-
7709 quittierung erwartet (nur bei digitalen Schnittstellen).

7710 Das Beispiel zeigt die Mindestanforderungen an einen Einfachstich-Anschluss. Für andere Anlagenkonfigura-
7711 tionen ist der Umfang nach den Vorgaben des Netzbetreibers zu erweitern/anzupassen.

7712 Der Prozessdatenumfang für Kundenanlagen ist in Tabelle C.1 dargestellt. Die für Erzeugungs- und Misch-
7713 anlagen zusätzlichen Prozessdaten sind in Tabelle C.2 dargestellt.

7714

7715
7716

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.				

7717

Tabelle C.2 – Beispiel für zusätzliche Prozessdaten für Erzeugungsanlagen

Steuerbefehle	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
Wirkleistung (10.2.5.1, mit Leistungsgradient für planmäßig Vorgaben) ^b	Vorgabe PIP_{inst}	0 bis 100	1	%
Wirkleistung (10.2.5.1, mit Leistungsgradient für Notfallmaßnahmen) ^a	Vorgabe PIP_{inst}	0 bis 100	1	%
Aktivierung/Deaktivierung langsamer Leistungsgradient Primärenergie (10.2.5.1)	Stellbefehl	2 x Binär		
Vorgabespannung (10.2.2.5)	Vorgabe U_{Q0}/U_n	0,9 bis 1,1	0,005	

Blindleistung (10.2.2.5) ^a	Vorgabe $Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}$	– 50 bis 50 %	0,1	%
Verschiebungsfaktor (10.2.2.5) ^a	Vorgabe $\cos \varphi$	–0,85 bis 0,85	0,005	
Vorgabe zum Verfahren der statischen Spannungshaltung (10.2.2.5)	Umschaltung des Verfahrens	2 × binär		
Aktivierung/Deaktivierung Totband der netzsicherheits-basierten Primärregelung (10.2.4.3.7)	Stellbefehl	2 x Binär		
Messwerte	Funktion	Wertebereich	Auflösung	Einheit
Rückmeldung Wirkleistungsvorgabe ^b	Rückmeldung P/P_{inst}	0 bis 100	1	%
Rückmeldung Vorgabespannung	Rückmeldung $U_{\text{Q0}}/U_{\text{n}}$	0,8 bis 1,2	0,005	
Rückmeldung Blindleistungsvorgabe ^a	Rückmeldung $Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}$	–50 % bis 50 %	0,1	
Rückmeldung Verschiebungsfaktorvorgabe ^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_{inst}	0,1	MW
Momentanwert der Wirkleistung ^b	P_{mom}	1,2 P_{inst} bis 1,2 P_{inst}	0,1	MW
verfügbare Wirkleistung ^c	P_{v}	0 bis 1,2 P_{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).			

7718 **C.4 Beispiel Parametermodell**

7719 In 10.6 ist für den VNB die Möglichkeit gegeben rechnerlauffähige Modelle für die Erzeugungsanlagen zu
 7720 erhalten. Da hier konkrete Spezifikationen noch erstellt werden müssen, wird in der Praxis zunächst eine
 7721 Abfrage von Parametern aus dem Anlagenzertifikat in Tabellenform z. B. als Excel, CSV oder einem anderen
 7722 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu vereinbarendem maschinenlesbarem Format empfohlen.

7723 **Tabelle C.3 – Beispielhaftes tabellarisches Parametermodell**

Allgemeine Angaben zur Erzeugungsanlage		
Registriernummer des Netzbetreibers		[aus E.7]
Bezeichnung EZA		[aus E.7]
Bezeichnung Übergabestation		[aus E.7]
Bezeichnung NAP		[aus E.7]
U_n		[kV]
P_{inst}		[MW]
P_{Amax}		[MW]
$P_{AV,E}$		[MW]
$P_{AV,B}$		[MW]
EZA mit EZE Typ 1 (direkt gekoppelter Synchrongenerator)		[true / false]
EZA mit EZE Typ 2 (EZE mit Vollumrichter)		[true / false]
EZA mit EZE Typ 2 (EZE mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator)		[true / false]
EZA mit EZE Typ 2 (direkt gekoppelter Asynchrongenerator)		[true / false]
Speicher Typ 1		[true / false]
Speicher Typ 2		[true / false]
Allgemeine Daten des Kundennetzes und Kurzschlussstrombeitrag am Netzanschlusspunkt		
Bemessungsspannung Netztransformator auf Oberspannungsseite U_{rT}		[kV]
Bemessungsscheinleistung Netztransformator S_{rT}		[MVA]
Kurzschlussspannung u_k		[%]
Kupferverluste P_{krT}		[kW]
kap. Erdschlussstrom I_{CE} des HS-Kunden-Netzes (bei 100 % U_n)		[A]
i_p Stoßkurzschlussstrombeitrag der EZA		[kA]
i_k^{*} Anfangs-Kurzschlusswechselstrombeitrag der EZA		[kA]
I_k Dauerkurzschlussstrombeitrag der EZA		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 20 ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 100 ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 150 ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 300 ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 500 ms nach Fehlereintritt*		[kA]
Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags der EZA 1000 ms nach Fehlereintritt*		[kA]
* ermittelt unter Verwendung der validierten EZE-Modelle, nur auszuweisen bei EZA mit Anlagenzertifikat		

Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA mit Vollumrichter-EZE) auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators (für jeden verbauten EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.7 gefordert:		
Typbezeichnung EZE ₁		
Anzahl		-
Quellenstrom I_{skPF}		[kA]
Typbezeichnung EZE ₂		
Anzahl		-
Quellenstrom I_{skPF}		[kA]
Typbezeichnung EZE _n		
Anzahl		
Quellenstrom I_{skPF}		[kA]
Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA DFIG (EZE mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator) auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators (für jeden verbauten EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.7 gefordert:		
Typbezeichnung EZE ₁		
Anzahl		-
maximaler Kurzschlussstrom, i_{WDmax} (maximaler Augenblickswert)		[kA]
k_{WD} (Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms)		
Bemessungsspannung des Maschinentransformators auf der Oberspannungsseite U_{rTHV}		[kV]
Typbezeichnung EZE ₂		
Anzahl		-
maximaler Kurzschlussstrom, i_{WDmax} (maximaler Augenblickswert)		[kA]
k_{WD} (Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms)		
Typbezeichnung EZE _n		
Anzahl		-
maximaler Kurzschlussstrom, i_{WDmax} (maximaler Augenblickswert)		[kA]
k_{WD} (Faktor zur Berechnung des Stoßkurzschlussstroms)		
Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA mit EZE Typ 2 (EZE mit direktgekoppeltem Asynchrongenerator) auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators (pro EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.7 gefordert:		
Anzahl		-
Bemessungsübersetzungsverhältnis des Blocktransformators \ddot{u}		-
Impedanz des Blocktransformators auf Oberspannungsseite		[Ohm]
Impedanz des Asynchrongenerators		[Ohm]
Zusatzangaben nach IEC 60909 bei EZA mit EZE Typ 1 (direkt gekoppelter Synchrongenerator) auf der Unterspannungsseite des Maschinentransformators (pro EZE-Typ angeben) – anzugeben nur, wenn seitens des Netzbetreibers im E.7 gefordert:		
Anzahl		-
Bemessungsspannung des Generators U_{rG}		[kV]
Resistanz des Generators R_G		[Ohm]
Bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz x_d''		[p.u.]
Bezogene gesättigte Subtransiente Reaktanz der Querachse x_q''		[p.u.]
Verschiebungsfaktor im Bemessungsbetrieb $\cos \phi_{rG}$		-
Sofern Maschinentransformator vorhanden:		
Bemessungsübersetzungsverhältnis		-
Bemessungscheinleistung		[MVA]
Rel. Kurzschlussspannung u_k		[%]

Angaben zur Blindleistungsregelung der Erzeugungsanlage		
$Q(U)$ Kennlinie aktiv		[true / false]
Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion aktiv		[true / false]
fester Verschiebungsfaktor $\cos(\phi)$ aktiv		[true / false]
Blindleistungsregelung per Fernwirktechnik änderbar		[true / false]
Schutz am NAP (alle Angaben bezogen auf Primärwerte)		
Distanzschutz		[true / false]
Distanzschutz $I >>$		[A]
Distanzschutz Unterspannungsanregung $I >$		[A]
Distanzschutz Unterspannungsanregung $I >>$		[A]
Distanzschutz Unterspannungsanregung $U <$		[kV]
Distanzschutz Nullsystemanregung $I_E >$		[A]
Distanzschutz Nullsystemanregung $U_{NE} >$		[kV]
Überstromzeitschutz		[true / false]
Überstromzeitschutz $I >>$		[A]
Überstromzeitschutz $I >>$		[s]
Überstromzeitschutz $I >$		[A]
Überstromzeitschutz $I >$		[s]
Erdschlussschutz (nur Meldung)		[true / false]
Erdschlussschutz (mit Auslösung)		[true / false]
Erdschlussschutz $I_E >>$		[A]
Erdschlussschutz $t_{IE} >>$		[s]
Erdschlussschutz $I_E >$		[A]
Erdschlussschutz $t_{IE} >$		[s]
Erdschlussschutz $U_E >$		[kV]
Erdschlussschutz $t_{UE} >$		[s]
Frequenzsteigerungsschutz $f >$		[Hz]
Frequenzsteigerungsschutz $t_f >$		[s]
Frequenzrückgangsschutz $f <$		[Hz]
Frequenzrückgangsschutz $t_f <$		[s]
Entkupplungsschutz Unterspannungsseite $U >>$		[kV]
Entkupplungsschutz Unterspannungsseite $t_U >>$		[s]
Entkupplungsschutz Unterspannungsseite $U >$		[kV]
Entkupplungsschutz Unterspannungsseite $t_U >$		[s]
Entkupplungsschutz Oberspannungsseite $U >$		[kV]
Entkupplungsschutz Oberspannungsseite $t_U >$		[s]
Entkupplungsschutz Oberspannungsseite $U <$		[kV]
Entkupplungsschutz Oberspannungsseite $t_U <$		[s]

— Entwurf —

E VDE-AR-N 4120:2024-11

Angaben zum Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlage am NAP					
Hinweis: Es gilt das Erzeugerzählpeilsystem					
$P > 0 \rightarrow$ Einspeisung		$P < 0 \rightarrow$ Bezug		$Q > 0 \rightarrow$ übererregt $Q < 0 \rightarrow$ untererregt	
Leerlaufblindleistung					
Leerlaufblindleistung mit 127 kV				[kVAr]	
96 kV					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [MW]	$Q_{\text{übererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [MVar]	$Q_{\text{untererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [MVar]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					
103 kV					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [MW]	$Q_{\text{übererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [MVar]	$Q_{\text{untererregt}} [Q/P_{\text{inst}}]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [MVar]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					

Angaben zum Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlage am NAP					
Hinweis: Es gilt das Erzeugerzählpfeilsystem					
$P > 0 \rightarrow$ Einspeisung		$P < 0 \rightarrow$ Bezug		$Q > 0 \rightarrow$ übererregt	
				$Q < 0 \rightarrow$ untererregt	
110 kV					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [MW]	$Q_{\text{übererregt}} \left[\frac{Q}{P}_{\text{inst}} \right]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [MVA _r]	$Q_{\text{untererregt}} \left[\frac{Q}{P}_{\text{inst}} \right]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [MVA _r]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					
120 kV					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [MW]	$Q_{\text{übererregt}} \left[\frac{Q}{P}_{\text{inst}} \right]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [MVA _r]	$Q_{\text{untererregt}} \left[\frac{Q}{P}_{\text{inst}} \right]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [MVA _r]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					
127 kV					
Wirkleistung [%]	Wirkleistung [MW]	$Q_{\text{übererregt}} \left[\frac{Q}{P}_{\text{inst}} \right]$ [p.u.]	$Q_{\text{übererregt}}$ [MVA _r]	$Q_{\text{untererregt}} \left[\frac{Q}{P}_{\text{inst}} \right]$ [p.u.]	$Q_{\text{untererregt}}$ [MVA _r]
$P_{10\%}$					
$P_{20\%}$					
$P_{30\%}$					
$P_{40\%}$					
$P_{50\%}$					
$P_{60\%}$					
$P_{70\%}$					
$P_{80\%}$					
$P_{90\%}$					
$P_{100\%}$					

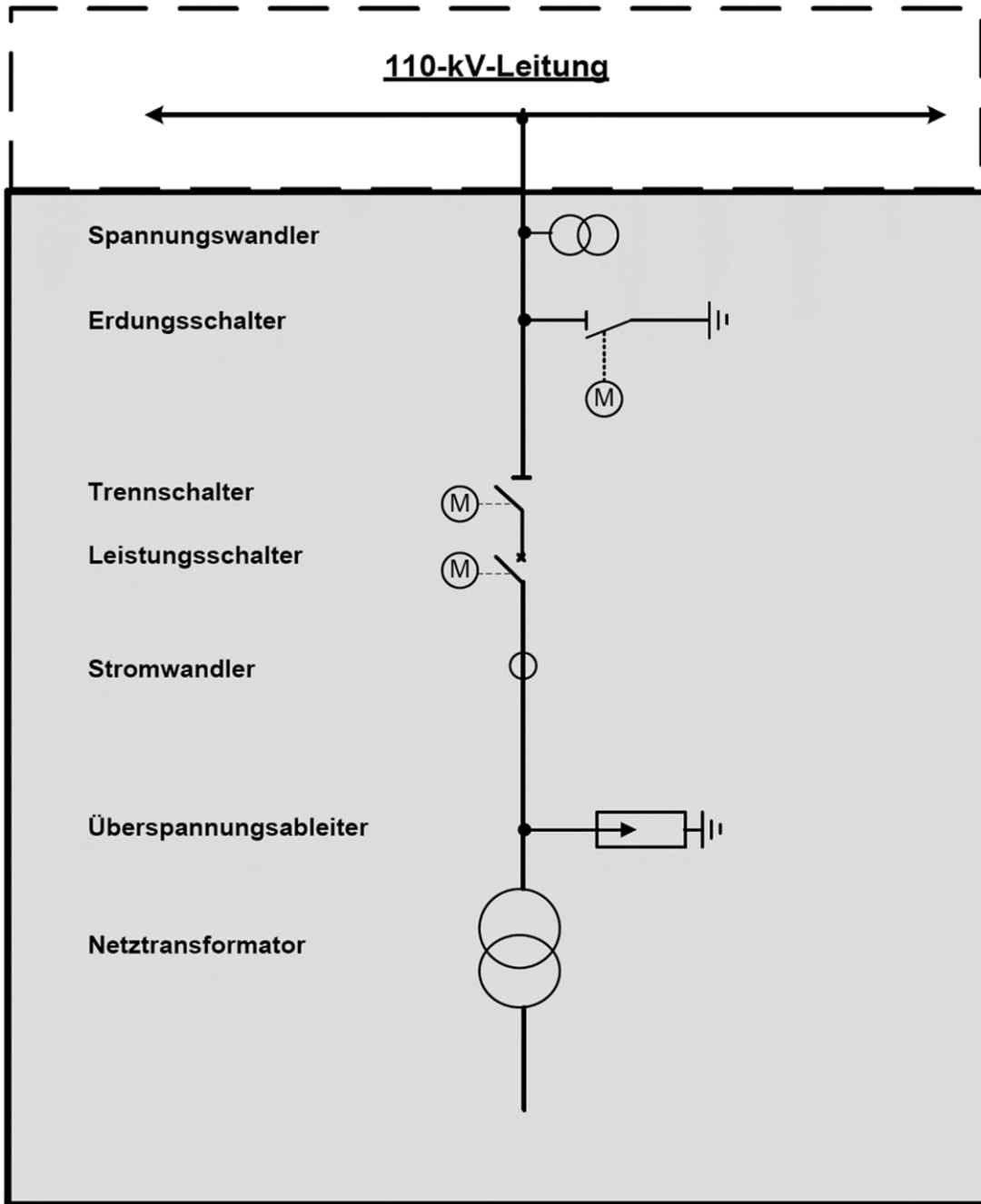
7724 Hinweis: in der Spalte Wirkleistung [MW] ist der niedrigere errechnete Wert bei max. $Q_{\text{übererregt}}$ und max. $Q_{\text{untererregt}}$ anzugeben.

7725
7726
7727
7728

Anhang D
(informativ)

Beispiele für einen 110-kV-Stichanschluss

7729 Bild D.1 zeigt ein Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss.



7730
7731

Bild D.1 – Beispiel für einen 110-kV-Stichanschluss

7732

Anhang E
(normativ)

7733

7734

Vordrucke

7735

7736 Die Formulare in diesem Anhang E sind zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungs-
7737 regel bestimmt.

7738

7739 **E.1 Antragstellung**

7740 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung)		1 (4)
(Vom Anschlussnehmer auszufüllen)		
Bezeichnung des Bauvorhabens	_____	
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil _____ Straße, Hausnummer oder _____ Flurstück-Nr. / Gemarkung _____	
Anschlussnehmer	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort, Ortsteil _____ Telefon, E-Mail _____	
Grundstückseigentümer	<input type="checkbox"/> Anschlussnehmer ist Grundstückseigentümer <input type="checkbox"/> Vollmacht Grundstückseigentümer liegt der Antragsstellung bei	
Anlagenerrichter (wenn bereits bekannt)	Firma, PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____	
Anlagenart	<input type="checkbox"/> Bezugsanlage <input type="checkbox"/> Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage <input type="checkbox"/> Speicher <input type="checkbox"/> Mischanlage <input type="checkbox"/> temporärer Anschluss (z. B. Baustrom) <input type="checkbox"/> Notstromaggregat	
Maßnahme Netzanschluss	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung	<input type="checkbox"/> Erweiterung / Änderung
Örtliche Lage der Kundenanlage mit ggf. eingezeichneten Vorschlägen zu möglichen Standorten der Übergabestation. Pläne im geeigneten Maßstab (z. B. Übersichtsplan 1:25 000 oder 1:10 000, Detailplan mindestens 1:500) beigefügt? Bei Erzeugungsanlagen/Mischanlagen muss der Aufstellungsort der Erzeugungseinheiten eindeutig hervorgehen.		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Voraussichtliche Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$ und $P_{AV, E}$ [kW]		
	bisher	zukünftig benötigter Gesamtwert (im Endausbau nach Maßnahme)
Bezugswirkleistung $P_{AV, B}$	_____	_____
Einspeisewirkleistung $P_{AV, E}^*$	_____	_____
Bei Erzeugungsanlagen/Mischanlagen oder Speicher sind zusätzlich die Seiten 2 (4) und 3 (4) des E.1 auszufüllen. Bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ist zusätzlich Seite 4 (4) auszufüllen.		
Bereitstellung der Messeinrichtung und Messstellenbetrieb soll erfolgen durch: <input type="checkbox"/> grundzuständigen MSB <input type="checkbox"/> anderen MSB _____		
Baustrombedarf	<input type="checkbox"/> nein	wenn ja: Leistung _____ kW
Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen (Vordruck E.2) bei Anschluss einer Bezugsanlage beigefügt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Zeitlicher Bauablaufplan beigefügt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Geplanter Inbetriebsetzungstermin / geplante Fertigstellung der Maßnahme		_____
_____	_____	
Ort, Datum	Unterschrift des Anschlussnehmers	

7741 ANMERKUNG* Maximale Einspeiseleistung der Kundenanlage in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz.

7742

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung)			2 (4)
(Vom Anschlussnehmer bei Erzeugungsanlagen / Mischanlagen / Speicher auszufüllen)			
Typ der Erzeugungsanlage (bei Energiemix Mehrfachnennung)	<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"/> KWK-Anlage	Eingesetzter Brennstoff (z. B. Erdgas, Biogas, Biomasse)	
	<input type="checkbox"/> Therm. Kraftwerk	
	<input type="checkbox"/> Speicher / Speichersystem	Betriebsmodus: <input type="checkbox"/> Bezugsspitzenabdeckung / Eigenverbrauchsoptimierung <input type="checkbox"/> Regelenergiemarkt / Systemdienstleistungen <input type="checkbox"/> Inselbetrieb <input type="checkbox"/> Sonstiges:	
	<input type="checkbox"/> Notstromaggregat mit > 100 ms Netzparallelbetrieb	Betriebsmodus: <input type="checkbox"/> ausschließlich Probebetrieb nach DIN 6280-13 bzw. VDE 0100-560 (VDE 0100 560)	
	<input type="checkbox"/> Notstromaggregat mit ≤ 100 ms Netzparallelbetrieb	<input type="checkbox"/> Bezugsspitzenabdeckung <input type="checkbox"/> Regelenergiemarkt <input type="checkbox"/>	
Maßnahme Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Neuerrichtung	<input type="checkbox"/> Erweiterung / Änderung	<input type="checkbox"/> Rückbau
Leistungsangaben	Vorhanden (Bestand)	Neuerrichtung / Erweiterung / Rückbau	/ im Endausbau(neuer geplanter / Gesamtwert)
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}^*$kWkWkW
maximale Erzeugungsscheinleistung, kumuliert $\sum S_{Amax}^*$kVAkVAkVA
Bei PV: Modulleistung [kWp]			
Eigenbedarf der ErzeugungsanlagekW			
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Einspeiseüberwachung ($P_{AV,E}$ -Überwachung) am Netzanschlusspunkt vorgesehen ?			<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Anmerkungen zur Erzeugungsanlage:			

7743 * Ergibt sich aus der Summe, der maximalen 10 Minuten Mittelwerte aller installierten Erzeugungseinheiten und
 7744 Speicher nach Angaben aus den Einheitenzertifikaten am Netzanschlusspunkt. Etwaige dauerhaften
 7745 Wirkleistungs-drosselungen an den Erzeugungseinheiten sind zu berücksichtigen. Bei Erzeugungseinheiten und Speicher
 7746 ohne Einheitenzertifikat kann alternativ die Bemessungswirkleistung PrE und SrE verwendet werden.

7747 ** Modulleistung (maximale Ausgangsleistung (P_{max}) bei Standard Test Conditions (STC-Bedingungen)) nach
 7748 DIN EN 50380 (VDE 0126-390).

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung)		3 (4)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede neu geplante baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit /Speicher bitte ein Datenblatt ausfüllen)		
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: Stück		
Einheitenzertifikat vorhanden <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein ; wenn nein: <input type="checkbox"/> Prototyp <input type="checkbox"/> Nachweis über Einzelnachweisverfahren		
ZEREZ ID (Zusatzangaben Speicher weiterhin notwendig) :		
Sofern keine ZEREZ ID vorhanden, sind folgende Angaben notwendig:		
Einheitentyp	<input type="checkbox"/> doppelt gespeiste Asynchronmaschine	
	<input type="checkbox"/> Synchronmaschine (direkt gekoppelt)	
	<input type="checkbox"/> Netzkopplung mit Vollumrichter(nicht Speicher)*	
	<input type="checkbox"/> Speicher	
	Andere	
Einheitenhersteller: Typ:	
Leistungsangaben der Erzeugungseinheit / des Speichers	Bemessungsscheinleistung S_{rE}^* kVA	
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{E_{max}}^{**}$ kW	
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' kA *** bei V	
	<input type="checkbox"/> Deckblatt des Einheitenzertifikates nach VDE-AR-N 4120 und Auszug aus dem Prüfbericht Netzverträglichkeit der FGW TR 3 beigefügt	
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz %		
<input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigefügt		
Zusatzangaben bei Speichern		
Anschluss des Speichers		<input type="checkbox"/> über eigenen Wechselrichter <input type="checkbox"/> über den Wechselrichter einer anderen Erzeugungseinheit (bei EZSE) <input type="checkbox"/> direkter Anschluss an das Wechselstrom-/Drehstromnetz
Betrieb des Speichers	<input type="checkbox"/> Bezug und Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	Einspeisung des Speichers in das Netz des Netzbetreibers gleichzeitig mit Erzeugungseinheiten geplant <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
	<input type="checkbox"/> Kein Bezug , aber Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	<input type="checkbox"/> Kein Bezug und keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	
	<input type="checkbox"/> Bezug, aber keine Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers	

7749 * Im Falle von Vollumrichtern sind im Formular E.1 3 (4) die netzseitigen Daten des Vollumrichters einzutragen

7750 ** Ist der Wert nicht explizit bekannt, kann die elektrische Bemessungswirkleistung P_{rE} der Erzeugungseinheit verwendet
7751 werden. Im Falle von PV-Anlagen und Speichern sind diese Größen für die Wechselrichter anzugeben.

7752 *** Für eine Abschätzung kann der Anteil aus den Erzeugungseinheiten ohne Wechselrichter (I_k'') und der Effektivwert
7753 des Quellenstroms aus Erzeugungseinheiten mit Wechselrichter (I_{skPF})(11.2.11) addiert werden.

7754

Antragstellung für Netzanschlüsse (Hochspannung)		4 (4)	
(Vom Anschlussnehmer bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge auszufüllen)			
Allgemeine Angaben zu den Ladeeinrichtungen		<input type="checkbox"/> öffentlich <input type="checkbox"/> nicht öffentlich (privat)	
Leistungsangabe der Ladeeinrichtungen	Maximal gleichzeitiger Wirkleistungsbezug der Ladeeinrichtungen kW	
	Lademanagement zur Steuerung der Ladeeinrichtungen geplant*	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Informationen je baugleicher Ladeeinrichtung	Anzahl der Ladeeinrichtung	Maximale Ladeleistung der Ladeeinrichtung	
	 kW	Ladetechnik
			<input type="checkbox"/> AC <input type="checkbox"/> DC** <input type="checkbox"/> BiDj*** ZEREZ ID:
			<input type="checkbox"/> AC <input type="checkbox"/> DC**
		<input type="checkbox"/> AC <input type="checkbox"/> DC**	
Zählung	Wird eine separate Zählung der Ladeeinrichtungen durch den grundzuständigen oder einem 3. Messtellenbetreiber gewünscht?	<input type="checkbox"/> ja*** <input type="checkbox"/> nein	

7755 * Der Netzbetreiber kann eine technische Einrichtung zur Steuerung der Wirkleistung verlangen.

7756 ** Die Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers bei DC Ladeeinrichtungen > 12 kVA sind zu beachten.

7757 *** Inbetriebnahme-/Inbetriebsetzungsauftrag erforderlich.

7758 **E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen**

7759 (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:		
Netztransformatoren	Anzahl und Bemessungsscheinleistung: Für den größten Netztransformator sind die folgenden Felder auszufüllen:		
	Bemessungsspannung (Oberspannungsseite):	kV	
	Bemessungsspannung (Unterspannungsseite):	kV	
	Bemessungsscheinleistung des Netztransformators S_{rT} :	kVA	
	Relative Kurzschlussspannung u_K :	%	
	Schaltgruppe:		
	Stufenschalter:	± %, in Stufen	
	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		
	Anzahl und Bemessungsscheinleistung: Für den größten Motor (größter Anlaufstrom) sind die folgenden Felder auszufüllen:		
	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	Anzahl der Anläufe je h:	
		Anlauf mit Last oder ohne Last:	
Anzahl der Last- bzw. Drehrichtungswechsel: je min			

Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen		2 (2)								
(Durch Anschlussnehmer mit Bezugsanlagen auszufüllen)										
Schweißmaschinen ≥ 1 MVA	Anzahl und Höchstschweißleistung:									
	Für die größte Schweißmaschine sind die folgenden Felder auszufüllen:									
	Höchstschweißleistung:	kVA								
	Leistungsfaktor:									
	Anzahl 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									
	Anzahl und Bemessungsscheinleistung: kVA									
Stromrichter (≥ 1 MVA)	Anzahl und Bemessungsscheinleistung:									
	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 <input type="checkbox"/> Glättung: <input type="checkbox"/> induktiv <input type="checkbox"/> kapazitiv									
	Stromrichtertransformator	Bemessungsscheinleistung S_{rT} : kVA								
		Relative Kurzschlussspannung u_k : %								
		Schaltgruppe:								
	Kommutierungsinduktivitäten: mH									
Herstellerangaben zu den netzseitigen Oberschwingungsströmen (bei höherpulsigen 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 beispielsweise schaltbare Verbrauchslasten zur Bereitstellung von Regelleistung										
Ort, Datum	Unterschrift des Anschlussnehmers									

7762 **E.3 Netzanschlussplanung**

7763 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Netzanschlussplanung (Hochspannung)		1 (1)
(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 bekannt gegeben?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Erforderliche Schutzeinrichtungen für netzseitige Eingangsschaltfelder, das Übergabeschaltfeld und die Abgangsschaltfelder 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 vom Anschlussnehmer und Netzbetreiber geklärt?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein

7764

7765

7766 **E.4 Errichtungsplanung**

7767 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Errichtungsplanung (Hochspannung)	1 (1)
(Spätestens 12 Wochen vor Bestellung von Stationskomponenten/Baubeginn/Beginn der Werksfertigung 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, E-Mail _____
Maßstäblicher Lageplan des Grundstückes mit eingezeichnetem Standort der Übergabestation, der Leitungstrassen sowie der vorhandenen und geplanten Bebauung, mindestens im Maßstab 1:500, beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Einphasiger Übersichtsschaltplan der gesamten Übergabestation einschließlich Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenzen, Netztransformatoren, 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 Mittelspannungs-Leitungsverbindungen, Angaben von Kabeltypen, -längen und querschnitts- und Angabe der technischen Kennwerte der nachgelagerten kundeneigenen Mittelspannungs-Schaltanlagen, beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Zeichnungen aller Hochspannungs-Schaltfelder mit Anordnung der Geräte beigelegt? (Montagezeichnungen) <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Darstellung des Messkonzeptes, Anordnung der Mess- und Zählleinrichtung mit Einrichtungen zur Datenfernübertragung, Anordnung der Fernwirktechnik, Netzwerkplan mit allen sekundärtechnischen Komponenten, Kommunikationsschnittstellen und Prozessdatenumfang in der Übergabestation 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 Hochspannungs-Schaltanlage und Netztransformatoren 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	
Nachweis der Kurzschlussfestigkeit für die gesamte Übergabestation, Nachweis des Schutzes vor Gefährdung durch Störlichtbögen nach DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) bzw. DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200) (z. B. IAC-Klassifikation) oder nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) (unter anderem Druckberechnung und Ableitung der Störlichtbogengase) beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Liegt eine einvernehmliche Regelung bezüglich des Standortes und Betriebes der Übergabestation zwischen dem Haus- und Grundstückseigentümer und dem Anschlussnehmer (wenn dies unterschiedliche Personen sind) vor und liegt die Zustimmung des Grundstückseigentümers zur Errichtung und Betrieb der Leitungstrassen vor? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Erklärung zur Erfüllung der technischen Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel und der TAB des Netzbetreibers beigelegt? <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Zeitlicher Bauablaufplan beigelegt? <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)		1 (1)
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	
Tonfrequenzsperrn	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"/> Beglaubigungsscheine der Wandler	
<input type="checkbox"/> netzvertriebliche Voraussetzungen erfüllt	<input type="checkbox"/> Protokoll der Erdungsmessung	
<input type="checkbox"/> Übersichts Schaltplan, ggf. Schaltpläne Sekundärtechnik	<input type="checkbox"/> Bestätigung nach DGUV Vorschrift 3	
<input type="checkbox"/> Prüfprotokoll des Übergabeschutzes und bei Erzeugungsanlagen des übergeordneten Entkopplungsschutzes	<input type="checkbox"/> Messwertübertragung geprüft	
<input type="checkbox"/> Schutz mit Schalterauslösung 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, 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 Anlagenbetreiber Anlagenerrichter
Die Anschaltung der Kundenanlage an das Hochspannungsnetz erfolgte: Datum: Uhrzeit:		
..... Ort, Datum Netzbetreiber	

7770
7771

E.6 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Hochspannung

(Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung		1 (4)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen, gilt auch für Mischanlagen und Speicher)		
Einspeiser-Nr. des Anschlussnehmers _____		
Anlagenstandort	PLZ, Ort, Ortsteil _____ Straße, Hausnummer oder Flurstück-Nr. / Gemarkung _____	
Anschlussnehmer	Firma _____ Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ PLZ, Ort _____ Telefon, E-Mail _____	
Die Angaben zur Erzeugungsanlage aus dem Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) sind weiterhin aktuell ?		<input type="checkbox"/> ja, Datum E.1 _____
Sind die Angaben aus den Datenblatt E.1 Seite 2(4) und Seite 3(4) nicht mehr aktuell, müssen diese aktualisiert mit dem E.8 eingereicht werden. Bei Änderungen mit Auswirkung auf das Netz des Netzbetreibers kann eine neue Netzverträglichkeitsprüfung durch den Netzbetreiber notwendig werden.		<input type="checkbox"/> nein
Am Netzanschlusspunkt sind bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher vorhanden ?		
<input type="checkbox"/> ja		
<input type="checkbox"/> nein		
Letztgültiges Anlagenzertifikat Nr.: _____ Datum: _____		
ANMERKUNG Wenn für bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher kein Anlagenzertifikat vorhanden ist, ist Seite 3 (4) im E.8 auszufüllen.		
Technische Mindestleistung der Erzeugungsanlage?		<input type="checkbox"/> ja,kW
		<input type="checkbox"/> nein
Inselbetrieb vorgesehen?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?		<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein

7772
7773

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung (folgende Informationen müssen im Übersichtsschalplan der Erzeugungsanlage dargestellt werden)		2 (4)
Angaben zum HS/MNS-Transformator	<ul style="list-style-type: none"> • Obere Bemessungsspannung U_{rOS} in kV • Untere Bemessungsspannung U_{rUS} in kV • Bemessungsscheinleistung S_r in MVA • Betriebsspannung (Reglersollspannung des Stufenschalter) U_{bUS} in kV • Kurzschlussspannung u_k in % • Schaltgruppe • Regelbereich Stufenschalter \pm in % • Stufenanzahl 	
Maschinentransformator	<ul style="list-style-type: none"> • Bemessungsscheinleistung S_r in kVA • Kurzschlussspannung u_k in % • Schaltgruppe • Regelbereich Stufenschalter \pm in % • Geplante Stufung in kV/kV • Bemessungsspannung OS in kV • Bemessungsspannung US in kV 	
Angaben zum Anschlussnehmer eigenen MS-Netz	<ul style="list-style-type: none"> • Sternpunktbehandlung (nur anzugeben, wenn das anschlussnehmereigene Netz galvanisch vom VNB-Netz getrennt ist) • schematischer Übersichtsplan des Netzes mit Angaben zu Typen, Längen und Querschnitten aller verwendeten Kabel 	
Blindleistungskompensationsanlage (wenn vorhanden)	<ul style="list-style-type: none"> • Bemessungsblindleistung • Anzahl Stufen • Verdrosselungsgrad in % /Resonanzfrequenz in Hz 	
Tonfrequenzsperre (wenn vorhanden)	Angabe in Hz	

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung		3 (4)
(vom Anschlussnehmer auszufüllen; für jede baulich unterschiedliche Erzeugungseinheit/Speicher im Bestand ohne Anlagenzertifikatbitte ein Datenblatt ausfüllen)		
Anzahl baugleicher Erzeugungseinheiten/Speicher: Stück		
Einheitentyp	<input type="checkbox"/> doppelt gespeiste Asynchronmaschine	
	<input type="checkbox"/> Synchronmaschine (direkt gekoppelt)	
	<input type="checkbox"/> Netzkopplung mit Vollumrichter* (nicht Speicher)	
	<input type="checkbox"/> Speicher	
	Andere	
Einheitenhersteller: Typ:	
Leistungsangaben	Bemessungsscheinleistung S_{IE} * kVA
	maximale Wirkleistung (10-Minuten Mittelwert) $P_{E_{max}}$ ** kW
	Beitrag zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_k kA ***	bei V
Bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren: gesättigte subtransiente Längsreaktanz %		
<input type="checkbox"/> Herstellerdatenblatt beigelegt		

7775 * Im Falle von Vollumrichtern sind die netzseitigen Daten der Vollumrichter einzutragen.

7776 ** Im Falle von PV-Anlagen und Speichern sind diese Größen für die Wechselrichter anzugeben.

7777 *** Für eine Abschätzung kann der Anteil aus den Erzeugungseinheiten ohne Wechselrichter (I''_k) und der Effektivwert des Quellenstroms

7778 aus Erzeugungseinheiten mit Wechselrichter (I_{skPF}) (11.2.11) addiert werden (11.2.9) addiert werden.

Datenblatt einer Erzeugungsanlage – Hochspannung (Checkliste für die vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergebenden Informationen; vom Anschlussnehmer auszufüllen)	4 (4)
Einphasiger Übersichtsschaltplan der Kundenanlage (Mindestvorgaben): <input type="checkbox"/> <ul style="list-style-type: none"> • Übergabestation (Hochspannungsschaltanlage mit Angabe der technischen Kennwerte) • 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); • Netztransformatoren/Maschinentransformatoren (siehe Seite 2(4)) • Darstellung der kundeneigenen Mittelspannungs-Leitungsverbindungen (siehe Seite 2(4)) <ul style="list-style-type: none"> ○ Angaben von Kabeltypen, -längen und -querschnitten 	
Aktuell geplanter Inbetriebsetzungstermin	
Dieses Datenblatt und das Datenblatt Antragstellung (E.1) dienen zusammen mit dem vom Netzbetreiber auszufüllenden Fragebogen E.9 7 als Grundlage zur Erstellung des Anlagenzertifikates. Bei Veränderungen jeglicher Art ist der zuständige Netzbetreiber unverzüglich schriftlich zu informieren. Nur vollständig ausgefüllte Datenblätter werden bearbeitet.	
..... Ort, Datum Unterschrift des Anschlussnehmers

7779

7780
7781

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 der Erzeugungsanlage										
maximale Erzeugungswirkleistung, kumuliert $\sum P_{Amax}$ Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ Vereinbarte Anschlussleistung $S_{AV,E}$	Bestand					Neuinstallation		Gesamt (Bestand + Neuinstallation)		
	$\sum P_{Amax}$		MW			MW			MW	
	Bestand (Ist)				Gesamt (Neu)					
	$P_{AV,E}$		MW				MW			
	$S_{AV,E}$		MVA				MVA			
$P_{AV,E}$ - Überwachung			<input type="checkbox"/> ja			<input type="checkbox"/> nein				
Netzbetreiberinformationen			Datum der TAB HS			Kontaktdaten (z. B. E-Mail oder Telefon)				
Registriernummer des Netzbetreibers										
Bezeichnung Übergabestation										
Bezeichnung Netzanschlusspunkt ⁸										
Bezugsanlage am gleichen Netzanschlusspunkt (außer Eigenbedarf der Erzeugungsanlage)			Bezugsanlage vorhanden				Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,B}$			
			<input type="checkbox"/> ja (Mischanlage nach TAR 4120) <input type="checkbox"/> nein				$P_{AV,B}$		MW	
Sonstige Bemerkungen:										

⁸ 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 Umspannwerkes.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen			2 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage			
1. Einstellwerte der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt			
1.1 KurzschlussSchutzeinrichtungen (Zutreffendes ankreuzen)			
<input type="checkbox"/> Distanzschutz:			
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
Überstromanregung $I >> [A]$		
Unterspannungsanregung	$I > [A]$	
	$I >> [A]$	
	$U < [kV]$	
Unterimpedanzanregung	Bei dieser Anregung ist immer ein gesondertes Einstellblatt beizufügen	
Nullsystemanregung	$I_E > [A]$	
	$U_{NE} > [kV]$	
<input type="checkbox"/> Überstromzeitschutz			
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		<input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I >> [A]$		
$t_I >> [ms]$		
$I > [A]$		
$t_I > [ms]$		
<input type="checkbox"/> Erdschlussschutz			
Einstellgröße	Einstellvorgabe Netzbetreiber		<input type="checkbox"/> im Distanz- bzw. Überstromzeitschutz integriert <input type="checkbox"/> gesondertes Einstellblatt beigefügt Bemerkungen:
	Alt (Ist)	Neu (Soll)	
$I_E >> [A]$		
$t_{IE} >> [ms]$		
$I_E > [A]$		
$t_{IE} > [ms]$		
$U_E > [kV]$		
$t_{UE} > [ms]$		

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			3 (6)
1.2 Entkopplungsschutz			
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4120	Einstellvorgabe Netzbetreiber
Oberspannungsseite			
Spannungssteigerungs- schutz	$U >$	$1,25 U_n$	
	$t_{U >}$	500 ms	
Spannungsrückgangs- schutz	$U <$	$0,8 U_n$	
	$t_{U <}$	5,0 s	
Frequenzsteigerungs- schutz	$f >$	51,5 Hz	
	$t_f >$	5,4 s	
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz	
	$t_f <$	≤ 400 ms	
Unterspannungsseite			
Spannungssteigerungs- schutz	$U >>$	$1,20 U_{MS}$	gültig für $U_{MS} = \dots \text{ kV}^9$
	$t_{U >>}$	300 ms	
	$U >$	$1,10 U_{MS}$	
	$t_{U >}$	180 s	
$P_{AV,E}$ Schutzeinrichtung	$P >>$	Siehe FNN Hinweis $P_{AV,E}$ - Überwachung (Tabelle 5)	
	$t >>$		
	$P >$		
	$t >$		
1.3 Mischanlagen (wenn Bezugsanlage vorhanden)			
	Messort	Auslöseort	
Übergeordneter Entkopplungsschutz	<input type="checkbox"/> Übergabestation <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	<input type="checkbox"/> Übergabestation <input type="checkbox"/> Erzeugungsanlage	

7783 ANMERKUNG Bei Bestandsanlagen kann der $Q-U$ -Schutz im Zuge der Wiederholungsprüfung nach 11.5.5 deaktiviert
7784 werden.

⁹ 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.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen			4 (6)
Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers			
2. Einstellvorgaben der Erzeugungseinheiten (z. B. EZE oder zwischengelagerter Entkupplungsschutz)			
2.1 Entkupplungsschutz			
Funktion	Einstellgröße	Empfehlung nach VDE-AR-N 4120 HS-Netz	Einstellvorgabe ¹⁰ Netzbetreiber
Spannungssteigerungsschutz	$U >>$	$1,25 U_{NS}^7$	U_{NS}
	$t_U >>$	100 ms	ms
Spannungsrückgangsschutz	$U <$	$0,8 U_{NS}^7$	U_{NS}
	$t_U <$	300 ms ... 1,0 s	ms
	$U <<$	$0,45 U_{NS}^7$	U_{NS}
	$t_U <<$	0 ... 300 ms	ms
Frequenzsteigerungsschutz	$f >>$	52,5 Hz	Hz
	$t_f >>$	≤ 100 ms	ms
	$f >$	51,5 Hz	Hz
	$t_f >$	10 s	s
Frequenzrückgangsschutz	$f <$	47,5 Hz	Hz
	$t_f <$	≤ 100 ms	ms
Falls eine Staffelung innerhalb einer Erzeugungsanlage erfolgen soll, bitte die Staffelungswerte nachfolgend festlegen:	Einstellgröße der Staffelung		Einstellvorgabe
	$t_U < 1$	1,5 s	
	$t_U < 2$	1,8 s	
	$t_U < 3$	2,1 s	
	$t_U < 4$	2,4 s	
2.2 Kontinuierliche Spannungsregelung (nur Typ-2-Anlagen)			
Funktion	Einstellvorgabe Netzbetreiber		
Statik k der kontinuierlichen Spannungsregelung	<input type="checkbox"/> $k = 2$ <input type="checkbox"/> $k = \dots\dots$		

7785

¹⁰ Die Vorgabewerte sind einzustellen, insofern sie nicht den Eigenschutz der EZE beeinträchtigen. Sind Einstellvorgaben nicht mit dem Eigenschutz der EZE vereinbar, ist eine erneute Abstimmung mit dem VNB erforderlich.

Datenabfragebogen Netzbetreiber für Neuanlagen Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers		5 (6)
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 $Q(U)^{11}$	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 ¹² Anschlagzeit $T_{an_90\%} = \dots\dots\dots$ s (Standard: $T_{an_90\%} = 5$ 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 ¹³ <input type="checkbox"/> Fahrplan ¹⁴
	<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 ¹⁵	<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 ¹⁶ <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 ^{17, 18}	<input type="checkbox"/> Einbindung in die Blindleistungsregelung der Neuanlage <input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ am NAP <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/> $\cos \varphi = \dots\dots\dots$ an den EZE <input type="checkbox"/> übererregt <input type="checkbox"/> untererregt <input type="checkbox"/>untererregt bis übererregt <input type="checkbox"/> bestehende Fahrweise beibehalten (soweit keine anderen Informationen vorliegen, darf für die Nachweisführung ein $\cos(\phi)$ von 1 angenommen werden)	

7786 * Bei Netznormalschaltzustand.

¹¹ Empfehlungen sind 10.2.2.4 zu entnehmen.

¹² Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt. Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

¹³ Spezifikationen der Fernwirkanlage sind vom Netzbetreiber beizufügen bzw. den TAB des Netzbetreibers zu entnehmen.

¹⁴ Sofern Fahrpläne gefordert werden, sind diese als separates Blatt bzw. unter sonstige Bemerkungen anzugeben.

¹⁵ Sofern Sollwertvorgabe per Fernwirkanlage erfolgt.

¹⁶ Spezifikationen werden vom Netzbetreiber übergeben bzw. sind den TAB den Netzbetreibers zu entnehmen.

¹⁷ Sofern mehrere Bestandsanlagen mit unterschiedlichem Blindleistungsverhalten bzw. -vereinbarungen mit dem Netzbetreiber existieren, bitte detaillierte Angaben auf separatem Blatt beifügen.

¹⁸ 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 Anschluss/Änderung einer Erzeugungsanlage/eines Speichers		6 (6)
4. Netzdaten		
Nennspannung des Hochspannungsnetzes U_n	kV
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k (für $T_k = 1\text{ s}$) ¹⁹	kA
Minimale Netzkurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt ²⁰ S_{kV}^*	MVA
Netzimpedanzwinkel am Netzanschlusspunkt ψ_k^*	°
Kabelanteil des Netzes	% der Systemlänge
Referenzleistung ²¹ 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)	
6. EZA-Modell		
<input type="checkbox"/> Dem Netzbetreiber ist zur Durchführung von Netzberechnungen ein Modell der Erzeugungsanlage zur Verfügung zu stellen: <input type="checkbox"/> Parametersatz nach Abschnitt C.4 <input type="checkbox"/> mit optionalen Zusatzangaben <input type="checkbox"/> Parametersatz nach den Vorgaben des Netzbetreibers		
Sonstige Bemerkungen		
.....		
.....		
..... .. Ort, Datum Unterschrift des Netzbetreibers Netzbetreiberabfragebogen (E.7) gültig bis:	

7787

¹⁹ Zur Dimensionierung der Kurzschlussfestigkeit der Hochspannungs-Übergabestation.

²⁰ 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.

²¹ 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.

7788 **E.8 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher**

7789 (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	
Anzahl der EZE Hersteller der EZE Typenbezeichnung der EZE
Registriernummer des VNB	
Anschrift der Erzeugungseinheit	PLZ: Ort: Straße/Hausnummer.....	
Standort der Erzeugungseinheit (wenn die Anschrift fehlt)	Gemarkung: Flur: Flurstück:	
	<input type="checkbox"/> Gauß-Krüger-Koordinaten Bezugsellipsoid: <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 (NSM 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 (zus. 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)	
	Marktstammdatenregisterkennziffer Zuschlagsnummer gemäß §35 EEG:	
	<input type="checkbox"/> Antrag auf Zulassung als KWK-Anlage i. S. d. § 10 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)	
Zertifizierungsstelle für die Erzeugungseinheit	Name:
	Anschrift:
	Einheitenzertifikat-Nr: Ausstelldatum:
Zertifizierungsstelle für Erzeugungsanlagen	Name:
	Anschrift:
	Anlagenzertifikat-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)	
	Speicherkapazität kWh (bei Speichersystemen)	

Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten – HS		2 (2)	
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)			
Dokumentation	<input type="checkbox"/> Entkopplungsschutz erfolgreich geprüft (Schutzprüfprotokolle beifügen) <input type="checkbox"/> kontinuierliche Spannungsregelung der Erzeugungseinheit ist nach Anlagenzertifikat realisiert <input type="checkbox"/> kontinuierliche Spannungsregelung, eingestellter k -Faktor $k = \dots\dots\dots$ (k -Faktor 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:
Die elektrotechnische 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. Die Erzeugungseinheit ist nach den Bedingungen von 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.			
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.			
Anlagenerrichter/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	

7790

7791

7792 **E.9 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher**

7793 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher				1 (7)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)				
Bezeichnung Erzeugungsanlage				
Leistungsangaben der Erzeugungsanlage	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$			MW
	Vereinbarte Anschlussscheinleistung Einspeisung $S_{AV, E}$			MVA
	Vereinbarte Anschlusswirkleistung Bezug $P_{AV, B}$			MW
	Installierte Wirkleistung P_{inst}			MW
Registriernummer des Netzbetreibers				
Bezeichnung Netzanschlusspunkt				
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung	Firma			
	Straße, Hausnummer			
	PLZ, Ort			
	Telefon, E-Mail			
Anschlussnehmer	Firma			
	Straße, Hausnummer			
	PLZ, Ort			
	Telefon, E-Mail			
Ersteller des Anlagenzertifikates	Zertifizierungsstelle			
	Straße, Hausnummer			
	PLZ, Ort			
	Anlagenzertifikat-Nr.			
	Ausstelldatum			
Angaben aus dem Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen (E.7)				
Bezeichnung der Übergabestation				
Inbetriebsetzungsprotokoll vom:				
Inbetriebsetzung des EZA-Reglers				
Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Inbetriebnahmedatum

7794

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher					2 (7)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)					
Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten (Bestandsanlagen und Neuanlagen)					
Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Bemessungs- wirkleistung P_{RE}	Inbetrieb- nahmedatum
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
				kW	
Inbetriebsetzung weiterer Komponenten (zwischenlagerte Schutzgeräte, ggf. Kompensationsanlagen)					
Komponente	Hersteller	Typ	Firmwarestand	Seriennummer	Inbetrieb- nahmedatum

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher		3 (7)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		
Folgende Protokolle und Nachweise sind als Anlage beigelegt	Dokumentart	angelegt
Funktionsprüfung der Gesamtwirkungskette der Wirk- und ggf. Blindleistungssteuerung durch die netzführende Stelle des Netzbetreibers (Protokoll durch Netzbetreiber anzufertigen);	Nachweis des Netzbetreibers	<input type="checkbox"/>
Alternative 1: Prüfung der parkinternen Gesamtwirkungskette durch Simulation der Schnittstelle zur Fernwirktechnik des Netzbetreibers (sofern mit Netzbetreiber abgestimmt)	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Alternative 2: Prüfung der Gesamtwirkungskette mit dem Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt vereinbart. Incl. Bestätigung des Netzbetreibers (damit kein Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung)	Bestätigung des Netzbetreibers	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Fernwirktechnik bis zur Übergabestation (sofern vom Netzbetreiber gefordert), durch Netzbetreiber anzufertigen (Bittest, Prozessdatenumfang)	Nachweis des Netzbetreibers	<input type="checkbox"/>
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall der Fernwirkanlage, sofern im Komponentenzertifikat des EZA-Reglers nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen des EZA Reglers nicht dokumentiert (Anforderung: siehe E.97)	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Nachweis des Verhaltens bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE sofern im Einheitenzertifikat nicht nachgewiesen und in den Einstellprotokollen der EZE nicht dokumentiert (Anforderung: siehe E.97)	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Blindleistungs-Kennlinienfunktion oder der Blindleistungsfestwerte gemäß Netzbetreibervorgabe (siehe E.97) auf Basis aufgezeichneter Betriebsmesswerte des EZA-Reglers oder sonstiger Aufzeichnungsgeräte am Netzanschlusspunkt (Aufzeichnungszeitraum: mind. 7 Tage und mind. 20 % P_{inst} (bei $Q(P)$ - bzw. $\cos \phi(P)$ -Kennlinie mind. 60 % P_{inst}). Oder alternativ: Die Blindleistungs-Kennlinienfunktion wurde mit einer Prüfkennlinie (mittels simulierter Führungsgröße U oder P) geprüft. Nach der Prüfung wurde die ursprüngliche Kennlinie wieder eingestellt.	Prüfprotokoll	<input type="checkbox"/>
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt Mindestinhalt siehe Anhang Seite 6 von 7	Schutzprüfprotokoll(e)	<input type="checkbox"/>
Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte Mindestinhalt siehe Anhang Seite 6 von 7	Schutzprüfprotokoll(e)	<input type="checkbox"/>

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher (vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		4 (7)
Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten (insbesondere zur Umsetzung der O-/UVRT-Robustheit) inklusive Bezeichnung, der in VDE-AR-N 4120 verwendeten Parameter; Mindestinhalt: <ul style="list-style-type: none"> - Hersteller, Typ, Seriennummern und ggf. Firmenware der EZE, bei welchen nachfolgende Parameter eingestellt wurden - Schutzeinstellwerte - Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb - Wiederzuschaltparameter nach Schutzauslösung - FRT-Modus, ggf. eingestellter k-Faktor und FRT Eintritt-Schwellwerte - Wirkleistungsgradient - Wirkleistungsbegrenzung (eingestellte maximale Wirkleistung) - Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz ($P(f)$-Kennlinie) - Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers ggf. bei Anlagenregelung ausschließlich über EZE: <ul style="list-style-type: none"> - Angaben siehe Einstellprotokoll EZA-Regler. 	Einstell-protokoll(e)	<input type="checkbox"/>
Einstellprotokoll des EZA Reglers inklusive Bezeichnung, der in VDE-AR-N 4120 verwendeten Parameter; Mindestinhalt: <ul style="list-style-type: none"> - Hersteller, Typ, Seriennummern sowie ggf. Firmwarestand - nachvollziehbare Einstellung der laut E.7 geforderten Kennlinienart - Darlegung aller Stützstellen der Kennlinie - Angabe der (maximalen) Wirkleistung, ggf. Einstellung einer Wirkleistungsbegrenzung - Einregelzeit (3 Tau) laut E.7 - Verhalten bei Ausfall der Verbindung zwischen Fernwirkanlage und EZA-Regler laut E.7 - Einbindung und Regelung ggf. bestehender Anlagenteile - sofern nicht an EZE eingestellt: Wirkleistungsgradient und Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz ($P(f)$-Kennlinie), Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb 	Einstell-protokoll	<input type="checkbox"/>
Störlichtbogenqualifikationsnachweis der Schaltanlage bzw. Gefährdungsbeurteilung bei Bestandsanlagen	Nachweis	<input type="checkbox"/>
Fotodokumentation (Die Zuordnung zu Betriebsmitteln muss erkennbar sein. Die Zertifizierungsstelle kann alternative Nachweise akzeptieren. Mindestinhalt:	Fotos	
<ul style="list-style-type: none"> - Typenschilder (mit Seriennummer) und Frontalansicht aller verbauten Schutzgeräte sowie der zugehörigen Prüfklemmleisten (Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden) 		<input type="checkbox"/>
<ul style="list-style-type: none"> - Typenschilder der HS-Schaltanlage 		<input type="checkbox"/>
<ul style="list-style-type: none"> - Typenschilder der Wandler (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt; Typenschilder auf der Messzelle oder Dokumentation im Rahmen der Schutzprüfung können akzeptiert werden) 		<input type="checkbox"/>

Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher		5 (7)
(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)		
- Typenschilder der Transformatoren mit Stufensteller		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der Schaltgeräte (z. B. Leistungsschalter), welche den Schutzgeräten zugeordnet sind		<input type="checkbox"/>
- Schutzeinstellungen, welche direkt an den Schaltgeräten eingestellt sind (z. B. Drehrädchen/Dip-Schalter)		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der Netzanalysegeräte (sofern für Schutz/EZA-Regler genutzt)		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder EZA-Regler (mit Seriennummer)		<input type="checkbox"/>
- Typenschilder der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgungen/USV (mit erkennbarer Kapazität der angeschlossenen Batterie) der Übergabestation und ggf. der zwischen- gelagerten Schutzgeräte		<input type="checkbox"/>
- Sicherungsabgänge mit Typ und Größe		<input type="checkbox"/>
- Namensschilder für alle Stationen		<input type="checkbox"/>
Bemerkungen:		
Hinweis: Der Umfang der Inbetriebsetzungserklärung im Einzelnachweisverfahren ist projektabhängig mit der Zertifizierungsstelle abzustimmen.		
Bestätigung		
<p>Die tatsächlich verbauten Erzeugungseinheiten (namentlich und mit Seriennummer), inklusive der im Einheitenzertifikat aufgeführten Hauptkomponenten (inklusive Firmwarestände), sind im Abs. „Inbetriebsetzung aller Erzeugungseinheiten“ aufgelistet</p> <p>Die tatsächlich verbauten Komponenten/EZA-Regler (namentlich und mit Seriennummer) sind im Abs. „Inbetriebsetzung des EZA- Reglers“ und „Inbetriebsetzung weiterer Komponenten“ aufgelistet</p> <p>Die Betriebsmittel der Erzeugungsanlage (Kennwerte und Stufenstellung der Betriebsmitteltransformatoren, Kabellängen und Typen) sind als Anlage aufgelistet bzw. als Fotodokumentation beigefügt.</p> <p>Der Unterzeichner bestätigt die Korrektheit der im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung getätigten Angaben incl. der erforderlichen Anhänge.</p>		
Datum	Unterschrift des Erstellers der Inbetriebsetzungserklärung	

<p>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</p> <p>(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)</p>	<p align="center">6 (7)</p>
<p>Mindestinhalt Schutzprüfprotokolle am Netzanschlusspunkt und an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. der zwischengelagerten Schutzgeräte</p>	
<p>Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt</p> <p>Mindestinhalt siehe Anhang *1:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung – Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes – verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage – Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt – bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht – Angabe, dass die Auslöseentscheide des Spannungssteigerungsschutzes sowie -rückgangsschutzes für alle Phasen ODER-verknüpft sind – Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (laut E.7) – Messwerte aller Auslöseschwellen (in HS: Leiter-Leiter-Spannungen) und -zeiten für alle Phasen – Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte) – Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes – - Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder 0 .. 300 ms) – Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen – Angabe, ob die automatische Wiederauslösung im Schutzgerät oder ggf. durch externe Beschaltung deaktiviert wurde – Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei: <ul style="list-style-type: none"> • Ausfall der Hilfsenergieversorgung • ggf. bei Anschluss des Life-Kontaktes: Ausfall des Life-Kontaktes bzw. dessen Verbindung • Ausfall der Messspannung des Schutzgerätes • Ausfall der Steuerspannung des Schaltgerätes • ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät <p>Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.</p>	

<p>Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/Speicher</p> <p>(vom Anlagenbetreiber auszufüllen; gilt auch für Speicher)</p>	<p align="center">7(7)</p>
<p>Schutzprüfprotokolle der Schutzeinrichtungen an den einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. ggf. der zwischengelagerten Schutzgeräte</p> <p>Mindestinhalt:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Anlagenbezeichnung, Einbauort in der Anlage und Datum der Prüfung - Hersteller, Typ sowie Seriennummer des Schutzgerätes - bei zwischengelagerten Schutzgeräten: Firmwarestand des Schutzgerätes (in Übereinstimmung mit dem Komponentenzertifikat) - verwendete Wandler mit Übersetzungsverhältnis, Genauigkeitsklasse und Einbauort in der Anlage oder bei Direktmessung: Messort in der Anlage - Angabe des Übersetzungsverhältnisses des Transformators und der Spannung U_{MS} (zur Ermittlung, ob U_{NS} korrekt berechnet wurde) - Angabe auf welches Schaltgerät das Schutzgerät wirkt - bei allen Spannungswerten ist anzugeben, ob sich der Wert auf die Leiter-Leiter-Spannung oder Leiter-Erde-Spannung bezieht - Ausweisung aller Einstellschwellen und -zeiten (laut E.7) - Messwerte aller Auslöseschwellen und -zeiten für alle Phasen - Angabe, ob die Auslösezeiten bereits die Eigenzeit des Schaltgerätes berücksichtigen (Auslösung des Schaltgerätes erfolgte) - Messwert der Eigenzeit des Schaltgerätes - Angabe, dass die Auslösezeit nicht unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Einstellzeit liegt (entfällt, wenn der Netzbetreiber einen Zeitbereich ohne einen unteren Zeitwert vorgibt, z. B. ≤ 300 ms oder $0 \dots 300$ ms) - Angabe der Einstell- sowie Messwerte der Rückfallverhältnisse aller Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutzschwellen - Einstellwerte aller Zuschaltparameter im ungestörten Netzbetrieb oder Angabe, dass dies im Schutzgerät deaktiviert wurde - Einstellwerte aller Zuschaltparameter nach Schutzauflösung - Überprüfung der Auslösung des Schaltgerätes bei: <ul style="list-style-type: none"> • Ausfall der Hilfsenergieversorgung • ggf. bei räumlicher Trennung zwischen Schutz- und Schaltgerät: Ausfall der Verbindung zwischen Schutz- und Schaltgerät <p>Der Netzbetreiber kann abweichende Vorgaben machen und weitergehende Prüfungen fordern.</p>	

7801 **E.10 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher**

7802 (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											
Leistungangaben der Erzeugungsanlage/des Speichers	<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width:60%; border-bottom: 1px solid black;">Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$</td> <td style="width:40%; border-bottom: 1px solid black; text-align: right;">_____ MW</td> </tr> <tr> <td style="border-bottom: 1px solid black;">Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$</td> <td style="border-bottom: 1px solid black; text-align: right;">_____ MVA</td> </tr> <tr> <td style="border-bottom: 1px solid black;">Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$</td> <td style="border-bottom: 1px solid black; text-align: right;">_____ MW</td> </tr> <tr> <td style="border-bottom: 1px solid black;">Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$</td> <td style="border-bottom: 1px solid black; text-align: right;">_____ MVA</td> </tr> <tr> <td style="border-bottom: 1px solid black;">Installierte Wirkleistung P_{inst}</td> <td style="border-bottom: 1px solid black; text-align: right;">_____ MW</td> </tr> </table>	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$	_____ MW	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$	_____ MVA	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$	_____ MW	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$	_____ MVA	Installierte Wirkleistung P_{inst}	_____ MW
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$	_____ MW										
Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$	_____ MVA										
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$	_____ MW										
Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$	_____ MVA										
Installierte Wirkleistung P_{inst}	_____ MW										
Ersteller des Anlagenzertifikates	Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ Nr. Anlagennachweis _____ Ausstelldatum _____										
Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung	Vorname, Name _____ Straße, Hausnummer _____ Ausstelldatum _____										
Die Erzeugungsanlage/der Speicher (Komponenten, Einheiten und Betriebsmittel, usw.) wurde entsprechend des Anlagenzertifikates 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 O-/UVRT-Robustheit und das Schutzkonzept wurden unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netzbetreibers umgesetzt. <input type="checkbox"/> Erfüllt ANMERKUNG _____ _____											

7803

2 (2)

Die zuvor bezeichnete Erzeugungsanlage/der Speicher

- erfüllt die Anforderungen von 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 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)

Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail

Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.

7804 **E.11 Einheitenzertifikat**

7805 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065		LOGO 1 (1)	
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 4120:2025-XX „TAR Hochspannung“		
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)		
Mitgeltende Normen/ Richtlinien	FGW Technische Richtlinien Nr. 3 und Nr. 4 (jeweils mit Ausgabestand)		
Die oben bezeichnete Erzeugungseinheit erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten VDE-Anwendungsregel. Es gelten folgende Einschränkungen und Abweichungen: <input type="checkbox"/> keine <input type="checkbox"/> _____			
Der Hersteller hat die Zertifizierung des Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung.			
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: – Technische Daten der Erzeugungseinheit, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – den schematischen Aufbau der Erzeugungseinheit; – zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungseinheit. Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten. Das Zertifikat ist gültig bis Datum (TT.MM.JJJJ).			
Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)		Name, Funktion	
_____		_____	
Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail		DAkkS Logo	
Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.			

7807 **E.12 Komponentenzertifikat**

7808 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065		LOGO 1 (1)	
Komponentenzertifikat		Nr: Exemplar-Nr.:	
Hersteller			
Komponenten-Typ			
Technische Daten	Bemessungsscheinleistung:	_____	MVA
	Bemessungsspannung:	_____	kV
	Nennfrequenz:	_____	Hz
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4120:2025-XX „TAR Hochspannung“		
Zertifizierungsprogramm	FGW Technische Richtlinie Nr. 8 (mit Ausgabestand)		
Mitgeltende Normen/ Richtlinien	FGW Technische Richtlinien Nr. 3 und Nr. 4 (jeweils mit Ausgabestand)		
Die oben bezeichnete Komponente erfüllt die Anforderungen der oben aufgeführten Anwendungsregel Es gelten folgende Einschränkungen und Abweichungen: <input type="checkbox"/> keine <input type="checkbox"/> _____			
Der Hersteller hat die Zertifizierung des Qualitätsmanagementsystems seiner Fertigungsstätte nach ISO 9001 nachgewiesen bzw. unterliegt einer Fertigungsüberwachung.			
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: – Technische Daten der Komponente, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion; – den schematischen Aufbau der Komponente; – zusammengefasste Angaben zu den Eigenschaften der Komponente. Das Zertifikat besteht aus ... Seiten und einem Anhang mit ... Seiten. Das Zertifikat ist gültig bis Datum (TT.MM.JJJJ).			
Ort, Datum (TT.MM.JJJJ)		Name, Funktion	
_____		_____	
Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail		DAkKS Logo	
Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.			

7809

7810 **E.13 Anlagenzertifikat**

7811 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Name Zertifizierungsstelle Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065	LOGO 1 (1)										
Anlagenzertifikat	Nr: Exemplar-Nr.										
Projektbezeichnung	_____										
Anschlussnehmer	_____										
Leistungangaben der Erzeugungsanlage	<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$</td> <td style="padding: 2px; text-align: right;">_____ MW</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$</td> <td style="padding: 2px; text-align: right;">_____ MVA</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$</td> <td style="padding: 2px; text-align: right;">_____ MW</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$</td> <td style="padding: 2px; text-align: right;">_____ MVA</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Installierte Wirkleistung P_{inst}</td> <td style="padding: 2px; text-align: right;">_____ MW</td> </tr> </table>	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$	_____ MW	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$	_____ MVA	Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$	_____ MW	Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$	_____ MVA	Installierte Wirkleistung P_{inst}	_____ MW
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$	_____ MW										
Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, E}$	_____ MVA										
Vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV, B}$	_____ MW										
Vereinbarte Anschlussscheinleistung $S_{AV, B}$	_____ MVA										
Installierte Wirkleistung P_{inst}	_____ MW										
VDE-Anwendungsregel	VDE-AR-N 4120:2025-XX „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: – 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										
_____	_____										
Name Zertifizierungsstelle, Adresse, E-Mail	DAkkS Logo										
Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschnitten verwendet werden.											

7812

7813

7814 **E.14 Betriebserlaubnisverfahren**

7815 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Erteilung der Betriebserlaubnis		1 (1)
(durch den Netzbetreiber auszufüllen)		
Bezeichnung Erzeugungsanlage/Speicher		
Vereinbarte Anschluss-Wirkleistung Einspeisung $P_{AV, E}$ MW	
Vereinbarte Anschluss-Scheinleistung Einspeisung $S_{AV, E}$ MVA	
Vereinbarte Anschluss-Wirkleistung Bezug $P_{AV, B}$ MW	
Installierte Wirkleistung P_{inst} MW	
Registriernummer des Netzbetreibers		
Bezeichnung Übergabestation		
<input type="checkbox"/> Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird die vorübergehende Betriebserlaubnis erteilt. Die vorübergehende Betriebserlaubnis wird vorbehaltlich der ordnungsgemäßen Abnahme, Inbetriebsetzung und ggf. Ertüchtigung der Übergabestation erteilt. Die vorübergehende Betriebserlaubnis gilt für eine Dauer von 6 Monaten nach Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage jedoch längstens für 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit.		
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> Anlagenzertifikat (E.13)	<input type="checkbox"/> Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation (E.5)	
<input type="checkbox"/> Elektroplanung / Einzelnachweisverfahren (längere Gültigkeit für die vorübergehende Betriebserlaubnis ggf. notwendig)		
..... Ort, Datum Unterschrift des Netzbetreibers	
<input type="checkbox"/> Der vorgenannten Erzeugungsanlage wird die endgültige Betriebserlaubnis erteilt.		
Der Entscheidung liegt folgende vollständige Dokumentation zu Grunde:		
<input type="checkbox"/> Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage (E.9)	<input type="checkbox"/> Konformitätserklärung der Erzeugungsanlage (E.10)	
<input type="checkbox"/> Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage (E.9) in VDE-AR-N 4105		
Sonstige Bemerkungen		
.....		
..... Ort, Datum Unterschrift des Netzbetreibers	

7816

7817 **E.15 Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren**

7818 (Dieses Formular ist zur Vervielfältigung durch den Anwender dieser VDE-Anwendungsregel bestimmt.)

Erteilung einer beschränkten Betriebserlaubnis (durch den Netzbetreiber auszufüllen)		1 (1)
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	

7819

7820

7821
7822
7823
7824

Anhang F (normativ)

Störschreiber am Netzanschlusspunkt

7825 Folgende Anforderungen sind bei der Auswahl eines Schreibers zu berücksichtigen.

7826 Allgemeines

- 7827 – Einhaltung von DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30);
- 7828 – CE-Kennzeichnung;
- 7829 – Synchronisierung über DCF 77 oder GPS;
- 7830 – Versorgungsspannung 60 V bis 220 V DC +10 %, –20 %;
- 7831 – Ausfall der Versorgungsspannung darf zu keinem Verlust der Parametrierung und der bis dahin aufgezeichneten Daten führen;
- 7832
- 7833 – Fernauslesbarkeit der Daten mittels IP-basierten Übertragungsprotokollen;
- 7834 – Fernparametrierbarkeit empfohlen.

7835 Analoge Eingangssignale und Messgrößen

- 7836 – Anschluss an Spannungswandler;
- 7837 – Anschluss an Wicklung für Messung/Schutz;
- 7838 – 3 × Leiter-Erde-Spannungen, 1 × en-Spannung;
- 7839 – Anschluss an Stromwandler;
- 7840 – Anschluss am Messkern;
- 7841 – 3 × Leiterströme, 1 × Nullstrom;
- 7842 – Belastbarkeit Strommesseingänge: $100 \times I_n$ für 1 s; $30 \times I_n$ für 10 s; $4 \times I_n$ dauernd.

7843 Binäre Ein- und Ausgangssignale

- 7844 – geeignet für Hilfsspannung 60 V bis 220 V DC;
- 7845 – Potentialtrennung der Binäreingänge mittels Optokoppler;
- 7846 – mindestens 4 Binäreingänge, möglichst mit unterschiedlichem Potential anschließbar;
- 7847 – Sammelsignal „Auslösung Schutz Anschlussnehmer“ (alle Entkopplungs- und Kurzschlusschutzeinrichtungen, die auf den 110-kV-Leistungsschalter wirken – ohne Netzschutzeinrichtungen);
- 7848
- 7849 – Sammelsignal „Auslösung Netzschutzeinrichtungen“;
- 7850 – Rückmeldungen des 110-kV-Leistungsschalters;
- 7851 – Life-Kontakt (Überwachungskontakt des Störschreibers).

7852 Störungsaufzeichnung

- 7853 – Aufzeichnung aller analogen und binären Eingangssignale;
- 7854 – Aufzeichnung von mindestens 20 Störungen mit einer Aufzeichnungsdauer von jeweils 6 s und einer
- 7855 Abtastrate von mindestens 1 kHz;
- 7856 – Speicher als FIFO organisiert;
- 7857 – einstellbare Zeit für Vor- und Nachgeschichte;
- 7858 – Möglichkeit der Konvertierung in das comtrade-Format;
- 7859 – Triggerkriterien:
 - 7860 • $U_{\max}, U_{\min} dU/dt$;

E VDE-AR-N 4120:2024-11

- 7861 • $f_{\max}, f_{\min}, df/dt$;
- 7862 • $I_{\max}, I_{\min}, dI/dt$;
- 7863 • P_{\max}, Q_{\max} ;
- 7864 • Binäreingänge;
- 7865 • jeweils getrennt für alle erfassten analogen und binären Signale;
- 7866 • high, low, positive und negative Flanke.

7867 **Erfassung der Spannungsqualität**

- 7868 – Aufzeichnung aller Größen zur Auswertung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 einschließlich
- 7869 Berichtsfunktion (automatisierte Zusammenfassung der Ergebnisse mit Kennzeichnung von
- 7870 Abweichungen von der Norm);
- 7871 – Möglichkeit der Anpassung der Parametrierung, z. B. bei Anpassungen der Norm, Änderung
- 7872 Aufzeichnungsintervall;
- 7873 – Aufzeichnung der Spannungen $U_{L1-E}, U_{L2-E}, U_{L3-E}, U_{L1-L2}, U_{L2-L3}, U_{L3-L1}, U_{en}$;
- 7874 – Aufzeichnung der Ströme $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, I_0$; Ströme müssen bis zu $4 \times I_n$ dauerhaft erfasst werden können;
- 7875 – Aufzeichnung Wirkleistung, Blindleistung, Scheinleistung, Verschiebungsfaktor;
- 7876 – Aufzeichnung U -Harmonische bis mindestens 40. Oberschwingung;
- 7877 – Aufzeichnung U -Zwischenharmonische bis mindestens 41. Oberschwingung;
- 7878 – Aufzeichnung I -Harmonische bis mindestens 40. Oberschwingung;
- 7879 – Aufzeichnung I -Zwischenharmonische bis mindestens 41. Oberschwingung;
- 7880 – Aufzeichnung Frequenz;
- 7881 – Aufzeichnung aller 10-Minuten-Mittelwerte für mindestens 50 Tage;
- 7882 – Speicher als FIFO organisiert;
- 7883 – Aufzeichnungsintervall in einem Bereich zwischen 1 Sekunde und 30 Minuten einstellbar.
- 7884 Sollte die Auswertung der Spannungsqualitätswerte nach DIN EN 50160 Grenzwertwert-Verletzungen
- 7885 ergeben, sind genauere Messungen und Analysen, insbesondere unter Berücksichtigung der Wandler-
- 7886 Messfehler, erforderlich. Der Umfang der in diesem Fall erforderlichen genaueren Messungen und Analysen
- 7887 ist zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber abzustimmen.
- 7888

7889
7890
7891
7892

Anhang G (normativ)

Störschreiber in der Kundenanlage

7893 Folgende Anforderungen sind bei der Auswahl eines Störschreibers zu berücksichtigen.

7894 Allgemeines

- 7895 – Zeit-Synchronisierung (z. B. über DCF 77 oder GPS);
- 7896 – Ausfall der Versorgungsspannung darf zu keinem Verlust der Parametrierung und der bis dahin aufgezeichneten Daten führen; Fernauslesbarkeit der Daten und Fernparametrierbarkeit wird empfohlen.

7898 Analoge Eingangssignale und Messgrößen

- 7899 – Anschluss an Spannungswandler;
- 7900 – 3 × Leiter-Erde-Spannungen, 1 × en-Spannung (falls vorhanden);
- 7901 – Anschluss an Stromwandler;
- 7902 – 3 × Leiterströme, 1 × Nullstrom.

7903 Binäre Ein- und Ausgangssignale (falls vorhanden)

- 7904 – Binärsignal und Schutzauslösung der Entkupplungsschutzfunktionen;
- 7905 – Binärsignal Schutzanregung und Schutzauslösung separat für Kurzschlusschutzfunktionen;
- 7906 – Life-Kontakt (Überwachungskontakt des Störschreibers).

7907 Störungsaufzeichnung

- 7908 – Aufzeichnung aller analogen und binären Eingangssignale;
- 7909 – Aufzeichnung von mindestens 20 Störungen mit einer Aufzeichnungsdauer von jeweils 6 Sekunden und einer Abtastrate von mindestens 1 kHz; Speicher als FIFO organisiert;
- 7911 – einstellbare Zeit für Vor- und Nachgeschichte (Vorgeschichte mindestens 200 ms, Nachgeschichte mindestens 500 ms);
- 7913 – Aufzeichnung von P und Q , Start mit Störschrieb, Aufzeichnungsdauer einstellbar 1 Minute bis 10 Minuten, Aufzeichnungsrate 10 Werte/s.

7915 Triggerkriterien

- 7916 – U_{\max} , U_{\min} , dU/dt ;
- 7917 – f_{\max} , f_{\min} , df/dt ;
- 7918 – Binäreingänge; jeweils getrennt für alle erfassten analogen und binären Signale;
- 7919 – high, low, positive und negative Flanke.

Literaturhinweise

7920

- 7921 [1] Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I, S. 1 734), die durch Artikel 10 des
7922 Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I, S. 2 258) geändert worden ist
- 7923 [2] D-A-CH-CZ Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, 3. Ausgabe 2021
- 7924 [3] Technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 3: Bestimmung der elektrischen
7925 Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz,
7926 FGW e. V.
- 7927 [4] FNN-Hinweis – *Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen*, Januar 2015, Forum Netztechnik/
7928 Netzbetrieb im VDE (FNN)
- 7929 [5] FNN-Hinweis – *Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen*, September 2009,
7930 Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- 7931 [6] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I, S. 1 066), das durch Artikel 1 des Gesetzes
7932 vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I, S. 2 258) geändert worden ist
- 7933 [7] Verordnung über elektromagnetische Felder in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2013
7934 (BGBl. I S. 3266)
- 7935 [8] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung
7936 zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26. August 1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503)
- 7937 [9] Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes
7938 vom 4. August 2016 (BGBl. I, S. 1 972) geändert worden ist
- 7939 [10] FNN-Hinweis – *Gasisolierte metallgekapselte Schaltanlagen für die sekundäre Verteilungsebene bis
7940 36 kV – Empfehlungen für Projektierung, Bau und Betrieb*, Dezember 2010, Forum Netztechnik/
7941 Netzbetrieb im VDE (FNN)
- 7942 [11] Gefahrstoffverordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I, S. 1 643, 1 644), die durch Artikel 1 der
7943 Verordnung vom 15. November 2016 (BGBl. I, S. 2 549)
- 7944 [12] Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen vom 31. März 2010 (BGBl. I,
7945 S. 377)
- 7946 [13] Chemikalien-Verbotsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 13. Juni 2003 (BGBl. I,
7947 S. 867), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 40 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I, S. 212)
7948 geändert worden ist
- 7949 [14] DGUV Vorschrift 3 – Elektrische Anlagen und Betriebsmittel, DGUV: Deutsche Gesetzliche
7950 Unfallversicherung
- 7951 [15] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 4: Anforderungen an Modellierung
7952 und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und
7953 -anlagen, FGW e. V.
- 7954 [16] entfällt
- 7955 [17] Technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen, Teil 8: Zertifizierung der elektrischen
7956 Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungs-
7957 netz (TR 8), FGW e. V.
- 7958 [18] EnWG, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG),
7959 7. Juli 2005 (BGBl. I, S. 1 970 (3 621)), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl.
7960 I, S.2 258) geändert worden ist
- 7961 [19] Guide for Assessing the Network Harmonic Impedanz, A. Robert, T. Deflandre, Joint CIGRE/CIREN
7962 Working Group CC02, Juni 1997
- 7963 [20] FNN-Hinweis – *Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung*, 1. Ausgabe
7964 Juni 2012, VDE/FNN, Österreichs E-Wirtschaft und VSE Verband der Schweizerischen
7965 Elektrizitätsunternehmen
- 7966 [21] MessEG, Mess- und Eichgesetz vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722, 2723), das zuletzt durch Artikel 1
7967 des Gesetzes vom 11. April 2016 (BGBl. I S. 718) geändert worden ist
- 7968 [22] MessEV, Mess- und Eichverordnung vom 11. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2010, 2011), die zuletzt durch
7969 Artikel 1 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3098) geändert worden ist

- 7970 [23] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, KWKG, vom
7971 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S.
7972 2532) geändert worden ist
- 7973 [24] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit
7974 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Text von Bedeutung für EWR)
- 7975 [25] Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für
7976 den Lastanschluss (Text von Bedeutung für EWR)
- 7977 [26] FNN-Hinweis – *Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse*
7978 (Version 1.0), Oktober 2017
- 7979 [27] NELEV – Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen
7980 (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung – NELEV) vom 12. Juni 2017 (BGBl. I S. 1651)
- 7981 [28] MsbG, Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des
7982 Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- 7983 [29] FNN-Hinweis – *Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen* –
7984 (Version 1), Juni 2022
- 7985 [30] FNN-Hinweis – *Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung*
7986 *von Momentanreserve* – (jeweils aktuelle Fassung und Version)
- 7987 [31] FNN-Hinweis – *$P_{AV,E}$ -Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- und Hochspannungsnetz –*
7988 *Umsetzungsempfehlung zur Einspeiseüberwachung* – (Version 1.0), August 2022