TRANSNET BW

Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Höchstspannungsnetz

TAB HÖCHSTSPANNUNG

13.10.2025 / Version 2.0

VORWORT

Diese „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Höchstspannungsnetz“ (TAB Höchstspannung) der TransnetBW GmbH (TransnetBW) fassen die wesentlichen Aspekte zusammen, die bei der Planung, dem Bau, dem Anschluss und dem Betrieb von Kundenanlagen am Höchstspannungsnetz der TransnetBW zu berücksichtigen sind. Sie richten sich an TransnetBW, den Anlagenerrichter und den Anlagenbetreiber.

Alle Kundenanlagen müssen unter Einhaltung der geltenden behördlichen Vorschriften sowie nach anerkannten Regeln der Technik errichtet, angeschlossen und betrieben werden. Insbesondere sind die DIN VDE, die Unfallverhütungsvorschriften sowie die sonstigen Vorgaben und Vorschriften der TransnetBW zu beachten.

Grundlage für diese TAB-Höchstspannung ist die Anwendungsregel VDE-AR-N 4130:2018-11 (VDE-AR-N 4130) „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR-Höchstspannung)“.

Die Struktur dieser TAB-Höchstspannung orientiert sich an der VDE-AR-N 4130 und definiert die spezifischen Anforderungen im Versorgungsgebiet der TransnetBW.

Jeder Abschnitt dieser TAB-Höchstspannung wird mit einer der folgenden Anmerkungen eingeleitet:

- **Keine Ergänzung:** Für diesen Abschnitt gilt die VDE-AR-N 4130 uneingeschränkt.
- **Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:** Die Anforderungen dieses Abschnitts der VDE-AR-N 4130 werden durch zusätzliche Inhalte ergänzt oder präzisiert.
- **Die Inhalte dieses Abschnitts der VDE-AR-N 4130 werden vollständig ersetzt durch:** Abweichend von der VDE-AR-N 4130 sind in diesem Abschnitt spezielle Anforderungen zu erfüllen.

INHALT

EINLEITUNG 9
1.0 ANWENDUNGSBEREICH 10
2.0 NORMATIVE VERWEISUNGEN 11
3.0 BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN 13
3.1 Begriffe 13
3.2 Abkürzungen 14
4.0 ALLGEMEINE GRUNDSÄTZE 15
4.1 Bestimmungen und Vorschriften 15
4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen 15
4.2.1 Allgemeines 15
4.2.2 Prozess und Anschlusszusage 15
4.2.3 Prozess für Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ) 15
4.2.4 Prozess für vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE) 16
4.3 Prozess für Endgültige Betriebserlaubnis (EBE) 16
5.0 NETZANSCHLUSS 17
5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunkts 17
5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel 17
5.3 Spannung und Frequenz am Netzanschlusspunkt 18
5.4 Netzrückwirkungen 18
5.4.1 Allgemeines 18
5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen 18
5.4.3 Flicker 18
5.4.4 Harmonische, Zwischenharmonische und höherfrequente Emission 18
5.4.5 Kommutierungseinbrüche 21
5.4.6 Unsymmetrien 21
5.5 Blindleistungsverhalten 21
5.6 Resonanzen und Reglerinteraktionen 21
5.7 Anforderung für Regelbare Bezugsanlagen 21
5.7.1 Kurzschlussleistungsbereich 21
5.7.2 Robustheit gegenüber Frequenzgradient 22
5.7.3 Robustheit gegenüber temporären Spannungsänderungen (FRT Fähigkeit) 22
5.7.4 Wiederkehr der Wirkleistungsaufnahme nach einem Fehler 22
5.7.5 Ausgestaltung des Zeitraums bis zum Inkrafttreten der TAR 22
5.7.6 Lastabwurf und Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz 24
5.7.6.1 Lastabwurf 24
5.7.6.2 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz 24
5.7.7 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtung 25
5.7.8 Netzsicherheitsmanagement 25
5.7.8.1 Anpassung der Wirkleistungsfahrweise für Elektrolyseuranlagen 25
5.7.8.2 Emergency Power Control (EPC) 25
5.7.8.3 Kommunikationsschnittstelle 26
5.7.9 Regelgeschwindigkeit der Wirkleistungsanpassung 26
5.7.9.1 Anforderungen für Elektrolyseuranlagen: 26

5.7.9.2 Anforderungen für Rechenzentrumsanlagen 26
5.7.10 Dynamische Netzstützung für Elektrolyseuranlagen 26
5.7.11 Blindleistung 26
5.7.12 Interaktionen 28
5.7.13 Dämpfungseigenschaften für RechenzentrEn 28
5.7.14 Priorisierung 28
5.7.15 Modellanforderungen 29
6.0 PLANUNG UND AUSFÜHRUNG DES NETZANSCHLUSSES 30
6.1 Baulicher Teil 30
6.1.1 Allgemeines 30
6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung 30
6.2 Elektrischer Teil 30
6.2.1 Allgemeines 30
6.2.2 Schaltanlagen 33
6.2.3 Sternpunktbehandlung 33
6.2.4 Erdungsanlage 33
6.3 Sekundärtechnik 33
6.3.1 Prozessdatenübertragung – an die Netzführende Stelle 33
6.3.2 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung 36
6.3.3 Schutzeinrichtungen 36
6.3.3.1 Allgemeines 36
6.3.3.2 Automatische Frequenzentlastung 39
6.3.4 Sprachkommunikation 39
6.4 Bereitstellung von Daten für Netz- und Störungsanalysen 40
6.4.1 Netzanalysen 40
6.4.2 Störungsanalysen 40
7.0 ABRECHNUNGSMESSUNG 41
7.1 Allgemeines 41
7.2 Spannungsebene der Abrechnungsmessung 42
8.0 BETRIEB DER KUNDENANLAGE 43
8.1 Allgemeines 43
8.2 Netzführung 44
8.3 Arbeiten in der Übergabestation 44
8.4 Zugang 44
8.5 Bedienung vor Ort 44
8.6 Instandhaltung 44
8.7 Kupplung von Netzen 44
8.8 Betrieb bei Störungen 44
8.9 Notstromaggregate 44
9.0 ÄNDERUNGEN, AUßERBETRIEBNAHMEN UND DEMONTAGE 45
10.0 ERZEUGUNGSANLAGEN 46
10.1 Allgemeines 46
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz 46
10.2.1 Allgemeines 46
10.2.1.1 Allgemeines 46

10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb 46
10.2.1.5 Schwarzstartfähigkeit 46
10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung 48
10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen 48
10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\ inst}$ 48
10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b\ inst}$ 48
10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Typ-2-Anlagen 49
10.2.3 Dynamische Netzstützung 50
10.2.3.1 Allgemeines 50
10.2.4 Wirkleistungsabgabe 50
10.2.4.1 Allgemeines 51
10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement 51
10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz 53
10.2.5 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage 53
10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen 53
10.3.1 Allgemeines 53
10.3.2 Netzschutzeinrichtungen 54
10.3.3 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschluss-nehmers 54
10.3.4 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschluss-nehmers 54
10.3.5 Zusammenfassung Schutzkonzept bei Anschluss einer Erzeugungsanlage 54
10.3.6 Schutzkonzept bei Mischanlagen 54
10.3.7 Schnittstellen für Schutzfunktionsprüfungen 54
10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 54
10.4.1 Allgemeines 54
10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen 54
10.4.3 Zuschaltung von Erzeugungseinheiten und -anlagen 54
10.4.4 Kuppelschalter 54
10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen 55
10.5.1 Abfangen auf Eigenbedarf 55
10.5.2 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität 55
10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung 55
10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundär-regelleistung und Minutenreserve 55
10.5.5 Netzbildende Eigenschaften 55
10.6 Modelle 55
10.6.1 Allgemeines 55
10.6.1.1 Anforderung an das RMS-Modell 57
10.6.1.1.1 Allgemeine Anforderungen 57
10.6.1.1.2 Zeitliche Auflösung 58
10.6.1.1.3 Abbildung von Systemkomponenten 58
10.6.1.1.4 Initialisierung 58
10.6.1.1.5 Parametrierbarkeit 58
10.6.1.1.6 Funktionsumfang RMS-Modelle 58
10.6.1.1.7 Modellbeschreibung 59

10.6.1.1.8 Gesonderte Anforderungen an detailliertes, anlagespezifisches RMS-Modell 60
10.6.1.1.9 Gesonderte Anforderungen an vereinfachtes, anlagespezifisches RMS-Modell (generisches Modell) 61
10.6.1.2 Anforderung an das EMT Modell 61
10.6.1.2.1 Gesonderte Anforderungen an toolunabhängige EMT-Modelle 63
10.6.1.3 Anforderung an das Simulationsmodell für Harmonische Analyse (harmonisches Modell) 64
10.6.1.4 Modellform 64
10.6.1.5 Relevante Anschlussknoten 64
10.6.1.6 Relevante Betriebsmodi und Arbeitspunkte 65
10.6.1.7 Modellumfang 65
10.6.1.8 Anforderung an das Wellenstrangmodell 66
10.6.1.9 Angaben zum Wellenstrangmodell 67
10.6.1.10 Angaben zu Torsionseigenformen 68
10.6.2 Detaillierte EZA-Modelle 68
10.6.3 Aggregiertes EZA-Modell 69
10.6.4 Validierung von Modellen 69
10.7 Gesonderte Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt 69
10.7.1 Allgemeines 69
10.7.2 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung 69
10.7.3 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Robustheit 69
10.7.4 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich des Netzsicherheitsmanagements 69
10.7.5 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 69
11.0 NACHWEIS DER ELEKTRISCHEN EIGEN-SCHAFTEN FÜR ERZEUGUNGSANLAGEN 70
11.1 Gesamter Nachweisprozess 70
11.2 Einheitenzertifikat 70
11.2.1 Allgemeines 70
11.2.2 Netzrückwirkungen 70
11.2.2.1 Schnelle Spannungsänderungen 70
11.2.2.2 Flicker 70
11.2.2.3 Oberschwingungen 70
11.2.2.4 Kommutierungseinbrüche 72
11.2.2.5 Unsymmetrien 72
11.2.3 Quasistationärer Betrieb und Pendelungen 72
11.2.4 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung 72
11.2.5 Dynamische Netzstützung 72
11.2.6 Modelle 72
11.2.7 Wirkleistungsabgabe und Netzsicherheitsmanagement 72
11.2.8 Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Netzfrequenz 72
11.2.9 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungseinheit 72
11.2.10 Schutztechnik und Schutzeinstellungen 72

11.2.11 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 72
11.2.12 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz bei Instabilität 72
11.3 Komponentenzertifikat 72
11.3.1 Allgemeines 72
11.3.2 Anforderung an EZA-Regler 72
11.3.3 Anforderungen an aktive statische Kompensationsanlagen 72
11.3.4 Anforderungen an Spannungsregler inkl. des Erregersystems einer Typ-1-Erzeugungseinheit 73
11.3.5 Anforderungen an Hilfsaggregate bei Typ-1-Erzeugungseinheiten 73
11.3.6 Modelle 73
11.4 Anlagenzertifikat 73
11.4.1 Allgemeines 73
11.4.2 Vom Anschlussnehmer zur Erstellung des Anlagenzertifikats bereitzustellenden Unterlagen 73
11.4.3 Einspeiseleistung 73
11.4.4 Bemessung der Betriebsmittel 73
11.4.5 Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt 73
11.4.6 Erforderliche Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt 73
11.4.7 Netzrückwirkungen 73
11.4.7.1 Allgemeines 73
11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen 73
11.4.7.3 Flicker 73
11.4.7.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische 73
11.4.8 Quasistationärer Betrieb, Polrad-/Netzpendelungen 74
11.4.9 Nachweis der Teilnetzbetriebsfähigkeit 74
11.4.10 Nachweis der Schwarzstartfähigkeit 74
11.4.11 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereit-stellung 74
11.4.12 Dynamische Netzstützung 74
11.4.13 Wirkleistungsabgabe 74
11.4.14 Netzsicherheitsmanagement 74
11.4.15 Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Über- und Unterfrequenz) 74
11.4.16 Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage 74
11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen 74
11.4.18 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 74
11.4.19 Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb bzw. schnelle Resynchronisierung 74
11.4.20 Anforderungen an die Fähigkeit zur Regelleistungsbereitstellung 74
11.4.21 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung 74
11.4.22 Sprunghafte Spannungsänderungen 74
11.4.23 EZA-Modell und Genauigkeit 74
11.4.24 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich des Nachweises der elektrischen Eigenschaften bei Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt 74
11.4.25 Nachtrag zum Anlagenzertifikat 75
11.5 Inbetriebnahmephase 75
11.5.1 Inbetriebnahme des Netzanschlusses 75

11.5.2 Inbetriebnahme der Erzeugungseinheiten 75
11.5.3 Inbetriebnahme der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebnahmeerklärung 75
11.5.4 Konformitätserklärung 75
11.5.5 Betriebsphase 75
11.6 Einzelnachweisverfahren 76
11.6.1 Allgemeines 76
11.6.2 Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage 76
11.7 Gutachten durch eine qualifizierte Stelle 76
12.0 PROTOTYPEN-REGELUNG 78
13.0 ANHANG 80
13.1 Höchstspannungsgeräte 80
13.1.1 380 kV Leistungsschalter 81
13.1.2 380 kV Trenn- und Erdungsschalter 82
13.1.3 380 kV Kombiwandler 84
13.1.4 380 kV Überspannungsableiter 85
14.0 LITERATUR / BIBLIOTHEK 87
15.0 ÄNDERUNGSHISTORIE 88

EINLEITUNG

Gemäß § 19 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (EnWG) sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, „… unter Berücksichtigung der nach § 17 festgelegten Bedingungen und der allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Absatz 4 für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, Elektrizitätsverteilernetzen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden, Verbindungsleitungen und Direktleitungen technische Mindestanforderungen an deren Auslegung und deren Betrieb festzulegen und im Internet zu veröffentlichen."

Die vom VDE|FNN erstellte Anwendungsregel VDE-AR-N 4130 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)" stellt die nationale Umsetzung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typ D aus der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur „Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger" (NC RfG) und die Anforderungen an Verbrauchsanlagen aus der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss [4] (NC DCC) dar. Im Sinne des § 49 EnWG stellt die VDE-AR-N 4130 zudem die „… allgemein anerkannten Regeln der Technik …" dar.

Diese TAB von TransnetBW erklärt die Gültigkeit der VDE-AR-N 4130 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR-Höchstspannung)" für das Netz der TransnetBW und ergänzt sowie konkretisiert diese in einigen Punkten. Sie ist in Analogie zur VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4130 strukturiert. Dabei sind in den TAB der TransnetBW nur die Abschnitte aufgeführt, in denen ergänzende oder konkretisierende Regelungen enthalten sind. Ergänzungen und Konkretisierungen sind jeweils als solche kenntlich gemacht.

Konkretisierungen und/oder Ergänzungen hierzu sind ausschließlich auf projektspezifischer Basis vorgesehen, sodass sich deren Grundstruktur nicht durchgängig in dieser TAB wiederfindet.

1.0 ANWENDUNGSBEREICH

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Diese TAB-Höchstspannung regelt den Anschluss von Kundenanlagen (wie Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher, Mischanlagen etc.) an das Höchstspannungsnetz der TransnetBW und gilt auch bei wesentlichen Änderungen an bestehenden Kundenanlagen.

Der Anschlussnehmer ist verpflichtet, die Einhaltung der Anschlussbedingungen sicherzustellen und zu gewährleisten, dass alle Anschlussnutzer ihren Verpflichtungen nachkommen. Die Nichteinhaltung führt zur Abschaltung der Kundenanlage.

Die Anforderungen für den Anschluss von:

- Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG
- Energieversorgungsnetzen gemäß § 3 Nr. 16 EnWG
- Geschlossenen Verteilnetzen gemäß § 110 EnWG

sind separat beschrieben und werden projektspezifisch übermittelt.

Für den Anschluss von öffentlichen Verteilungsnetzen gelten die „Technischen Regeln für den Betrieb und die Planung von Netzbetreibern – Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilungsnetze“ VDE-AR-N 4141-1 des VDE|FNN. Die ergänzenden Anforderungen werden projektspezifisch übermittelt.

Änderungen an bestehenden Kundenanlagen, die das Netz der allgemeinen Versorgung betreffen, sind der TransnetBW mitzuteilen. Wird die Änderung von TransnetBW als wesentlich eingestuft, ist diese TAB-Höchstspannung anzuwenden. Neben den in der VDE-AR-N-4140 aufgeführten Änderungen gilt auch die Nutzungsänderung zur Teilnahme am Regelmarkt als wesentliche Änderung. Für Anlagenteile, die nicht von der Änderung betroffen sind, gelten weiterhin die zum Zeitpunkt der Errichtung oder des Umbaus gültigen Technischen Anschlussregeln.

Diese TAB-Höchstspannung ist ab dem 13.10.2025 gültig und anzuwenden.

2.0 NORMATIVE VERWEISUNGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130; ergänzend gelten insbesondere:

VDE-AR-N 4141-1	(Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze)
VDE-AR-N 4131	„Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ)“
DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1)	Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV
DIN EN 60071 (VDE 0111)	Isolationskoordination
IEC/TR 62271-300	High-voltage switchgear and controlgear Part 300: Seismic qualification of alternating current circuit-breakers
DIN EN 61869-1 (VDE 0414-9-1)	Messwandler Teil 1: Allgemeine Anforderungen
DIN EN 61869-2 (VDE 0414-9-2)	Messwandler Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler
DIN EN 61869-4 (VDE 0414-9-4)	Messwandler Teil 4: Zusätzliche Anforderungen für kombinierte Wandler
DIN EN 60060 (VDE 0432)	Hochspannungs-Prüftechnik
DIN EN 60270 (VDE 0434)	Hochspannungs-Prüftechnik - Teilentladungsmessungen
DIN EN 60376 (VDE 0373-1)	Bestimmungen für Schwefelhexafluorid (SF6) von technischem Reinheitsgrad zur Ver-wendung in elektrischen Betriebsmitteln
DIN EN 62271-4	Hochspannungs-Schaltgeräte und Schaltanlagen Teil 4: Handhabungs-methoden im Umgang mit Schwefelhexafluorid (SF6) und seinen Mischungen
DGUV Information 213-013	SF6-Anlagen und-Betriebsmittel (bisher BGI 753)
DIN EN 50341 (VDE 0210)	Freileitungen über AC 1 kV
DIN EN 50182	Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten
DIN 48201-1	Leitungsseile - Seile aus Kupfer
DIN EN 61219 (VDE 0683-200)	Arbeiten unter Spannung – Erdungs- oder Erdungs- und Kurzschließvorrichtungen mit Stäben als kurzschließendes Gerät – Staberdung
VDE 0100	Errichten von Niederspannungsanlagen
DIN EN 61439 (VDE 0660-600)	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen

DIN EN 60255 (VDE 0435)	Messrelais und Schutzeinrichtungen
FNN-Hinweis	Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen
IEC 60870-5-101	Fernwirkeinrichtungen und -systeme Teil 5 - 101: Übertragungsprotokolle - Anwendungsbezogene Norm für grundlegende Fernwirkaufgaben
IEC 60870-5-103	Fernwirkeinrichtungen und -systeme Teil 5 - 103: Übertragungsprotokolle - Anwendungsbezogene Norm für die Informationsschnittstelle von Schutzeinrichtungen
IEC 60870-5-104	Fernwirkeinrichtungen und -systeme Teil 5 - 104: Übertragungsprotokolle - Zugriff für IEC 60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen
DIN EN 81346	Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte - Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung

3.0 BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN

3.1 BEGRIFFE

Es gilt die VDE-AR-N-4130 und ergänzend:

Batteriespeichersysteme: Ein Batteriespeichersystem (BESS) ist eine technische Anlage, die elektrische Energie in wiederaufladbaren Batterien speichert und bei Bedarf wieder abgibt. Das System beinhaltet netzseitig eine Typ 2 (Umrichter) Erzeugungseinheit, an die die Batterien angeschlossen sind. Der Bezug erfolgt in der Regel über den gleichen Umrichter. Batteriespeichersysteme werden auch häufig als Speicher abgekürzt.

Regelbare Bezugsanlage: Bezugsanlagen (z. B. Elektrolyseanlagen, Rechenzentren), deren überwiegender Leistungsbezug Umrichterbasiert (Typ 2) erfolgt, sowie Bezugsanlagen, die eine oder mehrere Systemdienstleistungen und ggf. auch systemstützendes Verhalten bereitstellen können.

Elektrolyseeinheit: Elektrolyseeinheit ist die kleinste unabhängig betreibbare Einheit zur Erzeugung von Wasserstoff auf der Basis eines Elektrolyseprozesses.

Elektrolyseanlage: Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff auf der Basis eines Elektrolyseprozesses, die sich aus ein oder mehreren Elektrolyseeinheiten zusammensetzt.

Wrapper: Schnittstellenfunktion zwischen Simulationssoftware und (verschlüsseltem) Modellelement.

Konstantspannungsregelung: Integral wirkende Spannungsregelung, die durch Anpassung der Blindleistungsfahrweise einer Einheit oder Anlage eine konstante Mitsystemspannung an einem Referenzknoten einregelt.

netzbildende Einheit: Erzeugungseinheit, Erzeugungs- und Speichereinheit (EZSE), Speicher oder regelbare Bezugseinheit, die über netzbildende Eigenschaften verfügt.

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

Komponenten einer leistungselektronischen Anlage:

- **Leistungsteil:** Der Leistungsteil besteht aus elektrischen, magnetischen und mechanischen Komponenten wie z.B. Transformatoren, Stromrichter-Hardware (u.a. Halbleiter, Filter, Sensoren / Wandler), Schaltanlagen.
- **Regelungshardware:** Unter dem Begriff „Regelungshardware“ wird jegliche Hardware zusammengefasst, die nicht im Leistungsteil liegt und z.B. für die Steuerung, die Regelung oder den Schutz der Anlage verwendet wird. Dies können digitale Systeme wie z.B. Industrie-PCs oder Elektronikaufbauten mit Mikroprozessoren, digitalen Signalprozessoren oder FPGA sein. In diese Gruppe fallen zudem auch analoge Steuerungen.
- **Regelungssoftware:** In die Gruppe „Regelungssoftware“ fällt im Wesentlichen die Software, die auf der jeweils zugehörigen Regelungshardware ausgeführt wird und die erwünschte Funktion der Regelung realisiert. Dies betrifft z.B. die Software zur Regelung der Stromrichter oder die Software zur Generierung der Pulse für die geschalteten Halbleiterventile. Inbegriffen ist zudem Steuerungssoftware, Schutzsoftware sowie Software zur Nachbildung der Funktion von Steuerungsteilen, die an der Anlage ohne Software gesteuert

werden (z.B. analoge Schutzsysteme, deren Funktion in der Simulation mit einer Steuerungssoftware nachgebildet wird).

- **Mischanlage:** Entsprechend VDE-AR-N 4130 eine Kundenanlage, bestehend aus einer Kombination von Bezugsanlage und/oder Erzeugungsanlage und/oder Speichern.
  Zum Begriff „Mischanlage“ sind folgende Kombinationen möglich:
  - Bezugsanlage und Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt;
  - regelbare Bezugsanlage (inkl. Eigenbedarf) und nicht regelbare Bezugsanlage (z. B. industrielle Last) mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt;
  - Speicher in Kombination mit Bezugsanlage/Erzeugungsanlage mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.

3.2 ABKÜRZUNGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

- Batteriespeichersysteme (BESS)

4.0 ALLGEMEINE GRUNDSÄTZE

- keine Ergänzung -

4.1 BESTIMMUNGEN UND VORSCHRIFTEN

- keine Ergänzung -

4.2 ANSCHLUSSPROZESS UND ANSCHLUSSRELEVANTE UNTERLAGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Formulare E.1 bis E.15 im Netzanschlussprozess können gegenüber der TAR VDE-AR-N 4130 abweichen. Es gelten grundsätzlich die Vordrucke und Verfahrensweisen, welche auf der Internetseite der TransnetBW veröffentlicht sind.

4.2.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Planung des Netzanschlusses muss grundsätzlich in enger Zusammenarbeit mit der TransnetBW erfolgen.

Abweichungen vom im Bild 1 der VDE-AR-N 4130 dargestellten Zeitplan sind einvernehmlich zwischen dem Anschlussnehmer und der TransnetBW zu vereinbaren.

4.2.2 PROZESS UND ANSCHLUSSZUSAGE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Anforderungen an den einpoligen Stromlaufplan (SLD)

Mit der Netzanschlussanfrage ist ein einpoliger Stromlaufplan (Single-Line-Diagramm - SLD) beizufügen. Das SLD muss mindestens folgende Komponenten und Angaben enthalten:

- Übergabestation (Höchstspannungsschaltanlage) mit Angabe der technischen Kennwerte
- Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen; sofern Schutzeinrichtungen vorhanden sind: Darstellung der Erfassungspunkte für die Messgrößen des Kurzschlussschutzes und – bei Erzeugungsanlagen – zusätzlich für den Entkupplungsschutz; Angabe, auf welche Schaltgeräte die Schutzeinrichtungen wirken; Angaben zur Hilfsenergiequelle
- Netz- und Maschinentransformatoren
- Darstellung der kundeneigenen Mittelspannungs-Leitungsverbindungen
- Angaben zu Kabeltypen, -längen und -querschnitten
- Darstellung der EZE mit Wirk- und Scheinleistung, Nr. des Einheitenzertifikats sowie ZERES-ID und – falls vorhanden – dauerhafte Wirkleistungsreduzierung

Im Rahmen der Erstanfrage zum Netzanschlussbegehren ist eine Grobplanung der oben genannten Primär- und Sekundärkomponenten im SLD ausreichend. Kennwerte, die aufgrund des noch nicht festgelegten Netzverknüpfungspunkts (NVP) nicht bestimmt werden können (z. B. Kabellängen) sind kenntlich zu machen und können geschätzt oder als Platzhalter ausgewiesen werden. Für die Einreichung des Formulars E.6 nach einer potenziellen Anschlusszusage ist die Feinplanung durchzuführen und im SLD zu dokumentieren.

4.2.3 PROZESS FÜR ERLAUBNIS ZUR ZUSCHALTUNG (EZZ)

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Mit Einreichung des E.6-Formulars nach Angebot zur Anschlusszusage ist die Feinplanung durchzuführen, im SLD festzuhalten und dieses mit dem Formular E.6 einzureichen.

Für Netzanschlüsse von Erzeugungsanlagen müssen der Anschlussnehmer und die TransnetBW vor dem Nachweisverfahren (i.d.R. Anlagenzertifizierung) Daten austauschen. Der Anschlussnehmer legt die Netzanschlussplanung basierend auf dem im Rahmen der Grobplanung ermittelten Netzanschlusspunkt fest und übermittelt der TransnetBW die relevanten Daten der Kundenanlage (einschließlich des vollständig ausgefüllten Vordrucks E.6 und der Unterlagen gemäß der Checkliste für die vom Anschlussnehmer an den Netzbetreiber zu übergebenden Informationen, insbesondere den einpoligen Übersichtsschaltplan der Erzeugungsanlage). Anschließend füllt die TransnetBW den Vordruck E.7 aus und sendet diesen an den Anschlussnehmer.

Mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen (Vordruck E.7) werden die relevanten Daten zur Erstellung des Anlagenzertifikates an den Anschlussnehmer übergeben.

Weitere Anmerkungen:

Der Vordruck E.7 wird von TransnetBW auch für Erzeugungsanlagen bereitgestellt, bei denen vor dem Anschluss kein Anlagenzertifikat erstellt wird (z. B. bei Prototypen). Der Vordruck enthält die projektspezifischen Vorgaben von TransnetBW bezüglich Schutzeinstellungen, Blindleistungsfahrweise, dynamische Netzstützung usw.

Anschlussnehmer, die Erzeugungsanlagen ans Netz anschließen möchten, sollten das Anlagenzertifikat nach Inkrafttreten der Reservierung erstellen lassen. Spätestens 8 Wochen vor Beginn der Bestellabwicklung der Komponenten der Übergabestation sollte das Anlagenzertifikat bei TransnetBW eingereicht werden. Sollten sich aus der Anlagenzertifizierung technische Änderungen an der Übergabestation oder Erzeugungsanlage ergeben, können diese zu diesem Zeitpunkt noch relativ einfach in das Projekt integriert werden. TransnetBW wird das Anlagenzertifikat innerhalb von 6 Wochen nach Vorlage prüfen und den Netzanschlusspunkt bestätigen. Mit dieser Prüfung übernimmt TransnetBW ausdrücklich keine Verantwortung oder Haftung für die inhaltliche Richtigkeit des Anlagenzertifikats.

Inbetriebnahme ohne Anlagenzertifikat oder Nachweis der Elektroplanung (Prototypenverfahren) sowie die Prüfung durch die TransnetBW ist ausgeschlossen.

4.2.4 PROZESS FÜR VORÜBERGEHENDE BETRIEBSERLAUBNIS (VBE)

- keine Ergänzung -

4.3 PROZESS FÜR ENDGÜLTIGE BETRIEBSERLAUBNIS (EBE)

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Grundlage für die endgültige Betriebserlaubnis sind die erfolgreichen Inbetriebnahme Tests.

5.0 NETZANSCHLUSS

- keine Ergänzung -

5.1 GRUNDSÄTZE FÜR DIE ERMITTLUNG DES NETZANSCHLUSSPUNKTS

- keine Ergänzung -

5.2 BEMESSUNG DER NETZBETRIEBSMITTEL

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Für die Bemessung der Betriebsmittel ist anzunehmen, dass die Spannung am NVP nach Zuschalten der Anlage folgende Oberschwingungsspannungen $U_{h(post)}$ enthält.

Tabelle 1: Maximal anzunehmende Spannungsverzerrung in % der Grundschwingungsamplitude für die Bemessung der Betriebsmittel

Ordnung	Spannungsverzerrung in %	Ordnung	Spannungsverzerrung in %
1	100,0	26	1,0
2	1,8	27	1,0
3	2,5	28	1,0
4	1,0	29	1,0
5	2,5	30	1,0
6	1,0	31	1,0
7	2,5	32	1,0
8	1,0	33	1,0
9	1,3	34	1,0
10	1,0	35	1,0
11	1,9	36	1,0
12	1,0	37	1,0
13	1,9	38	1,0
14	1,0	39	1,0
15	1,0	40	1,0
16	1,0	41	1,0
17	1,5	42	1,0
18	1,0	43	1,0
19	1,3	44	1,0
20	1,0	45	1,0
21	1,0	46	1,0
22	1,0	47	1,0
23	1,1	48	1,0
24	1,0	49	1,0
25	1,0	50	1,0

THD für elektrische Dimensionierung:

Die Betriebsmittel sind für eine THD = 5 % am NVP zu bemessen (Wurzel der Quadratsumme der Spannungsverzerrungen geteilt durch 1,74 in Tabelle 1).

Bestimmung des Verhältnisses zwischen dem berechneten THD-Wert der IEC/TR 61000-3-6-Planungspegel der einzelnen Harmonischen und dem IEC/TR 61000-3-6-Planungspegel für den THD:

$$r = \frac{THD_{berechnet}}{THD_{plan}} = (5{,}23\%)/(3\%) = 1{,}74 \qquad (1)$$

Anwendung des Verhältnisses zur Berechnung eines THD-Werts für die Störfestigkeitspegel der einzelnen Harmonischen (s. Tabelle oben):

$$THD_{Störfestigkeit} = \frac{THD_{berechnet}}{r} = 8{,}66\%/1{,}74 = \mathbf{5}\% \qquad (2)$$

5.3 SPANNUNG UND FREQUENZ AM NETZANSCHLUSSPUNKT

- keine Ergänzung -

5.4 NETZRÜCKWIRKUNGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die elektrischen Einrichtungen der Kundenanlage sind so zu planen, zu bauen und zu betreiben, dass Rückwirkungen auf das Höchstspannungsnetz und die Anlagen anderer Kunden auf ein zulässiges Maß begrenzt werden. Treten unzulässige Rückwirkungen auf, die auf die Kundenanlage zurückzuführen sind, so hat der Kunde in seiner Anlage Maßnahmen zur Begrenzung der Rückwirkungen zu treffen. Die Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Richtwerte für zulässige Netzrückwirkungen sind nachfolgend beschrieben. In Einzelfällen können davon abweichend andere vertragliche Festlegungen für die zulässige Störaussendungen einer Kundenanlage getroffen werden.

5.4.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die maximal anschließbare Scheinleistung $S_{tHöS}$ der betreffenden Schaltanlage sowie die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt S_{kV} werden von TransnetBW projektspezifisch ermittelt und im Rahmen des Anschlussprozesses zur Verfügung gestellt.

Wenn die Kundenanlage für eine bestimmte Netzrückwirkung an diesem Beurteilungspunkt eine beabsichtigte und dauerhafte positive Wirkung nachweisen kann, müssen diese in Abstimmung mit dem AG bei der Beurteilung nicht berücksichtigt werden.

5.4.2 SCHNELLE SPANNUNGSÄNDERUNGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Zur Bewertung der Spannungsänderungen durch Schaltvorgänge der Kundenanlage ist die Kenntnis der wirksamen Impedanz der Grundschwingungsfrequenz Z_V (Impedanz bei Netzfrequenz aus Sicht der Kundenanlage am zugehörigen Netzverknüpfungspunkt) erforderlich. Der Wert dieser Impedanz wird von TransnetBW projektspezifisch ermittelt und im Rahmen des Anschlussprozesses zur Verfügung gestellt.

5.4.3 FLICKER

- keine Ergänzung –

5.4.4 HARMONISCHE, ZWISCHENHARMONISCHE UND HÖHERFREQUENTE EMISSION

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die maximal zulässigen Amplituden für Oberschwingungsströme der Kundenanlage werden von TransnetBW projektspezifisch bestimmt und hängen vom Standort der Kundenanlage und der Beschaffenheit des umliegenden Netzes ab. Im Rahmen des Anschlussprozesses wird TransnetBW eine Tabelle der maximal zulässigen

Oberschwingungsströme je Ordnung in Anlehnung an die nachfolgende Tabelle 2 zur Verfügung stellen.

Für die Berechnung der Grenzwerte wird zwischen geradzahligen und ungeradzahligen Harmonischen, Zwischenharmonischen und Frequenzanteilen im Bereich zwischen 2 kHz und 9 kHz (Supraharmonische / höherfrequente Emissionen) unterschieden. Die Ordnung μ einer Zwischenharmonischen entspricht der Ordnungszahl v der benachbarten, niedrigeren Harmonischen.

Alle Grenzwerte gelten für ein Aggregationsintervall von 10 Minuten, welches üblicherweise die thermische Zusatzbeanspruchung ausdrückt. Im Rahmen des messtechnischen Nachweises kann auch die Bewertung des 3-s-Aggregierungsintervalls gefordert sein. Dafür ist der angegebene Grenzwert mit einem Faktor gemäß IEC 61000-3-6 zu multiplizieren.

Tabelle 2: Maximal zulässige Amplituden für harmonische Ströme / Oberschwingungsströme

Geradzahlige Harmonische			Ungeradzahlige Harmonische			Zwischen-harmonische			Supraharm-onische		
v	k_v	$I_{v,zul}$	v	k_v	$I_{v,zul}$	μ	$k_{\mu/b}$	$I_{\mu,zul}$	b in kHz	k_b	$I_{b,zul}$
2			3			1			2,1		
4			5			2			2,3		
6			7			3			2,5		
8			9			4			2,7		
10			11			5			2,9		
12			13			6			3,1		
14			15			7			3,3		
16			17			8			3,5		
18			19			9			3,7		
20			21			10			3,9		
22			23			11			4,1		
24			25			12			4,3		
26			27			13			4,5		
28			29			14			4,7		
30			31			15			4,9		
32			33			16			5,1		
34			35			17			5,3		
36			37			18			5,5		
38			39			19			5,7		
40						20			5,9		
						21			6,1		
						22			6,3		
						23			6,5		
						24			6,7		
						25			6,9		
						26			7,1		
						27			7,3		
						28			7,5		
						29			7,7		
						30			7,9		
						31			8,1		
						32			8,3		
						33			8,5		
						34			8,7		
						35			8,9		
						36					
						37					
						38					
						39					

Subharmonische Frequenzen dürfen nicht emittiert werden, um Torsionsschwingungen an rotierenden Maschinen sicher zu vermeiden.

5.4.5 KOMMUTIERUNGSEINBRÜCHE

- keine Ergänzung -

5.4.6 UNSYMMETRIEN

-keine Ergänzung-

5.5 BLINDLEISTUNGSVERHALTEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Der Betrieb einer Kompensationsanlage kann Maßnahmen zur Begrenzung der Oberschwingungsströme erfordern. Zur Berechnung der schaltbedingten Spannungsänderung von maximal 0,5 % U_n ist die wirksame Impedanz der Grundschwingungsfrequenz Z_V aus 5.4.2 heranzuziehen.

Bei Bezug von Wirkleistung aus dem Hochspannungsnetz der TransnetBW ist im gesamten Spannungsband ein Blindleistungsverhalten nach Bild 3 der VDE-AR-N 4130 einzuhalten. Diese Anforderungen gelten auch für Mischanlagen, bei einem Betrieb der Erzeugungsanlagen mit P = 0 kW. Für Speicher gelten die Anforderungen gemäß Abbildung 6.

5.6 RESONANZEN UND REGLERINTERAKTIONEN

- keine Ergänzung –

5.7 ANFORDERUNG FÜR REGELBARE BEZUGSANLAGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Regelbare Bezugsanlagen sind Bezugsanlagen, wie beispielsweise Elektrolyseanlagen, Rechenzentren, deren überwiegender Leistungsbezug umrichterbasiert erfolgt, sowie alle die Bezugsanlagen, die in die Lage versetzt werden, eine oder mehrere Systemdienstleistungen und ggf. auch systemstützendes Verhalten bereitzustellen.

Hinweis: Zur Vereinfachung werden Elektrolyseure und Rechenzentren als regelbare Bezugsanlagen oder Bezugsanlagen betrachtet, sofern nicht ausdrücklich anders angegeben. Diese Anforderungen gelten zusätzlich zu den Abschnitten 5.1 bis 5.6.

Die Systemanforderungen und Funktionen beziehen sich auf die gesamte Kundenanlage, d.h. regelbare Bezugsanlagen das inkl. aller anderen Komponenten, die am Netzanschlusspunkt (NAP) betrieben wird. Unter Komponenten werden alle technischen Geräte gefasst, die für den Betrieb und die Erfüllung technischen Anforderungen erforderlich sind.

Regelbare Bezugsanlagen müssen als dreiphasige Drehstromanlagen ausgeführt werden. Das bedeutet, dass die Anlagen im ungestörten Betrieb mit symmetrischen Drehspannungsquellen arbeiten müssen. Ebenfalls zugelassen ist der Bezug von symmetrischen Drehströmen. Als Bezugsgröße für diese Ströme ist – auch wenn die Klemmenspannungen nicht symmetrisch sind – das Mitsystem der Klemmenspannungen heranzuziehen.

Sofern die installierte Wirkleistung P_{inst} der regelbaren Bezugsanlagen größer als die vereinbarte Anschlusswirkleistung P_{AV} ist, so ist, sofern nicht anders angegeben, bei allen weiteren Anschlussbedingungen als Bezugsgröße die vereinbarte Anschlusswirkleistung P_{AV} zu wählen.

Die TransnetBW ist berechtigt, den Wirkleistungsbezug der regelbaren Bezugsanlagen zu unterbinden oder herunterzuregeln, wenn die vorgegebenen netzverträglichen Grenzen im stationären Betrieb (nach VDE-AR-N 4130) überschritten werden.

5.7.1 KURZSCHLUSSLEISTUNGSBEREICH

Die Bezugsanlage muss unabhängig vom Betriebspunkt in der Lage sein, im Bereich zwischen der minimalen und der maximalen Kurzschlussleistung betrieben werden

können. Die minimale und maximale Kurzschlussleistung wird vom TransnetBW vorgegeben.

Bezugsanlagen sind so auszulegen und zu betreiben, dass sie am Netzanschlusspunkt (NAP) im gesamten Bereich der möglichen Kurzschlussleistungen – von der minimalen bis zur maximalen – ohne Leistungseinbußen und ohne Einschränkung der Funktionalität betrieben werden können.

Der Anschlussnehmer muss ermitteln, bis zu welcher minimalen Kurzschlussleistung die Bezugsanlagen betrieben werden kann. Die Ergebnisse sind der TransnetBW mitzuteilen.

5.7.2 ROBUSTHEIT GEGENÜBER FREQUENZGRADIENT

Regelbare Bezugsanlagen müssen folgende Frequenzgradienten (Frequenzänderungsgeschwindigkeit, aus dem Englischen: Rate of Change of Frequency - RoCoF) ohne Trennung vom Netz durchfahren können:

- ± 4,00 Hz/s ermittelt über eine Dauer von 0,25 s oder
- ± 2,00 Hz/s ermittelt über eine Dauer von 0,50 s oder
- ± 1,50 Hz/s ermittelt über eine Dauer von 1,00 s oder
- ± 1,25 Hz/s ermittelt über eine Dauer von 2,00 s.

Dies schränkt die Beteiligung am Lastabwurf nach Abschnitt 5.7.6 nicht ein.

Eine kurzzeitige Abweichung der Wirk- und Blindströme gegenüber dem Ausgangszustand ist zulässig.

5.7.3 ROBUSTHEIT GEGENÜBER TEMPORÄREN SPANNUNGSÄNDERUNGEN (FRT FÄHIGKEIT)

Elektrolyseanlagen, Rechenzentren und sonstige Power-to-Gas-Anlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen werden, müssen ihre Robustheit gegenüber Netzfehlern (insbesondere Kurzschlüssen) gemäß den Anforderungen nach Kapitel 2.3 nachweisen. Der Anforderung ist entsprechend dem Vier-ÜNB-Positionspapier „Technische Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen“ in der Fassung vom Februar 2025 zu erbringen [1]. Die in Kapitel 2.3 des Positionspapiers genannten Anforderungen gelten auch für Rechenzentren.

5.7.4 WIEDERKEHR DER WIRKLEISTUNGSAUFNAHME NACH EINEM FEHLER

Falls sich alle Leiter-Leiter-Spannungen der Netzspannung nach Fehlerklärung wieder innerhalb des Spannungsbandes Uref ± 10 % befinden und der Wirkstrom die Bezugsanlagen während des Netzfehlers reduziert wurde, muss der Wirkstrom sofort nach Eintritt in dieses Spannungsband so schnell wie möglich gesteigert werden, bis 90 % des Vorfehlerwertes der Wirkleistung erreicht ist.

Die Anschwingzeit darf maximal 1 s betragen. Ein temporäres Überschwingen der Wirkleistung um 10% des vereinbarten Anschlusswirkleistung P_{AV} ist zulässig.

5.7.5 AUSGESTALTUNG DES ZEITRAUMS BIS ZUM INKRAFTTRETEN DER TAR

Die erforderlichen technischen Lösungen für Elektrolyseanlagen befinden sich zum Teil noch in der Entwicklungsphase. Um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen, können vor Inkrafttreten der TAR 4130 Version 2.0 (Weiterentwicklung der Version von 2018) in Abstimmung mit dem TransnetBW Ausnahmeregelungen vereinbart werden. Diese betreffen Abweichungen bei den Anforderungen an die Robustheit gegenüber temporären Spannungsänderungen (vgl. Abs. 5.7.3) und die Wiederkehr der Wirkleistungsaufnahme nach einem Netzfehler (vgl. Abs. 5.7.4).

Dieser Abschnitt ist für Rechenzentren nicht relevant.

Die Ausnahmeregelung differenziert die FRT-Fähigkeit und die Wiederkehr der Wirkleistungsaufnahme in drei Teilbereiche für unterschiedliche Fehlertypen (Typ A, Typ B und Typ C) und ist in Abbildung 1dargestellt. Die jeweiligen Fehlertypen unterscheiden sich in Dauer und Tiefe des resultierenden Spannungseinbruchs (Low Voltage (LV)-Fault Right Trough (FRT)). Die Anforderungen an das Verhalten bei Überspannung (High Voltage (HV)-FRT) bleiben hiervon unberührt.

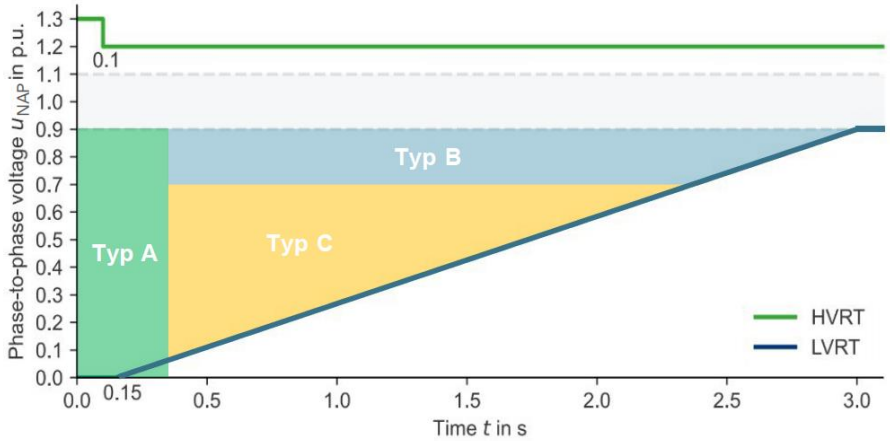

Abbildung 1: Bereiche der Ausnahmeregelung an die FRT-Fähigkeit und die Wiederkehr der Wirkleistungsaufnahme in Abhängigkeit von der Dauer und Tiefe eines Spannungseinbruchs während eines Netzfehlers.

Typ A ($t \leq 0{,}3$ s; $U_{NAP} < 0{,}9$ pu)

- Elektrolyseanlage muss den Netzfehler vollständig durchfahren können
- Wiederkehr der Wirkleistungsaufnahme bei Wiederkehr der Netzspannung innerhalb von U_{REF} ± 10 % muss innerhalb von weniger als 1 s erfolgen.

Typ B (0,7 pu $\leq U_{NAP} < 0{,}9$ pu; $t > 0{,}3$ s)

- Elektrolyseanlage muss den Netzfehler vollständig durchfahren können.
- Wiederkehr der Wirkleistungsaufnahme bei Wiederkehr der Netzspannung innerhalb von U_{REF} ± 10 % muss schneller als 3 s – 6 s erfolgen.

Typ C ($U_{NAP} < 0{,}7$ pu; $t > 0{,}3$ s)

- Bereich muss nach Können und Vermögen durchfahren werden.
- Wiederkehr der Wirkleistungsaufnahme bei Wiederkehr der Netzspannung innerhalb von U_{REF} ± 10 % muss schneller als 3 s – 6 s erfolgen, wenn technisch möglich.

Ausgenommen von einer Übergangslösung sind die weiteren technischen Anforderungen dieses Dokuments. Diese sind projektspezifisch mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber abzustimmen und umzusetzen. Unter Bezugnahme auf die Planungsgrundsätze der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (4ÜNB-Planungs-grundsätze) und die europäischen System Operation Guidelines (ENTSOE-SO GL) kann die Vereinbarung von Ausnahmeregelungen nur unter Berücksichtigung regionaler Begrenzungen der kumulierten Elektrolyseleistung erfolgen. Die Begrenzungen der kumulierten Elektrolyseleistung sind im Kapitel 2.5 des „4-ÜNB-Positionspäpier zu Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen [1]“ mit dem Stand von Februar 2025 enthalten.

5.7.6 LASTABWURF UND WIRKLEISTUNGSANPASSUNG BEI ÜBER- UND UNTERFREQUENZ

Bezugsanlagen müssen am Lastabwurfkonzept des TransnetBW teilnehmen.

Alternativ zur Teilnahme am Lastabwurf kann der Anlagenbetreiber wie im Folgenden beschrieben eine Beteiligung an der Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenzereignissen (für Elektrolyseur) und Unterfrequenzereignissen (für Rechenzentrum) durch die Änderung des frequenzabhängigen Wirkleistungsbezugs umsetzen.

Auch eine Kombination aus Lastabwurf und Wirkleistungsanpassung ist möglich und wird von der TransnetBW entschieden. Die jeweiligen Frequenzschwellen der Elektrolyseeinheiten (Festlegung der Grenzfrequenz für den Übergang vom Frequenzschutz in den Lastabwurf) sind vom Netzbetreiber vorzugeben. Die An- und Einschwingzeiten der Wirkleistungsanpassung sind in diesem Fall unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber abzustimmen.

5.7.6.1 LASTABWURF

Die Beteiligung am Lastabwurf ist in Kapitel 6.3.3.2 VDE-AR-N-4130 geregelt. Die Beteiligung von Bezugsanlagen am Lastabwurf erfolgt nicht durch die Trennung der Anlage am Netzanschlusspunkt, sondern innerhalb der Anlage auf Einheitenebene.

Für Elektrolyseuranlagen sind die Frequenzschwellwerte gleichmäßig verteilt im Frequenzbereich von 49,0 Hz bis 48,1 Hz zu wählen. Davon abweichend ist in Abstimmung mit der TransnetBW eine Beteiligung am Lastabwurf durch den gleichzeitigen Abwurf mehrerer Einheiten zulässig, solange die einzelnen Stufen eine Größe von 250 MW nicht überschreiten. Ergeben sich daraus drei oder weniger Stufen, gibt der Netzbetreiber die Frequenzschwellwerte vor.

5.7.6.2 WIRKLEISTUNGSANPASSUNG BEI ÜBER- UND UNTERFREQUENZ

Elektrolyseuranlagen müssen bei der Überfrequenz bis maximal 51,5 Hz ihren Wirkleistungsarbeitspunkt anpassen. Unterfrequenz steht ein Defizit an Erzeugungsleistung einem Überschuss an Bezugslast gegenüber. Daher müssen auch Elektrolyseanlagen in der Lage sein, bei Unterfrequenz ihren Wirkleistungsarbeitspunkt anzupassen.

Der Frequenzwert für den Beginn der Reduzierung dieses frequenzabhängigen Wirkleistungsbezugs muss von 49,5 Hz bis 49,8 Hz einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist der Beginn auf 49,8 Hz einzustellen. Die Statik des frequenzabhängigen Wirkleistungsbezugs ($s=(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_{mom})$) muss von 2 % bis 12 % einstellbar sein.

Anmerkung: Dies entspricht einem Leistungsgradienten von 16,67 % von P_{mom} je Hertz (s = 12 %) bis 100 % von P_{mom} je Hertz (s = 2 %).

Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, ist ein Gradient von 40 % von P_{mom} je Hertz (s = 5 %) einzustellen.

Die Reduzierung des frequenzabhängigen Wirkleistungsbezugs bewirkt, dass sich Rechenzentren auch in dem Frequenzbereich zwischen 49,8 Hz (sofern keine anderweitige Vorgabe des Netzbetreibers erfolgt) und 47,5 Hz hinsichtlich ihres minimal möglichen Wirkleistungsbezugs permanent auf der Frequenzkennlinie auf- und ab bewegt („Fahren auf der Kennlinie“).

Bei Netzfrequenzen $f < 47{,}5$ Hz dürfen sich die Elektrolyseanlagen vom Netz trennen.

Die Reduktion der Wirkleistungsaufnahme muss bis zum Erreichen der technischen Mindestleistung der Elektrolyseeinheiten erfolgen.

Für den zeitlichen Verlauf der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung sind folgende Bedingungen bzgl. der anfänglichen Zeitverzögerung T_V und der Anschwingzeit $T_{an,90\%}$ einzuhalten:

- Nach Ablauf von $T_V + 0{,}1\ (T_{an,90\%} - T_V)$ sind mindestens 9 % der erforderlichen Leistungsanpassung ΔP erbracht.
- 90 % der Leistungsanpassung ΔP sind nach Ablauf der Anschwingzeit $T_{an,90\%}$ erbracht.

Die Beteiligung am Lastabwurf ist in Kapitel 10.2.4.3 VDE-AR-N-4130 und auch im Kapitel 2.6 des „4-ÜNB-Positionspäpier zu Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen [1]“ mit dem Stand von Februar 2025 enthalten.

5.7.7 ZUSCHALTEN NACH AUSLÖSUNG DURCH SCHUTZEINRICHTUNG

Erfolgt eine Netztrennung der regelbaren Bezugsanlage durch eine Schutzauslösung, darf eine Wiedereinschaltung nur nach Klärung der Störungsursache und nach Freigabe durch die netzführende Stelle des TransnetBW erfolgen. Eine automatische Wiederzuschaltung der regelbare Bezugsanlage ist nicht vorgesehen. Die Anforderung für Zuschaltung Auslösung durch Schutzeinrichtung ist im Kapitel 10.4.2 VDE-AR-N-4130 und auch im Kapitel 2.7 das Positionspapiers enthalten.

5.7.8 NETZSICHERHEITSMANAGEMENT

Es gelten die Anforderungen in den nachfolgenden Kapiteln.

5.7.8.1 ANPASSUNG DER WIRKLEISTUNGSFAHRWEISE FÜR ELEKTROLYSEURANLAGEN

Elektrolyseanlagen müssen ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vorgegebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz anpassen können. Die Leistungsanpassung muss aus jedem Betriebspunkt möglich sein.

Grundsätzlich gelten die Anforderungen an das Zeitverhalten einer Leistungsanpassung im Leistungsbereich zwischen technischer Mindest- und Maximalleistung im Nennbetrieb.

Leistungsänderungen infolge von Vorgaben durch den Netzbetreiber müssen mit mindestens 20 %/min erfolgen. Bei technologischen Restriktionen können projektspezifisch Leistungsänderungen von mindestens 10 %/min vereinbart werden.

Das Signal zur Leistungsanpassung durch den Netzbetreiber ist als separates Eingangssignal aufzunehmen und entsprechend der Priorisierung zu behandeln.

Die Nutzung der Fähigkeit der Anlage zur Leistungsänderung in regulären Prozessen (z.B. Redispatch) hat unter den entsprechenden rechtlichen, regulatorischen und prozessualen Rahmenbedingungen zu erfolgen. Für Notfallprozesse (z.B. §13 Abs. 2 EnWG) gilt der entsprechende aktuelle Rahmen.

Für Rechenzentren muss die Anpassung des Leistungsgradienten mit TransnetBW abgestimmt werden.

5.7.8.2 EMERGENCY POWER CONTROL (EPC)

Elektrolyseanlagen müssen eine Emergency-Power-Control-Funktion (EPC) gemäß den Anforderungen der TransnetBW TAB Kapitel 6.3.1 bieten.

5.7.8.3 KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLE

Die Ausgestaltung der Kommunikationsschnittstelle ist in den Abschnitt 6.3.1 dieser TAB enthalten.

5.7.9 REGELGESCHWINDIGKEIT DER WIRKLEISTUNGSANPASSUNG

Es gelten die Anforderungen in den nachfolgenden Kapiteln.

5.7.9.1 ANFORDERUNGEN FÜR ELEKTROLYSEURANLAGEN:

Die Anforderungen an die Regelgeschwindigkeit der Wirkleistungsanpassung richten sich grundsätzlich nach den Vorgaben der VDE-AR-N 4130. Ergänzend gelten für Elektrolyseanlagen folgende Spezifizierungen:

- Leistungsänderungen infolge von Vorgaben durch Dritte (z. B. Fahrplanfahrweise) dürfen mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen 6 %/min und 40 %/min mit Bezug auf P_{inst} erfolgen.
- Für Mischanlagen ist es ausreichend, wenn diese Leistungsgradienten mit Bezug auf P_{AV} am Netzanschlusspunkt der Mischanlage eingehalten werden.
- Für Sollwertvorgaben durch Dritte wird empfohlen, Wirkleistungsgradienten von 10 % $P_{b,inst}$/min umzusetzen.
- Für Engpassmanagement, EPC-Funktionen und andere Systemdienst-leistungen können höhere Leistungsgradienten gefordert werden.
- Die Umsetzung der Leistungsänderung hat grundsätzlich gleichmäßig und möglichst linear zu erfolgen.

5.7.9.2 ANFORDERUNGEN FÜR RECHENZENTRUMSANLAGEN

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

Die bezogene Wirkleistung am Netzanschlusspunkt des Rechenzentrums ist auf einen maximalen Wert von 1,1 x $P_{N,inst.}$ zu begrenzen. Hierbei entspricht $P_{N,inst.}$ der vereinbarten installierten Wirkleistung am Netzanschlusspunkt. Diese Anforderung gilt auch für transiente Ausgleichsvorgänge.

Es dürfen keine plötzlichen transienten Leistungsänderungen von mehr als ± 10 % oder 50 MW x $P_{AV,B}$ auftreten, die bezogen sind auf den aktuellen Betriebspunkt des Rechenzentrums. Dies gilt auch für geplante und ungeplante stationäre Arbeitspunktänderungen. Es gilt ein gleitendes Zeitfenster von 100 ms.

5.7.10 DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG FÜR ELEKTROLYSEURANLAGEN

Die Anforderungen zur dynamischen Netzstützung für Elektrolyseuranlagen richten sich nach VDE-AR-N 4130, insbesondere Kapitel 10.2.3 Ergänzende Spezifikationen und Konkretisierungen ergeben sich aus Kapitel 2.10 des Positionspapiers [1].

5.7.11 BLINDLEISTUNG

Jede Elektrolyseanlage muss in der Lage sein, bei maximalem Wirkleistungsbezug aller in Betrieb befindlichen Einheiten P_{inst} die Anforderungen bzgl. der technischen Fähigkeit zur Blindleistungsabgabe bzw. -bezug am Netzanschlusspunkt ohne vorherige Anpassung des Wirkleistungsbezugs zu erfüllen. Die Anforderungen bezüglich der technischen Fähigkeit zu Blindleistungsabgabe bzw. -bezug am Netzanschlusspunkt werden in Abbildung 2 dargestellt.

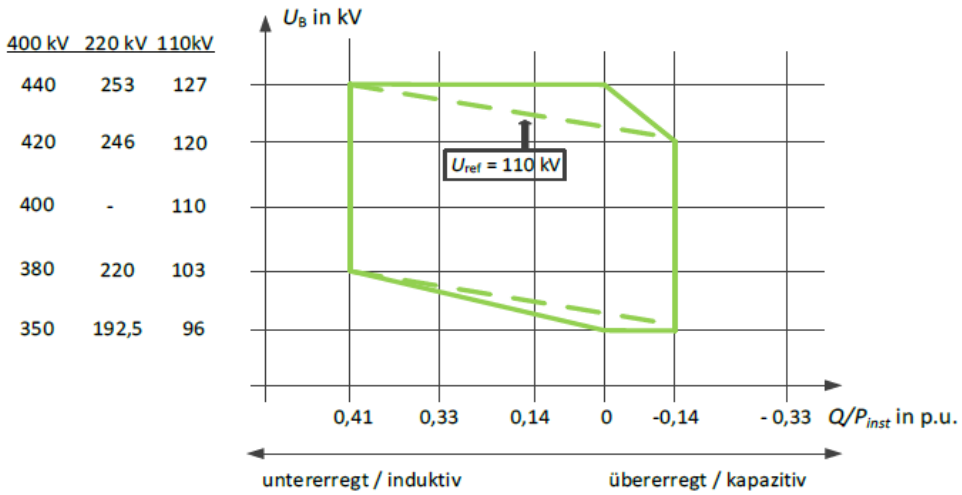

Abbildung 2: Anforderungen zu Blindleistungsabgabe bzw. -bezug am Netzanschlusspunkt im Verbraucherzählpfeilsystem

Neben den Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung im Betriebspunkt P_{inst} der Elektrolyseanlage ($P_{mom} = P_{inst}$) bestehen auch Anforderungen an den Betrieb mit einer momentanen Wirkleistung P_{mom} die kleiner als P_{inst} ist. Abbildung 3 zeigt als *PQ*-Diagramm die Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung von Elektrolyseanlagen im Teillastbetrieb ($0 \leq P_{mom}/P_{inst} < 1$) am Netzanschlusspunkt. Das darüberhinausgehende tatsächliche Vermögen am Netzanschlusspunkt ist dem Netzbetreiber anzugeben und kann durch diesen betrieblich abgerufen werden.

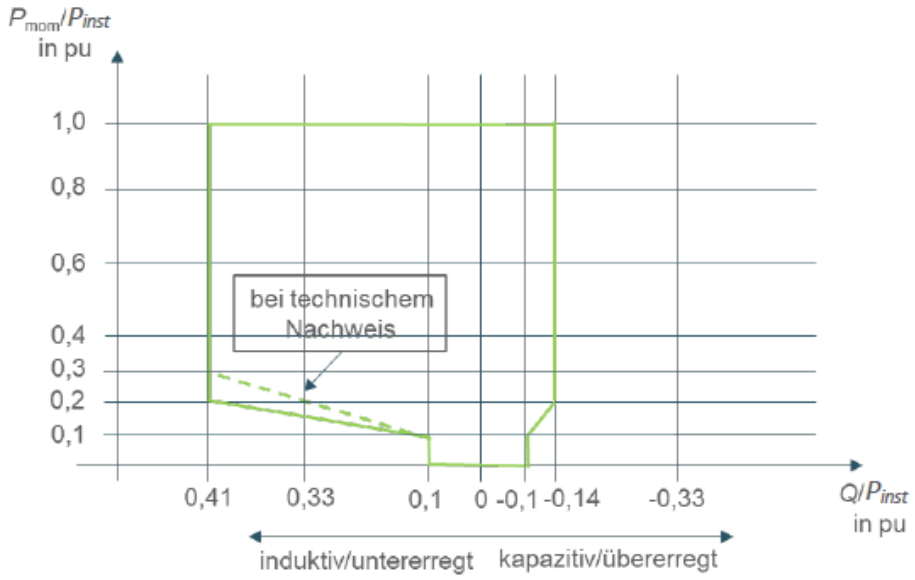

Abbildung 3: Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung von Elektrolyseanlagen im Teillastbetrieb im Verbraucherzählpfeilsystem

Die Beteiligung der Blindleistungsbereitstellung ist in Kapitel 10.2.2.4 VDE-AR-N-4130 und in Kapitel 2.11 des „4-ÜNB-Positionspäpier zu Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen [1] “ mit dem Stand von Februar 2025 enthalten.

Für Rechenzentren gelten die Blindleistungsanforderungen nach VDE-AR-N 4130 und dieser TAB gemäß Kapitel 5.5.

5.7.12 INTERAKTIONEN

Zusätzlich zu den Regelungen der VDE-AR-N 4130, Kapitel 5.6 gelten die nachfolgenden Regelungen hinsichtlich Interaktionen der Elektrolyseanlage mit anderen Elektrolyseanlagen, dem Netz sowie anderen Anlagen und Betriebsmittel. Diese Interaktionen umfassen die folgenden Frequenzbereiche:

- Netzfrequenzschwingungen bzw. - pendelungen im Bereich 0,1 Hz bis 2,0 Hz,
- Torsionsinteraktionen (SSTI) im Bereich 4 Hz bis 45 Hz im elektrisch ortsfesten Koordinatensystem,
- Interaktionen im harmonischen Frequenzbereich oberhalb von 50 Hz.

Die Elektrolyseanlage hat als Grundanforderung keine nachteiligen Interaktionen mit anderen Elektrolyseanlagen, dem Netz sowie mit anderen Anlagen und Betriebsmitteln aufzuweisen.

Sollte der Kunde im Betrieb eine unerwünschte Interaktion feststellen, ist der Netzbetreiber hierüber in Kenntnis zu setzen. Dieser leitet einen Austauschprozess der betroffenen Parteien ein, mit dem Ziel gemeinsam Gegenmaßnahmen zu entwickeln. Diese können zum Beispiel eine Parametrierung bestimmter Regelungsfunktionen auf Elektrolyseeinheiten bzw. auf Anlagenebene erfordern.

5.7.13 DÄMPFUNGSEIGENSCHAFTEN FÜR RECHENZENTREN

Rechenzentren sollen keine negativen Rückwirkungen auf die Dämpfung von

- ± 10 MW oder 1% (kleinerer Wert) in einem Frequenzbereich von 0,1 Hz bis 2,0 Hz,
- ± 5 MW oder 0,5% (kleinerer Wert) in einem Frequenzbereich von 2,0 Hz < f_0 < 100 Hz
- oder auf messbare Interaktionen haben.

Das SSO-Dämpfungsvermögen ist auf der Grundlage der vom TransnetBW festgelegten SSO-Studien auszulegen und zu parametrisieren.

Im harmonischen Bereich muss das Rechenzentrum bis zu einer Frequenz von 2,5 kHz ein dämpfendes Verhalten in Form eines positiven Realteils (R(f) > 0) aufweisen. Diese Anforderung an die positive Dämpfung durch die Impedanz muss im Mit-, Gegen- und Nullsystem der Last erfüllt sein. Wenn technologisch nicht anders umsetzbar, kann ein Frequenzbereich mit dem TransnetBW definiert werden, in dem auch ein negativer Realteil (R(f) < 0) möglich ist. Eine solche Vereinbarung muss auf der Grundlage geeigneter Modelle in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber geprüft werden.

5.7.14 PRIORISIERUNG

Während des Betriebs der Elektrolyseuranlagen können Netzsituationen eintreten, in denen die Anforderungen dieses Dokuments nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können.

Es gilt die Priorisierung nach VDE-AR-N 4130 Abschnitt 8.1 mit folgenden Verweisen des vorliegenden Abschnitt 5.7 dieser TAB:

- Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweilige Schutzeinrichtung nach VDE-AR-N 4130 Abschnitt 6.3.3 und VDE-AR-N 4130 Abschnitt 10.3 den Hauptschutz darstellt;
- Einhaltung der Festlegungen bzgl. Systemautomatiken (EPC-Funktionen) nach Kapitel 5.7.8;
- Einhaltung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung nach Kapitel 5.7.10;

- Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen nach Kapitel 5.7.6;
- Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers nach Kapitel 5.7.8;
- max. Wirkleistungsgradienten nach Kapitel 5.7.9;
- Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach Kapitel 5.7.11;
- betriebliche Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung

5.7.15 MODELLANFORDERUNGEN

Die Anforderungen an Simulationsmodelle für Bezugsanlagen sind im Kapitel 10.6 dieser TAB beschrieben.

6.0 PLANUNG UND AUSFÜHRUNG DES NETZANSCHLUSSES

- keine Ergänzung -

6.1 BAULICHER TEIL

- keine Ergänzung -

6.1.1 ALLGEMEINES

- keine Ergänzung -

6.1.2 EINZELHEITEN ZUR BAULICHEN AUSFÜHRUNG

- keine Ergänzung -

6.2 ELEKTRISCHER TEIL

- keine Ergänzung -

6.2.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Abbildung 4 zeigt das Anschlusskonzept der Übergabestation an das TransnetBW-Netz. Der Netzanschlusspunkt ist das – unabhängig von der nachgelagerten netzseitigen Topologie – Abgangsschaltfeld der TransnetBW. Die Eigentumsgrenze, Liefer- und Betriebsführungsgrenze befindet sich abhängig von der Art des Stromkreises,

- **Freileitung:** am Portal der TransnetBW, wobei die Armaturen und Isolatoren zum Abspannen der Leiter Richtung Freileitung im Eigentum des Kunden liegen, während sich der Übergang zwischen den Leitern (Schlaufe) im Eigentum der TransnetBW befindet
- **Kabel:** an den kundenseitigen Klemmen der Trenner-Erder-Kombination im Abgangsschaltfeld der TransnetBW (Kabelendverschluss, Gerüst und Überspannungsableiter sind im Eigentum des Kunden) bzw. am Kabelanschlussbaustein der GIS (Kabelendverschluss und Steckbuchse sind im Eigentum des Kunden).

Ab diesem Punkt der Eigentumsgrenze sowie des gesamten Verbindungsstromkreises bis zum Eingangsschaltfeld der Kundenübergabestation ist alles Kundeneigentum. Planung, Genehmigung, Errichtung, Betrieb und Instandhaltung liegen beim Kunden. Die Anschlussarbeiten sind durch ein von TransnetBW qualifiziertes Unternehmen durchzuführen. Die weitergehenden Anforderungen in dieser TAB sind zu berücksichtigen. TransnetBW stellt in der Regel die Messgrößen für Spannung und Strom für die Erfüllung der elektrischen Eigenschaften am Netzverknüpfungspunkt per Protokoll zur Verfügung. Es sind entsprechende Komponenten einzusetzen und zur Inbetriebnahme zu testen, um die Anforderungen einzuhalten.

Unabhängig von den tatsächlich am Netzanschlusspunkt vorhandenen Werten müssen die Betriebsmittel der Schaltanlage des Kunden (=C2 Kundenübergabestation) mindestens für die unten in der Tabelle 1 aufgeführten Kenngrößen ausgelegt sein. Sollten projektspezifisch höhere Kenngrößen erforderlich sein, werden diese von TransnetBW vorgegeben.

TransnetBW hält sich die Möglichkeit vor, eigene Messeinrichtungen in der Kundenanlage zu installieren (bspw. für hochgenaue, breitbandige Strommessungen). Es besteht aber auch die Möglichkeit, dass der Betreiber der Kundenanlage der TransnetBW auf Verlangen definierte Messdaten zur Verfügung stellt. Der Datenaustausch muss automatisiert und elektronisch erfolgen. Diese Messdaten können z.B. zur Bewertung der Konformität der Anlage im Betrieb genutzt werden.4

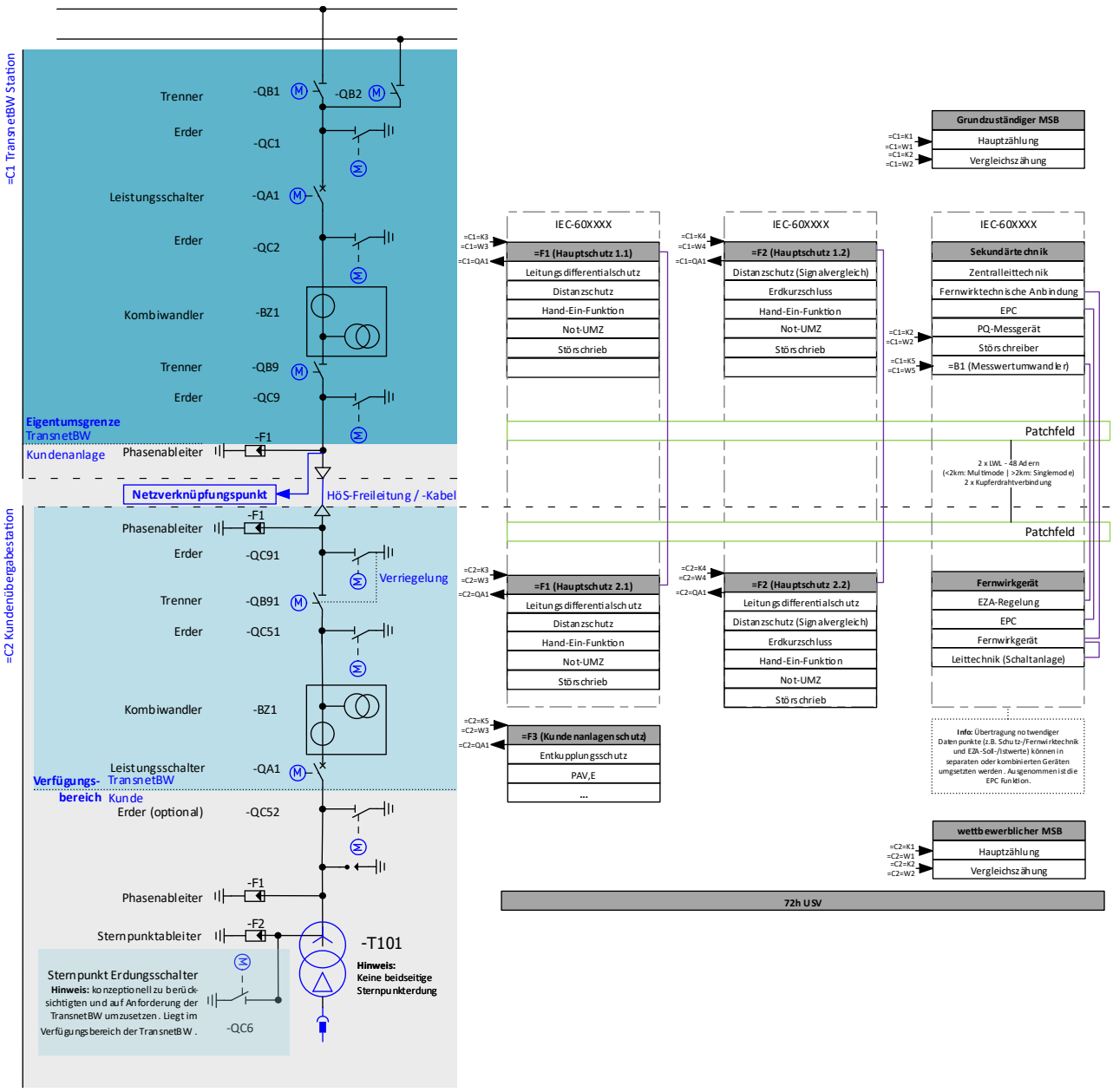

Abbildung 4: Exemplarischer Aufbau zum Höchstspannungsanschluss für Kundenanlagen

Tabelle 3: Elektrische Hauptdaten

Netzdaten	
Netz-Nennspannung *Un*	380 kV
Max. Netz-Betriebsspannung *Ubmax*	420 kV / dauernd 440 kV / 30 min.
Netz-Nennfrequenz *fn*	50 Hz
Sternpunktbehandlung	niederohmige Erdung (NOSPE)
AIS-Bemessungsdaten	
Bemessungsspannung Ur	420 kV
Bemessungsfrequenz fr	50 Hz
Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung *Ud* (1 min.) (Leiter–Erde und Leiter–Leiter)	520 kV (Effektivwert)
Bemessungs-Stehschaltstoßspannung *Us* (250/2.500 µs) (Leiter–Erde)	1.050 kV (Scheitelwert)
Bemessungs-Stehschaltstoßspannung *Us* (250/2.500 µs) (Leiter–Leiter)	1.575 kV (Scheitelwert)
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung *Up* (1,2/50 µs) (Leiter–Erde und Leiter–Leiter)	1.425 kV (Scheitelwert)
Maximale Oberflächen-Randfeldstärke *ERand*	19 kV/cm
Bemessungs-Kurzzeitstrom *Ik* (Kurzschlussdauer *tk*) siehe Anmerkung 1	80 kA (1 s)
Stoßziffer und Bemessungs-Stoßstrom *Ip* (Scheitelwert) siehe Anmerkung 1	216 kA (2,7×80 kA)
Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom der Leistungsschalter *Isc*	
Isc (auch für Betriebsspannungen bis 440 kV)	80 kA (3- & 1-polig)
Bemessungs-Gleichstrom-Zeitkonstante der Leistungsschalter	75 ms
Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom der Leistungs-schalter Anmerkung 2:	216 kA (2,7×80 kA)

Anmerkung 1: Die Fundamente, die Stahlkonstruktionen, die Aufbaumaterialien sowie das Erdungsnetz sind, bei der Errichtung von Neuanlagen, immer für 80 kA (1s)/216 kA (Scheitelwert) auszulegen.

Anmerkung 2: Für Betriebsmitteln sind ggf. standortspezifisch und nur im Einzelfall, nach Abstimmung mit der TransnetBW und Freigabe durch diese, abweichend 80 kA/216 kA (Scheitelwert) zulässig.

Höchstspannungsgeräte

Die Höchstspannungsgeräte sind grundsätzlich nach den im Kapitel 13.1 aufgeführten technischen Daten auszuwählen. Das betrifft:

- 380 kV Leistungsschalter
- 380 kV Trenn- und Erdungsschalter
- 380 kV Kombiwandler
- 380 kV Überspannungsableiter

6.2.2 SCHALTANLAGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Der Höchstspannungsanschluss im Netz der TransnetBW erfolgt über ein definiertes 380-kV-Übergabefeld und ist in Abbildung 4 prinzipiell skizziert. Die TransnetBW behält sich vor den Neutralleiter des HöS-Transformators auf der OS-Seite für die Sternpunktbehandlung zu nutzen. Das gilt auch nach Inbetriebnahme. Eine beidseitige Sternpunktbehandlung ist nicht möglich. Die konkrete Ausführung ist projektspezifisch mit der TransnetBW zu klären.

Die Art und Ausführung der Beschriftungen sind der TransnetBW zur Freigabe vorzulegen.

Betriebsmittel des Anschlussnehmers auf einem Grundstück der TransnetBW sind nicht zulässig.

6.2.3 STERNPUNKTBEHANDLUNG

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Das Höchstspannungsnetz der TransnetBW wird mit niederohmiger Sternpunkterdung betrieben.

Der höchstspannungsseitige Sternpunkt der Transformatoren zwischen dem Höchstspannungsnetz und dem Netz des Kunden ist herauszuführen. Es muss sowohl der Betrieb mit offenem Sternpunkt als auch mit starr geerdetem Sternpunkt möglich sein. Es ist ein Schaltgerät (Trennschalter) vorzusehen, mit dem auf Anweisung der TransnetBW zwischen dem Betrieb mit geerdeten Sternpunkt und dem Betrieb mit nicht geerdetem Sternpunkt umgeschaltet werden kann.

6.2.4 ERDUNGSANLAGE

- keine Ergänzung -

6.3 SEKUNDÄRTECHNIK

- keine Ergänzung -

6.3.1 PROZESSDATENÜBERTRAGUNG – AN DIE NETZFÜHRENDE STELLE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Grundlage für die Prozessdaten ist die projektspezifisch anzufragende Datenpunktliste. Die Signalpläne der TransnetBW GmbH sind umzusetzen. Der Umfang und die Art der Bereitstellung, sowie die Übertragung der Prozessdaten sind im Einzelnen abzustimmen.

Der Signalumfang und die Signalpläne der TransnetBW werden projektspezifisch definiert. Das beinhaltet exemplarisch:

Signalplan Teil E380 – Kundenanschlüsse 380 kV:

Im Rahmen der Projektabwicklung wird der Signalplan der TransnetBW GmbH kommuniziert.

Dieser ist sowohl bei reinen Bezugs- als auch bei Misch- sowie Einspeiseanlagen mit dem entsprechenden Anschlussfall heranzuziehen.

Signalplan Teil E380 – Erzeugungsanlagen und Speicher:

Im Rahmen der Projektabwicklung wird der Signalplan der TransnetBW kommuniziert.
Die zu erfassenden Messwerte für Speicher sind zu berücksichtigen.

Um die Systemsicherheit wiederherzustellen bzw. aufrecht zu erhalten, sollen Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten mittels Systemautomatik die Wirkleistungsfahrweise anpassen können – Emergency Power Control (EPC). Durch den Anschlussnehmer ist eine Systemautomatik zu realisieren. Für die Übergabe der Signale EPC 1 bis 10 stellt die TransnetBW in den eigenen Sekundärtechnikschränken Kontakte auf einer Klemme zur Verfügung. Das Kabel ist vom Anschlussnehmer zu verlegen.

Hinweis: Es gelten dann projektspezifische Wirkleistungsgradienten gemäß Tabelle 5, die zu implementieren und zu testen sind. Hierzu ist ein ausführliches Protokoll zu erstellen.

Kompatibilitätsliste IEC 60870-5-101 Ausgabe zur Ankopplung von Fernwirkeinrichtungen an das Netzleitsystem

Im Rahmen der Projektabwicklung wird die Kompatibilitätsliste der TransnetBW kommuniziert.
Der Umfang und die Art der Bereitstellung sowie die Übertragung der Prozessdaten sind in der TransnetBW-Richtlinie „Signalplan: Meldungs- und Befehls- Signalaustausch zwischen Umspannwerken, Kraftwerken und Netzführung Hoch und Höchstspannung“ grundsätzlich festgelegt. Diese wird im Rahmen des Netzanschlussprozesses auf Anfrage bereitgestellt. Abweichungen sind in begründeten Einzelfällen möglich und müssen mit TransnetBW abgestimmt werden.

Art der Bereitstellung

Der Anschlussnehmer verlegt mindestens zwei LWL- und Kupferkabel von der Kunden-Übergabestation zur TransnetBW-Übergabestation. Bei großen Entfernungen kann der Einsatz von Medienkonverter(n) erfolgen und das Kupfer- durch LWL-Kabel ersetzt werden. Kabeltypen sind abzusprechen. Der Übergabepunkt für das LWL-Kabel der TransnetBW ist der Koppelschrank mit LWL-Patchfeld. Das Kupferkabel für die EPC-Umsetzung wird auf eine von TransnetBW gestellten Klemmleiste gelegt. Ist die notwendige Länge größer als 1000 m, wird TransnetBW ein Umsetzer spezifizieren und die Übertragung erfolgt per LWL. Abbildung 5 zeigt die Übergabe der EPC-Signale.

Für die informationstechnische Anbindung der Übergabestation an die zentrale Leittechnik von TransnetBW errichtet der Anschlussnehmer in der Übergabestation auf

eigene Kosten eine fernwirktechnische Einrichtung. Dies umfasst die Planung, Lieferung, Montage und Inbetriebnahme der Anlage sowie die Durchführung eines anlagenseitigen Bittests gemeinsam mit der netzführenden Stelle von TransnetBW.

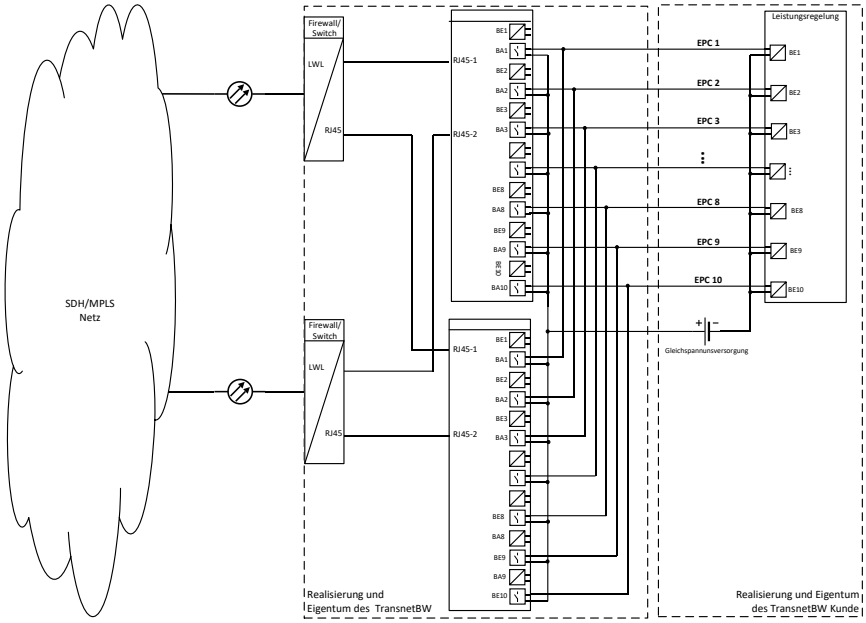

Abbildung 5: Übergabe der EPC-Signale

Für Bezugs- und Erzeugungsanlagen gelten folgende Regelungen hinsichtlich der Netzführung:

- Alle Schaltgeräte im Netzführungsbereich des Anschlussnutzers werden durch den Anschlussnutzer bedient.
- Sämtliche 380-kV-Schaltgeräte im Netzführungsbereich von TransnetBW, einschließlich netzseitiger Erdungsschalter, werden durch die netzführende Stelle von TransnetBW ferngesteuert.
- Der 380-kV-Übergabeleistungsschalter wird ausschließlich in Ausnahmefällen durch die netzführende Stelle von TransnetBW ferngesteuert abgeschaltet.

Die Fernwirktechnische Einrichtung zur Übermittlung von Meldungen, Befehlen und Messwerten verbleibt im Eigentum des Anschlussnehmers. Zur informationstechnischen Entkopplung wird bei Entfernungen zwischen Netzverknüpfungspunkt und Kundenübergabestation ein durch TransnetBW spezifizierter Protokollwandler (Schnittstellenwandler) eingesetzt. Dieser ist in der TransnetBW-Station installiert und wird über ein LWL-Kabel mit der fernwirktechnischen Einrichtung bzw. dem Koppelschrank des Anschlussnehmers verbunden. Der Aufbau erfolgt gemäß der schematischen Darstellung in Abbildung 4.

Da der Anlagenbetreiber die Vorgabewerte der TransnetBW in seiner Anlagensteuerung bzw. Leittechnik umsetzt, besteht kein Direkteingriff von TransnetBW in die Kundenanlage.

Die in der jeweils gültigen Fassung vorliegenden Anforderungen des BDEW-Whitepapers *„Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“* sind bei der Auswahl der leittechnischen Komponenten sowie beim Betrieb der Anlage an der Schaltleitung der TransnetBW vollumfänglich zu berücksichtigen und umzusetzen.
Der Anschlussnehmer ist verpflichtet, jegliche unbefugten physischen oder logischen Zugriffe, Ausfälle, Fehlfunktionen sowie erhebliche Störungen seiner

fernwirktechnischen Einrichtung und sicherheitsrelevante Beeinträchtigungen – insbesondere das Auftreten von Schadsoftware – unverzüglich an TransnetBW zu melden.

6.3.2 EIGENBEDARFS- UND HILFSENERGIEVERSORGUNG

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Eigenbedarfsversorgung (AC-Anlage)

Sofern eine Abrechnungsmessung innerhalb der Kundenanlage notwendig ist, gilt: Für die Eigenbedarfsversorgung der Abrechnungsmessung ist eine gesicherte 230 V AC Versorgung zur Verfügung zu stellen.

Hilfsenergieversorgung (DC-Anlage)

Für die Hilfsspannungsversorgung der Einrichtungen der Abrechnungsmessung ist konzeptionell eine Gleichspannung aus einer netzunabhängigen Gleichspannungsanlage zur Verfügung zu stellen. Die Gleichspannung beträgt vorzugsweise U = 220 V DC.

Die Batteriekapazität ist so zu bemessen, dass bei fehlender Netzspannung die Anschlussanlage mit allen Schutz-, Sekundär-, Kommunikations- und Hilfseinrichtungen inklusive Zähl- und Messeinrichtung mindestens 72 Stunden betrieben werden kann. Das beinhaltet auch die Gewährleistung der Möglichkeit eines einmaligen OCO-Zyklus (Öffnen-Schließen-Öffnen) jedes Leistungsschalters in der Anlage.

Ein Batteriespeicher muss spätestens 60 Minuten nach einer externen Spannungsvorgabe wieder mit dem Netz synchronisiert werden können. Innerhalb der ersten 6 Stunden ist diese Anforderung 15 Minuten nach externer Spannungsvorgabe zu erfüllen.

Während der Spannungsfahrt darf der Eigenbedarf nicht durch die Mittelspannung bereitgestellt werden. Sämtliche sicherheits- und betriebsrelevanten Systeme sind für die Dauer der Spannungsfahrt durch unabhängige Quellen (z. B. USV-/Batteriesysteme, Notstromaggregate) zu versorgen.

Nach Ablauf der geforderten 72 Stunden ist durch die Anlage der Netzführung anzuzeigen, ob ein Schwarzstart noch möglich ist. Für die Entscheidung sind die aktuellen Zustände der relevanten Betriebsmittel einzubeziehen und das Vorgehen dem Netzbetreiber zu beschreiben. Nach Verlust der Schwarzfallfestigkeit ist zu beschreiben bzw. den Netzführungen/Netzbetrieb anzuzeigen, wie die Anlage wieder in einen schwarzfallfesten Zustand zurückgeführt werden kann.

Anmerkung: Die Energiemenge für die 72 h Notstromversorgung muss zurückgehalten werden, falls die Notstromversorgung nicht über eine separate Einrichtung realisiert wird.

Der Nachweis muss über Leistungsbilanzberechnung unter Berücksichtigung der Entladekurve der Batterie erfolgen.

Der Anschlussnehmer hat jährlich einen Nachweis über die aktuell verfügbare Batteriekapazität einzureichen. Der Austausch von Batterieelementen ist zu vermerken und im Jahresnachweis zu protokollieren. Spätestens nach 5 Jahren sollte in Betracht gezogen werden, die Batterieelemente zu erneuern.

6.3.3 SCHUTZEINRICHTUNGEN

Keine Ergänzungen -

6.3.3.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Abbildung 4 zeigt die Topologie und das schematische Schutzkonzept an der Schnittstelle zwischen der TransnetBW-Station und der Station des Anschlussnehmers (Übergabebereich). Dabei werden auch die spezifischen Anforderungen an die Ausführung der Schutztechnik in der Übergabestation des Anschlussnehmers aufgeführt. Die Schutzeinrichtungen des Anschlussnehmers und der TransnetBW, wie in Abbildung 4 angegeben, bilden für die Schnittstelle den Hauptschutz.

- **Hauptschutzgerät 1 (TransnetBW - Kundenanlage):** Distanz- und Leitungsdifferentialschutz, Hand-Ein-Funktion, Not-UMZ, Störschreiber
- **Hauptschutzgerät 2 (TransnetBW - Kundenanlage):** Distanzschutz mit Signalvergleich, Erdkurzschlussschutz, Hand-Ein-Funktion, Not-UMZ, Störschreiber
- **Kundenanlagenschutz 3 (Kundenanlage):** Entkupplungsschutz, $P_{AV,E}$– Schutz, Störschreiber und ggfs. weitere

Eine zu den von TransnetBW standardisiert eingesetzten Schutzgeräten kompatible Wirkkommunikation ist vom Anschlussnehmer zu gewährleisten und mit der TransnetBW abzustimmen.

Die Schutzkonzepte der TransnetBW und des Anschlussnehmers sind grundsätzlich unabhängig voneinander aufzubauen. Daher sind z.B. Entkupplungsschutzfunktionen für Erzeugungsanlagen oder weitere notwendige Schutzfunktionen in Schutzgeräten des Anschlussnehmers zu installieren.

Die Schutzkonzepte des Anschlussnehmers müssen folgende Anforderungen erfüllen

- VDE-FNN „Leitfaden für Schutzsysteme“
- VDE-FNN „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen (2015)“ inkl. der dort aufgeführten Normen
- VDE-FNN “Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen”

Auf Netzebene 1 (Höchstspannung inkl. Umspanntransformatoren) müssen die Schutzkonzepte des Anschlussnehmers bzgl. Ausführung, Verhalten und Instandhaltung (Redundanz, Verfügbarkeit, Auslösezeiten, Turnus Schutzprüfung etc.) mit denen der TransnetBW technisch gleichwertig sein. Die Fehlerklärung auf Netzebene 1 ist konzeptgemäß unverzögert, innerhalb 150 ms, und mit redundanten Schutzeinrichtungen zu gewährleisten. Es ist ein ortsferner Reserveschutz zu gewährleisten.

Die Abstimmung der Schutzkonzepte und der zugehörigen Einstellwerte zwischen TransnetBW und dem Anlagenbetreiber/Anschlussnehmer, hat rechtzeitig zu erfolgen. Der Anschlussnehmer muss davon ausgehen, dass

- TransnetBW die zulässigen Endzeiten am Netzanschlusspunkt vorgibt, wobei die Endzeiten im überlagerten Netz ggf. niedriger als im unterlagerten Netz eingestellt sein können
- Ein kundenseitiges Schutz- oder Leistungsschalterversagen bei Fehler im Schutz-bereich des Anschlussnehmers (Netzebene 1) wird seitens TransnetBW in der ersten Reservezone mit längstens 220 ms überstaffelt.
- für die Anlagen des Anschlussnehmers die Funktion des Reserveschutzes von TransnetBW nicht immer und insbesondere nicht für Fehler auf der Unterspannungsseite von Transformatoren (anschlussnehmerseitig) gewährleistet werden kann
- bei Versagen einer Schutzeinrichtung oder eines Leistungsschalters auch im Höchstspannungsnetz wesentlich höhere Fehlerklärungszeiten als 150 ms auftreten können

- bei einpoligen Fehlern im Netz der TransnetBW eine einpolige Kurzunterbrechung mit automatischer Wiederzuschaltung (AWE) eingesetzt wird. Diese darf zu keinen Überfunktionen beim Anschlussnehmer führen.

Der konkrete Schutzgerätetyp ist mit TransnetBW abzustimmen. Der Anschlussnehmer hat die Kompatibilität mit den von TransnetBW eingesetzten Schutzgeräten sicherzustellen. Die Schutzeinrichtungen sind entsprechend dem aktuellen FNN-Hinweis *„Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“* auszuführen und zu betreiben. Der Einbauort für Schutz- und Hilfseinrichtungen ist besonders zu erden, erschütterungsfrei auszuführen sowie vor Schmutz, Witterungseinflüssen, extremen Temperaturen und mechanischer Beschädigung zu schützen.

Für den zuverlässigen Betrieb der Schutzeinrichtungen sowie die Auslösung der zugehörigen Leistungsschalter ist eine von der Netzspannung unabhängige Hilfsenergiequelle (z. B. Batterie) vorzusehen. Die Betriebsbereitschaft dieser Energiequelle ist dauerhaft durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen und zu überwachen.

Für alle Schutzeinrichtungen sind Schutzprüfungen durchzuführen:

- vor der erstmaligen Inbetriebnahme,
- nach jeder Änderung von Einstellwerten,
- sowie in regelmäßigen Abständen, mindestens alle vier Jahre.

Die Schutzprüfungen müssen sämtliche Schutzfunktionen sowie alle Auslöse- und Meldewege umfassen. Die Funktionalität der Schutzsysteme muss vor Ort geprüft werden. Eine Vorprüfung der Schutzeinrichtungen im Werk (Einstellwerte, Zeiten, Rückfallverhältnisse etc.) mit einer Auslösekontrolle am Einsatzort ist nicht ausreichend. Der Anlagenbetreiber hat die Durchführung der Prüfungen durch geeignete Prüfprotokolle zu dokumentieren und TransnetBW auf Anforderung bereitzustellen. Der messtechnische Nachweis der Gesamtausschaltzeit von Schutz und Schaltgerät (Gesamtwirkungskette) ist im Rahmen der Inbetriebnahme zu erbringen und im Prüfprotokoll zu dokumentieren.

Das Schutzprüfprotokoll muss folgende Angaben beinhalten:

- Angabe Anschlussanlage (Stationsbezeichnung, Anschlussnehmer, Datum E.7 Bogen und ggfs. weitere Schutzeinstellanforderungen)
- Strom- und Spannungswandlerangaben (Fabrikat, Kern/Wicklung der Messung, Genauigkeit, Leistung/Bürde, Übersetzung, Erdungsrichtung sekundärseitig)
- Hilfsenergieversorgung (Fabrikat, Typ)
- Schutzrelais (Hersteller, Typ, Seriennummer, Softwarestand, Versorgungsspannung (AC/SC), Wandlersekundärstrom, Bei Erdschluss: Wattmetrische Erfassung / Erdschlusswischerprinzip)
- Prüfung Gesamtwirkungskette (Verwendete Schutzfunktion, Abschaltzeit IST-gemessen, Einstellzeit-IST, LS-Eigenzeit berechnet aus Abschaltzeit-IST – Einstell-zeit-IST)
- Aufarbeitung der Prüfergebnisse aus dem ausführlichen Schutzprüfprotokoll gemäß Beispiel Tabelle 4
- Nachweis zum Test der Überwachungsfunktionen:
    - Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung (Life-Kontakt)
    - Überwachung der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung
    - Ausfall der Leistungsschaltersteuerspannung
    - Ausfall der Messverbindung

- Falls keine Auslösung, sondern eine Meldung erfolgt die Angabe der Kundeneigenen Meldestelle (Kontaktdaten mit 24h Erreichbarkeit)

Tabelle 4: Beispieltabelle für die Protokollierung der Schutzprüfung mit Soll- und Ist-Werten

Schutzfunktion (Phasenweise in allen 3 Phasen)	**Ansprechwert**	**Abfallwert**	**Einstellzeit**	**Abschaltzeit**
z.B. Spannungs-steigerungsschutz **U >> -Stufe**	Soll: Ist:	Soll: Ist:	Soll: Ist:	Soll: Ist:
…	-	-	-	-

Die Schutzprüfung ist durch einen Prüfingenieur durchzuführen.

Bei der Prüfung ist eine Prüfklemmleiste zu verwenden. Grundsätzlich werden die Ströme, Spannungen, Hilfsspannung zur Betätigung des Kuppelschalters, Anregung und der AUS-Befehl als Mindestanforderung vorausgesetzt.

Bei Verwendung von Lichtwellenleitern (LWL) ist eine Dämpfungsmessung über die gesamte Strecke – ggf. gemeinsam mit beiden Netzbetreibern – durchzuführen. Die zugehörigen Mess- und Spleißprotokolle sind TransnetBW als Nachweis zur Verfügung zu stellen.

Das Schutzkonzept ist im Rahmen der Netzanschlussanfrage konzeptionell im SLD zu beschreiben. Nach der Netzanschlusszusage erfolgt die Feinplanung mit konkreten Schutzgerätetypen und Beschreibung der Schutzfunktionen inkl. Mess- und Auslöseort gemäß den geltenden Anforderungen. Diese sind im SLD einzutragen und mit dem E.6 Formular einzureichen. Der Anschlussnehmer muss im SLD oder einer gesonderten Schutzübersicht sämtliche Schutzgeräte mit Mess- und Auslöseort sowie die Schutzeinstellwerte einzeichnen. Die Staffelung ausgehend vom Netzverknüpfungspunkt bis zu den EZE muss berücksichtigt werden. Es erfolgt eine Freigabe nach durchgeführter Prüfung. Es erfolgt keine Beratung zum Thema Schutz von der TransnetBW gegenüber dem Anschlussnehmer.

6.3.3.2 AUTOMATISCHE FREQUENZENTLASTUNG

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Der Anschlusskunde stellt sicher, dass die Kundenanlage die Anforderungen aus der VDE-AR-N 4142 „Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen“ erfüllt.

6.3.4 SPRACHKOMMUNIKATION

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Anforderungen für das Sprachkommunikationssystem sind in der „Verordnung (EU) vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“ (NC ER) [9] sowie der „Verordnung (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“ (SO GL) [10] festgelegt. Die Leitwarten von Erzeugungsanlagen am Höchstspannungsnetz müssen bis zu 72 h nach einem Schwarzfall über Sprachkommunikation erreichbar bleiben. Es ist im Konzept der Sprachkommunikation sicherzustellen, dass die Anforderungen an Redundanz, Verfügbarkeit und Unabhängigkeit erfüllt werden. Das Konzept ist mit TransnetBW abzustimmen.

6.4 BEREITSTELLUNG VON DATEN FÜR NETZ- UND STÖRUNGSANALYSEN

- keine Ergänzung -

6.4.1 NETZANALYSEN

- keine Ergänzung -

6.4.2 STÖRUNGSANALYSEN

- keine Ergänzung -

7.0 ABRECHNUNGSMESSUNG

- keine Ergänzung -

7.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

TransnetBW ist Grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB). Die notwendige Primär- und Sekundärtechnik der Abrechnungsmessung für die Haupt- und Vergleichszählung wird durch TransnetBW in deren Station bereitgestellt.
Bei einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB) sind die notwendige Primär- und Sekundärtechnik der Abrechnungsmessung für die Haupt- und Vergleichszählung in der Kundenanlage zu installieren. Das ist konzeptionell zu berücksichtigen.

Das Messkonzept ist mit der TransnetBW zeitnah abzustimmen. Notwendige Anforderungen an die Primär- und Sekundärtechnik im Fall von Untermessung in der Kundenanlage sind bei der TransnetBW anzufragen.

Sofern der Anschlussnehmer anstelle des grundzuständigen Messstellenbetreibers einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB) im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) beauftragt, sind die folgenden Vorgaben zu beachten:

1. Der wMSB übernimmt vollständig die Aufgaben und Pflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers gemäß MsbG und ist für den ordnungsgemäßen Betrieb der Messstelle verantwortlich.

2. Eine Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist zwingend erforderlich, insbesondere hinsichtlich:

    - des physischen Zugangs zur Messstelle (z. B. zu Wandlern und Zählerplätzen), der Einhaltung technischer Vorgaben und Schnittstellenstandards,
    - der Sicherstellung der Datenkommunikation und -verfügbarkeit.

3. Die Beauftragung eines wMSB bedarf der Zustimmung des Netzbetreibers, sofern technische Standards, Netzsicherheit oder der Zugang zu messtechnischen Einrichtungen betroffen sind.

4. Der Anschlussnehmer trägt die Verantwortung für die Auswahl und Koordination des wMSB. Etwaige Risiken, insbesondere im Hinblick auf technische Nichtkonformitäten, Fristüberschreitungen oder Messfehler, gehen zu Lasten des Anschlussnehmers.

5. Im Falle der Beauftragung eines wMSB sind vom Anschlussnehmer oder wMSB rechtzeitig alle technischen Schnittstellen (z. B. Kommunikationsprotokolle, Gateway-Anbindung) mit dem Netzbetreiber abzustimmen und umzusetzen.

6. Bei Störungen in der Messwertübertragung oder Kommunikationsfehlern ist der Netzbetreiber berechtigt, Ersatzwertverfahren anzuwenden.

7. Für netzrelevante Steuerungen und Anforderungen (z. B. im Rahmen von Redispatch 2.0 oder EEG-Einspeisemanagement) kann eine erhöhte Abstimmungs- und Integrationskomplexität entstehen, die im Vorfeld mit dem Netzbetreiber zu klären ist.

Die Primär- und Sekundärtechnik der TransnetBW kann bei Wahl eines wMSB tendenziell nicht genutzt werden. In diesem Fall erfolgt die Nutzung der Primär- und Sekundärtechnik in der Kundenübergabestation. Der Anschlussnehmer kann dies im Rahmen der Planung zur Übergabestation konzeptionell berücksichtigen.

7.2 SPANNUNGSEBENE DER ABRECHNUNGSMESSUNG

- keine Ergänzung –

8.0 BETRIEB DER KUNDENANLAGE

- keine Ergänzung -

8.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Alle für den Betrieb am Netz der TransnetBW relevanten Sachverhalte sind im Dokument „Anweisungen für den Netzbetrieb (AfdN)“ der TransnetBW geregelt. Das Dokument ist im Netzanschlussprozess anzufragen.

Die AfdN stellt ein regelndes Dokument für Arbeitssicherheit und Netzsicherheit auf Grundlage betrieblicher Vorschriften und Regelungen, wie z. B. DGUV Vorschrift 3, VDE 0105-100, dar. Darin wird geregelt, was getan werden muss, um:

- Alle Tätigkeiten, die mit dem Betrieb der elektrischen Anlagen des zur TransnetBW gehörenden Übertragungsnetzes und der zugehörigen 110-kV-Netzteile zusammenhängen, gefahrlos auszuführen, sowie einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.
- Die elektrischen Anlagen im Normalbetrieb in einem sicheren Zustand und zulässigen Betriebsbereich zu erhalten bzw. nach einer Störung den zulässigen Betriebsbereich wieder herzustellen oder neue Anlagenteile zu bauen und in Betrieb zu nehmen.
- Rückwirkungen der elektrischen Anlagen auf andere Einrichtungen und die Umgebung zu verhindern.
- Nachteilige Auswirkungen von außen auf die elektrischen Anlagen zu vermeiden.

Außerdem enthält die AfdN:

- Klare Zuordnung von Rollen, Zuständigkeiten und Verantwortungsbereichen
- Eindeutige Schnittstellenbeschreibungen und Abbildung bereichsübergreifender operativer Prozesse für den Normalbetrieb, wie auch während Störungen, sowie an den Kuppelstellen des TransnetBW-Netzes mit angrenzenden Netzen und Anlagen fremder Netz- und Kraftwerksbetreiber, soweit sie nicht in separaten Verträgen geregelt sind.
- Unternehmensweit gültige Definitionen von technischen Begriffen. Die Bezeichnung „elektrische Anlage“ in der AfdN umfasst sowohl mit AC- als auch mit DC-Technik betriebene Anlagen. Eine elektrische Anlage kann daher eine Leitungsanlage (Kabel oder Freileitung), ein Umspannwerk oder auch eine DC-Anlage (z. B.: Konverter, STATCOM, etc.) sein. Sind einzelne Regelungen in der AfdN nicht auf mit AC- und DC-Technik betriebene Betriebsmittel anwendbar, wird der Geltungsbereich explizit mit erwähnt.

Die Einteilung der Kapitel orientiert sich an den Hauptprozessen zu den beschriebenen Aufgabenbereichen und ermöglicht dem Leser ein schnelles und intuitives Auffinden gesuchter Sachverhalte. Die Regeln sind präzise, verständlich und eindeutig beschrieben.

Dabei wird die Abgrenzung zu anderen Regelwerken, betrieblichen Verträgen und übergeordneten Regelsätzen und Normen dargestellt. Bei Bedarf wird auf über den Regelungsumfang der AfdN hinausgehende, detaillierende Prozessbeschreibungen oder Handlungsanweisungen verwiesen.

Die Anforderungen gemäß der AfdN sind grundsätzlich umzusetzen und im Rahmen der Planung zu berücksichtigen.

8.2 NETZFÜHRUNG

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Leitstellen von Kundenanlagen müssen über eine eigenständige, vom öffentlichen Netz unabhängige Eigenbedarfsversorgung verfügen, die auch im Falle eines Spannungsausfalls („Schwarzfall“) die notwendige Betriebsbereitschaft der Leitstelle sicherstellt. Für einen Zeitraum von mindestens 72 Stunden nach Eintritt einer Störung ist durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen, dass folgende Funktionen aufrechterhalten werden:

- Das sichere Überführen der Anlage in einen definierten Betriebszustand unmittelbar nach Störungseintritt, um mögliche Gefahren oder Schäden zu vermeiden.
- Der fortlaufende Betrieb der lokalen Leittechnik, insbesondere zur Überwachung und Steuerung betrieblicher Zustände der Anlage.
- Die Funktionserhaltung der Einrichtungen der Kommunikations- und Nachrichtentechnik gemäß den Anforderungen in Kapitel 6.3.1. sowie 6.3.2
- Die sichere Wiederherstellung der externen Eigenbedarfsversorgung bei Spannungswiederkehr, einschließlich der automatisierten oder ferngesteuerten Rückschaltung.

Diese Anforderungen gelten als Mindestvorgabe für die Konzeption und Auslegung der Eigenbedarfsversorgung im Rahmen des Anschlusses an das Übertragungsnetz.

Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, die in seinem Bereich der Schaltanweisungsberechtigung liegenden Schaltfelder der Übergabestation auf Aufforderung von TransnetBW abzuschalten.

Bei Änderungen des Anlagenverantwortlichen oder der Kontaktdaten ist TransnetBW unverzüglich schriftlich zu informieren.

8.3 ARBEITEN IN DER ÜBERGABESTATION

- keine Ergänzung -

8.4 ZUGANG

- keine Ergänzung -

8.5 BEDIENUNG VOR ORT

- keine Ergänzung -

8.6 INSTANDHALTUNG

- keine Ergänzung -

8.7 KUPPLUNG VON NETZEN

- keine Ergänzung -

8.8 BETRIEB BEI STÖRUNGEN

- keine Ergänzung -

8.9 NOTSTROMAGGREGATE

- keine Ergänzung -

9.0 ÄNDERUNGEN, AUßERBETRIEBNAHMEN UND DEMONTAGE

- keine Ergänzung –

10.0 ERZEUGUNGSANLAGEN

10.1 ALLGEMEINES
- keine Ergänzung -

10.2 VERHALTEN DER ERZEUGUNGSANLAGE AM NETZ
- keine Ergänzung -

10.2.1 ALLGEMEINES
- keine Ergänzung –

10.2.1.1 ALLGEMEINES
- keine Ergänzung –

10.2.1.2 QUASISTATIONÄRER BETRIEB
Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Bei Auslegung der Erzeugungsanlage sind alle Komponenten wie z.B. EZE, Schaltanlagen, Transformatoren, Stufensteller bzw. -schalter, des Netztransformators sowie der Spannungsregelung den Betrieb innerhalb des geforderten U/f-Verhältnis zu berücksichtigen. Der Nachweis ist durch Herstellerdokumentation oder Messungen zu erbringen. Unter Einhaltung der Anforderungen an die statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung (Abschnitt 10.2.2) ist eine Auslösung des Eigenschutzes aufgrund des U/f-Verhältnisses (z. B. durch „Übererregungsschutz“) nicht zulässig.

10.2.1.5 SCHWARZSTARTFÄHIGKEIT
Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die nachfolgenden Bestimmungen ergänzen die Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen des Batteriespeicher vom Typ 2 (im Folgenden: Erzeugungsanlage, EZA).

Schwarzstart- und Netzwiederaufbaufähigkeit

Die EZA muss eigenständig einen Netzwiederaufbau nach vollständigem Netzausfall unterstützen. Regelung, Eigenbedarf, Betriebsführung und Steuerung sind entsprechend auszulegen.

Primärfunktion ist die Spannungsfahrt (langsames Hochfahren der dreiphasigen Netzspannung). Anforderungen:

- Einstellbereich U: 10 % bis 105 % U_c
- Rampendauer: < 10 min; Rampenzeit parametrierbar
- Nachweis der Spannungsfahrt im Rahmen der Inbetriebnahme
- Deckung der Eigenverluste und Frequenzregelung während der Spannungsfahrt

Inrush-Ereignisse dürfen nicht zur Abschaltung der EZA führen.

Last- und Blindleistungssprünge

Sprunghafte Wirklastzuschaltung ≥ 10 % der Bemessungswirkleistung P_{binst} bei cos φ = 0,8 (induktiv und kapazitiv) sind beherrschbar; Netzparallelbetrieb bleibt erhalten. Reine Blindleistungssprünge ≥ 50 % der installierten Bemessungsscheinleistung sind ausregelbar. Blindleistungsbereitstellung am NAP ist innerhalb des PQ-Diagramms auch ohne Wirkleistungsabgabe sicherzustellen.

Frequenzführung

Bei Über-/Unterfrequenz ist die Wirkleistungsabgabe über den gesamten Wirkleistungsbereich zur Frequenzstabilisierung zu erhöhen bzw. zu reduzieren. Die Frequenzänderung infolge einer Lastzuschaltung ≤ 10 % P_{binst} darf zu keinem Zeitpunkt > 1 Hz sein. Für die erste Lastzuschaltung auf ein leerlaufendes Netz können abweichende Grenzen mit dem Netzbetreiber vereinbart werden. Der Frequenzsollwert muss auf Anforderung des Netzbetreibers verstellbar sein (z. B. Voranhebung vor Lastzuschaltung).

Synchronisation

Ein Synchron- und Parallelbetrieb mit anderen Erzeugungsanlagen innerhalb eines Teilnetzes muss möglich sein (vgl. VDE-AR-N 4130, z. B. Abschnitt 10.2.1.4).

Fernstart, Verfügbarkeit und Wiederholversuche

Der Schwarzstartvorgang muss vom Netzbetreiber über das Netzleitsystem fernstartbar sein. Nach Startsignal muss die EZA so schnell wie möglich, spätestens innerhalb von 20 min, für den Schwarzstart bereitstehen. Der Anschlussnehmer (AN) legt die minimal erreichbare Startzeit in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen dar. Der zeitliche Abstand zwischen zwei Schwarzstartversuchen soll ≤ 20 min sein; abweichende anlagenbedingte Beschränkungen sind durch den AN darzulegen.

Ausschreibungen zur Beschaffung von Schwarzstart-/Netzwiederaufbauleistung

Bei Teilnahme an Ausschreibungen gelten zusätzliche, im Vergabeverfahren spezifizierte Anforderungen (z. B. Schwarzstarttests, vorzuhaltende Energiemengen, Fehlererkennung/-klärung).

Der AN stimmt mit dem Netzbetreiber ein Konzept zur Beteiligung am Netzwiederaufbau ab. Das Konzept umfasst:

- Verhalten der Kundenanlage nach Schwarzfall (Ausfall Höchstspannungsnetz und Eigenbedarfsversorgung)
- Verhalten nach Spannungswiederkehr (Höchstspannungsnetz und Eigenbedarf)
- Betriebliche/operative/technische Maßnahmen beim Netzwiederaufbau nach Blackout
- Etwaige operative/betriebliche/technische Einschränkungen bei Zuschaltung nach Blackout (ggf. abhängig von klimatischen Bedingungen oder Dauer des Blackouts)

Hinweise und Regelwerksbezug

Die stabile Wirk- und Blindleistungsregelung ist auch bei niedrigen Kurzschlussleistungen sicherzustellen, wie sie beim Netzwiederaufbau auftreten.

Alle im Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen sind „signifikante Netznutzer“ gemäß EU-Verordnung (EU) 2017/2196 (NC ER). Es gelten die national verankerten Maßnahmen, insbesondere der Maßnahmenkatalog der vier deutschen ÜNB zum Netzwiederaufbauplan inkl. Erweiterungen (u. a. Anforderungen an schwarzfallfeste Sprach- und Datenkommunikation, vgl. Kapitel 4.1.4 und 4.2.4).

Für den Netzwiederaufbau gelten die Anforderungen des FNN-Hinweises [5] (Kapitel 4). Abweichende, für den Wiederaufbaufall gültige Einstellparameter müssen vorab in der EZA hinterlegt und abrufbar sein.

Anforderungen an die Spannungs- und Frequenzregelung im Kontext der Schwarzstart- und Netzwiederaufbaufähigkeit

Das Konzept zur Spannungs- und Frequenzregelung der EZA im Fall die Schwarzstart- und Netzwiederaufbaufähigkeit ist projektspezifisch mit dem TransnetBW abzustimmen und im Rahmen des Nachweisverfahrens gemäß den geltenden regulatorischen Vorgaben zu verifizieren.

10.2.2 STATISCHE SPANNUNGSHALTUNG / BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG

- keine Ergänzung –

10.2.2.1 ALLGEMEINE RANDBEDINGUNGEN

- keine Ergänzung –

10.2.2.2 BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG BEI $P_{B\ INST}$

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

TransnetBW fordert standardmäßig Variante 1. An spezifischen Standorten kann auch eine andere Variante gefordert werden. Für die Anwendung im Rahmen der markt-gestützten Beschaffung von „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ wird jedoch einheitlich Variante 1 angenommen

10.2.2.3 BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG UNTERHALB VON $P_{B\ INST}$

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Der Anschlussnehmer hat den tatsächlich am Netzanschlusspunkt verfügbaren Bereich der Blindleistungsbereitstellung (vgl. Bild 7 in der VDE-AR-N 4130) anzugeben. Dabei ist auch der Bereich anzugeben, den die Erzeugungsanlage bei einer zeitlich begrenzten möglichen Überschreitung der Wirkleistungseinspeisung $P_{AV,\ E}$ erreichen kann.

Batteriespeichersysteme (BESS) müssen bei Teillast und im Leerlauf (wirkleistungsunabhängiger Betrieb) die Blindleistungsanforderungen entsprechend Abbildung 6 erfüllen. BESS müssen ihr vollständiges Blindleistungsvermögen nach Eintritt in den Bereich zwischen -20 % $P_{mom}/P_{b,inst}$ und +20 % $P_{mom}/P_{b,inst}$ für mindestens 15 Minuten entsprechend der vorgesehenen U/Q-Fahrweise aufrechterhalten (gestrichelte Linien in 4). Nach Ablauf dieses Zeitfensters darf die Reduktion der aktuell ausgetauschten Blindleistung maximal mit einem Gradienten von 2 % $Q/P_{b,inst}$ pro Minute erfolgen.

Eine Blindleistungsbereitstellung über die beschriebenen Mindestanforderungen hinaus kann im Rahmen einer markgestützten Beschaffung von Blindleistung erfolgen. In diesem Falle wird eine Weitererbringung der Blindleistung durch TransnetBW über einen Fernsteuerbefehl abgefordert. Im Falle einer Deaktivierung ist ebenfalls ein Gradient von 2 % $Q/P_{b,inst}$ einzuhalten.

Anmerkung 1: Nach §13 EnWG hat der TransnetBW das Recht, betrieblich das tatsächliche Blindleistungsvermögen über Fernsteuerbefehle abzurufen. Diese Anforderung gilt auch für den Standby-Betrieb.

Anmerkung 2: Der Standby-Betrieb beinhaltet keine Betriebszustände, in denen die Anlage z.B. für Wartung und Instandhaltung außer Betrieb genommen wird.

Anmerkung 3: Ist die Anlage nicht in Betrieb (z.B. Standby-Betrieb), gelten die Anforderungen nach 5.5.

Anmerkung 4: Die in Abbildung 6 dargestellten Kennlinien ergeben sich in Abhängigkeit von der gewählten Variante 1, 2 oder 3 und der Netzspannung am Netzanschlusspunkt aus Bild 6 der VDE-AR-N 4130.

Die Statik der Blindleistungs-Spannungskennlinie der Q(U)-Regelung muss online anzupassen sein.

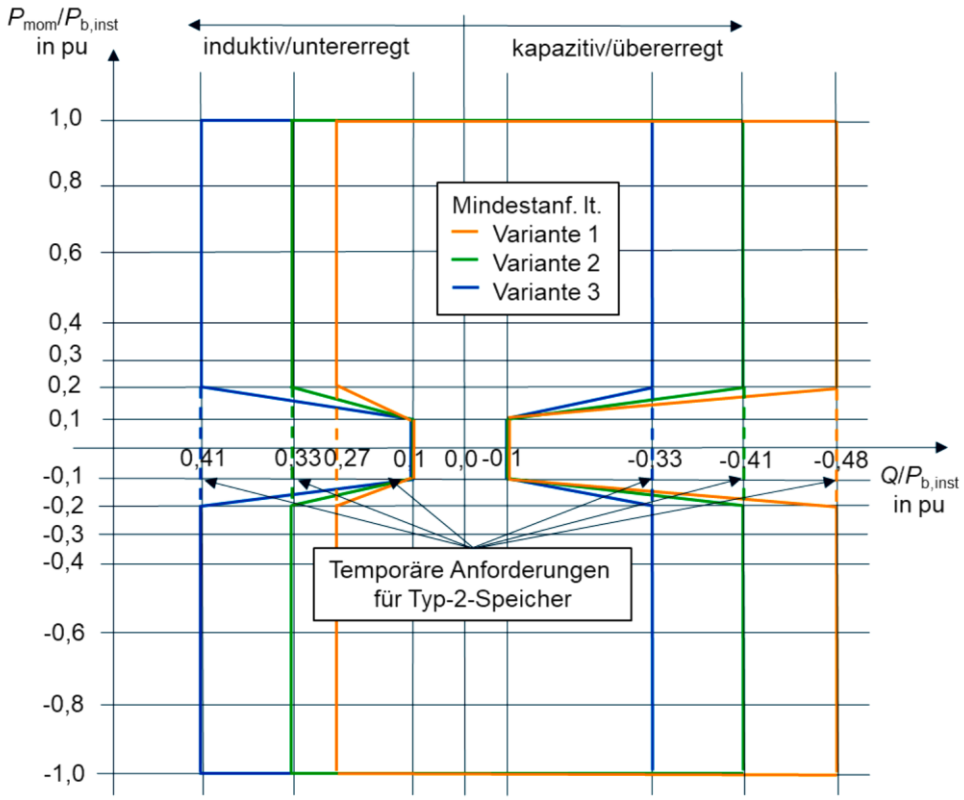

Abbildung 6: Varianten der PQ-Diagramme der Speicher vom Typ 2 am Netzanschlusspunkt [4] (Positiv: Einspeiseleistung & Negativ: Bezugsleistung)

10.2.2.4 VERFAHREN ZUR BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG FÜR TYP-2-ANLAGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Umschaltung oder Parameteränderung ist, ohne einen Sprung in den Stellgrößen einzuleiten, sodass die Ableitung der Zustandsgrößen des Systems vor und nach der Umschaltung die gleichen Werte annehmen müssen. Die Regelung soll ein möglichst asymptotisches und wenig überschwingendes Verhalten der Blindleistung ermöglichen. Die Einschwingzeit soll schnellstmöglich und maximal 5 s erfolgen.

Im Höchstspannungsnetz von TransnetBW kommt grundsätzlich das Verfahren a) „Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$“ mit via Fernwirktechnik variabel einstellbarem Sollwert zum Einsatz. Eine Umschaltung der Variante, z.B. auf einen Sollwert muss möglich sein. Das betrifft auch eine Umstellung währen der Betriebszeit.

Das Spannungstotband ist 0 %.

Die Einschwingzeit für die Blindleistung beträgt 5 s. An die Anschwingzeit besteht keine Anforderung. Die Regelung soll ein möglichst asymptotisches und wenig überschwingendes Verhalten der Blindleistung ermöglichen. Begründete Abweichungen sind mit Zustimmung von TransnetBW projektspezifisch möglich.

10.2.3 DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG

- keine Ergänzung –

10.2.3.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die FRT-Fähigkeit stellt eine Anforderung an die Robustheit der Erzeugungsanlage für das Durchfahren von Unter- und Überspannungsereignissen dar. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Anforderung nicht nur auf die Robustheit des einspeisenden Teils einer Erzeugungsanlage, sondern ebenso auf die Robustheit des Eigenbedarfes bezieht. Es ist deshalb plausibel zu machen, dass auch der Eigenbedarf die in den Bildern 10, 11 und 12 der VDE-AR-N 4130 beschriebenen Spannungsereignisse durchfahren kann, ohne sich zu trennen oder instabil zu werden. Die Erfüllung der Anforderung ist im Rahmen des Nachweisprozesses aufzuzeigen.

10.2.4 WIRKLEISTUNGSABGABE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Abweichend von den in der VDE-AR 4130 beschriebenen Leistungsgradienten müssen Erzeugungsanlagen vom Typ 2 bei Wirkleistungsvorgaben durch den Netzbetreiber (Netzsicherheitsmanagement) ihre Wirkleistung mit einer Geschwindigkeit gemäß der Tabelle 5 anpassen.

Anlagen müssen die in der Tabelle 5 dargestellten minimalen und maximalen Gradienten umsetzen können. Zudem müssen für Speicher und Photovoltaikanlagen alle Gradienten zwischen minimalen und maximalen Gradienten in 20 % $P_{b\ inst}$ pro Sek. Stufen vorgebbar sein.

Die Anforderung ist im Rahmen der Nachweisführung zu prüfen. Die Geschwindigkeit sind im Rahmen von Tests zur Inbetriebnahme zu überprüfen.

Tabelle 5: Gradienten im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements

ERZEUGUNGSANLAGE		Maximaler Gradient	Minimaler Gradient
Typ1	SPEICHER (Einspeisung und Bezug)	200% $P_{b\ inst}$ pro Sek.	10% $P_{b\ inst}$ pro Min
	PHOTOVOLTAIK	200% $P_{b\ inst}$ pro Sek.	10% $P_{b\ inst}$ pro Min
	WINDKRAFTANLAGEN	2% $P_{b\ inst}$ pro Sek	10% $P_{b\ inst}$ pro Min
Typ 2	SONSTIGE ERZEUGUNGSANLAGEN	20% P_{inst} pro Min	10% P_{inst} pro Min
	Regelbare Bezugsanlage	mit TransnetBW abstimmen	20% pro min (10% pro min projektspezifisch)

Die Emergency Power Control Systemautomatiken EPC1 – EPC10 stehen in der Rangfolge über den Signalen des Redispatch bzw. Einspeisemanagement. Erst nach Erhalt des EPC10 Signals sind die Signale des Redispatch wieder gültig.

Bei Wirkleistungsvorgaben durch Dritte (z. B. Direktvermarkter) gelten unverändert die in der VDE-AR-N 4120 aufgeführten Gradienten von maximal 0,66 % $P_{b\ inst}$ je Sekunde.

10.2.4.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Batteriespeichersysteme (BESS) müssen bei Leistungsänderungen infolge von Vorgaben durch Dritte (z.B. Fahrplanfahrweise) mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen 6 %/min bis 20 %/min mit Bezug auf $P_{b,inst}$ erfolgen. Für den Fall, dass der Speicher Teil einer Mischanlage ist, ist es ausreichend, wenn diese Leistungsgradienten mit Bezug auf P_{AV} am Netzanschlusspunkt der Mischanlage eingehalten werden.

Anmerkung 1: Sollwertvorgaben durch Dritte sollten nach Möglichkeit mit Wirkleistungsgradienten von 10% $P_{b,inst}$/min umgesetzt werden.

Anmerkung 2: Leistungsänderungen infolge von direkten Vorgaben durch TransnetBW müssen weiterhin mit 20 %/min bis 40%/min erfolgen.

Anmerkung 3: Für ein systemdienliches Verhalten sind separate Gradienten und Eingänge für Sollwertvorgaben durch Dritte und Sollwerte durch TransnetBW erforderlich.

Anmerkung 4: Die Beteiligung an EPC-Funktionen ist in Abschnitt 6.3.1 dieser TAB geregelt.

Anmerkung 5: Sollwertvorgaben müssen zusätzlich auch mit einer konstanten Rampendauer (Default Wert: 15 Minuten) und damit mit einer variablen Leistungsänderungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit des jeweiligen Arbeitspunktwechsels umgesetzt werden können.

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

10.2.4.2 NETZSICHERHEITSMANAGEMENT

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Erzeugungsanlagen müssen ihre Wirkleistung auf jeden beliebigen Wert reduzieren können, ohne sich vom Netz zu trennen. Die Sollwertvorgabe der Wirkleistung erfolgt über die fernwirktechnische Einrichtung und entspricht einem Absolutwert in MW. Die Leistungsreduzierung muss bei jedem Betriebszustand und aus jedem Betriebspunkt möglich sein, wenn dadurch die Stabilität des Systems nicht gefährdet wird.

Systemautomatiken

Um die Systemsicherheit wiederherzustellen bzw. aufrecht zu erhalten, sollen Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten mittels Systemautomatik die Wirkleistungsfahrweise anpassen können. Durch den Anschlussnehmer ist eine Systemautomatik zu realisieren, falls TransnetBW die netztechnische Notwendigkeit dafür identifiziert hat. Für Lasten werden die EPC-Signale und Gradienten projektspezifisch auf Anfrage genannt.

Die Kundenanlagen müssen eine Emergency-Power-Control-Funktion (EPC) gemäß den Anforderungen des TransnetBW bieten. Die Anpassung der Wirkleistung im Rahmen von EPC-Funktionen muss dabei im Rahmen der technischen Möglichkeiten mit einer vom ÜNB vorgegebenen Dynamik erfolgen. Ist die Anlage nicht in der Lage die genannte zeitliche Anforderung zu erfüllen, muss der Anschlussnehmer die technischen Grenzen der Dynamik der Wirkleistung im Hinblick auf die EPC-Funktion beschreiben und begründen. Alternativ zur Anpassung der Wirkleistung hat der Netzbetreiber das Recht, einzelne EPC-Funktionen als Mitnahmeschaltung umzusetzen.

Die Anlage muss in der Lage sein, bis zu 21 Binärsignale zur schnellen Wirkleistungsanpassung (EPC-Signale) zu empfangen und zu verarbeiten.

Wirkleistungsänderung

Alle Anlagen müssen flexibel über den gesamten Wirkleistungsbereich von P_{Min} bis P_{inst} Wirkleistungssollwerte anfahren können. Leistungen werden in 4 Stufen bzw. 9 Stufen für Speicher einstellbar von der TransnetBW vorgegeben. Die Signale EPC 1 – EPC 10 müssen auch umgesetzt werden, wenn das Signal nur kurz (z.B. 1 Sekunde) anliegt. Zudem muss sichergestellt werden, dass die Leistung zukünftig nicht über den jeweiligen Maximalwert ansteigt.

EPC 1 – EPC4

Beim Empfang eines EPC-Signals soll die Wirkleistung auf die entsprechende Stufe gemäß Tabelle 5 geregelt werden.

Zusätzliche EPC-Signale für Speicher: EPC 5 – EPC9

Beim Empfang eines EPC-Signals soll die Wirkleistung bei Speichern auf die entsprechende Stufe gemäß Tabelle 5 geregelt werden.

Mit dem EPC10 Signal wird die Wirkleistungsreduktion wieder aufgehoben. Die Wirkleistung darf dann mit einer Geschwindigkeit von maximal 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung pro Minute ansteigen. Das EPC10 Signal ist höherwertig als das EPC1 – EPC9 Signal. Das heißt, dass bei anstehendem EPC10 Signal keine Wirkleistungsbegrenzung (mehr) erforderlich ist.

Tabelle 6: Wirkleistungssollwerte

EPC	Soll-Wirkleistung
EPC1	0% P_{inst} bzw. P_{Min}
EPC2	25% P_{inst}
EPC3	50% P_{inst}
EPC4	75% P_{inst}

Tabelle 7: Zusätzliche Wirkleistungssollwerte für Speicher

EPC	Soll-Wirkleistung
EPC5	100% P_{inst}
EPC6	-25% P_{inst}
EPC7	-50% P_{inst}
EPC8	-75% P_{inst}
EPC9	-100% P_{inst}

Leistungsgradienten

Für die Umsetzung des EPC-Signals ist der Leistungsgradient entsprechend dem maximalen Gradienten gemäß Tabelle 5 zu verwenden.

Priorisierung der EPC-Signale

Die Emergency Power Control Systemautomatiken EPC1 – EPC10 stehen in der Rangfolge über den Signalen des Redispatch bzw. Einspeisemanagement. Erst nach Erhalt des EPC10 Signals sind die Signale des Redispatch wieder gültig.

Beeinträchtigung von netzdienlichen Regelungsfunktionen während EPC-Aktivierung

Die Aktivierung der EPC-Signale darf andere netzdienliche Regelungsfunktionen wie z.B. lokale dynamische Spannungsregelung, Frequenz-Wirkleistungs-Regelung, Dämpfungsfunktionen nicht beeinträchtigen.

Anmerkung: EPC-Signale haben eine Schutzfunktion für das Netz und werden vom TransnetBW mit automatischen Verfahren erzeugt.

Werden durch ein EPC-Signal die technischen Grenzen der Anlage erreicht, muss die jeweils erreichte Leistung beibehalten werden, solange das EPC-Signal anliegt.

Eine Priorisierung verschiedener EPC-Signale muss möglich sein. Ohne Priorisierung müssen die EPC-Funktionen nacheinander nach ihrem Eingang ausgeführt werden, unabhängig davon, ob das Eingangssignal zwischenzeitlich zurückfällt oder länger ansteht, als der Prozess dauert.

Der Anschlussnehmer muss die Implementierungsdetails der EPC-Funktion in einem Studienbericht beschreiben.

Prüfung - Schnittstellen für Schutzfunktionsprüfungen

Zur Durchführung der Funktionsprüfung der für den Netzbetrieb relevanten Schutzeinrichtungen (auch an den Erzeugungseinheiten) sind Schnittstellen vorzusehen, welche eine Prüfung ohne Änderung der Verdrahtung ermöglichen (z.B. Prüfschalter, Prüftrennleisten oder Prüfklemmenleisten mit Längstrennung). Diese sind an gut zugänglicher Stelle anzubringen. Über diese Schnittstellen sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter (sowie ggf. zusätzliche Auslöse- und Steuersignale) zu führen. Dies gilt auch, wenn Funktionen des Entkupplungsschutzes einzeln oder gesamt in anderen Geräten (z.B. einer programmierbaren Steuerung) integriert sind. Die Geräte sind in diesem Fall so aufzubauen bzw. zu programmieren, dass die Schutzfunktionen unabhängig vom Betriebszustand der Erzeugungsanlage auslösen bzw. geprüft werden können.

10.2.4.3 WIRKLEISTUNGSANPASSUNG BEI ÜBER- UND UNTERFREQUENZ

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Erreicht die Erzeugungsanlage bei der Reduzierung der Wirkleistungsabgabe ihre technische Mindestleistung, dann darf sie entsprechend den Anforderungen in Abschnitt 10.2.4.3 der VDE-AR-N 4130 mit ihrer technischen Mindestleistung am Netz bleiben. Eine weitere Reduktion der Wirkleistungsabgabe ist zulässig, wenn damit keine Gefährdung der Anlagenstabilität einhergeht.

Der Anschlussnehmer teilt TransnetBW den Wert der anfänglichen Zeitverzögerung T_V nur dann mit, wenn diese mehr als 2 Sekunden beträgt.

10.2.5 KURZSCHLUSSSTROMBEITRAG DER ERZEUGUNGSANLAGE

- keine Ergänzung -

10.3 SCHUTZEINRICHTUNGEN UND SCHUTZEINSTELLUNGEN

- keine Ergänzung -

10.3.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Einstellung der Schutzeinrichtungen bei Fehlern im Netz (d. h. die Staffelung zu anderen Schutzeinrichtungen) wird zwischen Anlagenbetreiber und der TransnetBW abgestimmt.

Bei digitalen Schutzgeräten ist eine maximale Abweichung im Rahmen der Schutzprüfung der Einstellwerte von ± 1,0 % bei der Spannung und für den Strom

± 2,0 % zulässig. Bei der Zeitmessung ist eine Abweichung von -50/+100 ms einzuhalten. Der Auslösezeitwert (Anregung Schutzgerät + Rückmeldung Leistungsschalter) darf 100 ms nicht überschreiten. Damit wird die Leistungsschaltereigenzeit berücksichtigt. Schutzprüfungen sind gemäß VDE-FNN „Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen“ durchzuführen. Es ist eine Zusammenfassung der Einstellwerte mit Gegenüberstellung der Prüfergebnisse sowie das ausführliche Prüfprotokoll (Art der Prüfung und relevante Prüfeinstellungen) einzureichen.

10.3.2 NETZSCHUTZEINRICHTUNGEN

- keine Ergänzung -

10.3.3 KURZSCHLUSSSCHUTZEINRICHTUNGEN DES ANSCHLUSSNEHMERS

- keine Ergänzung -

10.3.4 ENTKUPPLUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN DES ANSCHLUSSNEHMERS

- keine Ergänzung -

10.3.5 ZUSAMMENFASSUNG SCHUTZKONZEPT BEI ANSCHLUSS EINER ERZEUGUNGSANLAGE

- keine Ergänzung -

10.3.6 SCHUTZKONZEPT BEI MISCHANLAGEN

- keine Ergänzung -

10.3.7 SCHNITTSTELLEN FÜR SCHUTZFUNKTIONSPRÜFUNGEN

- keine Ergänzung -

10.4 ZUSCHALTBEDINGUNGEN UND SYNCHRONISIERUNG

- keine Ergänzung -

10.4.1 ALLGEMEINES

- keine Ergänzung -

10.4.2 ZUSCHALTEN NACH AUSLÖSUNG DURCH SCHUTZEINRICHTUNGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Im Falle von Großstörungen sendet die netzführende Stelle von TransnetBW gegebenenfalls einen Wirkleistungssollwert an die Erzeugungsanlage. Entsprechendes Primärenergieangebot vorausgesetzt ist sicherzustellen, dass die Erzeugungsanlage diesen Wirkleistungssollwert nach der Wiederzuschaltung von Erzeugungseinheiten einhält.

10.4.3 ZUSCHALTUNG VON ERZEUGUNGSEINHEITEN UND -ANLAGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Bei Erzeugungsanlagen, die sich im Eigenbedarf abfangen können, ist zusätzlich eine Synchronisierungseinrichtung am Leistungsschalter (=C2 Kundenübergabestation – siehe Abbildung 4), der die Verbindung der Kundenanlage mit dem Netz herstellt, vorzusehen. Im Falle des Fangens im Eigenbedarf erfolgt die Synchronisation mit dem Netz mit diesem Leistungsschalter.

10.4.4 KUPPELSCHALTER

- keine Ergänzung -

10.5 WEITERE ANFORDERUNGEN AN ERZEUGUNGSANLAGEN

- keine Ergänzung -

10.5.1 ABFANGEN AUF EIGENBEDARF

- keine Ergänzung -

10.5.2 TRENNEN DER ERZEUGUNGSEINHEIT VOM NETZ BEI INSTABILITÄT

- keine Ergänzung -

10.5.3 FÄHIGKEIT ZUR BEREITSTELLUNG VON PRIMÄRREGELLEISTUNG

- keine Ergänzung -

10.5.4 FÄHIGKEIT ZUR BEREITSTELLUNG VON SEKUNDÄR-REGELLEISTUNG UND MINUTENRESERVE

- keine Ergänzung –

10.5.5 NETZBILDENDE EIGENSCHAFTEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Erzeugungseinheiten, welche sich für die marktgestützte Beschaffung von Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) qualifizieren, sowie Batteriespeichersysteme (BESS), müssen die Anforderungen des FNN-Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve [5]“ einhalten. Dies gilt sowohl für Anforderungen des FNN-Hinweises, die die Anforderungen dieser Anwendungsregel ergänzen, als auch für jene, die die Anforderungen dieser Anwendungsregel ersetzen.

Die Anforderungen und Nachweise auf Anlagenebene dürfen über diese Anwendungsregel hinausgehen bzw. vom FNN-Hinweis abweichen, wenn Netzbetreiber und Anschlussnehmer dies vereinbaren.

Anmerkung 1: Darüber hinaus sind Ergänzungen gemäß EnWG §19 [6] grundsätzlich möglich.

Anmerkung 2: Werden vom FNN-Hinweis abweichende Anforderungen auf Einheiten-ebene umgesetzt, müssen die Regelungen der NELEV §5 [11] bezüglich der Gültigkeit von Einheitenzertifikaten berücksichtigt werden. Es wird darauf hingewiesen, dass mit dem Erlöschen der Gültigkeit des Einheitenzertifikats nach dem FNN-Hinweis auch die Qualifikation zur Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve erlischt.

10.6 MODELLE

- keine Ergänzung –

10.6.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Der TransnetBW sind für dynamische Rechnungen sowohl das aggregierte als auch das detaillierte Modell der Erzeugungsanlage bzw. Speicher, Bezugsanlage oder Mischanlage zur Verfügung zu stellen.

TransnetBW ist berechtigt, Daten der Kundenanlage für stationäre Netzberechnungen sowie Einheiten- und Anlagenmodelle für dynamische Simulationen vom Anlagenbetreiber zu verlangen.

Anmerkung: Sollte sich der Aufwand zur Modellaktualisierung als unverhältnismäßig herausstellen, können zwischen Anlagenbetreiber und TransnetBW unter Einbindung des Herstellers anderweitige Vereinbarungen bezüglich der Modellaktualisierung

getroffen werden. Die Unverhältnismäßigkeit ist schriftlich zu beschreiben und zu begründen.

Tabelle 8: Modellanforderungen zur simulativen Abbildung der technischen Anforderungen

Fähigkeit des Modells zur Abbildung der Anforderung		**Detaillierte Modelle**		**Vereinfachte Modelle**		
		EMT-Modell	**RMS-Modell**	**Harmon-isches Modell**	**RMS-Modell**	**Aggre-giertes EMT-Modell**
quasistationärer Betrieb nach 10.2.1.2		✓	✓	–	✓	✓
Harmonische und höherfrequente Netzrückwirkungen nach 5.4.4		✓	–	✓	–	✓
Blindleistungsverhalten nach 10.2.2		✓	✓	–	✓	✓
Robustheit gegenüber Frequenz-gradienten nach 10.2.5.3		✓	✓	–	✓[1]	✓
Wiederkehr der Wirkleistung nach einem Fehler nach 10.2.4.2.2 und 10.2.4.4		✓	✓	–	✓	✓
Lastabwurf nach 6.3.3.2 und Netzsicherheitsbasierte Primär-regelung nach 10.2.4.3		✓[2]	✓	–	✓	✓[2]
Zuschaltung nach Auslösung durch Schutzeinrichtung nach 10.4.2		–	–	–	–	–
Netzsicherheitsmanagement (EPC) nach 10.2.5.2		✓[2]	✓	–	✓[1]	✓[2]
Regelgeschwindigkeit der Wirk-leistungsanpassung nach 10.2.5.1		✓[2]	✓	–	✓	✓[2]
Dynamische Netzstützung nach 10.2.4		✓	✓	–	✓	✓
Blindleistungsregelung nach 10.2.2.4.		✓	✓	–	✓	✓
Interaktionen nach 5.6	POD (0,1 Hz bis 2 Hz)	✓	✓	–	✓[1]	✓
	SSO (4 Hz bis 50 Hz)	✓	–	–	–	✓
	Harmonische (bis 2,5 kHz)	✓	–	✓	–	✓
	Höherfrequente (ab 2,5 kHz)	–	–	–	–	–

[1] Anforderung ist abzubilden, sofern generische Modelle existieren, die die Abbildung durch geeignete Parametrierung ermöglichen

[2] Typ 1 Modelle müssen die Anforderung nicht abbilden

Das Einheiten- bzw. Anlagenmodell muss die in Tabelle 8 aufgeführten technischen Fähigkeiten für Ereignisse innerhalb der dort festgelegten Mindestanforderungen zutreffend nachbilden. Nach Möglichkeit sind die Einheiten- und Anlagenmodelle so aufzubauen, dass alle elektrischen Komponenten getrennt von den Regelungsfunktionen modelliert sind und der Signalaustausch zwischen den elektrischen Komponenten und den jeweils relevanten Regelungsfunktionen anhand definierter Schnittstellen geschieht.

Es sind alle Netzschutzfunktionen, netzseitiger Eigenschutz und Systemautomatiken zu implementieren. Die Schutzfunktionen und Systemautomatiken können auch vereinfacht modelliert werden.

Verschlüsselte Teile der Regelung sind geeignet zu beschreiben, z.B. durch Blockschaltbilder, die das grundsätzliche Regelungskonzept wiedergeben, und dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Im Einzelnachweisverfahren wird zwischen TransnetBW und Anlagenbetreiber vereinbart, welche Signale und Einstellmöglichkeiten aus verschlüsselten Modellteilen zugänglich zu machen sind.

Eine Modelldokumentation, die u.a. die Verwendung und den Gültigkeitsbereich des Modells beschreibt, ist dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Sämtliche einstellbare Modellparameter sowie deren Parametrierungen und Betriebsbereiche (z.B. Nennwerte, PQ- und UQ-Diagramme) sind in Form einer Tabelle aufzuführen und zu beschreiben. Vorgesehene bzw. zulässige Einstellbereiche von Parametern sowie evtl. vorhandene Abhängigkeiten sind anzugeben.

10.6.1.1 ANFORDERUNG AN DAS RMS-MODELL

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Im Folgenden werden die Anforderungen an Modelle für dynamische Effektivwert-Simulationen (sog. RMS-Simulationsmodelle) von Kundenanlagen beschrieben:

RMS-Simulationsmodelle müssen die folgenden Anforderungen erfüllen, um damit klassische Systemstabilitätsstudien zur realistischen Bewertung der Spannungs-, Frequenz- und der transienten Stabilität, z.B. FRT, Rotorwinkelstabilität oder Leistungspendelungen, durchführen zu können. Das erfordert eine möglichst präzise Abbildung des Anlagenverhaltens.

Es sind grundsätzlich zwei RMS-Modelle gefordert:

1. Ein detailliertes, anlagespezifisches RMS-Modell – auch in verschlüsselter Form – ist zulässig,
2. Ein vereinfachtes, anlagespezifisches RMS-Modell (offenes generisches Modell). Es darf uneingeschränkt für großräumige externe Netzstudien – etwa im deutschen sowie europäischen Verbundnetz – verwendet und auch ohne Abschluss einer NDA weitergegeben werden, sofern dies mit dem zuständigen Netzbetreiber abgestimmt wurde.

Beide Modelle sind nativ in DIgSILENT PowerFactory unter Verwendung der DSL-Sprache innerhalb der int.Prj-Struktur zu implementieren. Die jeweils eingesetzte PowerFactory-Version ist projektspezifisch mit dem TransnetBW abzustimmen.

10.6.1.1.1 ALLGEMEINE ANFORDERUNGEN

Sowohl das detaillierte, anlagespezifische RMS-Simulationsmodell als auch das vereinfachte, generische RMS-Simulationsmodell haben die Anforderung von dieser TAB zu erfüllen, die für die Modellierung elektrischer Betriebsmittel im Rahmen netztechnischer Studien maßgeblich sind.

10.6.1.1.2 ZEITLICHE AUFLÖSUNG

Die zeitliche Auflösung des Modells der Kundenanlage liegt im ganzzahligen Millisekundenbereich. Die Zeitschritte müssen innerhalb eines Bereiches von 1 ms bis 10 ms einstellbar sein. Einschränkungen aufgrund der jeweiligen Schrittweite sind zu dokumentieren.

Zusätzlich ist die automatische Schrittweitenanpassung in PowerFactory gemäß Vorgaben des Netzbetreibers umzusetzen.

10.6.1.1.3 ABBILDUNG VON SYSTEMKOMPONENTEN

Das Simulationsmodell bildet das Verhalten der Kundenanlage im Mit-, Gegen- und Nullsystem ab und ist für alle Betriebszustände (z.B. unterschiedliche Reglermodi, unterschiedliche Transformatorkonfigurationen, abgeregelter Pitchmodus, STATCOM-Betrieb, Schwarzstart, Inselbetrieb) und Arbeitspunkte innerhalb der Anlagenauslegung über die gesamte Betriebsdauer gültig.

Das Modell ist so zu gestalten, dass Verschachtelungen zusammengesetzter Modelle (ElmComp) vermieden werden. Die Verwendung von jeweils nur einem ElmComp pro Hauptelement der Anlage – beispielsweise Typ2 Anlage (ElmVsc, ElmVscmono) – ist zulässig.

DSL-Regler sind in Form eines Blockdiagramms und – soweit möglich – nicht als Modellfunktion zu erstellen. Die Ausgestaltung ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Die Regler sollen modular aufgebaut sein und auf DSL-Ebene umschaltbar bzw. deaktivierbar sein. Zusatzmodule innerhalb eines DSL sind als Makros zu modellieren.

Einschränkungen sowie Gültigkeitsgrenzen des Modells sind eindeutig, nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

10.6.1.1.4 INITIALISIERUNG

Die vollständige und korrekte Initialisierung des Modells ist abhängig vom Betriebsmodus und erfolgt über die eingebaute interne Initialisierungsfunktion und nicht durch Anwendung eines externen Skripts. Die Anwendung des Skripts ist ausschließlich als Konfigurationsskript unter den dafür vorgesehenen Reglern (ElmDsl) zulässig).

Die automatische Initialisierung des Modells ist für alle zulässigen Betriebspunkte und Betriebsarten anwendbar. Die Initialisierung in alle Betriebspunkte erfolgt, basierend auf den Lastflussergebnissen, ohne ein Einschwingen des Simulationsmodells. Ein Einschwingen bei Start der Simulation außerhalb numerischer Ungenauigkeiten ist unzulässig („Flat Run“).

10.6.1.1.5 PARAMETRIERBARKEIT

Parameter, die aus Herstellersicht signifikante Auswirkungen auf die Dynamik der Einheit/Anlage haben, sind parametrierbar zu machen. Min.- und Max.-Werte aller Parameter, sofern vorhanden, sind in der Modelldokumentation aufzuführen. Zusätzlich zu den relevanten Parametern kann im Einzelnachweisverfahren zwischen TransnetBW und Anlagenbetreiber vereinbart werden, welche weiteren Signale und Einstellungen zugängig und einstellbar auszuführen sind.

Alle einstellbaren Parameter, wie z. B. Arbeitspunkte, Regelungsparameter, Regelungskennlinien, Schutz, Rampen etc. müssen leicht zugänglich und in der Simulationsumgebung (ElmDsl) einstellbar/veränderbar/abschaltbar sein.

10.6.1.1.6 FUNKTIONSUMFANG RMS-MODELLE

Das RMS-Simulationsmodell muss mindestens die folgenden funktionalen Merkmale erfüllen:

- elektrische Nachbildung, Regelungsfunktionen, Schutzsysteme, Messfunktionen, Signalverarbeitung und Schnittstellen, Betriebsmodi sowie

Schaltsequenzen. Die Umsetzung dieser Funktionalitäten hat den jeweils geltenden technischen Vorgaben zu entsprechen.

- Elektrische Nachbildung aller erforderlichen primärtechnischen Komponenten, z.B. Transformatoren, Filter, Chopper, DC-Teil zur adäquaten Beschreibung des Systemverhaltens im RMS-Bereich.
- Bei einer Erzeugungsanlage Typ-2 HGÜ ist eine vereinfachte Nachbildung der DC-Übertragungsstrecke vorzusehen, wobei mindestens die ohmschen, induktiven und kapazitiven Komponenten zu berücksichtigen sind.
- Das RMS-Simulationsmodell hat eine vollständige Abbildung aller relevanten Regelungsfunktionen sicherzustellen, einschließlich der Stufenschalterregelung von Transformatoren sowie sämtlicher Regelungsmodi des jeweils abgebildeten Betriebsmittels.
- Die Regelungsdynamik ist entsprechend der zeitlichen Schrittweite des Modells darzustellen. Vereinfachungen innerhalb der Regelungsfunktionen sind in der technischen Dokumentation eindeutig zu benennen.
- Darüber hinaus sind mindestens folgende Funktionalitäten umzusetzen:
    - die Regelung von Wirk- und Blindleistung,
    - netzbildende Regelungen einschließlich Strombegrenzung,
    - Fault-Ride-Through (FRT) sowie dynamische Spannungsregelung,
    - die Abbildung von Systemautomatiken, Betriebsgrenzen und Pendel Dämpfung sowie die Implementierung von Notfallregelungen.

  Die Umsetzung dieser Funktionen hat den jeweils geltenden technischen Vorgaben zu entsprechen.
- Die vorhandenen elektrischen Sollwerte des Modells sind als Eingangssignale zur Verfügung zu stellen. Istwerte sind als Eingangs- oder Ausgangssignale zur Verfügung zu stellen. Zu Validierungszwecken müssen hier Soll- oder Istwerte sprunghaft aufschaltbar sein.
- Für Erzeugungsanlagen Typs 2 (Speicher) ist eine modelltechnische Darstellung des Gleichstromteils (DC) sowie des Zwischenkreisspeichers erforderlich. Diese Darstellung hat in Form eines Modellierungselements zu erfolgen und darf nicht ausschließlich über DSL-Code implementiert werden.
- Das RMS-Simulationsmodell hat eine korrekte Abbildung aller relevanten Messeinrichtungen – z.B. (PLL) – sowie der Anlagenschutzsysteme sicherzustellen. Dazu zählen unter anderem Schutzfunktionen gegen Über- und Unterspannung, Frequenzschutz sowie EPC, sofern diese im RMS-Bereich Auswirkungen zeigen. Das Schutzverhalten ist im Modell realitätsgetreu darzustellen, einschließlich Verzögerungszeiten. Die Schutzparameter sind im Modell einstellbar zu gestalten und in der Modellbeschreibung nachvollziehbar zu dokumentieren. Die Einstellwerte des elektrischen Schutzes sind gemäß dem Netzbetreiberabfragebogen E.7 bereitzustellen.
- Das RMS-Simulationsmodell hat sämtliche relevanten Betriebsmodi vollständig abzubilden, einschließlich für Erzeugungsanlage Typ2 der Umschaltung zwischen STATCOM-Betrieb, Normalbetrieb und Schwarzstartbetrieb. Die Anwendung von Skripten ist ausschließlich als Konfigurationsskript unter den hierfür vorgesehenen Reglern (ElmDsl) zulässig. Darüber hinaus sind alle relevanten Schaltsequenzen, insbesondere das Einschalten sowie der Wechsel zwischen verschiedenen Betriebsarten, im Modell angemessen zu berücksichtigen. Die Umsetzung hat den jeweils geltenden technischen Vorgaben zu entsprechen.

10.6.1.1.7 MODELLBESCHREIBUNG

Für das RMS-Simulationsmodell ist eine umfassende technische Dokumentation bereitzustellen. Diese hat insbesondere eine vollständige und nachvollziehbare

Darstellung der Modellstruktur zu enthalten, einschließlich Blockschaltbildern, der zugrunde liegenden mathematischen Berechnungsgrundlagen sowie einer klaren Definition und Beschreibung sämtlicher Modellparameter. Darüber hinaus sind die Einstellmöglichkeiten der Parameter transparent darzustellen, sodass eine technische Bewertung und Nachvollziehbarkeit durch den Netzbetreiber gewährleistet ist. Die Dokumentation ist Bestandteil der Modellprüfung und muss den jeweils geltenden technischen Anforderungen entsprechen.

10.6.1.1.8 GESONDERTE ANFORDERUNGEN AN DETAILLIERTES, ANLAGESPEZIFISCHES RMS-MODELL

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Voraussetzung für eine hinreichend genaue Bewertung der elektrischen Eigenschaften ist ein detailliertes Anlagenmodell inklusive sämtlicher Komponenten, die einen nennenswerten Einfluss auf das Verhalten der Anlage am Netzanschlusspunkt bei vorgegebenen Ereignissen haben. Das detaillierte Anlagenmodell muss dabei die erforderliche Genauigkeit aufweisen, so dass ein Nachweis der geforderten Eigenschaften anhand dieses Anlagenmodells am Netzanschlusspunkt möglich ist.

Ein detailliertes Anlagenmodell muss Wirk- und Blindströme sowie Wirk- und Blindleistungen in symmetrischen Komponenten (sofern von der Software unterstützt: Mit-, Gegen- und Nullsystem) im Zeitbereich berechnen und ausgeben können.

Das Modell muss geeignet sein, beliebige Arbeitspunkte im quasistationären Betrieb einzustellen und davon ausgehend das Verhalten der Kundenanlage abzubilden.

In der Modelldokumentation sind die nach Anforderungen variablen Einstellgrößen des Modells zusammen mit den zulässigen Einstellbereichen, sofern bekannt, aufzuführen. Für diese Einstellgrößen des Modells sind zudem die zugehörigen Einstellgrößen in Steuerungs- und Schutzsystemen der Kundenanlage zu dokumentieren.

Die Verschlüsselung einzelner Modellbestandteile, insbesondere bestimmter Regler Funktionen, ist zulässig, sofern die Funktionalität des Modells dadurch nicht eingeschränkt wird. Die Bereitstellung und Ausgestaltung des Modells, einschließlich etwaiger Verschlüsselungen, ist im Vorfeld mit der TransnetBW abzustimmen und bedarf deren ausdrücklicher Zustimmung.

Zur Erfüllung der Anforderung sind weitere interne Signale der Anlage (z.B. Alterung bei Elektrolyseuren, Rechenzentrum, Speicher) als Ausgangsgrößen im Modell verfügbar zu machen.

Das Modell beinhaltet eine charakteristische Abbildung typspezifischer Anforderungen und Eigenschaften, z.B. bekannte Änderungen im Verhalten der Anlage aufgrund von Alterung (zum Lebensdauerbeginn und -ende), Rotordynamik, o.Ä.

Sollte eine Modellierung des Reglers als DSL nicht möglich sein und stattdessen eine Modellierung als DLL erforderlich werden, ist dies ausschließlich nach vorheriger Abstimmung mit TransnetBW zulässig.

Eine Mehrfachinstanziierung der Modelle und Bibliotheken muss möglich sein. Anmerkung: Die Instanzen der Bibliotheken dürfen keine Arbeitsspeicheradressen teilen.

Die Eigenwertanalysefähigkeit des RMS-Modells unter Angabe des Simulationstools und dessen Version ist zu dokumentieren.

Eine Weitergabe der detaillierten RMS-Modelle im Rahmen von Netzstudien als Teil eines Black-Box RMS-Netzmodells ist ohne NDA zu gestatten. Im Black-Box-RMS-

Netzmodell sind ausschließlich diejenigen Netzanschlusspunkte zugänglich zu machen, die für die Durchführung der vorgesehenen Netzstudien erforderlich sind.

Eine Übergabe und Weitergabe der detaillierten RMS-Modelle an Netzbetreiber (z.B. TransnetBW und benachbarte Netzbetreiber) im Rahmen von Netzstudien ist durch ein projektübergreifendes NDA zwischen dem Hersteller und den Netzbetreibern zu gestatten.

Das Verhalten des detaillierten RMS-Simulationsmodells ist im Rahmen der Modell-validierung mit dem entsprechenden EMT-Modell abzugleichen. Die Übereinstimmung der modelltechnischen Darstellung ist durch geeignete Vergleichsrechnungen nachzuweisen und TransnetBW zu berichten. Etwaige Abweichungen sind nachvollziehbar zu dokumentieren und im Rahmen der technischen Abstimmung mit TransnetBW zu bewerten und freizugeben.

10.6.1.1.9 GESONDERTE ANFORDERUNGEN AN VEREINFACHTES, ANLAGESPEZIFISCHES RMS-MODELL (GENERISCHES MODELL)

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Modellierung des Reglers ist ausschließlich unter Verwendung der DSL zulässig. Die Nutzung anderer Programmiersprachen oder Formate –DLLs oder Modelica – ist unzulässig.

Die Aggregation von Elementen ist nur nach vorheriger Abstimmung mit TransnetBW zulässig. Abweichend davon ist eine Aggregation von Einheiten mit einer Bemessungs-leistung über 100 MW grundsätzlich unzulässig.

Die Auswahl der jeweils am besten geeigneten Modellstruktur auf Basis generischer Elemente für diese generischen Simulationsmodelle ist nur nach vorheriger Abstimmung mit TransnetBW zulässig.

Anmerkung: Der Prozess wird in vereinfachten Modellen simplifiziert abgebildet (z.B. PT1-Verhalten).

Die Modellstruktur muss vollständig dokumentiert werden, z. B. in Form von Block-schaltbildern. Parametereinstellungen für generische Simulationsmodelle müssen so gut wie möglich entsprechend dem realen Verhalten der Kundenanlage gewählt werden und den Modellelementen eindeutig zugeordnet werden können.

Die Angabe des verwendeten Modelltyps und des zugehörigen Parametersatzes in maschinenlesbarer Form ist grundsätzlich ausreichend.

Eine Weitergabe der vereinfachten Simulationsmodelle inklusive der Parameter im Rahmen von Netzstudien ist ohne NDA zu gestatten.

Das Verhalten des vereinfachten RMS-Simulationsmodells ist im Rahmen der Modellvalidierung mit dem entsprechenden detaillierten RMS-Modell abzugleichen. Die Übereinstimmung der modelltechnischen Darstellung ist durch geeignete Vergleichsrechnungen nachzuweisen und TransnetBW zu berichten. Etwaige Abweichungen sind nachvollziehbar zu dokumentieren und im Rahmen der technischen Abstimmung mit TransnetBW zu bewerten und freizugeben.

10.6.1.2 ANFORDERUNG AN DAS EMT MODELL

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

EMT-Simulationsmodelle müssen die folgenden Anforderungen erfüllen, um damit Systemstudien bspw. Studien zu subsynchronen Interaktionen (SSTI-Studien) oder zu Regler- sowie transienten-höherfrequenten -interaktionen durchführen zu können.

Folgende Anforderungen sind für eine möglichst präzise Abbildung des Anlagenverhaltens erforderlich:

- Elektrische Nachbildung aller erforderlichen primärtechnischen Komponenten, z.B. Transformatoren Filter, Chopper, Überspannungsableiter oder Schalter.
- Ebenso ist das frequenzabhängige Übertragungsverhalten des HöS/MS-Transformators entsprechend des spezifizierten Frequenzbereichs nachzubilden. Eine adäquate Modellierung des Übertragungsverhaltens der Transformatoren ist durch einen Abgleich mit Messdaten nachzuweisen. Zusätzlich sind die Sättigungseigenschaften kapazitiven Kopplungen des Transformators geeignet nachzubilden und mittels Messdaten abzugleichen
- Die zeitliche Auflösung der Modelle der Kundenanlage ist im Mikrosekundenbereich. Der Aufbau der EMT-Modelle muss gewährleisten, dass die Modelle mit vom TransnetBW vorgegebenen einstellbaren Zeitschritten ausführbar sind, mindestens jedoch mit Zeitschritten von 1 µs, 5 µs, 10 µs und 20 µs. Einschränkungen aufgrund der jeweiligen Schrittweite sind zu dokumentieren.
- Das Modell bildet das netzseitige Verhalten der Anlage mit Auswirkungen im Mit-, Gegen- und Nullsystem ab und ist für alle Betriebszustände (z.B. unterschied-liche Reglermodi, unterschiedliche Transformatorkonfigurationen, abgeregelter Pitchmodus, STATCOM-Betrieb) und Arbeitspunkte innerhalb der Anlagenaus-legung gültig.
- Anmerkung: Anforderungen an die Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Anlage ist 10.6.1 zu entnehmen.
- Ein Einschwingen bei Start der Simulation ist zu vermeiden ("Flat Run"). Wenn ein Einschwingen des Modells nicht vermeidbar ist, muss es sich nach spätestens 3 s Simulationszeit im eingeschwungenen Zustand befinden und dies in der Modelldokumentation begründet werden. Ausnahmen (z.B. Turbinenregelung von Typ-1 Anlagen mit parametrierbarer Netzwinkelinitialisierung) davon sind in Absprache mit dem TransnetBW möglich.
- Zum Speichern und Laden eines Zustands der Regelung ist eine Snapshot-Funktionalität gefordert. Durch diese Funktionen wird eine Simulation verschiedener Ereignisse ausgehend von einem definierten Startpunkt (definierter Arbeits-punkt bei definiertem Netzzustand) ermöglicht. Dazu müssen die internen (Zustands)-größen der Regelung der Softwareumgebung zur Verfügung gestellt werden. Eine Verschlüsslung der internen Zustandsgrößen der Regelung ist zulässig.
- Das Modell muss bei Abgabe mitsamt dem projektspezifischen Parametersatz übergeben werden.
- Relevante Parameter, die nach dieser Anwendungsregel einstellbar sein müssen, z.B. zur Einstellung von Arbeitspunkten und Statiken, müssen parametrierbar sein. Weitere Parameter, die aus Herstellersicht signifikante Auswirkungen auf die Dynamik der Einheit/Anlage haben, sind zu parametrisieren. Min. und max. Werte aller Parameter, sofern vorhanden, sind in der Modelldokumentation aufzuführen. Zusätzlich zu den relevanten Parametern kann im Einzelnachweisverfahren zwischen TransnetBW und Anlagenbetreiber vereinbart werden, welche weiteren Signale und Einstellungen zugängig und einstellbar auszuführen sind.
- Die Modellgültigkeit für Untersuchungen im Frequenzbereich bis 2,5 kHz ist erforderlich. Die Modellgültigkeit ist auf einen Frequenzbereich > 2,5 kHz zu erweitern, wenn im Betrieb nicht modellierte signifikante Interaktionen >2,5 kHz auftreten. Die Gültigkeit des Generatormodells von Typ-1 Anlagen bis 2,5 kHz ist nur zu gewährleisten, sofern die Simulationssoftware über ein geeignetes Bibliotheksmodell verfügt. Wenn während der Inbetriebnahme bzw. im Betrieb signifikante Interaktionen im nicht-modellierten Frequenzbereich auftreten, muss in Zusammenarbeit mit dem Simulationssoftwarehersteller die

Modellgültigkeit des Generators von Typ-1 Anlagen bis 2,5 kHz sichergestellt werden.

- Anmerkung 1: Eine Erweiterung der Modellgültigkeit bis 9 kHz wird grundsätzlich empfohlen. Das Modell muss geeignet sein, um damit die frequenzabhängige Impedanz der abgebildeten Betriebsmittel unter Berücksichtigung verschiedener Arbeitspunkte und Betriebszustände ermitteln zu können.
- Die Implementierung der Regelungs- und Schutzfunktionen im Modell ist so umzusetzen, dass das Modell für die vom Netzbetreiber spezifizierten Analysen anwendbar und alle auftretenden Phänomene nach Tabelle 8 hinreichend genau abgebildet werden. Dies beinhaltet die geeignete Nachbildung der realen Regelung (z.B. Pulsmustergenerierung) und der Netzschutzfunktionen. Des Weiteren beinhaltet es die relevanten Anlagenschutzfunktionen inkl. Nichtlinearitäten, Zeitverzögerungen, Messsysteme sowie im Allgemeinen Signalverarbeitung und Kommunikation.
- Der Regelungscode oder Teile davon dürfen verschlüsselt werden, während primärtechnische Betriebsmittel (z.B. Transformator, Filter und leistungselektronische Komponenten) und Anlagenkomponenten nicht verschlüsselt sein dürfen.
- Eine geeignete Dokumentation der Schnittstellen verschlüsselter Modelle sowie das grundsätzliche Regelungskonzept inklusive Einstellungen und Parameter der verschlüsselten Regelungs- und Schutzfunktionen muss bereitgestellt werden.
- Das Modell muss mehrfach instanzierbar sein. Parallelsimulationen von mehreren Instanzen auf verschiedenen Rechenkernen müssen möglich sein, sofern die Simulationsumgebung dies unterstützt.
- Anmerkung: Eine möglichst präzise Abbildung beinhaltet auch typspezifische Anforderungen an die Modellierung, z.B. Primärprozesse, bekannte Alterungen bei Elektrolyseuren mit signifikanten Auswirkungen, Rotordynamik von Windenergieanlagen. Beim Einheitenzertifikat wird ein möglichst frühzeitiger Austausch mit dem TransnetBW empfohlen und im Einzelnachweisverfahren ist zusätzlich der TransnetBW einzubinden.
- Eine Weitergabe der EMT-Modelle im Rahmen von Netzstudien als Teil eines Black-Box EMT-Netzmodells ist ohne NDA zu gestatten. In dem Black-Box EMT-Netzmodell sind nur die für die Netzstudien notwendigen Netzanschlusspunkte zugänglich.

Eine Übergabe und Weitergabe der EMT-Modelle an Netzbetreiber (z.B. Anschlussnetzbetreiber und benachbarte Netzbetreiber) im Rahmen von Netzstudien ist durch ein projektübergreifendes NDA zwischen dem Hersteller und den Netzbetreibern zu gestatten.

10.6.1.2.1 GESONDERTE ANFORDERUNGEN AN TOOLUNABHÄNGIGE EMT-MODELLE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Zusätzlich, sofern nicht durch Kapitel 10.6.1.2 bereits abgedeckt, ist ein tool-unabhängiges EMT-Modell zu erstellen, das weitestgehend den originalen Regelungscode enthält. Abweichungen vom originalen Regelungscode sind zwischen TransnetBW und Anlagenbetreiber zu vereinbaren. Das Modell muss alle Anforderungen aus Kapitel 10.6.1.2 erfüllen. Darüber hinaus sind für die Toolunabhängigkeit folgende Anforderungen zu erfüllen, die im Detail im Positionspapier der 4 ÜNB „Anforderungen an die Bereitstellung von EMT-Simulationsmodellen [2]“ vom April 2025 diskutiert werden.

- Der Leistungsteil (z.B. elektrische, magnetische und mechanische Komponenten) ist getrennt von den Regelungs- und Schutzfunktionen zu

modellieren. Mechanische Komponenten und elektrochemische Prozesse können unter Rücksprache mit dem TransnetBW gemeinsam mit den Regelungs- und Schutzfunktionen modelliert werden.

- Der Leistungsteil ist in der vom TransnetBW vorgegebenen Simulationssoftware offen zu modellieren und in der Modelldokumentation toolunabhängig und detailliert zu beschreiben.
- Die Regelungs- und Netzschutzfunktionen sind, z.B. als eine oder mehrere DLLs bereitzustellen (jeweils in einer 32- und 64-Bit Version), toolunabhängig (d.h. u.a. unabhängig von einer Simulationssoftware, Compiler-Version und Microsoft Visual Studio Version) zu modellieren. Es ist empfehlenswert, dass das toolunabhängige Modell aus je einer DLL (bereitzustellen jeweils in einer 32- und 64-bit Version) für jede Regelungsebene besteht. Die Anzahl und Bezeichnung der einzelnen Ebenen sowie die bereitzustellenden Signale der einzelnen Ebenen sind zwischen TransnetBW und Anlagenbetreiber zu vereinbaren.
- Anmerkung 1: Idealerweise sind alle Regler, die auf einem Softwaremodul realisiert sind und die für die Einheiten- und Anlagenregelung relevant sind, als separate DLL abzubilden. Der Zweck der Modularisierung des Modells ist, dass im Falle von Softwareupdates auf der Anlage das Modell entsprechend schnell und unkompliziert geupdatet werden kann und dieses Update im Modell für die TransnetBW nachvollziehbar und überprüfbar ist.
- Die Taktung der einzelnen DLLs ist zu dokumentieren.
- Der Signalaustausch, inklusive realer Signallaufzeiten (d.h. Zeitverzögerungen), zwischen den einzelnen Teilen ist entsprechend den realen Signalen in einem offenen Wrapper zu modellieren und in der Modelldokumentation toolunabhängig zu beschreiben.

Anmerkung 2: Der Zweck des tool-unabhängigen EMT-Modells besteht darin, ein „zukunftssicheres“ Modell zu erstellen, das während der gesamten Lebensdauer des Betriebsmittels mit den gängigen Simulationssoftware der aktuellen und zukünftigen Softwareversionen kompatibel ist.

10.6.1.3 ANFORDERUNG AN DAS SIMULATIONSMODELL FÜR HARMONISCHE ANALYSE (HARMONISCHES MODELL)

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Das Modell ist für die aktuell beim Netzbetreiber eingesetzte Version von DIgSILENT PowerFactory (Stand 04/2025: 2024 SP2) sowie in einem maschinenlesbaren Format (z.B. MS Excel) zu übergeben. Falls das Oberschwingungsmodell in einer neueren als der oben genannten PowerFactory Version erstellt wird, ist das Modell für die oben genannte Version zu exportieren und die Abwärtskompatibilität sicherzustellen.

10.6.1.4 MODELLFORM

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Für die Nachbildung der Anlage hinsichtlich des harmonischen Verhaltens wird ein Simulationsmodell benötigt. Das harmonische Modell ist ein stationäres Kleinsignal-Modell zur Beschreibung der Anlagenperformance für den harmonischen Frequenzbereich. Die Modellbildung muss gemäß aktuellen Normen und Richtlinien, wie z. B. IEC TR 61000-3-6 erfolgen. Demnach erfolgt diese entweder durch eine oberschwingungsbehaftete Spannungsquelle und eine serielle frequenzabhängige Impedanz (Thévenin Äquivalent) oder eine oberschwingungsbehaftete Stromquelle und eine parallele frequenzabhängige Innenimpedanz (Norton Äquivalent) und inkludiert – falls relevant – Filterdaten und Transformatordaten.

10.6.1.5 RELEVANTE ANSCHLUSSKNOTEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Das Anlagenmodell besteht grundsätzlich aus einem Thévenin- oder Nortonäquivalent je relevantem Anschlussknoten am AC-Netz inklusive der anlagenseitigen Kopplung zwischen allen Äquivalenten.

Hinweis: Für eine Anlage mit potenziellem Split-Bus-Betrieb (bspw. HGÜ) ergibt dies zwei Thévenin- oder Nortonäquivalente inklusive der anlagenseitigen Kopplung zwischen beiden Äquivalenten, sofern vorhanden.

10.6.1.6 RELEVANTE BETRIEBSMODI UND ARBEITSPUNKTE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Innerhalb des Modells sind sämtliche Betriebsmodi (z. B. Q(U)- oder Q-Modus, harmonische Filterung, o.ä.) und entsprechend zugehörige Betriebspunkte (Q(U)-Kennlinie oder 0 – 100 % $Q_{AC,n}$) der Anlage zu berücksichtigen. Dies ist durch eine maximale Schrittweite von 10 % der Nenngröße (z.B. maximale Kennliniensteilheit, maximale Blindleistungsabgabe) sicherzustellen. Ebenso sind alle Regelungen, welche über einen längeren Zeitraum (> 5 min) aktiv sind und daher als „stationär“ eingestuft werden sowie im relevanten Frequenzbereich wirken, zu berücksichtigen. Beispielsweise muss ein kurzzeitiger Austausch von Wirkleistung mit dem Netz oder eine Regelung zur Dämpfung von Leistungspendelungen (POD) nicht im Oberschwingungsmodell abgebildet werden. Es sind folgende Betriebsmodi und Arbeitspunkte zu berücksichtigen:

1. Betrachtung einer Variation der Netzspannung am NVP im gesamten Definitionsbereich
2. Betrachtung einer Variation des Blindleistungsarbeitspunkts im gesamten Definitionsbereich unter Berücksichtigung der Netzspannung nach a.
3. Betrachtung aller implementierten und als „stationär“ eingestuften Regelungsmodi
4. Betrachtung aller Schaltkonfigurationen der Anlage

Sofern Vereinfachungen bzw. eine Reduzierung der variierten Betriebsmodi und Arbeitspunkte durchgeführt werden, ist dies mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

10.6.1.7 MODELLUMFANG

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Für die Modellerstellung sind numerische Berechnungen anhand des detaillierten EMT-Modells durchzuführen. Alternativ kann – falls vorhanden – ein am detaillierten EMT-Modell validiertes analytisches Modell zur Berechnung der frequenzabhängigen Impedanz der Anlage verwendet werden. Entsprechende einzelne Anregungspegel bzw. polyfrequente Anregungen und die Länge der Auswertungsfenster sind auf Basis der Grenzwerte bzw. Betrachtungsintervalle der IEC TR 61000-3-6 zu wählen und mit TransnetBW abzustimmen.

Unter Berücksichtigung der relevanten Betriebsmodi und Arbeitspunkte sind sämtliche ordnungsspezifischen harmonischen Emissionen sowie die frequenzabhängige Impedanz der Anlage anzugeben.

1. Die frequenzabhängige Impedanz ist für alle genannten Randbedingungen im Bereich von 100 Hz – 2500 Hz mit einer Schrittweite von höchstens 1 Hz anzugeben, um frequenzabhängige Knotenimpedanzen des Gesamtsystems mit hoher Auflösung berechnen zu können.

   Hinweis: Da das harmonische Modell sowohl für die stationäre Power-Quality-Planung als auch die Analysen zur harmonischen Stabilität verwendet wird, muss die Schrittweite entsprechend klein sein.

a. Die frequenzabhängige Impedanz ist für Mit-, Gegen- und Nullsystem anzugeben.

2. Die harmonischen Emissionen im Bereich 100 Hz – 2500 Hz sind mit einer Schrittweite von höchstens 50 Hz anzugeben, sodass alle relevanten Emissionen der Anlage enthalten sind. Zusätzlich sind harmonische Emissionen beliebiger Frequenz (auch Zwischenharmonische) in einem erweiterten Bereich bis 30 kHz zu nennen, die eine Amplitude von 0,2 % der Nennspannung überschreiten. Für jede daraufhin mit dem Netzbetreiber abgestimmte Frequenz sind die folgenden Werte anzugeben.

   a. 95 % und 100 % Quantils der Amplituden

   b. Phasenwinkel (vorherrschender Winkel und Winkelbereich)

Sollte die Anlage in Mit- und Gegensystem ein unterschiedliches Verhalten aufweisen, sind die Unterschiede darzustellen, bzw. jeweils ein Modell für das Mit- und Gegensystem oder ein mehrdimensionales Modell zu erstellen. Falls Kopplungen zwischen den symmetrischen Komponenten vernachlässigt werden, ist dies geeignet zu begründen und zu dokumentieren.

Sollte die Anlage im geforderten Frequenzbereich auf eine monofrequente Anregung mit einem polyfrequenten Spektrum oder auf einer zur anregenden Frequenz unterschiedlichen Frequenz antworten, so sind die relevanten Frequenzkopplungen in der Modellbildung zu berücksichtigen. Die Relevanz bzw. Irrelevanz der Frequenzkopplungen ist geeignet zu definieren und muss durch den Netzbetreiber freigegeben werden. Falls Kopplungen zwischen verschiedenen Frequenzen vernachlässigt werden, ist dies geeignet zu begründen und zu dokumentieren.

Bei der Erstellung des harmonischen Modells sind sämtliche relevanten Regelungs-, Mess-, Steuerungs- und Schutzsysteme zu berücksichtigen. Sollte eine spätere Änderung dieser Systeme oder eine Änderung der Hardware einen signifikanten Einfluss auf das harmonische Spektrum der Anlage haben, muss das Modell aktualisiert werden.

10.6.1.8 ANFORDERUNG AN DAS WELLENSTRANGMODELL

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Ein detailliertes Berechnungsmodell eines zu analysierenden Wellenstrangs besteht in der Regel aus sehr vielen Einzelabschnitten mit materialspezifischen und temperaturabhängigen Steifigkeiten, Trägheitsmomenten und verschiedenen modalen Dämpfungen. Diese detaillierten Modelle gestatten eine tiefgehende Untersuchung der subsynchronen Torsionsschwingungen im Wellenstrang und dienen als Referenz.

Für die Untersuchung subsynchroner Phänomene im Zeitbereich einschließlich elektrischem AC-Netz, HGÜ-Systemen sowie anderer leistungselektronischer Betriebsmittel ist eine Reduktion des detaillierten Wellenstrangmodells auf wenige aggregierte Massenträgheitsmomente mit Axialkoordinate sowie deren verbindende Torsionsfedersteifigkeiten notwendig. Weitere Infos können dem „White Paper SSI“ des VGB [3] entnommen werden.

Das reduzierte Wellenstrangmodell wird in der Regel aus dem detaillierten Modell abgeleitet, wobei die Massenträgheitsmomente der aggregierten Rotormodule möglichst konstant gehalten und das Schwingungsverhalten durch eine Anpassung der Torsionsfedersteifigkeiten auf die Referenzergebnisse des detaillierten Modells optimiert wird. Hierbei müssen je nach Art der Maschine die relevanten Eigenformen (bis 200 Hz) mit den entsprechenden Torsionseigenfrequenzen in größtmöglicher Übereinstimmung

beibehalten werden. Die Abweichung der Eigenfrequenzen darf max. ±0,5 Hz für die ersten drei und max. ±1 Hz für weitere Eigenformen betragen. Ein entsprechender Nachweis ist bereitzustellen.

Eine genaue Bestimmung der Dämpfung ist nur mit hohem Aufwand möglich und daher die modalen mechanischen Dämpfungswerte konservativ abgeschätzt vom Anschlusssuchenden/Hersteller anzugeben. Die aggregierten Massenträgheitsmomente werden maßgeblich durch die einzelnen Turbinenwellen (HD, MD, ND), den Generator sowie die Erregermaschine bestimmt, weshalb diese sowie deren Anteil am Antriebsmoment als Mindestanforderung anzugeben sind.

Sollte durch das Design des Wellenstrangs ein signifikanter Einfluss einzelner Turbinenschaufelkränze auf das Schwingungsverhalten des gesamten Wellenstrangs bestehen, sollten diese als aggregiertes Zweimassen-Torsionsschwingungsmodell ebenfalls berücksichtigt werden.

Eine Übersicht der bereitzustellenden Angaben wird in den folgenden Abschnitten gegeben

10.6.1.9 ANGABEN ZUM WELLENSTRANGMODELL

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Folgende Informationen sind bereitzustellen:

- Skizze Vollständiges Wellenstrangmodell
- Skizze Reduziertes Torsionsmodell
- Parameter des reduzierten Torsionsmodells in Anlehnung an Tabelle 9
- Eigenfrequenzen (Berechnung auf Basis der Parameter des Torsionsmodells, Validierung anhand des detaillierten rotordynamischen Modells)
- Dokumentative Angabe der erreichten Modenkorrelation und der anzunehmenden Dämpfungswerte. Die angegebenen Dämpfungswerte sollten durch Versuche validiert sein und maßgeblich von den Modulen abhängen, welche die jeweilige Modenform dominieren.

Tabelle 9: Torsionsmodell Parameter - Wellenstrang

Nr.	Rotormodul	Axial-koordinate in m	Massen-Trägheits-moment in kg m2	Feder-Steifigkeit in kNm/rad	Anteil am Antriebs-moment In %
1	Gas-Turbine n	…	…		….
2	Lastkupplung				
3	Generator n				
4	Erreger				
5	Kupplung				
6	Hochdruckturbinen				
7	Mitteldruckturbinen				
8	Welle				
9	Niederdruckturbinen				
n	…				

10.6.1.10 ANGABEN ZU TORSIONSEIGENFORMEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Tabelle 10: Torsionsmodell Parameter - Welle Angaben

Eigen-form	Eigenfrequenz (detailliert)	Eigenfrequenz (Reduziert)	Moden-korrelation	Dämpfung	Log - Dekrement
	Hz	**Hz**	**%**	**%**	
1	...	...	...	...	....
2					
3					
4					
5					
…					

Folgende Informationen sind bereitzustellen:

- Torsionseigenfrequenzen in Anlehnung an Tabelle 10
- Grafische Darstellung der Verläufe der Torsionseigenformen (Detailliert / Reduziert) zu den entsprechenden Torsionseigenfrequenzen, wie beispielhaft in Abbildung 7 dargestellt

  - Der Verlauf der berechneten Torsionseigenformen gibt Aufschluss darüber, welche Eigenfrequenzen und zugehörigen Eigenformen durch das elektrische System angeregt werden können.
  - Zu jeder relevanten Torsionseigenfrequenz ist die grafische Darstellung der Torsionseigenformen des detaillierten und reduzierten Wellenstrangmodells gegenüberzustellen.

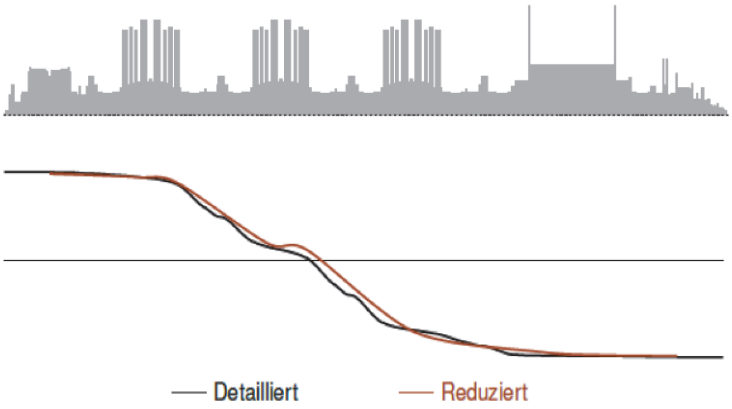

Abbildung 7: Beispieldarstellung der Torsionseigenformen

10.6.2 DETAILLIERTE EZA-MODELLE

- keine Ergänzung -

10.6.3 AGGREGIERTES EZA-MODELL

- keine Ergänzung –

10.6.4 VALIDIERUNG VON MODELLEN

- keine Ergänzung –

10.7 GESONDERTE ANFORDERUNGEN AN ERZEUGUNGSANLAGEN MIT OFFSHORE-NETZANSCHLUSSPUNKT

- keine Ergänzung -

10.7.1 ALLGEMEINES

- keine Ergänzung –

10.7.2 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DER SPANNUNGSHALTUNG

- keine Ergänzung –

10.7.3 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DER ROBUSTHEIT

- keine Ergänzung –

10.7.4 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DES NETZSICHERHEITSMANAGEMENTS

- keine Ergänzung –

10.7.5 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH ZUSCHALTBEDINGUNGEN UND SYNCHRONISIERUNG

- keine Ergänzung –

11.0 NACHWEIS DER ELEKTRISCHEN EIGENSCHAFTEN FÜR ERZEUGUNGSANLAGEN

- keine Ergänzung -

11.1 GESAMTER NACHWEISPROZESS

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Besonderheiten beim Nachweis der elektrotechnischen Eigenschaften von netzbildenden BESS

Für netzbildende BESS darf der Anschlussnehmer das Verfahren für den Nachweis der elektrotechnischen Eigenschaften zwischen TransnetBW und dem Anschlussnehmer frei wählen. Dabei stehen folgende Optionen zur Auswahl:

- Nachweis über das Anlagenzertifikat A, unter Vorlage gültiger Einheitenzertifikate nach FNN-Hinweis (siehe hierzu Abschnitt 11.2.1 und 11.4.1), oder
- Nachweis im Rahmen eines Gutachtens durch eine qualifizierte Stelle (siehe hierzu Abschnitt 11.7).

11.2 EINHEITENZERTIFIKAT

- keine Ergänzung -

11.2.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Für netzbildende Einheiten sind bezüglich der Einheitenzertifizierung von dieser Anwendungsregel abweichende Vorgaben zur Nachweisführung nach dem FNN-Hinweis einzuhalten.

Anmerkung 1: Einheitenzertifikate kommen ausschließlich im Rahmen des Anlagenzertifikats A verpflichtend zur Anwendung.

Dies gilt sowohl für im FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve [5]“ beschriebene Nachweise, die die Nachweise dieser Anwendungsregel ergänzen, als auch für jene, die die Nachweise dieser Anwendungsregel ersetzen.

11.2.2 NETZRÜCKWIRKUNGEN

- keine Ergänzung -

11.2.2.1 SCHNELLE SPANNUNGSÄNDERUNGEN

- keine Ergänzung -

11.2.2.2 FLICKER

- keine Ergänzung -

11.2.2.3 OBERSCHWINGUNGEN

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Die Oberschwingungsströme der Kundenanlage sind gemäß DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30):2009-09 nach dem Messverfahren der Klasse A zu messen. Die verwendeten Messgeräte müssen der Genauigkeitsklasse I nach DIN EN 61000-4-7 (VDE 847-4-7):2009-12, Kapitel 5.3, Tabelle 1 entsprechen.

Zur Nachweisführung harmonischer Charakteristika von Typ 1 Anlagen mit dämpfenden Eigenschaften wird es als ausreichender Nachweis zur Einhaltung der Netzrückwirkungen nach Kapitel 5.4 der VDE-AR-N 4130 angesehen, wenn:

- der Hersteller von Typ 1 EZE die harmonischen Emissionen der EZE in geeigneter Weise im detaillierten EZA Modell abbildet und
- ein messtechnischer Nachweis der dämpfenden Wirkung der Typ 1 EZE erfolgt.

Im Falle des konstruktiven Vorhandenseins eines Dämpferkäfigs im Synchrongenerator kann angenommen werden, dass die harmonisch dämpfenden Eigenschaften durch den Dämpferkäfig gegenüber den harmonisch emittierenden Eigenschaften durch die diskrete Nutzung unter der Berücksichtigung aktueller Anlagendesigns (Sehnung, Zonung) dominieren. Somit wird die Einbringung einer Typ 1 EZE mit Dämpferkäfig grundsätzlich als absichtlich und dauerhaft reduzierend auf Oberschwingungen und damit positiv auf die harmonischen Eigenschaften des Netzes bewertet.

Unter dieser Voraussetzung kann auf Basis von Kapitel 5.2, letzter Absatz, Satz 1 von den Proportionalitätsfaktoren der Tabellen 2 und 3 in Absprache mit dem Netzbetreiber abgewichen werden. Als Ergebnis sind in Verbindung mit den Formeln (1) und (2) in Kapitel 5.2 keine maximal erlaubten harmonischen Ströme einzuhalten.

Der in Kapitel 11.6.1, Absatz 2, Satz 1 geforderte messtechnische Nachweis der tatsächlichen Oberschwingungsströme nach 11.2.2.3 ist weiterhin zu führen. Die erlangten Messdaten werden in Kapitel 11.6.2 zur Validierung und gegebenenfalls Aktualisierung des detaillierten EZA-Modells verwendet. Weiterhin sind die Messdaten zur Verifizierung der angeführten Annahme der dämpfenden Eigenschaften von Typ 1 EZE mit Dämpferkäfig zu verwenden. Weitere Details kann der Beschlussvorlage der 4ÜNB entnommen werden.

Der messtechnische Nachweis der reduzierenden Eigenschaften der Typ1-Anlage hinsichtlich Oberschwingungen dient der qualitativen Verifizierung, dass die Oberschwingungsströme bei Betrieb der Typ1-Anlage die bestehenden Oberschwingungsspannungen am Netzanschlusspunkt bis 2 kHz nicht wesentlich erhöhen. Die Messung ist als eine informative Messung (ohne Konformitätsaussage) aufzufassen, sodass folgende Bedingungen zulässig sind:

Die Messung muss nicht innerhalb des Akkreditierungsbereichs nach DIN EN IEC/ISO 17025 der ausführenden Prüfstelle erfolgen.

Eine Kalibrierung der verwendeten Messwandler durch ein akkreditiertes Kalibrierlabor nach DIN EN IEC/ISO 17205 ist nicht erforderlich.

Die Oberschwingungsspannungen am Netzanschlusspunkt und die Oberschwingungsströme der Typ1-Anlage können über die beim Netzbetreiber vorhandenen Spannungs- und Stromwandler gemessen werden. Sofern beim Netzbetreiber Wandler mit geeigneten frequenzabhängigen Übertragungseigenschaften existieren, sind diese bevorzugt zu verwenden.

Für die Messung sind Power-Quality-Messgeräte, welche der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A entsprechen, zu verwenden. Die aufgezeichneten Ströme und Spannungen müssen für die Berechnung einer harmonischen Impedanz oder einer Oberschwingungsleistung geeignet sein. Der Messaufbau inkl. der verwendeten Messtechnik ist mit dem Netzbetreiber vor Durchführung der Messungen abzustimmen.

Sollten bei der Messung entgegen der Erwartungshaltung an Typ1-Anlagen wesentliche Rückwirkungen auf den Netzanschlusspunkt festgestellt werden, die auf den Betrieb der Typ1-Anlage zurückzuführen sind, analysieren Anlagen und Netzbetreiber gemeinsam die Ursachen und leiten gegebenenfalls Maßnahmen ab.

Alle Messergebnisse und -bedingungen (Messort, Messtechnik, Betriebspunkte, etc.) müssen nachvollziehbar in einem Ergebnisbericht dokumentiert und dem Netzbetreiber

bereitgestellt werden. Der Bericht muss die Bewertung der harmonischen Emissionen der Anlage durch einen Vergleich der Spannungen und Ströme mit und ohne Betrieb der Anlage auf Basis geeigneter statischer Maßzahlen beinhalten. Eine pragmatische Abschätzung der Messunsicherheit sollte im Bericht angegeben werden. Die am Netzanschlusspunkt aufgezeichneten Messdaten sind in geeigneter Form in einem offenen Dateiformat mit dem Netzbetreiber auszutauschen.

11.2.2.4 KOMMUTIERUNGSEINBRÜCHE
- keine Ergänzung -

11.2.2.5 UNSYMMETRIEN
- keine Ergänzung -

11.2.3 QUASISTATIONÄRER BETRIEB UND PENDELUNGEN
- keine Ergänzung -

11.2.4 STATISCHE SPANNUNGSHALTUNG/BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG
- keine Ergänzung -

11.2.5 DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG
- keine Ergänzung -

11.2.6 MODELLE
- keine Ergänzung -

11.2.7 WIRKLEISTUNGSABGABE UND NETZSICHERHEITSMANAGEMENT
- keine Ergänzung -

11.2.8 WIRKLEISTUNGSANPASSUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER NETZFREQUENZ
- keine Ergänzung -

11.2.9 KURZSCHLUSSSTROMBEITRAG DER ERZEUGUNGSEINHEIT
- keine Ergänzung -

11.2.10 SCHUTZTECHNIK UND SCHUTZEINSTELLUNGEN
- keine Ergänzung -

11.2.11 ZUSCHALTBEDINGUNGEN UND SYNCHRONISIERUNG
- keine Ergänzung -

11.2.12 TRENNEN DER ERZEUGUNGSEINHEIT VOM NETZ BEI INSTABILITÄT
- keine Ergänzung -

11.3 KOMPONENTENZERTIFIKAT
- keine Ergänzung -

11.3.1 ALLGEMEINES
keine Ergänzung -

11.3.2 ANFORDERUNG AN EZA-REGLER
- keine Ergänzung -

11.3.3 ANFORDERUNGEN AN AKTIVE STATISCHE KOMPENSATIONSANLAGEN
- keine Ergänzung -

11.3.4 ANFORDERUNGEN AN SPANNUNGSREGLER INKL. DES ERREGERSYSTEMS EINER TYP-1-ERZEUGUNGSEINHEIT

- keine Ergänzung -

11.3.5 ANFORDERUNGEN AN HILFSAGGREGATE BEI TYP-1-ERZEUGUNGSEINHEITEN

- keine Ergänzung -

11.3.6 MODELLE

- keine Ergänzung -

11.4 ANLAGENZERTIFIKAT

- keine Ergänzung -

11.4.1 ALLGEMEINES

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Bei Anlagen mit Einheiten, welche sich für die marktgestützte Beschaffung von Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) qualifizieren, sowie Speicher, die ein Anlagenzertifikat A anstreben, sind bezüglich der Anlagenzertifizierung von dieser Anwendungsregel abweichende Vorgaben zur Nachweisführung nach dem FNN-Hinweis [5] einzuhalten.

Dies gilt sowohl für im FNN-Hinweis [5] beschriebene Nachweise, die die Nachweise dieser Anwendungsregel ergänzen, als auch für jene, die die Nachweise dieser Anwendungsregel ersetzen.

11.4.2 VOM ANSCHLUSSNEHMER ZUR ERSTELLUNG DES ANLAGENZERTIFIKATS BEREITZUSTELLENDEN UNTERLAGEN

- keine Ergänzung -

11.4.3 EINSPEISELEISTUNG

- keine Ergänzung -

11.4.4 BEMESSUNG DER BETRIEBSMITTEL

- keine Ergänzung -

11.4.5 SPANNUNGSÄNDERUNG AM NETZANSCHLUSSPUNKT

- keine Ergänzung -

11.4.6 ERFORDERLICHE NETZKURZSCHLUSSLEISTUNG AM NETZANSCHLUSSPUNKT

- keine Ergänzung -

11.4.7 NETZRÜCKWIRKUNGEN

- keine Ergänzung -

11.4.7.1 ALLGEMEINES

- keine Ergänzung -

11.4.7.2 SCHNELLE SPANNUNGSÄNDERUNGEN

- keine Ergänzung -

11.4.7.3 FLICKER

- keine Ergänzung -

11.4.7.4 OBERSCHWINGUNGEN UND ZWISCHENHARMONISCHE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend.

Die Oberschwingungsströme der Kundenanlage sind gemäß DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30):2009-09 nach dem Messverfahren der Klasse A zu messen. Die

verwendeten Messgeräte müssen der Genauigkeitsklasse I nach DIN EN 61000-4-7 (VDE 847-4-7):2009-12, Kapitel 5.3, Tabelle 1 entsprechen.

11.4.8 QUASISTATIONÄRER BETRIEB, POLRAD-/NETZPENDELUNGEN

- keine Ergänzung -

11.4.9 NACHWEIS DER TEILNETZBETRIEBSFÄHIGKEIT

- keine Ergänzung -

11.4.10 NACHWEIS DER SCHWARZSTARTFÄHIGKEIT

- keine Ergänzung -

11.4.11 STATISCHE SPANNUNGSHALTUNG/BLINDLEISTUNGSBEREIT-STELLUNG

- keine Ergänzung -

11.4.12 DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG

- keine Ergänzung -

11.4.13 WIRKLEISTUNGSABGABE

- keine Ergänzung -

11.4.14 NETZSICHERHEITSMANAGEMENT

- keine Ergänzung -

11.4.15 WIRKLEISTUNGSEINSPEISUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER NETZFREQUENZ (ÜBER- UND UNTERFREQUENZ)

- keine Ergänzung -

11.4.16 KURZSCHLUSSSTROMBEITRAG DER ERZEUGUNGSANLAGE

- keine Ergänzung -

11.4.17 SCHUTZTECHNIK UND SCHUTZEINSTELLUNGEN

- keine Ergänzung -

11.4.18 ZUSCHALTBEDINGUNGEN UND SYNCHRONISIERUNG

- keine Ergänzung -

11.4.19 ABFANGEN AUF EIGENBEDARFSBETRIEB BZW. SCHNELLE RESYNCHRONISIERUNG

- keine Ergänzung -

11.4.20 ANFORDERUNGEN AN DIE FÄHIGKEIT ZUR REGELLEISTUNGSBEREITSTELLUNG

- keine Ergänzung -

11.4.21 EIGENBEDARFS- UND HILFSENERGIEVERSORGUNG

- keine Ergänzung -

11.4.22 SPRUNGHAFTE SPANNUNGSÄNDERUNGEN

- keine Ergänzung -

11.4.23 EZA-MODELL UND GENAUIGKEIT

- keine Ergänzung -

11.4.24 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DES NACHWEISES DER ELEKTRISCHEN EIGENSCHAFTEN BEI ERZEUGUNGSANLAGEN MIT OFFSHORE-NETZANSCHLUSSPUNKT

- keine Ergänzung -

11.4.25 NACHTRAG ZUM ANLAGENZERTIFIKAT

- keine Ergänzung -

11.5 INBETRIEBNAHMEPHASE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Netzwiederaufbau

Es gelten für die Anlage die relevanten Abschnitte des Testplans gemäß Art.4 Abs.2 lit. g) der Verordnung (EU) 2017/2196 der deutschen ÜNB. Diese müssen bei der Inbetriebnahme getestet und protokoliert werden.

Die relevanten Tests müssen entsprechend des Testplans getestet oder simuliert werden. Testnachweise sind vorzuhalten.

Unter die in Verordnung 2017/2196 (NC ER) und den daraus folgenden Testplan fallen unter anderem Tests zum Schwarzstart und dem Systemschutz. Die Anforderungen des NC ERs werden innerhalb des Testplans spezifiziert

Überprüft werden muss beispielsweise die Kommunikationssysteme und die dafür verantwortliche Backup Stromversorgung. Nach Testplan unter dem 7.3 muss die Backup Stromversorgung der Kommunikationssysteme mindestens alle 3 Jahre getestet werden und die Kommunikationssysteme müssen nach 7.2 jährlich getestet werden. Der Testplan selbst beschreibt dabei welche Anforderungen an die Tests gestellt werden.

Neben Kommunikationseinrichtungen fallen Test für Funktionen und Verhalten von Kraftwerken, wie Wirkleistung- und Blindleistungstests, werden. Auch den VNB und ÜNB-Tests vorgeschrieben

11.5.1 INBETRIEBNAHME DES NETZANSCHLUSSES

- keine Ergänzung -

11.5.2 INBETRIEBNAHME DER ERZEUGUNGSEINHEITEN

- keine Ergänzung -

11.5.3 INBETRIEBNAHME DER GESAMTEN ERZEUGUNGSANLAGE UND INBETRIEBNAHMEERKLÄRUNG

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

- STATCOM-Fähigkeit:
  Parametrierungsnachweis und Funktionstest zur Inbetriebnahme der Anlage. Weiterhin Nachweis über Aufzeichnung von U-, I-, P-, Q-Werte am Netzanschlusspunkt und Auswertung der Anforderungen.
- Leistungsgradienten:
  Parametrierungsnachweis und Inbetriebnahmetest der Anlage
- EPC-Funktion:
  Inbetriebnahmetest der Anlage mit protokolliertem Test der Signale.
- Schwarzstart und NWA zur Beteiligung an zyklischen NWA-Versuchen im Betrieb

11.5.4 KONFORMITÄTSERKLÄRUNG

- keine Ergänzung -

11.5.5 BETRIEBSPHASE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Der Anlagenbetreiber hat die folgenden Unterlagen und Prüfnachweise alle vier Jahre (Zeitrechnung ab IB der ersten EZE) zu erstellen und der TransnetBW vorzulegen:

1 Der zuletzt übermittelte Netzbetreiber-Abfragebogen E.7.

2 Schutzprüfprotokoll der Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt und an den Erzeugungseinheiten.

3 Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung der Sekundärtechnik der Übergabestation.

4 Funktionsprüfung der vom Netzbetreiber vorgegebenen Wirkleistungssteuerung und der Blindleistungsbereitstellung und Regelungsfunktion, sofern nicht im Rahmen des Netzbetriebes innerhalb dieses Zeitraumes eine Nutzung dieser Funktionalitäten erfolgte. Die Überprüfung der Signalkette erfolgt in Zusammenarbeit mit und auf Anforderung der TransnetBW.

5 Einstellprotokoll der Erzeugungseinheiten und Komponenten (mind. Parkregelung) nach Kapitel 11.5.3 der VDE-AR-N 4130. Sowie eine Gegenüberlegung der Sollwerte gemäß den Anforderungen zur Inbetriebnahme (z.B. Anlagenzertifikat) und den Einstellungen.

6 Übersichtsschaltplan der elektrischen Kundenanlage mit den elektrischen Kennwerten

7 Wartungsprotokolle der Übergabestation

TransnetBW behält sich darüber hinaus eine regelmäßige Überprüfung der ordnungsmäßigen Funktion vor.

Es gelten für die Anlage die relevanten Abschnitte des Testplans gemäß Art.4 Abs.2 lit. g) der Verordnung (EU) 2017/2196 der deutschen ÜNB. Die relevanten Tests müssen entsprechend des Testplans getestet oder simuliert werden. Testnachweise sind vorzuhalten.

11.6 EINZELNACHWEISVERFAHREN

- keine Ergänzung -

11.6.1 ALLGEMEINES

- keine Ergänzung -

11.6.2 INBETRIEBNAHME EINER ERZEUGUNGSANLAGE

- keine Ergänzung –

11.7 GUTACHTEN DURCH EINE QUALIFIZIERTE STELLE

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Netzbildende Batteriespeichersysteme (BESS) bzw. Speicher verfügen aktuell nur über Einheitenzertifikate und keine Anlagenzertifikate. Für diese Einheiten ohne Zertifikat wird in der Regel das Einzelnachweisverfahren (Anlagenzertifikat Typ C) angewendet. Das Verfahren ist nicht ganzheitlich auf BESS anwendbar. Bis Zertifizierungsschemata vorliegen, dient ein Gutachten einer qualifizierten Stelle als Nachweis für die Einhaltung der elektrischen Eigenschaften. Die VDE-AR-N 4130 legt die Details der erforderlichen Nachweise fest, die TAB ergänzt diese und beschreibt die Nutzung des Gutachtens als Übergangslösung.

Für BESS, für die die Nachweisführung nach einem Gutachten vereinbart wurde, gelten mindestens folgende Vorgaben:

- Berücksichtigung des FNN-Hinweis, „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ in der aktuellen Form.

- Die durch die TransnetBW geforderten RMS-Simulationsmodelle für das Verhalten des BESS sind durch eine nach DIN EN ISO/IEC 17065 akkreditierte Zertifizierungsstelle im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 Artikel 16 Absatz 1 zu validieren. Entsprechend hat durch ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Messinstitut eine Vermessung des BESS mindestens bezüglich folgender Eigenschaften nach FGW TR3 zu erfolgen:
    - Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz (LFSM-U/O);
    - Regelbereich der Wirkleistungsabgabe;
    - Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung (FSM);
    - Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung (Frequenzwiederherstellung);
    - Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung (Blindleistungskapazität und mind. ein Blindleistungsregelmodus).
- Dabei darf die Vermessung, die Modellierung und Validierung dieser Eigenschaften auf Basis der in der FGW TR3 bzw. FGW TR4 für diese Anwendungsregel definierten Verfahren oder der im FNN-Hinweis [5] definierten Verfahren (und damit der entsprechenden Beiblätter zur FGW TR3 bzw. FGW TR4) erfolgen. Die Bewertung der Modellvalidierung erfolgt auf Basis der jeweiligen FGW TR8.
- Wenn darüberhinausgehende bzw. vom FNN-Hinweis [5] abweichende Anforderungen zwischen TransnetBW und Anschlussnehmer vereinbart wurden, sind die geforderten Simulationsmodelle des BESS auch hinsichtlich dieser individuellen Anforderungen zu überprüfen. Die Prüfung erfolgt durch eine dafür qualifizierte Stelle. Das genaue Vorgehen ist zwischen TransnetBW und Anschlussnehmer abzustimmen.
- Auf Basis der Simulationsmodelle und weiterer Unterlagen und Angaben des Anschlussnehmers ist die Konformität der Erzeugungsanlage gemäß den Anforderungen der VDE-AR-4130, des FNN-Hinweises im Rahmen eines Gutachtens durch eine qualifizierte Stelle nachzuweisen. Anforderungen, die projektspezifisch zwischen TransnetBW und Anschlussnehmer vereinbart wurden und die über die VDE-AR-4130 bzw. den FNN-Hinweis [5] hinausgehen sind ebenfalls im Rahmen des Gutachtens durch eine qualifizierte Stelle nachzuweisen. Hierbei ist das Vorgehen zwischen TransnetBW und Anschlussnehmer projektspezifisch abzustimmen.

12.0 PROTOTYPEN-REGELUNG

Es gilt die VDE-AR-N 4130 und ergänzend:

Der Nachweis soll über ein Elektroplanungsbericht gemäß Anlagenzertifikat mit den nachfolgenden Punkten erfolgen. Die Berechnungsmethoden sind an die TR8 der FGW anzulehnen. Die Ausstellung ist durch ein Unternehmen mit Erfahrung im Bereich der Nachweisführung bzw. Bewertung gemäß der VDE-AR-N 4130 zu erfolgen.

Batteriespeicher müssen mindestens die Vorgaben des FNN-Hinweis, „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ in der aktuellen Form berücksichtigen. Weitere Anforderungen an die Nachweisführung kann die TransnetBW projektspezifisch vorgeben.

Dokumentation der Erzeugungsanlage:

- Liste der Betriebsmittel (Hersteller, Typ) insbesondere zu EZA-Regler, Schutzgerät, Wandler, Kabel (inkl. Querschnitt, Kabeltyp sowie Kabellängen), Hilfsaggregate sowie weitere Komponenten mit Komponentenzertifikat. Sofern relevant (Prototypen-)Zertifikats-nummer und Gültigkeitsdauer.
- Übersicht aller Erzeugungseinheiten (Hersteller, Typ, Anzahl, Angabe der (Prototypen-)Zertifikatsnummer und Gültigkeitsdauer) inkl. möglicher Bestandseinheiten
- Bei Mischanlagen ist das Schutz- und Regelungskonzept ausführlich zu beschreiben.

Dimensionierung der Betriebsmittel:

- Ausweisung und Bewertung der Kurzschlussfestigkeit und des Schaltvermögens der Leistungsschalter
- Ausweisung der Dauerstrombelastbarkeit
- Bewertung der Dauerstrombelastbarkeit (nur für EZA mit Anlagenzertifikat A)

Lastfluss-Berechnung (nur für EZA mit Anlagenzertifikat A und Gutachten):

- Blindleistungsstellbereich (P-Q-Diagramm und Q-U-Diagramm) gemäß VDE-AR-N 4130
- Ausweis der minimalen und maximalen Spannungen an den EZE
- Ausweis des maximalen STATCOM-Betriebs
- Langsame Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt

Wirkleistungsregelung:

- Beschreibung der Umsetzung des Regelungskonzepts für die Wirkleistung und ggf. Kommunikationsplan der Anlage
- Bei vereinbarter PAV,E-Überwachung: Ausweisung und Bewertung der Anforderungen an Regelung und Überwachung

Statische Spannungshaltung:

- Beschreibung der Umsetzung des Regelungskonzepts für die Blindleistung und ggf. Kommunikationsplan der Anlage (kann auch gemeinsam mit der Wirkleistungsregelung dargestellt werden)
- Ausweisung und Bewertung des maximalen Blindleistungsvermögens am NAP und grafische Darstellung (nur für EZA mit Anlagenzertifikat A). Für EZA mit Anlagenzertifikat B: Vergleich des Vermögens an der EZE-Klemme aus dem Einheitenzertifikat mit den Anforderungen aus 10.2.2 der VDE-AR-N 4130 und Bewertung

- Bewertung des Erzeugungsanlagen-Regler-Konzepts

Schutzkonzept:

- Überprüfung des Schutzkonzepts auf Konformität mit VDE-AR-N 4130
- Übernahme der Schutzeinstellwerte des Netzbetreibers
- Ausschluss von Kollisionen (sofern möglich) mit der dynamischen Netzstützung und dem Eigenschutz der EZE

Parametrierung der Erzeugungseinheiten:

- Korrekte Ausweisung des FRT-Modus bzw. k-Faktors
- Beschreibung und Überprüfung der Zuschaltbedingungen
- Beschreibung der Gradienten

Dokumentation der Komponentenzertifikate (sofern nicht im zukünftigen Einheitenzertifikat berücksichtigt):

- EZA-Regler
- Ggf. aktive statische Kompensationseinrichtungen
- Zusatzkomponenten, die nicht Bestandteil der Einheitenzertifikate sind, wie z. B. Spannungsregler für EZE vom Typ-1, Hilfsaggregate, Schutzeinrichtungen

Abschätzung der Netzrückwirkungen (EZA mit Anlagenzertifikat A): Sofern möglich und Datengrundlagen vorhanden sind. Möglich sind auch Abschätzungen auf Basis vergleichbarer EZE, wenn darauf explizit hingewiesen wird.

Speicher: Zu berücksichtigen sind die Anforderungen und Nachweise in dieser TAB.

Mindestens erforderliche Unterlagen für den Netzbetreiber im Rahmen des Netzanschlussverfahrens:

- Aktuelles und vollständiges Übersichtsschaltbild der Anlage inkl. Wandler-Daten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf die zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu den EZE)
- Deckblatt des Einheitenzertifikats (und ggf. Prototypenbescheinigung)
- Komponentenzertifikat (sofern nicht im zukünftigen Einheitenzertifikat berücksichtigt), z. B. EZA-Regler, aktive statische Kompensationseinrichtung, Zusatzkomponenten
- Datenblatt der Erzeugungsanlage E.6
- Netzbetreiber-Abfragebogen E.7
- Mögliche Abstimmungen mit dem Netzbetreiber
- Einstelldatenblatt der
- EZE
- EZA-Regler
- Schutzsysteme
- weiterer möglicher Komponenten

13.0 ANHANG

13.1 HÖCHSTSPANNUNGSGERÄTE

Die primärtechnischen Hoch- und Höchstspannungsgeräte sind grundsätzlich nach TransnetBW Standard auszuführen. Detailliertere Anforderungen sind den aufgeführten technischen Richtlinien zu entnehmen. Geräte Baumuster qualifizierter Hersteller können bei der TransnetBW nach Netzanschlusszusage angefragt werden. Die elektrischen Bemessungswerte der in Abbildung 4 aufgeführten Betriebsmittel sind hier im Anhang gelistet. Der Bemessungsstrom Ir der Betriebsmittel kann projektspezifisch auf die Kundenanlage angepasst werden.

13.1.1 380 KV LEISTUNGSSCHALTER

Tabelle 11: 380 KV Leistungsschalter

Ausführung		Dreipolig
Mechanische Lebensdauer		M2 (10 000 c/o)
Bemessungs-Frequenz f_r		50 Hz
Bemessungs-Spannung U_r	kV	420
Zeitweilig erhöhte Betriebsspannung (30 min.)[3]	kV	440
Bemessungs-Kurzzeit-Steh-Wechselspannung U_d (1 Min., 50 Hz, trocken und unter Regen)		
Leiter-Erde und Leiter-Leiter	kV	520
Offene Schaltstrecke	kV	610
Bemessungs-Steh-Schaltstoßspannung U_s (250 / 2500 µs trocken und unter Regen)		
Leiter – Erde	kV	1 050
Leiter – Leiter	kV	1 575
Offene Schaltstrecke	kV	1050
Bemessungs-Steh-Blitzstoßspannung U_p (1,2 / 50 µs)		
Leiter-Erde und Leiter-Leiter	kV	1 425
Offene Schaltstrecke	kV	1 425
Büschelentladungs-Aussetzspannung	kV	310
Funkstörpegel ≤ 1000 µV (CISPR TR 18-2) bei Prüfspannung	kV	291
Bemessungs-Betriebsstrom I_r	A	5000
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k (1 s)	kA	80
Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom I_{sc}	kA	80
Bemessungs-Stoßstrom I_p	kA	200
Gleichstromzeitkonstante des Kurzschlussausschaltstroms	ms	75
Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom	kA	200
Bemessungs-Polfaktor des erstlöschenden Pols k_{pp}	p.u.	1,5
Bemessungs-Ausschaltstrom unter Asynchronbedingungen	kA	16 / 20
Bemessungs-Freileitungsausschaltstrom I_l	A	400
Bemessungs-Kabelausschaltstrom I_c	A	400
Rückzündungsklasse	C2	
Spannungsfaktor k_c bei einpoliger Prüfung (kapazitiver Strom)	p.u.	1,4
Bemessungsschaltfolge	O-0,3 s-CO-1 min.-CO	
Einstellgrenzen für die Pausenzeit t	0,3 s ≤ t ≤ 3 s	
TransnetBW Referenz	TR-NSU-2500 (01.12.2023)	

13.1.2 380 KV TRENN- UND ERDUNGSSCHALTER

Tabelle 12: Abgangshebeltrennschalter -QB91 mit zwei Anbauerdungsschalter

Ausführung			Dreipolig
Mechanische Lebensdauer	Anbauerdungsschalter		M1 (2 000 c/o)
	Hebeltrennschalter		M2 (10 000 c/o)
Bemessungs-Frequenz f_r			50 Hz
Bemessungs-Spannung U_r		kV	420
Bemessungs-Kurzzeit-Steh-Wechselspannung U_d (1 Min., 50 Hz, trocken und unter Regen)			
Leiter – Erde		kV	520
Leiter – Leiter		kV	520
Offene Trennstrecke		kV	610
Bemessungs-Steh-Schaltstoßspannung U_s (250 / 2500 µs trocken und unter Regen)			
Leiter – Erde		kV	1 050
Leiter – Leiter		kV	1 575
Offene Trennstrecke		kV	900 (+345)
Bemessungs-Steh-Blitzstoßspannung U_p (1,2 / 50 µs)			
Leiter – Erde		kV	1 425
Leiter – Leiter		kV	1 425
Offene Trennstrecke		kV	1 425 (+240)
Büschelentladungs-Aussetzspannung		kV	310
Funkstörpegel ≤ 1000 µV (CISPR TR 18-2) bei Prüfspannung		kV	291
Bemessungs-Dauerstrom I_r		A	5000
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k (1 s)		kA	80
Bemessungs-Stoßstrom I_p		kA	200
Schaltvermögen eingekoppelter Ströme und Spannungen			
Induktive Kopplung	Anbauerdungsschalter: -QC91		Klasse B
	Anbauerdungsschalter: -QC51		Klasse A
Kapazitive Kopplung	Anbauerdungsschalter: -QC91		Klasse B
	Anbauerdungsschalter: -QC51		Klasse A
Bemessungswert des statischen Klemmenzugs F_s		kN	4
Bemessungswert des dynamischen Klemmenzugs F_d		kN	14
Stützisolator (DIN VDE 0674-4)		Typ	C14-1425
Drehisolator (DIN VDE 0674-4)		Typ	T5
TransnetBW Referenz		TR-NSU-2310 TR-NSU-3300 (14.02.2023)	

Tabelle 13: 380kV Sternpunkt Erdungsschalter -QC6

Ausführung		einpolig
Mechanische Lebensdauer		M1 (2 000 c/o)
Bemessungs-Frequenz f_r		50 Hz
Bemessungs-Spannung U_r	**kV**	**123**
Bemessungs-Kurzzeit-Steh-Wechselspannung U_d (1 Min., 50 Hz, trocken und unter Regen)		
Leiter – Erde	kV	230
Leiter – Leiter	kV	230
Offene Trennstrecke	kV	265
Bemessungs-Steh-Schaltstoßspannung U_s (250 / 2500 µs trocken und unter Regen)		
Leiter – Erde	kV	-
Leiter – Leiter	kV	-
Offene Trennstrecke	kV	-
Bemessungs-Steh-Blitzstoßspannung U_p (1,2 / 50 µs)		
Leiter – Erde	kV	550
Leiter – Leiter	kV	550
Offene Trennstrecke	kV	630
Büschelentladungs-Aussetzspannung	kV	86
Funkstörpegel ≤ 1000 µV (CISPR TR 18-2) bei Prüfspannung	kV	86
Bemessungs-Dauerstrom I_r	A	-
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k (1 s)	kA	40
Bemessungs-Stoßstrom I_p	kA	100
Schaltvermögen eingekoppelter Ströme und Spannungen		
Induktive Kopplung		Klasse A
Kapazitive Kopplung		Klasse A
Bemessungswert des statischen Klemmenzugs F_s	kN	2
Bemessungswert des dynamischen Klemmenzugs F_d	kN	8
Stützisolator (DIN VDE 0674-20)	Typ	SF 10 - 550/123 z
TransnetBW Referenz	TR-NSU-2310 TR-NSU-3300 (14.02.2023)	

13.1.3 380 KV KOMBIWANDLER

Tabelle : 380 KV Kombiwandler

Höchste Spannung für Betriebsmittel U_m	kV	420
Bemessungs-Steh-Wechselspannung U_d	kV	630
Bemessungs-Steh-Blitzstoßspannung U_p	kV	1425
Bemessungs-Steh-Schaltstoßspannung U_s	kV	1050
Wicklungs- /Windungsisolation	kV	3 / 4,5
Thermischer Bemessungs-Kurzschlussstrom (eff) I_{th}	kA	80
Bemessungs-Stoßstrom I_{dyn}	kA_{peak}	216
Thermischer Bemessungs-Dauerstrom I_{cth}	%	200

Stromwandlerteil										
	Zweck	**I_{pr} [A]**	**I_{sr} [A]**	**Ext. [%]**	**Bürde [VA]**	**Klasse**	**FS**	**Kssc**	**K_{td}**	**T_p [ms]**
Kern 1	Zählung	2500	1	200	5	0,1/0,2S*	10	-	-	-
Kern 2	Zählung	2500	1	200	5	0,1/0,2S*	10	-	-	-
Kern 3	Messung	2500	1	200	5	0,5	10	-	-	-
Kern 4	Schutz	2500	1	-	5	TPZ	-	32	9,0	80
Kern 5	Schutz	2500	1	-	5	TPZ	-	32	9,0	80

Spannungswandlerteil							
	Zweck	**U_{pr} [V]**	**U_{sr} [V]**	**Bürde [VA]**	**Klasse**	**Thermische Bürde [VA]**	**Spannungs-faktor**
Wicklung 1	Zählung	400000/√3	100/√3	10	0,1	1000	$1{,}9U_n$/30s
Wicklung 2	Zählung	400000/√3	100/√3	10	0,1	1000	$1{,}9U_n$/30s
Wicklung 3	Messung, Schutz	400000/√3	100/√3	25	0,5&3P	1000	$1{,}9U_n$/30s

13.1.4 380 KV ÜBERSPANNUNGSABLEITER

Tabelle 14: 380kV Phasenableiter (-F01)

Bautyp		MOA Rohrdesign Komposit	
Ableiterklasse nach DIN EN 60099-4 Tabelle 1		SH	
Min. Bemessungsspannung U_r		kV_{eff}	336
Min. Dauerspannung U_c		kV_{eff}	269
Max. Restspannung	Stoßstrom von 1 kA 30/60 µs	kV	641
	Stoßstrom von 5 kA 8/20 µs	kV	710
	Stoßstrom von 10 kA 8/20 µs	kV	751
	Stoßstrom von 20 kA 8/20 µs	kV	800
Nennableitstoßstrom I_n (8/20 µs)		kA	20
Hochstoßstrom (4/10 µs)		kA	100
Kurzschlussfestigkeit I_k (0,2 s)		kA	80
Ladungstransfervermögen Q_{rs}		C	≥2,4
Thermisches Energieaufnahmevermögen entsprechend DIN EN 60099-4		kJ /kV_{Ur}	≥10
SSL dynamisch		kN	8
SLL statisch		kN	4
Anzahl der Bauglieder			≤3
Interne TransnetBW Referenz		TRU-NSU-4100 (18.08.2025)	

Tabelle 15: 380kV Sternpunktableiter (-F02)

Bautyp		MOA Rohrdesign Komposit	
Ableiterklasse nach DIN EN 60099-4 Tabelle 1		SH	
Min. Bemessungsspannung U_r		kV_{eff}	154
Min. Dauerspannung U_c		kV_{eff}	123
Max. Restspannung	Stoßstrom von 1 kA 30/60 µs	kV	302
	Stoßstrom von 5 kA 8/20 µs	kV	340
	Stoßstrom von 10 kA 8/20 µs	kV	362
	Stoßstrom von 20 kA 8/20 µs	kV	402
Nennableitstoßstrom I_n (8/20 µs)		kA	10
Hochstoßstrom (4/10 µs)		kA	100
Kurzschlussfestigkeit I_k (0,2 s)		kA	65
Ladungstransfervermögen Q_{rs}		C	≥1,6
Thermisches Energieaufnahmevermögen entsprechend DIN EN 60099-4		kJ /kV_{Ur}	≥7
SSL dynamisch		kN	8
SLL statisch		kN	4
Anzahl der Bauglieder			1
Interne TransnetBW Referenz		TRU-NSU-4100 (18.08.2025)	

14.0 LITERATUR / BIBLIOTHEK

[1]	4ÜNB-Positionspapier „Technische Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen“, Stand: Februar 2025
[2]	4ÜNB-Positionspapier „Anforderungen an die Bereitstellung von EMT-Simulationsmodellen“, Stand: April 2025
[3]	White Paper SSTI Betrachtung möglicher Auswirkungen des Betriebes von HGÜ-Systemen im Netz auf die Wellenstränge von Turbosätzen in Kraftwerken
[4]	4ÜNB-Positionspapier „Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz“, Stand: Dezember 2024
[5]	FNN-Hinweis, „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“

15.0 ÄNDERUNGSHISTORIE

REV.	DATUM	FZS	BESCHREIBUNG DER ÄNDERUNG
1.0		MSV	Grundfassung
1.1	18.08.2025	MAS	netzbildende Eigenschaften BESS
2.0	13.10.2025	MAT	Grundlegende Neufassung