Branchenempfehlung

Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Mittel- und Hochspannungsnetz

Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE 3 – 5

NA/EEA-NE3-5 – CH 2022

Impressum und Kontakt

Herausgeber
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
www.strom.ch

Autoren der Erstauflage (Ausgabe 2014)

Baer Monika	EBM, 4142 Münchenstein 1	Mitglied AG
Bleuel Walter	IWB, 4002 Basel	Mitglied AG
Bürge Florian	Aare Energie AG, 4601 Olten	Mitglied AG
Canepa Nicola	AET, 6500 Bellinzona	Mitglied AG
Decorvet Fabrice	SIG, 1211 Genève	Mitglied AG
Emmenegger Martin	EKZ, 8472 Seuzach	Mitglied AG
Etter Thomas	St. Galler Stadtwerke	Mitglied AG
Dietrich Matthias	BKW Energie AG, 3072 Ostermundigen	Mitglied AG
Degen Andreas	VSE, 5000 Aarau	Mitglied AG
Iseli Manuel	LKW, FL-9494 Schaan	Mitglied AG
Krüger Giacum	Repower AG, 7502 Bever	Mitglied AG
Papaemmanouil Antonios	Swissgrid AG, 5080 Laufenburg	Mitglied AG
Rohs Arian	AEW Energie AG, 5001 Aarau	Leiter AG
Schumacher Erich	CKW, 6003 Luzern	Mitglied AG
Wartmann Bruno	ewz, 8050 Zürich	Mitglied AG
Widmer Patrick	SAK, 9001 St. Gallen	Mitglied AG

Autoren der 1. Überarbeitung (Ausgabe 2022)

Baer Monika	Primeo Netz AG	Mitglied AG
Dietrich Matthias	BKW Energie AG	Mitglied AG
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler	Mitglied AG (Swissolar)
Pleisch Robert	Repower AG	Mitglied AG
Rohs Arian	AEW Energie AG	Leiter AG
Sartori Stefano	AET	Mitglied AG
Sattinger Walter	Swissgrid AG	Mitglied AG
Wartmann Bruno	ewz	Mitglied AG
Weber Stefan	Axpo Power AG	Mitglied AG
Giossi Toni	Kraftwerke Hinterrhein AG	Mitglied AG
Heider Sven	Eniwa AG	Mitglied AG
Bader Patrick	VSE	Mitglied AG

Verantwortung Kommission
Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Netztechnik und Betrieb verantwortlich.

© VSE/AES / NA/EEA-NE3-5 – CH 2022

Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
27. November 2020	Auftragserteilung durch die Kommission Netztechnik
28. Januar 2021 – 07.04.2022	Überarbeitung durch die Arbeitsgruppe (AG)
29. Juli – 30. September 2022	Branchenvernehmlassung
8. Dezember 2022	Genehmigung durch Vorstand VSE

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 8. Dezember 2022.

Druckschrift Nr. 1032-d, Ausgabe 2022

Copyright
© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter.
Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch auf alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort 8

Begriffe und Definitionen 9

1 Einleitung 10
1.1 Allgemeines 10
1.2 Ziel der Branchenempfehlung 11

2 Geltungsbereich und Anwendung 12
2.1 Einteilung der EEA 14
2.1.1 Netzebeneneinteilung 14
2.1.2 Zuordnung nach Leistung 15
2.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten 15
2.1.4 Kombination Leistung und Charakteristik 15

3 Technische Auswirkungen und Empfehlungen an das Mittel- und Hochspannungsnetz 16
3.1 Netzplanung und Netzaufbau 16
3.2 Netzanschluss 16
3.3 Primär- und Sekundärtechnik 16
3.4 Netzschutz 17

4 Anforderungen an das Verhalten der EEA 18
4.1 Allgemein 18
4.2 Frequenz- und Spannungsbereiche 18
4.2.1 Anforderungen in NE 3 18
4.2.2 Anforderungen in NE 5 19
4.3 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung) 21
4.4 Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit 22
4.5 Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinien 22
4.5.1 Allgemeines 22
4.5.2 u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten (Durchfahren von Spannungsereignissen) 23
4.5.3 Verhalten von EEA > 250 kW mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung 24
4.6 Frequenzverhalten 26
4.6.1 Allgemein 26
4.6.2 Übersicht zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz 26
4.6.3 Frequenzverhalten bei Überfrequenz 27
4.6.4 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz 28
4.6.5 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen 28

5 Betrieb 30
5.1 Allgemein 30
5.2 Zugang und Kontakt mit dem VNB 30
5.3 Inbetriebnahme 30
5.4 Normalbetrieb 30
5.5 Zuschaltbedingungen / Synchronisierung 30
5.6 Zuschaltung von Synchrongeneratoren 31
5.7 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren 31
5.8 Verhalten bei Störungen in der EEA 32
5.9 Verhalten bei Störungen im Netz 32

5.10 Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz 32
5.11 Gefährdung des stabilen Netzbetriebes 32

6 Anforderungen für den Anschluss an das Mittel- und Hochspannungsnetz 33
6.1 Allgemein 33
6.1.1 Anschlussgesuch und -Bewilligung 33
6.1.2 Notstromanlagen (Netzersatzanlagen) 34
6.2 Primärtechnik am Anschlusspunkt 35
6.3 Sekundärtechnik 36
6.3.1 Allgemein 36
6.3.2 Steuerung und Regelung 36
6.3.3 Steuerung der Wirk- und Blindleistung 37
6.3.4 Schutz 37
6.3.5 Kurz- und Erdschlussschutz im Netz 38
6.3.6 Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) 40
6.3.7 Inselnetzerkennung 41
6.4 Hilfsenergie 42
6.5 Kommunikationssysteme 42

7 Prüfungen, Abnahme und Messungen 43

Anhang A Beispiele und Erläuterungen (B+E) 44
A.1 Definition Anschlusspunkt 44
A.2 Anwendungsbeispiel NE 3 – Leistungsklasse B Typ 1 und Typ 2 45
A.3 Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B mit Typ 1 und Typ 2 47
A.4 Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 700 kW 49
A.5 Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 800 kW ohne Erdfehlerschutz in NE 5 51
A.6 Anwendungsbeispiel NE 5 – EEA Leistungsklasse B Typ 1 53

Anhang B Kennwerte Kurzschlussstrombeitrag, Zählpfeilsysteme und k-Faktor 55
B.1 Kurzschlussstrombeitrag von EEA 55
B.2 Betriebsarten von Generatoren und deren Verhalten 56
B.2.1 Verbraucherzählpfeilsystem 57
B.2.2 Erzeugerzählpfeilsystem 58
B.3 Ermittlung des einzustellenden k-Faktors 59
B.3.1 Beispiel Windpark 59

Anhang C Netzrückwirkungen 60

Anhang D Normative Verweise / Quellenangaben 61
D.1 Gesetzgebung eidgenössische Ebene 61
D.2 Branchendokumente VSE 62
D.3 Normative Verweise 63
D.4 Übersicht regulatorische und normative Bezüge 64

Anhang E Ländereinstellungen Schweiz 65
E.1 Anlagen Typ B (VSE NA/EEA – CH 2020 Typ B) 65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Dokumentenstruktur 8
Abbildung 2: Einteilung nach Erzeugungstypen und Leistungsklassen am Anschlusspunkt 14
Abbildung 3: Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen am Anschlusspunkt in NE 3 19
Abbildung 4: Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen am Anschlusspunkt in NE 5 für Stromrichter (Typ 2 ohne rotierende EEE) 20
Abbildung 5: Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen am Anschlusspunkt in NE 5 für rotierende EEE (Typ 1 und 2 ausgenommen Stromrichter) 20
Abbildung 6: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung am Anschlusspunkt bei P_{max} (Erzeugerpfeilsystem) 21
Abbildung 7: Beispiele von Kennlinien für cos φ(P) und Q(U) in der Mittelspannung 22
Abbildung 8: u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron) Leistungsklassen B und C 24
Abbildung 9: u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und Energiespeicher, Leistungsklassen B und C 24
Abbildung 10: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz 26
Abbildung 11: Zulässige Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz 27
Abbildung 12: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz 28
Abbildung 13: Unveränderte Leistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch 29
Abbildung 14: Beispiel Q-U-Schutz 41
Abbildung 15: Anschlussvarianten mit verschiedenen EEA-Typen 44
Abbildung 16: Anwendungsbeispiel NE 3 – Leistungsklasse B Typ 1 und Typ 2 45
Abbildung 17: Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B mit Typ 1 und Typ 2 47
Abbildung 18: Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 700 kW 49
Abbildung 19: Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 800 kW ohne Erdfehlerschutz in NE 5 51
Abbildung 20: Anwendungsbeispiel NE 5 – EEA Leistungsklasse B Typ 1 53
Abbildung 21: Prinzip der Spannungsstützung bei Fehlern und Spannungssprüngen (Bildquelle: SN EN 50549-2) 56
Abbildung 22: Darstellung im Verbraucherpfeilsystem 57
Abbildung 23: Darstellung im Erzeugerzählpfeilsystem 58
Abbildung 24: Ermittlung des einzustellenden k-Faktors bei einem Windpark 59

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Umrechnung Statik nach Leistungsgradient 27
Tabelle 2: Richtwerte für die Zuschaltung von EEA Typ 1 31
Tabelle 3: Empfohlene Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen 34
Tabelle 4: Einstellempfehlungen für Schutzrelais der EEA, Typ B1, C1 39
Tabelle 5: Einstellempfehlungen für Schutzrelais der EEA, Typ B2, C2 40
Tabelle 6: Einstellempfehlungen Q-U-Schutz. Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysterese) beachten. 41
Tabelle 7: Angaben zum Schutzsystem Transformator zu Anwendungsbeispiel A.2 46
Tabelle 8: Angaben zum Schutzsystem EEE zu Anwendungsbeispiel A.2 46
Tabelle 9: Angaben zum Schutzsystem Transformator zu Anwendungsbeispiel A.3 48
Tabelle 10: Angaben zum Schutzsystem EEE zu Anwendungsbeispiel A.3 48
Tabelle 11: Angaben zum Schutzsystem Transformator zu Anwendungsbeispiel A.4 50
Tabelle 12: Angaben zum Schutzsystem EEE zu Anwendungsbeispiel A.4 50
Tabelle 13: Angaben zum Schutzsystem des Transformators zu Anwendungsbeispiel A.5 52
Tabelle 14: Angaben zum Schutzsystem der EEE zu Anwendungsbeispiel A.5 52
Tabelle 15: Angaben zum Schutzsystem der EEA zu Anwendungsbeispiel A.6 54
Tabelle 16: Angaben zum Schutzsystem der EEE zu Anwendungsbeispiel A.6 54
Tabelle 17: Richtwerte des Kurzschlussstrombeitrags von EEA 55
Tabelle 18: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem) 57
Tabelle 19: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Erzeugerzählsystem) 58
Tabelle 20: Verweise Bundesgesetze 61
Tabelle 21: Verweise Branchendokumente VSE 62
Tabelle 22: Normative Verweise 63
Tabelle 23: Normative Bezüge 64
Tabelle 24: Grid connection criterias Typ B 65
Tabelle 25: Grid protection criterias Typ B 66
Tabelle 26: Grid Operation Typ B 66

Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Mittel- und Hochspannungsnetz NA/EEA-NE3-5» in der Energiebranche handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentenstruktur

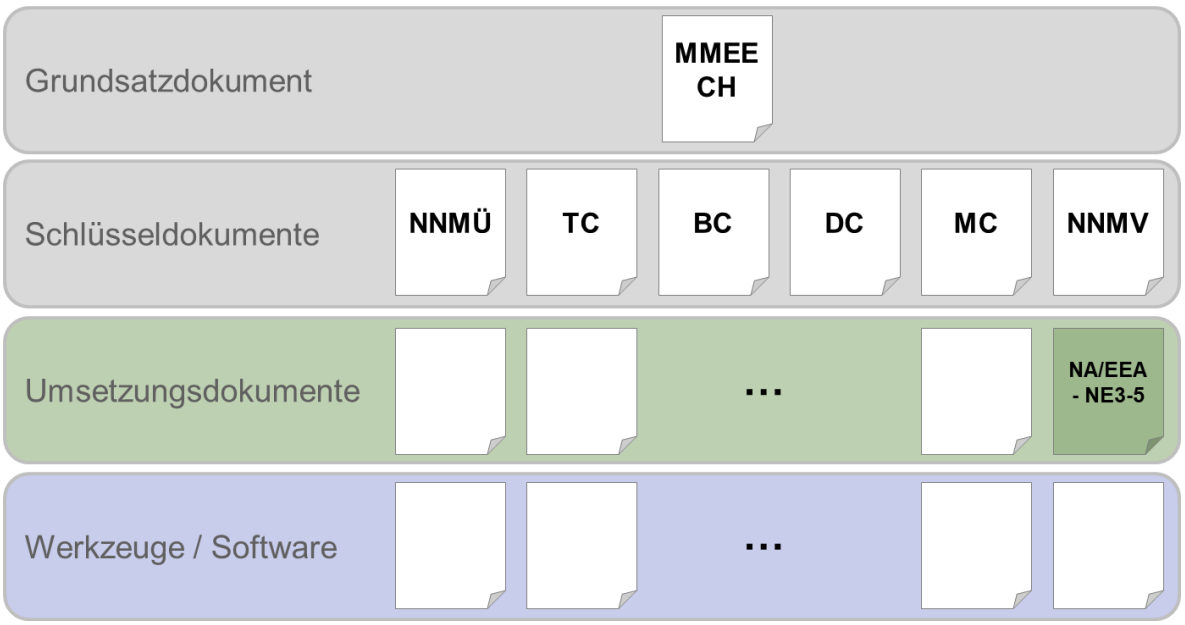


Abbildung 1: Dokumentenstruktur

Begriffe und Definitionen

Für Abkürzungen, Begriffe und Definitionen wird auf das Glossar des VSE (siehe Link oder www.strom.ch/glossar) verwiesen.

1 Einleitung

1.1 Allgemeines

(1) Die Durchdringung und der Einsatz von neuen erneuerbaren Energien und das politische Umfeld führen zu einer starken Veränderung in der Energieerzeugung. Von einigen grossen Kraftwerken entwickelt sich die Tendenz zu dezentralen **E**nergieerz**e**ugungs**a**nlagen (EEA). Der Zubau von dezentralen EEA steigt seit einigen Jahren stark an. Dadurch wird der Leistungsanteil von diesen Anlagen an der gesamten erzeugten Leistung grösser. Die Kleinkraftwerke werden zu einem wichtigen Pfeiler unserer Energieversorgung. Dies hat zur Folge, dass nicht nur grosse Kraftwerke, sondern auch mittlere und kleinere EEA entsprechende technische Anforderungen erfüllen müssen.

(2) Diese Veränderungen des Energieerzeugungskonzeptes haben Auswirkungen auf das Netz, im Besonderen auf das Verteilnetz. Die Primär- und Sekundärtechnik der Netze müssen sich dieser veränderten Situation anpassen.

(3) Das Übertragungsnetz (ÜN) dient der Übertragung von Elektrizität auf Höchstspannung über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen. Es ist das Bindeglied zu den an das ÜN angeschlossenen Anlagenbetreibern und Verteilnetzen. EEA sind in der Regel in Verteilnetzen auf niedrigen Spannungsebenen angeschlossen. Für den stabilen Netzbetrieb und für die Beherrschung von Störfällen ist es essenziell, dass alle Akteure die einheitlichen Mindeststandards einhalten.

(4) Aufgrund der Vielzahl von Beteiligten sind die notwendigen Informationen, die an den Schnittstellen zu übergeben sind, genau zu definieren. Desgleichen müssen Informationen, die zur notwendigen Modellierung von statischen und dynamischen Netzmodellen benötigt werden, transparent ausgetauscht und abgestimmt werden.

(5) Die internationale und nationale Koordination gewinnt durch die Integration der nationalen Märkte zum EU-Binnenmarkt und die steigende Dezentralisierung der Erzeugung immer mehr an Bedeutung.

(6) Das Verhalten der steigenden Anzahl an neuen Akteuren wie z.B. dezentrale Erzeuger, Energiespeicher, Prosumer etc. gewinnt an Bedeutung für das ÜN und Verteilnetz. Je nach Anlagentyp und Spannungsebene gelten unterschiedliche Anforderungen. Diese Anforderungen sind in den Schlüsseldokumenten Transmission Code (TC-CH), Distribution Code (DC-CH) sowie in den Umsetzungsdokumenten «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7 – CH)» und «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Mittel- und Hochspannungsnetz (NA/EEA-NE3-5 – CH)» des VSE festgeschrieben. Die Akteure tragen Sorge dafür, dass die relevanten Standards und Anforderungen erfüllt werden.

(7) Die nationale Netzgesellschaft und die VNB stellen im Rahmen des Netzanschlusses sicher, dass einzelne bzw. die Summe der an ihre Netze angeschlossenen Anlagen den sicheren Netzbetrieb nicht gefährden.

(8) Weil sich die Aktivitäten der Akteure auf den verschiedenen Spannungsebenen gegenseitig beeinflussen, gelten TC-CH, DC-CH und die NA/EEA-Umsetzungsdokumente grundsätzlich für alle Spannungsebenen und müssen gesamthaft beachtet werden. Bei widersprüchlichen Anforderungen gilt die NA/EEA-Branchenempfehlung der jeweiliger Spannungsebene.

1.2 Ziel der Branchenempfehlung

(1) Die Empfehlung NA/EEA-CH des VSE regelt die technischen Anforderungen für den Anschluss von EEA an das Verteilnetz und konkretisiert die anerkannten Regeln der Technik bezüglich Anschlusses und Parallelbetrieb von EEA mit dem Verteilnetz.

(2) Die Empfehlung behandelt nicht allfällig notwendige Netzverstärkungen. Diese sind nach Weisungen der ElCom vorzusehen.

(3) Diese Empfehlung dient dem VNB, zukünftigen EEA-Betreiber und Installateuren als Planungsgrundlage und Entscheidungshilfe.

(4) Neu bei den vorliegenden Ausgaben ist die Trennung der Netzebenen. Die Niederspannung (NE 7) und die Mittel- und Hochspannung (NE 3 und NE 5) werden in zwei separaten Dokumenten behandelt.

2 Geltungsbereich und Anwendung

(1) Mit dem vorliegenden Dokument werden die technischen Anforderungen für den Anschluss und Betrieb von EEA am Mittel- und Hochspannungsnetz des VNB beschrieben (Netzebene 3 und 5).

(2) Die administrativen und technischen Anforderungen für den Anschluss einer EEA sowie deren Messeinrichtungen orientieren sich an der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA) und den zusätzlichen Bestimmungen des VNB. Das Plangenehmigungsverfahren umfasst die Einreichung einer Plangenehmigungsvorlage beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI). Die entsprechenden Formulare sind auf der Webseite www.esti.admin.ch erhältlich. Der VNB beurteilt die EEA hinsichtlich Netzrückwirkungen gemäss den aktuell gültigen «Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen (D-A-CH-CZ)».

(3) Eine Übersicht der Abläufe ist ebenfalls im Handbuch des VSE «Herkunftsnachweise und Förderprogramme (HB-HKN+FP-CH)» zu finden.

(4) Die Anforderungen an das Messdatenmanagement sind in der Branchenempfehlung des VSE «Metering Code Schweiz (MC-CH)» geregelt.

(5) Besondere Vereinbarungen werden zwischen dem VNB und dem Netzanschlussnehmer in einem Netzanschlussvertrag festgehalten.

(6) Arten von EEA im Sinn dieser Empfehlung sind zum Beispiel:

- Wasserkraftanlagen
- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- Speicheranlagen (die mittels Stromrichter mit dem Verteilnetz verbunden sind) im Einspeisemodus (mit thermischer, mechanischer und chemischer Speicherung) und bidirektionale Ladesäulen für die Elektromobilität
- Notstromanlagen und Netzersatzanlagen, sofern diese zeitweise (vgl. Kapitel 6.1.2) mit dem Verteilnetz parallel betrieben werden
- Blockheizkraftwerke
- weitere

(7) Die Einspeisung elektrischer Energie kann unter anderem erfolgen:

- direkt in das Verteilnetz
- indirekt in das Verteilnetz (über Transformatoren)

(8) Die Anschlussbedingungen gelten für bestehende und neue Netzanschlüsse an das Mittel- und Hochspannungsnetz. Diese Empfehlung gilt, sofern nicht andere Vereinbarungen zwischen dem EEA-Betreiber und dem VNB getroffen werden. Der VNB gibt mit dieser Empfehlung dem EEA-Betreiber technische Anforderungen vor. Zusätzlich sind bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von EEA die gültigen Gesetze und Normen sowie die Anforderungen bezüglich der anerkannten Regeln der Technik einzuhalten.

(9) *Für neue Anlagen gilt:*
Alle EEA, welche nach Inkrafttreten dieser Branchenempfehlung vom ESTI bewilligt werden oder 12 Monate nach Inkrafttreten in Betrieb gehen, müssen die Anforderungen in diesem Dokument erfüllen.

(10) *Für bestehende Anlagen gilt:*
Abweichungen zu den Anforderungen in Kapitel 4 bis 6 müssen auf Anforderung vom VNB dokumentiert und dem VNB zur Kenntnis gebracht werden. Der VNB prüft anschliessend, ob die Abweichungen eine wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit und -stabilität zur Folge haben können. Der VNB kann Änderungen und Ergänzungen an einer bestehenden Anlage fordern, soweit diese aus Gründen der sicheren und störungsfreien Versorgung notwendig sind. Dabei werden der Zeitbedarf und der Aufwand für die Umsetzung berücksichtigt. Für bestehende Anlagen gilt in der Regel der Bestandsschutz.

(11) *Für Änderungen an bestehenden Anlagen gilt:*
Die Netzanschlussnehmer sind verpflichtet dem ESTI und VNB Änderungen an einer bestehenden Anlage (inkl. Austausch von einzelnen Anlagenteilen/Komponenten) mit Auswirkungen auf die elektrischen und netzdynamischen Eigenschaften der Anlage frühzeitig (vor Beginn der Arbeiten) und schriftlich mitzuteilen (vgl. VPeA).

(12) Das ESTI resp. der VNB prüft nach Erhalt der Änderungsmitteilung, ob Massnahmen notwendig sind. Dabei sind folgende Grundsätze zu beachten:

a) Bei einem Umbau bzw. einer Erweiterung eines Teils einer bestehenden Anlage muss der umzubauende bzw. zu erweiternde Teil die zu diesem Zeitpunkt gültigen Anforderungen einhalten.

b) Ein einfacher Ersatz durch typgleiche oder technisch gleichwertige Komponenten erfordert keine Massnahmen solange sichergestellt ist, dass das elektrische und netzdynamische Verhalten der Anlage (bezogen auf den Anschlusspunkt) nicht negativ beeinflusst wird. Dagegen muss jede neu beschaffte Komponente, die eine bestehende Komponente ersetzt, den anerkannten Regeln der Technik entsprechen und in der Lage sein, als Teil einer Anlage die zum Zeitpunkt des Ersatzes gültigen Anforderungen zu erfüllen.

c) Für die nicht von der Änderung betroffenen Anlagenteile gelten weiterhin die ursprünglichen Anforderungen.

(13) Es sind die folgenden Gesetze, Normen, Richtlinien und Empfehlungen einzuhalten (siehe Quellenverzeichnis im Anhang D):

- Die gesetzlichen Grundlagen mit ihren Ausführungsverordnungen (z.B.: VPeA, Elektrizitätsgesetz, Starkstromverordnung, StromVG, StromVV, NIV)
- Die jeweils anwendbaren technischen Normen (anerkannte Regeln der Technik)
- Transmission Code der Schweiz (TC-CH), Distribution Code der Schweiz (DC-CH)
- Technische Anschlussbedingungen (TAB) der jeweiligen VNB
- Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen (D-A-CH-CZ)

2.1 Einteilung der EEA

(1) EEA werden je nach Bezugsdokument nach unterschiedlichen Kriterien eingeteilt.

(2) In der SN EN 50549 erfolgt die Einteilung anhand der Spannungsebene, in welche eingespeist wird (50549-1 für Niederspannung, 50549-2 für Mittelspannung).

(3) Im Dokument RfG der ENTSO-E (Verordnung 2016/631 der EU) wird gemäss folgenden Kriterien eingeteilt:

- Gesamtleistung
- Spannungsebene, in welche eingespeist wird
- Art der EEA (Generatortyp)

(4) Entsprechend dieser Einteilungen ergeben sich unterschiedliche Anforderungen für den Normalbetrieb, den Störfall sowie an den Netzanschluss. Folgende Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Einteilung.

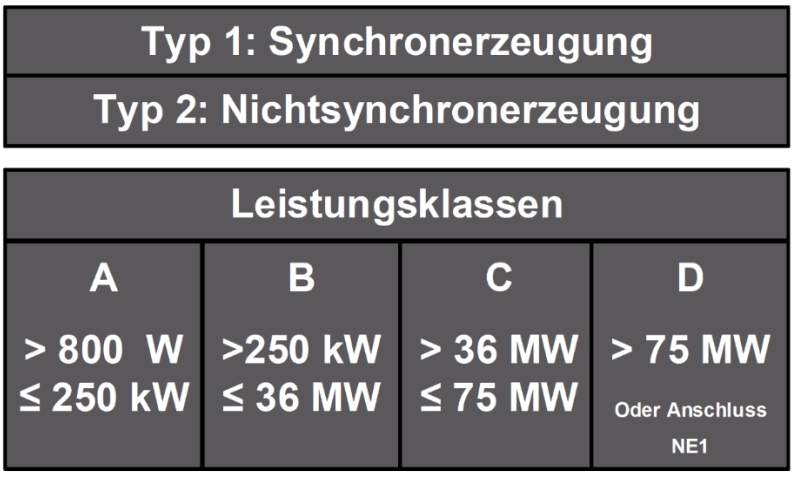


Abbildung 2: Einteilung nach Erzeugungstypen und Leistungsklassen am Anschlusspunkt

(5) Die folgenden Kapitel geben einen Überblick über die Einteilung der EEA nach Netzebene, Leistung und Charakteristik.

2.1.1 Netzebeneneinteilung

(1) Die Netzebenen 3 bis 7 werden wie folgt eingeteilt:

Netzebene 3: Hochspannung	> 36 kV bis < 220 kV
Netzebene 5: Mittelspannung	> 1 kV bis ≤ 36 kV
Netzebene 7: Niederspannung	≤ 1 kV

(2) In diesem Dokument werden nur Anschluss und Betrieb der EEA behandelt, welche einen Anschlusspunkt an die Netzebene 3 und 5 haben. Für die Netzebene 7 gilt die Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7 – CH» des VSE.

2.1.2 Zuordnung nach Leistung

(1) Die EEA werden, abhängig von ihrer Gesamtleistung am Anschlusspunkt, in vier Leistungsklassen A bis D eingeteilt. Anlagen, welche ans Übertragungsnetz (NE 1) angeschlossen werden, gelten als Anlagen vom Typ D. Die Einteilung der Leistungsklassen sind in Abbildung 2 aufgeführt.

2.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten

(1) Die EEA werden hinsichtlich der Charakteristik ihrer Energieerzeugungseinheit (EEE) wie folgt unterteilt:

Typ 1	Synchrone EEE
Typ 2	Nichtsynchrone EEE (Asynchron, Stromrichter und sonstige)

2.1.4 Kombination Leistung und Charakteristik

(1) Die Leistungsklassen A bis D, eingeteilt nach deren Gesamtleistung, können beliebig mit der Charakteristik vom Typ 1 oder 2 kombiniert werden. Kombiniert bedeuten die Typenangaben beispielsweise folgendes:

Typ A1	Leistung > 800 W bis ≤ 250 kW, Synchron
Typ A2	Leistung > 800 W bis ≤ 250 kW, Nichtsynchron und sonstige
Typ B1	Leistung > 250 kW bis ≤ 36 MW, Synchron
Typ B2	Leistung > 250 kW bis ≤ 36 MW, Nichtsynchron und sonstige
usw.	

(2) Die maximale Leistung, die an einem bestimmten Punkt in das Mittel- und Hochspannungsnetz eingespeist werden kann, hängt von den Netzverhältnissen sowie der Art und Betriebsweise der EEA ab. Eine generelle Leistungsangabe ist nicht möglich. Dies kann im Einzelfall nur durch eine Netzberechnung festgestellt werden.

(3) Die Zuordnung einer EEA erfolgt aufgrund der Gesamtleistung am Anschlusspunkt, welche aus einer oder mehreren EEE bestehen kann. Bei gemischten EEA (Typ 1 und 2) entscheidet der VNB in Absprache mit dem EEA-Betreiber, wie die Anlagen behandelt werden müssen.

(4) Bezüglich Einheiten (Watt [W] oder Voltampere [VA]) wird nachfolgend die elektrotechnisch korrekte Einheit verwendet. Meist erfolgt die Angabe in [VA], insbesondere dort, wo Blindleistung und cosφ behandelt werden. Die Klasseneinteilung wird in Anlehnung an den RfG in [W] belassen. Ebenfalls werden die Grenzen bei der cosφ-Regelung, Schnittstellen etc. in [VA] angegeben.

3 Technische Auswirkungen und Empfehlungen an das Mittel- und Hochspannungsnetz

(1) Der Einsatz von EEA hat Auswirkungen auf das Mittel- und Hochspannungsnetz, welche im Folgenden näher beschrieben werden. Dies gilt sowohl für bestehende wie für neue Anschlüsse.

3.1 Netzplanung und Netzaufbau

(1) Der Anschluss von EEA hat Einfluss auf die Belastungen, die Spannungen und die Kurzschlussleistung im Netz. Folgende Auswirkungen sind zu untersuchen und in der Netzplanung zu berücksichtigen:

a) Belastung

Die Einspeisung von EEA kann zur Folge haben, dass die Kapazität von Anlagen (zum Beispiel Transformatoren oder Leitungen) erhöht werden muss. Eine Überbelastung des Netzes (z.B. bei Schwachlast) kann durch Begrenzung (Leistungseinspeisemanagement) der Einspeiseleistung der EEA verhindert werden.

b) Spannungsqualität

Die Einspeisung von EEA beeinflusst die Spannungsqualität. Es muss deshalb überprüft werden, ob durch die Einspeisung von EEA und deren Auswirkungen auf die Spannungsqualität, Massnahmen erforderlich sind (vgl. D-A-CH-CZ).

c) Kurzschlussleistung

Der Anschluss von EEA führt im Mittel- und Hochspannungsnetz zu neuen Einspeisepunkten, welche die Kurzschlussleistung beeinflussen können.
Bei der Netzplanung muss festgehalten werden:

- bis zu welcher kleinsten Kurzschlussleistung (minimaler Kurzschlussstrom) das Netz noch betrieben werden darf, so dass alle gefährlichen Fehler vom Netzschutz noch korrekt und selektiv erkannt und abgeschaltet werden können.
- bis zu welcher grössten Kurzschlussleistung (maximaler Kurzschlussstrom) das Netz noch betrieben werden darf, so dass die Bemessungsgrenzwerte der Netzkomponenten (Leitungen, und Schaltanlagen) eingehalten werden.

3.2 Netzanschluss

(1) **Anschlusspunkt**

Basierend auf den veränderten Netzparametern (Last und Kurzschlussleistung) ist zu überprüfen, ob der Anschlusspunkt den neuen Anforderungen noch entspricht oder anzupassen ist (siehe Anhang A.1).

3.3 Primär- und Sekundärtechnik

(1) Basierend auf den veränderten Netzparametern (Last und Kurzschlussleistung) ist zu überprüfen, ob die Primärtechnik (z.B. Stromwandler und Schalter), den neuen Anforderungen noch entspricht oder anzupassen ist.

(2) Beim Anschluss von Erzeugungsanlagen ist abzuklären, ob die vorhandene Sekundärtechnik (Schutztechnik, Feldsteuerung, Stationsleittechnik, Netzleittechnik) die notwendigen Anforderungen erfüllt. Über sekundärtechnische Anlagen und/oder eine kommunikative Anbindung der EEA an die Netzleitstelle kann vom VNB Einfluss auf die Wirk- und Blindleistungseinspeisung genommen werden.

3.4 Netzschutz

(1) Durch den Anschluss von EEA im Mittel- und Hochspannungsnetz gibt es neue elektrische Energiequellen, welche bei Fehlern im Verteilnetz auch auf diese Fehler speisen. Im Falle eines Fehlers im Netz müssen sämtliche mögliche Quellen, welche einen gefährlichen Erd- und Kurzschlussstrom liefern, automatisch vom Netz getrennt werden (vgl. Kapitel 4.5).
Durch die Veränderung der Kurzschlussleistung und der Kurzschlussstromverteilung müssen die Einstellwerte der Schutzrelais überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

(2) EEA mit einem Anschluss an das Mittel- und Hochspannungsnetz leisten einen Beitrag zur dynamischen Netzstabilität. Das bedeutet, dass bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen, verursacht durch das überlagerte Netz, die Anlagen zur Netzstützung am Netz bleiben sollen.

(3) Werden EEA direkt an eine Schaltanlage der Unterstation angeschlossen, so ist der Einsatz eines Sammelschienen- und Schalterversagerschutzes zu prüfen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der Kurzschlussstrom, den die EEA liefern, unter Umständen kleiner ist als der Nennstrom eines Abgangs.

(4) Der Betrieb von unzulässigen Inselnetzen ist zu verhindern. Inselbetrieb ist nur zulässig, wenn das Inselnetz durch eine geeignete Schaltvorrichtung galvanisch vom Verteilnetz des VNB getrennt ist. Ein unkontrollierter Netzparallelbetrieb der EEA ist durch geeignete Massnahmen zu verhindern. Der Betreiber eines Inselnetzes ist für die Sicherheit, die Spannungsqualität und die Frequenz verantwortlich.

4 Anforderungen an das Verhalten der EEA

4.1 Allgemein

(1) Die Vielzahl von EEA im Verteilnetz kann in Zukunft dazu führen, dass vermehrt Massnahmen notwendig werden, um Grenzwertverletzungen vorzubeugen. Dies vor allem dann, wenn der Verbrauch an elektrischer Energie gering und die klimatischen Bedingungen für die Produktion optimal sind. Zur Vermeidung von Überlastungen der elektrischen Anlagen können diese verstärkt werden. Nicht immer ist es aber volkswirtschaftlich sinnvoll, Netzverstärkungen durchzuführen, wenn die Überlastung nur an wenigen Tagen im Jahr stattfindet.

(2) Der VNB ist bei Arbeiten im Verteilnetz, bei Gefahren und im Störungsfalle berechtigt, eine vorübergehende Begrenzung der Einspeiseleistung zu verlangen oder die EEA am Anschlusspunkt des Verteilnetzes zu trennen.

(3) Bei Störungen in der EEA (in der Erzeugungseinheit selbst oder im Teilnetz der EEA) mit möglichen negativen Auswirkungen auf das Netz ist diese unverzüglich vom Netz zu trennen. Kurzschlüsse und Erdschlüsse in der EEA sind durch den Schutz der EEA zu erkennen und abzuschalten. Diese sowie andere Fehlerarten sind gemäss den anerkannten Regeln der Technik und je nach Typ der EEA zu behandeln.

4.2 Frequenz- und Spannungsbereiche

(1) Eine EEA muss für bestimmte Mindestzeitdauern (quasistationäre Betrachtung) auch bei erhöhten bzw. zu niedrigen Spannungen bzw. Frequenzen am Netz bleiben. Die Anforderungen für den transienten Bereich bei kurzzeitigen Spannungsschwankungen sind in Kapitel 4.5 definiert.

(2) Die Werte sind grundsätzlich am Anschlusspunkt einzuhalten und sind in Prozent von der vereinbarten Versorgungsspannung U_c anzugeben.

4.2.1 Anforderungen in NE 3

(1) In dem in Abbildung 3 mit «dauernd» bezeichnetem Frequenz- und Spannungsbereich darf sich die EEA nicht vom Netz trennen. In den mit Zeiten beschrifteten Bereichen muss die EEA für mindestens 30 bzw. 60 Minuten am Netz bleiben. Dies kann, sofern technisch notwendig, durch einen Transformator mit automatischem Stufensteller umgesetzt werden.

(2) Für die Eckbereiche (gleichzeitige Abweichung der Spannung und Frequenz in den dunkelblauen Bereichen) in der Abbildung 3 beträgt die Grundanforderung 30 Minuten. Der EEA-Betreiber kann mit dem VNB kürzere Zeitbereiche vereinbaren.

(3) Bei Spannungen ausserhalb des Spannungsbereichs 90 % U_c bis 110 % U_c und der Gefahr einer Überlastung der Betriebsmittel in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirk- und Blindleistungseinspeisung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser aussergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.

(4) Wenn die Frequenz- und Spannungsabweichungen grösser sind als in Abbildung 3 aufgeführt (grauer Bereich), ist die sofortige Netztrennung erlaubt.

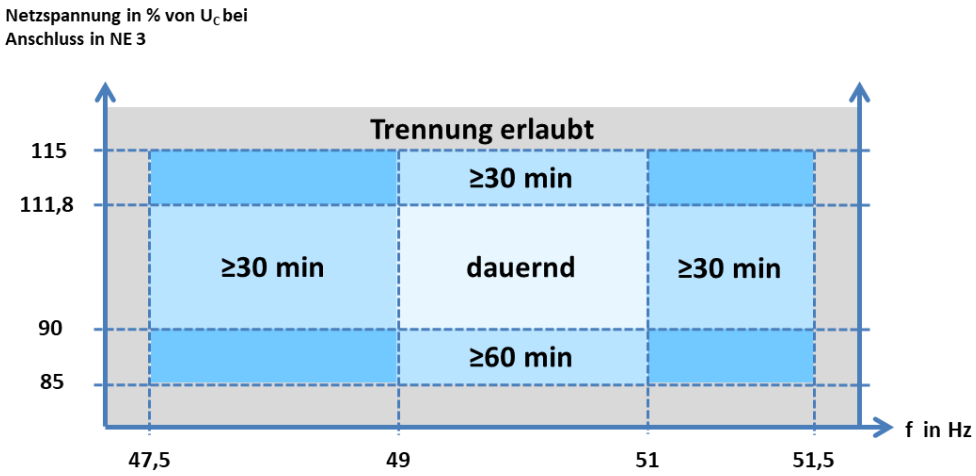


Abbildung 3: Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen am Anschlusspunkt in NE 3

Hinweis: Der Richtwert 111,8 % entspricht dem Wert des Transmission Code (TC-CH, Ausgabe 2019).

U_c: vereinbarte Versorgungsspannung

4.2.2 Anforderungen in NE 5

(1) In dem in Abbildung 4 mit «dauernd» bezeichneten Frequenz- und Spannungsbereich darf sich die EEA nicht vom Netz trennen. In den mit Zeiten beschrifteten Bereichen muss die EEA für die definierte Dauer am Netz bleiben.

(2) Bei Spannungen ausserhalb des Spannungsbereichs 90 % U_c bis 110 % U_c und der Gefahr einer Überlastung der Betriebsmittel in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirk- und Blindleistungseinspeisung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser aussergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.

(3) Wenn die Frequenz- und Spannungsabweichungen grösser sind als in Abbildung 4 aufgeführt (grauer Bereich), ist die sofortige Netztrennung erlaubt.

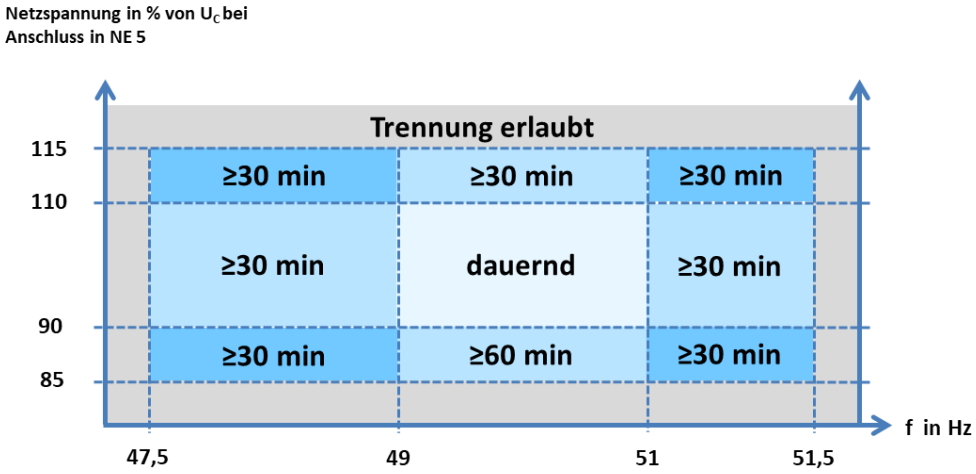


Abbildung 4: Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen am Anschlusspunkt in NE 5 für Stromrichter (Typ 2 ohne rotierende EEE)

U_c: vereinbarte Versorgungsspannung

(4) Für rotierende EEE gilt bei Kombinationen von Frequenzen und Spannungen, welchen eine erhöhte Erwärmung in den einzelnen EEE bewirken kann, in zwei Eckbereichen (heller Bereich) eine reduzierte Anforderung.

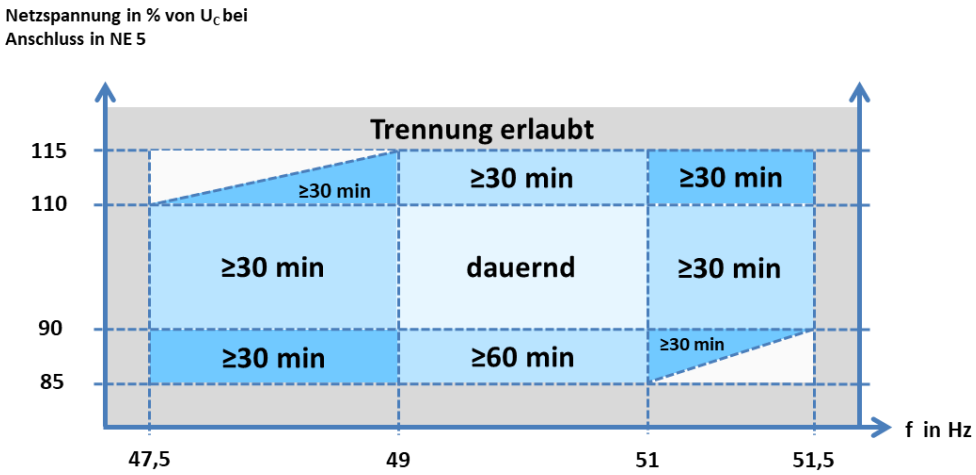


Abbildung 5: Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen am Anschlusspunkt in NE 5 für rotierende EEE (Typ 1 und 2 ausgenommen Stromrichter)

U_c: vereinbarte Versorgungsspannung

4.3 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

(1) Energieerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, induktive bzw. kapazitive Blindleistung mindestens in den unten aufgeführten Leistungsfaktorbereichen abzugeben resp. aufzunehmen.

$$\cos\varphi = 0{,}95_{\text{untererregt}} \text{ bis } \cos\varphi = 0{,}925_{\text{übererregt}}$$

(2) Davon abweichende Werte sind mit dem VNB vertraglich zu regeln.

(3) EEA müssen in der Lage sein, induktive bzw. kapazitive Blindleistung in den unten aufgeführten Leistungsfaktorbereichen abzugeben resp. aufzunehmen.

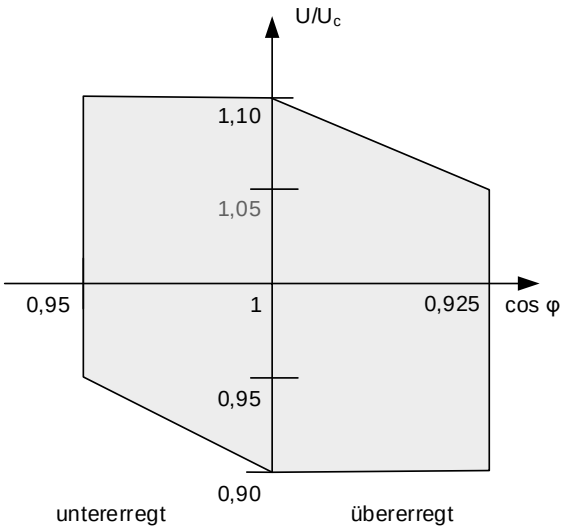


Abbildung 6: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung am Anschlusspunkt bei P_{max} (Erzeugerpfeilsystem)

(4) Der VNB vereinbart mit dem EEA-Betreiber eine der folgenden Regelungs- resp. Steuerungsarten:

- Fester Verschiebungsfaktor cos φ
- Verschiebungsfaktor cosφ(P) (abhängig von der eingespeisten Wirkleistung)
- Konstante Blindleistung Q
- Blindleistungs- / Spannungskennlinie Q(U)

(5) Die Einstellwerte werden durch den zuständigen VNB individuell für jede EEA unter Berücksichtigung des Anlagentyps festgelegt und mittels Vereinbarung festgehalten.

(6) Wird vom VNB eine Kennlinie cos φ(P) vorgegeben, so muss sich jeder aus der Kennlinie ergebende Sollwert innerhalb von 10 Sekunden automatisch einstellen.

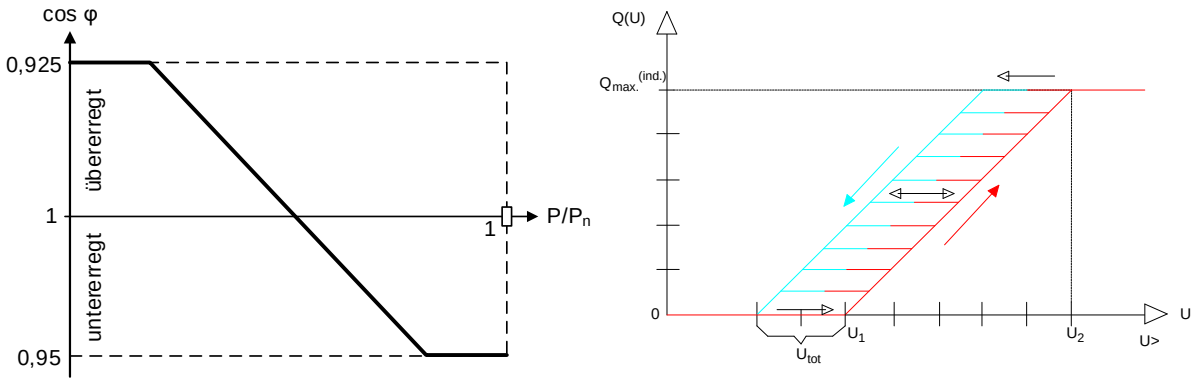


Abbildung 7: Beispiele von Kennlinien für cos φ(P) und Q(U) in der Mittelspannung

(7) Um bei schwankender Wirkleistungs-Einspeisung Spannungssprünge zu vermeiden, muss eine Kennlinie mit kontinuierlichem Verlauf und begrenzter Steilheit gewählt werden.

4.4 Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit

(1) Für die Schwarzstartfähigkeit der Leistungsklassen A bis C bestehen keine generellen Anforderungen an EEA.

4.5 Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinien

(1) Das Verhalten von EEA hinsichtlich kurzen Spannungseinbrüchen und -erhöhungen ist in Abhängigkeit der Leistungsklasse wie folgt festgelegt:

(2) **EEA vom Typ A**
Das Verhalten bei Spannungsschwankung für Typ A-Anlagen ist der Branchenempfehlung NA/EEA-NE7 – CH des VSE zu entnehmen.

(3) **EEA vom Typ B und C**
Das Verhalten bei Spannungsschwankungen für Typ B und C-Anlagen ist nachfolgend beschrieben.

(4) **EEA vom Typ D**
Das Verhalten bei Spannungsschwankungen für Typ D-Anlagen ist dem Transmission Code (TC-CH 2019) zu entnehmen.

4.5.1 Allgemeines

(1) Im Hochspannungsnetz sind Abschaltzeiten bis max. 3 Sekunden möglich. Während dieser Fehlerdauer ist mit grösseren Spannungseinbrüchen zu rechnen.

(2) Im Mittelspannungsnetz sind für den Hauptschutz von Netzkomponenten Verzögerungen von 0,1 bis 1,5 Sekunden üblich. Während dieser Fehlerdauer ist mit grösseren Spannungseinbrüchen zu rechnen. Je nach Fehlerdauer und Einstellung des Spannungsschutzes ist mit nicht selektiven Auslösungen der EEA zu rechnen.

(4) Die u(t)-Kennlinien sind am Anschlusspunkt einzuhalten. Die nachfolgenden Prozentangaben zur Spannung beziehen sich auf die verkettete Spannung.

(5) Ziel der dynamischen Netzstützung ist es bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von EEA und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern. Ereignisse die einen kurzzeitigen, transienten Spannungseinbruch oder eine Spannungserhöhung nach sich ziehen, sind typischerweise Kurzschlüsse. Es können jedoch auch andere Ursachen verantwortlich dafür sein. Zur besseren Lesbarkeit wird nachfolgend der übergeordnete Begriff Netzfehler verwendet.

(6) Ein Netzfehler liegt vor, wenn die Spannung am Anschlusspunkt der EEA unterhalb von 0,85 U_c oder oberhalb von 1,15 U_c liegt. Als Kriterium für das Fehlerende in Bezug auf die Spannung gilt der Wiedereintritt der am Anschlusspunkt anliegenden Spannungen für Typ 1 Anlagen gemäss Abbildung 8 und für Typ 2 Anlagen gemäss Abbildung 9.

(7) EEA und Energiespeicher müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden Netzfehlern ausgelegt sein.

(8) Die Empfehlungen bezüglich Einstellwerten der Schutzfunktionen sind in Kapitel 6.3.5 aufgeführt. Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der EEA und Energiespeicher am Mittel- und Hochspannungsnetz durch schutztechnische Vorgaben des VNB für die Einstellung des Schutzes verkürzt werden.

(9) Nach Fehlerklärung kommt es fallweise zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Ausgleichsvorgang in der Spannung. Dies muss bei der Auslegung einer EEA oder eines Energiespeichers berücksichtigt werden.

(10) Wenn sich die Netzspannung nach Fehlerende typischerweise nach 60 Sekunden wieder innerhalb des Spannungsbandes von -15 % U_c bis +10 % U_c befindet und die Wirkleistung der EEE während des Netzfehlers reduziert wurde, muss diese sofort nach Fehlerende schnellstmöglich auf den Vorfehlerwert gesteigert werden. Die Blindleistungsbereitstellung folgt der Wirkleistungssteigerung möglichst direkt.

4.5.2 u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten (Durchfahren von Spannungsereignissen)

(1) Hinsichtlich Robustheit gegenüber Netzfehlern müssen alle EEA das Verhalten gemäss nachfolgender Abbildung 8 und Abbildung 9 aufweisen und dürfen sich innerhalb des definierten Spannungsbereichs nicht vom Netz trennen. Die u(t)-Kennlinien sind am Anschlusspunkt einzuhalten. Zur Beurteilung der Kurven ist bei Spannungsrückgang jeweils die kleinste anliegende Aussenleiter-Spannung heranzuziehen. Bei Spannungssteigerungen die grösste der an der EEE anliegenden Aussenleiter-Spannung.

(2) Für EEA vom Typ 1 ist die nachfolgende Anforderung einzuhalten. Während und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch die Blindstrom-Einspeisung (vgl. Kapitel 4.5.3) nicht dazu führen, dass die Überspannungsgrenzkurve verletzt wird und sich dadurch die EEA vom Netz trennt. Es ist zulässig, dass die EEA die Blindstromeinspeisung reduziert, wenn damit erreicht wird, dass die Anlage am Netz verbleibt.

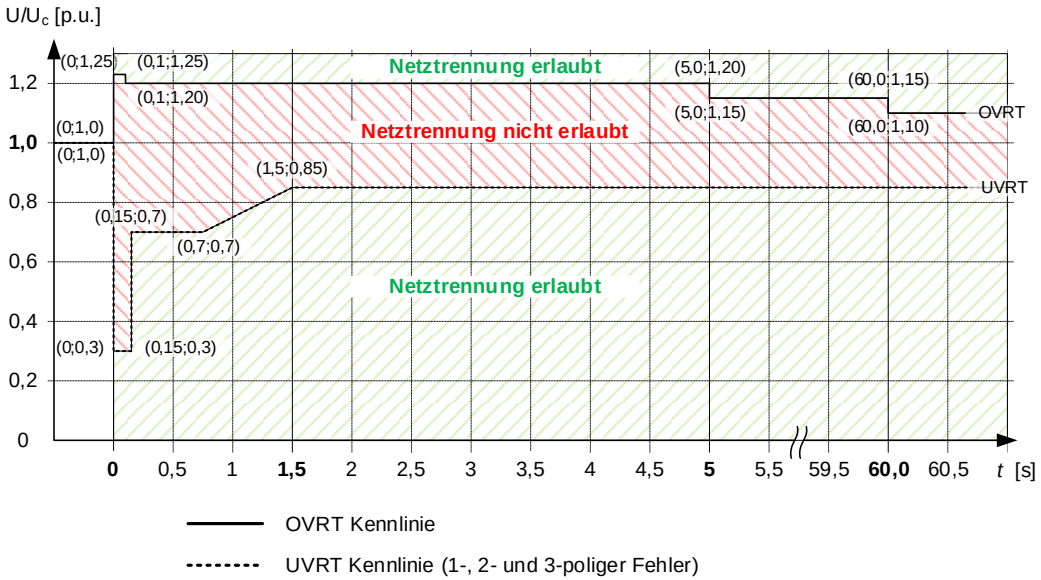


Abbildung 8: u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron) Leistungsklassen B und C

OVRT – over voltage ride through (Überspannung kurzzeitig durchfahren)
UVRT – under voltage ride through (Unterspannung kurzzeitig durchfahren)

(3) Das OVRT bzw. UVRT beschreibt das Durchfahren der Netzspannung bei kurzzeitiger Über- oder Unterspannung im Übertragungs- oder Verteilnetz, ohne sich vom Netz zu trennen.

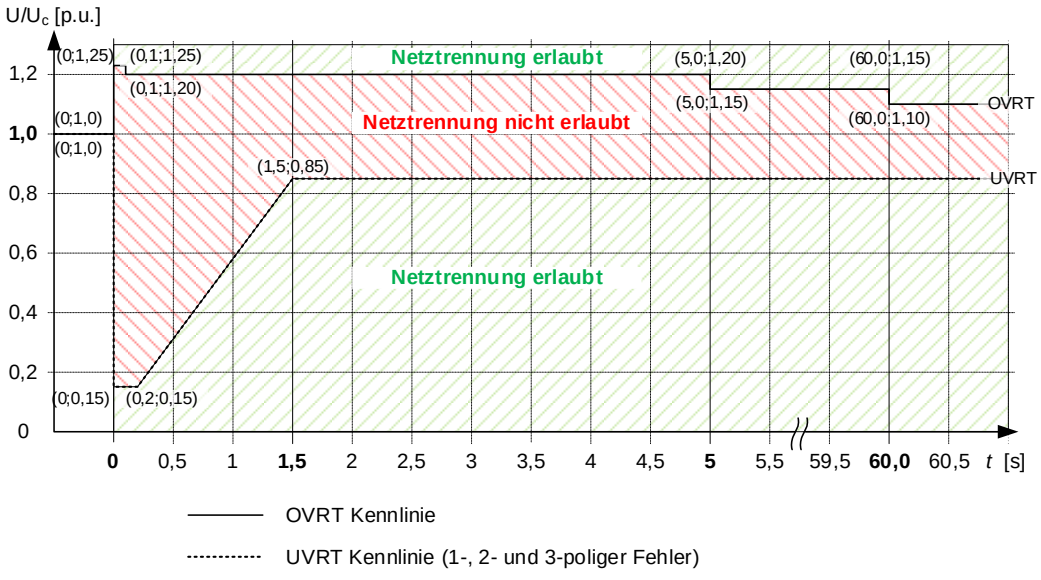


Abbildung 9: u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und Energiespeicher, Leistungsklassen B und C

4.5.3 Verhalten von EEA > 250 kW mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung

(1) Die Zunahme von EEA, die ihre Leistung über Wechselrichter in das Netz einspeisen und der entsprechende Rückgang konventioneller Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren führen zu einem Verlust von Systemdienstleistungen, die Synchrongeneratoren als inhärente Eigenschaft zur Verfügung stellen. Dies betrifft unter anderem auch die Kurzschlussleistung.

Ein Rückgang an Kurzschlussleistung führt im Fehlerfall zu einer grossen Ausweitung des Spannungstrichters. Um dem entgegenzuwirken, ist bei Spannungseinbrüchen eine erhöhte Einspeisung von Blindstrom gefordert. Die hierfür erforderlichen Eigenschaften sind unter dem Begriff «Dynamische Netzstützung» (im Gegensatz zur stationären Spannungshaltung) zusammengefasst.

(2) Zur dynamischen Netzstützung müssen EEA grösser 250 kW in der Lage sein, bei Netzfehlern einen zusätzlichen Blindstrom in das Verteilnetz einzuspeisen, um die Spannung zu stützen. Die Blindstromeinspeisung hat während der gesamten Dauer des Spannungseinbruchs zu erfolgen. Anlagen des Typs 1 (Synchrongeneratoren) weisen dieses Verhalten bereits physikalisch auf, weshalb keine speziellen Einstellungen vorgenommen werden müssen. Anlagen des Typs 2 (Asynchron, Stromrichter und sonstige) müssen die Spannung mit Blindstrom wie nachfolgend beschrieben stützen. Diesbezüglich ist die SN EN 50549-2 einzuhalten.

(3) EEE und Energiespeicher müssen alle nachfolgenden Anforderungen erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz.

(4) Der zusätzliche Blindstrom Δi_B ist proportional zur Spannungsabweichung Δu *in Abhängigkeit des k-Faktors*. Es gilt: $\Delta i_B \sim k * \Delta u$

(5) Der k-Faktor muss zwischen 2 und 6 in Schritten von 0,5 einstellbar sein.

(6) Bei unsymmetrischen Fehlern hat die Blindstromeinspeisung durch die EEA nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem zu erfolgen. Der zusätzliche Blindstrom im Mitsystem ist dabei proportional zur Spannungsabweichung im Mitsystem, der zusätzliche Blindstrom im Gegensystem proportional zur Änderung der Gegensystemspannung. Dieses Verhältnis wird mit dem k-Faktor angegeben. Folgende Formeln zeigen den Zusammenhang:

$$\Delta i_{B1} \sim k * \Delta u_1$$

und

$$\Delta i_{B2} \sim k * \Delta u_2$$

Die Indizes 1 und 2 stehen dabei für Mit- respektive Gegensystem.

(7) Die Ermittlung des Arbeitspunktes auf der Kennlinie muss kontinuierlich während der gesamten Fehlerdauer erfolgen, damit auf Fehlerwechsel mit geändertem Spannungsbild die Spannungsregelung angepasst wird.

(8) Die Spannungsmessung erfolgt in der Regel an den Anschlussklemmen der EEE.

Sofern vom VNB keine Vorgabe erfolgt, ist der k-Faktor vom Anlagenbetreiber an den Erzeugungseinheiten so einzustellen, dass sich am Anschlusspunkt

- im Mittelspannungsnetz ungefähr ein k-Faktor von 2
- und im Hochspannungsnetz ungefähr ein k-Faktor von 2

ergibt.

(9) Die Blindstromeinspeisung hat spätestens 20 Millisekunden nach Beginn des Spannungseinbruchs zu beginnen. Die Sprungantwort des Blindstromes muss folgende Werte für das Mit- und für das Gegensystem einhalten:

Anschwingzeit $\mathrm{T}_{an90\%} \leq 30\ \mathrm{ms}$
Einschwingzeit $\mathrm{T}_{ein10\%} \leq 60\ \mathrm{ms}$

(10) In Anhang B.3 ist die Berechnung des k-Faktors und die Art der Blindstromeinspeisung (induktiv oder kapazitiv) erläutert.

4.6 Frequenzverhalten

4.6.1 Allgemein

(1) Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung der EEA (einschliesslich Energiespeicher bei Energieabgabe) vom Netz aufgrund der Frequenzabweichung nicht zulässig.

(2) Beim Unterschreiten von 47,5 Hz oder Überschreiten von 51,5 Hz muss eine automatische Trennung vom Netz erfolgen. Systembedingte Einschränkungen der EEA im Frequenzband sind zu dokumentieren bzw. festzuhalten.

(3) Empfehlungen bezüglich der Schutzfunktionen und ihrer Einstellwerte sind Kapitel 6.3.5 zu entnehmen.

(4) Zur Ermittlung der Frequenzabweichung darf die Eigenzeit der Frequenzmessung nicht länger als 200 Millisekunden betragen. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung beträgt dabei ± 50 mHz.

(5) Die Genauigkeit der Frequenzmessung im eingeschwungenen Zustand muss ≤ ± 10 mHz sein.

4.6.2 Übersicht zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz

(1) In Abbildung 10 sind die Anforderungen an die Abgabeleistung der EEA und Energiespeicher am Anschlusspunkt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz in einer Gesamtübersicht dargestellt.

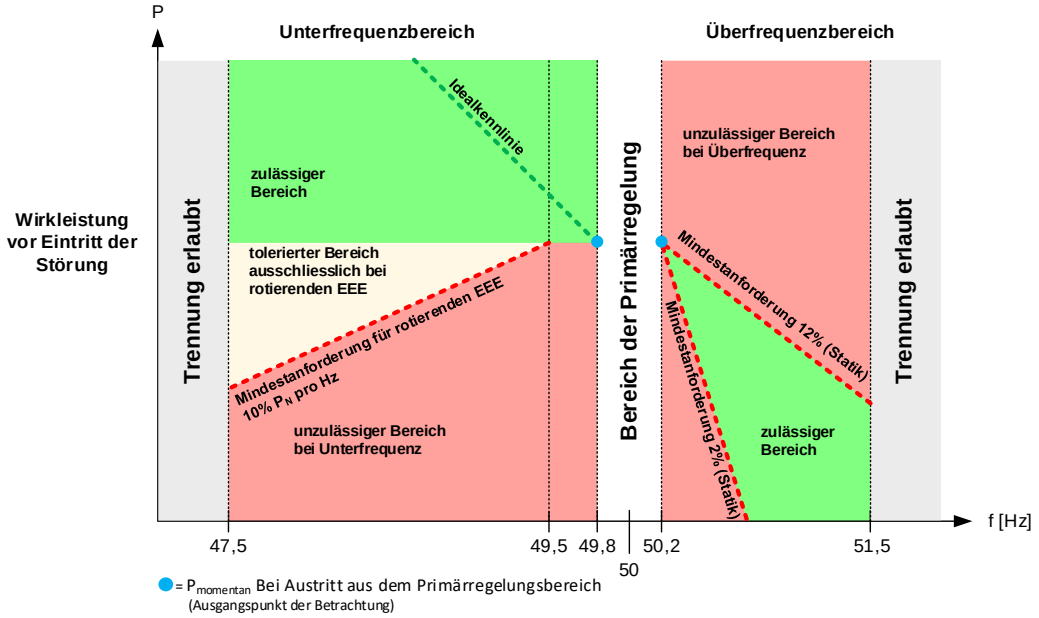
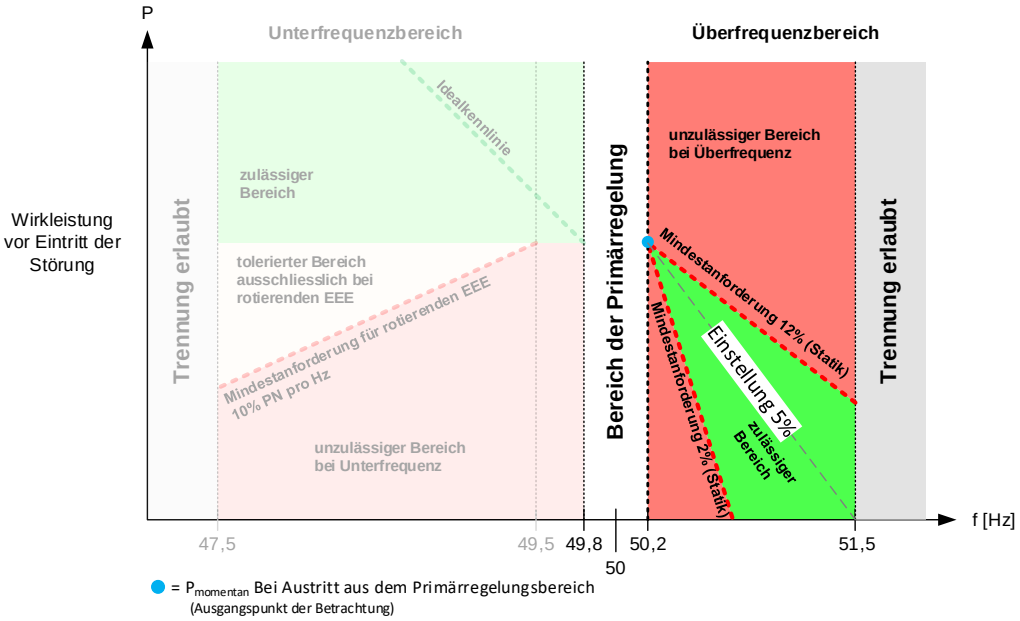


Abbildung 10: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz

4.6.3 Frequenzverhalten bei Überfrequenz

(1) Bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz und höher müssen EEA und Energiespeicher ihre Leistung gemäss Abbildung 11 reduzieren.



Die Prozentwerte und damit die Statik in der Abbildung bei Überfrequenz beziehen sich **bei Anlagen Typ 1** auf die **Nennleistung** und bei **Anlagen Typ 2** auf die **momentane Wirkleistungsabgabe**.

Abbildung 11: Zulässige Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz

(2) EEA des Typs 1 müssen im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz die **maximale Wirkleistung** P_m mit einem Leistungsgradienten von 16,7 bis 100 % * P_m pro Hertz reduzieren. Sofern durch den VNB keine Vorgabe erfolgt, ist als Standardwert 40 % * P_m pro Hertz einzustellen. Bei Leistungen unterhalb der Nennwirkleistung kann die EEA bis zur Grenzlinie auf dem aktuellen Wert weiter betrieben werden. Bei Erreichen dessen muss die Leistung entsprechend Abbildung 11 reduziert werden. Energiespeicher gelten diesbezüglich als EEA Typ 1 (SN EN 50549-2).

(3) EEA vom Typ 2 müssen im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz die **momentan erzeugte Wirkleistung** P_m (bezogen auf den aktuellen Wert zum Zeitpunkt der Überschreitung der Netzfrequenz 50,2 Hz) mit einem Leistungsgradienten von 16,7 bis 100 % * P_m pro Hertz reduzieren. Sofern durch den VNB keine Vorgabe erfolgt, ist als Standardwert 40 % * P_m pro Hertz einzustellen.

(4) Eine Statik von s = 5 % entspricht einem Leistungsgradienten von g = 40 % von P_{ref} je Hertz. In nachfolgender Übersetzungstabelle sind weitere Werte ersichtlich.

Statik s	2	3	4	**5**	6	8	10	12	in %
Leistungsgradient g	100	66,7	50,0	**40,0**	33,3	25,0	20,0	16,7	in % pro Hz

Tabelle 1: Umrechnung Statik nach Leistungsgradient

(5) Die maximale Reaktionszeit bis zum Beginn der Einleitung der Leistungsreduktion liegt bei 2 Sekunden.

4.6.4 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz

(1) Bei netzbetriebsbedingter Reduktion der Frequenz ist eine Leistungsreduktion der EEA gemäss Abbildung 12 zulässig, sofern diese technisch begründbar ist. Unter 49,5 Hz wird für rotierende EEE eine Verringerung der Wirkleistungsabgabe von max. 10 % der Nennleistung pro 1 Hz toleriert.

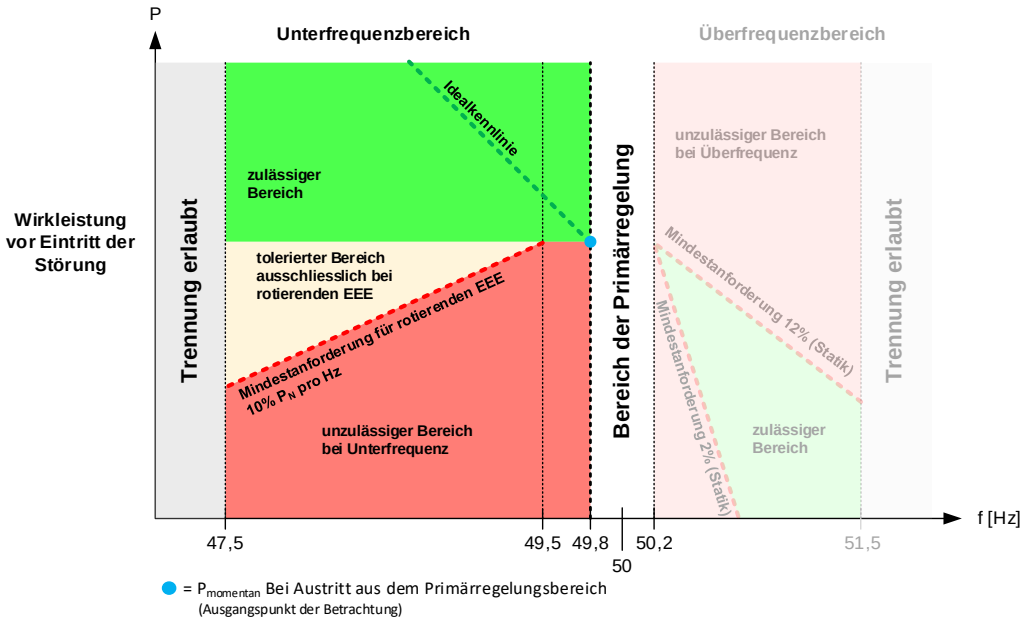


Abbildung 12: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz

(2) Im Falle einer Frequenz unter 49,8 Hz gilt: EEA sollten zur Netzstabilisierung die Wirkleistungsabgabe, wenn möglich steigern. Energiespeicher, welche sich im Lademodus befinden, müssen ihre Ladeleistung reduzieren und, sofern möglich, in den Einspeisemodus wechseln und die Einspeiseleistung mit einem Gradienten von 100 % je Hertz erhöhen.

4.6.5 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen

(1) EEE müssen schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Alle der EEA zugehörigen Elemente, welche eine Abschaltung verursachen oder ihr Verhalten beeinflussen können, müssen die gleichen Stabilitätsanforderungen aufweisen.

Nichtsynchronerzeugung: ± 2,0 Hz/s
Synchronerzeugung: ± 1,0 Hz/s

(2) Die gemittelten Werte der Frequenzänderungsgeschwindigkeiten (RoCoF) gelten für ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 Sekunden.

(3) Kommt es zu einem Frequenzeinbruch, der oberhalb der in Abbildung 13 dargestellten Kennlinie liegt, so darf die Abgabeleistung einer EEA nicht sinken, auch wenn sie mit Nennleistung P_N betrieben wird. Unter 49,5 Hz wird für EEA vom Typ 1 eine technisch begründete Verringerung der Leistungsabgabe von max. 10 % der Nennleistung pro 1 Hz toleriert.

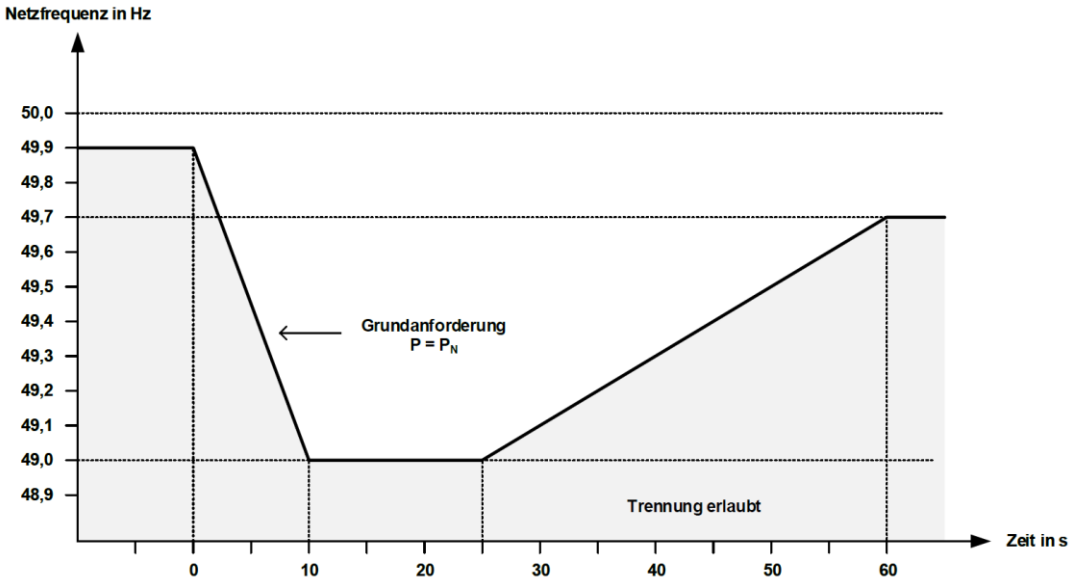


Abbildung 13: Unveränderte Leistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch

5 Betrieb

5.1 Allgemein

(1) Der EEA-Betreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen oder Spannungsschwankungen im Netz des VNB nicht zu Schäden an seinen Anlagen führen und dass in diesem Fall seine EEA keinen Schaden an Anlagen von Dritten verursacht.

(2) Der Datenaustausch für die Betriebsführung zwischen dem VNB und EEA-Betreiber (Rückmeldung und Steuerbefehle) ist sicherzustellen.

(3) Die Details der nachfolgenden Bedingungen sind zwischen dem VNB und EEA-Betreiber zu regeln (z.B. in einer Betriebsvereinbarung oder in einem Netzanschlussvertrag).

5.2 Zugang und Kontakt mit dem VNB

(1) Der EEA-Betreiber muss für den VNB jederzeit erreichbar sein, damit er bei Bedarf benachrichtigt oder aufgeboten werden kann.

(2) Die Zugänglichkeiten richten sich nach den Vorgaben und Bestimmungen des VNB.

(3) Bei einer Störung ist es äusserst wichtig, dass der Netzwiederaufbau und die Wiederaufnahme der Produktion koordiniert abläuft.

5.3 Inbetriebnahme

(1) Die Erstzuschaltung ans Netz (Inbetriebnahme) der Anlage ist mit dem VNB abzusprechen.

5.4 Normalbetrieb

(1) Für geplante Zu- und Abschaltungen der Anlagen vom Netz ist der VNB nach seinen Vorgaben zu informieren.

(2) Die EEA muss mit reduzierter Leistung betrieben werden können. Der VNB ist berechtigt, eine vorübergehende Begrenzung der Einspeiseleistung zu verlangen oder eine Anlagenabschaltung vorzunehmen. Der EEA-Betreiber ist verpflichtet, seine Anlage nach Aufforderung des VNB abzuschalten und vom Netz zu trennen.

(3) Wird eine Spannungsvorgabe aus der Erzeugungsanlage vom VNB gewünscht, so muss diese Anforderung Gegenstand der zu regelnden Bedingungen zwischen VNB und EEA-Betreiber sein (vgl. Kapitel 5.1 Ziffer 3). In diesen werden auch die dafür erforderlichen technischen Ausrüstungen festgelegt.

5.5 Zuschaltbedingungen / Synchronisierung

(1) Der EEA-Betreiber ist verantwortlich für die Zu- oder Abschaltung der Anlage sowie für den Synchronisierungsvorgang. Bei Ein- und Ausschaltungen von EEA entstehen Spannungsänderungen, welche die Grenzwerte gemäss den «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ» nicht überschreiten dürfen.

(2) Die Zuschaltung von EEA und Energiespeicher nach einem Fehler an das Netz darf erst erfolgen, wenn kein Auslösekriterium des Schutzes am Anschlusspunkt ansteht und sich die Netzspannung innerhalb des Toleranzbereiches von 90 % U_c bis 110 % U_c befindet.
In der NE 3 muss eine Wiederzuschaltung im Frequenzbereich zwischen 49,0 Hz bis 51,0 Hz möglich sein.
In der NE 5 kann die Wiederzuschaltung automatisch oder manuell in Rücksprache mit dem VNB im Frequenzbereich zwischen 49,5 Hz und 50,1 Hz erfolgen. Dabei müssen sich Spannung und Frequenz mindestens 600 Sekunden in den obengenannten Toleranzbereichen befinden.
Unabhängig von der Netzebene müssen die Verzögerungszeiten beim Wiederzuschalten eines Generators und die Staffelzeiten beim Zuschalten mehrerer Generatoren so gross sein, dass alle Regel- und Ausgleichsvorgänge innerhalb der EEA und/oder des Energiespeichers aufgrund der Zuschaltung sicher beendet sind.

(3) Im Falle der Wiederzuschaltung von EEA und Energiespeichern an das Netz nach einem Fehler darf die an das Verteilnetz abgegebene Wirkleistung von regelbaren EEA und Energiespeichern den Gradienten von 10 % der Wirkleistung P_{max} je Minute nicht überschreiten. Nicht regelbare EEA und Energiespeicher können nach 1 bis 10 Minuten (Zufallsgenerator) oder später zugeschaltet werden.

(4) EEA, die mittels Synchronisierungseinrichtungen und automatischer Spannungsregelung ans Netz geschaltet werden, dürfen keine unzulässigen Spannungsänderungen verursachen. Hierzu müssen entsprechende Optimierungen bei Spannungsregler- und Synchronisierungseinrichtungen vorgenommen bzw. Strombegrenzungsmassnahmen vorgesehen werden.

(5) Die Wiederzuschaltung muss je nach Netzebene vorgängig mit dem VNB abgestimmt werden (üblich in NE 3) oder in der Betriebsvereinbarung definiert sein (üblich in NE 5).

5.6 Zuschaltung von Synchrongeneratoren

(1) Für die Zuschaltung einer EEA Typ 1 an das Verteilnetz braucht es eine Synchronisierungseinrichtung. Übliche Richtwerte sind:

	Maximal	**Typisch**
Winkeldifferenz	± 10°	± 4°
Frequenzdifferenz	± 200 mHz	± 100 mHz
Schlupf	± 0,4 %	± 0,2 %
Spannungsdifferenz	± 10 % U_c	± 1 % U_c

Tabelle 2: Richtwerte für die Zuschaltung von EEA Typ 1

(2) In Abhängigkeit vom Verhältnis der Netzkurzschlussleistung zur Generatorleistung kann es notwendig sein, engere Grenzen festzulegen, um unzulässige Netzrückwirkungen bei der Zuschaltung zu vermeiden.

5.7 Zuschaltung von Asynchrongeneratoren

(1) Bei Asynchrongeneratoren die nicht spannungslos zugeschaltet werden, sind die allgemeinen Zuschaltbedingungen sinngemäss nach Tabelle 2 einzuhalten.

(2) Asynchrongeneratoren, die durch ein Antriebsaggregat hochgefahren werden, müssen mit einer Drehzahl zwischen 95 % und 105 % der Synchrondrehzahl strombegrenzt zugeschalten werden.

5.8 Verhalten bei Störungen in der EEA

(1) Bei Störungen in der EEA (in der EEE selbst oder im Teilnetz der EEA) mit möglichen negativen Auswirkungen auf das Netz ist diese unverzüglich vom Netz zu trennen. Kurzschlüsse und Erdschlüsse in der EEA sind durch den Schutz der EEA zu erkennen und abzuschalten (typisch eingestellte Verzögerung ≤ 0,1 Sekunde). Andere Fehler sind gemäss den anerkannten Regeln der Technik und je nach Typ der EEA zu behandeln.

5.9 Verhalten bei Störungen im Netz

(1) Nach Abschaltung eines Fehlers im Verteilnetz bzw. bei einer automatischen oder manuellen Wiedereinschaltung muss der EEA-Betreiber damit rechnen, dass die wiederkehrende Spannung am Anschlusspunkt asynchron zur Spannung der EEA sein kann. Der EEA-Betreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, automatische Wiedereinschaltungen (AWE) oder andere Vorgänge im Verteilnetz nicht zu Schäden an seinen Anlagen oder an Anlagen von Dritten führen. Bezüglich AWE sind die Hinweise im VSE-Handbuch «Empfehlungen zum Betrieb der automatischen Wiedereinschaltung in Verteilnetzen (NE 3 und NE 5)» zu beachten.

5.10 Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz

(1) Der EEA-Betreiber informiert den VNB vorgängig über Instandhaltungsarbeiten und geplante Abschaltungen oder relevante Leistungsreduktionen der EEA, sofern dies vom VNB verlangt wird.

(2) Der VNB informiert den EEA-Betreiber vorgängig über nötige Abschaltungen oder für den EEA-Betreiber relevante Umschaltungen im Netz, sofern dies eine Einschränkung der Einspeiseleistung der EEA zur Folge hat.

5.11 Gefährdung des stabilen Netzbetriebes

(1) In folgenden Fällen ist der VNB auch ohne vorgängige Benachrichtigung des EEA-Betreibers berechtigt, eine vorübergehende Begrenzung der Wirkleistung, eine Anlagenabschaltung oder eine Anpassung des Blindleistungsverhaltens zu verlangen bzw. vorzunehmen.

- Potenzielle Gefahr für den sicheren Systembetrieb
- Engpässe bzw. Gefahr von Überlastungen im Verteilnetz des VNB
- Gefahr einer Inselnetzbildung
- Gefährdung der statischen oder der dynamischen Netzstabilität
- Systemgefährdender Frequenzanstieg
- Im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements

Massnahmen, die Leib und Leben gefährden, müssen nicht umgesetzt werden.

6 Anforderungen für den Anschluss an das Mittel- und Hochspannungsnetz

6.1 Allgemein

(1) Die Anzahl der EEA hat vor allem im Mittelspannungsnetz in den vergangenen Jahren zugenommen und wird weiter ansteigen. Die verschiedenen Stromflüsse und sich wechselnde Stromrichtungen führen zu hohen Anforderungen an die Schutzsysteme. Die Personensicherheit, der Schutz der Netzanlagen und die Einhaltung der Spannungsqualität muss jederzeit gewährleistet sein. Vor Anschluss einer EEA an das Mittel- und Hochspannungsnetz muss diese hinsichtlich ihrer Netzrückwirkungen mit einem Anschlussgesuch durch den VNB beurteilt werden.

6.1.1 Anschlussgesuch und -Bewilligung

(1) Zwingend ist der VNB bereits in der Planungsphase mit einzubinden. Dabei müssen die beim VNB geltenden Anmeldeverfahren beachtet werden.

(2) Es muss vor dem Anschluss einer EEA an das Mittel- und Hochspannungsnetz dem VNB ein technisches Anschlussgesuch eingereicht werden. Dabei ist vorzugsweise das offizielle Formular des VSE zu verwenden. Verschiedene VNB haben jedoch eigene Anschlussgesuche, im Zweifelsfall muss daher mit dem VNB Rücksprache genommen werden.

(3) Aus dem Anschlussgesuch müssen u.a. für den VNB ersichtlich sein:

- Eingespeiste Leistung
- Art der Energieerzeugung (z.B. Stromrichter, Asynchrongenerator, Synchrongenerator)
- Leistungssteuerung (z.B. Stromrichter)
- Hersteller und Typ der EEA inkl. technisches Datenblatt
- Neuanlage oder Erweiterung einer bestehenden Anlage
- Elektrische Schema
- Stromanlaufverhalten bei rotierenden Maschinen ohne Stromrichter

(4) Bei Bedarf sind dem VNB weitere Unterlagen anzugeben. Das Gesuch um Plangenehmigung muss dem ESTI direkt eingereicht werden (vgl. Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen VPeA).

(5) Anhand der Angaben auf dem Anschlussgesuch und der am Anschlusspunkt vorhandenen Netzdaten beurteilt der VNB mit Hilfe der «Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ», ob dem Anschluss der Anlage zugestimmt werden kann oder welche Massnahmen gegebenenfalls zu treffen sind. Der Entscheid wird dem Gesuchsteller schriftlich mitgeteilt.

(6) Auf Anfrage teilt der VNB die Netz-Kurzschlussleistung (S_{kV}) am Anschlusspunkt mit. Diese dient als Grundlage zur Berechnung von Netzrückwirkungen nach D-A-CH-CZ.

(7) Ohne Anschlussbewilligung darf die Anlage nicht ans Verteilnetz angeschlossen werden. Für den Anschluss der EEA ans Verteilnetz ist ein Netzanschlussvertrag zwischen VNB und Netzanschlussnehmer notwendig.

6.1.2 Notstromanlagen (Netzersatzanlagen)

(1) Notstromanlagen versorgen ein kundeneigenes Netz im Inselbetrieb. Damit nach Spannungswiederkehr im Mittelspannungsnetz des VNB oder bei gewollter Einleitung eines Notstrombetriebs durch den Kunden für Probezwecke eine Unterbrechung der Versorgung der gesamten Kundenanlage oder von Teilen davon vermieden wird, ist ein kurzzeitiger Parallelbetrieb zur Rücksynchronisierung von Notstromaggregat und Mittelspannungsnetz des VNB zulässig. Die Dauer für den Parallelbetrieb umfasst nur die Umschaltzeit nach erfolgreicher Synchronisierung der Notstromanlage mit dem Verteilnetz des VNB. Sie ist auf maximal 60 Sekunden festgelegt. Ausgenommen hiervon ist nur der Probebetrieb (Parallelbetrieb mit öffentlichem Stromversorgungsnetz) für Testzwecke gemäss den Angaben des Herstellers der Notstromanlage. Dabei sind die Bedingungen des jeweiligen VNB zu beachten. Es müssen sämtliche Grenzwerte betreffend Netzrückwirkungen eingehalten werden und die Einspeiseleistung mit dem VNB vereinbart sein. Es ist während des Testbetriebs sicherzustellen, dass ein Netzausfall von der Notstromanlage sicher erkannt wird. Dazu ist ein Leistungsschalter mit Spannungs- und Frequenzschutz vorzusehen. Der Einsatz von Vektorsprungrelais ist für den Testbetrieb erlaubt. Die empfohlenen Einstellwerte sind in folgender Tabelle dargestellt.

Funktion		**Empfohlene Einstellwerte**	
Überspannungsschutz	U>	1,1 U_n	momentan *
Unterspannungsschutz	U<	0,80 U_n	momentan *
Überfrequenzschutz	f>	50,1 Hz	momentan *
Unterfrequenzschutz	f<	47,5 Hz	momentan *
* momentan = 50…150 Millisekunden (zur Vermeidung von Überfunktionen)			

Tabelle 3: Empfohlene Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen

(2) Notstromanlagen sind über einen Leistungsschalter an das Mittelspannungsnetz anzuschliessen.

(3) Bei Inselbetrieb ist sicherzustellen, dass der Leistungsschalter (Synchronisierungsschalter) ausgelöst wird bzw. sich in Aus-Stellung befindet, um eine Spannungsvorgabe ins Mittelspannungsnetz zu unterbinden sowie eine unsynchrone Zuschaltung zu verhindern. Das Kundennetz muss bei Inselbetrieb vom öffentlichen Mittelspannungsnetz getrennt werden.

(4) Geht der Parallelbetrieb eines Notstromaggregats mit dem Netz über den zur Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 60 Sekunden hinaus (z.B. bei Teilnahme des Notstromaggregats am Systemdienstleistungsmarkt), sind sämtliche Anforderungen für EEA einzuhalten. Mobile Notstromgruppen des zuständigen VNB zur Sicherstellung der Stromversorgung im Störfall, sind diesbezüglich während des Aufschaltens (synchronisieren) und Abschaltens (rücksynchronisieren) ausgenommen.

(5) Für die Rücksynchronisation sind die Bedingungen wie unter Kapitel 5.5 definiert einzuhalten.

6.2 Primärtechnik am Anschlusspunkt

(1) Der Anschluss der Erzeugungsanlage erfolgt über eine Anschlussanlage. Die Einzelheiten dieser Anlage werden jeweils zwischen VNB und EEA-Betreiber geregelt. Der EEA-Betreiber hat hierfür ein einpoliges Schema zu erstellen. Die gesamte Anschlussanlage ist gemäss gültigen Normen und gemäss den anerkannten Regeln der Technik auszuführen.

(2) Da sich die Erzeugungsanlage an der dynamischen Netzstützung durch Einspeisung eines Blindstromes beteiligen muss, sind die entsprechenden Schutzeinrichtungen und Wandler vom Netzanschlussnehmer vorzusehen.

(3) Ein Anschlussfeld kann aus folgenden Primärkomponenten bestehen und muss zusammen mit dem VNB koordiniert werden. Der Aufbau und Auslegung, insbesondere die gemeinsame Nutzung der Wandler, sind zwischen den Vertragspartnern abzustimmen.

- Sammelschienentrennung und Leistungsschalter
- Erdtrenner oder Erdfixpunkte
- 3 Spannungswandler mit mindestens einer Wicklung/Ausgang für Schutz-, Steuerung-, Mess- und Zählungseinrichtungen. Im Netz mit isoliertem oder resonanzgeerdetem Sternpunkt ist eine zweite Wicklung für die Beschaltung gegen Ferroresonanz notwendig.
- 2 bis 4 Stromwandlerkerne/Ausgänge je Phase für Schutz-, Steuerung-, Mess- und Zählungseinrichtungen
- 1 Summenstromwandler als Kabelumbauwandler für den Erdschlussschutz in Netzen mit isoliertem oder resonanzgeerdetem Sternpunkt ist zu prüfen.
- Kabelmantelbehandlung bei Kabelanlagen
- Überspannungsableiter

(4) Für den Fall, dass sich die Erzeugungsanlage an der dynamischen Netzstützung durch Einspeisung eines Blindstromes beteiligen muss (EEA > 250 kW), sind die entsprechenden Schutzeinrichtungen und Wandler vom Netzanschlussnehmer vorzusehen. Die für einen Distanz- oder Spannungsschutz erforderlichen Strom- und Spannungswandler müssen in der Regel am Anschlusspunkt vorhanden sein. In Absprache mit dem VNB können die Strom- und Spannungswandler auch an der Energieübergabestelle (vgl. Anhang A.1) eingebaut werden. Die Auslösung der Schutzeinrichtung muss auf den Leistungsschalter am Anschlusspunkt bzw. auf den generatorseitigen Leistungsschalter wirken.

(5) Die Primärkomponenten sind unter anderem anhand folgender Kenngrössen auszulegen:

- Nennspannung
- Nennfrequenz
- Sternpunktbehandlung des Netzes
- Betriebsspannung (U_c) mit Spannungstoleranz
- Maximaler Betriebsstrom
- Maximale Erd- und Kurzschlussströme
- Höchste Spannung für Betriebsmittel (U_m)

(6) Der VNB gibt die erforderlichen Kennwerte für die Dimensionierung der Anschlussanlage und der EEA/EEE vor.

(7) Die Erdungsanlage ist anhand den angegebenen Kurzschluss- sowie Erdschlussströme zu dimensionieren und zu errichten.

6.3 Sekundärtechnik

6.3.1 Allgemein

(1) Der Zweck des Schutzes am Anschlusspunkt ist die Sicherstellung, dass der Anschluss einer EEA an das Verteilnetz dieses nicht in seiner Funktion oder seiner Sicherheit beeinträchtigt (insbesondere ist damit gemeint, dass die EEA nicht Einrichtungen des Netzes gefährdet). Dieser Schutz muss innerhalb der Spannungs- und Frequenzsollwerte gegenüber normalen Spannungs- und Frequenzänderungen im Verteilnetz unempfindlich sein. Für die Realisierung und Funktionalität des Schutzes ist der Eigentümer der EEA verantwortlich. Im Falle eines Arealnetzes ist hierfür ab Anschlusspunkt der Arealnetzeigentümer verantwortlich.

(2) Der Schutz am Anschlusspunkt hat die Aufgabe, die EEA oder EEE bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz zu trennen. Damit soll eine ungewollte Einspeisung in das Verteilnetz verhindert werden. Der Eigenschutz ist nicht in diesem Dokument beschrieben. Dieser darf die in diesem Dokument geregelten Anforderungen nicht unterlaufen. Der Anlagenbetreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, AWE im vorgelagerten Verteilnetz oder andere Vorgänge im Verteilnetz des VNB nicht zu Schäden an seinen Anlagen führen.

(3) Spannungsschutzeinrichtungen sollen den Effektivwert auswerten. Hierbei genügt die Auswertung der 50-Hz-Grundschwingung. Der Überspannungsschutz U> ist als gleitender 10-Minuten-Mittelwert-Schutz auszulegen, der die Überschreitung der oberen Spannungsgrenze nach SN EN 50160 verhindert (Überwachung der Spannungsqualität). Dabei ist es ausreichend, spätestens alle 3 Sekunden einen neuen 10-Minuten-Mittelwert zu bilden.

(4) Die Spannungswerte sind logisch ODER zu verknüpfen. Das Über- bzw. Unterschreiten der eingestellten Spannungsschwelle bei mindestens einer Messspannung führt zu einer Schutzanregung.

(5) Frequenzschutzeinrichtungen müssen Leiter-Leiter-Spannungen auswerten.

(6) Sind in einer Anlage zusätzliche Funktionen wie z.B. Unsymmetrie- oder Maximalstromschutz vorhanden, dürfen diese zusammen in einem Schutzgerät realisiert werden.

(7) Bei Arealnetzen mit Anschlusspunkt an das Mittel- oder Hochspannungsnetz müssen EEA mit Niederspannungsanschluss die Anforderungen der Branchenempfehlung des VSE «NA/EEA-NE7 - CH» erfüllen.

6.3.2 Steuerung und Regelung

(1) Der EEA-Betreiber ist für die Steuerungs- sowie die Synchronisierungseinrichtung seiner Anlage verantwortlich.

(2) Hinsichtlich Synchronisierung gilt es zu beachten, dass der VNB einen Ein-Befehl von der Steuerung der Erzeugungseinheit bzw. Erzeugungsanlage nicht auf Synchronität überprüft. Der VNB kann dem EEA-Betreiber entweder die Spannung von Sammelschienenspannungswandlern oder vom Sammelschienenspannungsabbild der Unterstation (generiert von den Abgangsspannungswandlern) zur Verfügung stellen.

(3) Die Steuerhoheit am Anschlusspunkt muss zwischen VNB und EEA-Betreiber vor Inbetriebnahme der EEA geregelt werden.

(4) Der Montageplatz für Einrichtungen des VNB, die für den Anschluss der EEA erforderlich sind (z.B. Verrechnungsmessung, Produktionsmessung, Fernsteuerung mit Kommunikationseinrichtungen, USV, etc.), ist vom Netzanschlussnehmer kostenlos zur Verfügung zu stellen. Es ist eine geeignete Schnittstelle im Bereich der Messstelle für Steuerung, Regelung und Messung umzusetzen. Diese Schnittstelle kann über einen Bus oder mit analogen und binären Ein-/Ausgängen erfolgen. Die Details legen die VNB in ihren technischen Anschlussbedingungen fest.

(5) EEA mit Anschlusspunkt in der NE 5 wird empfohlen, sich an die Leitstelle des VNB anzubinden.

(6) EEA mit Anschlusspunkt in der NE 3 müssen an die Leitstelle des VNB angebunden werden.

(7) Unter Anbindung an die Leitstelle des VNB wird die Übertragung des aktuellen Anlagenzustandes und Messwerten (I, U, P, Q) der EEA sowie die Steuermöglichkeit darauf verstanden. Sie findet in Echtzeit statt.

(8) Folgende Rückmeldungen zum Anlagenzustand sollten mindestens als potentialfreie Kontakte zur Verfügung gestellt werden:

- Stellungen aller Schaltgeräte des Anschlussfelds
- Sammelmeldung Schutzauslösung

6.3.3 Steuerung der Wirk- und Blindleistung

(1) Wann und in welchem Bereich die Wirk- und Blindleistung geregelt werden soll und wie die Schnittstelle technisch realisiert wird, wird vom VNB festgelegt und vertraglich geregelt.

(2) Die Steuerung der EEA muss über eine geeignete Schnittstelle (analoge, binäre Eingänge oder eine Systemschnittstelle) verfügen, über die der VNB (z.B. zur Verhinderung eines Netzzusammenbruchs) die Erzeugungsanlage abschalten oder die Wirk- und Blindleistung anpassen kann.

(3) Erzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, ihre Wirkleistung in Stufen von mind. 10 % der maximalen Wirkleistung zu reduzieren. Die Reduktion der Wirkleistung muss bei jedem Betriebszustand und aus jedem Betriebspunkt auf den vom VNB vorgegebenen Sollwert möglich sein.

(4) Sofern nur analoge Eingänge vorhanden und geeignet sind, können auch diese verwendet werden.

6.3.4 Schutz

(1) Der Schutz ist für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb von erheblicher Bedeutung. Der EEA-Betreiber ist für die Sicherstellung des Eigenschutzes selbst verantwortlich. Insofern sind gegebenenfalls die in dieser Richtlinie beschriebenen Schutzfunktionen durch den Netzanschlussnehmer der Erzeugungsanlage zu erweitern. Der Eigenschutz darf aber die in diesem Dokument beschriebenen Anforderungen nicht unterlaufen.

(2) Die Schutzeinrichtungen müssen Fehler (z.B. Kurzschlüsse und Erdschlüsse) auf der Seite der EEA erkennen und abschalten. Hierzu sind die Anforderungen des jeweiligen VNB und die Festlegungen im Handbuch des VSE «Schutzleitfaden Schweiz (SLF-CH)» zu berücksichtigen.

(3) Es müssen Fehler im nahen Netz (z.B. gleiche Spannungsebene) erkannt werden, damit sich die EEA nach einer festgelegten Zeit vom Netz trennt. Der EEA-Betreiber muss hierzu genügend Schutzeinrichtungen installieren. Bei inselbetriebsfähigen Anlagen sind diese Schutzmassnahmen auch für den Inselbetrieb zu garantieren.

(4) Schutzkonzept sowie Schutzeinstellungen an der Schnittstelle zwischen dem VNB und dem EEA-Betreiber sind projektspezifisch in der Planungsphase zwischen beiden Partnern abzustimmen. Am Anschlusspunkt werden Schutzeinrichtungen sowohl für den Schutz des Netzes als auch für den Schutz der Anlage des EEA-Betreibers vorgesehen. Die Schutzeinstellwerte, die das Verteilnetz beeinflussen, werden vom VNB vorgegeben. Die Schutzeinstellungen, welche sowohl das Verteilnetz wie auch den Eigenschutz der EEA betreffen, werden gemeinsam festgelegt.

6.3.5 Kurz- und Erdschlussschutz im Netz

(1) Das Verfahren zur Erdschlusserkennung und -abschaltung hängt von der Sternpunktbehandlung des Mittel- und Hochspannungsnetzes und der Betriebsphilosophie der VNB ab.

(2) Der Schutz der EEA bzw. EEE muss auch Kurz- und Erdschlüsse im Netz abdecken können.

(3) *EEA, die direkt in eine Unterstation einspeisen*
Kurzschlüsse in der Schaltanlage der Unterstation müssen schnell erkannt und abgeschaltet werden. Die Erdschlusserfassung erfolgt nach Vorgabe der VNB. Mit dem VNB ist das Schutzkonzept und die Schnittstellen vorgängig abzusprechen und umzusetzen.

(4) *EEA, die in eine Schalt- oder Transformatorstation einspeisen*
Der Schutz der EEA muss Netzschutzfunktionen besitzen, um Fehler auf der Leitung zwischen EEA und Unterstation zu erkennen und unerwünschte Netzinseln bei einer Schalterauslösung in der Unterstation zu verhindern. Diese Schutzziele können mit Spannungs- und Frequenzfunktionen erreicht werden. Als weitere Möglichkeit kann eine Schalter-Mitnahme von der Unterstation über eine geeignete Kommunikation oder ein eigener Distanzschutz auf der Mittelspannungsseite der EEA realisiert werden.

(5) Kriterien, welche die Ausgestaltung der Schutzsysteme für den Netz- und Anlagenschutz bestimmen sind unter anderem:

- Anschlusspunkt im Mittelspannungsnetz und spezifisches Netzschutzkonzept des VNB.
- Kurzschlussleistung der EEA. Der Einsatz einer Distanz- resp. Impedanzschutzfunktion am Netzanschlusspunkt ist ab einer Gesamtleistung der EEA von grösser 1 MVA für rotierende EEA und 3 MVA für EEA mit Umrichtern zu prüfen. Bei EEA geringerer Gesamtleistung ist in den meisten Fällen ein Entkupplungsschutz mit Spannungs- und Frequenzfunktionen ausreichend. Die U< und U<< Funktionen sind mit den Schutzauslösezeiten des VNB abzustimmen. Diese Spannungsschutz-Funktionen sind in vielen Fällen unselektiv, da nicht zwischen Kurzschlüssen auf der eigenen Leitung und anderen, weiter entfernten Kurzschlüssen unterschieden werden kann.
- Die Notwendigkeit eines Leistungsschalters auf Seite Mittelspannung ist definiert durch die technischen Anschlussbedingungen des VNB, Anlagetopologie, Nennleistung des Transformators, Nennleistung der EEA, Verfahren für die Behandlung des Erdfehlers Seite Anlage und Seite Netz.

- Sind am Anschlusspunkt in der NE 5 Verbraucher und Erzeuger angeschlossen, können in Absprache mit dem VNB mit den Netzschutzfunktionen am zentralen Anschlusspunkt nur die Leistungsschalter der EEA in der NE 7 ausgelöst werden. Hierzu wird ein potentialfreier Kontakt am Schutzrelais am Anschlusspunkt zur Verfügung gestellt.
- Ein externer NA-Schutz in der NE 7 ist gemäss Vorgaben des VSE-Branchendokuments «NA-EEA-NE7 – CH» in folgenden Fällen zu realisieren:
  a) Am Anschlusspunkt in der NE 5 ist kein Entkupplungsschutz vorhanden oder von Seite VNB gefordert, welcher die EEA galvanisch vom Netz trennt.
  b) In Arealnetzen
- Der integrierte NA-Schutz in Wechselrichtern von PV-Anlagen ist unabhängig vom Anschlusspunkt gemäss Anhang E einzustellen.

(6) Die Schutzeinstellungen sind zwingend mit dem VNB zu koordinieren.

(7) Schutzeinstellungen, welche sowohl die EEA/EEE wie auch das Netz betreffen, werden zwischen dem VNB und dem EEA-Betreiber vereinbart. Wenn erforderlich kann der VNB in Absprache mit dem EEA-Betreiber auch nachträglich andere Schutzeinstellungen verlangen.

(8) Ist der Schalter der Unterstation auch der Generatorschalter, ist ein Schalterversagerschutz (SVS) zu realisieren. Es ist zwischen den Partnern abzusprechen, welche Signale diesen SVS anregen und welche Freigaben für den SVS gelten.

(9) In Anhang A werden Beispiele zur Realisierung von Schutzfunktionen aufgezeigt.

(10) In Tabelle 4 und Tabelle 5 sind die Einstellempfehlungen für die Schutzrelais der EEA aufgeführt.

Funktion		**Einstellbereich des Schutzrelais**	**Empfohlene Schutzeinstellwerte**	
Überspannungsschutz	U>	1,0…1,4 U_n	1,1 U_c	60 s
Überspannungsschutz[1]	U>>	1,0…1,4 U_n	1,15 U_c	5 s
Überspannungsschutz[1]	U>>>	1,0…1,4 U_n	1,25 U_c	≤ 100 ms
Unterspannungsschutz	U<	0,1…1,0 U_n	0,85 U_c	≤ 1,5 s
Unterspannungsschutz	U<<	0,1…1,0 U_n	0,30 – 0,70 U_c	150 - 700 ms
Überfrequenzschutz	f>	50…53 Hz	51,5 Hz (U > 70% U_c)	≤ 100 ms
Unterfrequenzschutz	f<	47…50 Hz	47,5 Hz (U > 70% U_c)	≤100 ms

Tabelle 4: Einstellempfehlungen für Schutzrelais der EEA, Typ B1, C1

U_c: vereinbarte Versorgungsspannung
U_n: Nennspannung (Nominalwert)
Momentan = 50…150 Millisekunden (zur Vermeidung von Überfunktionen)
Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiederzuschaltung beachten.
[1]sofern das Schutzgerät über zwei Überspannungsstufen verfügt, wird eine Einstellung von 1,2 x U_c mit einer Auslösezeit von 2 Sekunden empfohlen

Funktion		Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz (10 Min-Mittelwert)[1]	U>		1,1 U_c	Momentan
Überspannungsschutz[2]	U>	1,0…1,4 U_n	1,1 U_c	60 s
Überspannungsschutz	U>>	1,0…1,4 U_n	1,25 U_c	≤ 100 ms
Unterspannungsschutz	U<	0,1…1,0 U_n	0,85 U_c	≤ 1,5 s
Unterspannungsschutz	U<<	0,1…1,0 U_n	0,15 U_c	≤ 150 ms
Überfrequenzschutz	f>	50…53 Hz	51,5 Hz (U > 70% U_c)	≤ 100 ms
Unterfrequenzschutz	f<	47…50 Hz	47,5 Hz (U > 70% U_c)	≤ 100 ms

Tabelle 5: Einstellempfehlungen für Schutzrelais der EEA, Typ B2, C2

U_c: Vereinbarte Versorgungsspannung
U_n: Nennspannung (Nominalwert)
Momentan = 50…150 Millisekunden (zur Vermeidung von Überfunktionen)
[1] Stromrichter sind standardmässig so einzustellen
Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiederzuschaltung beachten.
[2] bei EEA zu verwenden, welche über keinen 10 Min-Mittelwertschutz verfügen.

6.3.6 Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

(1) Bei Asynchrongeneratoren und permanent-erregten Generatoren ist der Q-U-Schutz am Anschlusspunkt zwingend nötig (Anlagen Leistungsklasse Typ B und C).

(2) Der Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q→ & U<), nachfolgend Q-U-Schutz genannt, überwacht das systemgerechte Verhalten der Erzeugungsanlage nach einem Netzfehler. Erzeugungsanlagen, die den Wiederaufbau der Netzspannung durch Aufnahme von induktiver Blindleistung aus dem Netz stören, werden vom Netz getrennt.

(3) Hierzu trennt der Q-U-Schutz die Erzeugungsanlage zwischen 0,5…1,5 Sekunden vom Netz (Abschaltung vor Schutzendzeit des Netzes), wenn alle drei verketteten Spannungen am Anschlusspunkt kleiner als 0,85 U_c sind (logisch UND-verknüpft) und die Erzeugungsanlage gleichzeitig induktive Blindleistung (> 5 % der vereinbarten Nennleistung) aus dem Netz des VNB aufnimmt. Gleichzeitig muss ein entsprechender Lastfluss vorhanden sein, um eine Überfunktion der Blindleistungserkennung zu verhindern. Der eingespeiste Strom sollte dann mindestens 10 % des Nennstromes betragen. Sind alle diese Bedingungen erfüllt, liegt eine Anregung des Q-U-Schutzes vor (Auslösezeit 0,5…1,5 Sekunden, kleiner Schutzendzeit des Netzes).

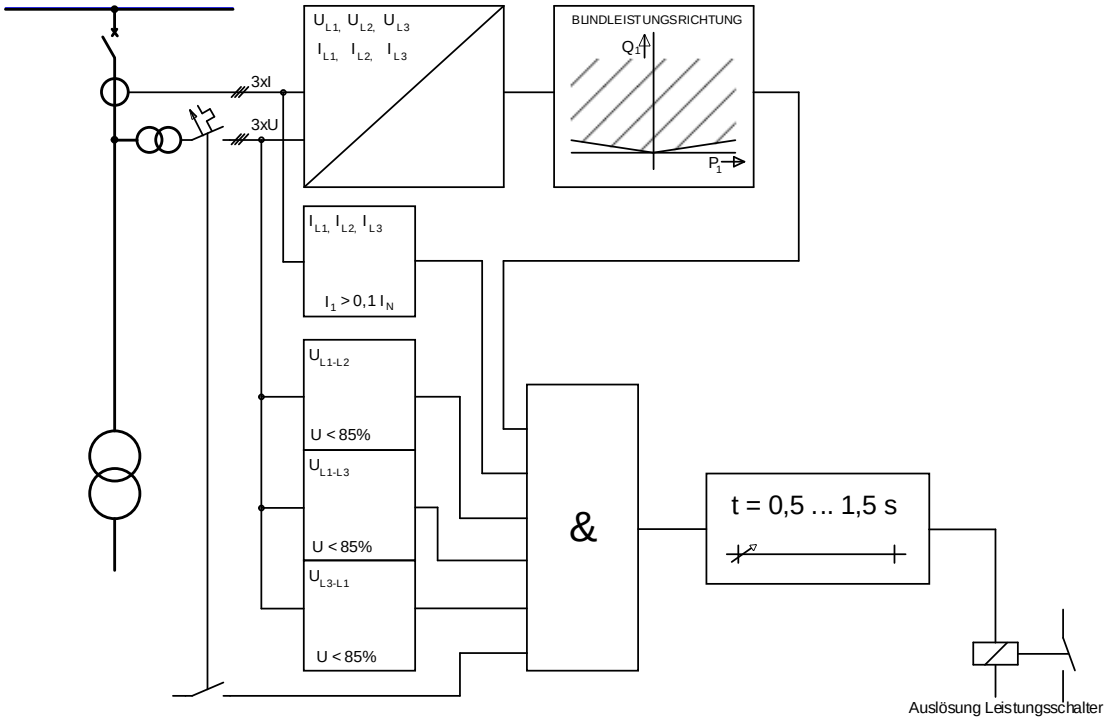


Abbildung 14: Beispiel Q-U-Schutz

(4) Für die Einstellung des Q-U-Schutzes werden folgende Werte empfohlen:

Funktion	**Einstellbereich**	**Empfohlene Einstellwerte**	
Q-U-Schutz	0,7…1,0 U_n	0,85 U_c	t = 0,5 – 1,5 s

Tabelle 6: Einstellempfehlungen Q-U-Schutz. Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysterese) beachten.

(5) Damit der Q-U-Schutz funktioniert, muss die Anlage mindestens 10 % des Nennstromes (Wandler des Schutzgerätes) erzeugen.

6.3.7 Inselnetzerkennung

(1) Bei EEE hat die Inselnetzerkennung nach einem der folgenden Verfahren zu erfolgen:

- Aktives Verfahren. Hier findet ein aktiver Eingriff in die Regelung der Anlage z.B. mittels Frequenz-Shift-Verfahren (in der Regel bei Stromrichteranlagen) statt.
- Passives Verfahren. Diese findet aufgrund von Messungen z.B. mit Hilfe der dreiphasigen Spannungsüberwachung statt und ist nur bei EEE ohne Stromrichter oder bei einphasigen EEE mit Stromrichter möglich.
  Dabei kann als passives Verfahren z.B. das RoCoF-Verfahren eingesetzt werden. Für das RoCoF-Verfahren ist als Einstellwert 2 Hz/s mit einem Zeitgleitfenster von 0,5 Sekunden einzustellen, allerdings sollte das RoCoF-Verfahren zwingend mit einer UND-Verknüpfung mit der Frequenz angewandt werden.
- Kombination aus aktiven und passiven Verfahren.
- Anhand des Netzabbildes/Schalterstellungen

(2) Die Erkennung eines Inselnetzes muss innerhalb von 5 Sekunden erfolgen. Die dynamische Netzstützung sowie die sich daran anschliessende Erhöhung der Scheinleistungseinspeisung hat höhere Priorität als die Inselnetzerkennung. Die Inselnetzerkennung kann für die Dauer der dynamischen Netzstützung deaktiviert werden. Bleibt die Inselnetzerkennung aktiv, so darf sie die dynamische Netzstützung und die sich daran anschliessende Erhöhung der Scheinleistungseinspeisung nicht unterlaufen.

(3) Die resultierende Abschaltzeit einer EEA im Falle von FRT und einer darauffolgenden Inselnetzbildung darf unter Berücksichtigung der kumulierten Zeiten für die dynamische Netzstützung, die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung sowie die eigentliche Inselnetzerkennung maximal 9 Sekunden betragen.

(4) Bei Wechselrichtern in PV-Anlagen muss die Inselnetzerkennung nach SN EN 62116:2014 geprüft sein.

(5) Der ausschliessliche Einsatz des Vektorsprungverfahrens oder RoCoF-Verfahrens ist nicht zulässig. Die Anwendung derselben sollte immer in Kombination mit weiteren Verfahren bzw. Kriterien erfolgen.

6.4 Hilfsenergie

(1) Die Anschlussanlage muss über eine Eigenbedarfsversorgung verfügen. Wenn die Funktion der Schutzeinrichtungen oder die Auslösung der Schaltgeräte eine Hilfsspannung erfordert, muss zudem eine von der Netzspannung unabhängige Hilfsenergieversorgung vorhanden sein (z.B. Batterie, Kondensator, Wandlerstrom). Die Eigenbedarfsversorgung der Anschlussanlage (inkl. Hilfsenergie) liegt in der Verantwortung des EEA-Betreibers. Im Falle einer Fernsteuerung ist diese ebenfalls mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie zu realisieren. Wenn eine Hilfsenergieversorgung über eine längere Dauer erforderlich ist, ist deren Kapazität so zu bemessen, dass die Anschlussanlage bei fehlender Netzspannung mit allen Schutz-, Sekundär- und Notbetriebseinrichtungen mindestens acht Stunden lang betrieben werden kann.

6.5 Kommunikationssysteme

(1) Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) in der NE 5 werden üblicherweise mit Frequenzen zwischen 100 und 1600 Hz betrieben. Die örtlich verwendete TRA-Frequenz ist beim VNB zu erfragen. Falls eine EEA den Betrieb der TRA unzulässig beeinträchtigt, sind vom EEA-Betreiber Massnahmen zur Beseitigung der Beeinträchtigung zu treffen. Dies auch dann, wenn die Beeinträchtigungen zu einem späteren Zeitpunkt festgestellt werden. Weitere wichtige Anschlusskriterien sind in den «Technischen Regeln zu Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ» festgehalten.

7 Prüfungen, Abnahme und Messungen

(1) Der EEA-Betreiber ist für die Inbetriebnahme der EEA verantwortlich und dass die Grenzwerte nach den «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ», die technischen Anschlussbedingungen (TAB) des VNB sowie deren Vorgaben eingehalten werden.

(2) Der VNB ist verantwortlich für die Einhaltung der Spannungsqualität im Verteilnetz. Zur Überprüfung kann die Situation bei einer EEA gemessen werden. Der VNB kann dabei überprüfen, ob die Auflagen aus dem Anschlussgesuch eingehalten werden.

(3) Für die übrigen Abnahmen und Messungen gemäss ESTI ist der Betreiber der EEA verantwortlich.

(4) Die Verantwortung für die Mess- und Prüfprotokolle und deren Übergabe an den VNB liegt beim EEA-Betreiber.

(5) Eine temporäre Inbetriebnahme zur Prüfung der EEA kann in Absprache mit dem VNB vorgängig erfolgen.

(6) Eine definitive Inbetriebnahme darf erst nach Freigabe durch den VNB erfolgen.

(7) Der VNB kann zusätzliche Tests, Schutzprüfungen sowie Messungen verlangen (z.B. zur Prüfung der Spannungsqualität) oder selbst durchführen, welche die Anforderungen in diesem Dokument bestätigen.

Anhang A Beispiele und Erläuterungen (B+E)

A.1 Definition Anschlusspunkt

(1) Der Anschlusspunkt hat technischen Bezug. Er ist ein Ort im Mittel- oder Hochspannungsverteilnetz, an dem die Anlage eines Netznutzers angeschlossen ist. Der Anschlusspunkt legt die Grenzstelle zwischen der Anlage des Netznutzers und des Mittel- oder Hochspannungsnetzes fest. Der Anschlusspunkt ist im Netzanschlussvertrag zu regeln.

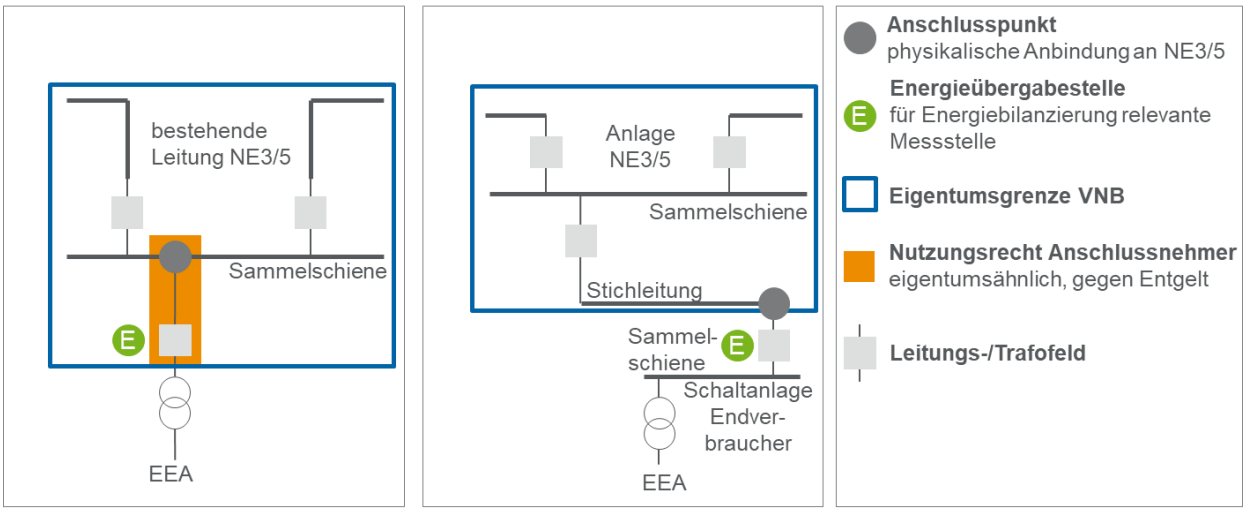


Abbildung 15: Anschlussvarianten mit verschiedenen EEA-Typen

Bemerkung zu den nachfolgenden Anwendungsbeispielen

(1) Bei den nachfolgenden Anwendungsbeispielen A.2 - A.6 wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit auf die Darstellung der Verrechnungsmessung verzichtet.

A.2 Anwendungsbeispiel NE 3 – Leistungsklasse B Typ 1 und Typ 2

Für den Eigenschutz der EEE sind weitere Schutzfunktionen durch den Anlagenbetreiber vorzusehen, diese sind in den nachfolgenden Tabellen nicht abschliessend definiert.

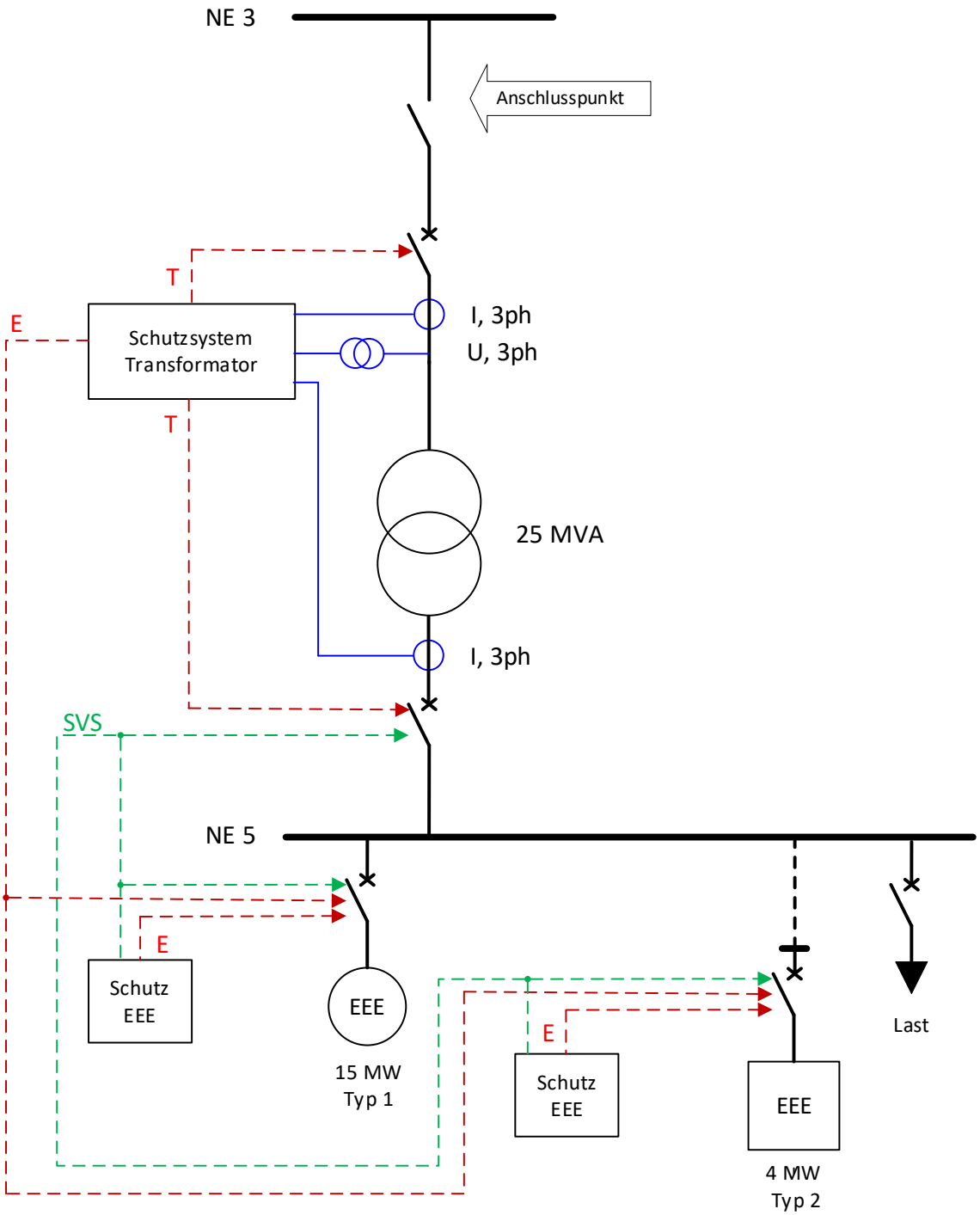


Abbildung 16: Anwendungsbeispiel NE 3 – Leistungsklasse B Typ 1 und Typ 2

Schutzsystem Transformator			**Beschreibung**
SN EN	**ANSI**		
I>, I>>	50/51	T & E	Kurzschlussschutz Transformator
Io>	51N	T & E	Erdschlussschutz Transformator[1)]
I>/Io>BF	50/51BF	SVS	Schalterversagerschutz
I>/U<	-	E	Spannungsabhängiger Überstromschutz
Uo>	59N	E / T	Erdschlussschutz Netz[1)]
ΔI	87T	T & E	Differentialschutz Transformator
Z<	21	T & E	Distanzschutz[2)] Kurzschlussschutz Netz und Transformator
Q-U-Schutz		E	Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz[3)]

Tabelle 7: Angaben zum Schutzsystem Transformator zu Anwendungsbeispiel A.2

Schutzsystem EEE			**Beschreibung**
SN EN	**ANSI / IEEE**		
U<, U<<	27	E	Unterspannungsschutz
U>, U>>	59	E	Überspannungsschutz
f<, f>	81	E	Frequenzschutz
I>/U<	-	E	Spannungsabhängiger Überstromschutz[4)]
-	-	E	Erkennung Inselnetz
50,2 Hz Reduktion		E	Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Tabelle 8: Angaben zum Schutzsystem EEE zu Anwendungsbeispiel A.2

Aufgeführte Zeichen sind aus der SN EN 60617 (SN EN 60617-2 bis SN EN 60617-13)
Aufgeführte Nummer sind aus der ANSI/IEEE C37.2

T = Auslösung Leistungsschalter Transformator
E = Auslösung Leistungsschalter EEE
SVS = Schalterversagerschutz 2-stufig; je nach Schutzkonzept erforderlich oder nicht

[1)] sofern vom VNB gefordert (abhängig von Schutzkonzept und Sternpunktbehandlung)
[2)] Distanzschutz gemäss Schutzkonzept
[3)] kann auch im Schutzrelais beim Transformator realisiert werden; Der Q-U-Schutz ist nur bei Asynchrongeneratoren und permanent-erregten Generatoren am Anschlusspunkt nötig
[4)] nur bei rotierenden Erzeugungsanlagen ohne Umrichter

A.3 Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B mit Typ 1 und Typ 2

Der Transformator im folgenden Beispiel ist wegen seiner Nennleistung von 2,5 MVA sowie anderen untenstehenden Kriterien mit einem Leistungsschalter an die NE 5 angeschlossen.
Für den Eigenschutz der EEE sind weitere Schutzfunktionen durch den Anlagenbetreiber vorzusehen, diese sind in den nachfolgenden Tabellen nicht abschliessend definiert.

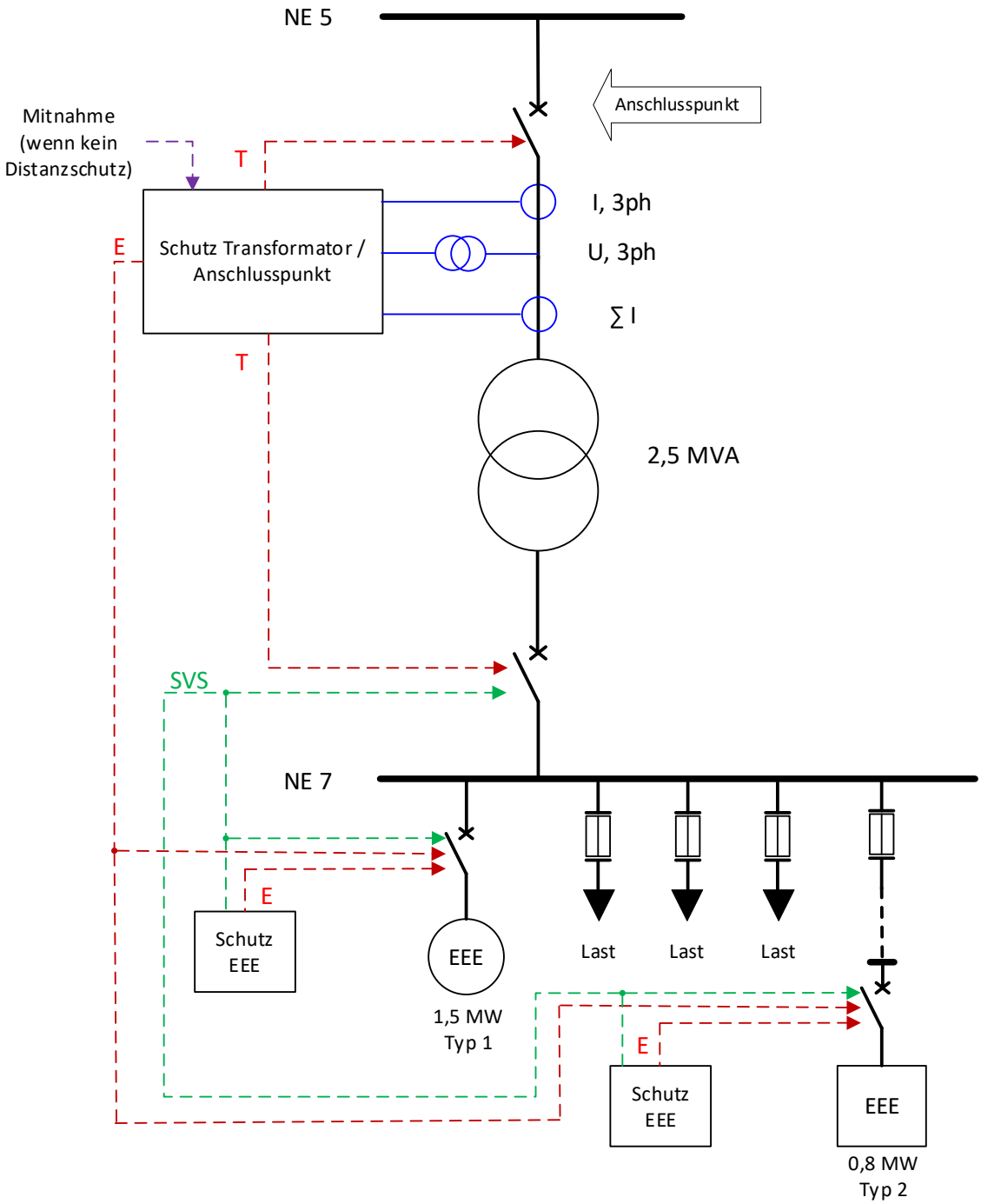


Abbildung 17: Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B mit Typ 1 und Typ 2

Schutzsystem Transformator			**Beschreibung**
SN EN	**ANSI**		
I>, I>>	50/51	T & E	Kurzschlussschutz Transformator
Io>	51N	T & E	Erdschlussschutz Transformator[1)]
I>/Io>BF	50/51BF	SVS	Schalterversagerschutz
Uo>	59N	E / T	Erdschlussschutz Netz[1)]
Z<	21	T & E	Distanzschutz[2)] Kurzschlussschutz Netz und Transformator
Mitnahme	85	T & E	Signalvergleich für Distanz- oder Überstromschutz
Q-U-Schutz		E	Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz[3)]

Tabelle 9: Angaben zum Schutzsystem Transformator zu Anwendungsbeispiel A.3

Schutzsystem EEE			**Beschreibung**
SN EN	**ANSI / IEEE**		
U<, U<<	27	E	Unterspannungsschutz
U>, U>>	59	E	Überspannungsschutz
f<, f>	81	E	Frequenzschutz
I>/U<	-	E	Spannungsabhängiger Überstromschutz[4)]
-	-	E	Erkennung Inselnetz
50,2 Hz Reduktion		E	Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Tabelle 10: Angaben zum Schutzsystem EEE zu Anwendungsbeispiel A.3

Aufgeführte Zeichen sind aus der SN EN 60617 (SN EN 60617-2 bis SN EN 60617-13)
Aufgeführte Nummer sind aus der ANSI/IEEE C37.2

T = Auslösung Leistungsschalter Transformator
E = Auslösung Leistungsschalter EEE
SVS = Schalterversagerschutz 2-stufig; je nach Schutzkonzept erforderlich oder nicht

[1)] sofern vom VNB gefordert (abhängig von Schutzkonzept und Sternpunktbehandlung)

[2)] Einsatz von Distanzschutz bei rotierenden Anlagen > 1 MVA oder EEA mit Umrichtern > 3 MVA gemäss Schutzkonzept VNB zu prüfen. Alternativ Spannungsschutz U<, U<< und U>, U>> am Anschlusspunkt einsetzen.

[3)] kann auch im Schutzrelais beim Transformator realisiert werden; Der Q-U-Schutz ist nur bei Asynchrongeneratoren und permanent-erregten Generatoren am Anschlusspunkt nötig

[4)] nur bei rotierenden Erzeugungsanlagen ohne Umrichter

A.4 Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 700 kW

Gemäss den technischen Anschlussbedingungen des VNB ist auf der Oberspannungsseite des Transformators ein Erdfehlerschutz erforderlich (I0> für Erdschlussschutz Transformator, U0> für Erdschlussschutz Netz).

Die Spannungs- und Frequenzschutzfunktionen können nach Absprache mit dem VNB mittels eines externen NA-Schutzes gemäss Vorgaben des Branchendokuments «NA-EEA-NE7 – CH» des VSE in der NE 7 realisiert werden.

Für den Eigenschutz der EEE sind weitere Schutzfunktionen durch den Anlagenbetreiber vorzusehen, diese sind in den nachfolgenden Tabellen nicht abschliessend definiert.

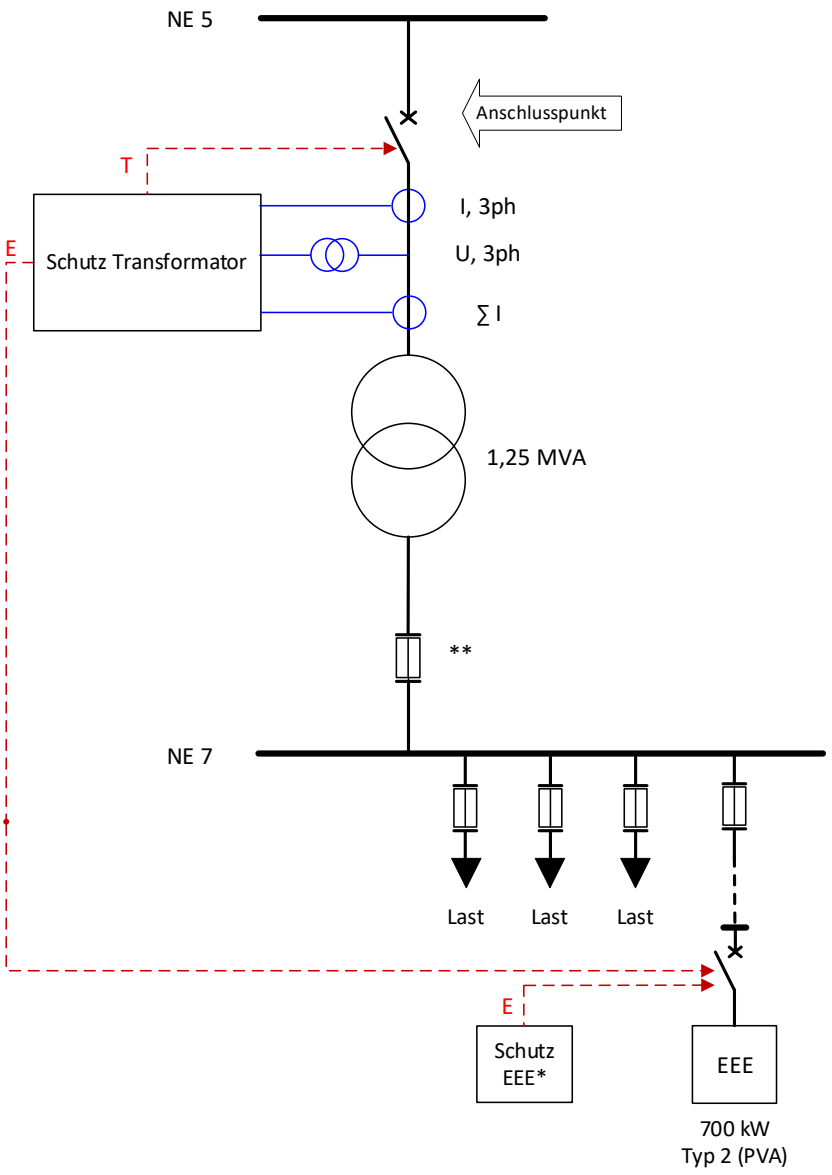


Abbildung 18: Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 700 kW

* Für den NA-Schutz der Erzeugeranlage gelten alle Vorgaben gemäss dem gültigen Branchendokument NA-EEA-NE7 – CH des VSE.

** In der NE 7 können Sicherungen oder ein Leistungsschalter mit Schutzfunktionen eingesetzt werden.

Schutzsystem Transformator			Beschreibung
SN EN	**ANSI**		
I>, I>>	50/51	T & E	Kurzschlussschutz Transformator / Sicherung[1)]
Io>	51N	T & E	Erdschlussschutz Transformator[1)]
Uo>	59N	E / T	Erdschlussschutz Netz[1)]
U<, U<<	27	T	Unterspannungsschutz[1)]
U>, U>>	59	T	Überspannungsschutz[1)]
f<, f>	81	T	Frequenzschutz[1)]

Tabelle 11: Angaben zum Schutzsystem Transformator zu Anwendungsbeispiel A.4

Schutzsystem EEE			Beschreibung
SN EN	**ANSI**		
U<, U<<	27	E	Unterspannungsschutz
U>, U>>	59	E	Überspannungsschutz
U> 10min	59	E	Überspannungsschutz 10min-Mittelwert
f<, f>	81	E	Frequenzschutz
I>/U<	-	E	Spannungsabhängiger Überstromschutz[2)]
-	-	E	Erkennung Inselnetz (z.B. Shiftverfahren)
50,2 Hz Reduktion		E	Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Tabelle 12: Angaben zum Schutzsystem EEE zu Anwendungsbeispiel A.4

T = Auslösung Leistungsschalter Transformator
E = Auslösung Leistungsschalter EEE

[1)] sofern vom VNB gefordert (abhängig von Schutzkonzept und Sternpunktbehandlung)
[2)] nur bei rotierenden Erzeugungsanlagen ohne Umrichter

A.5 Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 800 kW ohne Erdfehlerschutz in NE 5

Die Schutzeinrichtungen in NE 5 und NE 7 sind voneinander entkoppelt. Im folgenden Beispiel sind seitens VNB keine Schutzeinrichtungen für den Erdschlussschutz in NE 5 erforderlich. Der Einsatz von HH-Sicherungen bis zu einer Transformator-Nennleistung von 1 MVA wurde gemäss Handbuch «Schutzleitfaden Schweiz (SLF-CH)» des VSE festgelegt.
Für den Eigenschutz der EEE sind weitere Schutzfunktionen durch den Anlagenbetreiber vorzusehen, diese sind in den nachfolgenden Tabellen nicht abschliessend definiert.

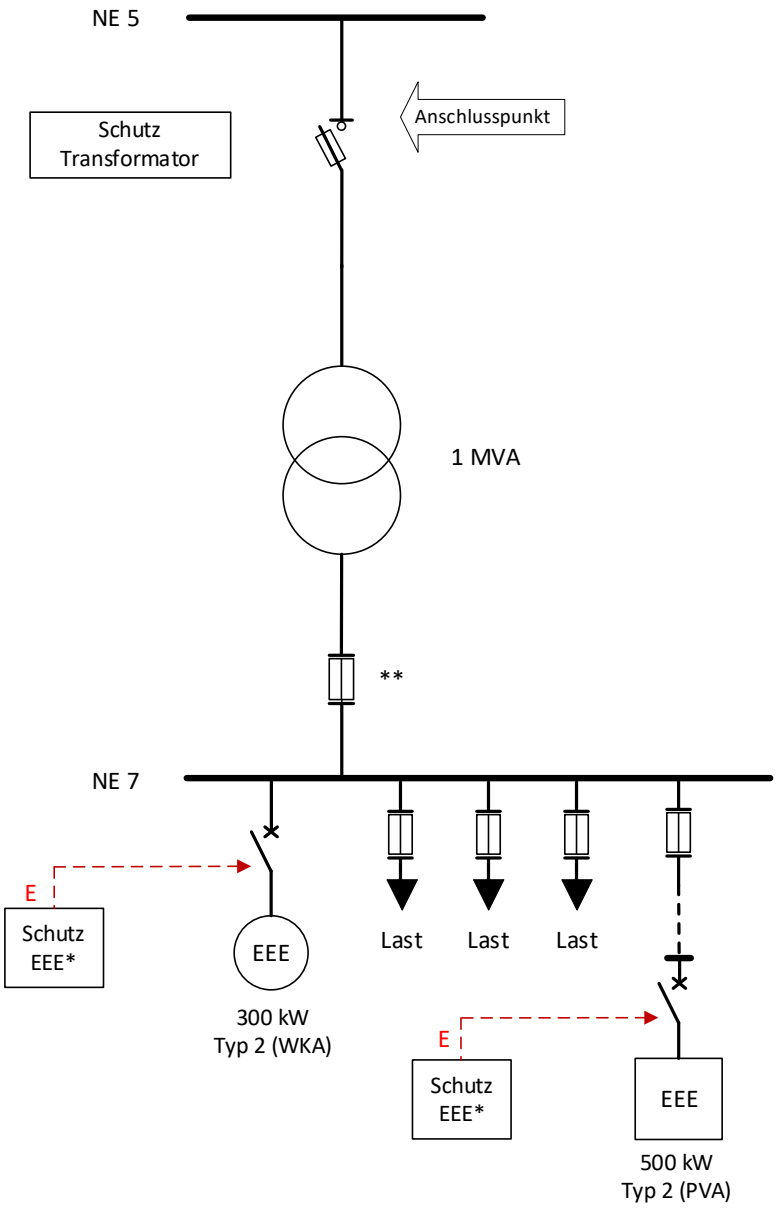


Abbildung 19: Anwendungsbeispiel NE 5 – Leistungsklasse B Typ 2 PVA 800 kW ohne Erdfehlerschutz in NE 5

* Für den NA-Schutz der Erzeugeranlage gelten alle Vorgaben gemäss dem gültigen Branchendokument NA-EEA-NE7 – CH des VSE.
** In der NE 7 können Sicherungen oder ein Leistungsschalter mit Schutzfunktionen eingesetzt werden.

Schutzsystem Transformator			Beschreibung
SN EN	**ANSI**		
I>, I>>	50/51	T	Kurzschlussschutz Transformator als Sicherung[1)]

Tabelle 13: Angaben zum Schutzsystem des Transformators zu Anwendungsbeispiel A.5

Schutzsystem EEE			Beschreibung
SN EN	**ANSI**		
U<, U<<	27	E	Unterspannungsschutz
U>, U>>	59	E	Überspannungsschutz
U> 10min	59	E	Überspannungsschutz 10min-Mittelwert
f<, f>	81	E	Frequenzschutz
I>/U<	-	E	Spannungsabhängiger Überstromschutz[2)]
-	-	E	Erkennung Inselnetz (z.B. Shiftverfahren)
50,2 Hz Reduktion		E	Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Tabelle 14: Angaben zum Schutzsystem der EEE zu Anwendungsbeispiel A.5

T = Auslösung Leistungsschalter Transformator
E = Auslösung Leistungsschalter EEE

[1)] sofern vom VNB gefordert (abhängig von Schutzkonzept und Sternpunktbehandlung)
[2)] nur bei rotierenden Erzeugungsanlagen ohne Umrichter

A.6 Anwendungsbeispiel NE 5 – EEA Leistungsklasse B Typ 1

Für den Eigenschutz der EEE sind weitere Schutzfunktionen durch den Anlagenbetreiber vorzusehen, diese sind in den nachfolgenden Tabellen nicht abschliessend definiert.

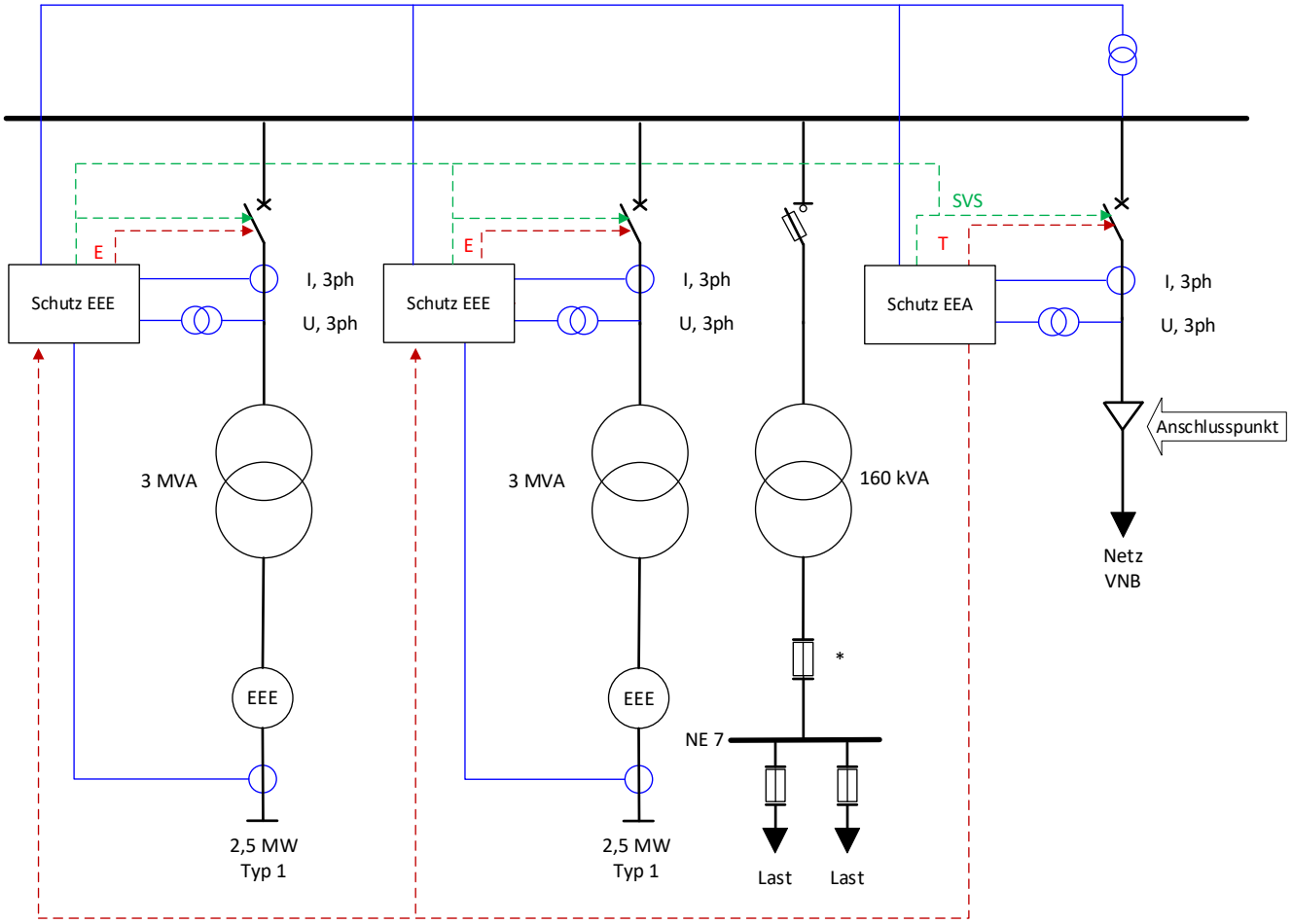


Abbildung 20: Anwendungsbeispiel NE 5 – EEA Leistungsklasse B Typ 1

* In der NE 7 können Sicherungen oder ein Leistungsschalter mit Schutzfunktionen eingesetzt werden.

Schutzsystem EEA			Beschreibung
SN EN	**ANSI**		
I>	50/51	T & E	Kurzschlussschutz
Io>	51N	T & E	Erdschlussschutz[1)]
I>/Io>BF	50/51BF	SVS	Schalterversagerschutz
Uo>	59N	E / T	Erdschlussschutz Netz[1)]
Z<	21	T & E	Distanzschutz[2)] Kurzschlussschutz Netz und Transformator

Tabelle 15: Angaben zum Schutzsystem der EEA zu Anwendungsbeispiel A.6

Schutzsystem EEE			Beschreibung
SN EN	**ANSI / IEEE**		
U<, U<<	27	E	Unterspannungsschutz
U>, U>>	59	E	Überspannungsschutz
f<, f>	81	E	Frequenzschutz
I>/U<	-	E	Spannungsabhängiger Überstromschutz[3)]
ΔI	87T	T & E	Differentialschutz
-	-	E	Erkennung Inselnetz
50,2 Hz Reduktion		E	Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Tabelle 16: Angaben zum Schutzsystem der EEE zu Anwendungsbeispiel A.6

Aufgeführte Zeichen sind aus der SN EN 60617 (SN EN 60617-2 bis SN EN 60617-13)
Aufgeführte Nummer sind aus der ANSI/IEEE C37.2

T = Auslösung Leistungsschalter EEA
E = Auslösung Leistungsschalter EEE
SVS = Schalterversagerschutz 2-stufig; je nach Schutzkonzept erforderlich oder nicht

[1)] sofern vom VNB gefordert (abhängig von Schutzkonzept und Sternpunktbehandlung)

[2)] Einsatz von Distanzschutz bei rotierenden Anlagen > 1 MVA oder EEA > 3 MVA gemäss Schutzkonzept VNB zu prüfen. Alternativ Spannungsschutz U<, U<< und U>, U>> am Anschlusspunkt einsetzen.

[3)] nur bei rotierenden Erzeugungsanlagen ohne Umrichter

Anhang B Kennwerte Kurzschlussstrombeitrag, Zählpfeilsysteme und k-Faktor

B.1 Kurzschlussstrombeitrag von EEA

(1) Durch den Betrieb von EEA resp. EEE werden die Kurzschlussströme des Netzes, insbesondere in der Umgebung des Anschlusspunktes, erhöht. Diese Erhöhungen sind in den Primäranlagen jeweils zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

(2) In Tabelle 17 sind Richtwerte (Generatornennstrom an der Anschlussklemme) angegeben. Präzise Werte sind von den jeweiligen Datenblättern zu entnehmen.

	Anfangs-Kurzschluss-wechselstrom I_{kE}“	**Kurzschlusswechsel-stroms I_{kE}**	**Stosskurzschluss-strom i_{pE}**
	Effektivwert des 50-Hz-Anteils des Stromes während der ersten 20 Millisekunden nach dem Fehler	Effektivwert des Stromes nach 150 Millisekunden und bei Fehlerende	
Synchrongeneratoren	8 x	5 x	20 x
Asynchrongeneratoren (gilt nicht für 3-polige Kurzschlüsse)	6 x	5 x	12 x
doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren	3 x	1 x	8 x
Vollumrichtern	1 x	1 x	2 x

Tabelle 17: Richtwerte des Kurzschlussstrombeitrags von EEA

(3) Folgende Abbildung erläutert das Prinzip der Spannungsstützung bei Vollumrichtern. U ist die aktuelle Spannung, es gilt $\Delta U = U - U_C$. Das Bild gilt ebenso für die Ströme $\Delta i_{B1,2}$ und Spannungen $\Delta u_{1,2}$ in symmetrischen Komponenten.

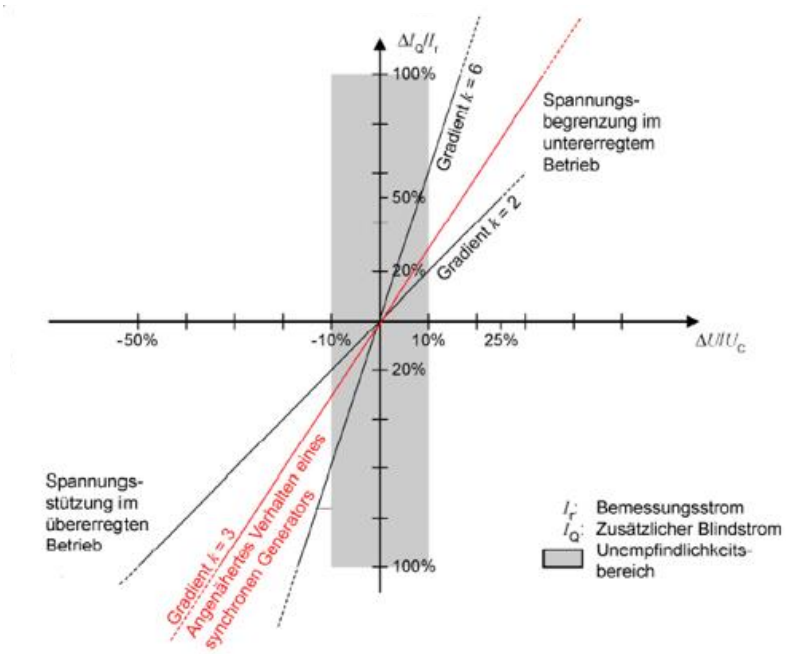


Abbildung 21: Prinzip der Spannungsstützung bei Fehlern und Spannungssprüngen (Bildquelle: SN EN 50549-2)

B.2 Betriebsarten von Generatoren und deren Verhalten

(1) Der Winkel von Stromzeiger zum Spannungszeiger wird gegen den Uhrzeigersinn positiv gezählt. Wenn man bei den folgenden Darstellungen den Stromzeiger auf der reellen Achse (+P) legt, entspricht die Lage des Spannungszeigers dem Phasenwinkel der Scheinleistung und dem der angeschlossenen Impedanz im jeweiligen Zählpfeilsystem.

B.2.1 Verbraucherzählpfeilsystem

(1) Nachfolgend werden die vier Betriebszustände unterschieden und in einem Leistungskreis mittels Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt.

	Generator	**Verbraucher**
untererregt (induktives Verhalten)	II. Quadrant P < 0 Q > 0, der Generator bezieht Blindleistung aus dem Netz (induktives Verhalten)	I. Quadrant P > 0 Q > 0, der Verbraucher bezieht Blindleistung aus dem Netz (induktives Verhalten)
übererregt (kapazitives Verhalten)	III. Quadrant P < 0 Q < 0 der Generator liefert Blindleistung in das Netz (kapazitives Verhalten)	IV. Quadrant P > 0 Q < 0, der Verbraucher liefert Blindleistung in das Netz (kapazitives Verhalten)

Tabelle 18: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem)

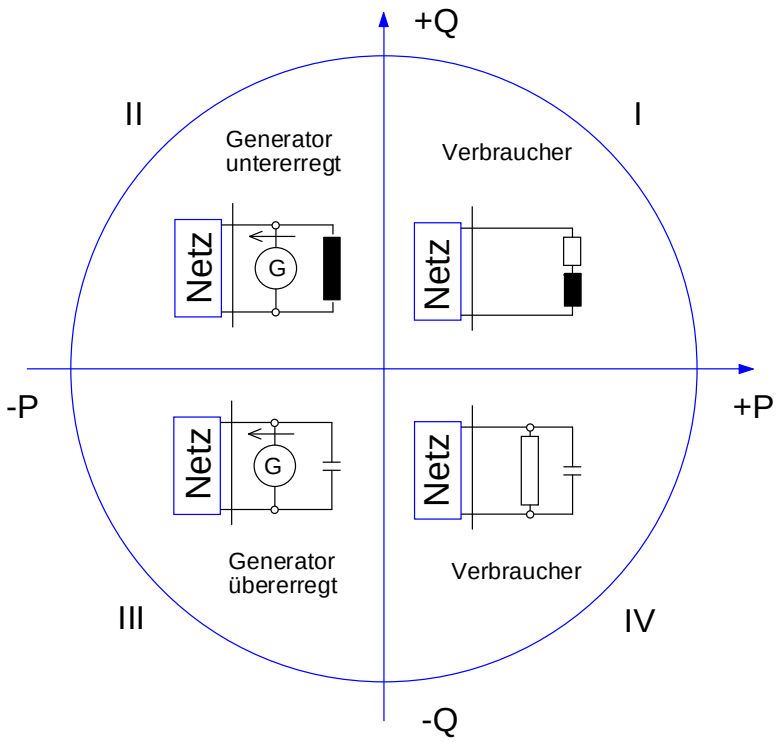


Abbildung 22: Darstellung im Verbraucherpfeilsystem

B.2.2 Erzeugerzählpfeilsystem

(1) Nachfolgend werden die vier Betriebszustände unterschieden und in einem Leistungskreis mittels Erzeugerzählpfeilsystem dargestellt.

	Verbraucher	**Generator**
übererregt (kapazitives Verhalten)	II. Quadrant P < 0 Q > 0, der Verbraucher liefert Blindleistung in das Netz (kapazitives Verhalten)	I. Quadrant P > 0 Q > 0, der Generator liefert Blindleistung in das Netz (kapazitives Verhalten)
untererregt (induktives Verhalten)	III. Quadrant P < 0 Q < 0 der Verbraucher bezieht Blindleistung aus dem Netz (induktives Verhalten)	IV. Quadrant P > 0 Q < 0, der Generator bezieht Blindleistung aus dem Netz (induktives Verhalten)

Tabelle 19: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Erzeugerzählsystem)

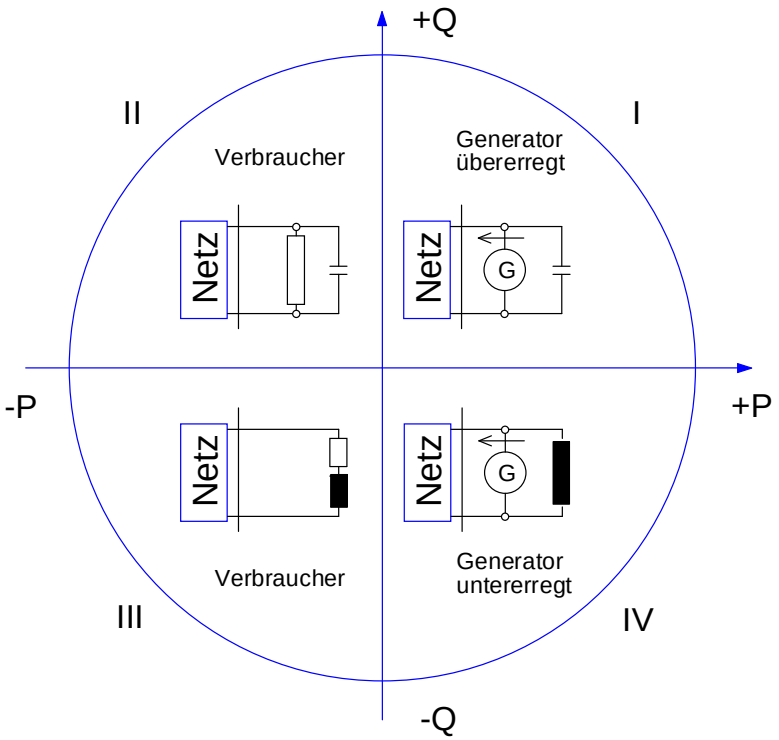


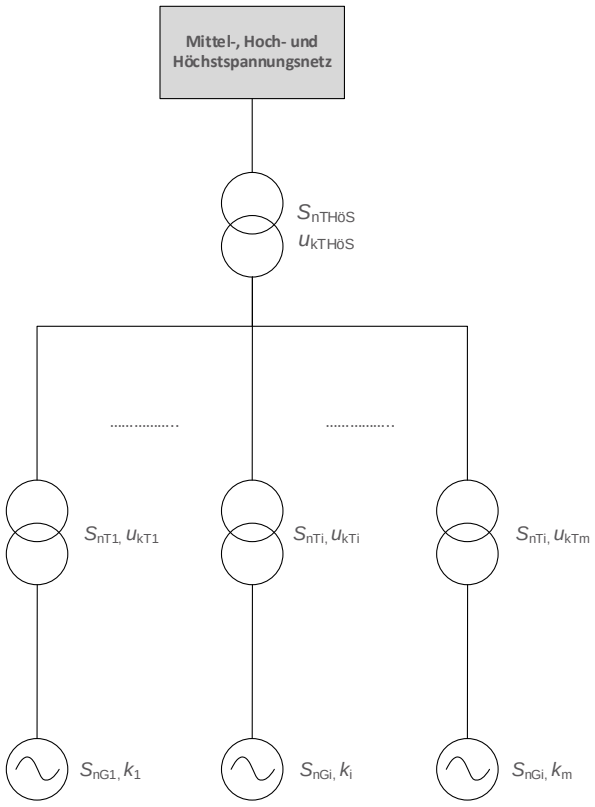
Abbildung 23: Darstellung im Erzeugerzählpfeilsystem

B.3 Ermittlung des einzustellenden k-Faktors

(1) Mit dem im Folgenden vorgestellten Verfahren kann überschlägig der an einer Erzeugungseinheit einzustellende k-Faktor ermittelt werden. Voraussetzung hierfür ist, dass das Übersetzungsverhältnis der Transformatoren in etwa dem der Netz-Nennspannungen entspricht (anderenfalls könnte ein Korrekturfaktor eingefügt werden). Es werden nur die wesentlichen Impedanzen berücksichtigt und als reine Reaktanzen angenommen. Räumlich sehr ausgedehnte Netze können pauschal mit einem Zuschlagsfaktor c_k berücksichtigt werden.

B.3.1 Beispiel Windpark

(1) Folgendes Beispiel zeigt einen Windpark mit Anschluss an ein Hochspannungsnetz. Der Netzbetreiber gibt am Anschlusspunkt einen k-Faktor $k_{soll} = 2$ vor.



k_i	=	an der i-ten EEA einzustellender k-Faktor
k_{soll}	=	k-Faktor Zielwert
c_K	=	Allgemeiner Zuschlagfaktor*
u_{kTi}	=	Kurzschlussspannung Transformator
S_{nGi}	=	Nennleistung Generator/Wechselrichter
S_{nTi}	=	Nennleistung Transformator
$u_{kTHös}$	=	Kurzschlussspannung Transformator

*Bei räumlich sehr ausgedehnten Windparks kann mit c_K=1,1 das windparkinterne Netz pauschal berücksichtigt werden.

Abbildung 24: Ermittlung des einzustellenden k-Faktors bei einem Windpark

Der an der Erzeugungseinheit k_i einzustellende k-Faktor kann gemäss folgender Gleichung ermittelt werden:

$$k_i = \frac{c_k}{\frac{1}{k_{soll}} - u_{kTi} * \frac{S_{nGi}}{S_{nTi}} * \frac{\sum_1^m S_{nGi}}{S_{nTHS}}}$$

Hinweis: Da an der EEE der k-Faktor nur in Schritten von 0,5 eingestellt werden kann, ist eine überschlägige Berechnung ohne Zuhilfenahme eines Netzplanungsprogrammes oftmals ausreichend.

Anhang C Netzrückwirkungen

(1) Für EEA mit Anschluss an das Mittel- oder Hochspannungsnetz wird in der Regel ein Anlageschutzkonzept erstellt.

(2) Das Anlagenschutzkonzept des an einem Anschlusspunkt angeschlossener EEA muss sowohl die Anlagen des VNB und des Netznutzers als auch die Anlagen allenfalls betroffener Dritter vor den Folgen einer Störung und unzulässiger Rückwirkungen schützen. Das Anlagenschutzkonzept, die Art der Schutzeinrichtungen und deren Einstellungen werden zwischen dem VNB und dem Netznutzer abgestimmt.

(3) Der VNB ist für den Betrieb des Mittel- und Hochspannungsnetzes und die Einhaltung der Grenzwerte der Spannungsqualitätsnorm SN EN 50160 verantwortlich. EEA müssen vor deren Anschluss an das Verteilnetz betreffend Netzrückwirkungen berechnet und beurteilt werden.

(4) Die in den technischen Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ[1] aufgeführten Emissionsgrenzwerte dienen grundsätzlich zur Überprüfung der Netzrückwirkungen von genehmigungspflichtigen Anlagen von Netznutzern.

(5) Mit dem Anschluss und Betrieb von EEA an das Mittel- und Hochspannungsnetz wird die Spannungsqualität beeinflusst. Die Höhe dieser Beeinflussung ist abhängig von der Leistungsfähigkeit (Kurzschlussleistung) des Mittel- und Hochspannungsnetzes am Verknüpfungs-, bzw. Anschlusspunkt der EEA sowie von den Netzrückwirkungen, welche die EEA verursacht.

(6) Im Mittel- und Hochspannungsnetzen werden Messwandler verwendet. Die Abbildungstreue der in den Trafostationen vorhandenen Messwandler ist in aller Regel ausreichend.

(7) Das Meldeverfahren für EEA mit einem Anschlusspunkt auf Mittel- und Hochspannung ist nicht Bestandteil dieses Dokuments. Das Meldeverfahren richtet sich nach der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA).

[1] vgl. aktuell gültige D-A-CH-CZ Teil B Anforderungen und Beurteilung Abschnitt II Mittelspannung und Abschnitt III Hochspannung

Anhang D Normative Verweise / Quellenangaben

D.1 Gesetzgebung eidgenössische Ebene

http://www.admin.ch
http://www.elcom.admin.ch
http://www.esti.admin.ch

Verweise Bundesgesetze
Elektrizitätsgesetz, SR 734.0 (EleG vom 24.06.1902, Stand 01.01.2021)
Schwachstromverordnung, SR 734.1 (vom 30.03.1994, Stand 20.04.2016)
Starkstromverordnung, SR 734.2 (vom 30.03.1994, Stand 01.06.2019)
Stromversorgungsgesetz, SR 734.7 (StromVG vom 23.03.2007, Stand 1.06.2021)
Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen, SR 734.25 (VPeA, Stand 01.06.2021)
Niederspannungserzeugnisverordnung, SR 734.26 (NEV vom 25.11.2015, Stand 01.01.2022)
Niederspannungsinstallationsverordnung, SR 734.27 (NIV vom 07.11.2001, Stand 01.01.2022)
Stromversorgungsverordnung, SR 734.71 (StromVV vom 14.03.2008, Stand 01.06.2021)
Verweise Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom (Aufsichtsorgan Stromversorgung)
Weisung 1/2019 Netzverstärkungen
Weisung 1/2018 Verhalten dezentraler EEA bei Abweichungen von der Normfrequenz
Verweise Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI (Aufsichtsorgan Elektrische Sicherheit)
Weisung STI 235.0721, Richtlinien Eingabe Planvorlage (Stand 01.07.2021)

Tabelle 20: Verweise Bundesgesetze

D.2 Branchendokumente VSE

VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: **Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE-CH)**. Grundsatzdokument zur subsidiären Regelung der zentralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz und Grundlage für alle Branchendokumente. Ausgabe 2018. www.strom.ch
VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Handbuch: **Herkunftsnachweise und Förderprogramme (HB-HKN+FP-CH)**. Übersicht über alle wichtigen Prozesse und Informationen zu HKN, EIV, EVS, Investitionsbeiträgen und MKF. Ausgabe 2018. www.strom.ch
VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: **Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz (NNMV-CH)**. Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungsentschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz, Ausgabe 2021. www.strom.ch
VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: **Distribution Code (DC-CH)** Schweiz. Definition der technischen Grundsätze und Mindestanforderungen für den Anschluss an ein Verteilnetz sowie den Betrieb und die Nutzung der Verteilnetze in der Schweiz. Ausgabe 2020. www.strom.ch
Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: **Transmission Code (TC-CH).** Der Transmission Code definiert die technischen Grundsätze und Anforderungen für den Betrieb und die Nutzung des schweizerischen Übertragungsnetzes sowie für die daraus resultierenden Rollen der daran beteiligten Akteure. Ausgabe 2019. www.swissgrid.ch
VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung: **Metering Code Schweiz (MC-CH)**, Messdatenmanagementkonzept für den schweizerischen Strommarkt für eine für alle beteiligten Marktakteure effizienten und mit der notwendigen Qualität realisierbaren Messdatenbereitstellung. Ausgabe 2022. www.strom.ch
VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung: **Netzanschluss für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz (NA/RR-CH).** Empfehlungen für den Anschluss von Endverbrauchern, Verteilnetzbetreibern und Erzeugungseinheiten an das Verteilnetz. Ausgabe 2019. www.strom.ch
VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung **Werkvorschriften CH (WV-CH).** Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und elektrischen Energiespeicheranlagen an das Niederspannungsnetz. Ausgabe 2021. www.strom.ch

Tabelle 21: Verweise Branchendokumente VSE

D.3 Normative Verweise

SNEN 50160: **Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen**, Ausgabe 2010 https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/
SNEN 50549-2:2019 **Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilnetz bis einschließlich Typ B**, Ausgabe 2019 https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/
SNEN 62109 -1:2010 / -2:2011 **Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen**; Ausgabe Juli 2010 **Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter**; Ausgabe September 2011 https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/
SNEN 61000-4-30:2015 und corr (Jan. 2017) **Prüf- und Messverfahren- Verfahren zur Messung der Spannungsqualität** https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/
IEC 60034-1:2022 **Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten** https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/

Tabelle 22: Normative Verweise

D.4 Übersicht regulatorische und normative Bezüge

Kapitel dieses Dokuments	Regulatorische Vorgabe / Normative Grundlage
Vorwort	Stromversorgungsgesetz (StromVG Art. 4 h, 18 (1), (2), 20), Stand am 1. Juni 2021
1.2 Ziel und Absicht der Branchenempfehlung	ElCom Weisung Netzverstärkung TC-CH, DC-CH
2 Geltungsbereich und Anwendung	Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA), Stand am 1. Juli 2021 D-A-CH-CZ - Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen – 3. Ausgabe 2021. Insbesondere Teil B Abschnitt II Mittelspannung, Teil B Abschnitt III Hochspannung. http://www.strom.ch
3.1 Einteilung der EEA	50549-2 für Mittelspannung RfG (Requirements of Generators)
5.1 Allgemein - vorübergehende Abschaltung der EEA im Störfall durch den VNB	Stromversorgungsverordnung (StromVV, Art. 5), Stand am 1. Juni 2021
5.2 Spannungsbereich - zulässiger Spannungsbereich der EEA - zulässiger Frequenzbereich der EEA	EN 50549-2, Ziff. 4.4.4 EN 50549-2, Ziff. 4.4.2 – Tabelle 1
5.3 Blindleistungsregelung - induktive / kapazitive Blindleistung abgeben - induktive / kapazitive Blindleistung aufnehmen - Standardwert für cos φ = 1,0	EN 50549-2, Ziff 4.7.2.2
5.3.1 cos φ (P) – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-2, Ziff 4.7.2.3.4 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.3.2 Q (U) – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-2, Ziff 4.7.2.3.3 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.3.3 P(U) – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-2, Ziff 4.7.3 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.7.1 Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten in u(t)-Kennlinien (FRT) u(t)-Kennlinien für EEA Typ 1 (synchron) u(t)-Kennlinien für EEA Typ 2 (nichtsynchron)	EN 50549-2, Ziff 4.5.3.3 (UVRT – Typ 1) EN 50549-2, Ziff 4.5.3.2 (UVRT – Typ 2) EN 50549-2, Ziff 4.5.4 (OVRT – Typ 1/2)
5.8.2 Frequenzverhalten bei Überfrequenz - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-2, Ziff 4.6.1 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.8.3 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-2, Ziff 4.6.2 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.8.4 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen - Anforderungen	EN 50549-2, Ziff 4.5.2 (ROCOF immunity)

Tabelle 23: Normative Bezüge

Anhang E Ländereinstellungen Schweiz

E.1 Anlagen Typ B (VSE NA/EEA – CH 2020 Typ B)

Gilt für Anlagen von Typ 2 (Nichtsynchron – Stromrichter und Asynchrongeneratoren)
Die Einstellwerte in der untenstehenden Tabelle entsprechen der Ländereinstellung in der NE 7 mit Ausnahme der Spannungsbezugswerte.

Grid connection criterias				
Parameter	**Symbol**	**Einheit**	**Wert**	**Bemerkung zum Parameter**
Minimale Spannung für die Zuschaltung	U_{ac} min	V	85 % von U_c	In der Niederspannung entspricht $U_c = U_n$
Maximale Spannung für die Zuschaltung	U_{ac} max	V	110 % von U_c	In der Niederspannung entspricht $U_c = U_n$
Minimale Frequenz für die Zuschaltung	f min	Hz	47,5	
Maximale Frequenz für die Zuschaltung	f max	Hz	50,1	Muss zusammen mit U_{ac} NP min zutreffen
Zeit für Check U/f bevor Wiederzuschaltung	t	s	600	Minimale Verzögerungszeit Wiederzuschaltung nach Fehler
Rampe beim Anfahren	Soft Start	-	ON	Standardwert: eingeschaltet
Gradient der Rampe	P_{ac} Steigerung	$\%P_n$/Min	10	

Tabelle 24: Grid connection criterias Typ B

Grid protection criterias					
Parameter	**Symbol**	**Einheit**	**Wert**	**Zeit**	**Bemerkung zum Parameter**
Überspannung	U >>	V	120 % von U_c a)	≤ 100 ms	
Überspannung (Gleitender 10-Minuten Mittelwert)	U >	V	110 % von U_c b), c)	≤ 100 ms	
Unterspannung	U <	V	80 % von U_c d)	≤ 1'500 ms	
Unterspannung	U <<	V	45 % von U_c d)	≤ 300 ms	
Unterfrequenz	f <	Hz	47,5	≤ 100 ms	
Überfrequenz	f >	Hz	51,5	≤ 100 ms	
Leistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz	P (f)	-	ON	-	Standardwert: eingeschaltet
Startschwelle für Leistungsreduktion	f start	Hz	50,2	-	
Gradient Leistungsreduktion	P (f) red	% $P_{mom/Hz}$	40	-	
Inselnetzerkennung	Anti Islanding	s	5,0	-	Fehlerklärungszeit: innerhalb 5 s, Nachweis mit SN EN 62116:2014

Tabelle 25: Grid protection criterias Typ B

Grid Operation			
Parameter	**Symbol**	**Wert (> 250 kVA)**	**Bemerkung zum Parameter**
Blindleistungsregelung	cos ϕ	1,0	Defaultwert 1,0 oder gemäss Vorgabe des VNB
FRT-Verhalten	FRT	Ja (aktiv)	Dynamische Netzstützung mit Blindstromeinspeisung
k-Faktor	k-Faktor	2,0	Defaultwert 2,0 oder gemäss Vorgabe des VNB

Tabelle 26: Grid Operation Typ B

Fussnoten und Hinweise:

a) Die zeitliche Vorgabe "≤ 100 ms" für den Schutzrelais-Einstellwert geht von einer maximalen Eigenzeit des NA-Schutzrelais inklusive Kuppelschalter von ebenfalls 100 ms aus. Damit ergeben sich maximal 200 ms Gesamtabschaltzeit.

b) Es ist sicherzustellen, dass am Anschlusspunkt die Spannung 1,10 U_c nicht überschritten wird. Wird diese Anforderung durch einen externen NA-Schutz sichergestellt ist es zulässig, den Überspannungsschutz U> an der dezentralen EEE/EEA auf bis zu 1,15 U_c einzustellen. Der Anlagenerrichter sollte in diesem Fall mögliche Auswirkungen auf die Kundeninstallation berücksichtigen. Die Kombination von externem NA-Schutz (U>: 1,1 U_c) und integriertem NA-Schutz (U>: 1,1 U_c bis 1,15 U_c) ist dann zu empfehlen, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist. Dies ist typischerweise bei längeren Anschlussleitungen der Fall.

c) Wertet die U>-Funktion nicht den gleitenden 10-Minuten-Mittelwert aus, ist eine Einstellung von 1,10 U_c mit einer Verzögerung von 60 Sekunden empfohlen (ausserhalb des OVRT-Bereichs). Dabei sind die Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiederzuschaltung beachten.

d) Wird das der EEA vorgelagerte Mittelspannungsnetz des VNB mit einer AWE betrieben, so werden folgende Schutzeinstellungen (EEA) empfohlen: U<<-Funktion: 0,45 U_c, unverzögert (d. h. kleinstmöglicher Zeitverzögerung) und U <-Funktion: 0,8 U_c, 300 Millisekunden. Die FRT-Anforderungen müssen in diesem Fall nicht eingehalten werden. Die Vorgaben für die Schutzeinstellungen trifft der VNB.