



Branchenempfehlung

Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz

Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE7

NA/EEA-NE7 – CH 2020

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch



Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstr. 10, Postfach
CH – 5001 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstauflage (Ausgabe 2014)

Vorname Name	Firma	Funktion
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 2020)

Vorname Name	Firma	Funktion
Baer Monika	Primeo Netz AG, 4142 Münchenstein	Mitglied AG
Dietrich Matthias	BKW Energie AG, 3072 Ostermundigen	Mitglied AG
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler, 3005 Bern	Mitglied AG (Swissolar)
Pleisch Robert	Repower AG, 7240 Küblis	Mitglied AG
Rohs Arian	AEW Energie AG, 5001 Aarau	Leiter AG
Satori Stefano	AET, 6500 Bellinzona	Mitglied AG
Sattinger Walter	Swissgrid AG, 5001 Aarau	Mitglied AG
Wartmann Bruno	ewz, 8050 Zürich	Mitglied AG
Weber Stefan	Axpo Power AG, 5401 Baden	Mitglied AG
Bader Patrick	VSE, 5000 Aarau	Mitglied AG

Verantwortung Kommission

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



Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
17. November 2012	Auftragserteilung durch die Kommission Netztechnik
14. März 2013	Arbeitsaufnahme durch die Arbeitsgruppe (AG)
Sommer 2014	Branchenvernehmlassung
03. Dezember 2014	Genehmigung durch VSE Vorstand
26. Juni 2018 bis 8. März 2020	Überarbeitung der ersten Ausgabe 2014
25. März 2020 bis 22. Mai 2020	Branchenvernehmlassung
31. August 2020	Genehmigung durch den Vorstand des VSE

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

Der VSE verabschiedete das Dokument am 14. September 2020.

Druckschrift Nr. 2204d, Ausgabe 2020

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 sowohl auf Frauen wie auch auf Männer. Wir danken für Ihr Verständnis.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	9
1. Einleitung.....	10
1.1 Allgemeines.....	10
1.2 Ziel der Branchenempfehlung	11
2. Begriffe und Definitionen.....	12
3. Geltungsbereich und Anwendung	15
3.1 Einteilung der EEA	17
3.1.1 Netzebeneneinteilung	17
3.1.2 Zuordnung nach Leistung	18
3.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten.....	18
3.1.4 Kombination Leistung und Charakteristik	18
4. Technische Auswirkungen und Empfehlungen an das Niederspannungsnetz.....	19
4.1 Netzplanung und Netzaufbau.....	19
4.2 Netzschutz.....	19
5. Anforderungen an das Verhalten der EEA.....	20
5.1 Allgemein.....	20
5.2 Frequenz- und Spannungsbereiche.....	20
5.3 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)	21
5.3.1 $\cos \varphi$ (P) - Kennlinie	22
5.3.2 Q(U) - Kennlinie	23
5.4 Wirkleistungsregelung – P(U) - Kennlinie	23
5.5 Schwarzstartfähigkeit	24
5.6 Inselbetriebsfähigkeit	24
5.7 Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten in u(t)-Kennlinien.....	24
5.7.1 Allgemeine Anforderungen für EEA ≤ 800 W	24
5.7.2 Allgemeine Anforderungen für EEA > 800 W	24
5.7.3 Verhalten von EEA > 800 W bis ≤ 250 kW mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung	26
5.7.4 Verhalten von EEA > 250 kW mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung	27
5.8 Frequenzverhalten	27
5.8.1 Allgemein	27
5.8.2 Übersicht zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz	28
5.8.3 Frequenzverhalten bei Überfrequenz	29
5.8.4 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz	31
5.8.5 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen	32
6. Betrieb.....	33
6.1 Allgemein.....	33
6.2 Zuschaltbedingungen / Synchronisierung.....	33
6.3 Störungen, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz.....	34
7. Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz.....	35
7.1 Allgemein.....	35
7.1.1 Zugang und Kontakt mit dem VNB	35
7.1.2 Notstromanlagen (Netzersatzanlagen)	35



7.2	Überstromunterbrecher der EEA.....	36
7.3	Kuppelschalter.....	37
7.3.1	Allgemein	37
7.3.2	Externer Kuppelschalter	37
7.3.3	Integrierter Kuppelschalter.....	37
7.4	Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)	38
7.4.1	Allgemein	38
7.4.2	Externer NA-Schutz (EEA > 30 kVA).....	40
7.4.3	Integrierter NA-Schutz (EEA ≤ 30 kVA).....	40
7.4.4	Einstellempfehlungen für die NA-Schutzfunktion	41
7.4.5	Inselnetzerkennung	42
7.5	Schnittstellen, Steuerung, Regelung und Messung	42
7.5.1	Schnittstellen für EEA ≤ 250 kW.....	43
7.5.2	Schnittstellen für EEA > 250 kW.....	43
7.5.3	Einspeisereduzierung für Photovoltaikanlagen auf Antrag EEA-Betreiber	44
7.5.4	Kommunikationsanbindung	44
7.5.5	Beispiele	44
7.6	Hilfsenergie	44
7.7	Kommunikationssysteme	44
8.	Prüfungen, Abnahme und Messungen	45
Anhang A	Beispiele und Erläuterungen (B+E)	46
A.1	Definition Anschluss- und Verknüpfungspunkt	46
A.2	Umsetzungsbeispiele NA-Schutz.....	48
A.2.1	EEA ≤ 30 kVA	48
A.2.2	EEA > 30 kVA und ≤ 250 kVA	49
A.2.3	EEA > 250 kVA.....	52
A.2.4	Spezialfälle: Mehrere EEA oder EEE mit oder ohne ZEV	53
A.2.4.1	Variante 1: Externer NA-Schutz je Gebäude	54
A.2.4.2	Variante 2: Zentrales NA-Schutzrelais beim HAK welches auf zentrale(n) Kuppelschalter ebenfalls beim HAK einwirkt.....	55
A.2.4.3	Variante 3: Externes und zentrales NA-Schutzrelais beim HAK, welches einfehlersicher auf den zentralen Kuppelschalter beim HAK wirkt	56
A.2.4.4	Variante 4: Externes und zentrales NA-Schutzrelais beim HAK, welches einfehlersicher auf die externen Kuppelschalter der einzelnen EEE wirkt.....	57
A.3	Beispiele Fernsteuerung oder Anbindung an Leitstelle VNB.....	58
A.3.1	Fernsteuerung von EEA ≤ 30 kVA mittels PLC-Lastmanagementmodul	58
A.3.2	Fernsteuerung von PV-Anlagen (> 30 kVA) mittels Rundsteuerung.....	59
A.3.3	Fernsteuerung von PV-Anlagen > 250 kW über eine Fernwirktechnik	60
Anhang B	Kennwerte Kurzschlussstrombeitrag und Zählpeilsysteme	61
B.1	Kurzschlussstrombeitrag von EEA.....	61
B.2	Betriebsarten von Generatoren und deren Verhalten	62
B.2.1	Verbraucherzählpeilsystem	62
B.2.2	Erzeugerzählpeilsystem.....	63
Anhang C	Abnahmemessung und Netzurückwirkungen	64
C.1	Anwendungsbereich.....	64
C.2	Einleitung.....	64



C.3	Messung.....	65
C.3.1	Kriterien für die Durchführung der Abnahmemessung.....	65
C.3.2	Ort der Abnahmemessung.....	65
C.3.3	Anforderungen an die Messgeräte.....	66
C.3.4	Bestimmung der Messparameter.....	67
C.3.5	Anforderungen und Art der Messungen.....	67
C.3.5.1	Minimale Betriebsanforderungen.....	67
C.3.5.2	Kurzzeitmessung (ca. 1 Stunde).....	68
C.3.5.3	Langzeitmessung (min. 7 Tage).....	68
C.4	Auswertung und Beurteilung der Messergebnisse.....	68
C.4.1	Allgemein.....	68
C.4.2	Kurzzeitmessung (ca. 1 Stunde).....	69
C.4.2.1	Spannungsanhebung ΔU_{An}	69
C.4.2.2	Spannungspegel der Steuersignale.....	69
C.4.2.3	Spannungsänderung ΔU bei Anlaufsequenz.....	70
C.4.2.4	Kurzschlussleistung S_{KV}	70
C.4.3	Langzeitmessung (mindestens 7 Tage).....	70
C.5	Dokumentation.....	70
C.6	Vorgehen im Fall von Grenzwert-Verletzungen.....	70
Anhang D	Normative Verweise / Quellenangaben.....	71
D.1	Gesetzgebung eidgenössische Ebene.....	71
D.2	Branchendokumente VSE.....	72
D.3	Normative Verweise.....	73
D.4	Übersicht normative Bezüge.....	74
Anhang E	Ländereinstellungen Schweiz.....	75
E.1	Anlagen Typ A (VSE NA/EEA – CH 2020 Typ A).....	75
E.2	Anlagen Typ B (VSE NA/EEA – CH 2020 Typ B).....	77



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einteilung nach Erzeugungstypen und Leistungsklassen	17
Abbildung 2: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung am (Haus-)Anschlusspunkt bei P_{\max} (Erzeugerpeilsystem)	22
Abbildung 3: Beispiel $\cos \varphi$ (P) - Kennlinie in Niederspannung	22
Abbildung 4: Beispiel Q(U) - Kennlinie in Niederspannung (Erzeugerzählpeilsystem)	23
Abbildung 5 Beispiel Standardeinstellung der P(U)-Regelung	23
Abbildung 6: u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron)	25
Abbildung 7: u(t)-Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und Energiespeicher	26
Abbildung 8: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz	28
Abbildung 9: Zulässige Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz	29
Abbildung 10: Leistungsreduktion bei Überfrequenz	30
Abbildung 11: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz	31
Abbildung 12: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz mit Werten	31
Abbildung 13: Unveränderte Leistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch	32
Abbildung 14: Prinzipschema NA-Schutzeinrichtung	35
Abbildung 15: Empfohlene Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen	36
Abbildung 16: Externes NA-Schutzrelais mit Pufferung für FRT sowie Einfehlersicherheit	40
Abbildung 17: Festlegung des (Haus-)Anschluss- und Verknüpfungspunkts	46
Abbildung 18: Anschlussvarianten mit verschiedenen EEA-Typen	47
Abbildung 19: EEA ≤ 30 kVA mit Anwendung des internen NA-Schutzes	48
Abbildung 20: EEA > 30 kVA, einem externen NA-Schutzrelais und einem externen Kuppelschalter	49
Abbildung 21: EEA > 30 kVA, einem externen NA-Schutzrelais und zwei externen Kuppelschaltern	49
Abbildung 22: EEA > 30 kVA und ≤ 100 kVA mit einer EEE und Verwendung des internen Kuppelschalters	50
Abbildung 23: Mehrere EEA bzw. EEE mit klassischem NA-Schutz je Gebäude	54
Abbildung 24: Mehrere EEA bzw. EEE mit zentralem NA-Schutz und zwei Kuppelschaltern	55
Abbildung 25: Mehrere EEA bzw. EEE mit zentralem NA-Schutzrelais und Einfehlersicherheit	56
Abbildung 26: Mehrere EEA bzw. EEE mit zentralem NA-Schutzrelais und Kuppelschalter bei Gebäude	57
Abbildung 27: Beispiel Ansteuerung EEA ≤ 30 kVA über Lastmanagementmodul (LMM)	58
Abbildung 28: Beispiel Ansteuerung EEA 30 kVA – 200 kVA über TRA-Empfänger	59
Abbildung 29: Darstellung im Verbraucherpeilsystem	62
Abbildung 30: Darstellung im Erzeugerzählpeilsystem	63
Abbildung 31: Vorschlag Messanordnung	66



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zuordnung der EEA nach Leistungsklasse A-D	18
Tabelle 2: Robustheit gegenüber Frequenzschwankungen am (Haus-)Anschlusspunkt	20
Tabelle 3: Anforderungen und Einstellungen für Blindleistungsbereitstellung	21
Tabelle 4: Umrechnung Statik nach Leistungsgradient	30
Tabelle 5: NA-Schutz-Funktionen	39
Tabelle 6: Einstellempfehlungen für den Entkopplungsschutz am (Haus-)Anschlusspunkt	41
Tabelle 7: Schutzeinstellungen Beispiel PVA ≤ 30 kVA	48
Tabelle 8: Schutzeinstellungen Beispiel A2.2 PVA > 30 kVA und ≤ 250 kVA	51
Tabelle 9: Schutzeinstellungen Beispiel A2.3 PVA > 250 kVA	52
Tabelle 10: Varianten NA-Schutz bei mehreren EEA oder EEE (Spezialfälle)	53
Tabelle 11: Richtwerte des Kurzschlussstrombeitrags von EEA	61
Tabelle 12: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem)	62
Tabelle 13: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Erzeugerzählsystem)	63
Tabelle 14: Verweise Bundesgesetze	71
Tabelle 15: Verweise Branchendokumente VSE	72
Tabelle 16: Normative Verweise	73
Tabelle 17: Normative Bezüge	74
Tabelle 18: Grid connection criterias Typ A	75
Tabelle 19: Grid protection criterias Typ A	75
Tabelle 20: Grid Operation Typ A	76
Tabelle 21: Grid connection criterias Typ B	77
Tabelle 22: Grid protection criterias Typ B	77
Tabelle 23: Grid Operation Typ B	78



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).

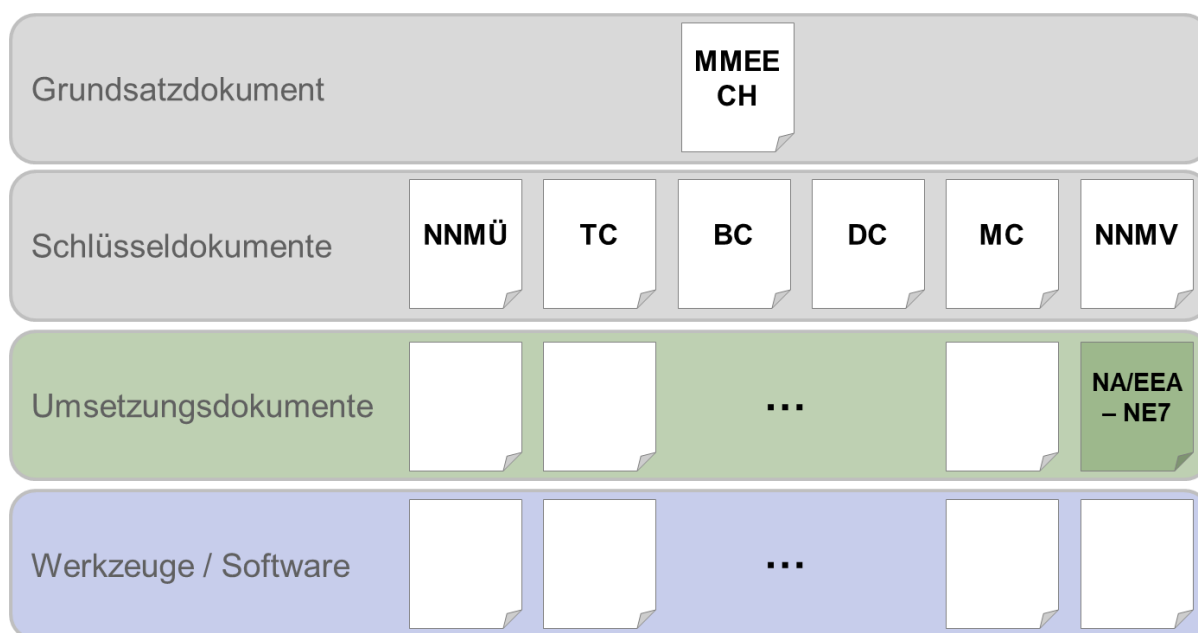
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

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 NA/EEA-NE7 in der Energiebranche handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentenstruktur



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 vielen kleineren verteilten **Energieerzeugungsanlagen (EEA)**. Die Zahl der kleinen, dezentralen EEA steigt seit einiger Zeit 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 kleinere und mittlere 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 essentiell, 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. dezentralen Erzeugern, Energiespeichern, Prosumern 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 diesem Umsetzungsdokument „Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7)“ festgeschrieben. Die Akteure tragen Sorge dafür, dass die relevanten Standards und Anforderungen erfüllt werden.
- (7) Die nationale Netzgesellschaft und die VNB prüfen und 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 NA/EEA grundsätzlich für alle Spannungsebenen und müssen gesamthaft beachtet werden.



1.2 Ziel der Branchenempfehlung

- (1) Die Empfehlung NA/EEA-CH regelt die technischen Anforderungen für den Anschluss von EEA an das Verteilnetz und konkretisiert die anerkannten Regeln der Technik bezüglich Anschluss und Parallelbetrieb von EEA mit dem Verteilnetz.
- (2) Die Empfehlung behandelt nicht allfällig notwendige Netzverstärkungen. Diese sind nach Weisungen der EICom vorzusehen.
- (3) Diese Empfehlung dient dem VNB, zukünftigen EEA-Betreiber und Installateuren als Planungsgrundlage und Entscheidungshilfe.
- (4) Neu bei der vorliegenden Ausgabe ist die Trennung der Netzebenen. Die Niederspannung (NE7) und die Mittel- und Hochspannung (NE3 und NE5) werden in zwei getrennten Dokumenten behandelt. Bis zur Genehmigung des Dokuments für NE3 und NE5 gilt für diese Spannungsebenen mit Ausnahme der Leistungseinteilung in Kap. 3.1 die NA/EEA-Ausgabe 2014.



2. Begriffe und Definitionen

In diesem Dokument werden die untenstehenden Begriffe wie folgt verwendet:

Anschlussanlage	Gesamtheit aller Betriebsmittel, die zum Anschluss von einer EEE oder einer EEA an das Verteilnetz eines VNB erforderlich sind.
(Haus-)Anschlusspunkt (AP)	Der (Haus-)Anschlusspunkt hat technischen Bezug. Er ist ein Ort in einem Versorgungsnetz, an dem die Anlage eines Netznutzers angeschlossen ist. Am (Haus-)Anschlusspunkt erfolgt die Berechnung und ggf. die Messung der Grenzwerte zur Einhaltung der Netzqualität (Emissionsgrenzwerte). Der (Haus-)Anschlusspunkt bildet die Grenzstelle zwischen Installation und Verteilnetz.
Automatische Wiedereinschaltung (AWE)	Von einer automatischen Einrichtung gesteuerte Wiedereinschaltung nach Auslösung durch den Selektivschutz.
EEA-Betreiber	verantwortlich für den Betrieb einer EEA
Energieerzeugungsanlage (EEA)	Anlage, in der sich ein oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie befinden (einschliesslich der Anschlussanlage) und alle zum Betrieb erforderlichen elektrische Einrichtungen.
Energieerzeugungseinheit (EEE)	Einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie
Erdschluss	Berührung von einer Phase gegen Erde in einem gelöschten / kompensierten Netz, teilkompensierten Netz oder in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt.
Gesamtleistung	Leistungssumme, die bei zeitgleicher Einspeisung durch alle EEE und Energiespeicher entstehen kann; Es müssen auch bereits bestehende EEE oder EEA berücksichtigt werden
Hochspannungsanlage	Eine elektrische Anlage mit einer Nennspannung von mehr als 1'000 V AC, respektive 1'500 V DC. Dies betrifft alle Anlagen und Installationen ab NE6 bis NE1. (siehe SR 734.2, Starkstromverordnung, Art. 3, Ziff. 13)
Inselnetz	Das Inselnetz ist ein definiertes Netzgebiet, welches temporär oder dauernd vom Verteilnetz des VNB (z.B. infolge einer Störung) getrennt ist und über EEA die eigene Stromversorgung aufrechterhält.
k-Faktor	Einstellparameter im Stromrichter, welcher das FRT-Verhalten beeinflusst (Verstärkungsfaktor Blindstromeinspeisung)
Kuppelschalter	Galvanische Trennung (intern oder externe Ausführung)
Kurzschluss	In Netzen mit einem starr- oder niederohmig geerdeten Sternpunkt: Berührung von einer Phase mit Erde oder Berührung von zwei / drei Phasen mit oder ohne Erdberührung. In Netzen mit einem isolierten Sternpunkt oder Erdschlussstromkompensation: Berührung von zwei /drei Phasen mit oder ohne Erdberührung.
Mittelspannungsnetz (MS)	Gemäss Definition in SN EN 50160 ein Netz mit einer Nennspannung von 1 kV bis ≤ 36 kV (NE5)
NA-Schutz	Ist die Schutzfunktion für Spannung, Frequenz und Inselnetz Erkennung (integrierter NA-Schutz). Der Zweck des Netz- und Anlagenschutzes (NA-Schutz) ist es, sicherzustellen, dass der Anschluss einer EEA das Verteilnetz nicht in seiner Funktion oder seiner Sicherheit beeinträchtigt. Der NA-Schutz umfasst die Komponenten Kuppelschalter und NA-Schutzrelais / Überwachungseinheit sowie die NA-Schutzfunktionalität. Der NA-Schutz ist entweder extern (mit separaten Komponenten) oder intern (bspw. in einem Stromrichter) realisiert.
NA-Schutzeinrichtung	Besteht aus einer NA-Schutzrelais/Überwachungseinheit mit einer verlangten Schutzfunktionalität und einem oder mehrere Kuppelschalter(n) (galvanische Trennung).



NA-Schutzfunktionalität	Die NA-Schutzfunktionalität überwacht die Parameter Netzspannung und -frequenz wie sie in der SN EN 50549-1 verlangt sind und löst je nach Art der Überschreitung geeignete Massnahmen aus (d.h. generiert entsprechende Steuersignale, welche dann mit geeigneten Schaltungen umgesetzt werden müssen).
Niederspannungsanlage	Eine elektrische Anlage mit einer Nennspannung von höchstens 1'000 V AC, respektive 1'500 V DC. Dies betrifft alle Anlagen und Installationen der NE7. (siehe SR 734.2, Art. 3, Ziff. 21)
Niederspannungserzeugnis	Ein Erzeugnis, das entweder fest installiert oder steckbar ausgeführt ist und die Sicherheitsanforderungen der Niederspannungserzeugnisverordnung (NEV, SR 734.26) erfüllt. Dies muss vom Hersteller mit einer Konformitätserklärung dokumentiert werden. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, darf das Produkt in der Schweiz in Verkehr gebracht werden (d.h. verkauft werden) und gemäss der aktuellen NIN installiert werden. Die Marktüberwachung des Eidgenössischen Starkstrominspektorates ESTI ist für den Vollzug der NEV verantwortlich.
Niederspannungsinstallation	Alle elektrischen Installationen mit einer Nennspannung von höchstens 1'000 V AC, respektive 1'500 V DC fallen unter die Niederspannungsinstallationsverordnung (NIV, SR 734.27). Sie müssen gemäss der aktuellen Niederspannungsinstallationsnorm (NIN, SN411000) ausgeführt werden.
Niederspannungsnetz (NS)	ein Verteilnetz mit einer Nennspannung von kleiner 1000 V (NE7).
Starkstromanlage	Umfasst nach Art. 2, Abs. 2 des Elektrizitätsgesetzes alle Anlagen zur Erzeugung, Transformierung, Umformung, Fortleitung, Verteilung und Gebrauch der Elektrizität, die mit Strömen betrieben werden oder bei denen in voraussehbaren Störfällen Ströme auftreten, die Personen gefährden oder Sachbeschädigungen verursachen können. (SR 734.2, Art. 3, Ziff 29)
Transformatorenstation	Eine Transformatorenstation ist eine Station, die Schaltanlagen und Transformatoren der Netzebene 5 und 6, nicht aber Anlagen höherer Netzebenen enthält.
RoCoF	Frequenzänderungsgeschwindigkeit (Rate of Change of Frequency)
U _c	Vereinbarte Versorgungsspannung zwischen VNB und dem Netznutzer.
Unterstation (Unterwerk)	Eine Unterstation ist eine Station, die Schaltanlagen und Transformatoren enthält, welche der Netzebene 4 oder einer höheren Netzebene zugeteilt werden können.
Verteilnetzbetreiber [VNB]	Betreiber des elektrischen Netzes an dem die EEA angeschlossen wird.
U _n	Spannung, durch die ein Versorgungsnetz bezeichnet oder identifiziert wird und auf die bestimmte betriebliche Merkmale bezogen werden.
Stromrichter (elektronischer)	Statische elektrische Geräte, bzw. Anlagen (electronic power converter)
Wechselrichter (WR)	Siehe Stromrichter



Abkürzungen

D-A-CH-CZ	Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen
DC-CH	Distribution Code Schweiz
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
FRT	Fault Ride Through (Fähigkeit der EEA einen kurzzeitigen Fehler zu durchfahren)
MC-CH	Metering Code Schweiz
MMEE-CH	Marktmodell für die elektrische Energie Schweiz
NA/RR-CH	Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)
NE	Netzebene
NEV	Verordnung über elektrische Niederspannungserzeugnisse (SR 734.26)
NIV	Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen (SR 734.27)
NIN	Niederspannungsinstallationsnorm (SN 411000 – Aktuell NIN 2020)
NNMV-CH	Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz
PV	Photovoltaik
RfG	Requirements for grid connection of Generators
StromVG	Stromversorgungsgesetz (SR 734.7)
StromVV	Stromversorgungsverordnung (SR 734.71)
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAG	Technischen Anschlussgesuch
TC-CH	Transmission Code Schweiz
UFLS	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf
ÜN	Übertragungsnetz
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
WV-CH	Werkvorschriften Schweiz
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch



3. Geltungsbereich und Anwendung

- (1) Mit dem vorliegenden Dokument werden die technischen Anforderungen für den Anschluss und Betrieb von EEA am Niederspannungsnetz des VNB beschrieben (Netzebene 7).
- (2) Die administrativen und technischen Anforderungen für den Anschluss einer EEA sowie deren Messeinrichtungen sind in den Werkvorschriften (WV-CH) und den zusätzlichen Bestimmungen des VNB geregelt. Dies umfasst im Wesentlichen das technische Anschlussgesuch (TAG) für die Realisierung einer EEA, die Beurteilung der Netzurückwirkungen (Technische Richtlinien zur Beurteilung der Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ) sowie die Dokumentation der Anlagensicherheit mittels Sicherheitsnachweis sowie dazugehörigem Mess- und Prüfprotokoll AC. Bei Photovoltaikanlagen ist zusätzlich das Mess- und Prüfprotokoll Photovoltaik erforderlich.
- (3) Eine Übersicht der Abläufe ist im Handbuch Herkunftsnachweise und Förderprogramme (HB-HKN+FP-CH) im Kapitel 2 zu finden.
- (4) Die Anforderungen an das Messdatenmanagement sind im 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 mit Stromrichter mit dem Verteilnetz verbunden sind) im Einspeisemodus (mit thermischer, mechanischer und chemischer Speicherung) und bidirektionale Ladesäulen für Elektromobilität
 - Notstromanlagen und Netzersatzanlagen, sofern diese zeitweise mit dem Verteilnetz parallel betrieben werden
 - Blockheizkraftwerke
 - Weitere
- (7) Die Einspeisung elektrischer Energie kann u.a. erfolgen über:
 - Drehstromgeneratoren direkt in das Verteilnetz
 - Drehstromgeneratoren mit Frequenzumrichter indirekt in das Verteilnetz,
 - EEA via Stromrichter oder Kombination dieser Varianten.
- (8) Die Anschlussbedingungen gelten für bestehende und neue Netzanschlüsse an das Niederspannungsverteilstromnetz. 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 den anerkannten Regeln der Technik einzuhalten.



- (9) *Für neue Anlagen gilt:*
Alle EEA, welche nach Inkrafttreten des NA/EEA-NE7 2020 vom VNB 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 5 bis 7 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.
- (11) *Für Änderungen an bestehenden Anlagen gilt:*
Die Netzanschlussnehmer sind verpflichtet dem 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. WV-CH). Dies ist beispielsweise der Fall bei der Erneuerung der Erzeugungseinrichtung oder Ersatz der EEA. Bei PV-Anlagen sind dies insbesondere der Ersatz des Wechselrichters, nicht aber ein Modulersatz (ändert am Verhalten gegenüber dem Verteilnetz nichts – siehe auch SNG 491000 - 2098 von Electrosuisse).
- (12) 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 (Haus-)Anschlusspunkt) nicht negativ beeinflusst wird. Dagegen muss jede neu beschaffte Komponente, die eine bestehende Komponente ersetzt, für sich dem aktuellen Stand 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.: 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) und Werkvorschriften (WV-CH) der jeweiligen VNB
 - Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ
 - Andere Empfehlungen der schweizerischen und internationalen Fachverbände



3.1 Einteilung der EEA

- (1) EEA werden je nach Bezugsdokument nach unterschiedlichen Kriterien eingeteilt.
- (2) In der SNEN 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 nach 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 Grafik zeigt eine Übersicht der Einteilung.

Typ 1: Synchronerzeugung			
Typ 2: Nichtsynchronerzeugung			
Leistungsklassen			
A	B	C	D
> 800 W ≤ 250 kW	>250 kW ≤ 36 MW	> 36 MW ≤ 75 MW	> 75 MW <small>Oder Anschluss NE1</small>

Abbildung 1: Einteilung nach Erzeugungstypen und Leistungsklassen

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

3.1.1 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 (Haus-)Anschlusspunkt an die Netzebene 7 haben.



3.1.2 Zuordnung nach Leistung

- (1) Die EEA werden, abhängig von ihrer Gesamtleistung am (Haus-)Anschlusspunkt, in vier Leistungsklassen A bis D eingeteilt. Anlagen, welche ans Übertragungsnetz (NE1) angeschlossen werden, gelten als Anlagen vom Typ D.

Leistungsklasse	Gesamtleistung
Typ A	> 800 W
Typ B	> 250 kW
Typ C	> 36 MW
Typ D	> 75 MW

Tabelle 1: Zuordnung der EEA nach Leistungsklasse A-D

3.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten

- (1) Die EEA werden hinsichtlich der Charakteristik ihrer EEE wie folgt unterteilt:
- Typ 1 Synchroner EEE
 - Typ 2 Nichtsynchroner EEE (Asynchron, Stromrichter und sonstige)

3.1.4 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 Niederspannungsnetz 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 gesamten Nennleistung am (Haus-)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 (W oder VA) wird nachfolgend die elektrotechnisch korrekte Einheit verwendet. Meist sind dies VA, insbesondere dort, wo Blindleistung und $\cos \varphi$ behandelt werden. Die Klasseneinteilung wird in Anlehnung an den RfG in W belassen. Ebenfalls bleiben die Grenzen bei der $\cos \varphi$ - Regelung, Schnittstellen etc. in VA.



4. Technische Auswirkungen und Empfehlungen an das Niederspannungsnetz

- (1) Der Einsatz von dezentralen EEA hat Auswirkungen auf das Verteilnetz, welche im Folgenden näher beschrieben werden.

4.1 Netzplanung und Netzaufbau

- (1) Das Niederspannungsnetz wurde geplant und erbaut zum Verteilen von elektrischer Energie und nur in seltenen Fällen für den Abtransport von erzeugter Energie (Rückspeisung).
- (2) Der Anschluss von EEA im Verteilnetz hat Einfluss auf die Belastungen, die Spannungen und die Kurzschlussleistung im Verteilnetz. Folgende Auswirkungen sind zu untersuchen und in der Netzplanung zu berücksichtigen:

- (3) **Belastung**

Die Einspeisung von EEA kann zur Folge haben, dass die Kapazität von Anlagen (zum Beispiel Transformatoren oder Leitungen) erhöht werden muss.

- (4) **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 notwendig sind.

- (5) **Kurzschlussleistung**

Der Anschluss von EEA führt im Niederspannungsnetz zu neuen Einspeisepunkten, welche die Kurzschlussleistung beeinflussen können.

- (6) **(Haus-)Anschlusspunkt (AP)**

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

- (7) **Steuerung und Regelung**

Über eine kommunikative Anbindung der EEA kann vom VNB Einfluss auf die Wirk- und Blindleistungseinspeisung genommen werden (siehe Kapitel 7.5).

4.2 Netzschutz

- (1) Durch den Anschluss von EEA im Niederspannungsnetz gibt es neue elektrische Energiequellen, welche bei Fehlern im Verteilnetz auch auf diese Fehler speisen. Im Falle eines Fehlers im Niederspannungsnetz müssen sämtliche mögliche Quellen, welche einen gefährlichen Erd- und Kurzschlussstrom liefern, automatisch vom Netz getrennt werden (siehe Kapitel 7.4).

Inselnetzbetrieb

- (2) Der Betrieb von unzulässigen Inselnetzen ist zu verhindern. Inselbetrieb ist nur zulässig, wenn das kundeneigene Inselnetz durch eine geeignete Schaltvorrichtung galvanisch vom Verteilnetz des VNB getrennt ist. Der Betreiber eines Inselnetzes ist für die Sicherheit, die Spannungsqualität und die Frequenz verantwortlich.



5. Anforderungen an das Verhalten der EEA

5.1 Allgemein

- (1) Die Vielzahl von EEA im Verteilnetz auf NE7 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, Gefahren und im Störfalle 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.

5.2 Frequenz- und Spannungsbereiche

- (1) Eine EEA muss für bestimmte Mindestzeitdauern (quasistationäre Betrachtung) auch bei erhöhten bzw. zu niedrigen Spannungen bzw. Frequenzen am Netz bleiben.
- (2) Im Frequenzbereich, welcher in Tabelle 2 definiert ist, darf sich aufgrund von Frequenzschwankungen die EEA nicht vom Netz trennen. Wenn die Frequenzabweichungen grösser sind als in Tabelle 2 aufgeführt, ist die sofortige Netztrennung erlaubt. Die Werte sind grundsätzlich am (Haus-)Anschlusspunkt einzuhalten.

Frequenzbereich	Zeitraum für den Betrieb
47,5 Hz bis 49,0 Hz	≥ 30 min
49,0 Hz bis 51,0 Hz	unbegrenzt
51,0 Hz bis 51,5 Hz	≥ 30 min

Tabelle 2: Robustheit gegenüber Frequenzschwankungen am (Haus-)Anschlusspunkt

- (3) Eine Netztrennung der EEA ist zwischen 85% - 110% Un nicht zulässig.



5.3 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

- (1) EEA müssen in der Lage sein, induktive bzw. kapazitive Blindleistung in den unten aufgeführten Leistungsfaktorbereichen abzugeben resp. aufzunehmen (Definition siehe Anhang B.2). Ohne Vorgabe des VNB wird der Standardwert von $\cos \varphi = 1,0$ eingestellt. Werte welche ausserhalb den Bereichen von Tabelle 3 liegen, sind vertraglich zu regeln.

Typ der EEA		Leistungsbereich $800 \text{ VA} < \sum S_{E_{\max}} \leq 3,6 \text{ kVA}$	Leistungsbereich $3,6 \text{ kVA} < \sum S_{E_{\max}} \leq 30 \text{ kVA}$	Leistungsbereich $\sum S_{E_{\max}} > 30 \text{ kVA}$
Typ 1 Synchrongeneratoren, Brennstoffzellen, Stirlinggeneratoren		$\cos \varphi$ liegt zwischen $0,95_{\text{untererregt}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$		<i>unter Berücksichtigung des Anlagentyps</i> $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ bis $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$ a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 1,0) b) $\cos \varphi$ (P) –Kennlinie c) Q(U) –Kennlinie
Typ 2 Asynchrongeneratoren (ohne Blindleistungsregelung)		Fester $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$		
Typ 2 Stromrichter	EEA	Bereich: $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$ a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 1,0) b) $\cos \varphi$ (P) –Kennlinie	Bereich: $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ bis $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$ c) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 1,0) d) $\cos \varphi$ (P) –Kennlinie e) Q(U)-Kennlinie	
	Energiespeicher	a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 1,0)	a) Fester $\cos \varphi$ (Standard: 1,0) b) Q(U)-Kennlinie	

Tabelle 3: Anforderungen und Einstellungen für Blindleistungsbereitstellung

- (2) Der Einstellwert wird durch den zuständigen VNB unter Berücksichtigung des Anlagentyps festgelegt.
- (3) Wird vom VNB eine Kennlinie vorgegeben, so muss sich jeder aus der Kennlinie ergebende Sollwert innerhalb von 10 Sekunden automatisch einstellen.
- (4) Um bei schwankender Wirkleistungs-Einspeisung Spannungssprünge zu vermeiden, muss eine Kennlinie mit kontinuierlichem Verlauf und begrenzter Steilheit gewählt werden. Sowohl das gewählte Verfahren als auch die Sollwerte können vom VNB individuell für jede EEA festgelegt und mittels Vereinbarung festgehalten werden.



- (5) In folgender Grafik wird die Blindleistungsbereitstellung am (Haus-)Anschlusspunkt anhand des Erzeugerfeilsystems illustriert.

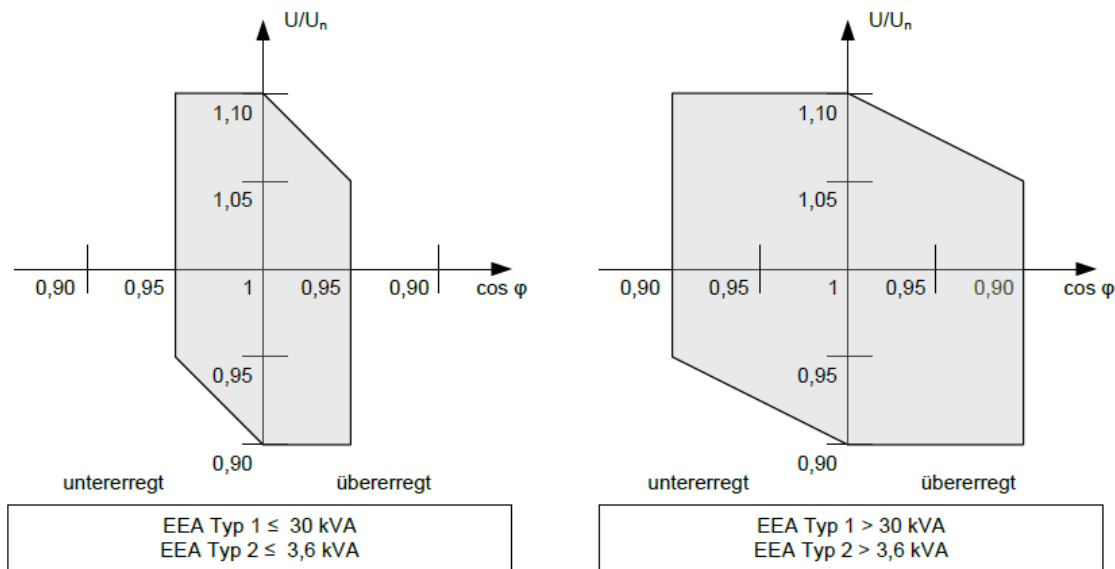


Abbildung 2: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung am (Haus-)Anschlusspunkt bei P_{\max} (Erzeugerfeilsystem)

5.3.1 $\cos \varphi$ (P) - Kennlinie

- (1) Bei diesem Verfahren stellt die EEE Blindleistung in Abhängigkeit der aktuellen Wirkleistungsabgabe bereit. Folgende Abbildung zeigt den Zusammenhang grafisch.

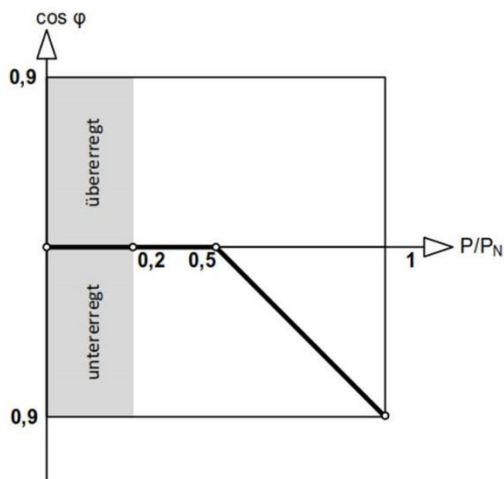


Abbildung 3: Beispiel $\cos \varphi$ (P) - Kennlinie in Niederspannung

5.3.2 Q(U) - Kennlinie

- (1) Bei diesem Verfahren tauscht die EEE in Abhängigkeit von der aktuellen Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt Blindleistung mit dem Verteilnetz aus ($Q = f(U)$).

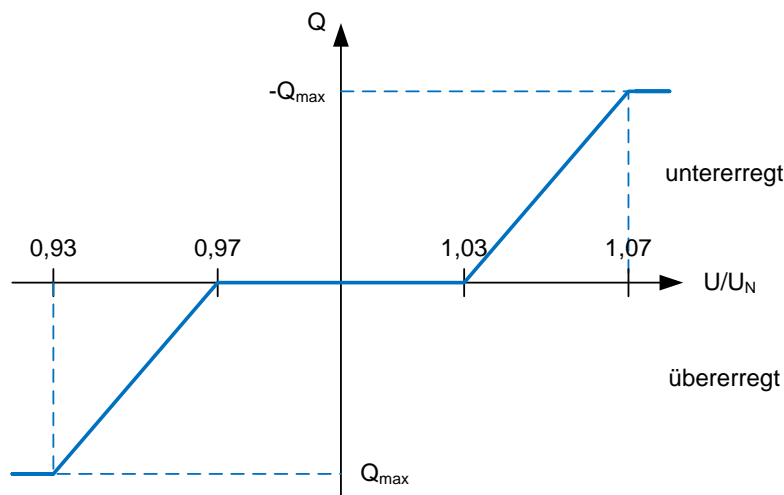


Abbildung 4: Beispiel Q(U) - Kennlinie in Niederspannung (Erzeugerzählpeilsystem)

5.4 Wirkleistungsregelung – P(U) - Kennlinie

- (1) Zur Einhaltung des oberen Randwertes der Spannung gemäss SNEN 50160 kann der VNB von EEA eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung fordern.
- (2) Die Anwendung und Festlegung zur P(U)-Regelung werden vom VNB vorgegeben. Dabei können die im Stromrichter integrierten P(U)-Regelungen verwendet werden.
- (3) Beim P(U)-Wirkleistungsbetriebsbereich wird die maximal zulässige Wirkleistungsabgabe entsprechend nachfolgender Abbildung 5 in Abhängigkeit der Spannung begrenzt. Bei Überschreitung der Spannung von $1,1 U_n$ reduziert sich der zulässige Maximalwert von 100% der Bemessungswirkleistung linear auf 0 bei $1,12 U_n$.

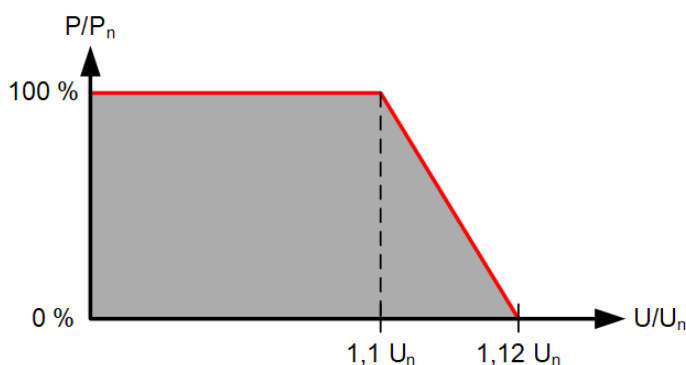


Abbildung 5 Beispiel Standardeinstellung der P(U)-Regelung

- (4) Durch die Wahl des Knickpunktes bei $U = 1,1 U_n$ wird vermieden, dass die EEE im unzulässigen Spannungsbereich arbeitet und die Anlage durch den Überspannungsschutz ($U >$) vom Netz getrennt wird.

- (5) Die Dynamik der P(U)-Regelung soll möglichst eine Zeitkonstante von 5 s eingestellt werden. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

5.5 Schwarzstartfähigkeit

- (1) Diesbezüglich sind keine Anforderungen an EEA vorgesehen.

5.6 Inselbetriebsfähigkeit

- (1) Diesbezüglich sind keine Anforderungen an EEA vorgesehen.

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

5.7.1 Allgemeine Anforderungen für EEA \leq 800 W

- (1) Bei Spannungsunterbrüchen im Verteilnetz sind EEA \leq 800 W unverzüglich vom Netz zu trennen (Auslösezeit \leq 200 ms).

5.7.2 Allgemeine Anforderungen für EEA $>$ 800 W

- (1) 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.
- (2) Ein Netzfehler liegt vor, wenn die Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt der EEA unterhalb von 0,85 U_n oder oberhalb von 1,15 U_n liegt. Als Kriterium für das Fehlerende in Bezug auf die Spannung gilt der Wiedereintritt der am (Haus-)Anschlusspunkt anliegenden Spannungen in den Bereich von -15 % U_n bis +10 % U_n oder eine maximale Zeitdauer von 5 s.
- (3) EEA und Energiespeicher müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinander folgenden Netzfehlern ausgelegt sein.
- (4) Die Empfehlungen bezüglich Einstellwerten der Schutzfunktionen des NA-Schutzes sind in Kapitel 7.4 aufgeführt. Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der EEA und Energiespeicher am Niederspannungsnetz durch schutztechnische Vorgaben des VNB für die Einstellung des NA-Schutzes verkürzt werden.
- (5) Hinsichtlich Robustheit gegenüber Netzfehlern müssen alle EEA $>$ 800 W das Verhalten gemäss nachfolgender Abbildung 6 und Abbildung 7 aufweisen und dürfen sich innerhalb des definierten Spannungsbereichs nicht vom Netz trennen. Die u(t)-Kennlinien sind am (Haus-)Anschlusspunkt einzuhalten. Zur Beurteilung der Kurven ist bei Spannungsrückgang jeweils die kleinste anliegende Aussenleiter-Neutralleiterspannung heranzuziehen. Bei Spannungssteigerungen die grösste der an der EEA anliegenden Aussenleiter-Neutralleiterspannung.
- (6) 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.



- (7) Wenn sich die Netzspannung nach Fehlerende wieder innerhalb des Spannungsbandes von $-15\% U_n$ bis $+10\% U_n$ befindet und die Wirkleistung der EEE während des Netzfehlers reduziert wurde, muss diese sofort nach Fehlerende schnellstmöglich auf den Vorgefehlerwert gesteigert werden. Die Blindleistungsbereitstellung folgt der Wirkleistungssteigerung möglichst direkt.
- (8) Für EEA vom Typ 1 ist noch die nachfolgende Anforderung zu beachten. Während und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch die Blindstrom-Einspeisung (vgl. Kapitel 5.7.4) 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.

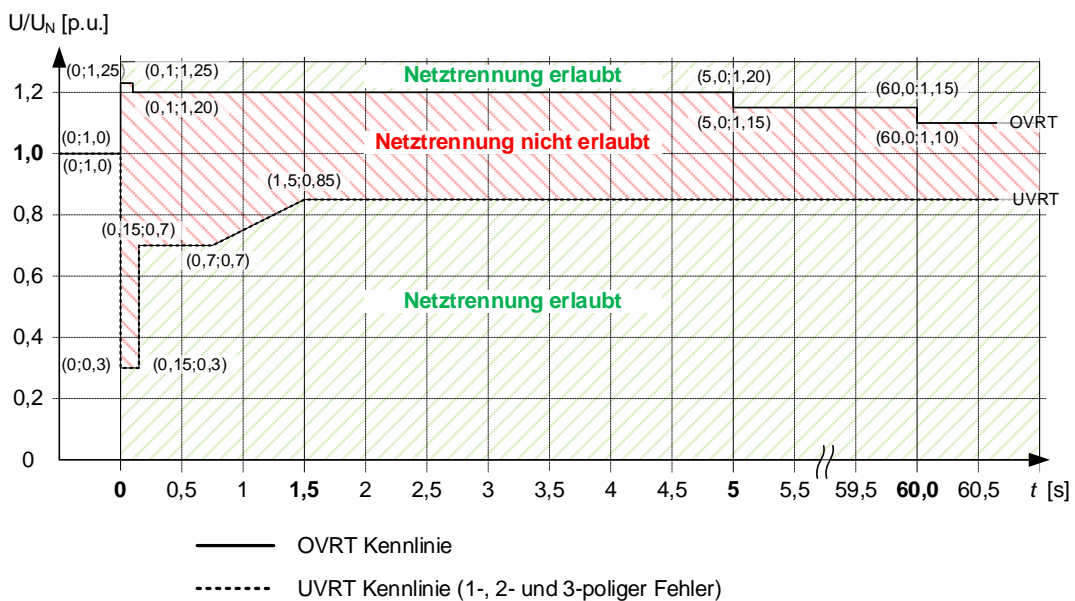


Abbildung 6: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron)

OVRT – over voltage ride through (Überspannung kurzzeitig durchfahren)

UVRT – under voltage ride through (Unterspannung kurzzeitig durchfahren)

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

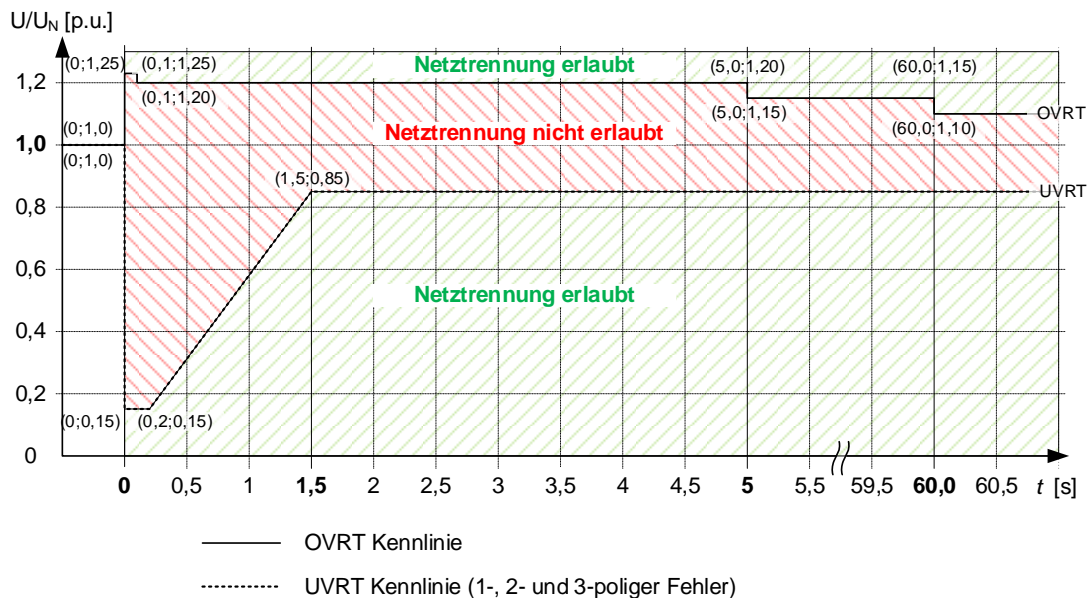


Abbildung 7: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und Energiespeicher

5.7.3 Verhalten von EEA > 800 W bis ≤ 250 kW mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung

- (1) EEA und Energiespeicher müssen in der Lage sein, sämtliche nachfolgenden Anforderungen zu erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz. Für EEA mit einer Gesamtleistung ≤ 250 kVA gilt eine eingeschränkte dynamische Netzstützung. Das bedeutet, es ist grundsätzlich ausreichend, wenn die Anlagen bei transienten Spannungseinbrüchen am Netz bleiben ohne eine Pflicht zur Einspeisung eines Blindstromes. Bei Normalisierung der Netzspannung ist die Wirkleistung sofort nach Fehlerende schnellstmöglich auf den Vorfehlerwert zu steigern.
- Alle EEA und Energiespeicher dürfen sich bei Über- und Unterspannungen innerhalb der vorgegebenen Bereiche **nicht** vom Netz trennen.
 - Typ-1-Einheiten *dürfen* die Netzspannung während eines Netzfehlers durch Einspeisung eines geeigneten Wirk- und Blindstromes stützen. Synchrongeneratoren können prinzipbedingt nicht auf das Einspeisen eines Kurzschlussstromes verzichten. Die Stromeinspeisung durch die EEA erfolgt entsprechend der Fehlerart nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem.
 - Typ-2-Einheiten und Energiespeicher *ist es nicht erlaubt* während eines Netzfehlers und einer Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt unterhalb von $0,8 U_n$ und oberhalb von $1,15 U_n$ einen Wirk- oder einen Blindstrom einzuspeisen (eingeschränkte dynamische Netzstützung). Diese Anforderung ist erfüllt, wenn bei einem Spannungseinbruch unterhalb von $0,8 U_n$ bzw. bei einer Spannungserhöhung oberhalb von $1,15 U_n$ der eingespeiste Strom der EEA nach 60 ms unterhalb von 20 % und nach weiteren 40 ms unterhalb 10 % des Bemessungsstromes liegt.
 - Asynchrongeneratoren müssen innerhalb der dargestellten Grenzkurven am Netz bleiben und prinzipbedingt einen Wirk- und Blindstrom liefern.

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

- (1) Zur dynamischen Netzstützung müssen EEA grösser 250 kW in der Lage sein, einen Blindstrom in das Verteilnetz einzuspeisen um die Spannung zu stützen. 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.
- (2) EEE und Energiespeicher müssen alle nachfolgenden Anforderungen erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz.
 - Alle EEE und Energiespeicher dürfen sich bei Über- und Unterspannungen innerhalb der vorgegebenen Bereiche **nicht** vom Netz trennen und müssen ab Fehlerbeginn während der gesamten Dauer eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines geeigneten Blindstromes stützen.
 - 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. Der zusätzliche Blindstrom im Gegensystem proportional zur Änderung der Gegensystemspannung. Der Strom wird dabei mit dem Verstärkungsfaktor k multipliziert. Die Ermittlung des Arbeitspunktes auf der Kennlinie muss kontinuierlich während der gesamten Fehlerdauer erfolgen, damit auf Fehlerwechsel mit geändertem Spannungsbild die Spannungsregelung angepasst wird. Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 2 % des Nennstromes je Prozent der Spannungsveränderung bis mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein. Die Spannungsmessung erfolgt in der Regel an den Klemmen der EEE. Der k -Faktor muss zwischen 2 und 6 in Schritten von 0,5 einstellbar sein. Sofern vom VNB keine Vorgabe erfolgt, ist ein k -Faktor von 2 einzustellen.

5.8 Frequenzverhalten

5.8.1 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 der Tabelle 6 in Kapitel 7.4.4 zu entnehmen.
- (4) Die Frequenzmessung darf nicht länger als 200 ms dauern. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung beträgt dabei ± 50 mHz.
- (5) Die Genauigkeit der Frequenzmessung im eingeschwungenen Zustand muss $\leq \pm 10$ mHz sein.



5.8.2 Übersicht zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz

- (1) In folgender Abbildung 8 sind die Anforderungen an die Abgabeleistung der EEA und Energiespeicher am (Haus-)Anschlusspunkt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz in einer Gesamtübersicht dargestellt.

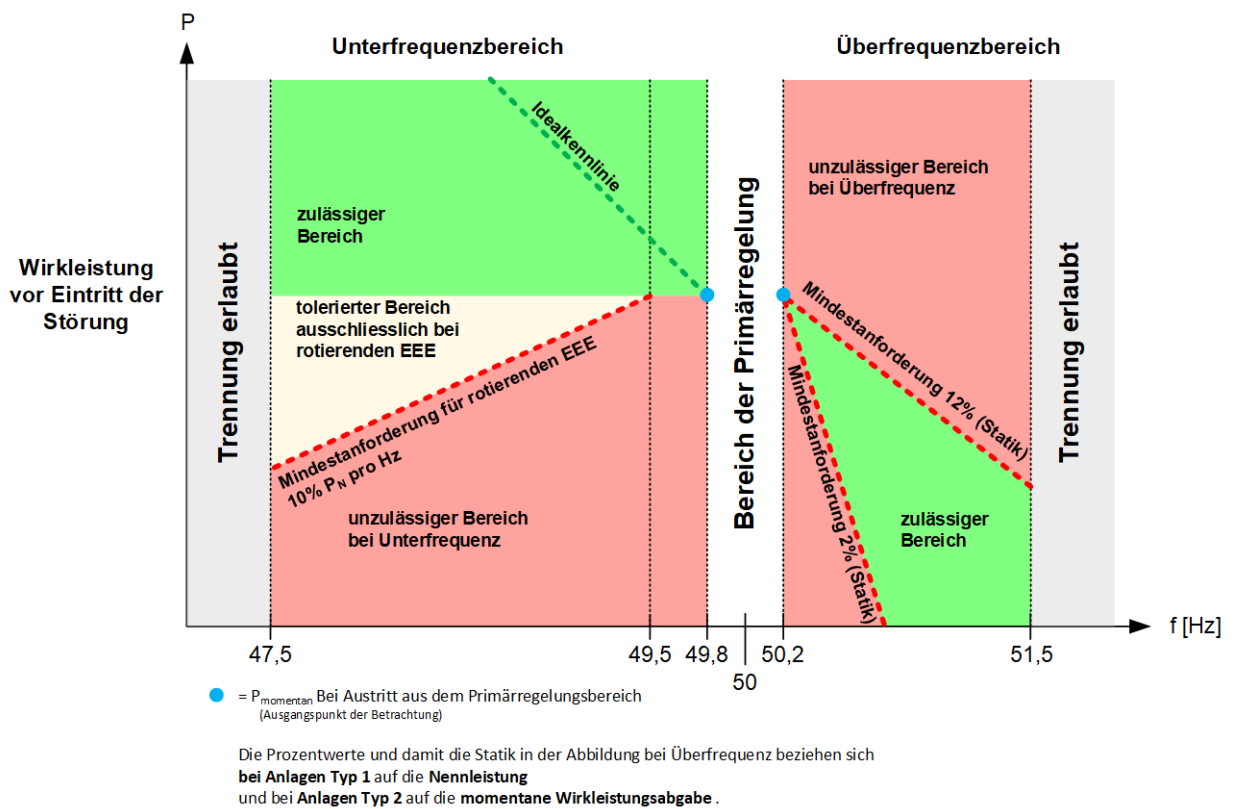


Abbildung 8: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz



5.8.3 Frequenzverhalten bei Überfrequenz

- (1) Bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz und höher müssen EEA und Energiespeicher ihre Leistung gemäss Abbildung 9 reduzieren.

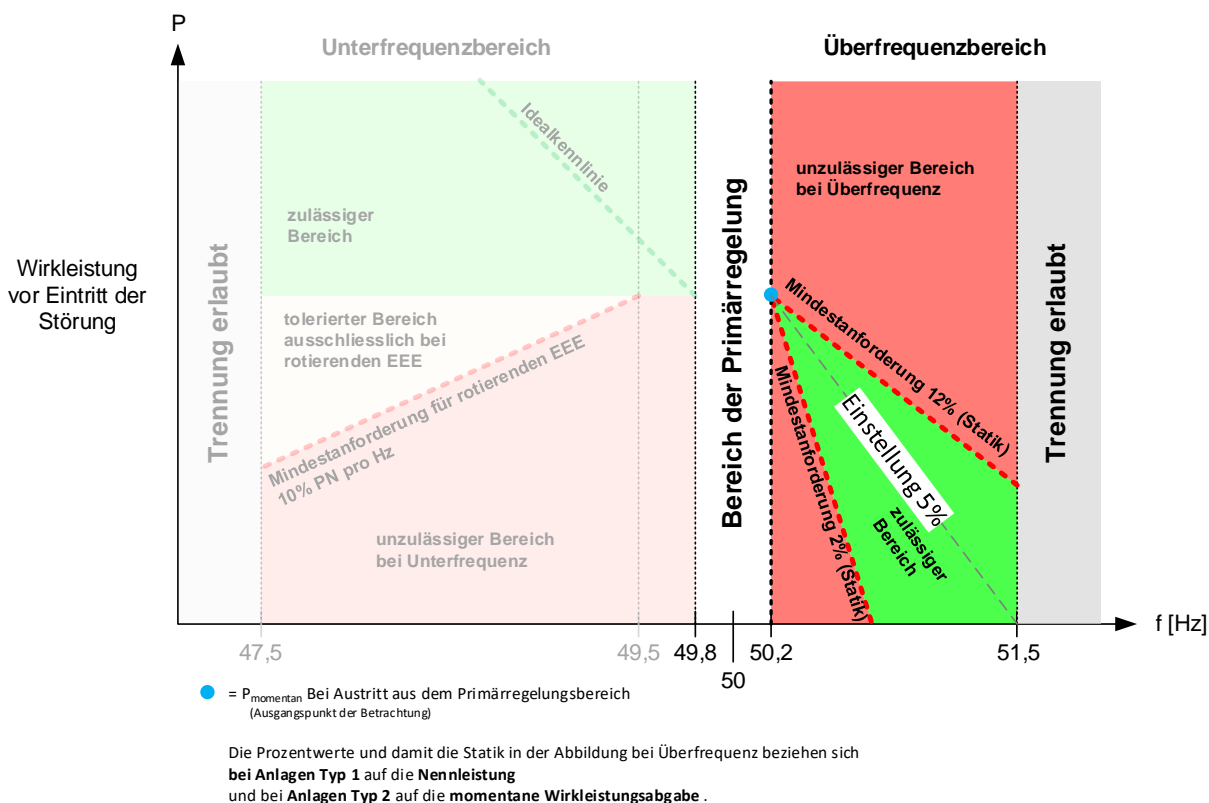
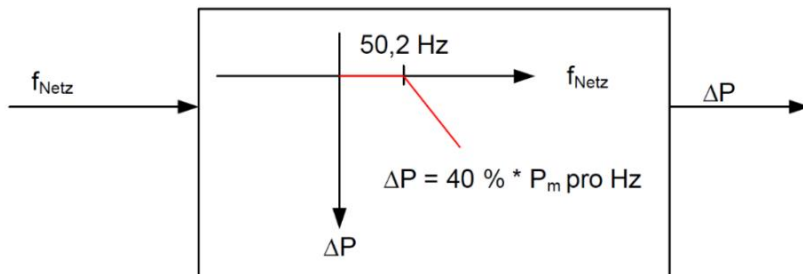


Abbildung 9: Zulässige Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz



(2) Folgende Abbildung 10 zeigt die detaillierten Angaben zur Leistungsreduktion bei Überfrequenz.



$$\Delta P = 20 P_m \frac{(50,2 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}})}{50 \text{ Hz}} \quad \text{mit } 50,2 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} < 51,5 \text{ Hz}$$

P_m max. Leistung (Typ 1), momentane Leistung (Typ 2)

ΔP Leistungsreduktion

f_{Netz} Netzfrequenz

Keine Einschränkung $47,5 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} \leq 50,2 \text{ Hz}$

Trennung vom Netz $f_{\text{Netz}} \leq 47,5 \text{ Hz}$ und
 $f_{\text{Netz}} \geq 51,5 \text{ Hz}$

Abbildung 10: Leistungsreduktion bei Überfrequenz

- (3) EEA des Typs 1 müssen im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz die **maximale Wirkleistung** P_m mit einem Gradienten von 40 % * P_m pro Hertz reduzieren. 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 10 reduziert werden. Energiespeicher gelten diesbezüglich als EEA Typ 1 (SN EN 50549-1).
- (4) 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 Gradienten von 40 % * P_m pro Hertz reduzieren.
- (5) Die maximale Reaktionszeit bis zum Beginn der Einleitung der Leistungsreduktion liegt bei 2 Sekunden.
- (6) 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 4: Umrechnung Statik nach Leistungsgradient



5.8.4 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz

- (1) Bei netzbetriebsbedingter Reduktion der Frequenz ist eine Leistungsreduktion der EEA gemäss Abbildung 11 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.

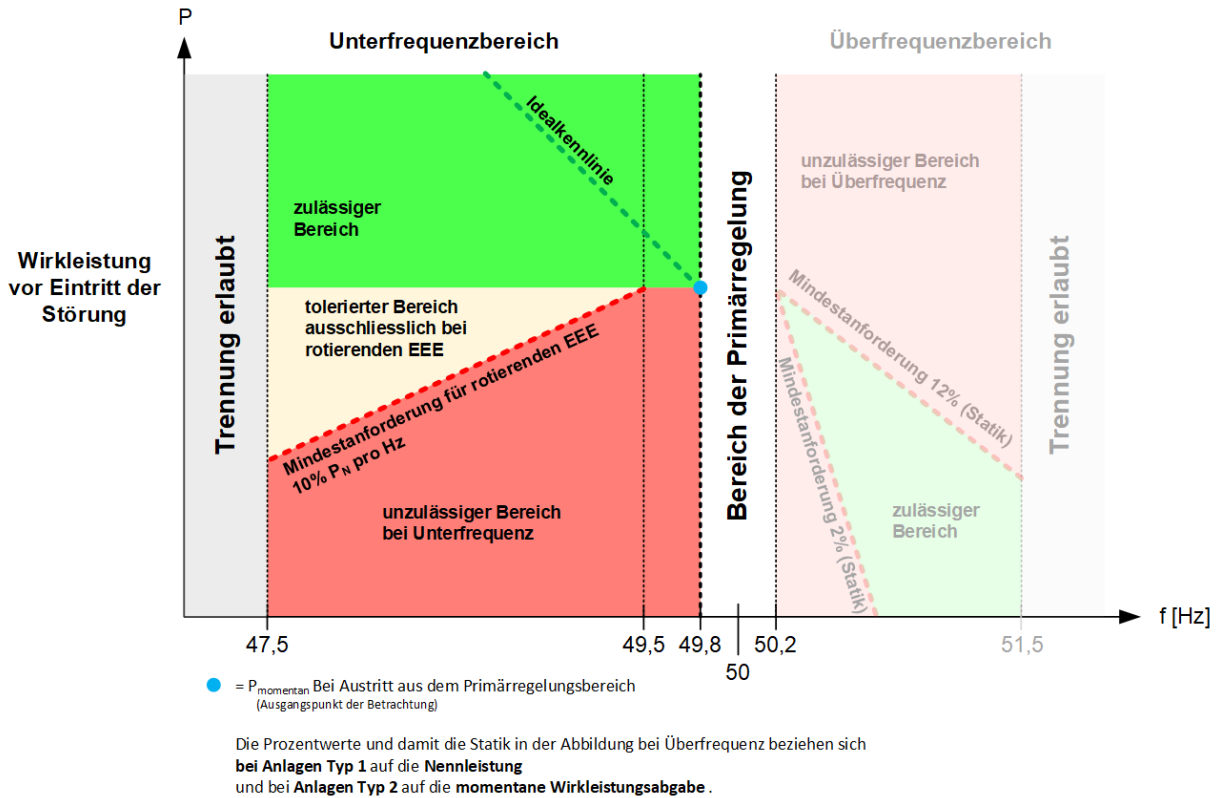


Abbildung 11: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz

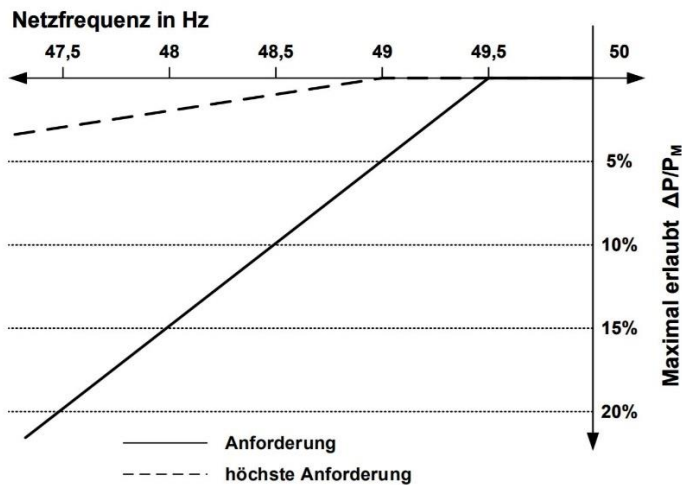


Abbildung 12: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz mit Werten



- (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.

5.8.5 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen

- (1) EEA 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 $\pm 2,0$ Hz/s
 - Synchronerzeugung: $\pm 1,0$ Hz/s
- (2) Die gemittelten Werte der Frequenzänderungsgeschwindigkeiten (RoCoF) gelten für ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 s.
- (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.

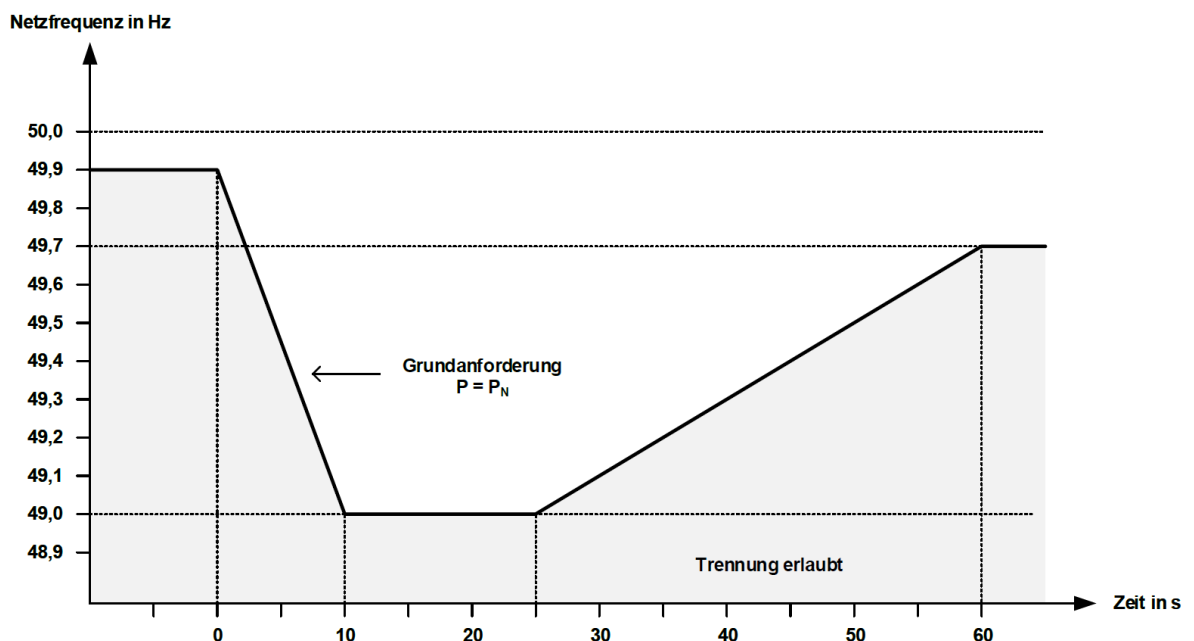


Abbildung 13: Unveränderte Leistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch

6. Betrieb

6.1 Allgemein

- (1) Im Verteilnetz kann es in Folge von Kurz- und Erdschlüssen zu manuellen oder automatischen Wiedereinschaltungen (AWE) kommen. Die EEA muss sich hinsichtlich Synchronisation selbst schützen. Der EEA-Betreiber ist verantwortlich für die Zu- oder Abschaltung der Anlage sowie für den Synchronisierungsvorgang.

6.2 Zuschaltbedingungen / Synchronisierung

- (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 (Haus-)Anschlusspunkt asynchron zur Spannung der EEA sein kann. Der EEA-Betreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, AWE oder andere Vorgänge im Verteilnetz nicht zu Schäden an seinen Anlagen oder an Anlagen von Dritten führen. Bezüglich AWE sind die Hinweise im Handbuch «Empfehlungen zum Betrieb der automatischen Wiedereinschaltung in Verteilnetzen (NE3 und NE5)» (AWE-CH 2020) zu beachten. Bei Ein- und Ausschaltungen von EEA entstehen Spannungsänderungen, welche die Grenzwerte gemäss den «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ» nicht überschreiten dürfen.
- (2) Die Zuschaltung von EEA und Energiespeicher an das Netz darf erst erfolgen, wenn kein Auslösekriterium des Schutzes am (Haus-)Anschlusspunkt ansteht und sich die Netzspannung innerhalb des Toleranzbereiches von 85 % U_n bis 110 % U_n sowie die Netzfrequenz innerhalb des Toleranzbereiches von 47,5 Hz bis 50,1 Hz für eine Dauer von mindestens 60 s (Typ A) oder mindestens 600 s (Typ B) befinden. Ausserdem müssen die Verzögerungszeiten beim Wiederschalten 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 Wiederschaltung von EEA und Energiespeichern an das Netz nach einer Auslösung des NA-Schutzes 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 min bis 10 min (Zufallsgenerator) oder später zuschalten.
- (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.

Zuschaltung von Synchrongeneratoren

- (5) Der direkte Anschluss von Synchrongeneratoren an das Verteilnetz ist mit einer Synchronisierungseinrichtung vorzusehen. Die Einstellwerte sind mit dem VNB abzustimmen.
- (6) Übliche maximale Richtwerte sind:
 - Winkeldifferenz = $\pm 10^\circ$
 - Frequenzdifferenz = ± 200 mHz
 - Spannungsdifferenz = $\pm 10\%$ U_n



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

Zuschaltung von Asynchrongeneratoren

- (8) Bei Asynchrongeneratoren die nicht spannungslos zugeschaltet werden, sind die Zuschaltbedingungen für Synchrongeneratoren einzuhalten.

6.3 Störungen, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz

- (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
 - Rücksynchronisation von Teilnetzen
 - Im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements
 - Im Rahmen von Bau-, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Verteilnetz



7. Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz

7.1 Allgemein

- (1) Die Anzahl der EEA im Verteilnetz der NE7 hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen und wird sich noch fortsetzen. Die verschiedenen Stromflüsse und sich wechselnde Stromrichtungen führen zu hohen Anforderungen an die Schutzsysteme im Verteilnetz. Die Personensicherheit, der Schutz der Netzanlagen und die Einhaltung der Spannungsqualität muss jederzeit gewährleistet sein. Vor Anschluss einer EEA an das Verteilnetz muss diese hinsichtlich ihrer Netzurückwirkungen durch den VNB beurteilt und freigegeben werden.
- (2) Ein wichtiges Element zum Anschluss einer EEA ans Netz bildet der NA-Schutz wie in Abbildung 14 als Prinzip dargestellt. Die zulässigen Varianten sind in Kapitel 7.4 beschrieben.

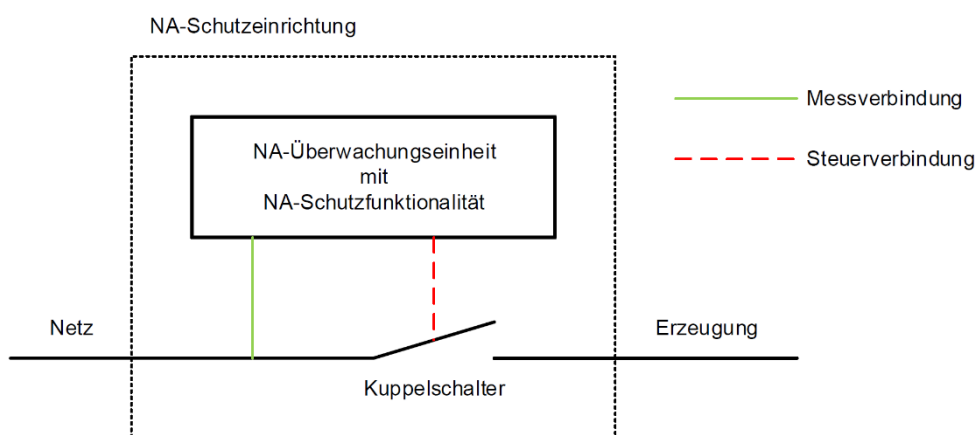


Abbildung 14: Prinzipschema NA-Schutzeinrichtung

7.1.1 Zugang und Kontakt mit dem VNB

- (1) Der EEA-Betreiber muss für den VNB erreichbar sein, damit er bei Bedarf benachrichtigt oder aufgeboten werden kann.
- (2) Die Zugänglichkeiten richten sich nach den Vorgaben der Werkvorschriften (WV-CH) und nach allfälligen zusätzlichen Bestimmungen des VNB.

7.1.2 Notstromanlagen (Netzersatzanlagen)

- (1) Notstromanlagen versorgen ein kundeneigenes Netz im Inselbetrieb. Damit nach Spannungswiederkehr im Verteilnetz 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 Verteilnetz 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 s 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 Netzurückwirkungen 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 eine Entkopplungsschutzeinrichtung mindestens mit Spannungs- und Frequenzschutz vorzusehen. Diese kann in der Funktionsautomatik der Notstromanlage integriert sein. 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 ms (zur Vermeidung von Überfunktionen)			

Abbildung 15: Empfohlene Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen

- (2) Bei Inselbetrieb ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter (Synchronisierungsschalter) ausgelöst wird bzw. sich in Aus-Stellung befindet, um eine Spannungsvorgabe ins Verteilnetz zu unterbinden sowie eine unsynchrone Zuschaltung zu verhindern. Das Kundennetz muss bei Inselbetrieb vom öffentlichen Verteilnetz allpolig getrennt werden (drei Aussenleiter und Neutraleiter).
- (3) Notstromanlagen mit Nennleistungen > 1 MVA sind über einen Leistungsschalter an das Verteilnetz anzuschliessen.
- (4) Geht der Parallelbetrieb eines Notstromaggregats mit dem Netz über den zur Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 60 s 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 6.2 definiert einzuhalten.

7.2 Überstromunterbrecher der EEA

- (1) Diese Einrichtung ist dazu bestimmt einen Stromkreis zu unterbrechen, wenn der Strom im Leiter des Stromkreises einen vorher festgelegten Wert für eine bestimmte Zeitdauer überschreitet. Die Überstromschutzeinrichtung (Überstromunterbrecher) muss den maximalen Netzkurzschlussstrom ausschalten können. Die Anordnung und Dimensionierung erfolgen gemäss NIN.
- (2) Bei Kurzschlüssen in der EEA ist diese unverzüglich durch den Überstromunterbrecher vom Netz zu trennen. Dies gilt für Kurzschlüsse in jeglicher Komponente der EEA (zum Beispiel Anschlussleitungen, Verteilinstallationen oder Stromrichter). Andere Fehler sind gemäss dem Stand der Technik und je nach Typ der EEA zu behandeln.
- (3) Der Anschlussnehmer ist für die Sicherstellung des Eigenschutzes selbst verantwortlich. Insofern ist gegebenenfalls die in diesem Dokument beschriebene Schutzfunktion durch den Anschlussnehmer der EEA entsprechend zu erweitern. Der Eigenschutz darf die in diesem Dokument aufgestellten Anforderungen nicht unterlaufen.



7.3 Kuppelschalter

7.3.1 Allgemein

- (1) Für den Anschluss der EEA an das Verteilnetz ist ein Kuppelschalter einzusetzen. Der Kuppelschalter wird von der NA-Überwachungseinheit angesteuert und löst automatisch aus, wenn mindestens eine Schutzfunktion angesprochen hat. Die Kuppelschalter können integriert oder extern ausgeführt sein (vgl. Kapitel 7.3.2 und 7.3.3). Der integrierte Kuppelschalter kann zusätzlich auch von einer externen NA-Überwachungseinheit angesteuert werden. Für die Auslegung des externen Kuppelschalters ist immer die Summe der maximalen Scheinleistungen aller EEE und Energiespeicher massgebend.
- (2) Der Kuppelschalter muss kurzschlussfest und allpolig (inkl. Neutralleiter) ausgeführt sein (siehe ESTI Weisung 219, Ziffer 8 und SNG 491000 - 2046c, Fall 9 in Tabelle).
- (3) Der Nachweis für die Kurzschlussfestigkeit der gesamten elektrischen Anlage ist vom Anschlussnehmer auf der Grundlage der technischen Anschlussbedingungen des VNB zu erbringen.

7.3.2 Externer Kuppelschalter

- (1) Der externe Kuppelschalter ist als galvanische Schalteinrichtung auszuführen (z. B. Schütz, Motorschutzschalter, mechanischer Leistungsschalter) und kommt bei EEA mit einer Gesamtleistung ab 30 kVA zum Einsatz. Das Durchfahren einer Netzstörung mit auftretender Unterspannung darf beim externen Kuppelschalter keine Fehlfunktion zur Folge haben und die FRT-Anforderungen der EEA nicht unterlaufen.
- (2) Für die Auslegung des externen Kuppelschalters sind die folgenden Grössen zu berücksichtigen:
 - Betriebsstrom (EEA abhängig)
 - Kurzschlussfestigkeit gemäss Netzdaten
 - Kurzschlussstrom-Schaltvermögen gemäss Kurzschlussstrom der EEA
- (3) Der Kuppelschalter ist ein eigenständiges Betriebsmittel welches z.B. in einer Hauptverteilung eingebaut werden kann.

7.3.3 Integrierter Kuppelschalter

- (1) Als integrierte Kuppelschalter werden die in den EEE integrierten Schalteinrichtungen bezeichnet (bspw. im Stromrichter). Die Schalteinrichtung kann als Leistungsrelais, Schütz, mechanischer Leistungsschalter etc. ausgeführt sein. Die Schalteinrichtung stellt eine galvanische Abschaltung sicher. Bei EEA mit Stromrichter ist der Kuppelschalter auf der Netzseite jedes einzelnen Stromrichters vorzusehen.
- (2) Integrierte Kuppelschalter kommen nur in Niederspannungserzeugnissen vor, welche einer Typenprüfung gemäss NEV unterliegen.
- (3) Für EEA mit einer Gesamtleistung ≤ 30 kVA sind die in den Stromrichtern enthaltenen integrierten Kuppelschalter ausreichend. Es besteht keine Notwendigkeit für einen externen Kuppelschalter. Sofern es sich um eine einzelne EEE (bspw. Stromrichter) mit integriertem NA-Schutz und Kuppelschalter handelt, ist der integrierte Kuppelschalter bis ≤ 100 kVA ausreichend.



7.4 Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)

7.4.1 Allgemein

- (1) Der Zweck des Schnittstellenschutzes ist die Sicherstellung, dass der Anschluss einer EEA an das VN dieses nicht in seiner Funktion oder seiner Sicherheit beeinträchtigt (insbesondere ist damit gemeint, dass die EEA nicht Einrichtungen des Netzes gefährdet). Der Schnittstellenschutz muss innerhalb der Spannungs- und Frequenzsollwerte gegenüber normalen Spannungs- und Frequenzänderungen im Verteilungsnetz unempfindlich sein. Für die Realisierung und Funktionalität des NA-Schutzes ist der Eigentümer der EEA verantwortlich. Im Falle einer ZEV oder eines Arealnetze ist hierfür ab (Haus-)Anschlusspunkt der ZEV-Betreiber bzw. der Arealnetzeigentümer verantwortlich.
- (2) Der NA-Schutz 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. Die Festlegungen beziehen sich nicht auf die Schutzfunktionen wie Kurzschlusschutz, Überlastschutz, Schutz gegen elektrischen Schlag und allpolige Trennvorrichtung des Stromkreises zur EEA (z. B. durch Leitungsschutzschalter, Fehlerstrom-Schutzschalter, etc.). Insofern sind die beschriebenen Schutzfunktionen durch den Anschlussnehmer der EEA ggf. entsprechend zu erweitern. 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 Anlagen des Anlagenbetreibers führen.
- (3) Folgende Funktionen des NA-Schutzes sind zu realisieren:
 - Überspannungsschutz (10 min) $U >$
 - Überspannungsschutz $U >>$
 - Unterspannungsschutz $U <$
 - Unterspannungsschutz $U <<$
 - Überfrequenzschutz $f >$
 - Unterfrequenzschutz $f <$
 - Inselnetzerkennung
- (4) Spannungsschutzeinrichtungen sollen den Effektivwert auswerten. Hierbei genügt die Auswertung der 50-Hz-Grundschiwingung. Der Überspannungsschutz $U >$ ist als gleitender 10-Minuten-Mittelwert-Schutz auszulegen, der die Überschreitung der oberen Spannungsgrenze nach SNEN 50160 verhindert (Überwachung der Spannungsqualität). Dabei ist es ausreichend, spätestens alle 3 s ein neuer 10-Minuten-Mittelwert zu bilden. Bei dreiphasigen EEA müssen die Spannungsschutzeinrichtungen dreiphasig ausgeführt werden. Hierfür sind die drei Spannungen zwischen den Aussenleitern und dem Neutralleiter zu messen. Die drei verketteten Aussenleiterspannungen sind entweder aus den drei Aussenleiter-Neutralleiter-Spannungen rechnerisch zu ermitteln oder separat zu messen.
- (5) Die Spannungswerte sind logisch ODER zu verknüpfen. Das Über- bzw. Unterschreiten der eingestellten Spannungsschwelle bei mindestens einer Messspannung führt zu einer Schutzanregung.
- (6) Frequenzschutzeinrichtungen können einphasig ausgeführt werden.
- (7) Am externen NA-Schutz ist die Auslesung der Fehlermeldung unabhängig vom Betriebszustand der EEA zu ermöglichen. Beim integrierten NA-Schutz kann die Auslesung über eine Datenschnittstelle erfolgen.



- (8) Sind in einer Anlage zusätzliche Funktionen wie z.B. Unsymmetrie- oder Maximalstromschutz vorhanden, dürfen diese zusammen mit dem NA-Schutz in einem Gerät realisiert werden.
- (9) Die folgende Tabelle zeigt als Übersicht die generellen Anforderungen an die NA-Schutzfunktionen. Zu beachten sind die dazu im Anhang A.2 aufgeführten Umsetzungsbeispiele.

Beschreibung der Indexes: M = Muss K = kann (immer zulässig) - = Nein (nicht zulässig)	≤30 kVA	> 30 kVA und ≤ 100 kVA		> 100 kVA
		1 x EEE	> 1 x EEE	
Integrierte NA-Schutzfunktion mit integriertem Kuppelschalter im Stromrichter	M	M	M	M
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten Kuppelschalter)	K	M	-	-
Externer Kuppelschalter	K	K	M	M
Externes NA Schutzrelais (wirkt auf den integrierten und externen Kuppelschalter)	K	K	M	M

Tabelle 5: NA-Schutz-Funktionen

- (10) Der Ausfall der Versorgungsspannung am externen NA-Schutz oder an der Selbstüberwachung des externen oder des integrierten NA-Schutzes muss zur Auslösung des Kuppelschalters führen. Die Schutzauslösezeiten des integrierten NA-Schutzes dürfen durch sonstige Steuer- und Regelfunktionen nicht unzulässig verzögert werden. Die erforderlichen Abschaltzeiten müssen eingehalten werden.
- (11) Eine Pufferung der Versorgungsspannung für den Kuppelschalter ist aus folgenden Gründen sicherzustellen:
- Bei Ruhestromschaltung ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter bei FRT im dem Bereich in welchem keine Netztrennung zulässig ist, nicht anspricht.
 - Bei einer Arbeitsstromauslösung ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter nach der FRT und bei fehlender Versorgungsspannung des NA-Schutzes, ausgelöst werden kann.
- Die Pufferung ist für 3 s sicherzustellen. Diese Anforderungen hat auch das NA-Schutzrelais zu erfüllen.
- (12) Der externe sowie der integrierte NA-Schutz bzw. Kuppelschalter sowie die zugehörigen Auslösekreise sind nach folgenden Anforderungen auszuführen:
- Die Betriebsmittel sind so auszuwählen und zu kombinieren, dass sie den zu erwartenden Betriebsbeanspruchungen wie z.B. die Zuverlässigkeit hinsichtlich ihres Schaltvermögens und ihrer Schalthäufigkeit sowie äusseren Einflüssen wie z. B. mechanische Vibration, externe elektrische/magnetische Felder, Unterbrechungen oder Störungen im Verteilnetz, standhalten können.
 - Ein einzelner Fehler darf nicht zum Verlust der Schutzfunktion des NA-Schutzes führen. Jeder einzelne Fehler ist anzuzeigen und hat zu einer Abschaltung der EEA oder EEE zu führen.



7.4.2 Externer NA-Schutz (EEA > 30 kVA)

- (1) Der externe NA-Schutz ist ein eigenständiges Betriebsmittel, welches z.B. in einer Hauptverteilung eingebaut werden kann. Beim externen NA-Schutz ist zur Prüfung des Auslösekreises mit dem Kuppelschalter eine Prüftaste oder eine ähnliche Testfunktion vorzusehen. Der externe NA-Schutz hat über zusätzliche potentialfreie Kontakte mit logischer Verknüpfung zu verfügen, mit welchen die Einfehlersicherheit mit der EEE (z.B. Stromrichter) realisiert werden kann. Dabei ist die Rückmeldung vom zentralen Kuppelschalter zusätzlich im externen NA-Schutz einzulesen. In nachstehender Abbildung 16 sind die Anforderungen an den externen NA-Schutz schematisch zusammengefasst.

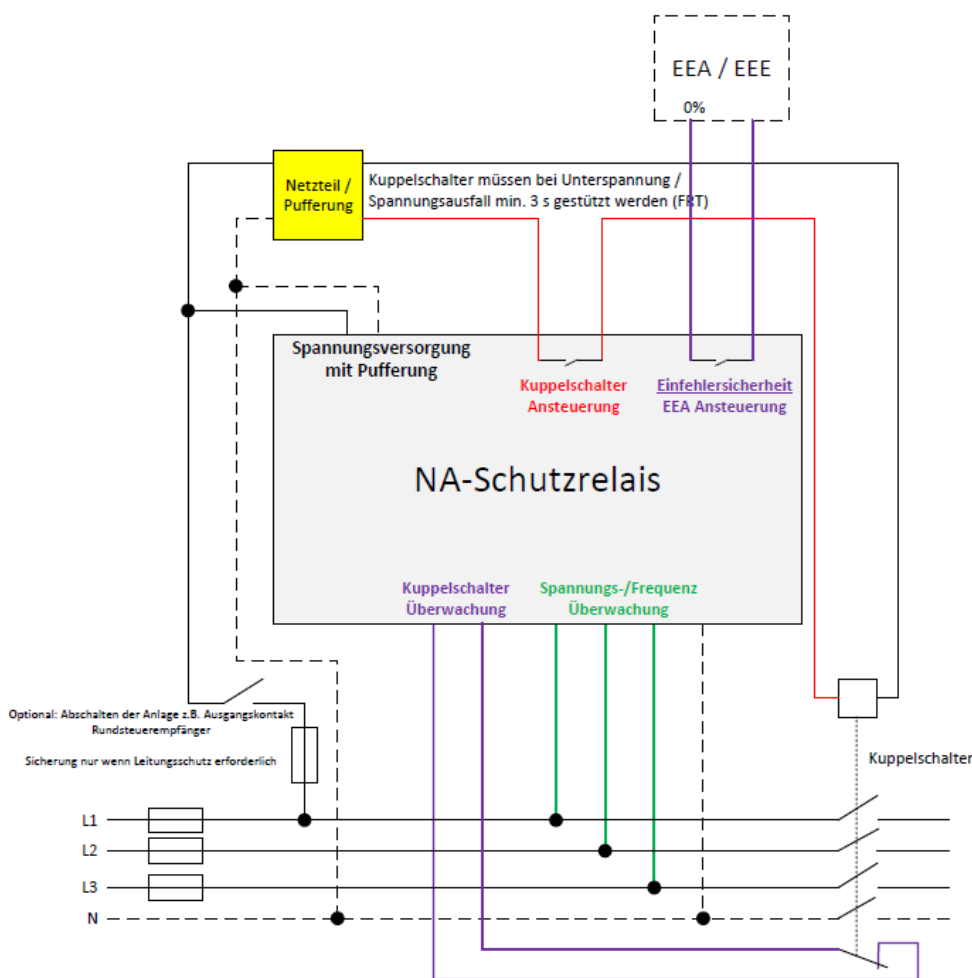


Abbildung 16: Externes NA-Schutzrelais mit Pufferung für FRT sowie Einfehlersicherheit

7.4.3 Integrierter NA-Schutz (EEA ≤ 30 kVA)

- (1) Beim integrierten NA-Schutz kann der NA-Schutz in der programmierbaren Anlagensteuerung der EEE integriert sein (z. B. im Stromrichter). In diesem Fall kann auf die Prüfmöglichkeit des Auslösekreises verzichtet werden.
- (2) Der integrierte NA-Schutz wirkt auf einen integrierten Kuppelschalter.



7.4.4 Einstellempfehlungen für die NA-Schutzfunktion

- (1) Der Schutz ist für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze, der Anschlussanlage und der EEE von erheblicher Bedeutung. Für die Sicherstellung des Eigenschutzes ist der Anschlussnehmer selber verantwortlich. Insofern ist ggf. die in dieser Empfehlung beschriebene Schutzfunktion durch den Anschlussnehmer der EEA entsprechend zu erweitern. Der Eigenschutz darf die in dieser Empfehlung beschriebenen Anforderungen nicht unterlaufen.
- (2) Folgende Tabelle zeigt Empfehlungen bezüglich der Schutzfunktionen und ihrer Einstellwerte.

Schutzfunktionen	Schutzrelais-Einstellwerte ^{a)}			
	Direkte gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n > 250 \text{ kW}$		Stromrichter	
Spannungssteigerungsschutz $U_{>>}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U_{>}$ (gleitender 10min-Mittelwert)	$1,10 U_n^{b), c)}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,10 U_n^{b), c)}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<}$	$0,8 U_n$	$1,0 \text{ s}^{d)}$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<<}$	$0,45 U_n$	$300 \text{ ms}^{d)}$	$0,45 U_n$	300 ms
Frequenzrückgangsschutz $f_{<}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f_{>}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$

Tabelle 6: Einstellempfehlungen für den Entkopplungsschutz am (Haus-)Anschlusspunkt

- a) Die zeitliche Vorgabe " $\leq 100 \text{ ms}$ " 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 (Haus-)Anschlusspunkt die Spannung $1,10 U_n$ nicht überschritten wird. Wird diese Anforderung durch einen externen NA-Schutz sichergestellt, ist die Einstellung des Überspannungsschutzes $U_{>}$ an der dezentralen EEA resp. EEE auf bis zu $1,15 U_n$ zulässig. Der Anlagenschutz soll in diesem Fall mögliche Auswirkungen auf die Kundeninstallation berücksichtigen. Die Kombination von externem NA-Schutz ($U_{>}: 1,1 U_n$) und integriertem NA-Schutz ($U_{>}: 1,1 U_n$ bis $1,15 U_n$) 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 $1,10 U_n$ mit einer Verzögerung von 60 s empfohlen (ausserhalb des OVRT-Bereichs). Dabei sind die Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion/Wiederzuschaltung zu beachten.
- d) Wird das der EEA vorgelagerte Mittelspannungsnetz des VNB mit einer AWE betrieben, so werden folgende Schutzeinstellungen an der EEA empfohlen: $U_{<<}$ -Funktion: $0,45 U_n$, unverzögert



(d. h. kleinstmöglicher Zeitverzögerung) und U <-Funktion: 0,8 U_n, 300 ms. Die FRT-Anforderungen müssen in diesem Fall nicht eingehalten werden. Die Vorgaben für die Schutzeinstellungen trifft der VNB.

- (3) Für EEE wie Stirlinggeneratoren, Brennstoffzellen, direkt oder über Stromrichter gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren mit $P_n \leq 250$ kW dürfen für den Eigenschutz sensitivere Spannungsschutzeinstellungen gewählt werden, welche die FRT-Anforderung unterlaufen. Es wird eine Schutzeinstellung der U <-Funktion von 0,8 U_n, 100 ms (unverzögert) empfohlen.

7.4.5 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.
 - Kombination aus aktiven und passiven Verfahren. Dabei kann als passives Verfahren z.B. das RoCoF-Verfahren eingesetzt werden. Für das RoCoF-Verfahren ist als Einstellwert 2 Hz/s mit einem Zeitleitfenster von 0.5 s einzustellen.
- (2) Die Inselnetzerkennung wird im externen NA-Schutz oder im integrierten NA-Schutz der EEE realisiert. Ist bei allen EEE einer EEA eine Inselnetzerkennung integriert die auf den integrierten Kuppelschalter wirkt, kann auf die Inselnetzerkennung im externen NA-Schutz verzichtet werden.
- (3) Die Erkennung eines Inselnetzes muss innerhalb von 5 s 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.
- (4) 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 s betragen.
- (5) Bei Wechselrichtern in PV-Anlagen muss die Inselnetzerkennung nach SNEN 62116:2014 geprüft sein.
- (6) Der ausschliessliche Einsatz des Vektorsprungverfahrens oder RoCoF-Verfahrens ist nicht zulässig. Die Anwendung derselben sollte immer in Kombination mit weiteren Verfahren bzw. Kriterien erfolgen.

7.5 Schnittstellen, Steuerung, Regelung und Messung

- (1) Der EEA-Betreiber ist für die Steuerung sowie Synchronisierung seiner Anlage selbst verantwortlich. Diesbezüglich gelten die Anforderungen nach Kapitel 6.2. Der EEA-Betreiber regelt mit dem VNB die Steuerhoheit der EEA.
- (2) Der Montageplatz für Einrichtungen des VNB die für den Anschluss der EEA erforderlich sind (z.B. Verrechnungsmessung, Produktionsmessung, Fernsteuerung mit Kommunikationseinrichtungen)



gen, USV, etc.), ist vom Anschlussnehmer kostenlos zur Verfügung zu stellen. Wie bei einer EEA oder EEE ist auch bei mehreren EEA oder EEE eine geeignete Schnittstelle für die Fernsteuerung im Bereich der Messung umzusetzen.

- (3) Die EEA muss die folgenden Schnittstellen für Steuerung, Regelung sowie Messung aufweisen oder zur Verfügung stellen:

7.5.1 Schnittstellen für EEA ≤ 250 kW

- (1) Die Ansteuerung der EEA durch den VNB erfolgt meistens mit Binäreingängen. Diese werden als potentialfreie Schliesskontakte (Normally Open – NO) ausgeführt. Der VNB gibt die technischen Kennwerte der Kontakte an (maximale Spannung, maximaler Strom).

- (2) **Binäreingang zur Abschaltung der EEA im Notfall (Enable Eingang)**

Die Steuerung der EEA muss einen Binäreingang aufweisen über den der VNB im Notfall (z.B. zur Verhinderung eines Netzzusammenbruchs) die Anlage abschalten kann (eingespeiste Leistung = 0 kVA).

- (3) **Steuerung der Wirkleistung nach Sollwert für EEA > 30 kVA**

Anlagen mit einer installierten Leistung > 30 kVA sind mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der VNB die Einspeiseleistung der EEA jederzeit (z.B. bei kritischen Netzsituationen) reduzieren kann.

- (4) Zur Abschaltung oder Reduktion der Einspeiseleistung hat die Steuerung der EEA mindestens folgende Binäreingänge aufzuweisen:

- Ein Binäreingang für 60% der Nennleistung
- Ein Binäreingang für 30% der Nennleistung
- Ein Binäreingang für 0% der Nennleistung

Ausserdem müssen EEA ab einer Leistung von 100 kVA 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.

- (5) **Eingang (binär oder analog) zur Blindleistungsregelung für Anlagen > 100 kVA**

Ist eine Blindleistungsregelung im Bereich $\cos \varphi < 0,9$ vorgesehen, regelt der VNB mit dem EEA-Betreiber projektspezifisch und vertraglich die genauen technischen und kommerzielle Bedingungen.

7.5.2 Schnittstellen für EEA > 250 kW

- (1) Grössere EEA (üblicherweise > 250 kVA) können an die Leitstelle des VNB angebunden werden.
- (2) 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. Die Werte werden online und direkt zum VNB übertragen.
- (3) Die Steuerung der EEA kann in diesem Fall über die im Kapitel 7.5.1 definierten Schnittstellen oder über eine serielle Schnittstelle erfolgen. Die Details legen die VNB in ihren technischen Anschlussbedingungen fest.



7.5.3 Einspeisereduzierung für Photovoltaikanlagen auf Antrag EEA-Betreiber

- (1) Eine Reduzierung der Einspeiseleistung am (Haus-)Anschlusspunkt der Wechselrichter von Photovoltaikanlagen kann in Ausnahmefällen und unter speziellen Voraussetzungen im Rahmen der technischen Beurteilung auf Antrag des EEA-Betreibers angewendet werden. Dadurch kann unter gewissen Umständen auf eine Netzverstärkung verzichtet werden. Diesbezüglich wird zwischen dem EEA-Betreiber und dem VNB eine schriftliche Vereinbarung abgeschlossen.

7.5.4 Kommunikationsanbindung

- (1) Der VNB kann eine EEA über verschiedene Varianten ansteuern. Die einfachste Steuermöglichkeit erfolgt mittels Einsatz eines Empfängers. Sie ermöglicht dem VNB mit einfachen Schaltkontakten Befehle an die EEA abzugeben. Die bewährteste Technologie zur Ansteuerung des Empfängers ist dabei die Tonfrequenz-Rundsteuertechnik (TRA). Diese Steuermethode ist eine Art der Fernsteuerung im Sekundenbereich. Im Zusammenhang mit der Anwendung von EEA wird das TRA-Signal für die Abwendung einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs benötigt.
- (2) Heute werden auch Empfänger eingesetzt, welche mittels Power Line Communication (PLC) oder einer anderen Kommunikationsanbindung angesteuert werden können.
- (3) Details legen die VNB in ihren technischen Anschlussbedingungen fest.

7.5.5 Beispiele

- (1) Beispiele zur Steuerung und Anbindung von EEA sind in Anhang A.3 aufgeführt.

7.6 Hilfsenergie

- (1) Eine allfällig notwendige Eigenbedarfsversorgung der Anschlussanlage (inkl. Hilfsenergie) liegt in der Verantwortung des EEA-Betreibers.

7.7 Kommunikationssysteme

- (1) TRA werden üblicherweise mit Frequenzen zwischen 100 Hz 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 dann, wenn die Beeinträchtigungen zu einem späteren Zeitpunkt festgestellt werden. Weitere wichtige Anschlusskriterien sind in den «Technischen Regeln zu Beurteilung von Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ» festgehalten.
- (2) Kommunikationsgeräte über PLC (verwendet von Smart Metering / -Grid Systemen) kommunizieren in der Regel im CENELEC A Band (35 bis 91 kHz). Falls eine EEA die PLC-Kommunikation unzulässig beeinträchtigt, sind vom EEA-Betreiber Massnahmen zur Beseitigung der Beeinträchtigung zu treffen.



8. Prüfungen, Abnahme und Messungen

- (1) Das Verfahren zur Inbetriebnahme der EEA ist in den Werkvorschriften (WV-CH) geregelt. Der EEA-Betreiber ist dafür verantwortlich, dass die Grenzwerte nach den «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen 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. Details dazu sind im Anhang C Abnahmemessung und Netzurückwirkungen enthalten. Der VNB kann dabei überprüfen, ob die Auflagen aus dem Anschlussgesuch eingehalten werden.
- (3) Für die übrigen Abnahmen und Messungen gemäss NIV ist der Betreiber der EEA verantwortlich. Er erstellt die notwendigen Dokumente und legt sie in der Anlagendokumentation ab.
- (4) Bei PV-Anlagen ist das Mess- und Prüfprotokoll PV (MP PV) durch den Installateur auszufüllen.



Anhang A Beispiele und Erläuterungen (B+E)

A.1 Definition Anschluss- und Verknüpfungspunkt

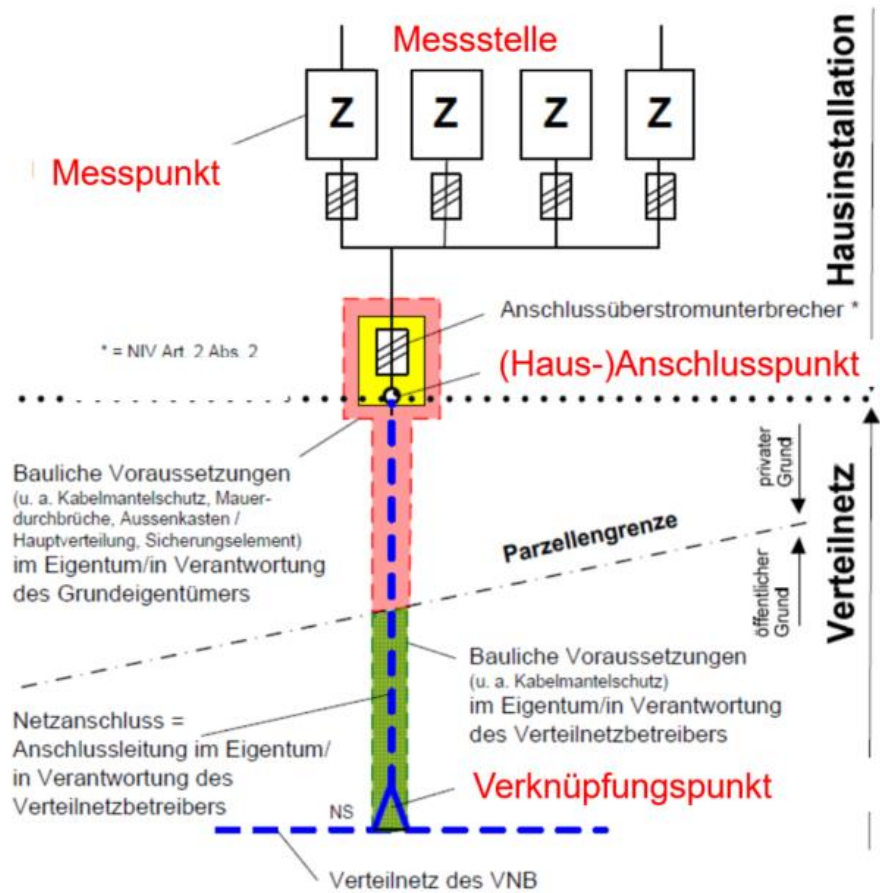
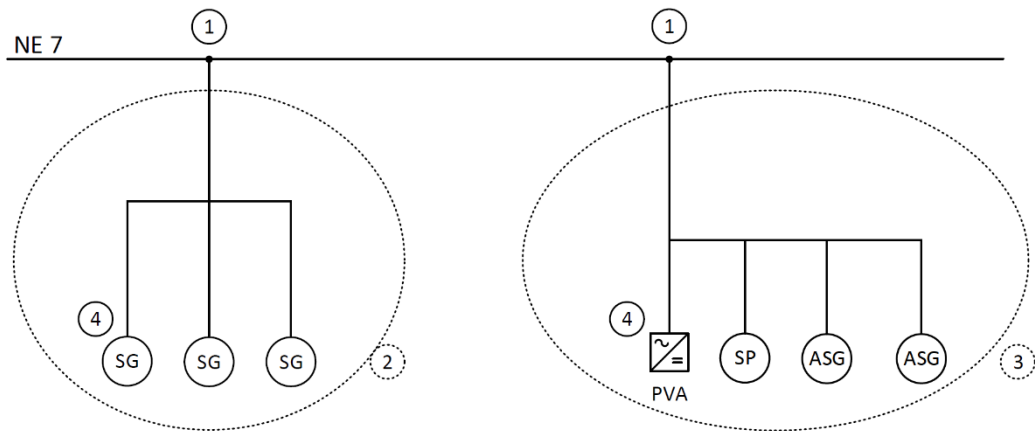


Abbildung 17: Festlegung des (Haus-)Anschluss- und Verknüpfungspunkts





- ① Anschlusspunkt mit Anschlussanlage
- ② EEA Typ 1
- ③ EEA Typ 2
- ④ EEE

ASG = Asynchrongenerator
 SG = Synchrongenerator
 PVA = Photovoltaik-Anlage
 SP = Speicher

Abbildung 18: Anschlussvarianten mit verschiedenen EEA-Typen



A.2 Umsetzungsbeispiele NA-Schutz

- (1) Die folgenden Kapitel zeigen Umsetzungsbeispiele zum NA-Schutz bei verschiedenen Leistungen der EEA und Anzahl EEE. Die Zeichnungen sind beispielhaft und vereinfacht dargestellt und dienen zum besseren Verständnis. So wurde unter anderem auf die Darstellung von Bezügersicherungen, Zähler etc. verzichtet. Die Darstellungen fokussieren sich exemplarisch auf verschiedene Möglichkeit zur Ausführung des NA-Schutzes.

A.2.1 EEA ≤ 30 kVA

- (1) Das folgende Beispiel zeigt eine EEA mit mehreren Stromrichtern und einer Gesamtleistung unter 30 kVA.
- Die Anlage entspricht dem Typ A 2
 - Es ist keine externe NA-Schutzeinrichtung im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes notwendig
 - Die Stromrichter sind gemäss der Ländereinstellung Schweiz (vgl. Anhang E) einzustellen
 - Der $\cos \phi$ ist gemäss Vorgabe des VNB einzustellen.

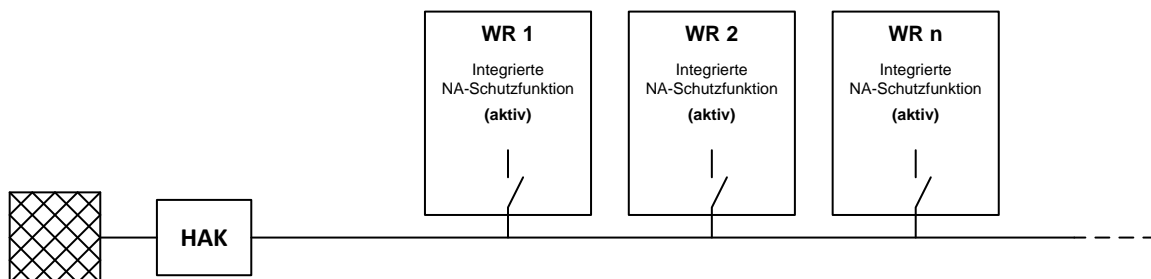


Abbildung 19: EEA ≤ 30 kVA mit Anwendung des internen NA-Schutzes

- (2) In folgender Tabelle sind die empfohlenen Einstellwerte für die Stromrichter zusammengefasst.

Schutzfunktionen	Empfohlene Einstellwerte im Stromrichter (Wechselrichter)	
Spannungssteigerungsschutz $U_{>>}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U_{>}$ (gleitender 10min-Mittelwert)	$1,10 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<}$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<<}$	$0,45 U_n$	300 ms
Frequenzrückgangsschutz $f_{<}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f_{>}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Inselnetzerkennung	Aktiv, innerhalb 5s	
FRT-Funktionalität	Aktiv Einhalten $u(t)$ -Kurve Typ EEA Typ 2	
Blindstromeinspeisung bei FRT	Ohne eingeschränkte dynamische Netzstützung	
Blindleistungsregelung $\cos(\phi)$	Vorgabe VNB (Default $\cos \phi = 1$)	
Fernsteuerung	Vorgabe VNB	

Tabelle 7: Schutzeinstellungen Beispiel PVA ≤ 30 kVA

A.2.2 EEA > 30 kVA und ≤ 250 kVA

- (1) Das folgende Beispiel zeigt eine EEA mit mehreren Stromrichtern und einer Gesamtleistung zwischen 30 kVA und 250 kVA.
 - Die Anlage entspricht dem Typ A 2
 - Es ist eine externe NA-Schutzeinrichtung im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes notwendig (auf Seite des EEA-Betreibers). Für die Einstellung des externen NA-Schutzes sind die Einstellempfehlungen im Kapitel 7.4.4 und Anhang E zu berücksichtigen.
 - Die Stromrichter sind gemäss der Ländereinstellung Schweiz (vgl. Anhang E) einzustellen. Abhängig von der Anschlussleitung zwischen Stromrichter und (Haus-)Anschlusspunkt darf die U>-Funktion am Stromrichter bis $1.15 \times U_n$ eingestellt werden, da in diesem Fall durch den externen NA-Schutz im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes der 10-Minuten-Mittelwert bei $1.10 \times U_n$ überwacht wird.
- (2) Für die Ausführung des externen NA-Schutzes gibt es mehrere Möglichkeiten. Im Beispiel der Abbildung 20 wird nur ein externer Kuppelschalter verwendet. Bei einer Fehlfunktion des externen Kuppelschalters werden die EEE blockiert (0% Einspeisung).

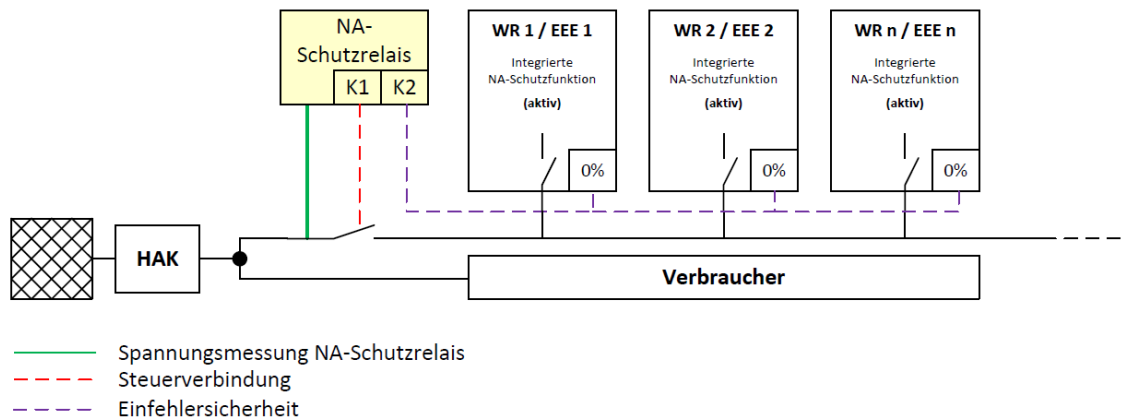


Abbildung 20: EEA > 30 kVA, einem externen NA-Schutzrelais und einem externen Kuppelschalter

- (3) Es ist jedoch auch weiterhin möglich, zwei Kuppelschalter zu verwenden (vgl. Abbildung 21).

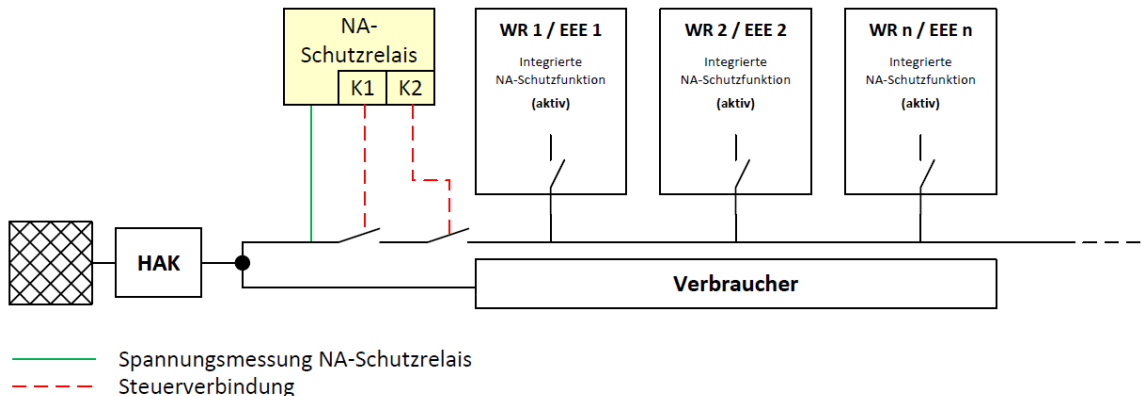


Abbildung 21: EEA > 30 kVA, einem externen NA-Schutzrelais und zwei externen Kuppelschaltern

- (4) Bei nur einer EEE sowie einer Leistung ≤ 100 kVA kann das NA-Schutzrelais direkt auf den internen Kuppelschalter der EEE wirken. Dessen korrekte Funktion muss rückgemeldet und bei einem Ausfall die EEE blockiert werden. Folgende Abbildung 22 zeigt dazu ein Beispiel.

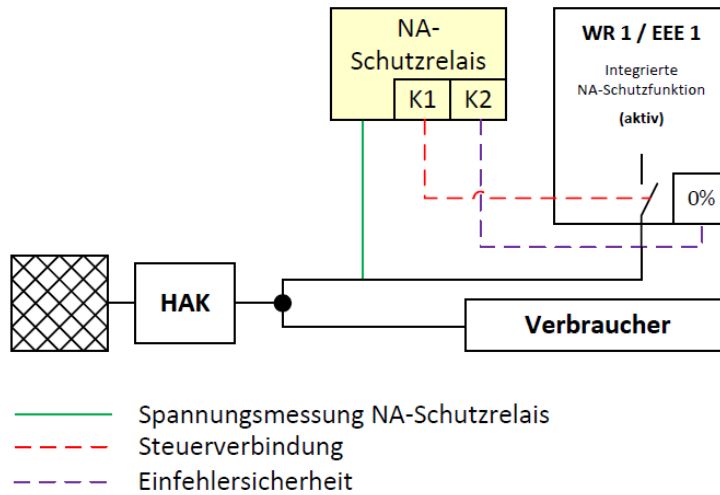


Abbildung 22: EEA > 30 kVA und ≤ 100 kVA mit einer EEE und Verwendung des internen Kuppelschalters

- (5) In folgender Tabelle werden die empfohlenen Einstellwerte für das NA-Schutzrelais sowie die Stromrichter zusammengefasst dargestellt.

Schutzfunktionen	Empfohlene Einstellwerte			
	im externen NA-Schutzrelais		im Stromrichter (Wechselrichter)	
Spannungssteigerungsschutz $U_{>>}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U_{>}$ (gleitender 10min-Mittelwert)	$1,10 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,10 - 1,15 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<}$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<<}$	$0,45 U_n$	300 ms	$0,45 U_n$	300 ms
Frequenzrückgangsschutz $f_{<}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f_{>}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Inselnetzerkennung	aktiv, sofern verfügbar		Aktiv, innerhalb 5s	
FRT-Funktionalität	-	-	Aktiv Einhalten u(t)-Kurve Typ EEA Typ 2	
Blindstromeinspeisung bei FRT	-	-	Ohne eingeschränkte dynamische Netzstützung	
Blindleistungsregelung $\cos \phi$	-	-	Vorgabe VNB (Default $\cos \phi = 1$)	
Fernsteuerung	-	-	Vorgabe VNB	

Tabelle 8: Schutzeinstellungen Beispiel A2.2 PVA > 30 kVA und $\leq 250 \text{ kVA}$



A.2.3 EEA > 250 kVA

- (1) EEA > 250 kVA sind bezüglich NA-Schutz grundsätzlich gleich zu behandeln wie EEA > 30 kVA. Sie unterscheiden sich lediglich darin, dass die FRT-Funktionalität mit Blindstromspeisung zur dynamischen Netzstützung aktiviert werden muss. Details zum Verhalten der EEA sind in Kapitel 5.7.3 sowie im Anhang E aufgeführt.

Schutzfunktionen	Empfohlene Einstellwerte			
	im externen NA-Schutzrelais		im Stromrichter (Wechselrichter)	
Spannungssteigerungsschutz $U_{>>}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,20 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U_{>}$ (gleitender 10min-Mittelwert)	$1,10 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$	$1,10 - 1,15 U_n$	$\leq 100 \text{ ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<}$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$	$0,8 U_n$	$1,5 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U_{<<}$	$0,45 U_n$	300 ms	$0,45 U_n$	300 ms
Frequenzrückgangsschutz $f_{<}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f_{>}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$	$\leq 100 \text{ ms}$
Inselnetzserkennung	aktiv, sofern verfügbar		Aktiv, innerhalb 5s	
FRT-Funktionalität	-	-	Aktiv Einhalten u(t)-Kurve Typ EEA Typ 2	
Blindstromspeisung bei FRT	-	-	mit dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung	
Blindleistungsregelung $\cos\phi$	-	-	Vorgabe VNB (Default $\cos\phi = 1$)	
Fernsteuerung	-	-	Vorgabe VNB	

Tabelle 9: Schutzeinstellungen Beispiel A2.3 PVA > 250 kVA



A.2.4 Spezialfälle: Mehrere EEA oder EEE mit oder ohne ZEV

- (1) Nachfolgendes Beispiel behandelt den Fall, bei welchem drei Mehrfamilienhäuser (MFH) über einen gemeinsamen (Haus-)Anschlusspunkt an das Niederspannungsnetz des VNB angeschlossen werden. Jedes MFH verfügt über eine PV-Anlage mit je 20 kVA. Die MFH, welche zum ZEV zusammengeschlossen sein können, bilden dabei aus Sicht des VNB eine PV-Anlage mit 60 kVA. Der Anschluss der PV-Anlage an das Netz kann bzgl. NA-Schutz nach folgenden Varianten ausgeführt werden.

Variante	Beschreibung	
1)	Jedes MFH erhält einen eigenen NA-Schutz, welcher einfehlersicher ausgeführt ist	siehe A.2.4.1
2)	Beim (Haus-)Anschlusspunkt wird ein zentraler NA-Schutz mit zwei Kuppelschalter umgesetzt, welcher beim Ansprechen Erzeugung und Last vom Netz trennt	siehe A.2.4.2
3)	Beim (Haus-)Anschlusspunkt wird ein zentrales NA-Schutzrelais umgesetzt, welches beim Ansprechen auf den zentralen Kuppelschalter beim HAK wirkt. Der NA-Schutz wird einfehlersicher beim Stromrichter ausgeführt.	siehe A.2.4.3
4)	Beim (Haus-)Anschlusspunkt wird ein zentrales NA-Schutzrelais umgesetzt, welches beim Ansprechen auf die Kuppelschalter je MFH wirkt. Der NA-Schutz wird einfehlersicher beim Stromrichter ausgeführt.	siehe A.2.4.4

Tabelle 10: Varianten NA-Schutz bei mehreren EEA oder EEE (Spezialfälle)



A.2.4.1 Variante 1: Externer NA-Schutz je Gebäude

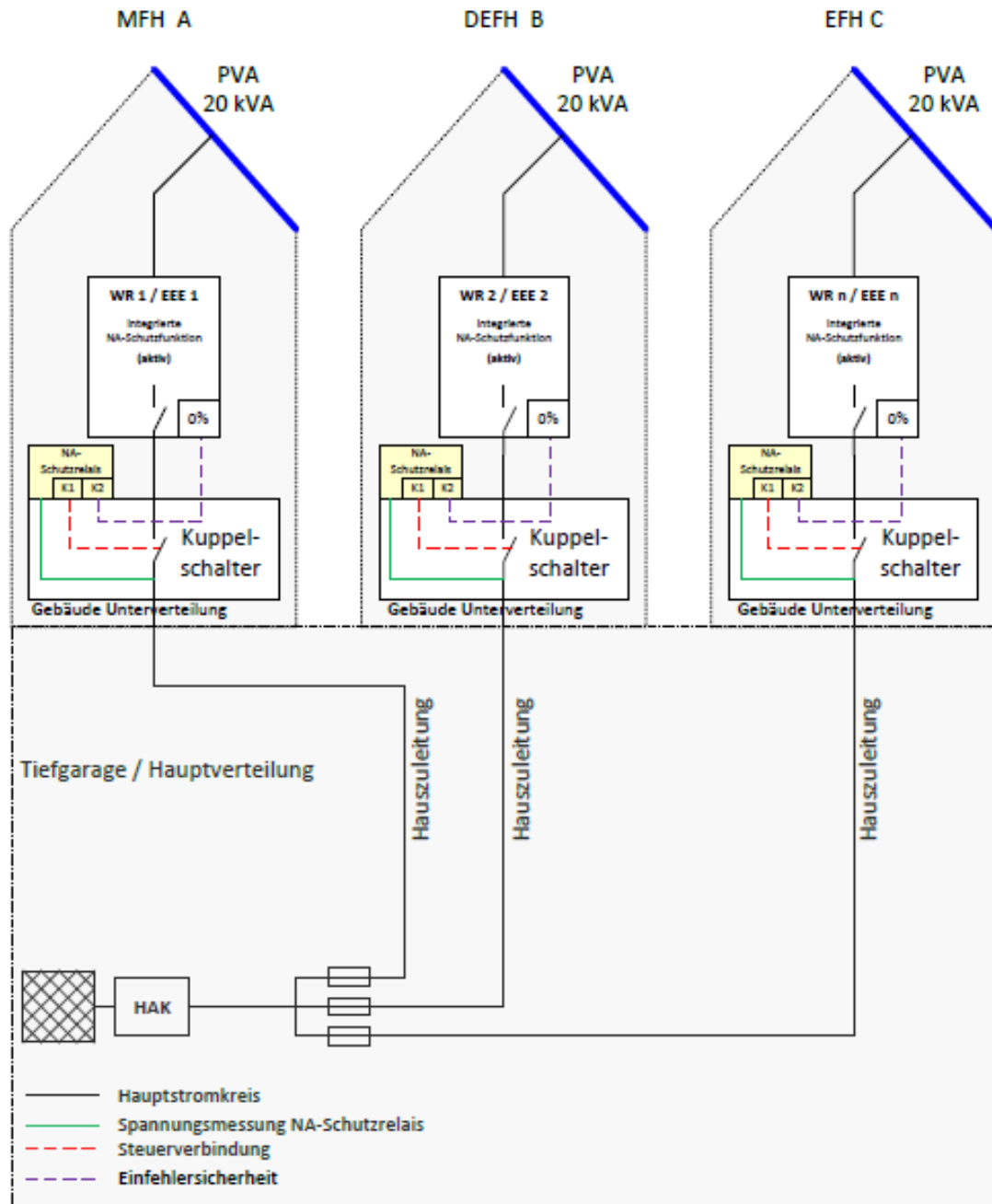


Abbildung 23: Mehrere EEA bzw. EEE mit klassischem NA-Schutz je Gebäude



A.2.4.2 Variante 2: Zentrales NA-Schutzrelais beim HAK welches auf zentrale(n) Kuppelschalter ebenfalls beim HAK einwirkt

- (1) Der zentrale NA-Schutz kann entweder mit zwei externen Kuppelschaltern ausgeführt werden (Abbildung 24) oder mittels eines zentralen, überwachten Kuppelschalters, der bei Fehlerfunktion die EEE blockiert (Abbildung 25). Nachteil dieser Varianten ist, dass bei einer Auslösung des zentralen NA-Schutzes alle Objekte (Erzeugung und Verbrauch) stromlos werden. Bei der Planung ist diesem Umstand und Risiko bezüglich Versorgungssicherheit gebührend Beachtung zu schenken (vgl. NIN 3.1.4).

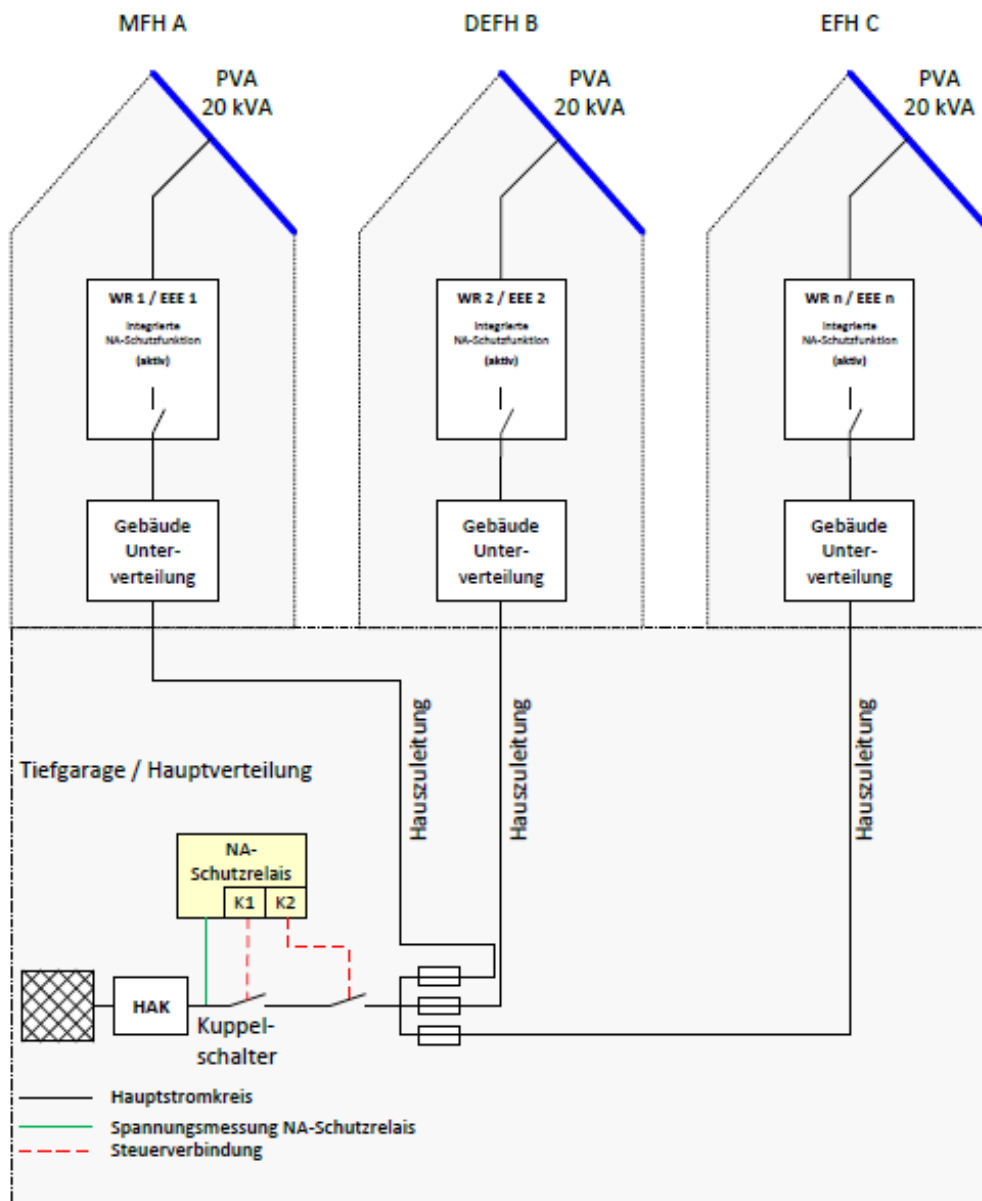


Abbildung 24: Mehrere EEA bzw. EEE mit zentralem NA-Schutz und zwei Kuppelschaltern



A.2.4.3 Variante 3: Externes und zentrales NA-Schutzrelais beim HAK, welches einfehlersicher auf den zentralen Kuppelschalter beim HAK wirkt

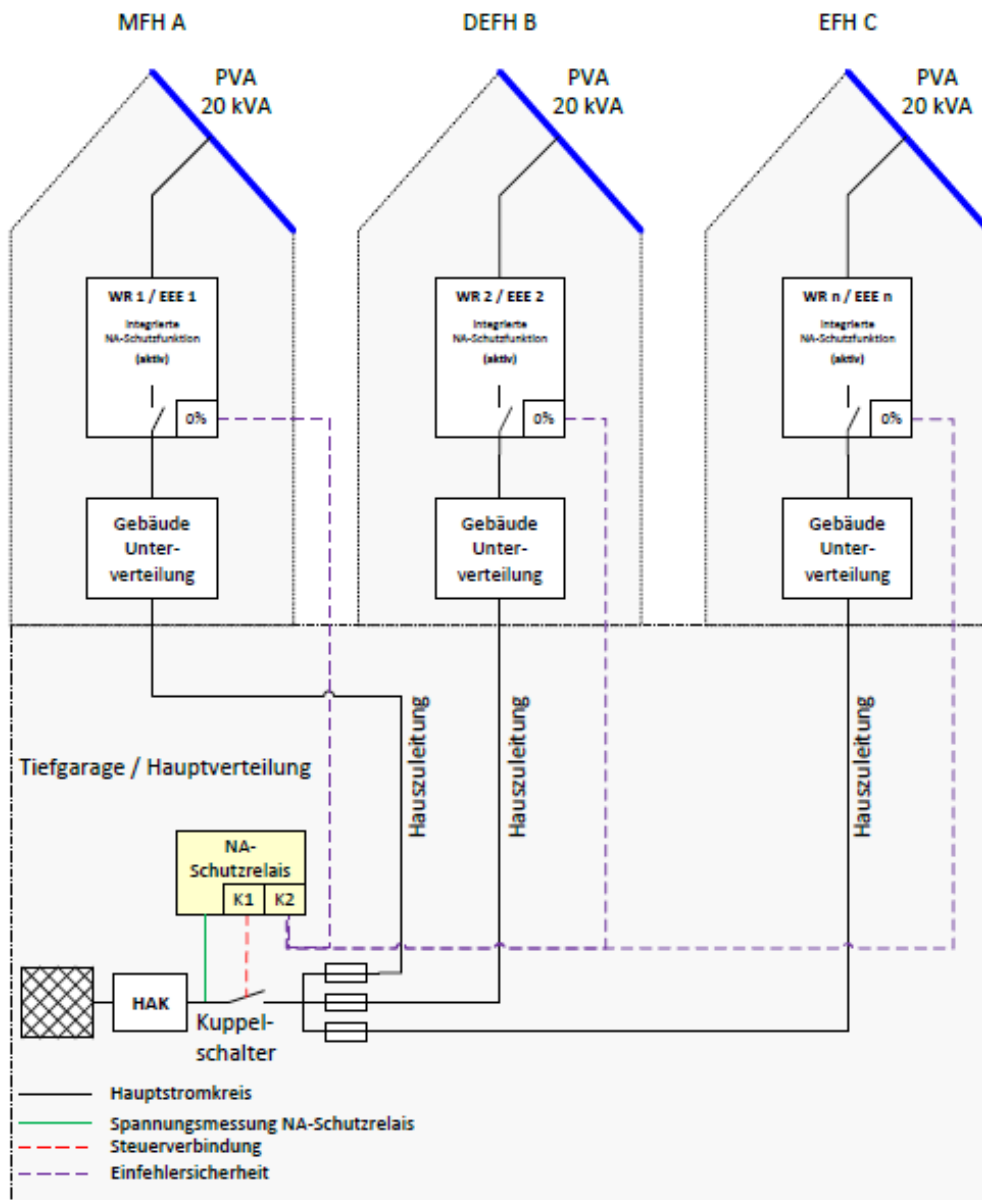


Abbildung 25: Mehrere EEA bzw. EEE mit zentralem NA-Schutzrelais und Einfehlersicherheit

A.2.4.4 Variante 4: Externes und zentrales NA-Schutzrelais beim HAK, welches einfehlersicher auf die externen Kuppelschalter der einzelnen EEE wirkt

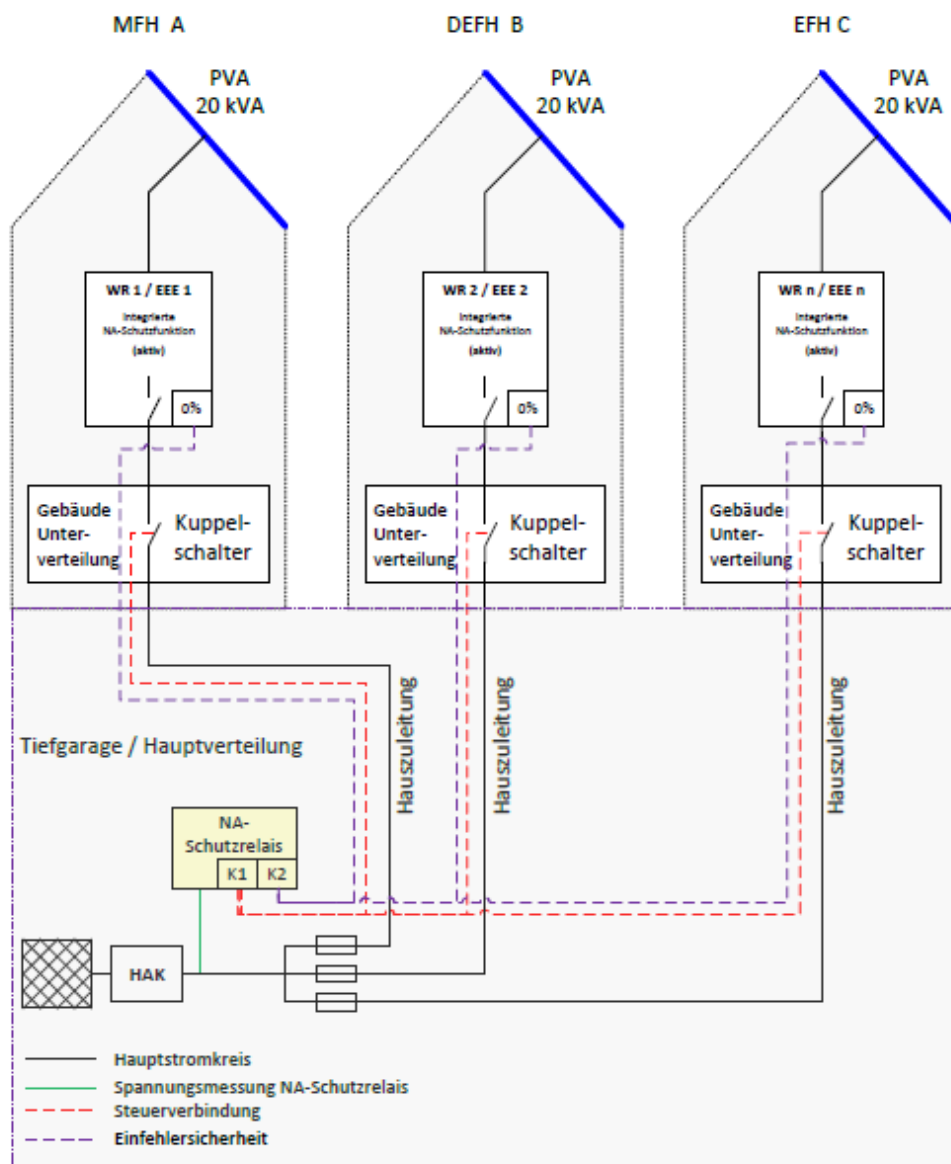


Abbildung 26: Mehrere EEA bzw. EEE mit zentralem NA-Schutzrelais und Kuppelschalter bei Gebäude



A.3 Beispiele Fernsteuerung oder Anbindung an Leitstelle VNB

A.3.1 Fernsteuerung von EEA ≤ 30 kVA mittels PLC-Lastmanagementmodul

- (1) Die folgende Abbildung 27 zeigt beispielhaft die Ansteuerung von EEA ≤ 30 kVA über ein sogenanntes Lastmanagementmodul (LMM). Die Kommunikation mit dem LMM erfolgt über PLC. Es enthält Schaltkontakte, die vom VNB angesteuert werden können. Der VNB erhält eine Rückmeldung über den Zustand der Schaltkontakte. Die Ansteuerung über einen TRA-Empfänger kann praktisch ähnlich realisiert werden.
- (2) Schaltmatrix und Kontakte müssen mit dem VNB abgesprochen werden. Der VNB legt dies in seinen technischen Anschlussbedingungen fest.

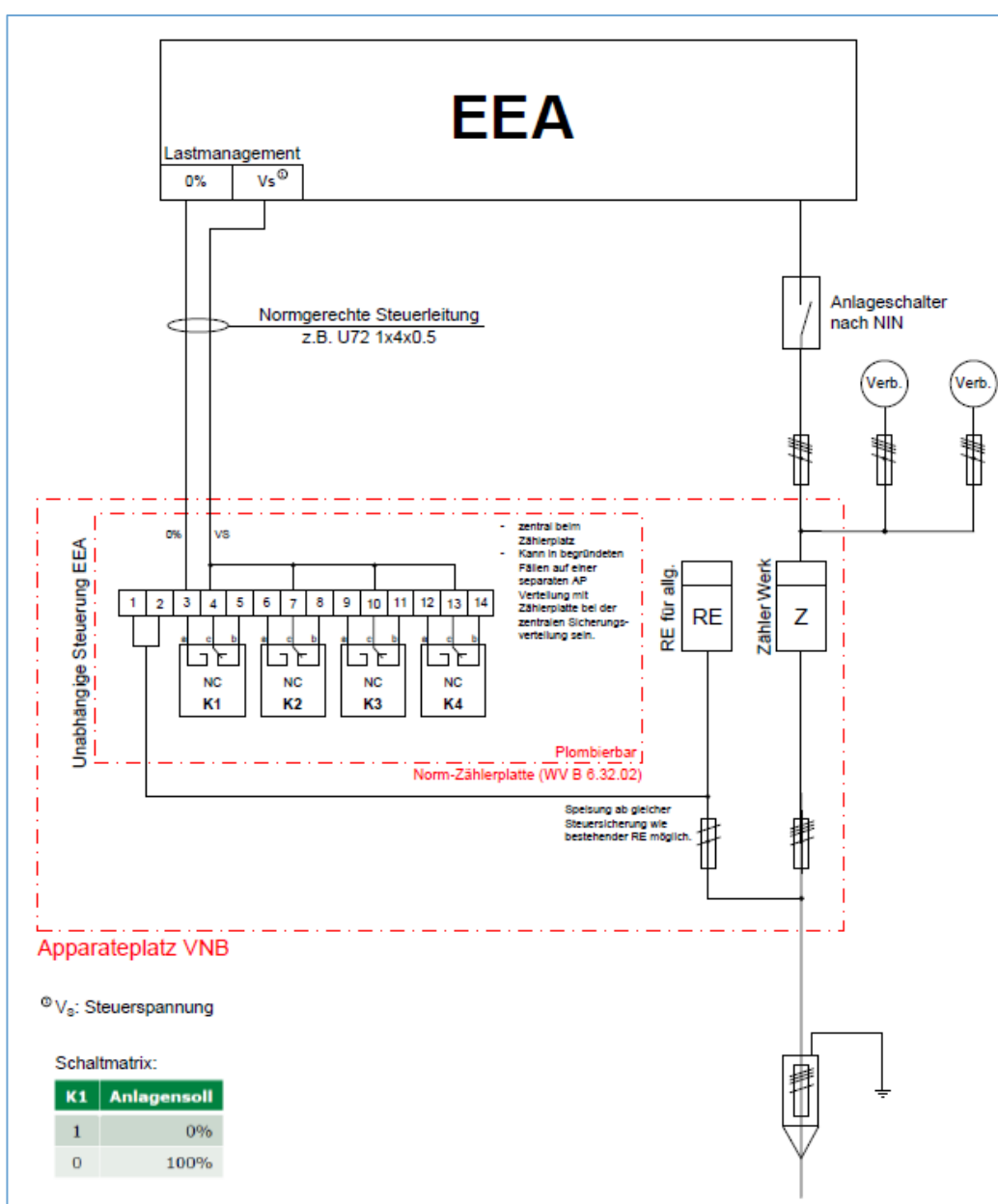


Abbildung 27: Beispiel Ansteuerung EEA ≤ 30 kVA über Lastmanagementmodul (LMM)



A.3.2 Fernsteuerung von PV-Anlagen (> 30 kVA) mittels Rundsteuerung

- (1) Abhängig von der Anlagengröße werden für die Steuerung der Anlage ein bzw. zwei TRA-Empfänger benötigt. Bei einer Anlagengröße <100 kVA wird ein TRA-Empfänger für die Wirkleistung genutzt. Ab 100 kVA wird ein zusätzlicher TRA-Empfänger für die Blindleistungsregelung genutzt. Die Nennleistung kann über die Binäreingänge zu 60 %, 30 % oder 0% reduziert werden. Die Blindleistung kann z.B. über die Binäreingänge mittels Veränderung des $\cos \varphi$ (z.B. 0,95_{untererregt}) verändert werden.
- (2) Die Schnittstelle zwischen der EEA und der Steuerungseinrichtung bildet die Klemmleiste. Die physikalischen Relaiskontakte sind potenzialfrei. Für den jeweiligen Empfänger wird ein Montageplatz von ca. 35 mm auf einer Hutschiene benötigt. Es wird ein elektrischer Anschluss von 230 V für die Versorgung des Empfängers benötigt.

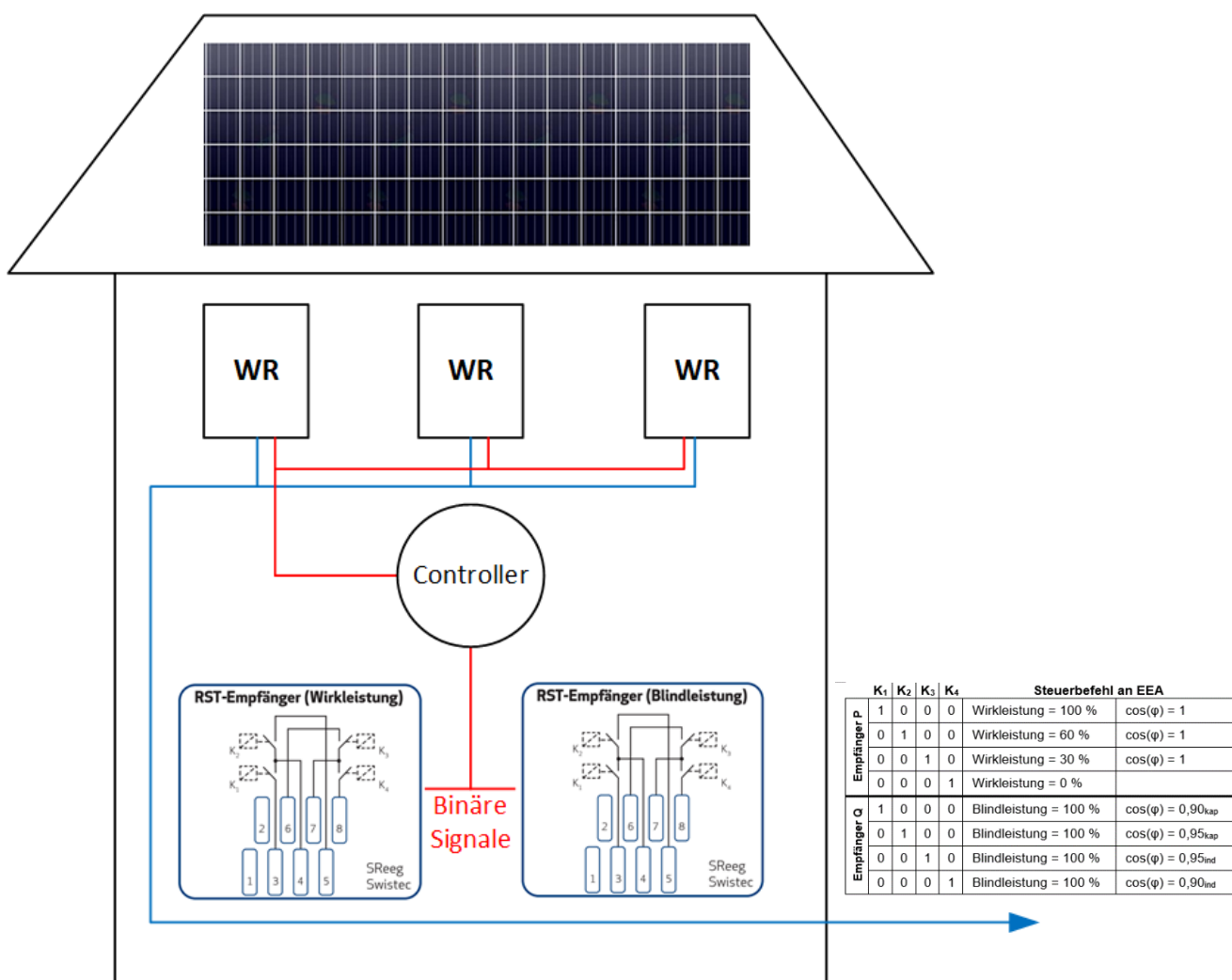


Abbildung 28: Beispiel Ansteuerung EEA 30 kVA – 200 kVA über TRA-Empfänger



A.3.3 Fernsteuerung von PV-Anlagen > 250 kW über eine Fernwirktechnik

- (1) EEA ab 250 kVA werden bzgl. der Leistungsparameter nicht nur mit den Sollwerten angesteuert, sondern müssen auch die Istwerte rückmelden. Dies kann i.d.R. über die bereits installierten Verrechnungszähler erfolgen. Die Schnittstelle zwischen der EEA und der Steuerungseinheit bildet die Klemmleiste der Fernwirktechnik. Die physikalischen Relaiskontakte sind potenzialfrei. Die EEA wird über das Mobilnetz an die Netzleitstelle des VNB angeschlossen. Für die Fernwirktechnik wird ein Montageplatz (nahe beim Zähler) benötigt. Am Einbauort ist eine dreiphasige Spannungsversorgung vorzusehen. Bei der Steuerschnittstelle der EEA ist ein Montageplatz auf einer Hutschiene für das abgesetzte I/O-Modul vorzusehen.



Anhang B Kennwerte Kurzschlussstrombeitrag und Zählpeilsysteme

B.1 Kurzschlussstrombeitrag von EEA

- (1) Durch den Betrieb von EEA resp. EEE werden die Kurzschlussströme des Netzes, insbesondere in der Umgebung des (Haus-)Anschlusspunktes, erhöht. Diese Erhöhungen sind in den Primäranlagen jeweils zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.
- (2) In Tabelle 11 sind Richtwerte (Generatornennstrom an der Anschlussklemme) angegeben. Präzise Werte sind von den jeweiligen Datenblättern zu entnehmen.

	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_{KE}''	Kurzschlusswechselstroms I_{KE}	Stosskurzschlussstrom I_{pE}
	Effektivwert des 50-Hz-Anteils des Stromes während der ersten 20 ms nach dem Fehler	Effektivwert des Stromes nach 150 ms und bei Fehlerende	
Synchrongeneratoren	8x	5x	20x
Asynchrongeneratoren	6x	5x	12x
doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren	3x	1x	8x
Vollumrichtern	1x	1x	2x

Tabelle 11: Richtwerte des Kurzschlussstrombeitrags von EEA



B.2 Betriebsarten von Generatoren und deren Verhalten

B.2.1 Verbraucherzählpfeilsystem

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

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

Tabelle 12: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem)

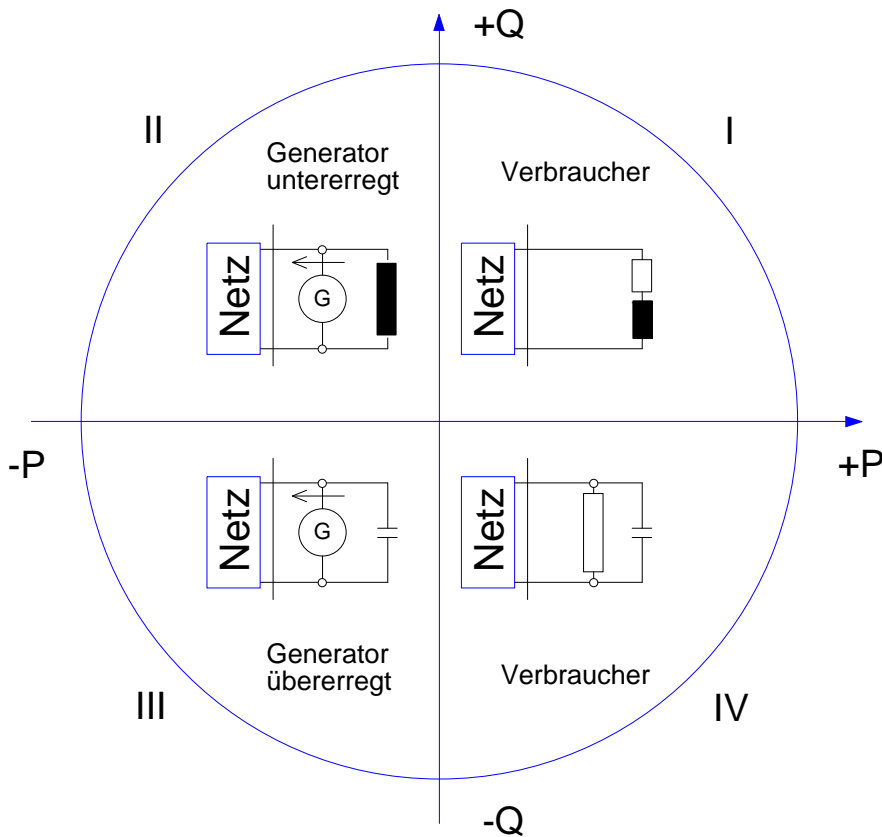


Abbildung 29: Darstellung im Verbraucherzählpfeilsystem

B.2.2 Erzeugerzählpeilsystem

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

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

Tabelle 13: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Erzeugerzählssystem)

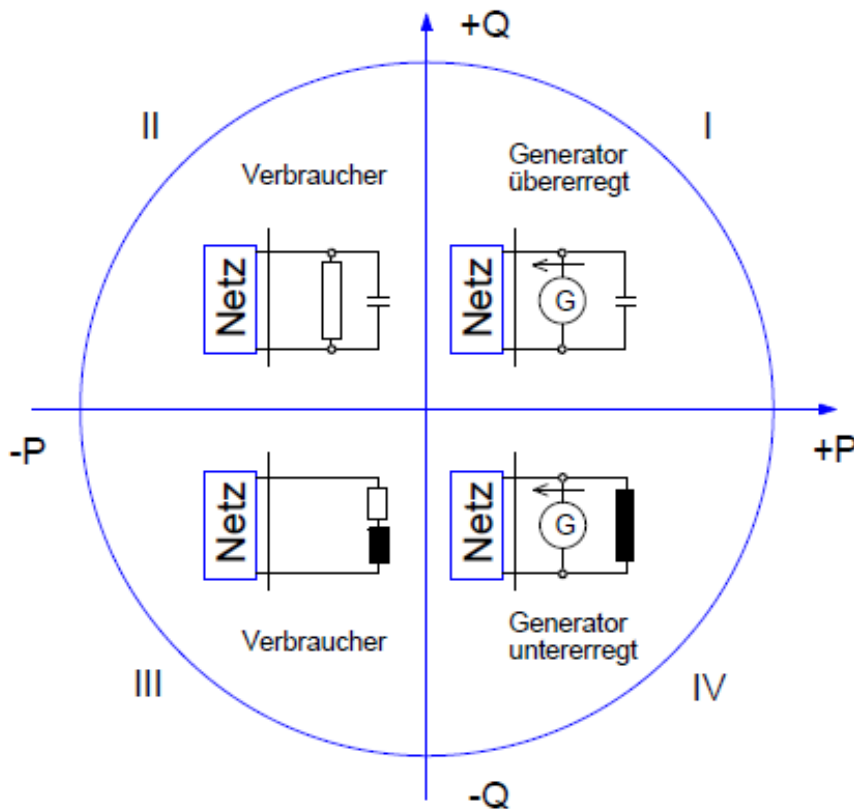


Abbildung 30: Darstellung im Erzeugerzählpeilsystem

Anhang C Abnahmemessung und Netzurückwirkungen

C.1 Anwendungsbereich

- (1) Dieser Anhang richtet sich an Messverantwortliche des VNB und beschreibt das Vorgehen für Netzqualitätsmessungen an EEA im Niederspannungsnetz.
- (2) Es soll die Auswahlkriterien für eine Messung unter den VNB vereinheitlichen und aufzeigen:
 - wann, wo, wie und weshalb eine Messung sinnvoll oder notwendig ist
 - und
 - wie gemessen werden soll
- (3) Der Anhang gibt Anhaltspunkte:
 - über Anlagen und Standorte von Anlagen, die in Bezug auf Netzurückwirkungen kritisch sein könnten
 - und
 - über die Auswertung und Beurteilung der Messung

C.2 Einleitung

- (1) Der VNB ist für den Betrieb des Verteilnetzes und die Einhaltung der Grenzwerte der Spannungsqualitätsnorm SN EN 50160 verantwortlich. Darum müssen EEA vor deren Anschluss an das Verteilnetz betreffend die Netzurückwirkungen berechnet und beurteilt werden.
- (2) Die in den technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ aufgeführten Emissionsgrenzwerte dienen grundsätzlich zur Überprüfung der Netzurückwirkungen von genehmigungspflichtigen Anlagen von Netzbenutzern.
- (3) Mit dem Anschluss und Betrieb von EEA an das Verteilnetz wird die Spannungsqualität beeinflusst. Die Höhe dieser Beeinflussung ist abhängig von der Leistungsfähigkeit (Kurzschlussleistung) des Verteilnetzes am Verknüpfungs-, bzw. (Haus-)Anschlusspunkt der EEA sowie von den Netzurückwirkungen¹, welche die EEA verursacht.
- (4) Vor der Durchführung der Abnahmemessungen ist abzuklären, ob im betrachteten Verteilnetz Massnahmen zur Spannungshaltung, z.B. Blindleistungsregelung eingesetzt werden.
- (5) Es können jedoch nicht immer alle Aspekte der Netzurückwirkungen im Voraus korrekt beurteilt werden, weshalb Messungen sinnvoll oder gar nötig sind. Damit können mögliche Probleme bereits bei der Inbetriebsetzung identifiziert werden und nicht erst wenn Kundenreaktionen auftreten.
- (6) Spannungs- (Netz) qualitäts-Messungen und ihre Auswertungen resp. Beurteilungen dienen den VNB weiter zur Berechnungsbestätigung sowie Prozessverbesserung. Zudem sollen mit Hilfe der Messungen Erfahrungen auf diesem Gebiet gesammelt werden.
- (7) Um die bestehenden Ressourcen möglichst effizient zu nutzen und die Kosten tief zu halten, soll nach dem Grundsatz „weniger Anlagen, dafür vollständig messen“ vorgegangen werden.

¹ Die Anschlussbeurteilung und Festlegungen von Emissionsgrenzwerte für Anlagen der Netzbenutzer ist auf die nachhaltige Einhaltung der SN EN 50160 abgestimmt. Dabei wird von der Voraussetzung ausgegangen, dass die elektrische Energie möglichst ohne Störpegel erzeugt wird und dass sich die Summe der zulässigen Netzurückwirkungen auf alle angeschlossenen bzw. zukünftig anzuschliessenden Anlagen von Netzbenutzern aufteilt.



- (8) Die Kosten für Kontrollmessungen bei der Inbetriebnahme einer EEA sind grundsätzlich vom VNB zu tragen. Werden mit der Kontrollmessung unzulässige störende technische Einwirkungen am Einspeisepunkt festgestellt, die von der EEA verursacht werden und die auf fehlende oder falsche Angaben auf dem technischen Anschlussgesuch (TAG) zurückzuführen sind, können die Kosten für die Messung dem Produzenten (EEA-Betreibers) auferlegt werden (siehe auch ECom-Weisung).
- (9) Die Abnahme der EEA mit Kontroll-, Abnahmeprotokoll, Schutzeinstellungen, Sicherheitsnachweis und allgemeinen PQ-Messungen für die verschiedenen Messkampagnen ist nicht Bestandteil dieses Handbuchs.
- (10) Die technischen Begriffe in diesem Anhang sind in den Definitionen der D-A-CH-CZ-Regeln zu finden.

C.3 Messung

C.3.1 Kriterien für die Durchführung der Abnahmemessung

- (1) Die Erfahrungen von verschiedenen VNB haben gezeigt, dass grundsätzlich alle EEA-Typen wie Kleinwasserkraftwerke, Blockheizkraftwerke, Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen bezüglich Netzzrückwirkungen zu beurteilen sind. Ob eine Messung der Netzzrückwirkungen sinnvoll ist, kann nach folgenden Kriterien entschieden werden:
 - Spannungsanhebung² aus der Anschlussberechnung grösser 3 % pro einzelne EEA (weitere EEA am gleichen Netz nicht berücksichtigt)
 - Kritische Oberschwingungen, schaltbedingte Spannungsänderungen, Flicker, Kommutierungseinbrüche aus der Anschlussberechnung
 - Häufung von EEA im gleichen lokalen Netz
 - Neue Anlage-Technologien und -Typen die angeschlossen werden (unbekannte Hersteller / neue Modelle)
 - Anlagen die aus Erfahrung Probleme verursachen
 - Mögliche Rückwirkungen auf Einrichtungen zur Signalübertragung über das Verteilnetz (z.B. Rundsteuerung, PLC für smart Meter)
 - Aus eigenem Interesse des VNB (z.B. grosse Anzahl Wechselrichter pro PV-Anlage, Vermutung von Unsymmetrien, Erfahrungssammlung, usw.)

C.3.2 Ort der Abnahmemessung

- (1) Die Beurteilung der Netzzrückwirkungen erfolgt am Verknüpfungspunkt. Berechnung und Messung erfolgen am (Haus-)Anschlusspunkt (siehe Abbildung 31). Ist eine Messung z.B. aus Sicherheitsgründen am (Haus-)Anschlusspunkt nicht möglich, ist ein alternativer Messort zu wählen. Der genaue Messort wird in der Auswertung und Beurteilung festgehalten.
- (2) Der Strom wird in der Zuleitung zur EEA gemessen (wenn möglich exklusiv). Der Strom ist relevant für die Emissionen, für die Beurteilung der Netzzrückwirkungen nach D-A-CH-CZ.

² D-A-CH-CZ: Die relative Spannungsanhebung, die durch die Gesamtheit der EEA in einem betrachteten Netz verursacht wird, darf an keinem Verknüpfungspunkt dieses Niederspannungsnetzes den Grenzwert von 3% überschreiten



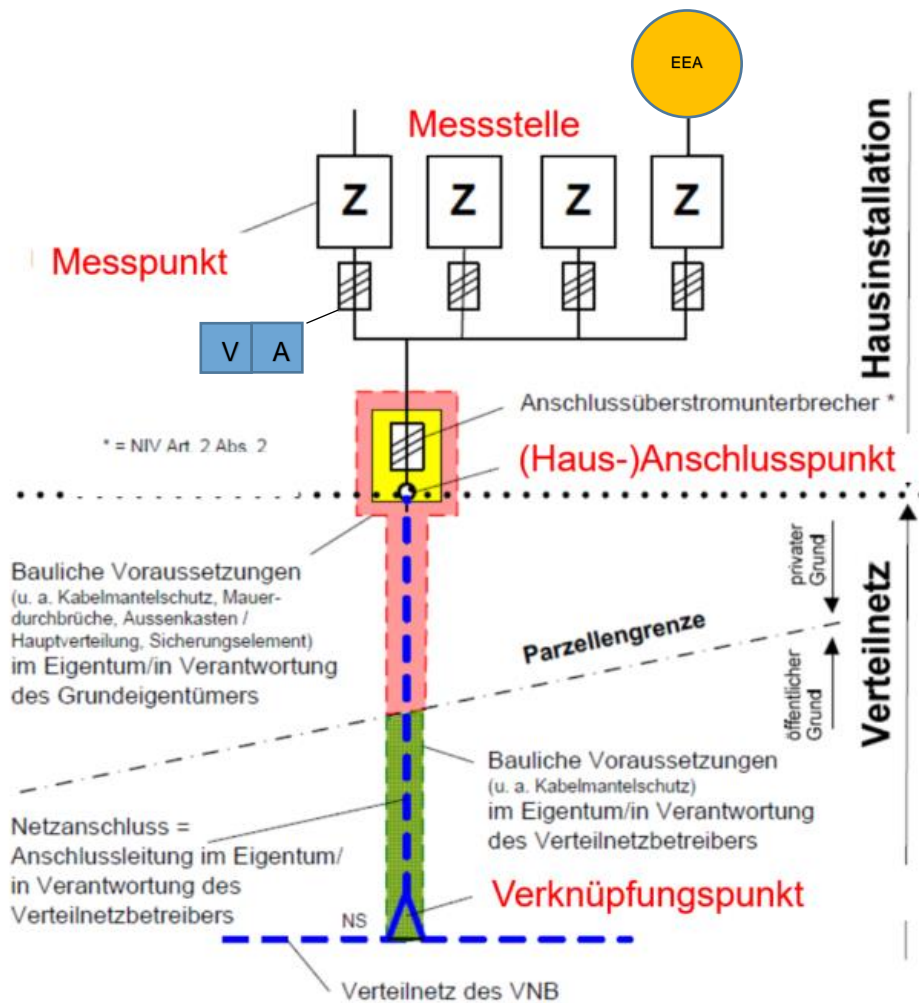


Abbildung 31: Vorschlag Messanordnung

C.3.3 Anforderungen an die Messgeräte

- (1) Mindestanforderung ist ein Netzanalyser, der die Norm SNEN 61000-4-30³ erfüllt (Klasse A und S). Zusätzlich zur Spannung sollen Strom und Phasenverschiebung gemessen werden können. Die Effektivwertaufzeichnung ist bei der Messung von rotierenden Anlagen sinnvoll (Beurteilung Anlaufstrom).

Hinweis: Für die Messung von Störpegeln im Zusammenhang mit Kommunikationseinrichtungen (z.B. PLC für Smart-Meter) ist ein dafür geeignetes Messgerät einzusetzen.

³ Legt Verfahren für die Messung der Spannungsqualität in 50-/60-Hz-Wechselstromversorgungsnetzen und die Interpretation der Ergebnisse dieser Messungen fest.

C.3.4 Bestimmung der Messparameter

- (1) Zur Beurteilung der Netzurückwirkungen sind beim Parallelbetrieb von EEA folgende Punkte von Bedeutung (siehe D-A-CH-CZ-Regeln):
 - Spannungsanhebung ΔU_{An}
 - Schaltbedingte Spannungsänderungen ΔU
 - Flicker
 - Oberschwingungen (OS)
 - Kommutierungseinbrüche
 - Unsymmetrie
 - Blindleistungskompensation
 - Rückwirkungen auf Einrichtungen zur Signalübertragung über das Verteilnetz (z.B. Rundsteuerung, PLC für smart Meter)

C.3.5 Anforderungen und Art der Messungen

- (1) Je nach Art der EEA (z.B. Generator mit direkter Netzeinspeisung, Netzeinspeisung über Stromrichter) entstehen schwerpunktmässig unterschiedliche Netzurückwirkungen. Die messtechnische Überprüfung der Einhaltung der Emissionsgrenzwerte ist im realen Betrieb der EEA nicht immer ganz einfach. Vielfach überlagern sich bestimmte Beurteilungskriterien, wie Spannungsanhebung und Flicker, mit den Rückwirkungen anderer Anlagen von Netznutzern.
- (2) Um die Netzurückwirkungen einer EEA zu evaluieren sind dafür grundsätzlich Kurzzeitmessungen⁴ durchzuführen. Die Kurzzeitmessung erbringt durch die Aus- und Einschaltung der EEA teilweise Informationen über den Einfluss und die Qualität der EEA. Die zusätzliche Langzeitmessung ist vor allem im Interesse des VNB um die momentane Spannungsqualität durch das Zusammenspiel aller Netzbenutzer zu belegen.

C.3.5.1 Minimale Betriebsanforderungen

- (1) Für die Kurz- und Langzeitmessung muss die EEA unter normalen und vereinbarten Betriebsbedingungen Energie einspeisen. Eine aussagekräftige Auswertung und Beurteilung ist mit der Hochrechnung der gemessenen Leistung auf die Nennwerte möglich. Dabei gilt: Je höher die gemessene Leistung, desto besser die Hochrechnung.
- (2) Ist die Anlage in Betrieb, d.h. Inbetriebnahme und Kontrolle (Mess- und Prüfprotokoll) sind erfolgreich durchgeführt, soll die Messung möglichst bald erfolgen. Dies um kritische resp. störanfällige Situationen frühzeitig zu erkennen. Der Betriebszustand ist entsprechend der Jahreszeit und dem Wetter zu berücksichtigen.

⁴WV-CH 1.7, Netzurückwirkungen: Bei Anlagen, die unzulässige Netzurückwirkungen oder Störungen an Betriebsmitteln des VNB verursachen können, kann der VNB spezielle Messungen verlangen. Der Eigentümer hat solche Anlagen für diesen Zweck in den gewünschten Betriebszustand zu bringen. Für diese Arbeiten muss eine instruierte Fachperson anwesend sein.



C.3.5.2 Kurzzeitmessung (ca. 1 Stunde)

- (1) In der Kurzzeitmessung werden Spannung und Strom im ein- und ausgeschalteten Zustand der EEA gemessen.

Messwertmittelung: möglichst kurz (typisch 10 ms⁵; bis 1 s möglich für PV-Anlagen)

- Spannung, Strom und Phasenverschiebung (3 phasig)
- Spannungsänderung ΔU bei Abschaltung der EEA
(Differenz letzter Messwert vor und erster Messwert nach Abschaltung)
- Spannungspegel der Steuersignale (z.B. Rundsteuerung, PLC)
(Pegel bei EEA Ein und Aus, für die Rundsteuerung ist das Test-Signal zu benutzen)
- Spannungsänderung in Anlaufsequenz (Effektivwertaufzeichnung, relevant für rotierende Anlagen, optional für Wechselrichter)

- (2) Die Kurzschlussleistung S_{KV} sollte am (Haus-)Anschlusspunkt ebenfalls gemessen werden.

C.3.5.3 Langzeitmessung (min. 7 Tage)

- (1) Die Langzeitmessung zeigt die Spannungsqualität mit Einfluss aller Netzbenutzer nach dem Prinzip der SNEN 50160 auf.

Messwertmittelung: grundsätzlich 10 min für Auswertung und Beurteilung (empfohlene Aufzeichnungsmittelung 1 min, abhängig von Messgerät)

- Spannung, Strom und Phasenverschiebung (3 phasig)
- Zusätzliche empfohlene Messgrößen:
 - Spannungspegel der Steuersignale (z.B. Rundsteuerung, PLC)
 - Kommutierungs-Einbrüche (transiente Erfassung, Messgerät abhängig)
 - Oberschwingungen (Strom und Spannung) > 1,25 kHz aber < 20 kHz, (Messgerät abhängig)

C.4 Auswertung und Beurteilung der Messergebnisse

C.4.1 Allgemein

- (1) Die folgende Messauswertung entspricht der Betrachtung einer minimalen Anzahl Messgrößen. Weiterführende Auswertungen können auf Wunsch oder im Interesse des VNB erstellt werden.
- (2) Am Verknüpfungs- bzw. (Haus-)Anschlusspunkt überlagern sich bestimmte Beurteilungskriterien, wie die Spannungsanhebung, Flicker usw. mit den Rückwirkungen anderer Anlagen von Netznutzern. Dies gilt auch bei der Ausschaltung der EEA für die Kurzzeitmessung. Deshalb ist eine genaue Verifizierung der D-A-CH-CZ-Grenzwerte in gewissen Fällen nicht mit nur einer Messung möglich. Ziel ist es, die aufgezeichneten Messwerte in Relation zu den Grenzwerten der D-A-CH-CZ zu setzen um mögliche problematische Netzurückwirkungen zu erkennen.

⁵ D-A-CH-CZ Kapitel 4.2.1 Symmetrische Laständerung



C.4.2 Kurzzeitmessung (ca. 1 Stunde)

- (1) Mit der Kurzzeitmessung wird der unmittelbare Einfluss der EEA auf die Netzspannung betrachtet, indem die Anlage ein- und ausgeschaltet wird. Die gemessene Spannung wird zwar gleichzeitig durch andere Verbraucher und EEA beeinträchtigt. Sie gibt aber dennoch einen guten Anhaltspunkt in welchem Rahmen die Beeinflussung erfolgt.

C.4.2.1 Spannungsanhebung ΔU_{An}

- (1) Gemessen ist die Spannung kurz vor (U_{Ein}) und nach (U_{Aus}) der EEA-Abschaltung. $P_{Betrieb}$ entspricht die EEA-Leistung kurz vor der Abschaltung. ΔU_{An} entspricht der Spannungsanhebung bei Volleistung der EEA ($S_{100\%}$) durch die folgende Hochrechnung:

$$\Delta U_{An} \cong \frac{S_{100\%}}{S_{Betrieb}} \cdot (U_{Ein} - U_{Aus})$$

Bei $\cos \varphi_{EEA} = 1,0$; $S = P$

- (2) Die EEA können mit speziellen Betriebsanforderungen einspeisen. Es sind zum Beispiel $Q = f(P)$ oder $P = f(U)$. Die Hochrechnung für diese speziellen Fälle ist kaum möglich. Eine Messung mit der Einspeisung in der Nähe der maximalen Leistung ist vorzusehen.
- (3) Die Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz dient zur Überprüfung der Anschlussberechnung. Die Hochrechnung muss kleiner als der D-A-CH-CZ-Grenzwert von 3% sein (oder eigene für Sonderfälle vorgegebene Grenzwerte⁶).

C.4.2.2 Spannungspegel der Steuersignale

- (1) Die Änderung des Steuersignal-Spannungspegels $\Delta u_{Steuerung}$ kurz vor ($U_{Steuerung Ein}$) und nach ($U_{Steuerung Aus}$) der EEA-Abschaltung sollte den Grenzwert von +/- 5% nicht überschreiten um eine negative Beeinflussung zu verhindern.

$$\Delta u_{Steuerung} \cong \frac{U_{Steuerung Ein} - U_{Steuerung Aus}}{U_{Steuerung Aus}}$$

- (2) Aufgrund heutiger Kenntnisse hat die Leistung der EEA wenig Einfluss auf die Beeinflussung des Steuersignals und wird deshalb in der Berechnung nicht berücksichtigt.
- (3) Der Wert von 5% stellt sicher, dass mehrere EEA im gleichen lokalen Netz das Steuersignal nicht unzulässig beeinflussen (im gesamt lokalen Niederspannungsnetz darf der Steuerpegel der Tonfrequenz-Rundsteuerung nicht mehr als 50%⁷ variieren; für PLC gibt es keine Erfahrungswerte).

⁶ D-A-CH-CZ, Kapitel 10.2.1.1 Grenzwerte

⁷ VSE 2.66, Tonfrequenz-Rundsteuerung, Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen



C.4.2.3 Spannungsänderung ΔU bei Anlaufsequenz

- (1) Die Änderung der Spannung muss sich innerhalb der verlangten Grenzwerte nach D-A-CH-CZ bewegen um andere im Netz angeschlossene Geräte nicht negativ zu beeinflussen. Für die Beurteilung des Flickers ist die Wiederholrate der Spannungsänderung zu beachten.

C.4.2.4 Kurzschlussleistung S_{KV}

- (1) Die Messung der Kurzschlussleistung dient zur Überprüfung der berechneten Kurzschlussleistung, die zur Beurteilung der EEA im technischen Anschlussgesuch (TAG) verwendet wurde. Die gemessene Kurzschlussleistung bringt Information zur Qualität des für die Berechnung verwendeten Netzmodells.

C.4.3 Langzeitmessung (mindestens 7 Tage)

- (1) Grundsätzlich werden die Messungen nach der Norm SNEN 50160 ausgeführt und auch danach ausgewertet. Die Spannungsanhebung darf auf keinen Fall den Grenzwert von +10% ($U_{ref} = 230V$ L-N oder $400V$ L-L) übersteigen bei der Einspeisung aller Anlagen im Netzgebiet mit Nennleistung. Die Beeinflussung der Steuerpegel durch die EEA kann hier nur grob abgeschätzt werden und ist bei negativen Auswirkungen mit weiteren Messungen zuzuordnen und zu eliminieren.
- (2) Bei den OS-Strömen muss der Grenzwert nach D-A-CH-CZ beizogen werden. Bei einer Annäherung an diese sind die genauen Ursachen und allfällige gegenseitige Beeinflussungen von Drittanlagen abzuklären. Flicker oder Unsymmetrie, ausgehend von dreiphasigen EEA, kann bei einem defekten Stromrichter oder bei einer fehlerhaften Anlagensteuerung auftreten. Kommutierungseinbrüche sind nur festzustellen, wenn das Messgerät entsprechend für Transientenaufzeichnung parametrisiert wurde.
- (3) Die Langzeitmessung dient zur Überprüfung des korrekten Parallelbetriebs von mehreren EEA im Netzgebiet während der Messperiode. Eine Abschätzung der maximalen Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt im Fall des höchsten Produktionsniveaus im gesamten Netzgebiet kann auf Grund der Messungen leider kaum durchgeführt werden. Dieser massgebende «Betriebspunkt» kann nur durch die Lastflussberechnung geschätzt werden. Die Langzeitmessung bringt aber Erfahrung für eine Feineinstellung der Berechnungsparameter.

C.5 Dokumentation

- (1) Die Rahmenbedingungen der Messungen (Ort, Zeit, Parameter, etc.) wie auch deren Ergebnisse (Auswertung, Beurteilung, Massnahmen) sind abschliessend in einem Messbericht zu dokumentieren.

C.6 Vorgehen im Fall von Grenzwert-Verletzungen

- (1) Sind Grenzwert-Verletzungen nach D-A-CH-CZ, bzw. nach SNEN 50160 auf die EEA zurückzuführen, informiert der VNB mittels Messbericht den Anlagebetreiber. Zusammen mit dem Anlagebetreiber und/oder Installateur sind mögliche Massnahmen zu besprechen und umzusetzen.
- (2) Sind konkrete störende Beeinflussungen der EEA vorhanden, ist die Ausserbetriebnahme der Anlage bis zur Behebung des Störfaktors in Erwägung zu ziehen.



Anhang D Normative Verweise / Quellenangaben

D.1 Gesetzgebung eidgenössische Ebene

<http://www.admin.ch>
<http://www.elcom.admin.ch>
<http://www.estl.admin.ch>

Verweise Bundesgesetze
Elektrizitätsgesetz, SR 734.0 (EleG vom 24.06.1902, Stand 01.01.2020)
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 1.06.2019)
Niederspannungserzeugnisverordnung, SR 734.26 (NEV vom 25.11.2015, Stand 20.04.2016)
Niederspannungsinstallationsverordnung, SR 734.27 (NIV vom 07.11.2001, Stand 01.06.2019)
Stromversorgungsverordnung, SR 734.71 (StromVV vom 14.03.2008, Stand 1.01.2020)
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 219.1017 d, Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Parallel- oder im Inselbetrieb mit dem Niederspannungsnetz
Weisung 233.0918 d Photovoltaik-Energieerzeugungsanlagen (PV-EEA)

Tabelle 14: Verweise Bundesgesetze



D.2 Branchendokumente VSE

<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.</p> <p>Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Marktmodell für die elektrische Energie - Schweiz. Grundsatzdokument zur Regelung der zentralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz, Ausgabe 2018.</p> <p>http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen</p> <p>Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz. Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungsschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz, Ausgabe 2018</p> <p>http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen</p> <p>Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Distribution Code Schweiz. Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes, Ausgabe 2014</p> <p>http://www.strom.ch</p>
<p>Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Transmission Code (CH), Ausgabe 2020</p> <p>http://www.swissgrid.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen</p> <p>Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Metering Code Schweiz, technische Bestimmungen zu Messung und Messdatenbereitstellung, Ausgabe 2018</p> <p>http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen</p> <p>Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Netzanschluss für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz,</p> <p>Grundlagen zur Festlegung der Bedingungen und zur Berechnung der Anschlussbeiträge für den physischen Netzanschluss an das Verteilnetz, Ausgabe 2019</p> <p>http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen</p> <p>Branchenempfehlung Werkvorschriften CH, technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und Speicheranlagen an das Niederspannungsverteilnetz, Ausgabe 2018</p> <p>http://www.strom.ch</p>
<p>D-A-CH-CZ II. Technische Regeln zur Beurteilung von NetZRückwirkungen. Ausgabe 2007 für Niederspannung und Mittelspannung; Ausgabe 2012 für Hochspannung.</p> <p>http://www.strom.ch</p>

Tabelle 15: Verweise Branchendokumente VSE



D.3 Normative Verweise

<p>SNEN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Ausgabe 2010</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SNEN 50065-1: Signalübertragung auf elektrischen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich 3 kHz bis 148,5 kHz – Teil 1: Ausgabe 2011, General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SNEN 50438: Anforderungen für den Anschluss von Kleinst-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz, Ausgabe 2013</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SNEN 50549-1:2019</p> <p>Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B, Ausgabe 2019</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SNEN 62109 -1:2010 / -2:2011</p> <p>Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Ausgabe Juli 2010</p> <p>Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter; Ausgabe September 2011</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SNEN 61000-4-30:2015 und corr (Jan. 2017)</p> <p>Prüf- und Messverfahren- Verfahren zur Messung der Spannungsqualität</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SNR 460712:2018</p> <p>Stationäre elektrische Speichersysteme; Ausgabe 2018</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>

Tabelle 16: Normative Verweise



D.4 Übersicht normative Bezüge

Kapitel dieses Dokuments	Regulatorische Vorgabe / Normative Grundlage
Vorwort	StromVG Art. 4 h, 18 (1), (2), 20
1.2 Ziel und Absicht der Branchenempfehlung	EICom Weisung Netzverstärkung TC-CH, DC-CH
2 Begriffe und Definitionen	
3 Geltungsbereich und Anwendung	Netzurückwirkungen (Technische Richtlinien zur Beurteilung der Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ) Metering Code Schweiz (MC-CH)
3.1 Einteilung der EEA	50549-1 für Niederspannung RfG (Requirements of Generators)
5.1 Allgemein - vorübergehende Abschaltung der EEA im Störfall durch den VNB	StromVV, Art. 5
5.2 Spannungsbereich - zulässiger Spannungsbereich der EEA - zulässiger Frequenzbereich der EEA	EN 50549-1, Ziff. 4.4.4 EN 50549-1, Ziff. 4.4.3 – Tabelle 1
5.3 Blindleistungsregelung - induktive / kapazitive Blindleistung abgeben - induktive / kapazitive Blindleistung aufnehmen - Standardwert für $\cos \varphi = 1,0$	EN 50549-1, Ziff 4.7.2.2
5.3.1 $\cos \varphi$ (P) – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-1, Ziff 4.7.2.3.4 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.3.2 Q (U) – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-1, Ziff 4.7.2.3.3 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.3.3 P(U) – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-1, 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 50549-1, Ziff 4.5.3.3 (UVRT – Typ 1) EN 50549-1, Ziff 4.5.3.2 (UVRT – Typ 2) EN 50549-1, Ziff 4.5.4 (OVRT – Typ 1/2)
5.8.2 Frequenzverhalten bei Überfrequenz - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-1, Ziff 4.6.1 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.8.3 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz - Anforderungen - Kennlinie	EN 50549-1, Ziff 4.6.2 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
5.8.4 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen - Anforderungen	EN 50549-1, Ziff 4.5.2 (ROCOF immunity)

Tabelle 17: Normative Bezüge



Anhang E Ländereinstellungen Schweiz

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

Gilt für Anlagen von Typ 2 (Nichtsynchron – Stromrichter und Asynchrongeneratoren)

Grid connection criterias				
Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Bemerkung zum Parameter
Minimale Spannung für die Zuschaltung	Uac min	V	196	85% von U_n
Maximale Spannung für die Zuschaltung	Uac max	V	253	110% von 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 Uac NP min zutreffen
Zeit für Check U/f bevor Wiederschaltung	t	s	60	Minimale Verzögerungszeit Wiederschaltung nach Fehler
Rampe beim Anfahren	Soft Start	-	ON	Standardwert: eingeschaltet
Gradient der Rampe	Pac Steigerung	%Pn/Min	10	

Tabelle 18: Grid connection criterias Typ A

Grid protection criterias					
Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Zeit	Bemerkung zum Parameter
Überspannung	U >>	V	276	≤ 100 ms	120% von U_n ^{a)}
Überspannung (Gleitender 10-Minuten Mittelwert)	U >	V	253	≤ 100 ms	110% von U_n ^{b), c)}
Unterspannung	U <	V	184	≤ 1500 ms	80% von U_n ^{d)}
Unterspannung	U <<	V	104	≤ 300 ms	45% von U_n ^{d)}
Unterfrequenz	f <	Hz	47,50	≤ 100 ms	
Überfrequenz	f >	Hz	51,50	≤ 100 ms	
Leistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz	P (f)	-	ON	-	Standardwert: eingeschaltet
Startschwelle für Leistungsreduktion	f start	Hz	50,20	-	
Gradient Leistungsreduktion	P (f) red	% Pmom/Hz	40	-	
Inselnetzerkennung	Anti Islanding	s	5,00	-	Fehlerkärungszeit: innerhalb 5 s, Nachweis mit SNEN 62116:2014

Tabelle 19: Grid protection criterias Typ A



Grid Operation			
Parameter	Symbol	Wert (≤ 250 kVA)	Bemerkung zum Parameter
Blindleistungsregelung	$\cos \phi$	1,00	Defaultwert 1,00 oder gemäss Vorgabe des VNB
FRT-Verhalten	FRT	Nein (inaktiv)	Dynamische Netzstützung <u>ohne</u> Blindstromeinspeisung
k-Faktor	k-Faktor	-	Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe des VNB

Tabelle 20: Grid Operation Typ A



E.2 Anlagen Typ B (VSE NA/EEA – CH 2020 Typ B)

Gilt für Anlagen von Typ 2 (Nichtsynchron – Stromrichter und Asynchrongeneratoren)

Grid connection criterias				
Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Bemerkung zum Parameter
Minimale Spannung für die Zuschaltung	Uac min	V	196	85% von U_n
Maximale Spannung für die Zuschaltung	Uac max	V	253	110% von 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 Uac NP min zutreffen
Zeit für Check U/f bevor Wiederschaltung	t	s	600	Minimale Verzögerungszeit Wiederschaltung nach Fehler
Rampe beim Anfahren	Soft Start	-	ON	Standardwert: eingeschaltet
Gradient der Rampe	Pac Steigerung	%Pn/Min	10	

Tabelle 21: Grid connection criterias Typ B

Grid protection criterias					
Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Zeit	Bemerkung zum Parameter
Überspannung	U >>	V	276	≤ 100 ms	120% von U_n ^{a)}
Überspannung (Gleitender 10-Minuten Mittelwert)	U >	V	253	≤ 100 ms	110% von U_n ^{b), c)}
Unterspannung	U <	V	184	≤ 1500 ms	80% von U_n ^{d)}
Unterspannung	U <<	V	104	≤ 300 ms	45% von U_n ^{d)}
Unterfrequenz	f <	Hz	47,50	≤ 100 ms	
Überfrequenz	f >	Hz	51,50	≤ 100 ms	
Leistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz	P (f)	-	ON	-	Standardwert: eingeschaltet
Startschwelle für Leistungsreduktion	f start	Hz	50,20	-	
Gradient Leistungsreduktion	P (f) red	% Pmom/Hz	40	-	
Inselnetzerkennung	Anti Islanding	s	5,00	-	Fehlerklärungszeit: innerhalb 5 s, Nachweis mit SNEN 62116:2014

Tabelle 22: Grid protection criterias Typ B



Grid Operation			
Parameter	Symbol	Wert (> 250 kVA)	Bemerkung zum Parameter
Blindleistungsregelung	$\cos \phi$	1,00	Defaultwert 1,00 oder gemäss Vorgabe des VNB
FRT-Verhalten	FRT	Ja (aktiv)	Dynamische Netzstützung <u>mit</u> Blindstromeinspeisung
k-Faktor	k-Faktor	2	Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe des VNB

Tabelle 23: 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 (Haus-)Anschlusspunkt die Spannung $1,10 U_n$ 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 $1,15 U_n$ einzustellen. Der Anlagenerrichter sollte in diesem Fall mögliche Auswirkungen auf die Kundeninstallation berücksichtigen. Die Kombination von externem NA-Schutz ($U>$: $1,1 U_n$) und integriertem NA-Schutz ($U>$: $1,1 U_n$ bis $1,15 U_n$) 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 $1,10 U_n$ mit einer Verzögerung von 60 s empfohlen (ausserhalb des OVRT-Bereichs). Dabei sind die Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiederschaltung beachten.
- d) Wird das der EEA vorgelagerte Mittelspannungsnetz des VNB mit einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE-CH) betrieben, so werden folgende Schutzeinstellungen (EEA) empfohlen: $U<<$ -Funktion: $0,45 U_n$, unverzögert (d. h. kleinstmöglicher Zeitverzögerung) und $U<$ -Funktion: $0,8 U_n$, 300 ms. Die FRT-Anforderungen müssen in diesem Fall nicht eingehalten werden. Die Vorgaben für die Schutzeinstellungen trifft der VNB.

