



Branchenempfehlung

Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz

Technische Anforderungen für den Anschluss
und Parallelbetrieb in NE7

NA/EEA-NE7 – CH 2025

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstr. 10
CH – 5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
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



Autoren der 2. Überarbeitung (Ausgabe 2025)

Vorname Name	Firma	Funktion
Hoang Anna	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
Heider Sven	Eniwa AG, 5033 Buchs	Mitglied AG
Joye Patrick	Groupe E SA, 1763 Granges-Paccot	Mitglied AG
Sattinger Walter	Swissgrid AG, 5001 Aarau	Mitglied AG
Albisser Martin	Swissgrid AG, 5001 Aarau	Mitglied AG
Dräyer Jonas	ewz, 8050 Zürich	Mitglied AG
Casutt Stefan	CKW AG, 6015 Luzern	Mitglied AG
Gioffi Toni	Kraftwerke Hinterrhein AG, 7430 Thusis	Mitglied AG
Widmer Patrick	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG, 9000 St. Gallen	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 den Vorstand des VSE
26. Juni 2018 bis 8. März 2020	Überarbeitung der 1. Ausgabe 2014
25. März 2020 bis 22. Mai 2020	Branchenvernehmlassung
31. August 2020	Genehmigung durch den Vorstand des VSE
27. Februar 2024 bis 31. Januar 2025	Überarbeitung der 2. Ausgabe 2020
4. März 2025 bis 22. April 2025	Branchenvernehmlassung
27. Juni 2025	Genehmigung durch den Vorstand des VSE

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

Der VSE verabschiedete das Dokument am 27. Juni 2025.

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	10
1. Einleitung	11
1.1 Allgemeines	11
1.2 Ziel der Branchenempfehlung	12
2. Geltungsbereich und Anwendung	13
2.1 Einteilung der EEA	15
2.1.1 Netzebenen-einteilung	15
2.1.2 Zuordnung nach Leistung	16
2.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten	16
2.1.4 Kombination Leistung und Charakteristik	16
3. Technische Auswirkungen und Empfehlungen an das Niederspannungsnetz	17
3.1 Netzplanung und Netzaufbau	17
3.2 Netzschutz	17
4. Anforderungen an das Verhalten der EEA	18
4.1 Allgemein	18
4.2 Frequenz- und Spannungsbereiche	18
4.3 Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)	19
4.3.1 $\cos \varphi (P)$ - Kennlinie	20
4.3.2 $Q(U)$ - Kennlinie	21
4.4 Wirkleistungsregelung – $P(U)$ - Kennlinie	21
4.5 Schwarzstartfähigkeit	22
4.6 Inselbetriebsfähigkeit	22
4.7 Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten in $u(t)$ -Kennlinien	22
4.7.1 Allgemeine Anforderungen für $EEA \leq 800 \text{ W}$	22
4.7.2 Allgemeine Anforderungen für $EEA > 800 \text{ W}$	22
4.7.3 Verhalten von $EEA > 800 \text{ W}$ bis $\leq 250 \text{ kW}$ mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung	25
4.7.4 Verhalten von $EEA > 250 \text{ kW}$ mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung	25
4.8 Frequenzverhalten	26
4.8.1 Allgemein	26
4.8.2 Übersicht zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz	26
4.8.3 Frequenzverhalten bei Überfrequenz	27
4.8.4 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz	28
4.8.5 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen	29
4.8.6 Robustheit bei Phasensprüngen	30
5. Betrieb	31
5.1 Allgemein	31
5.2 Zuschaltbedingungen / Synchronisierung	31
5.3 Störungen, Instandhaltungsarbeiten und Umschaltungen im Netz	32
5.4 Fernzugriff und Firmwareupdates	32
6. Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz	33
6.1 Allgemein	33
6.1.1 Zugang und Kontakt mit dem VNB	33



6.1.2	Notstromanlagen (Netzersatzanlagen).....	33
6.2	Überstromunterbrecher der EEA	34
6.3	Kuppelschalter	34
6.4	Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)	35
6.4.1	Allgemein	35
6.4.2	Integrierter NA-Schutz	37
6.4.3	Einstellempfehlungen für die NA-Schutzfunktion.....	37
6.4.4	Inselnetzerkennung	39
6.5	Schnittstellen, Steuerung, Regelung und Messung.....	39
6.5.1	Schnittstellen für EEA \leq 250 kW	40
6.5.2	Schnittstellen für EEA $>$ 250 kW	40
6.5.3	Einspeisereduzierung für Photovoltaikanlagen auf Antrag EEA-Betreiber.....	41
6.5.4	Einspeisereduzierung von EEA.....	41
6.5.5	Kommunikationsanbindung	41
6.5.6	Beispiele	41
6.6	Hilfsenergie.....	41
7.	Prüfungen, Abnahme und Messungen.....	42
Anhang A	Beispiele und Erläuterungen (B+E).....	43
A.1	Definition Anschluss- und Verknüpfungspunkt	43
A.2	Umsetzungsbeispiele	45
A.2.1	PV-Anlage ohne Notstrombetrieb (netzfolgend)	45
A.2.2	PV-Anlagen auf mehreren Gebäuden mit elektrischen Energiespeichern ohne Notstrombetrieb (netzfolgend)	46
A.2.3	PV-Anlage mit elektrischem Energiespeicher (Notstrombetriebsfähig)	47
A.2.4	EEE mit externem NA-Schutz (Synchron- oder Asynchronmaschine).....	48
A.2.5	Netzersatzanlage mit externem NA-Schutz mit Netzparallelbetrieb	49
A.2.6	Netzersatzanlage für Notstrombetrieb (nur Netzparallelbetrieb für Testzwecke)	50
A.2.7	PV-Anlage mit zentralem NA-Schutz zur Spannungsüberwachung am (Haus-)Anschlusspunkt.....	51
A.2.8	Ausführungsbeschreibung externer NA-Schutz mit externem Kuppelschalter	52
A.3	Beispiele Fernsteuerung oder Anbindung an Leitstelle VNB	53
A.3.1	Fernsteuerung von EEA \leq 30 kVA	53
A.3.2	Fernsteuerung von PV-Anlagen ($>$ 30 kVA) mittels Rundsteuerung.....	54
A.3.3	Fernsteuerung von PV-Anlagen $>$ 250 kW über eine Fernwirktechnik	55
Anhang B	Kennwerte Kurzschlussstrombeitrag und Zählpeilsysteme	56
B.1	Kurzschlussstrombeitrag von EEA.....	56
B.2	Betriebsarten von Generatoren und deren Verhalten	57
B.2.1	Verbraucherzählpeilsystem.....	57
B.2.2	Erzeugerzählpeilsystem.....	58
Anhang C	Abnahmemessung und Netzurückwirkungen	59
C.1	Anwendungsbereich.....	59
C.2	Einleitung.....	59
C.3	Messung.....	60
C.3.1	Kriterien für die Durchführung der Abnahmemessung	60
C.3.2	Ort der Abnahmemessung.....	60
C.3.3	Anforderungen an die Messgeräte	61



C.3.4	Bestimmung der Messparameter	62
C.3.5	Anforderungen und Art der Messungen	62
C.3.5.1	Minimale Betriebsanforderungen	62
C.3.5.2	Kurzzeitmessung (ca. 1 Stunde)	63
C.3.5.3	Langzeitmessung (mindestens 7 Tage).....	63
C.4	Auswertung und Beurteilung der Messergebnisse	63
C.4.1	Allgemein	63
C.4.2	Kurzzeitmessung (ca. 1 Stunde)	64
C.4.2.1	Spannungsanhebung $\Delta U_{\text{Anhebung}}$	64
C.4.2.2	Spannungspegel der Steuersignale	64
C.4.2.3	Spannungsänderung ΔU bei Anlaufsequenz	65
C.4.2.4	Kurzschlussleistung S_{KV}	65
C.4.3	Langzeitmessung (mindestens 7 Tage)	65
C.5	Dokumentation.....	65
C.6	Vorgehen im Fall von Grenzwert-Verletzungen.....	65
Anhang D	Normative Verweise / Quellenangaben	66
D.1	Gesetzgebung eidgenössische Ebene.....	66
D.2	Branchendokumente VSE	67
D.3	Normative Verweise	68
D.4	Übersicht normative Bezüge.....	69
Anhang E	Ländereinstellungen Schweiz	70
E.1	Anlagen Typ A (VSE NA/EEA – CH 2025 Typ A).....	70
E.2	Anlagen Typ B (VSE NA/EEA – CH 2025 Typ B).....	72



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Dokumentenstruktur	10
Abbildung 2: Einteilung nach Erzeugungstypen und Leistungsklassen	15
Abbildung 3: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung am (Haus-)Anschlusspunkt bei P_{\max} (Erzeugerpeilsystem)	20
Abbildung 4: Beispiel $\cos \varphi (P)$ - Kennlinie in Niederspannung	20
Abbildung 5: Standardeinstellung $Q(U)$ - Kennlinie in Niederspannung (Erzeugerzählpeilsystem)	21
Abbildung 6 Standardeinstellung der $P(U)$ -Regelung	22
Abbildung 7: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron)	24
Abbildung 8: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und elektrische Energiespeicher	24
Abbildung 9: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz	26
Abbildung 10: Zulässige Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz	27
Abbildung 11: Leistungsreduktion bei Überfrequenz	27
Abbildung 12: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz	28
Abbildung 13: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz mit Werten	29
Abbildung 14: Unveränderte Leistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch	30
Abbildung 15: Festlegung des (Haus-)Anschluss- und Verknüpfungspunkts	43
Abbildung 16: Anschlussvarianten mit verschiedenen EEA-Typen	44
Abbildung 17: PV-Anlagen mit integriertem NA-Schutz	45
Abbildung 18: EEA mit mehreren EEE hinter einem (Haus-)Anschlusspunkt	46
Abbildung 19: Notstrombetriebsfähige PV-Anlage mit elektrischem Energiespeicher	47
Abbildung 20: Energieerzeugungseinheit (EEE) mit beispielsweise einem Blockheizkraftwerk, einer Windkraftanlage oder einem Wasserkraftwerk mit externem NA-Schutz	48
Abbildung 21: Netzersatzanlage mit langzeitigem Netzparallelbetrieb	49
Abbildung 22: Netzersatzanlage ohne Netzparallelbetrieb (nur kurzzeitig für Synchronisierung und periodischer Testbetrieb gemäss Herstellerempfehlung)	50
Abbildung 23: PV-Anlage mit zentralem NA-Schutz im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes	51
Abbildung 24: Externes NA-Schutzrelais mit Pufferung für FRT sowie Einfehlersicherheit	52
Abbildung 25: Beispiel Ansteuerung EEA ≤ 30 kVA über Lastmanagementmodul (LMM)	53
Abbildung 26: Beispiel Ansteuerung EEA 100 - 250 kVA über TRA-Empfänger	54
Abbildung 27: Darstellung im Verbraucherpeilsystem	57
Abbildung 28: Darstellung im Erzeugerzählpeilsystem	58
Abbildung 29: Vorschlag Messanordnung	61



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zuordnung der EEA nach Leistungsklasse A-D	16
Tabelle 2: Robustheit gegenüber Frequenzschwankungen am (Haus-)Anschlusspunkt	18
Tabelle 3: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung und -regelung	19
Tabelle 4: Umrechnung Statik nach Leistungsgradient	28
Tabelle 5: Empfohlene Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen	33
Tabelle 6: Einstellempfehlungen für den NA-Schutz	38
Tabelle 7: Richtwerte des Kurzschlussstrombeitrags von EEA	56
Tabelle 8: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem)	57
Tabelle 9: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Erzeugerzählsystem)	58
Tabelle 10: Verweise Bundesgesetze	66
Tabelle 11: Verweise Branchendokumente VSE	67
Tabelle 12: Normative Verweise	68
Tabelle 13: Normative Bezüge	69
Tabelle 14: Grid connection criterias Typ A	70
Tabelle 15: Grid protection criterias Typ A	70
Tabelle 16: Grid Operation Typ A	71
Tabelle 17: Grid connection criterias Typ B	72
Tabelle 18: Grid protection criterias Typ B	72
Tabelle 19: Grid Operation Typ B	73



Vorwort

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

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

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

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

Beim vorliegenden Dokument «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7» handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentenstruktur

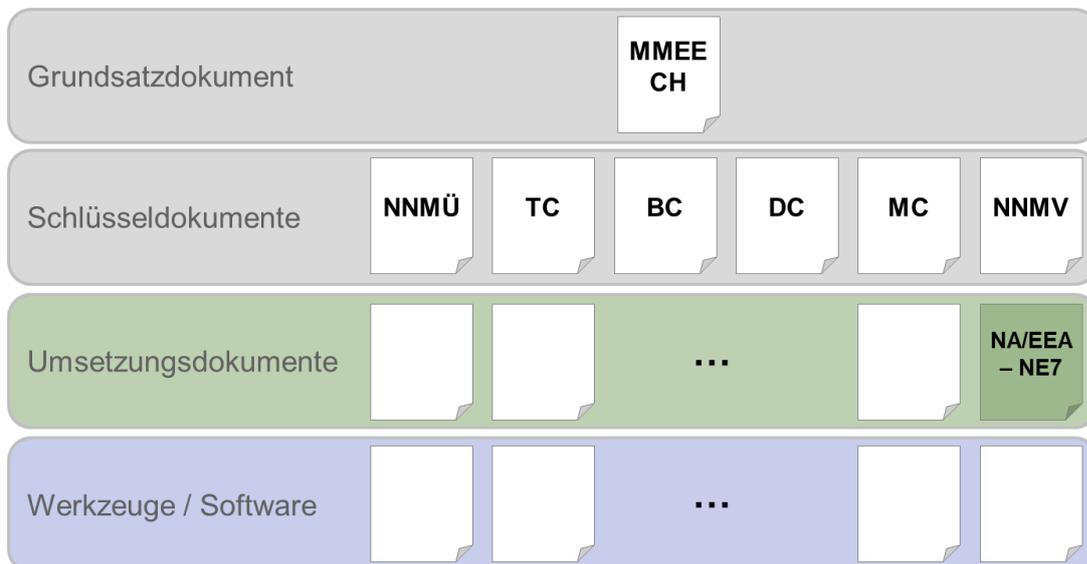


Abbildung 1: Dokumentenstruktur

Begriffe und Definitionen

Für Abkürzungen, Begriffe und Definitionen wird auf das Branchenglossar des VSE verwiesen (siehe [Link](#)).

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, elektrischen 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.



2. 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) Eine EEA im Sinne dieses Dokuments gilt als notstrombetriebsfähig, wenn diese bei einem Versorgungsunterbruch in den Notstrombetriebszustand umschaltet. Die Umschaltung darf frühestens drei Sekunden nach Eintritt der Netzstörung erfolgen.
- (8) 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.
- (9) 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.

(10) *Für neue Anlagen gilt:*

Alle EEA, welche nach Inkrafttreten des NA/EEA-NE7 2025 vom VNB bewilligt werden oder 12 Monate nach Inkrafttreten in Betrieb gehen, müssen die Anforderungen in diesem Dokument erfüllen.

(11) *Für bestehende Anlagen gilt:*

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

(12) *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 – 2098b von Electrosuisse).

(13) 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. Dabei 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.

(14) 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 Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ
- Andere Empfehlungen der schweizerischen und internationalen Fachverbände



2.1 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 Oder Anschluss NE1

Abbildung 2: Einteilung nach Erzeugungstypen und Leistungsklassen

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

2.1.1 Netzebeneinteilung

- (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.



2.1.2 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

2.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten

- (1) Die EEA werden hinsichtlich der Charakteristik ihrer EEE wie folgt unterteilt:
- Typ 1 Synchrone EEE
 - Typ 2 Nichtsynchrone EEE (Asynchrongeneratoren, Stromrichter und sonstige)

2.1.4 Kombination Leistung und Charakteristik

- (1) Die Leistungsklassen A bis D, eingeteilt nach deren Gesamtleistung, können beliebig mit der Charakteristik vom Typ 1 oder 2 kombiniert werden. Kombiniert bedeuten die Typenangaben beispielsweise folgendes:
- Typ A1 Leistung > 800 W bis \leq 250 kW, Synchron
 - Typ A2 Leistung > 800 W bis \leq 250 kW, Nichtsynchron und sonstige
 - Typ B1 Leistung > 250 kW bis \leq 36 MW, Synchron
 - Typ B2 Leistung > 250 kW bis \leq 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.



3. Technische Auswirkungen und Empfehlungen an das Niederspannungsnetz

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

3.1 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. Durch den zusätzlichen Kurzschlussstrombeitrag von netzparallelen EEA (z.B. von Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren, etc.) muss die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel (Gesamtanlage) weiterhin gewährleistet sein.

- (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 (vgl. Anhang A.1).

- (7) **Steuerung und Regelung**

Über eine kommunikative Anbindung der EEA kann vom VNB Einfluss auf die Wirk- und Blindleistungseinspeisung genommen werden (vgl. Kapitel 6.5).

3.2 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 (vgl. Kapitel 6.4).

- (2) **Inselnetzbetrieb**

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.



4. Anforderungen an das Verhalten der EEA

4.1 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 berechtigt, eine vorübergehende oder dauerhafte 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.

4.2 Frequenz- und Spannungsbereiche

- (1) Eine EEA muss für bestimmte Mindestzeitdauern (quasistationäre Betrachtung) auch bei erhöhten bzw. zu niedrigen Spannungen bzw. Frequenzen am Netz bleiben.
- (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 aufgrund von Spannungsschwankungen zwischen 85% - 110% U_n nicht zulässig.



4.3 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 sollen für Anlagen, welche über eine Q(U)-Regelung verfügen, dieses Verfahren als Standard eingestellt werden. Werte, welche ausserhalb der Bereiche von Tabelle 3 liegen, sind vertraglich zu regeln.

Typ der EEA		Leistungsbereich $800 \text{ VA} < \sum S_{E_{\max}} \leq 3,7 \text{ kVA}$	Leistungsbereich $3,7 \text{ kVA} < \sum S_{E_{\max}} \leq 30 \text{ kVA}$	Leistungsbereich $\sum S_{E_{\max}} > 30 \text{ kVA}$
Typ 1 Synchrongeneratoren, Brennstoffzellen, Stirlinggeneratoren		cos φ liegt zwischen 0,95 _{untererregt} und cos φ = 0,95 _{übererregt}		<i>unter Berücksichtigung des Anlagentyps</i> cos φ = 0,9 _{untererregt} bis cos φ = 0,9 _{übererregt} a) Fester cos φ (Standard: 1,0) b) cos φ (P) –Kennlinie c) Q(U) -Kennlinie
Typ 2 Asynchrongeneratoren		Ohne Blindleistungsregelung		
Typ 2 Stromrichter	EEA	Bereich: cos φ = 0,95 _{untererregt} bis cos φ = 0,95 _{übererregt} a) Fester cos φ (Standard: 1,0) b) cos φ (P) –Kennlinie c) Q(U)-Kennlinie	Bereich: cos φ = 0,9 _{untererregt} bis cos φ = 0,9 _{übererregt} a) Fester cos φ (Standard: 1,0) b) cos φ (P) –Kennlinie c) Q(U)-Kennlinie	
	Elektrische Energiespeicher	a) Fester cos φ (Standard: 1,0)	a) Fester cos φ (Standard: 1,0) b) Q(U)-Kennlinie	

Tabelle 3: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung und -regelung

- (2) Der Einstellwert wird durch den zuständigen VNB unter Berücksichtigung des Anlagentyps festgelegt.
- (3) 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.



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

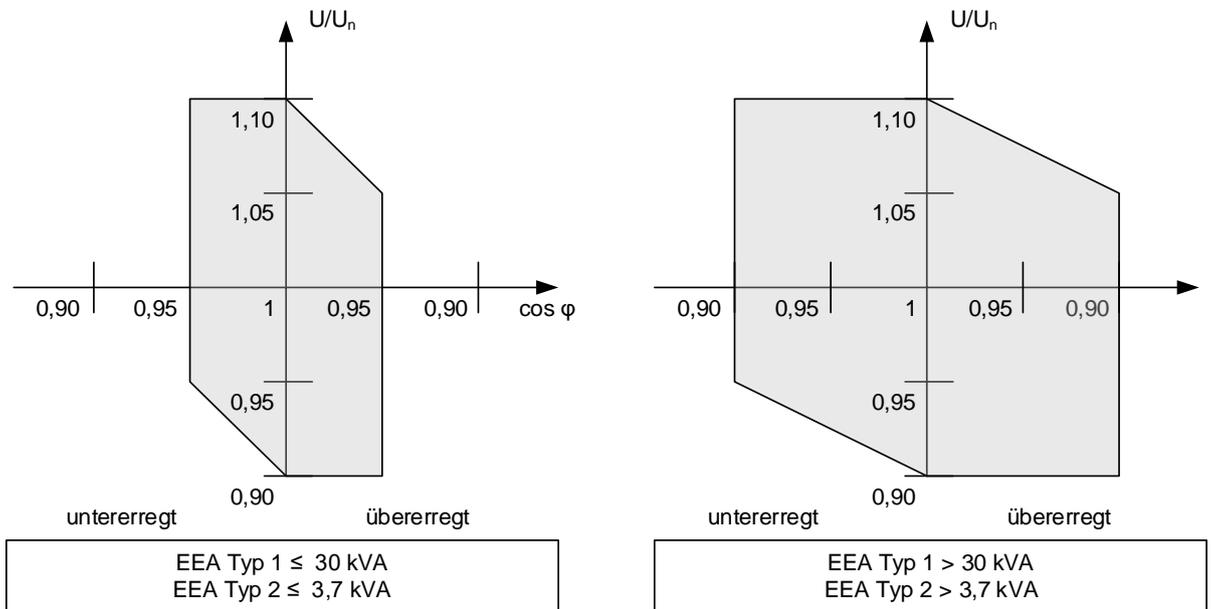


Abbildung 3: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung am (Haus-)Anschlusspunkt bei P_{\max} (Erzeugerfeilsystem)

4.3.1 $\cos \varphi$ (P) - Kennlinie

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

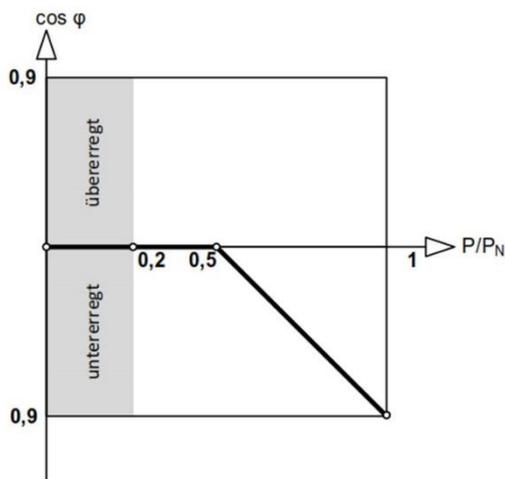


Abbildung 4: Beispiel $\cos \varphi$ (P) - Kennlinie in Niederspannung

- (2) Der Sollwert bei der $\cos \varphi$ (P)-Regelung muss innerhalb von maximal 10 Sekunden automatisch erreicht werden.

4.3.2 Q(U) - Kennlinie

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

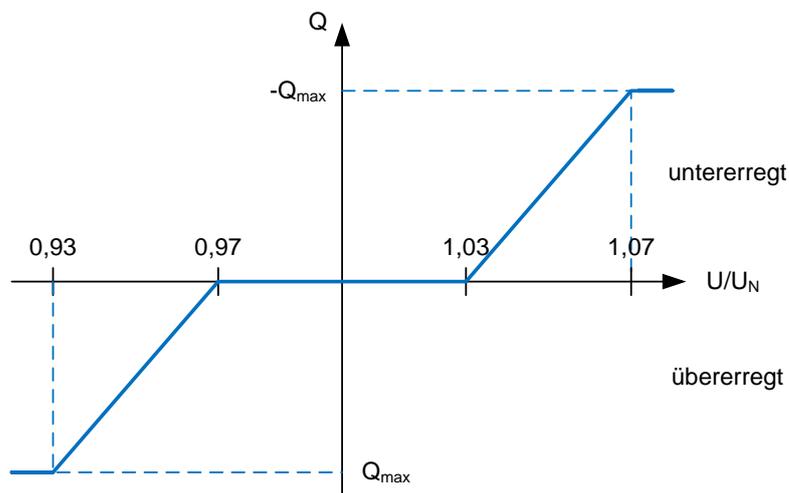


Abbildung 5: Standardeinstellung Q(U) - Kennlinie in Niederspannung (Erzeugerzählpeilsystem)

- (2) Die Zeitkonstante der Q(U)-Regelung ist auf 5 Sekunden einzustellen. Die Zeitkonstante gibt an, mit welcher Geschwindigkeit der Regler im Wechselrichter auf eine Spannungsänderung reagieren muss. Bereits während den ersten 5 Sekunden wird dabei ein Teil der angefallenen Spannungsänderung ausgeglichen. Nach maximal 15 Sekunden muss mindestens 95% des Blindleistungswertes, der sich aus der vorgegebenen Q(U)-Kennlinie ergibt, bereitgestellt werden.
- (3) Ohne abweichende Vorgabe des VNB ist die Q(U)-Regelung als Standard einzustellen.

4.4 Wirkleistungsregelung – P(U) - Kennlinie

- (1) Zur Einhaltung des oberen Randwertes der Spannung gemäss SNEN 50160 müssen EEA in der Lage sein, eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung umzusetzen.
- (2) Ohne abweichende Vorgabe des VNB ist die P(U)-Regelung als Standard einzustellen.
- (3) Beim P(U)-Wirkleistungsbetriebsbereich wird die maximal zulässige Wirkleistungsabgabe entsprechend nachfolgender Abbildung 6 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 $1,12 U_n$.

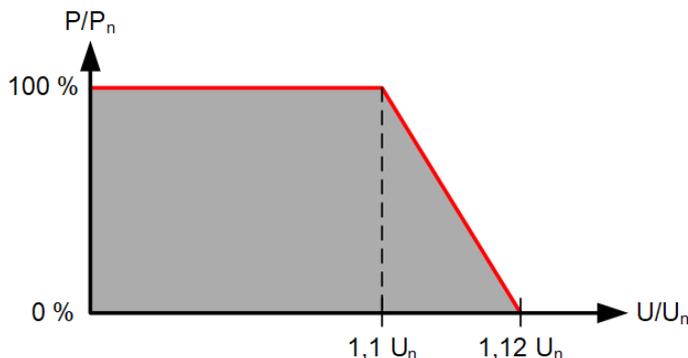


Abbildung 6 Standardeinstellung der P(U)-Regelung

- (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 mit einer Zeitkonstante von 5 Sekunden eingestellt werden. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante (3×5 Sekunden) muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.
- (6) Zusätzlich zu der Kennlinie müssen weitere Parameter konfigurierbar sein:
 - Die Dynamik der Steuerung muss einem Filter erster Ordnung entsprechen und eine Zeitkonstante aufweisen, die im Bereich von 3 bis 60 Sekunden konfigurierbar ist.

4.5 Schwarzstartfähigkeit

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

4.6 Inselbetriebsfähigkeit

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

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

4.7.1 Allgemeine Anforderungen für $EEA \leq 800 \text{ W}$

- (1) Bei Spannungsunterbrüchen im Verteilnetz sind $EEA \leq 800 \text{ W}$ unverzüglich vom Netz zu trennen (Auslösezeit ≤ 200 Millisekunden).

4.7.2 Allgemeine Anforderungen für $EEA > 800 \text{ W}$

- (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 Sekunden.

- (3) EEA und elektrische 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 6.4 aufgeführt. Abhängig von den konkreten netztechnischen Bedingungen kann die tatsächliche Dauer des Verbleibens der EEA und elektrische 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 7 und Abbildung 8 aufweisen und dürfen sich innerhalb des definierten Spannungsbereichs nicht vom Netz trennen. Dies entspricht nicht zwingend den Schutzeinstellungen (Ländereinstellungen). Die geforderten Schutzeinstellungen können innerhalb der Bereiche «Netzparallelbetrieb» liegen (z.B. $U_n 0,45$ p.u.). Die $u(t)$ -Kennlinien sind am (Haus-)Anschlusspunkt einzuhalten. Zur Beurteilung der Kurven ist bei Spannungsrückgang jeweils die kleinste anliegende Aussenleiter-Neutralleiterspannung heranzuziehen. Bei Spannungsanstieg gilt die grösste der anliegenden Aussenleiter-Neutralleiterspannungen.
- (6) Wenn sich die Netzspannung nach Fehlerende wieder innerhalb des Spannungsbandes von -15% U_n bis $+10\%$ U_n befindet und die Wirkleistung der EEA während des Netzfehlers reduziert wurde, muss diese sofort nach Fehlerende schnellstmöglich auf den Vorfehlerwert gesteigert werden. Die Blindleistungsbereitstellung folgt der Wirkleistungssteigerung möglichst direkt.
- (7) Für EEA vom Typ 1 ist die nachfolgende Anforderung zu beachten. Während und nach einem Netzfehler darf die Spannungsanhebung durch die Blindstrom-Einspeisung (vgl. Kapitel 4.7.4) 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.



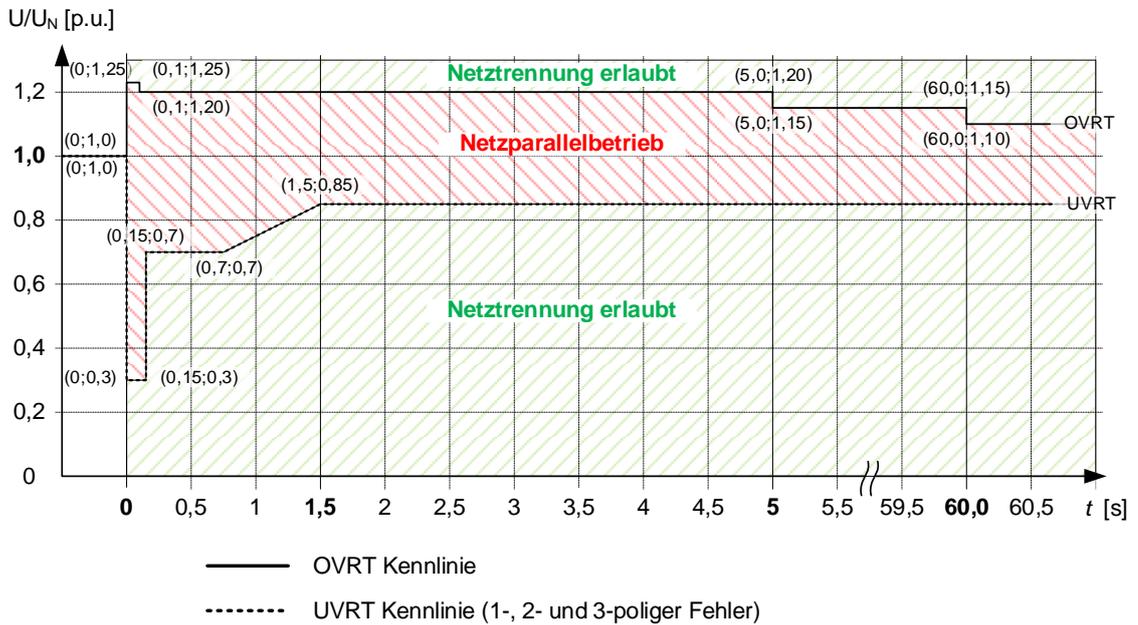


Abbildung 7: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 1 (synchron)

OVRT – over voltage ride through (Überspannung kurzzeitig durchfahren)

UVRT – under voltage ride through (Unterspannung kurzzeitig durchfahren)

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

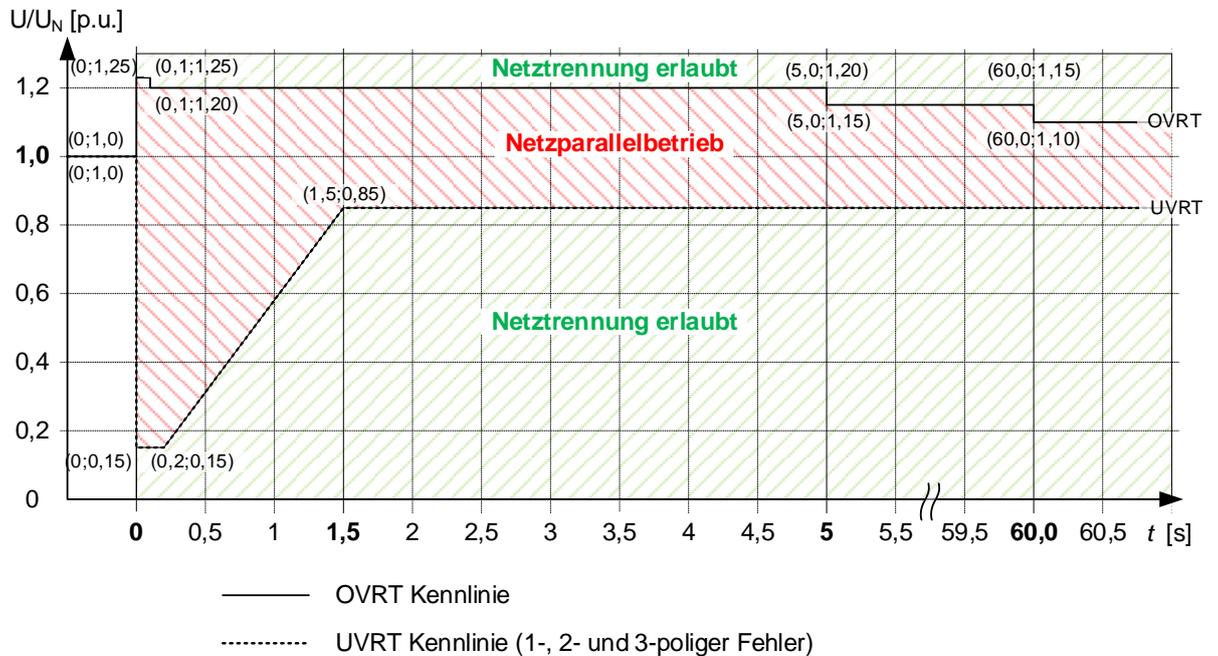


Abbildung 8: $u(t)$ -Kennlinie für FRT-Verhalten von EEA Typ 2 (nichtsynchron) und elektrische Energiespeicher

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

- (1) EEE und elektrische 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 EEE und elektrische 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 EEE erfolgt entsprechend der Fehlerart nicht nur im Mitsystem, sondern auch im Gegensystem.
 - Typ-2-Einheiten und elektrische 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 Millisekunden unterhalb von 20% und nach weiteren 40 Millisekunden unterhalb 10% des Bemessungsstromes liegt.
 - Asynchrongeneratoren müssen innerhalb der dargestellten Grenzkurven am Netz bleiben und prinzipbedingt einen Kurzschlussstrom liefern.

4.7.4 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 (Asynchrongeneratoren, Stromrichter und sonstige) müssen die Spannung mit Blindstrom wie nachfolgend beschrieben stützen.
- (2) EEE und elektrische Energiespeicher müssen alle nachfolgenden Anforderungen erfüllen. Diese Anforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz.
 - Alle EEE und elektrische 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.
 - Eine dynamische Blindstromeinspeisung ist ausserhalb des Spannungsbandes von -10 % bis +10 % der Nennspannung U_n erforderlich.
 - 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 Mitsystemspannungsabweichung. 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.

4.8 Frequenzverhalten

4.8.1 Allgemein

- (1) Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung der EEA (einschliesslich elektrischer 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 6.4.3 zu entnehmen.
- (4) Die Frequenzmessung darf nicht länger als 200 Millisekunden dauern. Die minimale Genauigkeit der Frequenzmessung beträgt dabei ± 50 mHz.
- (5) Die Genauigkeit der Frequenzmessung im eingeschwungenen Zustand muss $\leq \pm 10$ mHz sein.

4.8.2 Übersicht zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz

- (1) In folgender Abbildung 9 sind die Anforderungen an die Abgabeleistung der EEA und elektrischer Energiespeicher am (Haus-)Anschlusspunkt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz in einer Gesamtübersicht dargestellt.

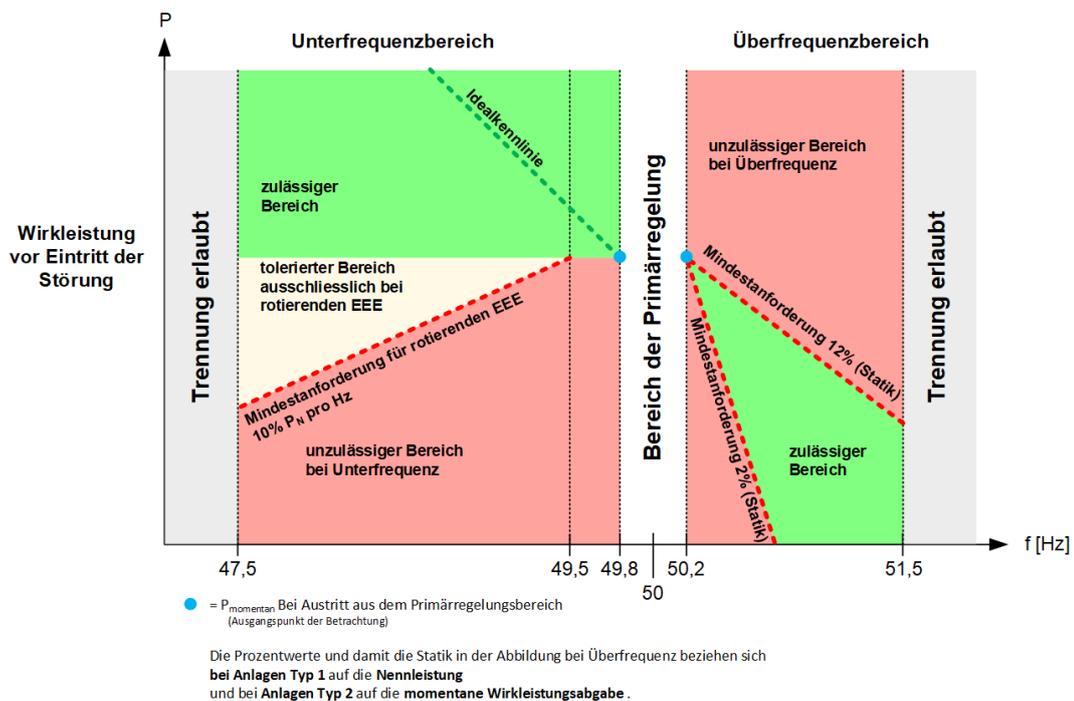


Abbildung 9: Übersicht Anforderungen an die Abgabeleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz



4.8.3 Frequenzverhalten bei Überfrequenz

- (1) Bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz und höher müssen EEA und elektrische Energiespeicher ihre Leistung gemäss Abbildung 10 reduzieren.

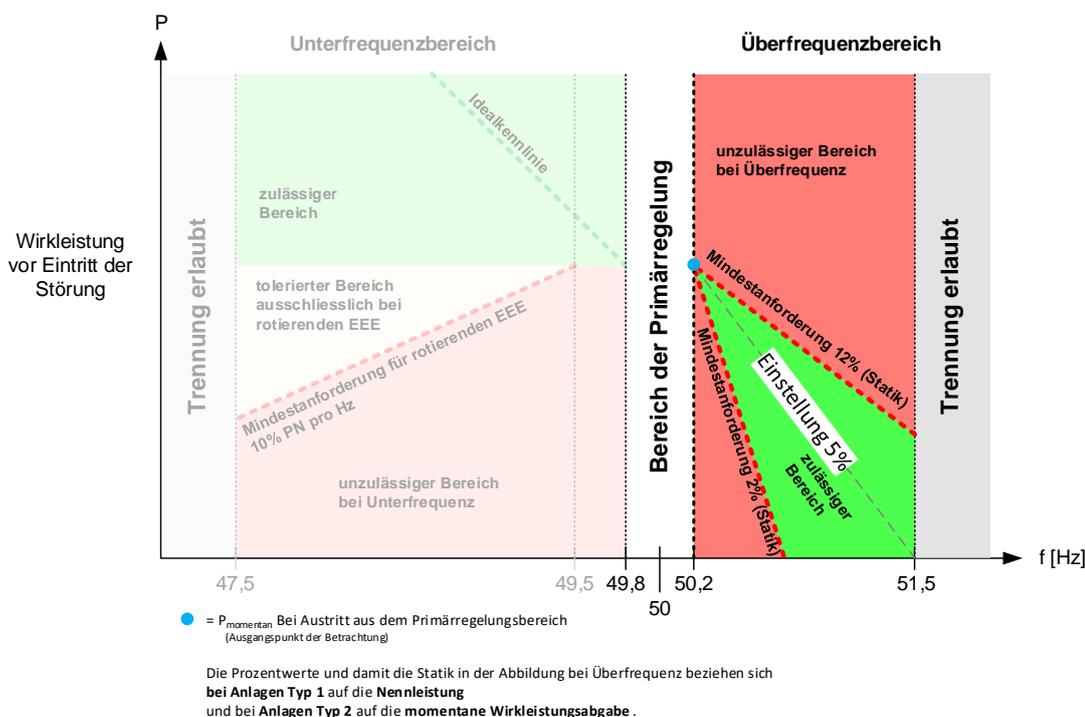
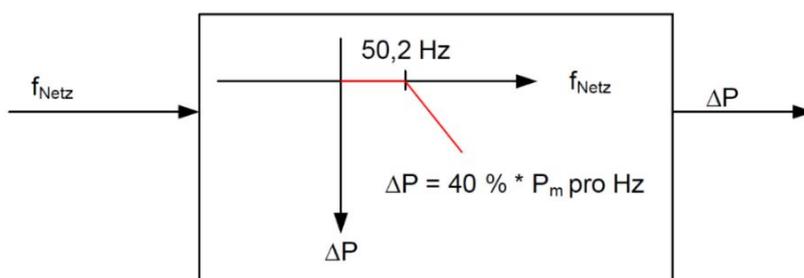


Abbildung 10: Zulässige Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz

- (2) Folgende Abbildung 11 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 11: 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 $40\% \cdot P_m$ 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 11 reduziert werden. Elektrische Energiespeicher gelten diesbezüglich als EEA Typ 1 (SNEN 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 $40\% \cdot P_m$ 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

4.8.4 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz

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

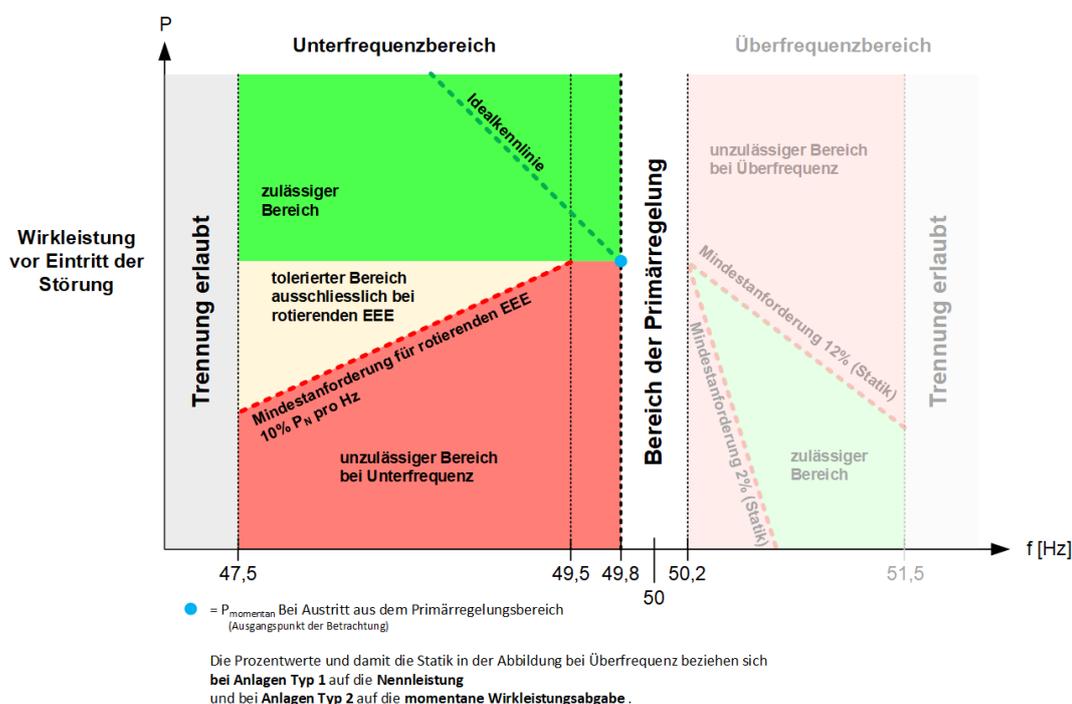


Abbildung 12: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEA bei Unterfrequenz



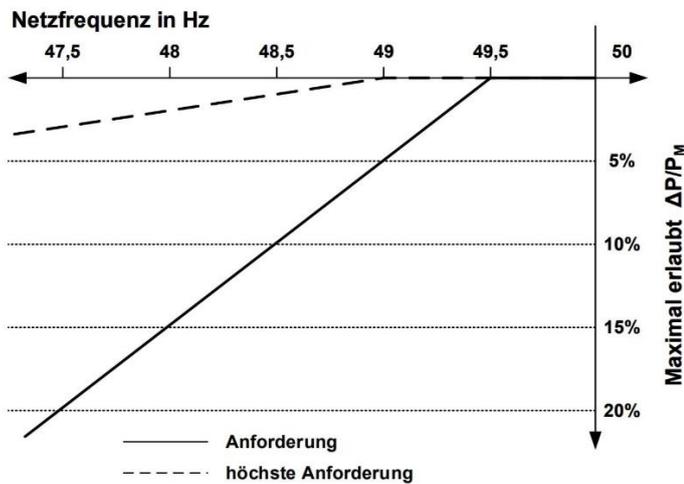


Abbildung 13: Zulässige Wirkleistungsreduktion für EEE bei Unterfrequenz mit Werten

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

4.8.5 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen

- (1) EEE müssen schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz durchfahren können. Alle der EEA zugehörigen Elemente, welche eine Abschaltung verursachen oder ihr Verhalten beeinflussen können, müssen die gleichen Stabilitätsanforderungen aufweisen.
 - Nichtsynchronerzeugung: $\pm 2,0$ Hz/s
 - Synchronerzeugung: $\pm 1,0$ Hz/s
- (2) Die gemittelten Werte der Frequenzänderungsgeschwindigkeiten (RoCoF) gelten für ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 Sekunden.
- (3) Kommt es zu einem Frequenzeinbruch, der oberhalb der in Abbildung 14 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.

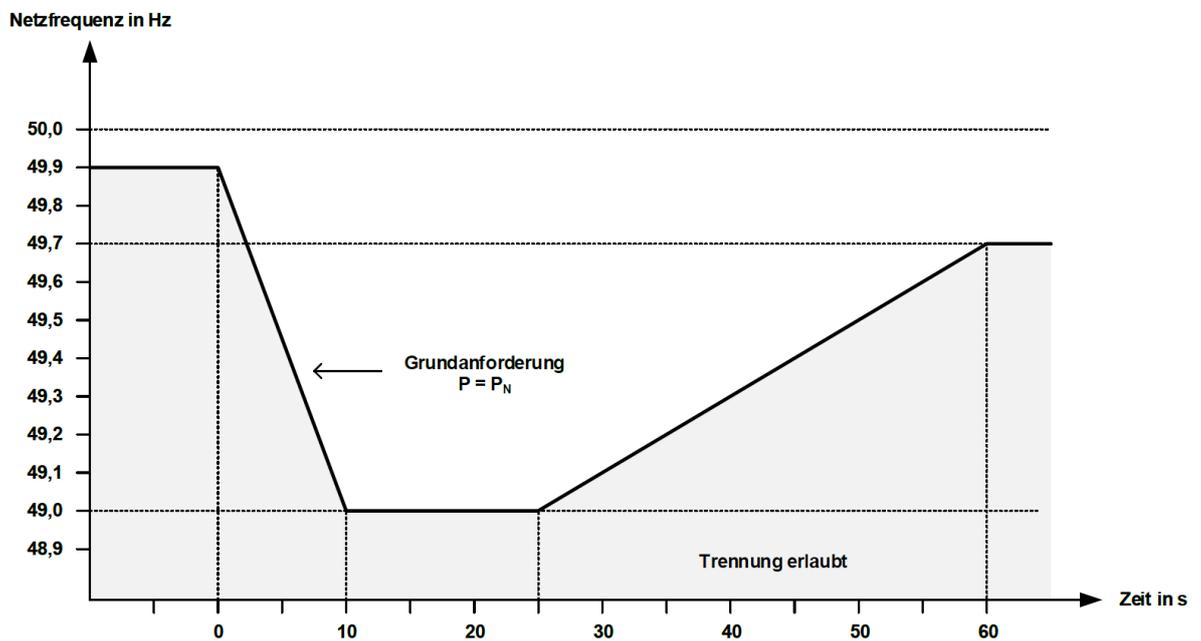


Abbildung 14: Unveränderte Leistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch

4.8.6 Robustheit bei Phasensprüngen

- (1) EEE müssen Phasensprünge 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.
- (2) Die EEE müssen eine Immunität gegenüber symmetrischen Phasensprüngen von mindestens 20° oder mehr aufweisen.
- (3) Nach einem Phasensprung muss die EEA vom Typ 1 innerhalb von 3 Sekunden wieder 90 % der Leistung vor dem Fehlerfall erreichen. EEA vom Typ 2 müssen innerhalb von 1 Sekunde den Wert von 90 % erreichen.

Hinweis: EEE vom Typ 2 auf der Basis von Stromrichtern sind typischerweise bis zu einem Phasensprung von 50° immun.

5. Betrieb

5.1 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.

5.2 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 Vor-sorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, AWE oder andere Vor-gänge im Verteilnetz nicht zu Schäden an seinen Anlagen oder an Anlagen von Dritten führen. Bezüglich AWE sind die Hinweise im Handbuch «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 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 Sekunden (Typ A) oder mindestens 600 Sekunden (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 elektrischen Energiespeichers aufgrund der Zu-schaltung sicher beendet sind.
- (3) Im Falle der Wiederschaltung von EEA an das Netz darf die an das Verteilnetz abgegebene Wirkleistung von regelbaren EEA den Gradienten von 10% der Wirkleistung P_{max} je Minute nicht über-schreiten. Nicht regelbare EEA können nach 1 bis 10 Minuten (Zufallsgenerator) oder später zuschal-ten.
- (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 vorgenom-men bzw. Strombegrenzungs-massnahmen vorgesehen werden.

Zuschaltung von Synchrongeneratoren

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



- (3) 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

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

5.3 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 Netzbetrieb
 - 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

5.4 Fernzugriff und Firmwareupdates

- (1) Mit dem hohen Zubau von Wechselrichtern werden diese in Summe systemrelevant. Gleichzeitig werden sie in vielen Fällen mit dem Internet verbunden. Damit stellen sie eine mögliche Gefahr für den sicheren Netzbetrieb dar, da sie bezüglich Cyber-Kriminalität oder mit Firmwareupdates aus der Ferne in ihrer netzkonformen Funktion kompromittiert werden können. Daher wird folgendes empfohlen:
- Wechselrichter, welche mit dem Internet verbunden werden, sind mit einem sicheren Passwort¹ zu schützen.
 - Sofern möglich, soll die Funktion für Firmwareupdates aus der Ferne deaktiviert werden und nur vor Ort durchgeführt werden.
- (2) Verantwortlich für eine netzkonforme Funktion der Wechselrichtereinstellungen ist der Anlagebetreiber.

¹ Vgl. [Link](#) unter Bundesamt für Cybersicherheit (BACS)



6. Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz

6.1 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.

6.1.1 Zugang und Kontakt mit dem VNB

- (1) Der EEA-Betreiber muss nach den spezifischen Vorgaben des VNB erreichbar sein.
- (2) Die Zugänglichkeiten richten sich nach den Vorgaben der Werkvorschriften (WV-CH) des VSE und nach allfälligen zusätzlichen Bestimmungen des VNB.

6.1.2 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 Sekunden festgelegt. Ausgenommen hiervon ist nur der Probebetrieb (Parallelbetrieb mit öffentlichem Stromversorgungsnetz) für Testzwecke gemäss den Angaben des Herstellers der Notstromanlage. Dabei sind die Bedingungen des jeweiligen VNB zu beachten, es müssen sämtliche Grenzwerte betreffend 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 Entkupplungsschutzeinrichtung 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<	0,8 U _n	momentan *
Überfrequenzschutz	f>	50,1 Hz	momentan *
Unterfrequenzschutz	f<	47,5 Hz	momentan *
* momentan = 50...150 Millisekunden (zur Vermeidung von Überfunktionen)			

Tabelle 5: Empfohlene Schutzeinstellwerte während Testbetrieb von Notstromanlagen

- (2) Bei Notstrombetrieb ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter (Synchronisierungsschalter) ausgelöst wird bzw. sich in Aus-Stellung befindet, um eine Rückspeisung in das Verteilnetz zu unterbinden sowie eine nicht synchrone Zuschaltung zu verhindern. Das Kundennetz muss sich bei Notstrombetrieb galvanisch und allpolig (inkl. Neutralleiter) vom öffentlichen Verteilnetz trennen.



- (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 Sekunden hinaus (z.B. bei Teilnahme des Notstromaggregats am Systemdienstleistungsmarkt), sind sämtliche Anforderungen für EEA gemäss Tabelle 5 einzuhalten. Mobile Notstromgruppen des zuständigen VNB zur Sicherstellung der Stromversorgung im Störfall, sind diesbezüglich während des Aufschaltens (synchronisieren) und Abschaltens (rück-synchronisieren) ausgenommen.
- (5) Für die Rücksynchronisation sind die Bedingungen wie unter Kapitel 5.2 definiert einzuhalten.

6.2 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.

6.3 Kuppelschalter

- (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. 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 elektrischer Energiespeicher massgebend.
- (2) Der Kuppelschalter muss kurzschlussfest und allpolig (inkl. Neutralleiter) ausgeführt sein (siehe ESTI-Weisung 220 und SNG 491000 – 2046e).
- (3) Der Nachweis für die Kurzschlussfestigkeit der gesamten elektrischen Anlage ist vom Anschlussnehmer auf der Grundlage der technischen Anschlussbedingungen des VNB zu erbringen.
- (4) Jede EEE oder an zentraler Stelle jede EEA ist über einen Kuppelschalter anzuschliessen. Der Kuppelschalter kann ein eigenständiges Betriebsmittel sein, welches z.B. in einer Hauptverteilung eingebaut wird oder im Wechselrichter integriert ist.
- (5) Als integrierte Kuppelschalter werden die in den EEE integrierten Schalteinrichtungen bezeichnet (beispielsweise im Stromrichter). Bei EEE mit Stromrichtern gilt der interne NA-Schutzschalter als



Kuppelschalter und ist auf der Netzseite jedes einzelnen Stromrichters vorzusehen. Die Schalteinrichtung kann als Leistungsrelais, Schütz, mechanischer Leistungsschalter etc. ausgeführt sein. Die Schalteinrichtung stellt eine galvanische Trennung sicher.

- (6) Integrierte Kuppelschalter kommen nur in Niederspannungserzeugnissen vor, welche einer Typenprüfung gemäss NEV unterliegen.
- (7) Externe Kuppelschalter sind als galvanische Schalteinrichtungen auszuführen (z. B. Schütz, Motorschutzschalter, mechanischer Leistungsschalter).
- (8) Das Durchfahren einer Netzstörung mit auftretender Unterspannung darf beim Kuppelschalter keine Fehlfunktion zur Folge haben und die FRT-Anforderungen der EEA nicht unterlaufen.
- (9) Für die Auslegung des Kuppelschalters sind die folgenden Grössen zu berücksichtigen:
 - Betriebsstrom (EEA abhängig)
 - Kurzschlussfestigkeit gemäss Netzdaten
 - Kurzschlussstrom-Schaltvermögen gemäss Kurzschlussstrom der EEA

6.4 Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)

6.4.1 Allgemein

- (1) Der Zweck des NA-Schutzes ist die Sicherstellung, dass der Anschluss einer EEA an das Verteilnetz dieses nicht in seiner Funktion oder seiner Sicherheit beeinträchtigt (insbesondere ist damit gemeint, dass die EEA nicht Einrichtungen des Netzes gefährdet). Der NA-Schutz 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 Arealnetzes ist hierfür ab (Haus-)Anschlusspunkt der ZEV-Betreiber bzw. der Arealnetzeigentümer verantwortlich.
- (2) Alle EEA die am Niederspannungsnetz angeschlossen sind, müssen über einen NA-Schutz verfügen. EEA Typ 1 (Synchronmaschine) und Typ 2 (Asynchronmaschine) sind mit externem NA-Schutz und externem Kuppelschalter gemäss Ausführungsbeschreibung in Kapitel A.2.8 zu realisieren.
- (3) Verfügen die Wechselrichter über einen normkonformen² internen NA-Schutz mit integriertem Kuppelschalter, kann auf die Verwendung eines zusätzlichen externen NA-Schutzes verzichtet werden. Der Anlageersteller überprüft gemäss dem Datenblatt des Wechselrichter-Herstellers, ob die Wechselrichter über einen integrierten AC-Schalter (Kuppelschalter) verfügen. Der Nachweis eines integrierten AC-Schalters ist dem VNB auf Verlangen vorzuweisen.
- (4) Wechselrichter ohne integrierten AC-Schalter sind nur in Verbindung mit einem externen Kuppelschalter zugelassen. In diesem Fall ist jeder Wechselrichter oder an zentraler Stelle die EEA mit einem externen Kuppelschalter auszurüsten. Der oder die externen Kuppelschalter sind von der im Wechselrichter integrierten NA-Überwachungseinheit anzusteuern oder ein externer NA-Schutz gemäss Umsetzungsbeispiel A.2.8 zu realisieren. Der Nachweis der korrekten Installation des externen Kuppelschalters ist auf Verlangen dem VNB vorzuweisen.

² Wechselrichter gelten in Bezug auf die betrieblichen Aspekte als normenkonform, wenn auf der Konformitätserklärung die Normen SN EN 50549-1 und SN EN 62109 -1:2010 / -2:2011 aufgeführt sind.



- (5) Alle Wechselrichter müssen sich im Netzparallelbetrieb netzfolgend verhalten und sämtliche Anforderungen einer EEA erfüllen. Unter netzfolgenden Wechselrichtern versteht man Anlagen die sich bei dauerhaftem Spannungsverlust (Netzausfall) galvanisch vom Netz trennen.
- (6) Wechselrichter (Hybrid) mit Notstrombetriebsfähigkeit verfügen über zwei Betriebsmodi: Netzparallelbetrieb und Notstrombetrieb. Im Betriebsmodus «Notstrombetrieb», während der galvanischen Trennung vom Netz des VNB, dürfen netzbildende Eigenschaften des Wechselrichters aktiv sein und beispielsweise die Inselnetzerkennung deaktiviert werden.
- (7) Durch den Betrieb der EEA darf die Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt $1,10 U_n$ nicht überschreiten. Durch die Anwendung der Schutzeinstellungen nach Anhang E wird dies sichergestellt. Werden EEE über längere Hausinstallationsleitungen mit dem (Haus-)Anschlusspunkt verbunden, erhöht sich die Spannung an der EEE durch die Wirkleistungseinspeisung zusätzlich gegenüber der Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt. Um trotz des hausinstallationsinternen Spannungsanstiegs die maximale Wirkleistung auch bei maximaler Netzspannung einspeisen zu können, kann durch den Anschlussnehmer geprüft werden, ob eine Erhöhung des Überspannungsauslösewertes $U_>$ des internen NA-Schutzes der Wechselrichter auf beispielsweise $1,15 U_n$ umgesetzt werden soll. Um in solchen Fällen die maximal zulässige Spannung am (Haus-)Anschlusspunkt zu gewährleisten, ist der Einsatz eines externen NA-Schutzes notwendig. Mögliche Auswirkungen auf die Kundeninstallation sind durch den Kunden zu untersuchen und bei der Auslegung der Betriebsmittel zu berücksichtigen.
- (8) 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 der Anlagen ist nicht in diesem Dokument behandelt. Dieser darf die in diesem Dokument geregelten Anforderungen nicht unterlaufen. Der Eigenschutz muss so dimensioniert sein, dass Vorgänge im Verteilnetz, wie z.B. Schalthandlungen, Spannungsschwankungen und AWE im vorgelagerten Verteilnetz nicht zu Schäden an Anlagen des Anlagenbetreibers führen.
- (9) Folgende Funktionen des NA-Schutzes sind zu realisieren:
- Überspannungsschutz (10 min) $U_>$
 - Überspannungsschutz $U_{>>}$
 - Unterspannungsschutz $U_<$
 - Unterspannungsschutz $U_{<<}$
 - Überfrequenzschutz $f_>$
 - Unterfrequenzschutz $f_<$
 - Inselnetzerkennung
- (10) 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 Sekunden 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.

- (11) Die Spannungswerte sind logisch ODER zu verknüpfen. Das Über- bzw. Unterschreiten der eingestellten Spannungsschwelle bei mindestens einer Messspannung führt zu einer Schutzanregung.
- (12) Frequenzschutzeinrichtungen können einpolig ausgeführt werden.
- (13) Am externen NA-Schutz ist die Ablesung der Fehlermeldung unabhängig vom Betriebszustand der EEA zu ermöglichen. Beim integrierten NA-Schutz kann die Auslesung über eine Datenschnittstelle erfolgen.
- (14) 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.
- (15) 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 Schutzauflösezeiten des integrierten NA-Schutzes dürfen durch sonstige Steuer- und Regelfunktionen nicht unzulässig verzögert werden. Die erforderlichen Abschaltzeiten müssen eingehalten werden.
- (16) Eine Pufferung der Versorgungsspannung für den Kuppelschalter ist aus folgenden Gründen sicherzustellen:
 - Bei Ruhestromschaltung ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter bei FRT in dem Bereich, in welchem keine Netztrennung zulässig ist, nicht geöffnet wird.
 - 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 Sekunden sicherzustellen. Diese Anforderungen hat auch das NA-Schutzrelais zu erfüllen.
- (17) 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.

6.4.2 Integrierter NA-Schutz

- (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 den integrierten Kuppelschalter oder alternativ auf einen externen Kuppelschalter (z.B. bei gewolltem Inselbetrieb der Kundenanlage).

6.4.3 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



selbst 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	NA-Schutz-Einstellwerte ^{a)}			
	Direkte gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren		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 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 NA-Schutz

- Die zeitliche Vorgabe " $\leq 100 \text{ ms}$ " für den Schutzrelais-Einstellwert geht von einer maximalen Eigenzeit des NA-Schutzrelais inklusive Kuppelschalter von ebenfalls 100 Millisekunden aus. Damit ergeben sich maximal 200 Millisekunden Gesamtabschaltzeit.
- Es ist sicherzustellen, dass am (Haus-)Anschlusspunkt die Spannung von $1,10 U_n$ 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 $1,15 U_n$) kann angewendet werden, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist und dies zu keinen unzulässig hohen Spannungen führt. Dies ist typischerweise bei längeren Anschlussleitungen der Fall.
- Wertet die $U_{>}$ -Funktion nicht den gleitenden 10-Minuten-Mittelwert aus, ist eine Einstellung von $1,10 U_n$ mit einer Verzögerung von 60 Sekunden empfohlen (ausserhalb des OVRT-Bereichs). Dabei sind die Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion/Wiederzuschaltung zu beachten.
- 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 Millisekunden. Die FRT-Anforderungen müssen in diesem Fall nicht eingehalten werden. Die Vorgaben für die Schutzeinstellungen trifft der VNB.



- (3) Für EEE wie Brennstoffzellen, direkt oder über Stromrichter gekoppelte Synchron- und Asynchronegeneratoren 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 Millisekunden (unverzögert) empfohlen.

6.4.4 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. Das aktive Verfahren ist nach SNEN 62116 nachzuweisen.
 - Passives Verfahren: Dieses findet aufgrund von Messungen z.B. mit Hilfe der dreiphasigen Spannungsüberwachung statt und ist nur bei EEE ohne Stromrichter oder bei einpoligen EEE mit Stromrichter möglich.
 - Kombination aus aktivem und passivem 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 Zeitgleitfenster von 0,5 Sekunden 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 Sekunden erfolgen. Die dynamische Netzstützung sowie die sich daran anschliessende Erhöhung der Scheinleistungseinspeisung hat höhere Priorität als die Inselnetzerkennung. Die Inselnetzerkennung kann für die Dauer der dynamischen Netzstützung deaktiviert werden. Bleibt die Inselnetzerkennung aktiv, so darf sie die dynamische Netzstützung und die sich daran anschliessende Erhöhung der Scheinleistungseinspeisung nicht unterlaufen.
- (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 Sekunden betragen.
- (5) Bei Wechselrichtern in PV-Anlagen muss die Inselnetzerkennung nach SNEN 62116 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.

6.5 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 5.2. 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, 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) Hinweis: Bezüglich garantierter Flexibilitätsnutzung für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz gemäss Art. 19d Abs. 6 StromVV siehe die Branchenempfehlung des VSE «Regelung der Einspeisung von EEA».
- (4) Die EEA muss die folgenden Schnittstellen für Steuerung, Regelung sowie Messung aufweisen oder zur Verfügung stellen:

6.5.1 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). Der VNB kann weitere Anbindungsvorgaben definieren.

- (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. Das heisst, dass die eingespeiste Leistung auf 0 kVA am Anschlusspunkt gesetzt werden kann.

- (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 AC-Nennleistung
- Ein Binäreingang für 30% der AC-Nennleistung
- Ein Binäreingang für 0% der AC-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 $\cos \phi < 0,9$ vorgesehen, regelt der VNB mit dem EEA-Betreiber projektspezifisch und vertraglich die genauen technischen und kommerziellen Bedingungen.

6.5.2 Schnittstellen für EEA > 250 kW

- (1) Grössere EEA 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 6.5.1 definierten Schnittstellen oder über eine serielle Schnittstelle erfolgen. Die Details legt der VNB in seinen technischen Anschlussbedingungen fest.



6.5.3 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.

6.5.4 Einspeisereduzierung von EEA

- (1) Die Einspeiseleistung von EEA muss auf einen Wirkleistungswert begrenzt werden können. Die Höhe dieser Begrenzung richtet sich nach der Inanspruchnahme der garantierten Flexibilitätsnutzung durch den VNB gemäss StromVV (vgl. dazu auch die Branchenempfehlung des VSE «Regelung der Einspeisung von EEA»).

6.5.5 Kommunikationsanbindung

- (1) Der VNB kann eine EEA über verschiedene Varianten ansteuern. Die Ansteuerung von EEA wird für die Abwendung einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs benötigt. Idealerweise erfolgt die Ansteuerung sowie die Reaktion der Anlage im Sekundenbereich.
- (2) Heute werden unterschiedliche technologische Möglichkeiten zur Ansteuerung von Empfängern eingesetzt wie z.B. Tonfrequenz-Rundsteuertechnik (TRA), Power Line Communication (PLC), GSM, Fiberoptic, Funk, etc. 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 Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ» festgehalten.
- (3) Details legt der VNB in seinen technischen Anschlussbedingungen fest.

6.5.6 Beispiele

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

6.6 Hilfsenergie

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



7. 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 am (Haus-)Anschlusspunkt. 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

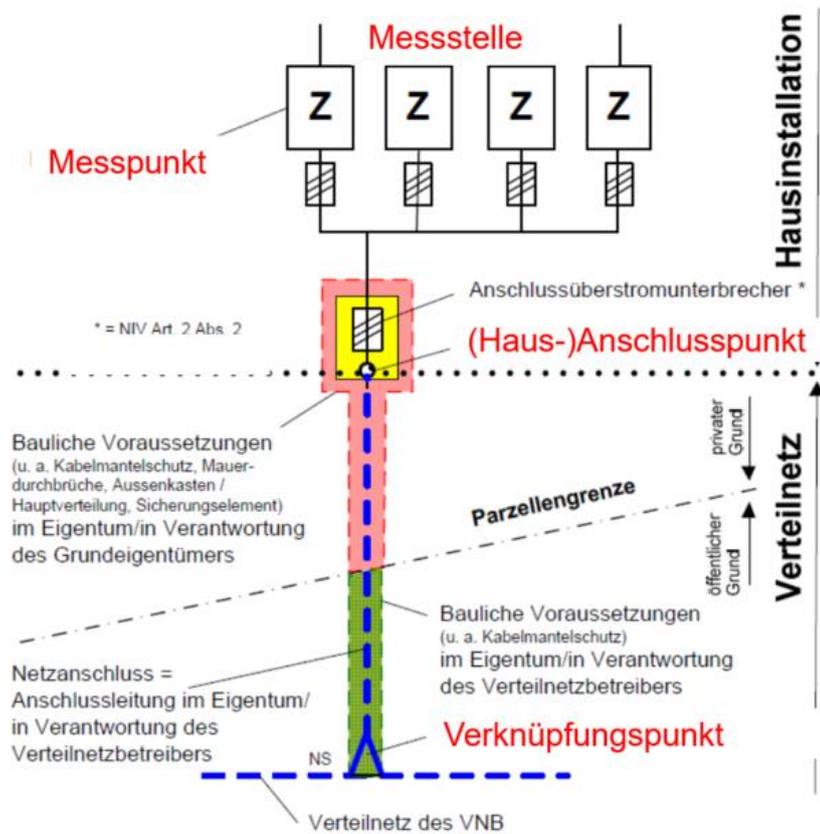
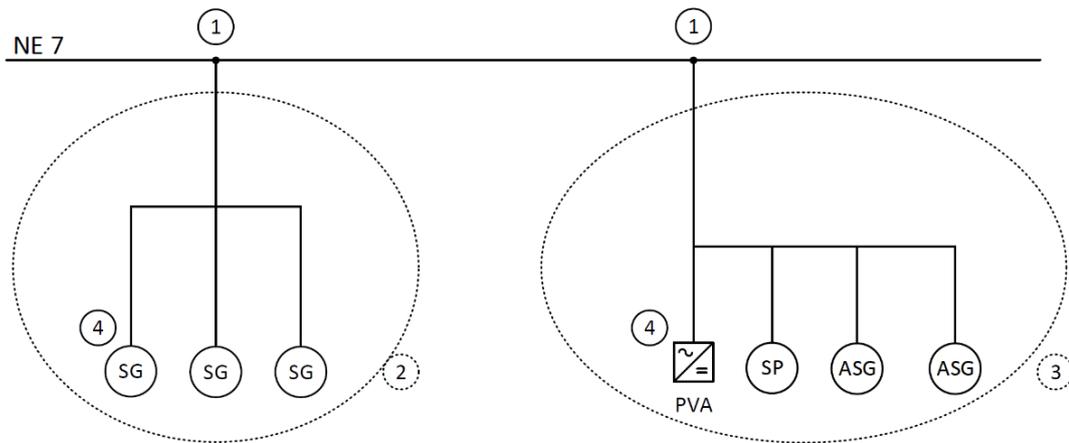


Abbildung 15: Festlegung des (Haus-)Anschluss- und Verknüpfungspunkts



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

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

Abbildung 16: Anschlussvarianten mit verschiedenen EEA-Typen



A.2 Umsetzungsbeispiele

- (1) Die folgenden Kapitel zeigen Umsetzungsbeispiele bei verschiedenen Leistungen der EEA, Typ 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 Ausführungsmöglichkeiten und Einsatzgebiete.

A.2.1 PV-Anlage ohne Notstrombetrieb (netzfolgend)

- (1) Das folgende Beispiel zeigt eine PV-Anlage mit mehreren Wechselrichtern. Folgende Merkmale gelten:
- Die Anlage entspricht dem Typ 2.
 - Es ist keine externe NA-Schutzeinrichtung notwendig.
 - Die Wechselrichter verfügen über einen normkonformen internen NA-Schutz mit integriertem Kuppelschalter und sind gemäss der Ländereinstellung Schweiz (vgl. Anhang E) einzustellen:
 - Für EEA Typ A ≤ 250 kW (vgl. Kapitel E.1)
 - Für EEA Typ B > 250 kW (vgl. Kapitel E.2)
 - Abweichende oder weitere Einstellungen sind gemäss Vorgabe des VNB einzustellen.

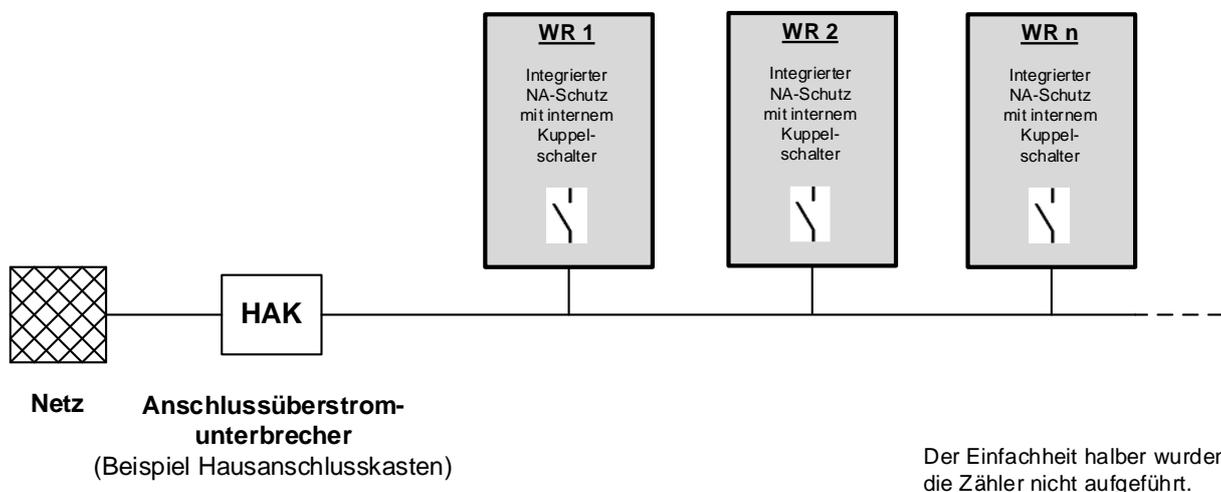


Abbildung 17: PV-Anlagen mit integriertem NA-Schutz

A.2.2 PV-Anlagen auf mehreren Gebäuden mit elektrischen Energiespeichern ohne Notstrombetrieb (netzfolgend)

- (1) Das folgende Beispiel zeigt mehrere EEE mit mehreren Wechselrichtern und elektrischen Energiespeichern in mehreren Gebäuden.
- (2) Die Wechselrichter verfügen über einen normkonformen internen NA-Schutz mit integriertem Kuppelschalter. Abhängig von der Gesamtleistung (Summe aller EEE inklusive elektrischer Energiespeicher) sind die empfohlenen Einstellwerte im Anhang E zu entnehmen:
 - Für EEA Typ A ≤ 250 kW (vgl. Kapitel E.1)
 - Für EEA Typ B > 250 kW (vgl. Kapitel E.2)

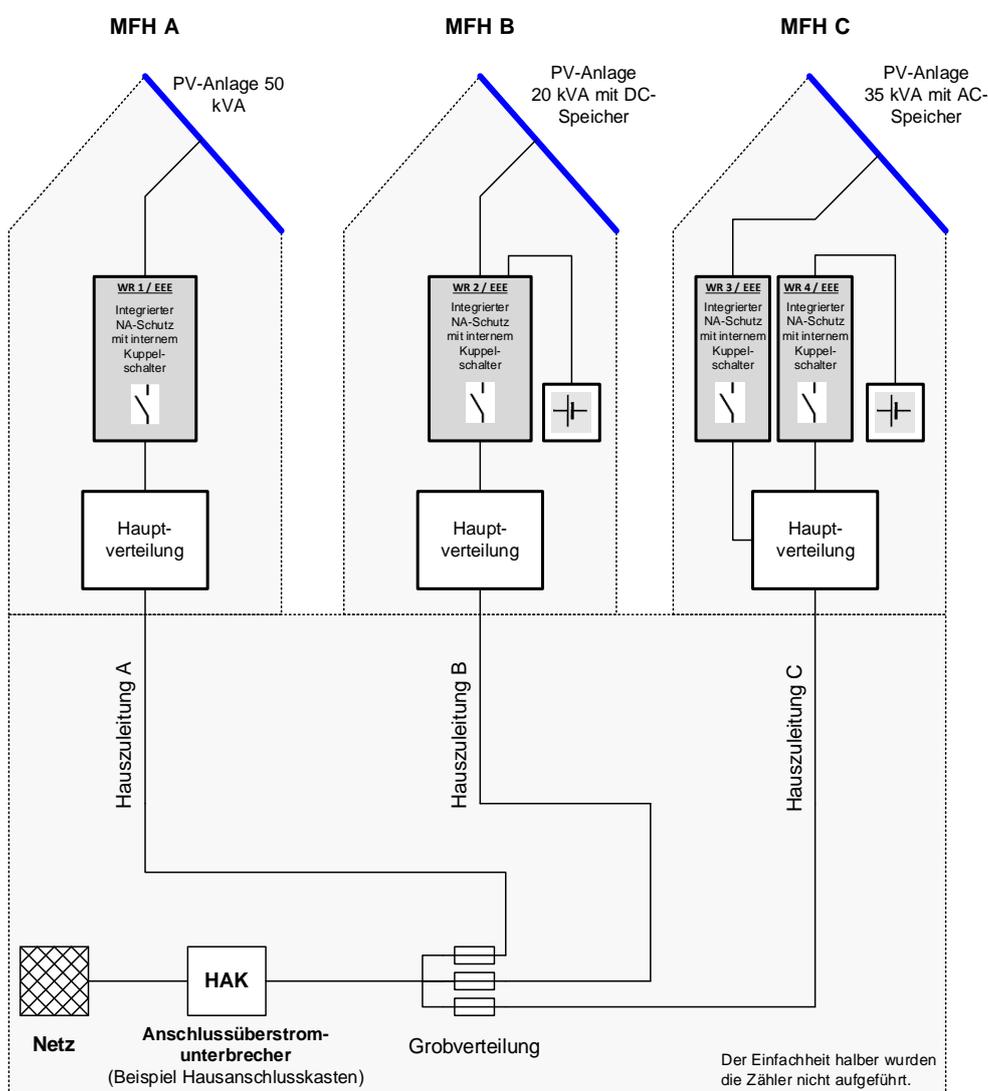


Abbildung 18: EEA mit mehreren EEE hinter einem (Haus-)Anschlusspunkt

- (3) EEA > 250 kVA unterscheiden sich im Wesentlichen darin, dass die FRT-Funktionalität mit Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung aktiviert werden muss.

A.2.3 PV-Anlage mit elektrischem Energiespeicher (Notstrombetriebsfähig)

- (1) Das folgende Beispiel zeigt eine EEA mit Notstrombetrieb und elektrischem Energiespeicher sowie erforderlichem Netzkuppelschalter zur galvanischen Trennung zum Verteilnetz.
- (2) Der Wechselrichter der PV-Anlage und des AC-Energiespeichers verfügen über einen normkonformen internen NA-Schutz mit integriertem Kuppelschalter. Abhängig von der Gesamtleistung (Summe aller EEE inklusive elektrische Energiespeicher) sind die empfohlenen Einstellwerte im Anhang E zu entnehmen:
 - Für EEA Typ A ≤ 250 kW (vgl. Kapitel E.1)
 - Für EEA Typ B > 250 kW (vgl. Kapitel E.2)

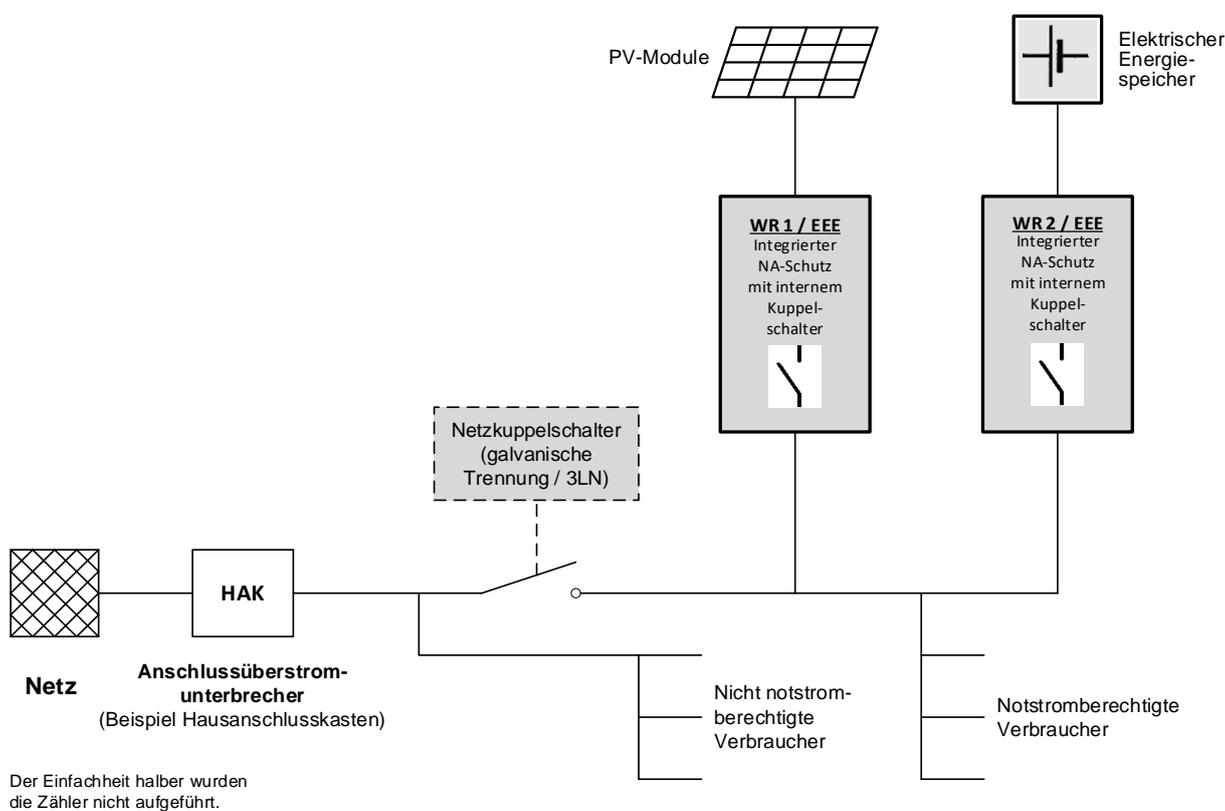


Abbildung 19: Notstrombetriebsfähige PV-Anlage mit elektrischem Energiespeicher

- (3) Die notstrombetriebsfähigen Wechselrichter verfügen über zwei Betriebsmodi: Netzparallelbetrieb und Notstrombetrieb. Im Betriebsmodus «Notstrombetrieb», während der galvanischen Trennung vom Netz des VNB, dürfen netzbildende Eigenschaften des Wechselrichters aktiv sein und beispielsweise die Inselnetzerkennung deaktiviert werden.

A.2.4 EEE mit externem NA-Schutz (Synchron- oder Asynchronmaschine)

- (1) Das folgende Beispiel zeigt eine EEE ohne integrierten NA-Schutz (bspw. Synchron- oder Asynchrongenerator) ohne Notstrombetrieb. Folgende Merkmale gelten:
- Die Anlage entspricht dem Typ 1 (synchron) oder Typ 2 (asynchron).
 - Es ist eine externe NA-Schutzeinrichtung mit externem Kuppelschalter vorzugsweise im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes notwendig.
 - Die Schutzeinstellungen des NA-Schutzrelais sind gemäss der Ländereinstellung Schweiz (vgl. Anhang E) einzustellen:
 - Für EEA Typ A ≤ 250 kW (vgl. Kapitel E.1)
 - Für EEA Typ B > 250 kW (vgl. Kapitel E.2)
 - Abweichende oder weitere Einstellungen wie beispielsweise der $\cos \varphi$ sind gemäss Vorgabe des VNB einzustellen.

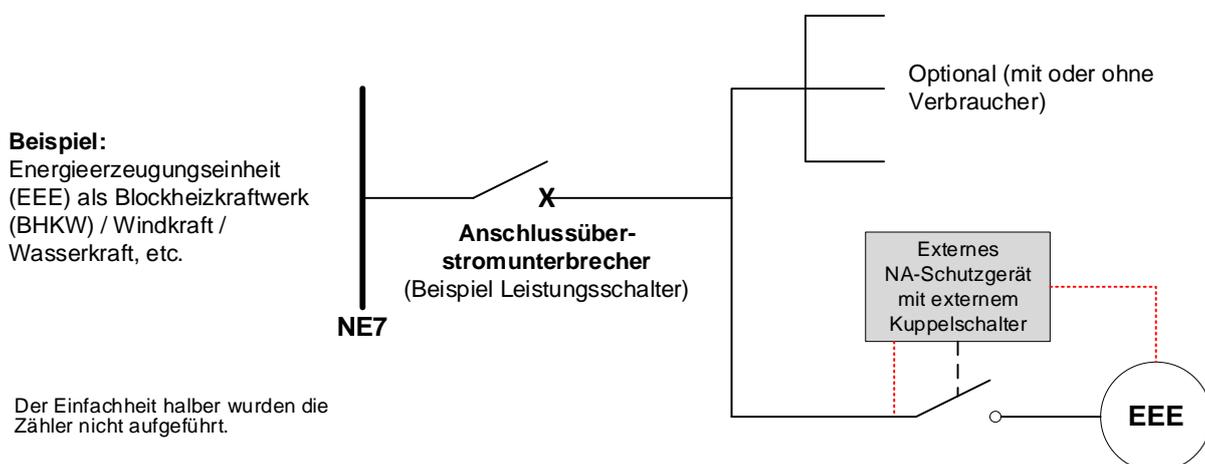
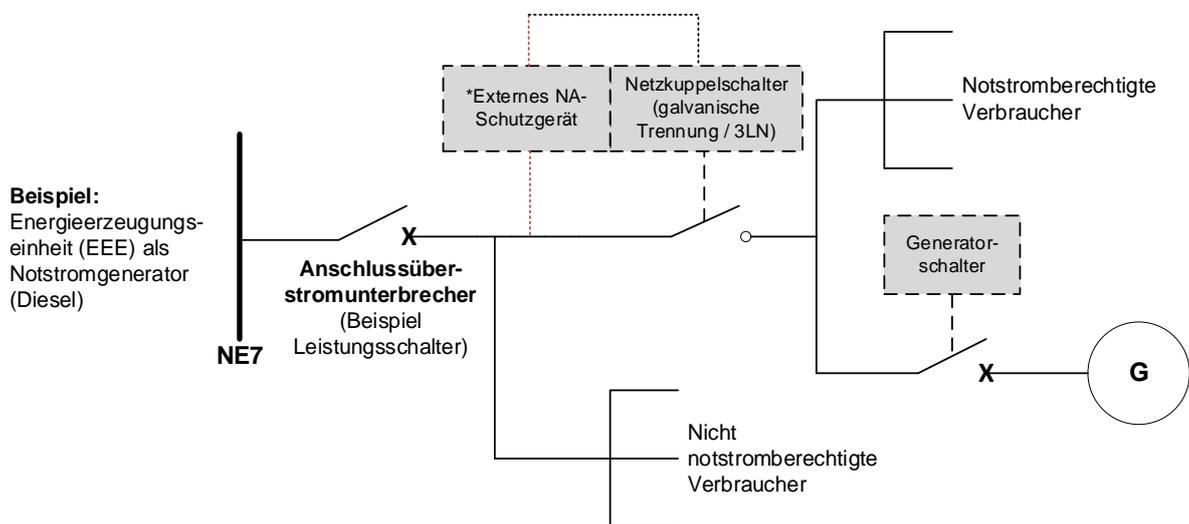


Abbildung 20: Energieerzeugungseinheit (EEE) mit beispielsweise einem Blockheizkraftwerk, einer Windkraftanlage oder einem Wasserkraftwerk mit externem NA-Schutz

A.2.5 Netzersatzanlage mit externem NA-Schutz mit Netzparallelbetrieb

- (1) Das folgende Beispiel zeigt eine EEE mit externem NA-Schutz (bspw. Dieselgenerator zur Erbringung von Systemdienstleistungen und für Notstrombetrieb einer Kundenanlage). Folgende Merkmale gelten:
- Die Anlage entspricht dem Typ 1 (synchron) oder Typ 2 (asynchron).
 - Es ist eine externe NA-Schutzeinrichtung mit externem Kuppelschalter vorzugsweise im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes notwendig.
 - Die Schutzeinstellungen des NA-Schutzrelais sind gemäss Tabelle 6 einzustellen.



Beispiel:
Energieerzeugungseinheit (EEE) als Notstromgenerator (Diesel)

Der Einfachheit halber wurden die Zähler nicht aufgeführt.

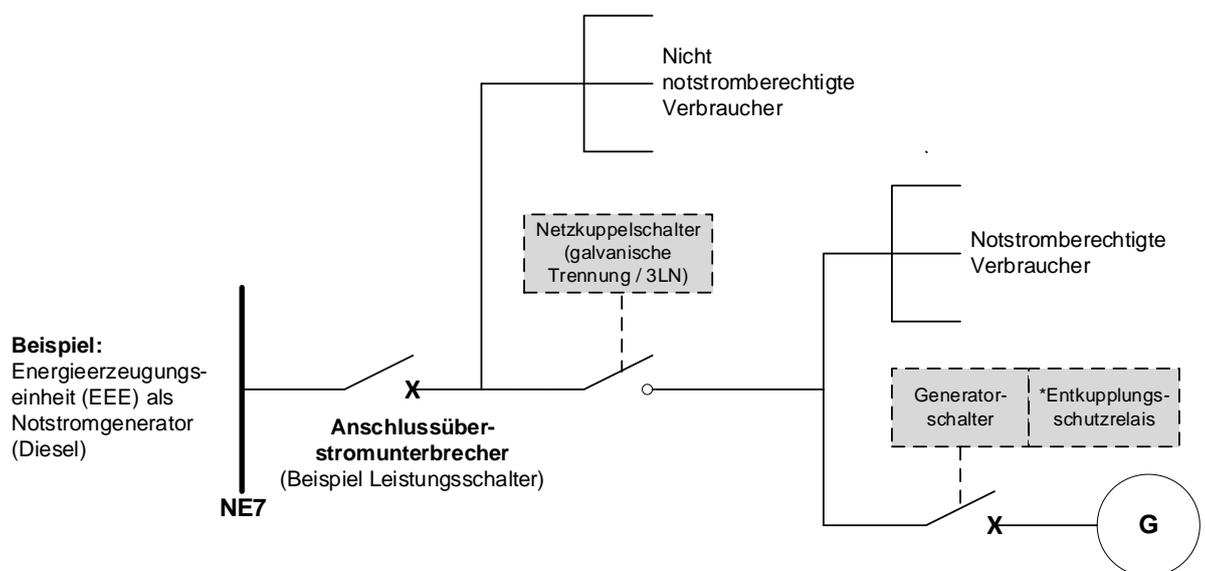
***Schutzeinstellungen NA-Schutzgerät:**
Langzeitiger Netzparallelbetrieb (z.B. Systemdienstleistungen oder Winterstromreserve) gemäss **Tabelle 6**

Abbildung 21: Netzersatzanlage mit langzeitigem Netzparallelbetrieb



A.2.6 Netzersatzanlage für Notstrombetrieb (nur Netzparallelbetrieb für Testzwecke)

- (1) Das folgende Beispiel zeigt eine EEE für Notstrombetrieb gemäss Kapitel 6.1.2.
- (2) Die Dauer für den Netzparallelbetrieb umfasst nur die Umschaltzeit nach erfolgreicher Synchronisierung der Notstromanlage mit dem Verteilnetz des VNB. Ausgenommen hiervon ist der Probebetrieb (Parallelbetrieb mit öffentlichem Stromversorgungsnetz) für Testzwecke gemäss den Angaben des Herstellers der Notstromanlage.
- (3) 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. Folgende Merkmale gelten:
 - Die Anlage entspricht dem Typ 1 (synchron) oder Typ 2 (asynchron)
 - Es ist eine Entkopplungsschutzeinrichtung notwendig welche auf den Generatorschalter wirkt. Die Schutzeinstellungen sind gemäss Tabelle 5 vorzunehmen.



Der Einfachheit halber wurden die Zähler nicht aufgeführt.

***Schutzeinstellungen Generator:**
Kurzzeitiger Netzparallelbetrieb (Synchronisation und Testbetrieb) gemäss **Tabelle 5**

Abbildung 22: Netzersatzanlage ohne Netzparallelbetrieb (nur kurzzeitig für Synchronisierung und periodischer Testbetrieb gemäss Herstellerempfehlung)

A.2.7 PV-Anlage mit zentralem NA-Schutz zur Spannungsüberwachung am (Haus-)Anschlusspunkt

- (1) Dieses Beispiel weist auf den Spannungsanstieg zwischen Einspeisepunkt der EEE und dem Anschlussüberstromunterbrecher hin. Diese Problematik kann bei längeren Anschlussleitungen oder Leitungen mit geringem Querschnitt auftreten und ist bei der Planung zu berücksichtigen.
- (2) 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. In diesem Fall ist der Einsatz eines externen NA-Schutzes im Bereich des HAK erforderlich, sofern keine anderen Massnahmen Abhilfe verschaffen.
- (3) Die Schutzeinstellungen des externen NA-Schutzrelais sind gemäss der Ländereinstellung Schweiz (vgl. Anhang E) einzustellen:
 - Für EEA Typ A ≤ 250 kW (vgl. Kapitel E.1)
 - Für EEA Typ B > 250 kW (vgl. Kapitel E.2)

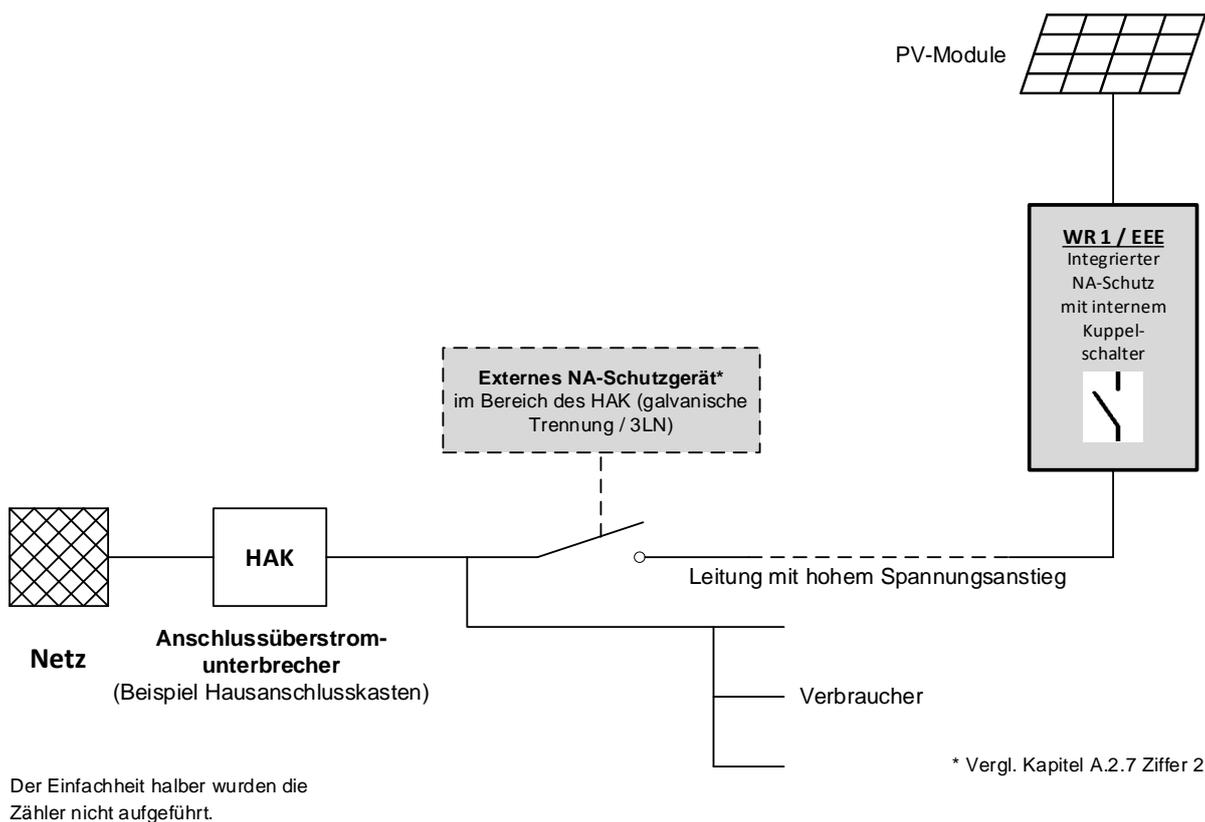


Abbildung 23: PV-Anlage mit zentralem NA-Schutz im Bereich des (Haus-)Anschlusspunktes

A.2.8 Ausführungsbeschreibung externer NA-Schutz mit externem Kuppelschalter

- (1) In diesem Beispiel wird gezeigt, wie ein externer NA-Schutz auszuführen ist.
- (2) Der externe NA-Schutz kommt in folgenden Fällen zur Anwendung (Aufzählung nicht abschließend):
 - EEE oder EEA ohne normkonformen integrierten NA-Schutz
 - EEA Typ 1 (Synchronmaschine)
 - EEA Typ 2 (Asynchronmaschine)
 - Leitungen mit hohem Spannungsanstieg zwischen Einspeisepunkt der EEE und dem Anschlussüberstromunterbrecher (vgl. Beispiel A.2.7).
- (3) 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 oder Synchronmaschine) realisiert werden kann. Dabei ist die Rückmeldung vom zentralen Kuppelschalter zusätzlich im externen NA-Schutz einzulesen. In nachstehender Abbildung 24 sind die Anforderungen an den externen NA-Schutz schematisch zusammengefasst.

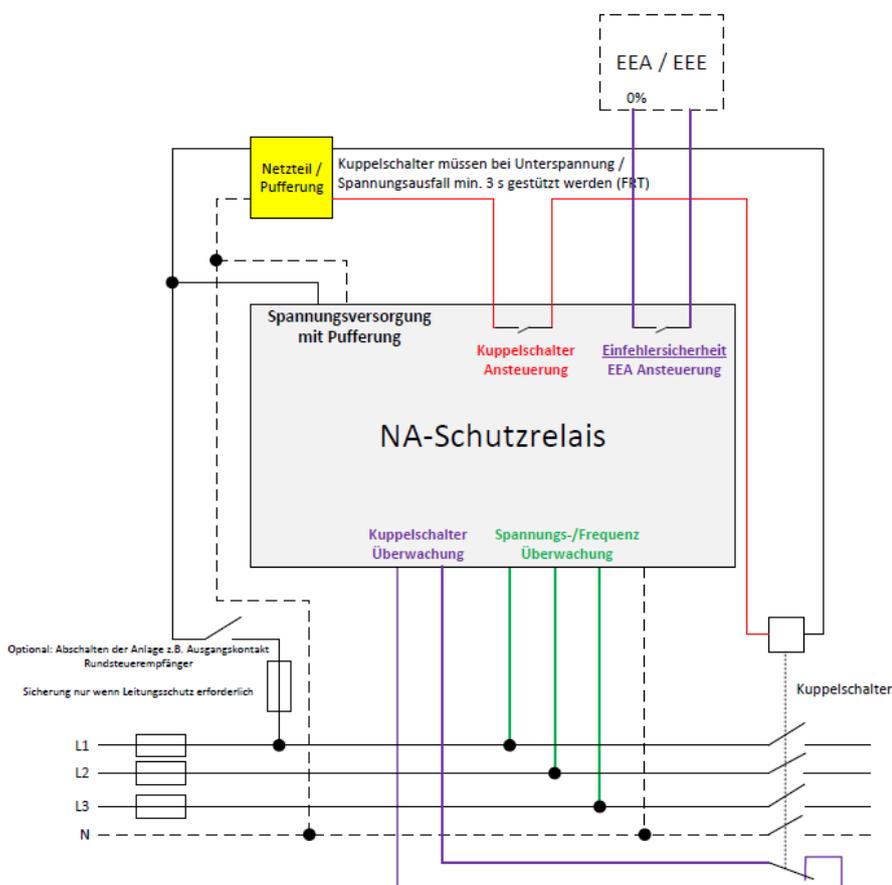


Abbildung 24: Externes NA-Schutzrelais mit Pufferung für FRT sowie Einfehlersicherheit



A.3 Beispiele Fernsteuerung oder Anbindung an Leitstelle VNB

A.3.1 Fernsteuerung von EEA ≤ 30 kVA

- (1) Die folgende Abbildung 25 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.

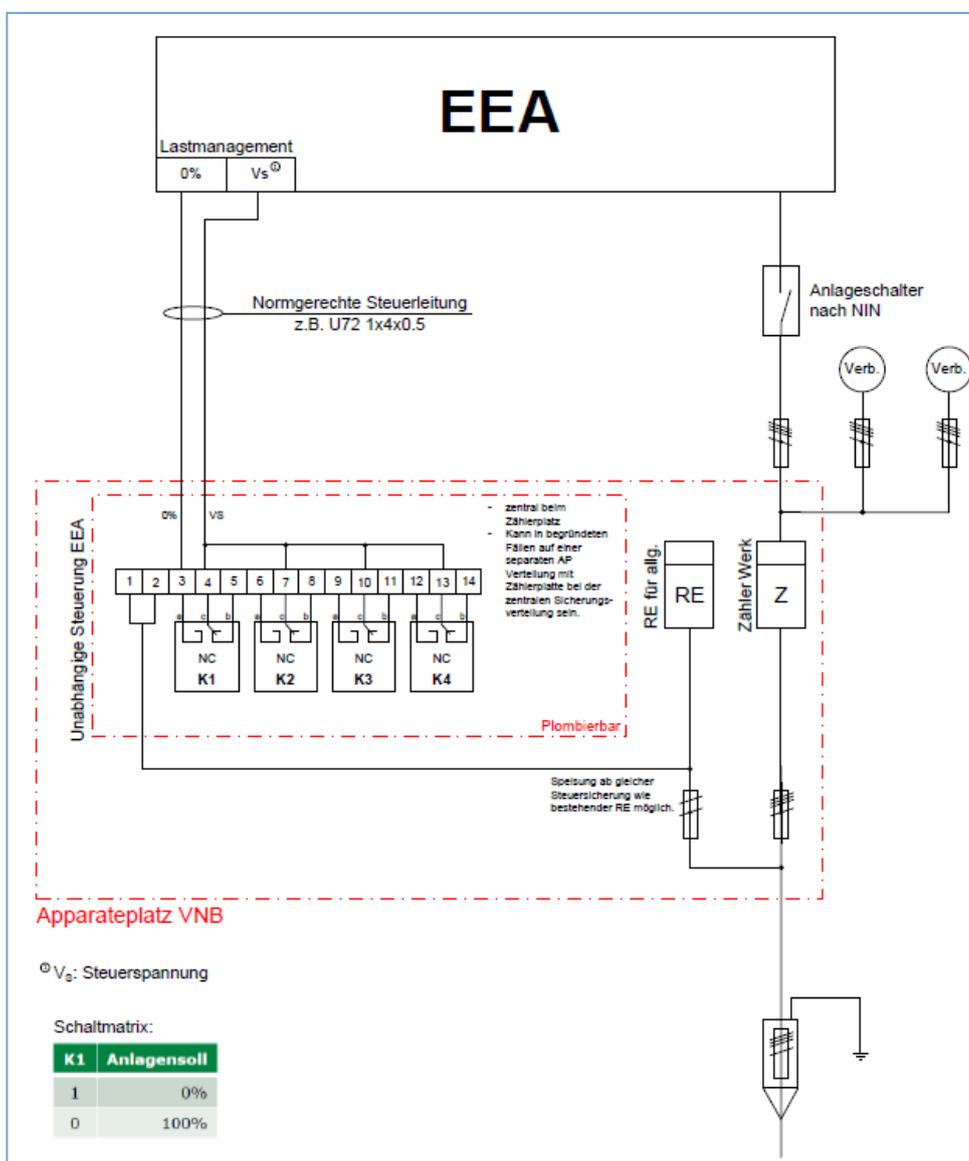


Abbildung 25: Beispiel Ansteuerung EEA ≤ 30 kVA über Lastmanagementmodul (LMM)



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.

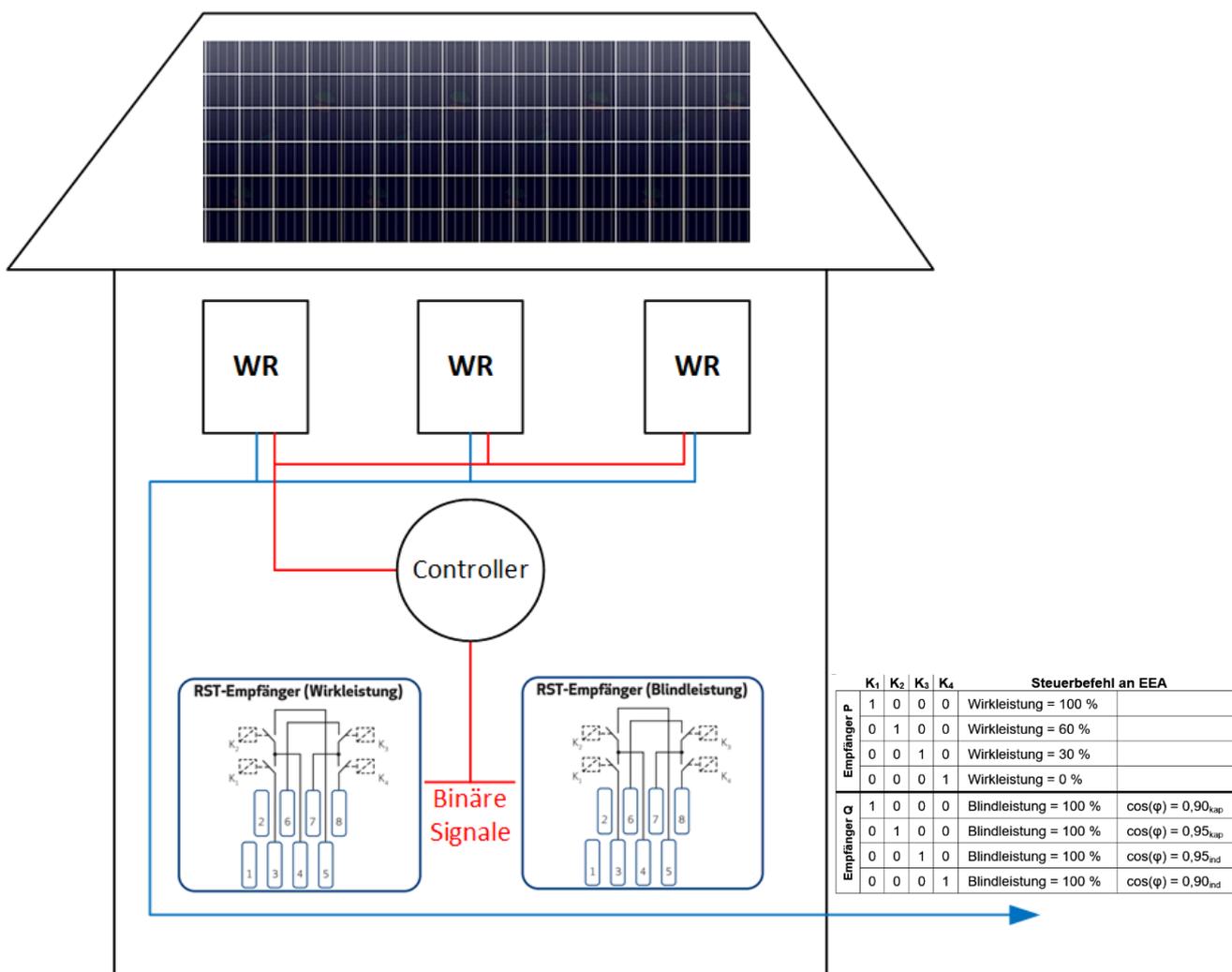


Abbildung 26: Beispiel Ansteuerung EEA 100 - 250 kVA über TRA-Empfänger



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 7 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 Millisekunden nach dem Fehler	Effektivwert des Stromes nach 150 Millisekunden und bei Fehlerende	
Synchrongeneratoren	8x	5x	20x
Asynchrongeneratoren	6x	5x	12x
doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren	3x	1x	8x
Vollumrichter	1x	1x	2x

Tabelle 7: 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 8: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem)

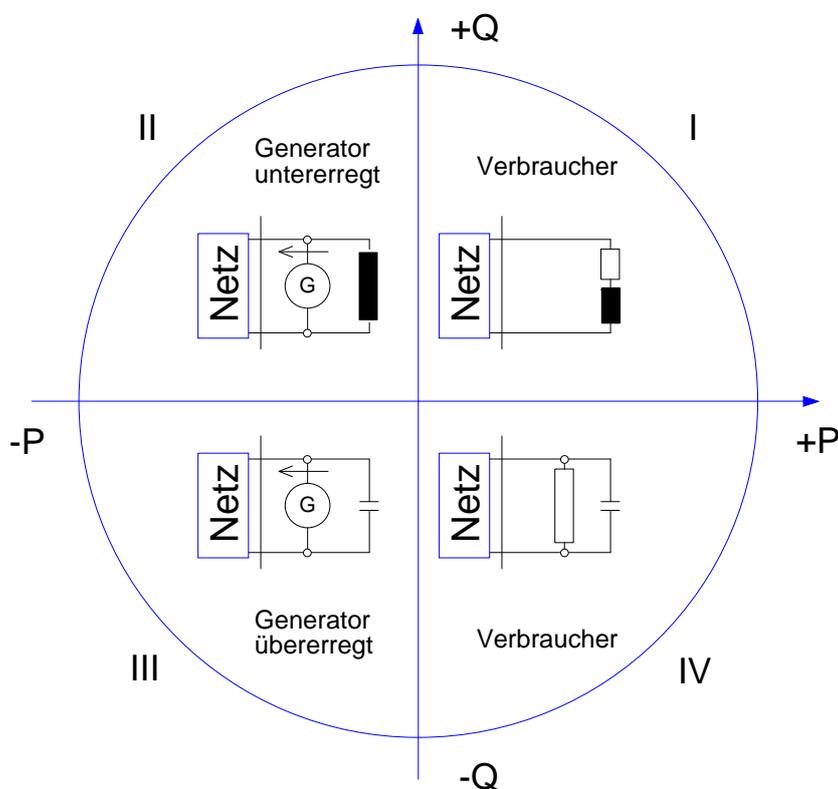


Abbildung 27: Darstellung im Verbraucherzählpfeilsystem

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 9: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Erzeugerzählpeilsystem)

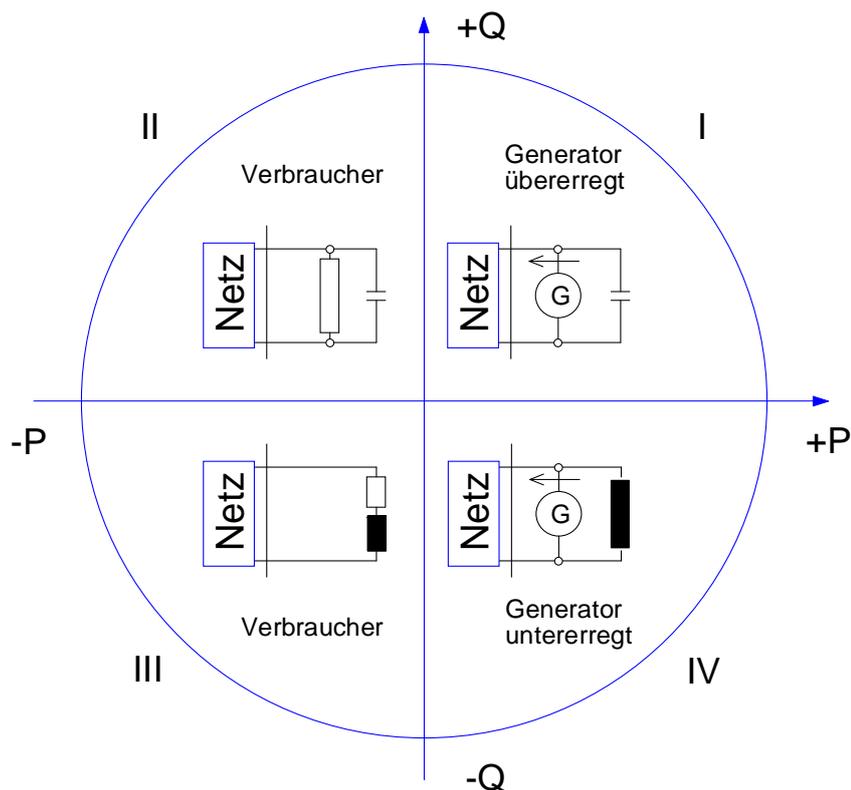


Abbildung 28: Darstellung im Erzeugerzählpeilsystem



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 Netzurückwirkungen³, 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.

³ 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 dieser Branchenempfehlung.
- (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 Netzurückwirkungen zu beurteilen sind. Ob eine Messung der Netzurückwirkungen sinnvoll ist, kann nach folgenden Kriterien entschieden werden:
 - Spannungsanhebung⁴ 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 Netzurückwirkungen erfolgt am Verknüpfungspunkt. Berechnung und Messung erfolgen am (Haus-)Anschlusspunkt (vgl. Abbildung 29). 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 und für die Beurteilung der Netzurückwirkungen nach D-A-CH-CZ.

⁴ D-A-CH-CZ Teil B Abschnitt I: Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungs- und oder Speicheranlagen verursachten langsamen Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt einen Wert von 3% gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.



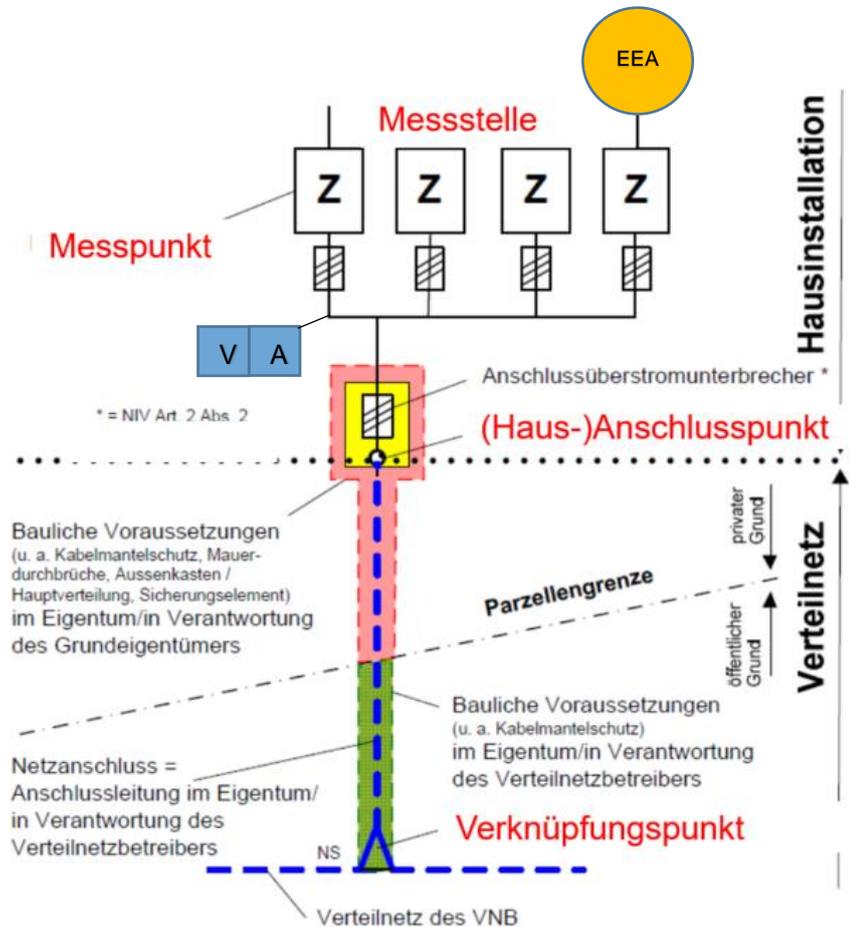


Abbildung 29: Vorschlag Messanordnung

C.3.3 Anforderungen an die Messgeräte

- (1) Mindestanforderung ist ein Netzanalyser, der die Norm SNEN 61000-4-30⁵ 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.

⁵ 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 $\Delta U_{\text{Anhebung}}$
 - 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 Kurzzeitmessungen⁶ 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 sind 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. stör anfällige Situationen frühzeitig zu erkennen. Der Betriebszustand ist entsprechend der Jahreszeit und dem Wetter zu berücksichtigen.

⁶WV-CH 1.7, Netzurückwirkungen: Bei Anlagen, die unzulässige Netzurückwirkungen oder Störungen an Betriebsmitteln des VNB verursachen können, kann der VNB spezielle Messungen verlangen. Der Netzanschlussnehmer 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 Millisekunden; bis 1 Sekunde 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 (mindestens 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 Netzzrückwirkungen zu erkennen.



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 $\Delta U_{\text{Anhebung}}$

- (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. $\Delta U_{\text{Anhebung}}$ entspricht der Spannungsanhebung bei Volleistung der EEA ($S_{100\%}$) durch die folgende Hochrechnung:

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

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

- (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 Grenzwerte⁷).

C.4.2.2 Spannungspegel der Steuersignale

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

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

- (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%⁸ variieren; für PLC gibt es keine Erfahrungswerte).

⁷ D-A-CH-CZ, Teil B Abschnitt I Kapitel 1.1.1 langsame Spannungsänderungen

⁸ 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 angeschlossenen 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 01.07.2024)
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 1.07.2024)
Niederspannungserzeugnisverordnung, SR 734.26 (NEV vom 25.11.2015, Stand 01.01.2023)
Niederspannungsinstallationsverordnung, SR 734.27 (NIV vom 07.11.2001, Stand 01.07.2024)
Stromversorgungsverordnung, SR 734.71 (StromVV vom 14.03.2008, Stand 1.07.2024)
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 220.0621 d, Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen (EEA)

Tabelle 10: Verweise Bundesgesetze



D.2 Branchendokumente VSE

<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Marktmodell für die elektrische Energie - Schweiz. Grundsatzdokument zur Regelung der zentralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz, Ausgabe 2024. http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz. Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungsentschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz, Ausgabe 2024 http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Distribution Code Schweiz. Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes, Ausgabe 2020 http://www.strom.ch</p>
<p>Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Transmission Code (CH), Ausgabe 2020 http://www.swissgrid.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Metering Code Schweiz, technische Bestimmungen zu Messung und Messdatenbereitstellung, Ausgabe 2022 http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Netzanschluss für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz, Grundlagen zur Festlegung der Bedingungen und zur Berechnung der Anschlussbeiträge für den physi- schen Netzanschluss an das Verteilnetz, Ausgabe 2024 http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Werkvorschriften CH, technische Anschlussbedingungen (TAB) für den An- schluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und Speicheranlagen an das Niederspannungsvertei- lnetz, Ausgabe 2021 http://www.strom.ch</p>
<p>D-A-CH-CZ III. Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen. Ausgabe 2021 für Nie- derspannung; Ausgabe 2022 für die Mittelspannung; Ausgabe 2023 für die Hochspannung. http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Branchenempfehlung Regelung der Einspeisung von EEA, Ausgabe 2025 http://www.strom.ch</p>
<p>VSE/AES, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Handbuch Betrieb der automatischen Wiedereinschaltung in Verteilnetzen (NE3 und NE5), Aus- gabe 2020 http://www.strom.ch</p>

Tabelle 11: Verweise Branchendokumente VSE



D.3 Normative Verweise

<p>SN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Ausgabe 2022</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SN EN 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>SN EN 50549-1:2019 plus SN EN 50549-1 :2019/A1 :2023</p> <p>Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B, Ausgabe 2019 plus Amendment A1 vom September 2023</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>
<p>SN EN 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>SN EN 61000-4-30:2015 und corr (Jan. 2017) plus Amendment A1 vom März 2021</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>
<p>SN EN 62116:2011</p> <p>Prüfverfahren für Massnahmen zur Verhinderung der Inselbildung für Versorgungsunternehmen in Wechselwirkung mit Photovoltaik- Wechselrichtern</p> <p>https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/</p>

Tabelle 12: 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	Netzzrückwirkungen (Technische Richtlinien zur Beurteilung der Netzzrückwirkungen D-A-CH-CZ) Metering Code Schweiz (MC-CH)
3.1 Einteilung der EEA	SN EN 50549-1 für Niederspannung RfG (Requirements of Generators)
4.1 Allgemein - vorübergehende Abschaltung der EEA im Störfall durch den VNB	StromVV, Art. 5
4.2 Spannungsbereich - zulässiger Spannungsbereich der EEA - zulässiger Frequenzbereich der EEA	SN EN 50549-1, Ziff. 4.4.4 SN EN 50549-1, Ziff. 4.4.3 – Tabelle 1
4.3 Blindleistungsregelung - induktive / kapazitive Blindleistung abgeben - induktive / kapazitive Blindleistung aufnehmen - Standardwert für $\cos \phi = 1,0$	SN EN 50549-1, Ziffer 4.7.2.2
4.3.1 $\cos \phi (P)$ – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	SN EN 50549-1, Ziffer 4.7.2.3.4 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
4.3.2 $Q (U)$ – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	SN EN 50549-1, Ziffer 4.7.2.3.3 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
4.3.3 $P(U)$ – Kennlinie - Anforderungen - Kennlinie	SN EN 50549-1, Ziffer 4.7.3 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
4.7.1 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)	SN EN 50549-1, Ziffer 4.5.3.3 (UVRT – Typ 1) SN EN 50549-1, Ziffer 4.5.3.2 (UVRT – Typ 2) SN EN 50549-1, Ziffer 4.5.4 (OVRT – Typ 1/2)
4.8.2 Frequenzverhalten bei Überfrequenz - Anforderungen - Kennlinie	SN EN 50549-1, Ziffer 4.6.1 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
4.8.3 Frequenzverhalten bei Unterfrequenz - Anforderungen - Kennlinie	SN EN 50549-1, Ziffer 4.6.2 Für die Schweiz adaptiertes Beispiel
4.8.4 Robustheit bei schnellen Frequenzänderungen - Anforderungen	SN EN 50549-1, Ziffer 4.5.2 (ROCOF immunity)
4.8.6 Robustheit bei Phasensprüngen - Anforderungen	SN EN 50549-1, Ziffer 4.5.5

Tabelle 13: Normative Bezüge



Anhang E Ländereinstellungen Schweiz

E.1 Anlagen Typ A (VSE NA/EEA – CH 2025 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	$U_{ac\ min}$	V	196	85% von U_n
Maximale Spannung für die Zuschaltung	$U_{ac\ max}$	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 $U_{ac\ NP_{min}}$ zutreffen
Zeit für Check U/f bevor Wiederzuschaltung	t	s	60	Minimale Verzögerungszeit Wiederzuschaltung nach Fehler
Rampe beim Anfahren	Soft Start	-	ON	Standardwert: eingeschaltet
Gradient der Rampe	P_{ac} Steigerung	% P_n /Min	10	

Tabelle 14: Grid connection criterias Typ A

Grid protection criterias					
Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Zeit	Bemerkung zum Parameter
Überspannung	$U \gg$	V	276	$\leq 100\ ms^a)$	120% von U_n
Überspannung (Gleitender 10-Minuten Mittelwert)	$U >$	V	253	$\leq 100\ ms^a)$	110% von $U_n^{b), c)}$
Unterspannung	$U <$	V	184	$\leq 1500\ ms$	80% von $U_n^{d)}$
Unterspannung	$U \ll$	V	104	$\leq 300\ ms$	45% von $U_n^{d)}$
Unterfrequenz	$f <$	Hz	47,5	$\leq 100\ ms^a)$	
Überfrequenz	$f >$	Hz	51,5	$\leq 100\ ms^a)$	
Leistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz	$P(f)$	-	ON	-	Standardwert: eingeschaltet
Startschwelle für Leistungsreduktion	f_{start}	Hz	50,2	-	
Gradient Leistungsreduktion	$P(f)\ red$	% P_{nom} /Hz	40	-	
Inselnetzserkennung	Anti Islanding	s	5	-	Fehlerklärungszeit: innerhalb 5 Sekunden, Nachweis mit SNEN 62116:2014

Tabelle 15: Grid protection criterias Typ A



Grid Operation			
Parameter	Symbol	Wert (≤ 250 kVA)	Bemerkung zum Parameter
Blindleistungsregelung	Q(U)	Ja (aktiv)	Defaultwert gemäss Kennlinie Kapitel 4.3.2 Abbildung 5 oder gemäss Vorgabe des VNB
Wirkleistungsregelung	P(U)	Ja (aktiv)	Defaultwert gemäss Kennlinie Kapitel 4.4 Abbildung 6 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 16: Grid Operation Typ A



E.2 Anlagen Typ B (VSE NA/EEA – CH 2025 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	$U_{ac\ min}$	V	196	85% von U_n
Maximale Spannung für die Zuschaltung	$U_{ac\ max}$	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 $U_{ac\ NP_{min}}$ zutreffen
Zeit für Check U/f bevor Wiederzuschaltung	t	s	600	Minimale Verzögerungszeit Wiederzuschaltung nach Fehler
Rampe beim Anfahren	Soft Start	-	ON	Standardwert: eingeschaltet
Gradient der Rampe	P_{ac} Steigerung	% P_n /Min	10	

Tabelle 17: Grid connection criterias Typ B

Grid protection criterias					
Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Zeit	Bemerkung zum Parameter
Überspannung	$U >>$	V	276	$\leq 100\ ms^a$	120% von U_n
Überspannung (Gleitender 10-Minuten Mittelwert)	$U >$	V	253	$\leq 100\ ms^a$	110% von $U_n^{b), c)}$
Unterspannung	$U <$	V	184	$\leq 1500\ ms$	80% von $U_n^{d)}$
Unterspannung	$U <<$	V	104	$\leq 300\ ms$	45% von $U_n^{d)}$
Unterfrequenz	$f <$	Hz	47,5	$\leq 100\ ms^a$	
Überfrequenz	$f >$	Hz	51,5	$\leq 100\ ms^a$	
Leistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz	$P(f)$	-	ON	-	Standardwert: eingeschaltet
Startschwelle für Leistungsreduktion	f_{start}	Hz	50,2	-	
Gradient Leistungsreduktion	$P(f)\ red$	% P_{mom} /Hz	40	-	
Inselnetzerkennung	Anti Islanding	s	5	-	Fehlerklärungszeit: innerhalb 5 Sekunden, Nachweis mit SNEEN 62116:2014

Tabelle 18: Grid protection criterias Typ B



Grid Operation			
Parameter	Symbol	Wert (> 250 kVA)	Bemerkung zum Parameter
Blindleistungsregelung	Q(U)	Ja (aktiv)	Defaultwert gemäss Kennlinie Kapitel 4.3.2 Abbildung 5 oder gemäss Vorgabe des VNB
Wirkleistungsregelung	P(U)	Ja (aktiv)	Defaultwert gemäss Kennlinie Kapitel 4.4 Abbildung 6 oder gemäss Vorgabe des VNB
FRT-Verhalten	FRT	Ja (aktiv)	Dynamische Netzstützung <u>mit</u> Blindstromspeisung
k-Faktor	k-Faktor	2	Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe des VNB

Tabelle 19: 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 Millisekunden aus. Damit ergeben sich maximal 200 Millisekunden Gesamtabschaltzeit.
- b) Es ist sicherzustellen, dass am (Haus-)Anschlusspunkt die Spannung von $1,10 U_n$ 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 $1,15 U_n$) kann angewendet werden, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist und dies zu keinen unzulässig hohen Spannungen führt. 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 Sekunden empfohlen (ausserhalb des OVRT-Bereichs). Dabei sind die Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiedereinschaltung 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 Millisekunden. Die FRT-Anforderungen müssen in diesem Fall nicht eingehalten werden. Die Vorgaben für die Schutzeinstellungen trifft der VNB.

