

Technische Bedingungen

**Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Parallelbetrieb mit
dem Stromversorgungsnetz der Elektrizitätsversorgung
Benken SG**

Gültig ab:	1. Mai 2025
Version:	2025.1

Inhaltsverzeichnis

1	Technische Bedingungen	3
1.1	Steuerung, Regelung und Messung ¹	3
1.2	Schutz	3
1.2.1	Prüfung der Schutz- und Schalteinrichtungen	3
1.2.2	Anlageschalter	4
1.2.3	Entkupplungsschutz / NA-Schutz	4
1.2.4	Schutzeinrichtung für EEA > 1 MVA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz	4
1.3	Verhalten der EEA im Verteilnetz	5
1.3.1	Normalbetrieb	5
1.3.2	Verhalten bei Störungen im Verteilnetz	5
1.3.2.1	EEA ≤ 1 MVA Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinie	6
1.3.2.2	EEA > 1 MVA Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinie	7
1.3.2.3	Wiederzuschaltung einer Erzeugungsanlage nach einer Störung	7
1.3.2.4	Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)	8
1.3.2.5	Spannungsstützung bei Netzfehler durch Blindstromeinspeisung	8
1.3.2.6	Frequenzverhalten	8
1.4	Netzurückwirkungen / störende Beeinflussungen	9
1.4.1	Kommunikationssysteme	10
1.4.2	Blindleistungskompensationen	10
2	Meldewesen	10
2.1	Bedingungen zur Inbetriebnahme, Sicherheitsnachweis	10
2.2	Abnahmeprüfung / Abnahmemessung	10
2.3	Änderung der Anlage / Nachkontrollen	10
2.4	Stilllegung durch den VNB	11
2.5	Haftung	11
3	Schlussbestimmungen	11
4.	Anhang	12
4.1	Schema NA-Schutz für EEA > 30 kVA	12

1 Technische Bedingungen

Grundsätzlich gelten die technischen Spezifikationen aus der VSE Branchenempfehlung <https://www.strom.ch/infoblatt-naeea-ne7> (NA/EEA-NE7 -CH 2020). Im Folgenden werden die technischen Angaben aus den Kapitel 6 und 7 präzisiert.

Diese Technischen Bedingungen gelten für alle Arten von Energieerzeugungsanlagen (EEA) wie z. Bsp. Wasserkraftanlagen, Windenergieanlagen, PV-Anlagen sowie thermische und chemische Erzeugungsanlagen (inkl. Batteriespeicher).

1.1 Steuerung, Regelung und Messung¹

EEA dürfen unter folgenden Bedingungen ans Verteilnetz parallelgeschaltet werden

- Es darf kein Auslösekriterium des Schutzes anstehen
- Netzspannung und Frequenz müssen auf allen drei Phasen innerhalb der vorgegebenen Toleranzen sein
- Zuschaltung mit Zeitverzögerung > 2 min
- Regelbare EEA sollen mit einem Gradienten von 10% der Wirkleistung $P_{\max}$ pro Minute steigen
- Nicht regelbare EEA müssen nach dem Zufallsprinzip nach ca. 2...10 min wieder zuschalten

Die EEA muss folgende Schnittstellen aufweisen oder zur Verfügung stellen

- Analog oder 4 digitale Eingänge zur Blindleistungsregelung (z.B. $\cos\phi$) für EEA >100 kVA
- Binäreingang zur Abschaltung der EEA für EEA ≤ 30 kVA (Einspeiseleistung = 0 kVA)
- Binäreingänge zur Steuerung der Wirkleistung nach Sollwert für EEA > 30 kVA
Ein Binäreingang für 60% der Nennleistung
Ein Binäreingang für 30% der Nennleistung
Ein Binäreingang für 0% der Nennleistung

Zusätzliche Rückmeldungen, Messwerte für EEA > 200 kVA

- Es sind geeignete Schnittstellen (z. Bsp. Datenlogger Solar Log) für die Messwerte I, U, P, Q vorzubereiten. Die Online-Messwerte können bei Bedarf zum Verteilnetzbetreiber (VNB) übertragen werden.
- Potentialfreie Kontakte für die Rückmeldung von Schalterstellung Anschlussfeld und Schutzauflösung.

1.2 Schutz

Die Schutzeinrichtungen müssen Fehler (z.B. Kurzschlüsse und Erdschlüsse) auf der Seite der EEA erkennen und abschalten. Zusätzlich müssen Fehler im nahen Verteilnetz (gleiche Spannungsebene) erkannt werden, damit sich die EEA nach einer festgelegten Zeit vom Verteilnetz trennt. Die Betreiber von EEA sind für die Sicherstellung des Eigenschutzes selbst verantwortlich.

1.2.1 Prüfung der Schutz- und Schalteinrichtungen

Der EEA-Betreiber hat selbst Vorsorge dafür zu treffen, dass Schalthandlungen, Spannungsschwankungen, automatische Wiedereinschaltungen oder andere Vorgänge im Netz des VNBs nicht zu Schäden an seinen Anlagen führen und dass in diesem Fall seine EEA keinen Schaden an Anlagen von Dritten provoziert.

Alle Schutz- und Schalteinrichtungen sind gemäss Starkstromverordnung alle 5 Jahre zu prüfen bzw. prüfen zu lassen.

¹ Der Verteilnetzbetreiber (VNB) benötigt die Steuermöglichkeiten und die Messwerte, um die Netzstabilität und den sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Die Schnittstellen müssen im Bereich der Energiemessung angeordnet werden. Die Schnittstellen und Verbindungen zwischen Schnittstelle und EEA sind auf Verlangen des VNB durch den Anlagenbetreiber auf eigene Kosten zu erstellen.

1.2.2 Anlageschalter

Der Anlageschalter ist gemäss den gültigen Normen auszuführen.

Treten im Verteilnetz Störungen auf, die Arbeiten im Verteilnetz oder eine Änderung des Netzschaltzustandes bzw. eine mögliche Impedanzveränderung nach sich ziehen, oder werden Arbeiten im Notstromgruppenbetrieb ausgeführt, muss die EEA ausgeschaltet und gegen ein unkontrolliertes Wiederschalten gesichert werden können.

1.2.3 Entkupplungs-/ NA-Schutz

Alle EEA müssen pro Messkreis an einem zentralen Ort vom Netz getrennt werden können.

Für Anlageleistungen > 30 kVA ist die Übergangsregelung in Bezug auf den externen NA-Schutz vom VSE anzuwenden:

Verfügen die Wechselrichter über einen normkonformen internen NA-Schutz mit integriertem-Kuppelschalter, kann auf die Verwendung eines zusätzlichen externen NA-Schutzes bei netzfolgenden Wechselrichtern verzichtet werden. Unter netzfolgenden Wechselrichtern versteht man Anlagen, die sich bei dauerhaftem Spannungsverlust (Netzausfall) galvanisch vom Netz trennen und nicht notstrombetriebsfähig sind.

Der interne NA-Schutz muss immer aktiv sein und die Einstellungen müssen den Schweizer Ländereinstellungen gemäss der Branchenempfehlung «NA/EEA-NE7 – CH 2020» des VSE entsprechen.

Verfügt der Wechselrichter über keinen internen NA-Schutz, so ist dieser gemäss Schema im Anhang 4.1 zu erstellen.

1.2.4 Schutzeinrichtung für EEA > 1 MVA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz

Die Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen sind mit dem VNB abzusprechen.

1.3 Verhalten der EEA im Verteilnetz

1.3.1 Normalbetrieb

Erzeugungsanlagen, die mittels Synchronisierungseinrichtungen und automatischer Spannungsregelung ans Verteilnetz geschaltet werden, dürfen keine unzulässigen Spannungsänderungen verursachen. Hierzu müssen entsprechende Optimierungen bei Spannungsregler- und Synchronisierungseinrichtungen vorgenommen bzw. Strombegrenzungsmaßnahmen vorgesehen werden. Nicht selbsterregte Asynchrongeneratoren dürfen nur im Bereich von 95% bis 105% ihrer Synchrondrehzahl zugeschaltet werden. Inselbetriebsfähige, selbsterregte Asynchronmaschinen, die nicht spannungslos zugeschaltet werden können, müssen die Zuschaltbedingungen für Synchronmaschinen einhalten.

Blindleistungsregelung (statische Netzstützung)

Ohne besondere Vorgaben des VNB ist ein $\cos\phi = 1$ einzustellen.

EEA müssen unter normalen Betriebsbedingungen in der Lage sein, Blindleistung in den nachfolgend aufgeführten Leistungsfaktorbereichen abzugeben resp. aufzunehmen.

Wenn notwendig bestimmt der VNB dabei eine der folgenden Steuerungsarten:

- Fester Verschiebungsfaktor $\cos\phi$
- Verschiebungsfaktor $\cos\phi(P)$
- Konstante Blindleistung Q
- Blindleistungsabgabe/-aufnahme in Abhängigkeit der Spannung $Q(U)$

Wird eine Kennlinie $\cos\phi(P)$ vorgegeben, so muss sich jeder aus der Kennlinie ergebende Sollwert innerhalb von 10 Sekunden automatisch einstellen.

800 VA < $\Sigma S_{E_{max}} \leq 30$ kVA: $\cos\phi = 0.95_{\text{untererregt}}$ bis $\cos\phi = 0.95_{\text{übererregt}}$

30 kVA < $\Sigma S_{E_{max}} \leq 100$ kVA: $\cos\phi = 0.9_{\text{untererregt}}$ bis $\cos\phi = 0.9_{\text{übererregt}}$

$\Sigma S_{E_{max}} > 100$ kVA: $\cos\phi = 0.9_{\text{untererregt}}$ bis $\cos\phi = 0.9_{\text{übererregt}}$

1.3.2 Verhalten bei Störungen im Verteilnetz

Betreibt der VNB ein gelöscht Mittelspannungs-Verteilnetz wird bei einem Erdschluss die Versorgungsspannung in der Regel nicht automatisch ausgeschaltet. EEA müssen nicht vom Verteilnetz getrennt werden.

Bei einem Kurzschluss im Verteilnetz wird, je nach Netzkonstellation, nach ca. 100 ms eine KU/LU eingeleitet. Die KU-Ausschaltzeit beträgt ca. 300 ms. Während der KU-Ausschaltzeit muss sichergestellt werden, dass die EEA vom Verteilnetz getrennt wird.

1.3.2.1 EEA ≤ 1 MVA Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinie

EEA ≤ 800 VA sind bei Spannungsunterbrüchen unverzüglich vom Netz zu trennen (Auslösezeit 200ms).

Hinsichtlich Spannungseinbrüchen im Verteilnetz müssen EEA > 800 VA das Verhalten gemäss der nachfolgenden Abbildung aufweisen. Die nachfolgenden Prozentangaben zur Spannung beziehen sich auf die Leiter-Erde-Spannung (Niederspannungsnetz) oder verkettete Spannung (Mittelspannungsnetz).

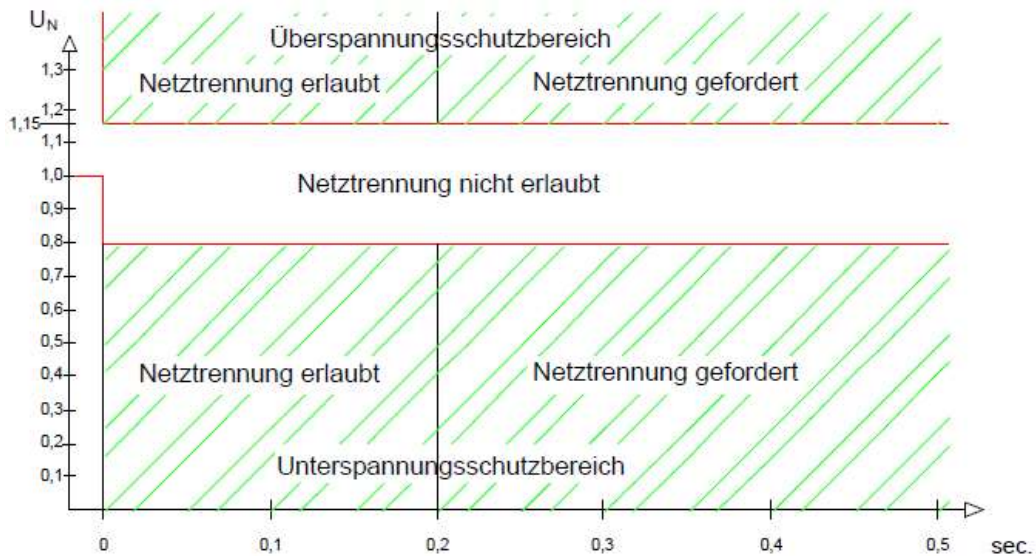


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA ≤ 1 MVA in Niederspannung oder Mittelspannung

Einstellwerte für Schutzfunktionen

Funktion		Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz	U> (10min-Mittelwert)*	1.1 Un	< 200 ms
Überspannungsschutz	U>>	1.15 Un**	< 200 ms
Unterspannungsschutz	U<	0.80 Un	< 200 ms
Überfrequenzschutz	f>	51.5 Hz (U > 70% Un)	< 200 ms
Unterfrequenzschutz	f<	47.5 Hz (U > 70% Un)	< 200 ms
Inselnetzerkennung		Abschaltung innerhalb 5 s nach Netztrennung	
Un = Nennspannung (230 V) oder = Uc vereinbarte Versorgungsspannung im Mittelspannungsnetz * kann auf dem Stromrichter realisiert werden. ** wenn kein 10-min-Mittelwert (U>) vorhanden, ist U>> 1.1 Un Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysteresis) der Relais bzgl. Überfunktion/Wiederzuschaltung beachten			

1.3.2.2 EEA > 1 MVA Spannungs-Zeit-Verhalten u(t)-Kennlinie

Hinsichtlich Spannungseinbrüchen müssen EEA das Verhalten gemäss der nachfolgenden Abbildung aufweisen. Die nachfolgenden Prozentangaben zur Spannung beziehen sich auf die verkettete Spannung.

In Absprache mit dem VNB können für Asynchrongeneratoren, abhängig vom Netzkonzept, separate Kennlinien und Schutzeinstellungen gemäss der VSE Branchenempfehlung NA EEA vorgegeben werden.

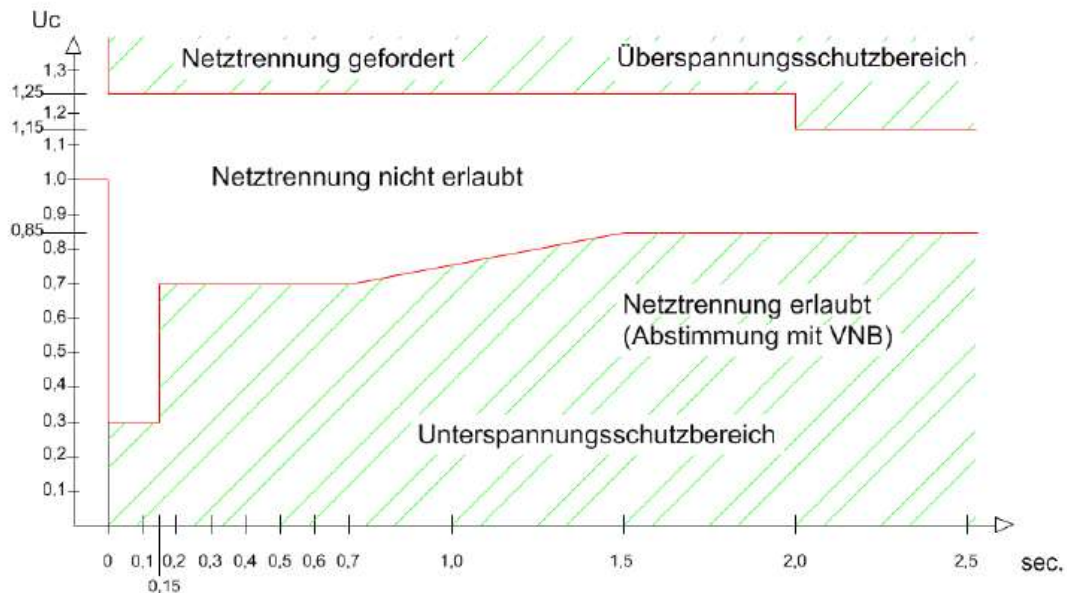


Abbildung: Auslöse-Kennlinie für EEA > 1 MVA in Mittelspannung

Einstellwerte für Schutzfunktionen

Funktion		Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz	$U > (10\text{min-Mittelwert})^*$	1.1 U_c	Momentan
Überspannungsschutz	$U >$	1.15 U_c	2 s
Überspannungsschutz	$U >>$	1.25 U_c	100 ms
Unterspannungsschutz	$U <$	0.85 U_c	1.5 s
Unterspannungsschutz	$U <<$	0.3 - 0.7 U_c	150 ms
Überfrequenzschutz	$f >$	51.5 Hz ($U > 70\%U_c$)	200 ms
Unterfrequenzschutz	$f <$	47.5 Hz ($U > 70\%U_c$)	200 ms
U_c = vereinbarte Versorgungsspannung Momentan = 50...150 ms (zur Vermeidung von Überfunktionen) *Sofern vorhanden Hinweis: Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion/Wiederzuschaltung beachten			

1.3.2.3 Wiederschaltung einer Erzeugungsanlage nach einer Störung

Im Verteilnetz kann es in Folge von Kurz- und Erdschlüssen zu manuellen oder automatischen Wiedereinschaltungen kommen.

Bei Ein- und Ausschaltungen von EEA entstehen Spannungsänderungen, welche die Grenzwerte gemäss den Technischen Regeln zur Beurteilung von Netrückwirkungen DACHCZ nicht überschreiten dürfen.

Eine Synchronisierung der EEA mit dem Verteilnetz muss zwischen 49.0 Hz und 51.0 Hz möglich sein. Dabei liegt die Spannung zwischen 90...110% U_n .

Bei Umrichtern (z.B. PV-Anlagen) erfolgt eine automatische Wiedereinschaltung einer Erzeugungseinheit, wenn die Spannung am Anschlusspunkt zwischen 90%...110% der Nennspannung ist (kleinster Wert der verketteten Spannungen) und die Frequenz zwischen 47,5 Hz und 50,05 Hz liegt.

Die Verzögerungszeit für die Wiedereinschaltung liegt zwischen 2 min und 30 min. Für unterschiedliche Schutzauslösungen können die Verzögerungszeiten verschieden sein.

1.3.2.4 Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

Bei Asynchrongeneratoren und permanent-erregten Generatoren von EEA > 1 MVA im Mittelspannungsnetz ist der Q-U-Schutz am Anschlusspunkt zwingend nötig.

Funktion	Schutzeinstellwerte		
Q-U-Schutz	$U < 0.85 U_c$	Ind. Blindleistungsaufnahme > 5 % der vereinbarten Nennleistung	Auslösezeit 0.5 s - 1.5 s (kleiner Schutzzeit des Netzes)

1.3.2.5 Spannungsstützung bei Netzfehler durch Blindstromeinspeisung

Zur dynamischen Netzstützung müssen EEA > 1 MVA im Mittelspannungsnetz einen Blindstrom in das Verteilnetz einspeisen, um die Spannung zu stützen.

Bei einem Spannungseinbruch von mehr als 10% des Effektivwertes der Generatorspannung ist eine Spannungsregelung zu aktivieren. Diese Spannungsregelung muss die Bereitstellung eines Blindstromes an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators mit einem Beitrag von mindestens 2% des Nennstromes je Prozent des Spannungseinbruches sicherstellen. Die Anlage muss in der Lage sein, innerhalb von 20ms den gewünschten Blindstrom ins Netz zu speisen. Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 100% des Nennstromes möglich sein. Nach Rückkehr der Spannung im Bereich des Totbandes muss die Spannungsregelung gemäss der vorgegebenen Charakteristik mindestens über 500ms aufrechterhalten werden.

1.3.2.6 Frequenzverhalten

Bei Frequenzen zwischen 47.5 Hz und 51.5 Hz ist eine automatische Trennung vom Verteilnetz auf Grund der Frequenzabweichung nicht zulässig (in Abhängigkeit von der Zeit).

Beim Unterschreiten von 47.5 Hz oder Überschreiten von 51.5 Hz muss eine automatische Trennung innerhalb 1s vom Verteilnetz erfolgen.

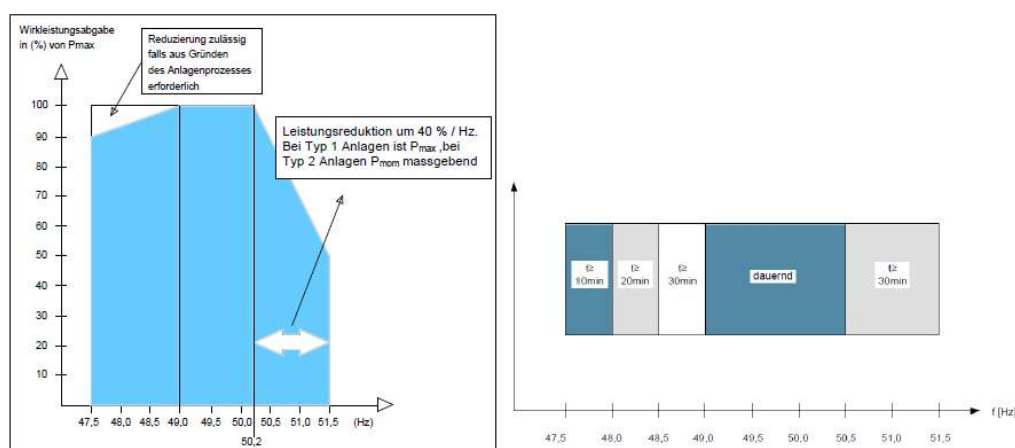


Abbildung: Übersicht von frequenzabhängigen Leistungsreduktionen

Frequenzverhalten bei Unter- oder Überfrequenz

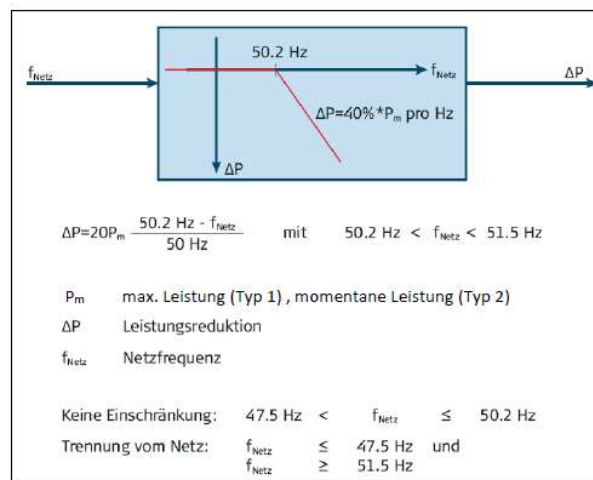
Bei netzbetriebsbedingter Reduktion der Frequenz ist eine Leistungsreduktion der Erzeugungsanlage zulässig.

Bei einer Netzfrequenz von 50.2 Hz und höher müssen EEA ihre Leistung gemäss folgender Abbildung reduzieren.

Synchrone Erzeugungsanlagen (Typ 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.

Asynchrone oder Stromrichter Erzeugungsanlagen (Typ 2) müssen im Frequenzbereich zwischen 50.2 Hz und 51.5 Hz die **momentan erzeugte Wirkleistung** P_m (bezogen auf aktuellen Wert zum Zeitpunkt) der Überschreitung der Netzfrequenz 50.2 Hz mit einem Gradienten von $40\% \cdot P_m$ pro Hertz reduzieren.

Abbildung: Leistungsreduktion bei Überfrequenz (TC-CH 2013)



1.4 Netzurückwirkungen / störende Beeinflussungen

Unter Netzurückwirkung versteht man die Beeinflussung des Verteilnetzes durch angeschlossene elektrische Geräte und die gegenseitige Beeinflussung von elektrischen Geräten über das Verteilnetz. Treten durch den Betrieb von Geräten und Anlagen Störungen im Verteilnetz auf oder werden die Grenzwerte gemäss „Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ“ am Verknüpfungspunkt überschritten, so kann der VNB besondere Massnahmen zu deren Behebung verlangen. Die Kosten zur Behebung dieser störenden Beeinflussungen gehen zu Lasten des Verursachers.

Generell müssen EEA dreiphasig ans Verteilnetz angeschlossen werden, um Spannungsunsymmetrien zu verhindern.

Der einphasige Anschluss einer EEA ist möglich, sofern $\Sigma S_{E_{\max}} \leq 3.6 \text{ kVA}$ pro Phase ($\Sigma S_{E_{\max}} = \text{max. Scheinleistung einer EEA}$).

Somit ergibt sich eine maximale Anlagenleistung von 10,8 kVA aus einphasigen, nicht kommunikativ gekoppelten Erzeugungsanlagen. Anlagen mit mehreren einphasigen Erzeugungsanlagen müssen sich im Betrieb wie dreiphasige symmetrische Erzeugungsanlagen verhalten. Dies kann mit einer kommunikativen Kopplung der einzelnen Erzeugungsanlagen oder mit Dreiphasenspannungsüberwachungsrelais sichergestellt werden.

1.4.1 Kommunikationssysteme

Der VNB betreibt Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA). Falls eine Erzeugungsanlage den Betrieb der Rundsteueranlagen unzulässig beeinträchtigt, sind vom EEA-Betreiber Massnahmen zur Beseitigung der Beeinträchtigung zu treffen, auch wenn die Beeinträchtigungen zu einem späteren Zeitpunkt festgestellt werden.

Kommunikationsgeräte über Power Line Communication (PLC, verwendet von Smart Metering / - Grid Systemen) kommunizieren in der Regel im CENELEC A Band (35 bis 91kHz). Falls eine Erzeugungsanlage die PLC-Kommunikation unzulässig beeinträchtigt, sind vom EEA-Betreiber Massnahmen zur Beseitigung der Beeinträchtigung zu treffen.

1.4.2 Blindleistungskompensationen

Erfolgt die Energieerzeugung der EEA über eine rotierende Maschine (Asynchrongenerator, Permanentmagnet erregter Generator, teilweise auch bei Synchrongeneratoren), erfolgt die Blindstromkompensation in der Regel über Kondensatoren pro Messpunkt. Blindstromkompensationsanlagen sind gemäss Werkvorschriften zu verdrosseln.

2 Meldewesen

2.1 Bedingungen zur Inbetriebnahme, Sicherheitsnachweis

Die EEA darf erst in Betrieb genommen werden, wenn

- die Plangenehmigungsverfügung des ESTI vorliegt (bei Vorlagepflicht)
- die Schlusskontrolle durchgeführt ist und dem VNB die Sicherheitsnachweise für die AC- und DC- Installationen vorliegen. Für die DC-Installationen kann auch ein Mess- und Prüfprotokoll durch den „Bewilligungsinhaber mit einer eingeschränkten Installationsbewilligung“ abgegeben werden
- die notwendige Netzverstärkung abgeschlossen ist. Eine Inbetriebnahme mit reduzierter Leistung bis zur Fertigstellung der Netzverstärkung kann nach Absprache mit dem VNB gewährt werden
- die dem Anschlussgesuch beigelegte Checkliste unterschrieben retourniert wurde
- die Firmware der Wechselrichter gemäss dem im Anschlussgesuch mitgeteilten Stand ist. Die Parametrierung der Software im Wechselrichter, welche die Beeinflussung des Rundsteuersignals mindert, muss ausgeführt sein

2.2 Abnahmeprüfung / Abnahmemessung

Der VNB führt eine Abnahmeprüfung / Abnahmemessung durch, wenn ausgehend von der EEA unzulässige Netzurückwirkungen zu erwarten sind. Die Messkosten werden dem Anlagebetreiber in Rechnung gestellt, sofern die Abnahmeprüfung / Abnahmemessung nicht erfolgreich ist.

Der Anlagebetreiber trifft zu eigenen Kosten selber geeignete Massnahmen zur Behebung der unzulässigen Netzurückwirkungen, auch dann, wenn sie erst nach der Abnahme im Betrieb festgestellt werden.

2.3 Änderung der Anlage / Nachkontrollen

Änderungen in der Anlage sind dem VNB für allfällige Nachkontrollen anzuzeigen.

Der VNB behält sich vor, jederzeit Nachkontrollen durchzuführen.

2.4 Stilllegung durch den VNB

Der VNB behält sich das Recht vor, den Parallelbetrieb der EEA aufzuheben, wenn

- Kontrollarbeiten an der EEA durchgeführt werden müssen
- die Schutzeinrichtungen der EEA versagen
- die Grenzwerte der „Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ“ nicht eingehalten werden
- im Verteilnetz Unterhalts- oder Erweiterungsarbeiten ausgeführt werden müssen
- im Verteilnetz Störungen auftreten

2.5 Haftung

Der Eigentümer der EEA haftet für sämtliche durch seine Anlage verursachten Sach- und Personenschäden im Sinne des Elektrizitätsgesetzes. Er haftet ferner für die Aufwendungen des VNBs für die Störungssuche sowie für Schäden im Verteilnetz, welche durch die EEA auf Grund von Spannungsschwankungen, Überströme und Frequenzabweichungen verursacht wurden.

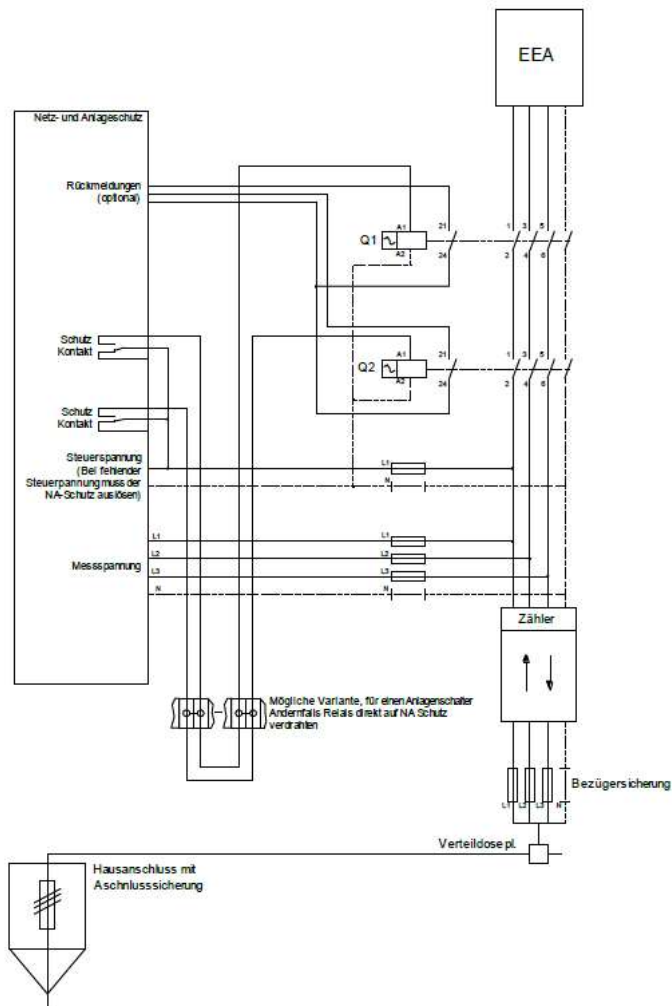
3 Schlussbestimmungen

Diese Anschlussbedingungen treten auf den 1. Oktober 2019 in Kraft und gelten für alle EEA oder Erweiterungen, welche nach diesem Datum vom VNB mittels Anschlussgesuch beurteilt wurden.

Der VNB ist berechtigt, diese Richtlinie abzuändern oder zu ergänzen.

4. Anhang

4.1 Schema NA-Schutz für EEA > 30 kVA



Die EEA muss alle im Dokument beschriebenen Vorgaben erfüllen.
Hier die wichtigsten Funktionen und Einstellungen:

Folgende Schnittstellen muss die EEA aufweisen (Kapitel 1.1)

EEA > 30 kVA

3 Binäre Eingänge für Leistungssteuerung

- 60% der Nennleistung

- 30% der Nennleistung

- 0% der Nennleistung

EEA > 100 kVA

zusätzlich ein Analoges oder 4 binäre Eingänge zur Blindleistungsregelung

EEA > 200 kVA

zusätzlich Messwerte I, U, P, Q

Q1 und Q2 (Kapitel 1.2.3)

EEA > 30 kVA Schützen

EEA > 100 kVA Leistungsschalter oder Motorschutzschalter

kurzschlussfest mit Nullspannungsauslösung

Fernzuschaltung möglich

Parameter für NA Schutz AUS (Kapitel 1.3.2.1)

* $U > 1.1 U_n < 200 \text{ ms}$

$U > 1.15 U_n < 200 \text{ ms}$

$U < 0.80 U_n < 200 \text{ ms}$

$f > 51.5 \text{ Hz } (U > 70\% U_n) < 200 \text{ ms}$

$f < 47.5 \text{ Hz } (U > 70\% U_n) < 200 \text{ ms}$

Inselnetzerkennung Abschaltung innerhalb 5 s nach Netztrennung

*(10min-Mittelwert)

Parameter für EEA EIN (Kapitel 1.3.2.3)

* $U < 1.1 U_n$

* $U > 0.90 U_n$

$f < 50.05 \text{ Hz}$

$f > 47.5 \text{ Hz}$

Die Verzögerungszeit für die Wiederschaltung liegt zwischen 2 min und 30 min

*(10min-Mittelwert)