

Empfehlung

Netzanschluss für Photovoltaik- anlagen (PVA) in NE7

Swissolar Empfehlung Netzanschluss für Photovoltaikanlagen (PVA) in NE7

NA EEA PVNE7

Stand V 2.00
Datum 2021-11-22
Copyright © Swissolar

Mit Unterstützung von



Autoren der Erstauflage (Ausgabe 2015)

Name Vorname	Firma	Funktion in der AG Funktion im Verband
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler, 3005 Bern	Vorsitzender AG Vorsitzender Fachkommission Photovoltaik Technik Vertreter für Planer
Kottmann Adrian	BE Netz AG, 6030 Ebikon	Mitglied AG Mitglied Fachkommission Photovoltaik Technik Vertreter für Installateure
Toggweiler Peter	Basler + Hofmann AG, 8008 Zürich	Mitglied AG Mitglied Fachkommission Photovoltaik Technik Vorsitzender CES TK 82
Moll Christian	Swissolar, 8005 Zürich	Mitglied AG Vertreter der Geschäftsstelle

Autoren der 1. Überarbeitung (Ausgabe 2021)

Name Vorname	Firma	Funktion in der AG Funktion im Verband
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler, 3005 Bern	Mitglied AG Mitglied Fachkommission Photovoltaik Technik Vertreter für Planer
Summermatter Samuel	BE Netz AG, 6014 Luzern	Mitglied AG Mitglied Fachkommission Photovoltaik Technik Vertreter für Installateure
Toggweiler Peter	Basler + Hofmann AG, 8008 Zürich	Vorsitzender AG Vorsitzender Fachkommission Photovoltaik Technik Vorsitzender CES TK 82
Heiniger Leo-Philipp	Swissolar, 1400 Yverdon-les-Bains	Mitglied AG Mitglied Fachkommission Photovoltaik Technik
Spiller Nathalie	Swissolar, 8005 Zürich	Mitglied AG Vertreterin der Geschäftsstelle

Die externen Experten haben den Autoren als Diskussionspartner gedient. Sie sind nicht verantwortlich für Aufbau und Inhalt des Dokuments.

Externe Experten der Erstauflage (Ausgabe 2015)

Name Vorname	Firma Institution	Fachbereich
Thalmann Daniel	ABB	Verhalten EEA am Netz
Schlegel Walter	BFE	Regulierung
Höckel Michael	Berner Fachhochschule, Biel	Spezialist Netzqualität

Externe Experten der 1. Überarbeitung (Ausgabe 2021)

Name Vorname	Firma Institution	Fachbereich
Cuony Peter	Groupe E	Verhalten EEA am Netz
Bucher Christof	Berner Fachhochschule, Burgdorf	Professor für Photovoltaik

Vorwort und Aufbau des Dokuments

Politisches Umfeld des schweizerischen Strommarktes

Der Schweizer Strommarkt wurde per 1. Januar 2008 für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch ab 100 MWh pro Verbrauchsstätte geöffnet. Die Einzelheiten regelte der Bund im Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (aktueller Stand vom 1. Juni 2021) und in der dazugehörige Stromversorgungsverordnung StromVV vom 1. Juni 2021. In der Zwischenzeit wurden der Strommarkt sowie die Energieförderung in verschiedenen Schritten angepasst. Mit der Zustimmung des Volkes zur Energiestrategie 2050 des Bundes wurde insbesondere die Förderung per 1. Januar 2018 auf eine neue Basis gestellt.

Diese Aspekte sind schwer gewichtig im Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016 (aktueller Stand 1. Januar 2021) sowie der Energieverordnung EnV vom 1. November 2017 (aktueller Stand 1. Januar 2021) geregelt.

Eine weitere wichtige Verordnung im Zusammenhang mit dieser politisch gewünschten Verlagerung zur Produktion aus erneuerbaren Energien bildet die Kennzeichnung der produzierten Energie, wie sie in der Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKS) vom 1. November 2017 (aktueller Stand 2. April 2019) festgehalten ist.

Branchendokumente

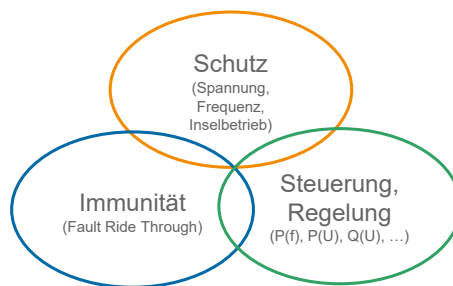
Im Sinne des Subsidiaritätsprinzips (vgl. Art. 3 Abs. 1 StromVG) hat die Branche der Energieversorger, die im Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE organisiert ist, die notwendigen Branchendokumente zur Umsetzung der genannten Bestimmungen erarbeitet. Swissolar als Vertreter der Solarenergiebranche publiziert hierzu eigene und ergänzende Branchendokumente. Diese werden mit anderen involvierten Organisationen abgestimmt.

Im Rahmen dieser Branchendokumente hat der VSE im Dezember 2014 ein Umsetzungsdokument «Empfehlung Netzanschluss Energieerzeugungsanlagen» in Kraft gesetzt. Dieses Dokument ist Anfang September 2020 in einer überarbeiteten Fassung erschienen («Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz», NA/EEA-NE7 – CH2020). Swissolar war an dieser Überarbeitung beteiligt und konnte wichtige Impulse einbringen. Beim Thema externer Netz- und Anlagen-Schutz (NA-Schutz) herrscht trotz intensiver Diskussionen noch keine Einigkeit, weshalb Swissolar dieses ergänzende Dokument publiziert. Die im VSE-Dokument angegebene Grenze, wonach ab 30 kW AC-Nennleistung zusätzlich zum internen NA-Schutz ein externer NA-Schutz notwendig sei, ist weder sicherheitstechnisch noch wirtschaftlich begründet. Weiter wurden in der aktuellen VSE-Empfehlung zum Netzanschluss der EEA (NA/EEA-NE7 – CH2020) insbesondere die folgenden Aspekte aus Sicht Swissolar zu wenig berücksichtigt:

- Die drei Kernaufgaben des NA-Schutzes sind die Überwachung von Spannung und Frequenz, die Inselnetzerkennung und gegebenenfalls die Trennung der PV-Anlage vom Netz. Der standardgemäss im Wechselrichter eingebaute NA-Schutz kann alle drei Funktionen in jedem Fall erfüllen, auch im Falle eines Defektes im Wechselrichter.
- Bei den eingesetzten externen NA-Schutzgeräten fehlt die Inselnetzerkennung.
- Aus technischer Sicht lässt sich keine Leistungsgrenze ableiten, die eine zusätzliche parallele Schutzeinrichtung notwendig macht. Es ist wahrscheinlicher, dass dadurch unvorhergesehene Effekte auftreten, die unerwünscht sind. Hingegen werden die Unterschiede im Betrieb aufgrund der Netztopologie weitgehend vernachlässigt.
- Die wesentlichen Risiken beim Betrieb des Niederspannungsnetzes sind störungsbehaftete Kurvenformen der Spannung (Nulldurchgang nicht klar messbar) und Spannungsüberhöhungen infolge ungewolltem Inselbetrieb und nicht mangelnde Zuverlässigkeit des NA-Schutzes.
- Das mutmasslich grösste Risiko beim NA-Schutz ist die fehlerhafte Konfiguration und Inbetriebnahme sowie widersprechende Einstellungen von NA-Schutz und Fault-Ride-Through-Funktionalitäten. Der redundante Aufbau der Schutzeinrichtungen mit einem externen NA-Schutz erhöht dieses Risiko.

- PV-Anlagen speisen via die Wechselrichter eine begrenzte Leistung in das Stromnetz, dazu kommt die physikalisch begrenzte Leistung durch die limitierte Sonneneinstrahlung. Daraus ergibt sich, dass die meisten Solaranlagen die Spannung und die Frequenz am Netzanschlusspunkt gar nicht wesentlich verändern können. Einzig ein Kurzschluss im Wechselrichter kann einen kurzzeitigen Spannungseinbruch erwirken, dieser Fall ist mit dem Überstromschutz beim Anschlusspunkt bzw. Wechselrichter abgesichert.
- Die Hauptkomponenten einer PV-Anlage sind Niederspannungserzeugnisse (Module, Wechselrichter, etc.) und basieren auf einem modularen Systemaufbau mit standardisierten Massenprodukten, die konform zu internationalen Normen sind. Die Inverkehrbringung sowie Installation ist in der Verordnung über Niederspannungserzeugnisse NEV geregelt. Dagegen werden die Energieerzeugungsanlagen der anderen Technologien (Wasser, Wind, Biomasse) als projektbezogene Systeme dimensioniert und realisiert.
- Die vorliegende Wegleitung besagt, dass sich der im Wechselrichter eingebaute NA-Schutz auch bei grossen, netzgekoppelten Anlagen eignet und die geforderten Schutzfunktionen vollumfänglich erfüllt.

Um einen möglichst sicheren und pannenfreien Betrieb des Netzes zu gewährleisten, muss ein angemessener Ausgleich zwischen den drei unterschiedlichen Bedürfnissen Schutz, Steuerung/Regelung und Immunität gemäss der nachfolgenden Grafik gefunden werden.



Mit der vorliegenden Empfehlung für PV-Anlagen in der Netzebene 7 veröffentlicht Swissolar ein Branchendokument, das die oben genannten Faktoren ins Zentrum stellt.

Empfehlung Netzanschluss PV-Anlagen

Basierend auf der VSE Branchenempfehlung Netzanschluss Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7 – CH 2020) hat der Schweizerische Fachverband für Sonnenenergie Swissolar ein Anwenderpapier erarbeitet, das dem aktuellen Stand der Technik entspricht. Es übernimmt die unbestrittenen Punkte aus den Dokumenten NA/EEA-NE7 – CH 2020 (VSE) und SNEN 50549-1, ergänzt und/oder vereinfacht diese, um wirtschaftliche und netzverträgliche Lösungen realisieren zu können. Zentraler Aspekt der vorliegenden Empfehlung ist, dass der integrierte NA-Schutz im WR alle notwendigen Funktionalitäten mit der normativ geforderten Sicherheit erbringt und deshalb keine zusätzlichen externen Komponenten erforderlich sind.

Abhängig vom Stand der technischen Entwicklung und den gesammelten Erfahrungen wird das vorliegende Papier in regelmässigen Abständen aktualisiert, die Branchenempfehlung NA/EEA-NE7 - CH 2020 des VSE dient dabei als Grundlage.

Die vorliegende Empfehlung wurde durch den Vorstand von Swissolar auf den 01.12.2021 in Kraft gesetzt.

Aufbau Dokument

Die vorliegende Empfehlung Netzanschluss PV-Anlagen NE7 (NA-PVNE7) übernimmt die Gliederung aus der VSE Branchenempfehlung Netzanschluss Energieerzeugungsanlagen (NA/EEA-NE7 – CH 2020). Dabei sind Originalzitate aus dem VSE NA/EEA-NE7 – 2020 grau hinterlegt. Herzlichen Dank an den VSE für die Erlaubnis die Textstellen zu verwenden.

Zürich, 22.11.2021 Swissolar

Inhaltsverzeichnis

Vorwort und Aufbau des Dokuments	4
1 Einleitung	8
1.1 Allgemeines	8
1.2 Ziel und Absicht der Branchenempfehlungen	8
1.2.1 Branchenempfehlung VSE	8
1.2.2 Branchenempfehlung Swissolar	8
2 Begriffe und Definitionen	9
3 Geltungsbereich und Anwendung	14
3.1 Einteilung der Energieerzeugungsanlagen (EEA)	15
3.1.1 Netzebeneinteilung	15
3.1.2 Zuordnung nach Leistung	15
3.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten	16
3.1.4 Kombination Leistung und Charakteristik	16
3.2 Anwendung im Realisierungsablauf	16
4 Technische Auswirkungen und Empfehlungen für das Niederspannungsnetz	17
4.1 Netzplanung und Netzaufbau	17
4.2 Netzschutz	18
5 Anforderungen an das Verhalten der EEA	19
5.1 Allgemein	19
5.2 Frequenz- und Spannungsbereiche	19
5.3 Blindleistungsregelung	20
5.4 Wirkleistungsregelung – P(U) – Kennlinie	20
5.5 Schwarzstartfähigkeit	20
5.6 Inselbetriebsfähigkeit	20
5.7 Dynamische Netzstützung und Spannungs-Zeit-Verhalten in u(t)-Kennlinien	20
5.8 Frequenzverhalten	20
6 Betrieb	21
7 Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz	21
7.1 Allgemein	21
7.2 Überstromunterbrecher der EEA	21
7.3 Kuppelschalter	21
7.4 Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)	21
7.5 Schnittstellen, Steuerung, Regelung und Messung	21
7.6 Hilfsenergie	22
7.7 Kommunikationssysteme	22
8 Anhänge	23
8.2 Anhänge zum Kapitel 2, Begriffe	24
8.2.1 Abgrenzungen und Definition von Verordnungen	24
8.2.2 Weiterführende Informationen	25
8.3 Anhänge zum Kapitel 3, Geltungsbereich	26
8.3.1 Zusammenstellung der gültigen Normen	26
8.3.2 Kennzeichnung von PV-Anlagen nach NIN	28
8.3.3 Ablaufschema bei der Realisierung von PV-Anlagen	31

8.7	Anhänge zum Kapitel 7, Anforderungen an den Anschluss an das Niederspannungsnetz NE 7	32
8.7.1	Schemas Anschluss von PV-Anlagen an NE7 (in Abhängigkeit der Anlagengrösse)	32
8.7.2	Ländereinstellungen Schweiz 2020	34
8.8	Gründe warum der externe NA-Schutz nicht nötig ist	37

1 Einleitung

1.1 Allgemeines

Der Bedarf nach neuen erneuerbaren Energien und das politische Umfeld führen zu einer starken Veränderung der Energieerzeugung. In der Entwicklung kehrt man damit zu den Wurzeln der elektrischen Energieproduktion zurück. Waren vor über 120 Jahren lediglich einzelne kleine Inselnetze mit den dazugehörigen Generatoren vorhanden, wurden diese im Verlauf der Jahre immer mehr vernetzt. Ebenso stieg die Leistung der einzelnen Produktionseinheiten, so dass zusätzliche Spannungsebenen eingeführt wurden. Den bisherigen Höhepunkt erreichte diese Entwicklung mit dem länderübergreifenden Übertragungsnetz der Höchstspannungsebene der UCPTÉ (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity).

Aktuell entwickelt sich die Tendenz der Produktionsstruktur zusätzlich in die gegensätzliche Richtung, indem sie von verhältnismässig wenigen grossen und zentralen Kraftwerken zunehmend in Richtung von vielen kleineren dezentralen Energieerzeugungsanlagen (EEA) führt. Die Zahl der kleinen, dezentralen Energieerzeugungsanlagen steigt seit ca. 2010 stark an. Die kleinen Erzeugungsanlagen sind meist keine rotierenden Generatoren, sondern elektronische Konverter mit oft beschränktem Leistungspotenzial abhängig vom Wetter. Die elektronischen Konverter bieten im Vergleich zu einem rotierenden Generator zusätzliche Möglichkeiten für die Netzregelung, die in der Betrachtung berücksichtigt werden müssen.

Der Anteil durch dezentrale EEA erzeugte Leistung an der gesamten erzeugten elektrischen Leistung steigt weiterhin stark an. Kleinkraftwerke werden zu einem wichtigen Pfeiler unserer Energieversorgung. Dies hat zur Folge, dass nicht nur grosse Kraftwerke, sondern auch kleinere und mittlere Energieerzeugungsanlagen strengere technische Anforderungen erfüllen müssen.

Diese Veränderungen in der Energieerzeugung haben Auswirkungen auf das Netz, besonders auf das Verteilnetz. Die Primär- und Sekundärtechnik des Netzes müssen sich dieser veränderten Situation anpassen. Wichtig ist dabei den Verbund von Kleinanlagen zu betrachten und nicht die einzelnen Anlagen.

1.2 Ziel und Absicht der Branchenempfehlungen

1.2.1 Branchenempfehlung VSE

Das Dokument NA/EEA-NE7 – CH 2020 regelt die technischen Anforderungen für den Anschluss von EEA an das Niederspannungsnetz (Netzebene 7, NE7) und konkretisiert die anerkannten Regeln der Technik bezüglich des Anschlusses und Parallelbetriebs von EEA. Es stützt sich primär auf die Norm SNEN 50549-1, sowie den Transmission Code Schweiz (TC-CH) ab. Die VSE Branchenempfehlung NA/EEA-NE7 – CH 2020 behandelt Netzverstärkungen nicht. Diese sind nach Angaben / Richtlinien der EICom vorzusehen.

1.2.2 Branchenempfehlung Swissolar

Die Empfehlung NA EEA PVNE7 regelt die technischen Anforderungen für PV-Anlagen an das Verteilnetz auf der NE7 unter spezieller Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der eingesetzten Wechselrichter (WR). Sie dient Verteilnetzbetreibern (VNB), Wechselrichterlieferanten, Planern, Installateuren und Produzenten als Leitfaden, wie auch grosse PV-Anlagen ohne externen NA-Schutz sicher betrieben werden können. Die Empfehlung trägt dabei insbesondere der Vereinfachung bei der Inverkehrbringung und Installation von Niederspannungserzeugnissen Rechnung, wie sie in der Niederspannungserzeugnisverordnung (NEV) sowie der Niederspannungsinstallationsverordnung (NIV) festgehalten ist. Weiter stützt sie sich neben der bereits erwähnten SNEN 50549-1 auf die aktuelle Situation der Normen der IEC/CENELEC TC 8 sowie 82 ab. Die Swissolar Empfehlung NA EEA PVNE7 betrifft ausschliesslich die NE 7. PV-Anlagen, die in andere Netzebenen einspeisen, sind in den beiden VSE-Dokumenten (für NE7 sowie NE 5 bis 3) erschöpfend behandelt.

2 Begriffe und Definitionen

Nebst den Begriffen aus dem VSE NA/EEA sind zusätzliche Begriffe eingeführt. Diese sind nicht grau markiert.

In diesem Dokument werden die untenstehenden Begriffe wie folgt verwendet:

Anschlussanlage	Gesamtheit aller Betriebsmittel, die zum Anschluss von einer EEE oder einer EEA an das Verteilnetz eines VNB erforderlich sind
(Haus-)Anschlusspunkt	Der (Haus-)Anschlusspunkt hat technischen Bezug. Er ist ein Ort in einem Versorgungsnetz, an dem die Anlage eines Netznutzers angeschlossen ist. Am (Haus-)Anschlusspunkt erfolgt die Berechnung und ggf. die Messung der Grenzwerte zur Einhaltung der Netzqualität (Emissionsgrenzwerte). Der (Haus-)Anschlusspunkt bildet die Grenzstelle zwischen Installation und Verteilnetz.
Automatische Wiedereinschaltung [AWE]	Von einer automatischen Einrichtung gesteuerte Wiedereinschaltung nach Auslösung durch den Selektivschutz
EEA-Betreiber	verantwortlich für den Betrieb einer EEA
Elektrische Energieerzeugungsanlage [EEA]	Anlage, in der sich ein oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie befinden (einschliesslich der Anschlussanlage) und alle zum Betrieb erforderlichen elektrische Einrichtungen
Elektrische Energieerzeugungseinheit [EEE]	Einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie
Erdschluss	Berührung von einer Phase gegen Erde in einem gelöschten / kompensierten Netz, teilkompensierten Netz oder in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt
Gesamtleistung	Leistungssumme, die bei zeitgleicher Einspeisung durch alle EEE und Energiespeicher entstehen kann; Es müssen auch bereits bestehende EEE oder EEA berücksichtigt werden
Hochspannungsanlage	Eine elektrische Anlage mit einer Nennspannung von mehr als 1'000 V AC, respektive 1'500 V DC. Dies betrifft alle Anlagen und Installationen ab NE6 bis NE1. (siehe SR 734.2, Starkstromverordnung, Art. 3, Ziff. 13)
Inselnetz	Das Inselnetz ist ein definiertes Netzgebiet, welches temporär oder dauernd vom Verteilnetz des VNB (z. B. infolge einer Störung) getrennt ist und über EEA die eigene Stromversorgung aufrechterhält.
k-Faktor	Einstellparameter im Stromrichter, welcher das FRT-Verhalten beeinflusst (Verstärkungsfaktor Blindromeinspeisung)
Kuppelschalter	Galvanische Trennung (interne oder externe Ausführung)

Kurzschluss	In Netzen mit einem starr- oder niederohmig geerdeten Sternpunkt: Berührung von einer Phase mit Erde oder Berührung von zwei / drei Phasen mit oder ohne Erdberührung. In Netzen mit einem isolierten Sternpunkt oder Erdschlussstromkompensation: Berührung von zwei /drei Phasen mit oder ohne Erdberührung
Mittelspannungsnetz [MS]	Gemäss Definition in SN EN 50160 ein Netz mit einer Nennspannung von 1 kV bis $\leq 36\text{kV}$ (NE5)
NA-Schutz	Ist die Schutzfunktion für Spannung, Frequenz und Inselnetz Erkennung (integrierter NA-Schutz). Der Zweck des Netz- und Anlagenschutzes (NA-Schutz) ist es, sicherzustellen, dass der Anschluss einer EEA das Verteilnetz nicht in seiner Funktion oder seiner Sicherheit beeinträchtigt. Der NA-Schutz umfasst die Komponenten Kuppelschalter und NA-Schutzrelais / Überwachungseinheit sowie die NA-Schutzfunktionalität. Der NA-Schutz ist entweder extern (mit separaten Komponenten) oder intern (bspw. in einem Stromrichter) realisiert. Der interne NA-Schutz schützt auch die angeschlossenen Wechselrichter und lässt sich deshalb nicht deaktivieren.
NA-Schutzeinrichtung	Besteht aus einer NA-Schutzrelais/Überwachungseinheit mit einer verlangten Schutzfunktionalität und einem oder mehreren Kuppelschalter(n) (galvanische Trennung).
NA-Schutzfunktionalität	Die NA-Schutzfunktionalität überwacht die Parameter Netzspannung und -frequenz wie sie in der SNEN 50549-1 verlangt sind und löst je nach Art der Überschreitung geeignete Massnahmen aus (d. h. generiert entsprechende Steuersignale, welche dann mit geeigneten Schaltungen umgesetzt werden müssen).
Niederspannungsanlage	Eine elektrische Anlage mit einer Nennspannung von höchstens 1'000 V AC, respektive 1'500 V DC. Dies betrifft alle Anlagen und Installationen der NE7. (siehe SR 734.2, Art. 3, Ziff. 21)
Niederspannungserzeugnis	Ein Erzeugnis, das entweder fest installiert oder steckbar ausgeführt ist und die Sicherheitsanforderungen der Niederspannungserzeugnisverordnung (NEV, SR 734.26) erfüllt. Dies muss vom Hersteller mit einer Konformitätserklärung dokumentiert werden. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, darf das Produkt in der Schweiz in Verkehr gebracht werden (d. h. verkauft werden) und gemäss der aktuellen NIN installiert werden. Die Marktüberwachung des Eidgenössischen Starkstrominspektorates ESTI ist für den Vollzug der NEV verantwortlich.
Niederspannungsinstallation	Alle elektrischen Installationen mit einer Nennspannung von höchstens 1'000 V AC, respektive 1'500 V DC fallen unter die Niederspannungsinstallationsverordnung (NIV, SR 734.27). Sie müssen gemäss der aktuellen Niederspannungsinstallationsnorm (NIN, SN 411000) ausgeführt werden.

Niederspannungsnetz [NS]	Ein Verteilnetz mit einer Nennspannung von kleiner 1'000V (NE7)
RoCoF	Frequenzänderungsgeschwindigkeit (Rate of Change of Frequency)
Starkstromanlage	Umfasst nach Art. 2, Abs. 2 des Elektrizitätsgesetzes alle Anlagen zur Erzeugung, Transformierung, Umformung, Fortleitung, Verteilung und Gebrauch der Elektrizität, die mit Strömen betrieben werden oder bei denen im voraussehbaren Störfällen Ströme auftreten, die Personen gefährden oder Sachbeschädigungen verursachen können. (SR 734.2, Art. 3, Ziff. 29)
Transformatorstation	Eine Transformatorstation ist eine Station, die Schaltanlagen und Transformatoren der Netzebene 5 und 6, nicht aber Anlagen höherer Netzebenen enthält.
U_c	Vereinbarte Versorgungsspannung zwischen VNB und dem Netznutzer
Unterstation (Unterwerk)	Eine Unterstation ist eine Station, die Schaltanlagen und Transformatoren enthält welche der Netzebene 4 oder einer höheren Netzebene zugeteilt werden können.
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Betreiber des elektrischen Netzes an dem die EEA angeschlossen wird.
U_n	Spannung, durch die ein Versorgungsnetz bezeichnet oder identifiziert wird und auf die bestimmte betriebliche Merkmale bezogen werden.
Stromrichter (elektronischer)	Statische elektrische Geräte, bzw. Anlagen (electronic power converter)
Wechselrichter (WR)	Siehe Stromrichter

Abkürzungen

AB	Apparatebestellung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AP	(Haus-)Anschlusspunkt
D-A-CH-CZ	Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DC-CH	Distribution Code Schweiz
EEA	Energieerzeugungsanlage
EEE	Energieerzeugungseinheit
EIV	Einmalvergütung
EICom	Elektrizitätskommission
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
FRT	Fault Ride Through (Fähigkeit der EEA einen kurzzeitigen Fehler zu durchfahren)
HAK	Hausanschlusskasten
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IA	Installationsanzeige
MC-CH	Metering Code Schweiz
MMEE-CH	Marktmodell für die elektrische Energie Schweiz
MP PV	Mess- und Prüfprotokoll Photovoltaik
NA / RR-CH	Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)
NE	Netzebene
NEV	Verordnung über elektrische Niederspannungserzeugnisse (SR 734.26)
NIV	Verordnung über elektrische Niederspannungsintallationen (SR 734.27)
NIN	Niederspannungsintallationsnorm (SN 411000 – Aktuell NIN 2020)
NNMV-CH	Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz

Pn	Nennleistung, zum Beispiel AC-Nennleistung eines Wechselrichters
PVA	Photovoltaikanlage
PV	Photovoltaik
RfG	Requirements for grid connection of Generators
SiNa	Sicherheitsnachweis
StromVG	Stromversorgungsgesetz (SR 734.7)
StromVV	Stromversorgungsverordnung (SR 734.71)
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAG	Technisches Anschlussgesuch
TC-CH	Transmission Code Schweiz
UFLS	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf
ÜN	Übertragungsnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
WR	Wechselrichter
WV-CH	Werkvorschriften Schweiz
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

3 Geltungsbereich und Anwendung

Mit dem vorliegenden Dokument werden die technischen Anforderungen für den Anschluss und Betrieb von PV-Anlagen am Niederspannungsnetz des VNB beschrieben (Netzebene 7 – NE7).

Bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von PV-Anlagen sind eine Vielzahl von Anforderungen einzuhalten. Die folgende Aufzählung ist nicht abschliessend:

- Gültige Gesetze und Normen
- Anforderungen bezüglich des aktuellen Stands der Technik
- Anforderungen bezüglich des Anschlusses an das Verteilnetz

Eine Übersicht zu den aktuell gültigen Gesetzen und Normen für PV-Anlagen ist im Anhang 8.3.1 zu finden. Zusätzlich sind im Anhang 8.3.2 die wichtigsten Vorgaben der NIN bezüglich der Kennzeichnung von PV-Anlagen aufgeführt.

Als Stichdatum für die Anwendung dieser Empfehlung gilt das bewilligte Anschlussgesuch an den VNB. Für alte Anlagen gilt ein Bestandsschutz, Ausnahme ist die aktuelle Pflicht zur Nachrüstung gewisser Anlagen für die neue Ländereinstellung Schweiz im Rahmen des Programms Retrofit 1 (2018/2019) und 2 (2020 – 2022) der EICom. Sollten aus netztechnischen Gründen weitere Anpassungen für bestehende PV-Anlagen notwendig werden, so verständigen sich der VNB und der Betreiber der EEA auf geeignete und wirtschaftlich tragbare Massnahmen.

Diese Empfehlung (Swissolar NA EEA PVNE7) gilt als Standardfall. D. h. wird eine Anlage gemäss den beschriebenen Anforderungen bewilligt und erstellt, sind vom Anlagenbetreiber keine zusätzlichen Massnahmen notwendig. Dies entbindet den Ersteller / Betreiber nicht davon, einerseits die Anlage gemäss den geltenden Vorschriften (beispielsweise Werkvorschriften, NIN, etc.) zu realisieren und andererseits die anlagenspezifischen Parameter festzuhalten und in der Dokumentation abzulegen. Abweichungen sind immer möglich, sie müssen jedoch zwingend mit dem Netzbetreiber abgesprochen und von diesem bewilligt werden.

Ebenfalls inbegriffen sind Energiespeicheranlagen, die mit einer PVA gekoppelt sind.

Die Einspeisung elektrischer Energie erfolgt ausschliesslich über WR. Diese können mit oder ohne galvanische Trennung zwischen DC- und AC-Seite ausgeführt sein.

Diese Empfehlung gilt grundsätzlich nur für neue PV-Anlagen. Bei Reparaturen müssen die neuen WR den aktuellen Normen entsprechen, eine Anlage mit einer installierten Leistung kleiner als 100 kVA muss bezüglich Anforderungen an die Kommunikationseinrichtungen nicht nachgerüstet werden. Beim Ersatz eines oder mehrerer WR ist die Situation projektbezogen zu beurteilen. Eine Nachrüstung ist nicht immer zwingend notwendig, erst bei einem kompletten Ersatz der Anlage am selben Standort mit Komponenten aktueller Technologie ist dies der Fall.

Der VNB kann Änderungen und Ergänzungen an einer zu errichtenden oder bestehenden Anlage fordern, soweit diese aus Gründen der sicheren und störungsfreien Versorgung notwendig sind. Er belegt dies mit entsprechenden Berechnungen (beispielsweise Netzsimulationen).

Wenn keine Einigkeit erzielt werden kann, helfen Messungen am (Haus-)Anschlusspunkt eventuell weiter bei der Evaluation von geeigneten Massnahmen. Besteht weiterhin Uneinigkeit, so kann der konkrete Einzelfall der EICom zur Beurteilung vorgelegt werden.

3.1 Einteilung der Energieerzeugungsanlagen (EEA)

Während die SNEN 50549 anhand der Spannungsebene unterscheidet, in welche eingespeist wird (Teil 1 für Niederspannung, Teil 2 für Mittelspannung), basiert die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger auf den folgenden Kriterien:

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

Entsprechend dieser Einteilung ergeben sich unterschiedliche Anforderungen für den Normalbetrieb, Störfall und an den Netzanschluss. Da sowohl PVA (als auch andere statische Umrichter wie HGÜ-Stationen) keine rotierenden Massen und technisch deutlich andere Eigenschaften aufweisen, werden diese in einer separaten Kategorie aufgeführt.

Typ 1: Synchronerzeugung

Typ 2: Nichtsynchronerzeugung

Typ 3: Wechselrichter und sonstige (elektronische) Umwandler ohne rotierende Masse

Leistungsklassen			
A	B	C	D
> 800 W	> 250 kW	> 36 MW	> 75 MW
≤ 250 kW	≤ 36 MW	≤ 75 MW	Oder Anschluss NE 1

Abbildung 1: Einteilung nach Erzeugungstypen und Leistungsklassen

3.1.1 Netzebeneneinteilung

In diesem Dokument werden nur die Anschlüsse und der Betrieb von PVA behandelt, die einen Anschlusspunkt an die Netzebene 7 haben:

- Netzebene 7: Niederspannung ≤ 1 kV

3.1.2 Zuordnung nach Leistung

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

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

Tabelle 1: Zuordnung der EEA nach Leistungsklasse A - D

3.1.3 Charakteristik der Erzeugungseinheiten

Die EEA werden hinsichtlich der Charakteristik ihrer EEE wie folgt unterteilt:

- Typ 1 Synchroner EEE
- Typ 2 Asynchrone Erzeugungseinheiten
- Typ 3 Wechselrichter und sonstige (elektronische) Umwandler ohne rotierende Masse

3.1.4 Kombination Leistung und Charakteristik

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

- Typ A1 Leistung > 800 W bis ≤ 250 kW, Synchron
- Typ A2 Leistung > 800 W bis ≤ 250 kW, Nicht synchron
- Typ A3 Leistung > 800 W bis ≤ 250 kW, Wechselrichter und sonstige (elektronische) Umwandler ohne rotierende Masse
- Typ B1 Leistung > 250 kW bis ≤ 36 MW, Synchron
- Typ B2 Leistung > 250 kW bis ≤ 36 MW, Nicht synchron
- Typ B3 Leistung > 250 kW bis ≤ 36 MW, Wechselrichter und sonstige (elektronische) Umwandler ohne rotierende Masse
- usw.

Die vorliegende Empfehlung bezieht sich auf PV-Anlagen vom Typ A3 und Anlagen vom Typ B3.

3.2 Anwendung im Realisierungsablauf

Dieses Kapitel legt das Schwergewicht auf die elektrischen Aspekte bei der Realisierung. So sind im Besonderen die notwendigen Abläufe mit dem VNB beschrieben (siehe auch Schema im Anhang 8.3.3). Die Abläufe orientieren sich an der Phasengliederung der SIA Norm Leistungsmodell 112. Die Phasen 2 (Vorstudie), 21 (Machbarkeit) und 4 (Ausschreibung) werden in diesem Dokument nicht behandelt. Ebenso nicht Teil dieses Dokuments sind die einzelnen Schritte für die Anmeldung an die EIV bei der Vollzugsstelle (Pronovo) und die Baubewilligung, obwohl sie auch Teil der Phase 3 (Projektierung) sind.

Arbeiten in der Phase 3, Projektierung (nach SIA 112)

Die Teilphase 33, Bewilligungsverfahren dient hier zusammenfassend für die Abläufe zur elektrischen Bewilligung, selbst wenn diese je nach Art der Anlage später im Projektablauf erfolgen.

Für jede PV-Anlage muss vom zuständigen VNB mittels Anschlussgesuch (TAG) eine Anschlussbewilligung eingeholt werden. Der VNB prüft die Bedingungen am Verknüpfungspunkt mit dem Niederspannungsnetz gemäss den Richtlinien D-A-CH-CZ. Für das Gesuch macht der Planer ein Anlagenkonzept. Dieses beinhaltet unter anderem auch die Erschliessung, Absicherung und das Messkonzept. Abhängig vom Anlagenkonzept wird auch das NA- Schutzkonzept projektspezifisch erarbeitet (siehe auch Ziffer 4.2).

Unter Umständen werden die folgenden zusätzlichen Gesuche/Abklärungen/Bestellungen notwendig/fällig:

- Bestellung Netzanschluss beim VNB
- Bestellung Netzverstärkung beim VNB

Hinweis:

Oft sind die definitiven technischen Geräte erst nach der Phase 4, Ausschreibung bekannt, so dass das TAG nach Vorliegen der Vergabeentscheide allenfalls noch angepasst werden muss.

Arbeiten der Phase 5, Realisierung (nach SIA 112)

Spätestens in der Teilphase 52, Ausführung muss die ausführende Installationsunternehmung dem VNB eine Installationsanzeige (IA) einreichen. Mit der Bewilligung des VNB dürfen die Installationsarbeiten

aufgenommen werden.

Zum Schluss der Teilphase 52 erfolgt die rechtzeitige Bestellung der Zähler beim VNB mittels Apparatebestellung (AB).

In der Teilphase 53, Inbetriebnahme/Abschluss wird die PV-Anlage und die verschiedenen Systeme in Betrieb genommen. Zum Schluss muss der Nachweis der Funktionstüchtigkeit der ganzen Anlage erbracht werden. Zur Dokumentation dieser Messungen und Einstellungen im Inbetriebnahmeprotokoll gehören auch:

- Erstellen des Sicherheitsnachweises (SiNa) mit dem Mess- und Prüfprotokoll Photovoltaik (MP PV)
- Aufbieten der unabhängigen Kontrollstelle zur Gegenzeichnung des Sicherheitsnachweises (SiNa)
- Mit der Einreichung einer Kopie des visierten SiNa gilt die Anlage für den VNB als fertig.

4 Technische Auswirkungen und Empfehlungen für das Niederspannungsnetz

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

4.1 Netzplanung und Netzaufbau

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

Belastung

Die Einspeisung von PV-Anlagen verändert die Lastflüsse innerhalb des Netzes. Beim Betrieb muss deshalb der Kapazität von Anlagen (zum Beispiel Transformatoren oder Leitungen) die notwendige Beachtung geschenkt werden. Es können sowohl Be- als auch Entlastungssituationen auftreten.

Die EICom hat in verschiedenen Entscheiden dargelegt, welche Massnahmen ergriffen werden müssen, bevor eine Netzverstärkung genehmigt wird:

- Anlagenseitige Massnahmen
 - Entschädigungsfrei: Blindleistungsregelung ($\cos \phi$ bis 0.9 – abhängig von der installierten Leistung)
 - Mit Entschädigung: Wirkleistungsregelung
- Betriebsseitige Massnahmen
 - Spannungsregelnde Massnahmen (aktive Netzelemente wie Spannungsregler, regelbarer Ortsnetztransformator RONT)
 - Kapazitätsregelnde Massnahmen (Netzverstärkung)

Spannungsqualität

Die Einspeisung von PV-Anlagen beeinflusst die Spannungsqualität nicht negativ (Ausnahme: beim Anschluss von mehreren Wechselrichtern an einem Anschlusspunkt mit hoher Netzimpedanz können Schwingungsphänomene die Spannungsqualität beeinflussen), da der eingespeiste Strom den Qualitätsanforderungen des Netzes genügen muss. Diesem Umstand ist, abhängig von der Anschlusssituation, bei der Wahl der Leitungsquerschnitte und der Produkte (unterschiedliche Ausprägung der harmonischen Oberwellen) Rechnung zu tragen.

Kurzschlussleistung

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

Im Kurzschlussfall speisen WR in der Regel maximal das 1.1-fache Nennstrom ein. Hingegen werden Kurzschlussleistungsmessungen von Isolationstestern durch nahe liegende PV-Anlagen beeinflusst, da diese nur mit einem Bruchteil des Kurzschlussstromes messen. Das führt dazu, dass eine zu hohe Kurzschlussleistung am Tester angezeigt wird. Dies ist zu berücksichtigen.

(Haus-)Anschlusspunkt (AP)

Basierend auf den veränderten Netzparametern (Last und Kurzschlussleistung) ist zu überprüfen, ob der (Haus-)Anschlusspunkt den neuen Anforderungen noch entspricht oder anzupassen ist (siehe Anhang A.1 – VSE Dokument). Bei kleinen PVA auf Einfamilienhäusern sind üblicherweise keine umfangreichen Überprüfungen notwendig (Leistung PVA < Absicherung HAK).

Steuerung und Regelung

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

Der Verteilnetzbetreiber muss die geforderte Schnittstelle spezifizieren, sodass sie in der Planung berücksichtigt werden kann.

4.2 Netzschutz

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

Der in WR eingebaute NA-Schutz erfüllt alle notwendigen Voraussetzungen, um die geforderten Schutzfunktionen (Spannung, Frequenz, Inselnetzerkennung) zuverlässig zu gewährleisten. Ein zusätzlicher, externer NA-Schutz ist meistens nicht notwendig und oft kontraproduktiv bezüglich Sicherheit und Zuverlässigkeit, siehe auch Anhang 8.8.

Der Vorteil des in den WR eingebauten NA-Schutzes liegt darin, dass die Spannungsversorgung während den Betriebszeiten via DC-Seite immer gewährleistet ist und keine zusätzliche Pufferung erstellt werden muss. Auch kann nur der WR selbst einen allfälligen unzulässigen Inselbetrieb erkennen und abschalten. Der externe NA-Schutz kann nicht selbst erkennen, ob das vorhandene Netz vom WR aufrechterhalten wird oder nicht.

Zudem kann der Wechselrichter seinen (Einspeise-)Betrieb geregelt herunterfahren, bevor er sich vom Verteilnetz trennt. Damit werden lokale Spannungsspitzen verhindert und der Kuppelschalter kann im stromlosen Zustand «schonend» geschaltet werden.

5 Anforderungen an das Verhalten der EEA

5.1 Allgemein

Der grosse Zubau an dezentralen EEA verlangt zusätzliche Massnahmen bei der Planung, der Installation und dem Betrieb, damit das Niederspannungsnetz zuverlässig und sicher betrieben werden kann. Es ist deshalb wichtig, frühzeitig zusammen mit dem VNB die Randbedingungen zu klären.

Durch genügend grosse Querschnitte der Verbindungs- und Anschlussleitungen sowie der Auswahl der Geräte zur Minimierung der Oberwellen können gute Grundlagen für eine möglichst störungsfreie Spannungsversorgung gelegt werden. Die Norm SNEN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen legt die maximal auftretenden Oberwellenpegel in Abhängigkeit der Harmonischen fest.

Übersichtstabelle Massnahmen

Die untenstehende Tabelle gibt in Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen maximal installierter AC-Nennleistung der PVA und der abgesicherten Leistung des (Haus-)Anschlusspunktes verschiedene Handlungsmöglichkeiten vor. In der vorliegenden Tabelle sind unterschiedlichen Verhältnisse der Netzimpedanz zwischen einem Verteilnetz im städtischen Raum, in der Agglomeration, respektive im ländlichen Raum noch nicht berücksichtigt. Diese beeinflussen die Wahl der geeigneten Betriebsweisen wie P(U), Q(U), etc.

P_{PVA} : Installierte (maximale) AC-Nennleistung der PVA¹

P_{AP} : Abgesicherte AC-Leistung des (Haus-)Anschlusspunktes

	Bedingung: $0 < P_{PVA}/P_{AP} \leq 0.5$	Bedingung: $0.5 < P_{PVA}/P_{AP} \leq 1.0$	Bedingung: $P_{PVA}/P_{AP} > 1.0$
Allgemeiner Anschluss (Siehe Kapitel 4.1)	Keine Massnahmen oder Untersuchungen notwendig	Nach Absprache mit VNB	Netzsimulation durch- führen, evtl. Messung am AP durchführen
Blindleistungsregelung (Siehe Kapitel 5.3)	Standardwert von $\cos \phi = 1.0$ oder nach Vereinbarung mit VNB	Standardwert von $\cos \phi = 1.0$ oder nach Vereinbarung mit VNB	Nach Absprache mit VNB
Wirkleistungsregelung (Siehe Kapitel 5.4)	Nicht notwendig	Nach Vereinbarung mit VNB	Standardmässig P(U) gemäss Kennlinie

Tabelle 2: Mögliche Massnahmen in Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen installierter AC-Nennleistung und abgesicherter Leistung des (Haus-)Anschlusspunktes

Ländereinstellungen der Wechselrichter

Die Hersteller der meistverwendeten WR weisen in der Regel ein Ländersetting für die Schweiz auf, das grundsätzlich konform ist (d. h. die Funktion P(f) ist eingeschaltet). Meist wird sie entweder als NA/EEA 2014 oder Ländereinstellung CH-2020 bezeichnet. Wenn vorhanden, soll diese Einstellung verwendet werden. In den kommenden Jahren werden die wesentlichen Hersteller ihre Settings aktualisieren und die Einstellung als NA/EEA 2020 implementieren. Alle notwendigen Parameter sind im Anhang 8.7.2 aufgeführt.

5.2 Frequenz- und Spannungsbereiche

Die Anforderungen aus SNEN 50549-1 sind einzuhalten (siehe auch TC-CH und NA/EEA-NE7).

¹ P_{PVA} kann durch PNes (P am Netzeinspeisepunkt) ersetzt werden.

5.3 Blindleistungsregelung

Da dies bei einem WR nur bedingt möglich ist, bringt eine Regelung mit $Q(U)$ vor allem dann Vorteile, wenn es sich um ein ländliches Netz mit begrenzten Querschnitten und / oder langen Leitungen handelt.

Standardmässig soll aus den oben genannten Gründen der Wirkfaktor $\cos \phi = 1.0$ oder nach Vereinbarung mit dem VNB eingestellt sein.

Welche Einstellung aktiviert wird, sollte unbedingt in der Dokumentation festhalten werden (Aktivierung, Eckwerte der eingestellten Kurve, allfällige Messung der Funktion).

5.4 Wirkleistungsregelung – P(U) – Kennlinie

Die im NA/EEA-NE7 – CH 2020 vorgegebene Kennlinie ist einzuhalten und vorzugsweise zu aktivieren.

Falls eine Einstellung aktiviert wird, unbedingt in der Dokumentation festhalten (Aktivierung, Eckwerte der eingestellten Kurve, allfällige Messung der Funktion).

5.5 Schwarzstartfähigkeit

Gemäss NA/EEA-NE7 bestehen keine Anforderungen an die EEA.

5.6 Inselbetriebsfähigkeit

Gemäss NA/EEA-NE7 bestehen keine Anforderungen an die EEA.

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

Für Anlagen mit einer Leistung < 250 kW ist nur ein passives FRT-Verhalten erforderlich. Alle modernen Geräte erfüllen diese Anforderung bereits.

Die Anforderungen für die Leistungsklasse B bezüglich Dynamischer Netzstützung (siehe NA/EEA-NE7 Kapitel 5.7.4) sind einzuhalten.

Die entsprechenden Einstellungen im WR sind vorzunehmen und unbedingt in der Dokumentation festhalten (Aktivierung, Eckwerte der eingestellten Kurve, allfällige Messung der Funktion).

5.8 Frequenzverhalten

Falls eine von der Ländereinstellung Schweiz abweichende Einstellung aktiviert wird, unbedingt in der Dokumentation festhalten (Aktivierung, Eckwerte der eingestellten Kurve, allfällige Messung der Funktion).

6 Betrieb

Die Anforderungen für den Betrieb von PV-Anlagen der Typen A3 und B3 gemäss dem Dokument NA/EEA-NE7 sind einzuhalten.

7 Anforderungen für den Anschluss an das Verteilnetz

7.1 Allgemein

7.2 Überstromunterbrecher der EEA

7.3 Kuppelschalter

7.4 Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)

Die automatische Abschaltung gemäss SNEN 50549-1, Ziffer 4.9.1 hat die folgenden Hauptziele:

- Zu verhindern, dass die Stromerzeugung der EEE zu einer Überspannungssituation im Verteilnetz führt, an das sie angeschlossen ist. Solche Überspannungen könnten sowohl Schäden an der am Verteilnetz angeschlossenen Ausrüstung (Hausnetz) als auch am Verteilnetz selbst verursachen.
- Unbeabsichtigte Inselnetzbildung zu erkennen und in diesem Fall die EEE abzuschalten. Dies hilft dabei, Schäden an anderer Ausrüstung sowohl in den Anlagen des Anlagenbetreibers als auch im Verteilnetz aufgrund phasenverschobenen Wiedereinschaltens zu verhindern und um Wartungsarbeiten nach beabsichtigtem Abschalten eines Bereichs des Verteilnetzes zu ermöglichen.

Diese Funktionen nimmt der eingebaute NA-Schutz im WR vollumfänglich wahr, weshalb ein externer Schutz keine zusätzliche Sicherheit bietet. Der WR verfügt durch einen geeigneten Aufbau über die dazu notwendige Sicherheit. Diese Einfehlersicherheit wird in der Typenprüfung für die WR (SNEN 62109-1/-2) verlangt und geprüft (siehe dazu Kapitel 4.4.4, insbesondere ab 4.4.4.15 für die Trennung vom Netz und Bild 20 zur unabhängigen Spannungsmessung in SNEN 62109-2)

Der Planer der EEA ist für das Netz- und Anlagenschutzkonzept zuständig. Lassen sich die oben angegebenen Schutzziele mit den im Wechselrichter integrierten NA-Schutz nicht vollständig abdecken, so kann die Spannungs- und Frequenzüberwachung mit einem externen NA- Schutzrelais / einer externen Überwachungseinheit realisiert werden.

Prüfung der Schutzeinstellungen

Die Schutzeinstellungen müssen bei der Erneuerung des Sicherheitsnachweis SiNa (bei Änderungen der Anlage, bei Anlagenerweiterungen und periodischen Kontrollen) überprüft werden. Die Prüfung umfasst mindestens die Kontrolle der eingestellten Grenzwerte für Frequenz und Spannung, sowie die vom Wechselrichter gemessenen und angezeigten Werte der Netzspannung und -frequenz. Falls eine Testfunktion eingebaut ist, kann damit das Ausschaltverhalten geprüft werden.

7.5 Schnittstellen, Steuerung, Regelung und Messung

Binäreingang (Enable)

Gemäss aktuellem VSE NA/EEA-NE7 – CH 2020 muss jeder netzgekoppelte Wechselrichter mit einem sogenannten Enable-Eingang ausgerüstet sein. Damit besteht die Möglichkeit, die Geräte via eine Zweidrahtleitung ein- oder auszuschalten (potentialfreier Kontakt). Ob und bei welchen Anlagen dieser Schaltein-

gang genutzt wird hängt von den standortbezogenen Faktoren ab. Bei Kleinanlagen bis 30 kVA wird dieser Eingang aktuell nicht beschaltet.

Empfehlung Swissolar

- Beschaltung nur, wenn vom VNB verlangt und begründet
- Sinnvoll erst ab einer Leistung von > 30 kVA

Steuereingänge

EEA mit einer Leistung > 30 kVA müssen mit Steuereingängen für die Leistungsbegrenzung und Blindleistungssteuerung gemäss NA/EEA-NE7 verfügen. Ob und in welchen Fällen der Enable- und die Steuereingänge vom Verteilnetzbetreiber angesteuert werden, muss fallweise entschieden werden. Unter Beachtung einer effizienten Stromversorgung sollen solche zusätzlichen Schaltfunktionen nur eingebaut und betrieben werden, wenn dies für den Netzbetrieb notwendig ist und die entsprechenden Netzbereiche messtechnisch überwacht werden.

Die technische Lebensdauer der meisten Geräte ist ungefähr 15 Jahre. Da die Entwicklung der Leistungselektronik rasch voranschreitet lohnt sich die Installation auf Vorrat in der Regel kaum.

Empfehlung Swissolar

- Beschaltung nur, wenn vom VNB verlangt und genutzt, sowie betrieblich notwendig sind
- Sinnvoll erst ab einer Leistung von > 250 kW (Anlagen vom Typ B3)

7.6 Hilfsenergie

Siehe Anhang 8.8

7.7 Kommunikationssysteme

In der Schweiz wird noch häufig die Tonfrequenz Rundsteueranlage (TRA) eingesetzt. Der eingesetzte Frequenzbereich erstreckt sich zwischen 100 Hz bis zu einer Obergrenze von 1600 Hz. Die lokal verwendete Frequenz sollte beim VNB nachgefragt werden, sodass ein passender WR gewählt, oder die Software entsprechend angepasst werden kann. Die Erfahrung zeigt, dass vor allem im Bereich zwischen 920 Hz und 1020 Hz Probleme auftauchen können.

8 Anhänge

Kapitel 2, Begriffe

8.2.1 Abgrenzung und Definitionen von Verordnungen

8.2.2 Weiterführende Informationen

Kapitel 3, Geltungsbereich

8.3.1 Zusammenstellung der gültigen Normen

8.3.2 Kennzeichnung von PV-Anlagen nach NIN

8.3.3 Ablaufschema bei der Realisierung von PV-Anlagen

Kapitel 7, Anforderungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz NE7 (VSE Dokumente)

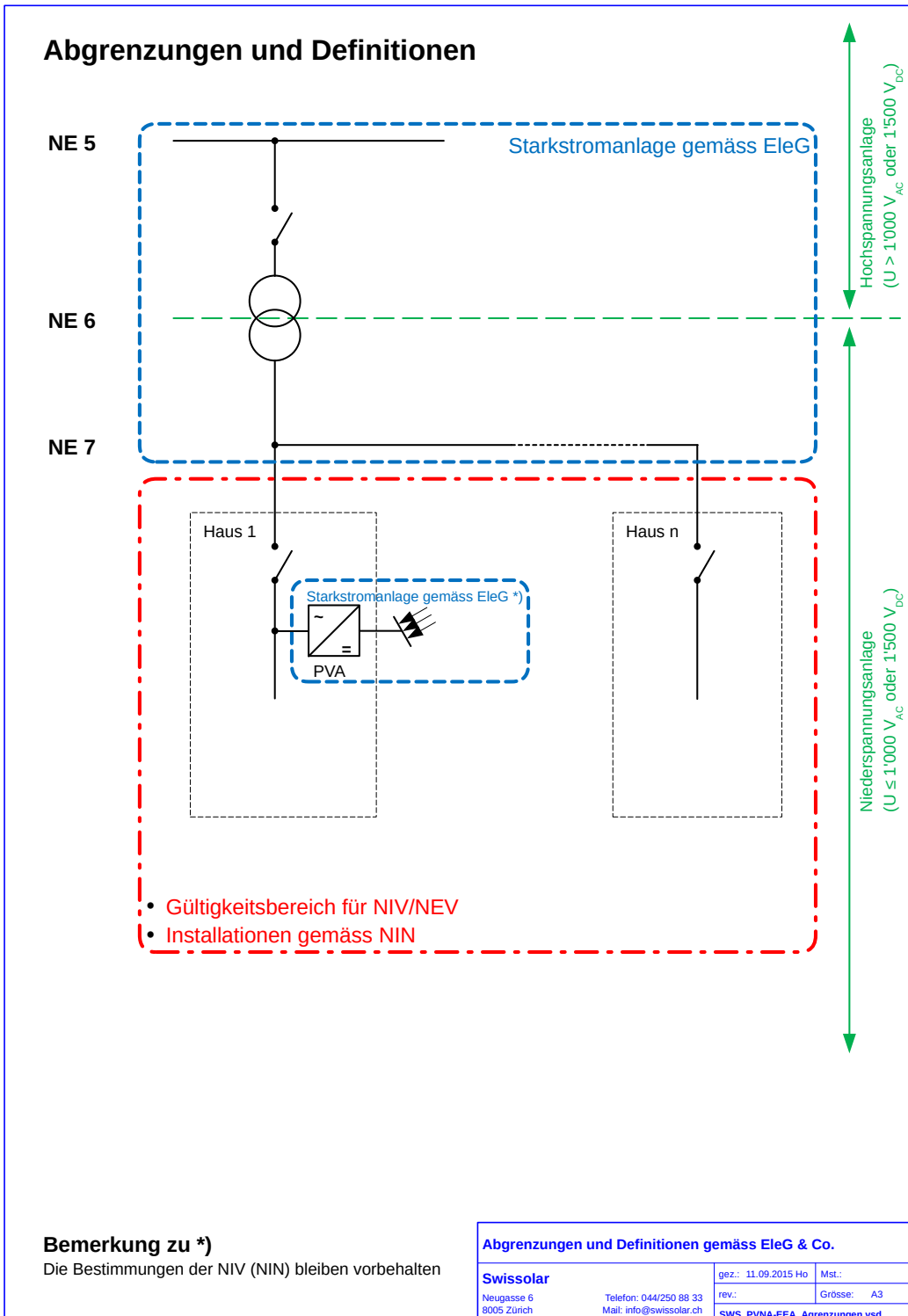
8.7.1 Schemata Anschluss von PV-Anlagen an NE7 (in Abhängigkeit der Anlagengrösse)

8.7.2 Ländereinstellungen Schweiz 2020

Gründe warum der externe NA-Schutz nicht nötig ist

8.2 Anhänge zum Kapitel 2, Begriffe

8.2.1 Abgrenzungen und Definition von Verordnungen



8.2.2 Weiterführende Informationen

Bereich Elektrische Vorschriften

Aktuelle Gesetzessammlung Bund:

<https://www.admin.ch/gov/de/start/bundesrecht/systematische-sammlung.html>

Aktuelle Normen von electrosuisse:

<https://shop.electrosuisse.ch/de/normen-und-produkte/normen/?cf-lang=1>

Aktuelle Informationen des ESTI:

<https://www.esti.admin.ch/de/dokumentation/esti-mitteilungen/mitteilungen>

Electrosuisse (Hrsg.): SN 441000: 2020, Niederspannungs-Installationsnorm (NIN), Electrosuisse, Fehraltorf, 2019

Electrosuisse (Hrsg.): SNEN 50549-1:2019, Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen, Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B, Electrosuisse, Fehraltorf, 2019

Electrosuisse (Hrsg.): SNEN 50549-2:2019, Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilstromnetz für Erzeugungsanlagen bis einschließlich Typ B, Electrosuisse, Fehraltorf, 2019

Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI: ESTI Weisung Nr. 220 / Version 0621, Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen, ESTI, Fehraltorf, 2021

Swissgrid (Hrsg.): Transmission Code 2019, Swissgrid, Aarau, 2020.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE (Hrsg.): Branchenempfehlung, Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz, Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE7 (VSE NA/EEA-NE7 – 2020), VSE, Aarau, 2020.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE (Mit-Hrsg.): Kompendium Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen D-A-CH-CZ, 2. Ausgabe, 2007

Bereich Bauvorschriften

Aktuelle Normen des SIA:

<http://shop.sia.ch>

Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein SIA (Hrsg.): SIA 112 Modell Bauplanung, SIA, Zürich, 2014

Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein SIA (Hrsg.): SIA 261 Einwirkungen auf Tragwerke, SIA, Zürich, 2020

Swissolar Stand-der-Technik-Papier zu VKF Brandschutzmerkblatt Solaranlagen, Zürich, 2017

Organisationen

Swissolar www.swissolar.ch

EIT.swiss www.eitwiss.ch/de

EICOM www.elcom.admin.ch

Electrosuisse www.electrosuisse.ch

ENTSO-E www.entsoe.eu

ESTI www.esti.admin.ch

SIA	www.sia.ch
Suva	www.suva.ch
Swissgrid	www.swissgrid.ch
VSE	www.strom.ch
VSEK	www.vsek.ch

8.3 Anhänge zum Kapitel 3, Geltungsbereich

8.3.1 Zusammenstellung der gültigen Normen

Elektrische Installationen von PV-Anlagen auf oder an Gebäuden gelten als Hausinstallation. Entsprechend müssen neben den Anforderungen an den Netzanschluss verschiedene Normen, Vorschriften und Empfehlungen für die sichere Elektroinstallation eingehalten werden.

Die vorliegende Zusammenstellung lehnt sich stark an das Swissolar-Merkblatt Photovoltaik Nr. 6, Merkblatt-Nr.21006d, Version 01/2021 © Copyright Swissolar.

Bauwesen

Die meisten Vorgaben rund um das Bauwesen stammen vom Schweizerischen Ingenieur- und Architektenverein (SIA). Bezüglich Sicherheit sind die Anforderungen an die Festigkeit gegen Schnee- und Windlasten relevant. Diese sind in der SIA 261: «Einwirkungen auf Tragwerke» (Bezug: <http://shop.sia.ch>) festgelegt. Darin ist unter anderem auch die mechanische Dimensionierung von Tragkonstruktionen für CH-spezifische Wind- und Schneelasten enthalten. Ebenso die Auswirkungen von Mehr- oder Minderlasten durch eine Photovoltaikanlage auf die Gebäudestatik.

Elektrizität

Zum Schutz vor den Gefahren der Elektrizität sind verschiedene Gesetze, Verordnungen und Empfehlungen in Kraft. Mit unterschiedlichen Schwerpunkten geht es dabei um den Schutz von Personen und Sachen sowie um den bestimmungsgemässen Betrieb der entsprechenden Geräte, Anlagen und Installationen. Die Sachwerte, einschliesslich des öffentlichen Stromnetzes, müssen vor allem gegen Überspannungen, Überlast und Kurzschlüsse geschützt werden.

Für die Elektroinstallationen ist die Niederspannungs-Installationsnorm NIN, Ausgabe SN 411000:2020 die wichtigste Norm. Sie enthält im Teil 7.12 ein separates Kapitel zu PV-Anlagen.

Eine Auswahl von internationalen Normen zu Geräten und Komponenten, welche in der Schweiz mehrheitlich angewendet werden und auch in der NIN referenziert sind, fasst die folgende Liste zusammen:

- SNEN 62852 (D), Steckverbinder für Photovoltaik-Systeme – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen
- SNEN 60269-6 (D), Niederspannungssicherungen - Teil 6: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen
- HD 60364, Errichten von Niederspannungsanlagen
- SNEN 61140 (D), Schutz gegen elektrischen Schlag - Gemeinsame Anforderungen für Anlagen und Betriebsmittel
- SNEN 62109-1 (D), Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen, Teil 1: Allgemeine Anforderungen
- SNEN 62109-2 (D), Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen, Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter
- SNEN 62446-1 +A1 (D), Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme - Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahme

Prüfung und Prüfanforderungen

Das Eidgenössische Starkstrominspektorat ESTI gewährleistet den sicheren Umgang mit Elektrizität. Dazu prüft und beurteilt es die Sicherheit von elektrischen Anlagen, Installationen und Erzeugnissen. Zu Photovoltaikanlagen wird die Weisung ESTI Nr. 220 «Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen» regelmässig aktualisiert und publiziert (<https://www.esti.admin.ch/de/dokumentation/esti-weisungen/esti-weisungen/>).

Blitzschutz

Grundsatz: Ein Gebäude wird durch eine PVA nicht blitzschutzpflichtig.

Ausser bei Installationen, die durchgängig mit Komponenten nach Schutzklasse II (gemäss SNEN 61140 «Schutz gegen elektrischen Schlag - Gemeinsame Anforderungen für Anlagen und Betriebsmittel») ausgeführt wurden, ist der Potenzialausgleich vom Solarmodulfeld bis zum Hauptverteiltableau immer notwendig. Details sind in der NIN 2020, Ziff. 7.12.4.4, B+E zu finden.

Die Leitsätze des CES SNR 464022.2015 und die NIN schreiben vor, dass da wo ein Blitzschutz vorhanden ist, die korrekte Einbindung der Solaranlage in das Blitzschutzsystem notwendig ist (Regeln des CES, Blitzschutzsysteme, SNR 464022:2015, www.electrosuisse.ch). Die NIN legt auch fest, bei welchen Bedingungen ein Überspannungsschutz im Netzanschlussstableau oder beim Eintritt der Hauszuleitung eingebaut werden soll.

Kontrollen

Gemäss NIV benötigen PV-Anlagen zwingend eine Abnahmekontrolle durch ein unabhängiges Kontrollorgan oder eine akkreditierte Inspektionsstelle.

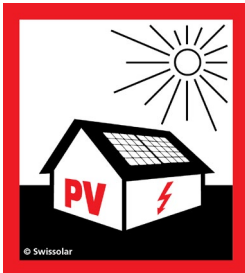
Vorschriften für die ausführenden Betriebe

Bei der Installation von Photovoltaikanlagen bildet die Elektroinstallation den wesentlichen Teil. Für derartige Arbeiten ist eine Installationsbewilligung nach Art. 7/9, respektive Art. 14 NIV (Niederspannungsinstallationsverordnung – SR 734.27) des ESTI erforderlich, die nur bei entsprechender Fachkundigkeit und Ausbildung erteilt wird.

8.3.2 Kennzeichnung von PV-Anlagen nach NIN

Die in der NIN2020 definierten Hinweisschilder sind wie folgt zu verwenden:

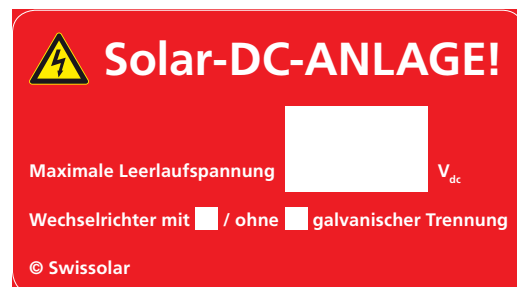
gemäss NIN 7.12.5. Figur 2: Aufschrift Einspeisung (A)



Dieses Hinweisschild ist beim Anschluss-Überstromunterbrecher und den Schaltgerätekombination zwischen Anschluss-Überstromunterbrecher und dem (den) Wechselrichter(n) anzubringen. Dies soll aussen an der Schaltgerätekombination gut sichtbar angebracht werden.

gemäss NIN 7.12.5 Figur 3: Aufschrift EEA beim/am Wechselrichter (B)

Variante Swissolar



Die Wechselrichter sind mit einem Leistungsschild zu versehen, die mindestens folgende Angaben enthalten:

- Maximale Leerlaufspannung des PV-Generators (Leerlaufspannung STC gemäss Datenblatt multipliziert mit dem Temperaturkorrekturfaktor gemäss NIN)
- Wechselrichter mit / ohne galvanische Trennung

gemäss NIN 7.12.5 Figur 4: Aufschrift Solar – DC (C)

Variante Swissolar



- Dieses Hinweisschild soll alle DC-Leitungen, PV-Array- und PV-Generatoranschlusskasten (DC Betriebsmittel) kennzeichnen, die auch bei ausgeschalteter Anlage unter Spannung stehen.
- Dieses Hinweisschild soll ebenfalls Schaltgerätekombinationen, die DC Betriebsmittel enthalten, kennzeichnen.

Informationsziele der Hinweisschilder

Einspeisung (A) Information für Einsatzkräfte der Feuerwehr und Netzbetreiber

- Gebäude mit Photovoltaikanlage
- an Schaltgerätekombination ist eine Photovoltaikanlage angeschlossen

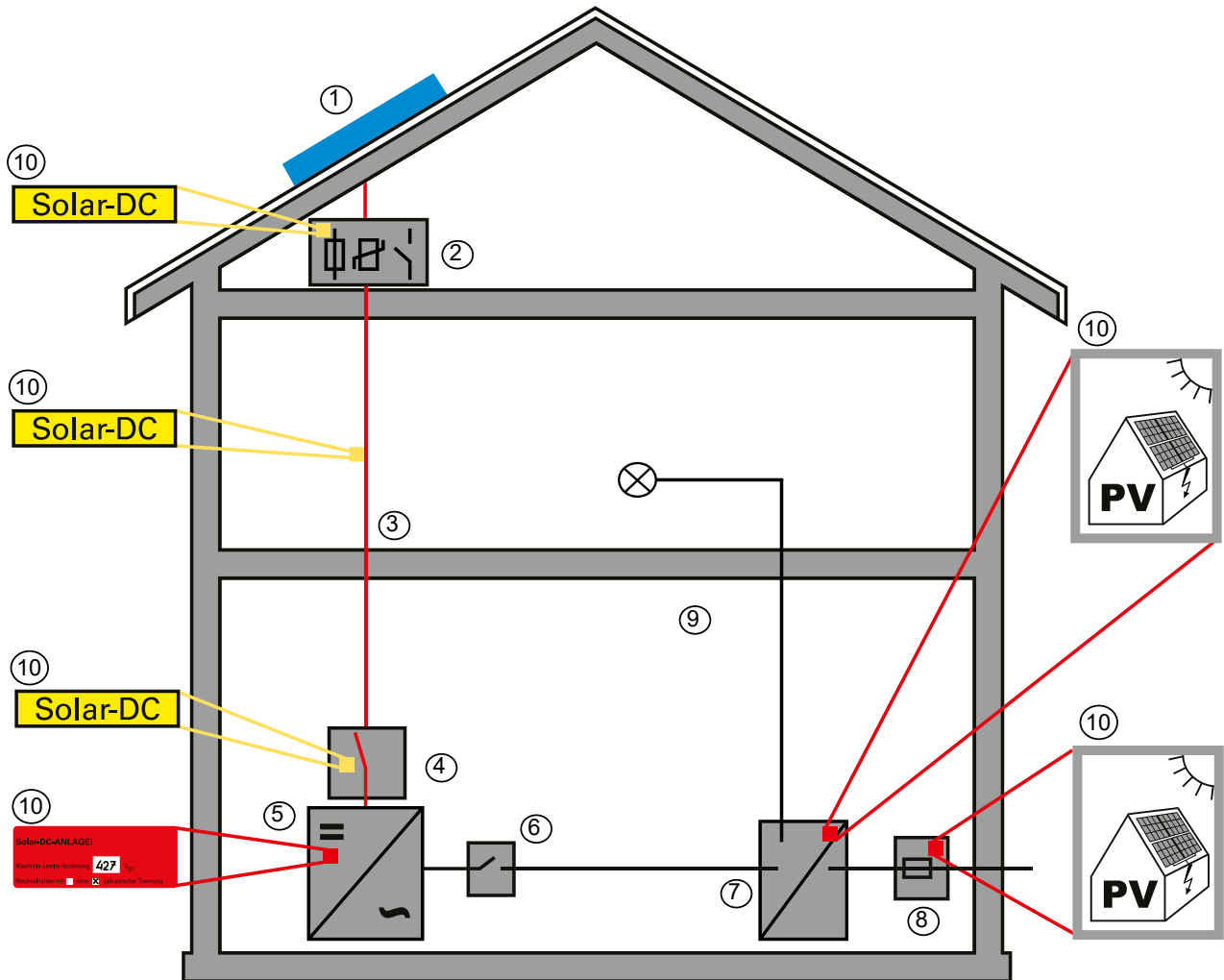
EEA (B) Information für das Elektrofachpersonal

- detaillierte Angabe über die Höhe der bei Kontrollmessungen zu erwartenden DC-Spannung
- Mit oder ohne Potenzialtrennung zwischen AC und DC

Solar – DC (C) Information für Anlagenbetreiber

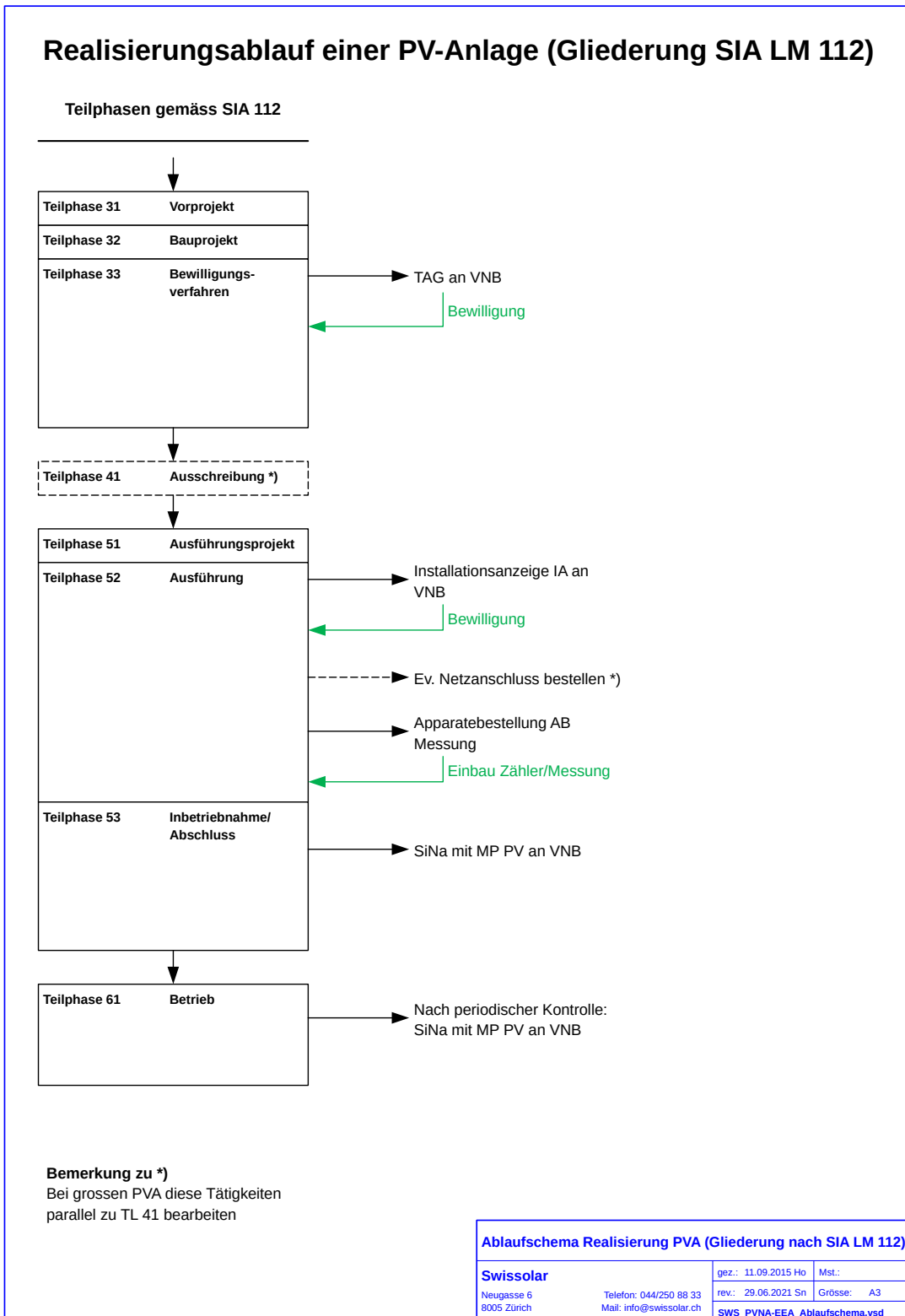
- Vorsicht Photovoltaikanlage, DC-Spannung auch bei ausgeschalteter Anlage
- Bezeichnung der Betriebsmittel und Trennstellen für PV-Anlagen

Die folgende Skizze gibt einen Überblick bezüglich der Platzierung der verschiedenen Kennzeichnungen.



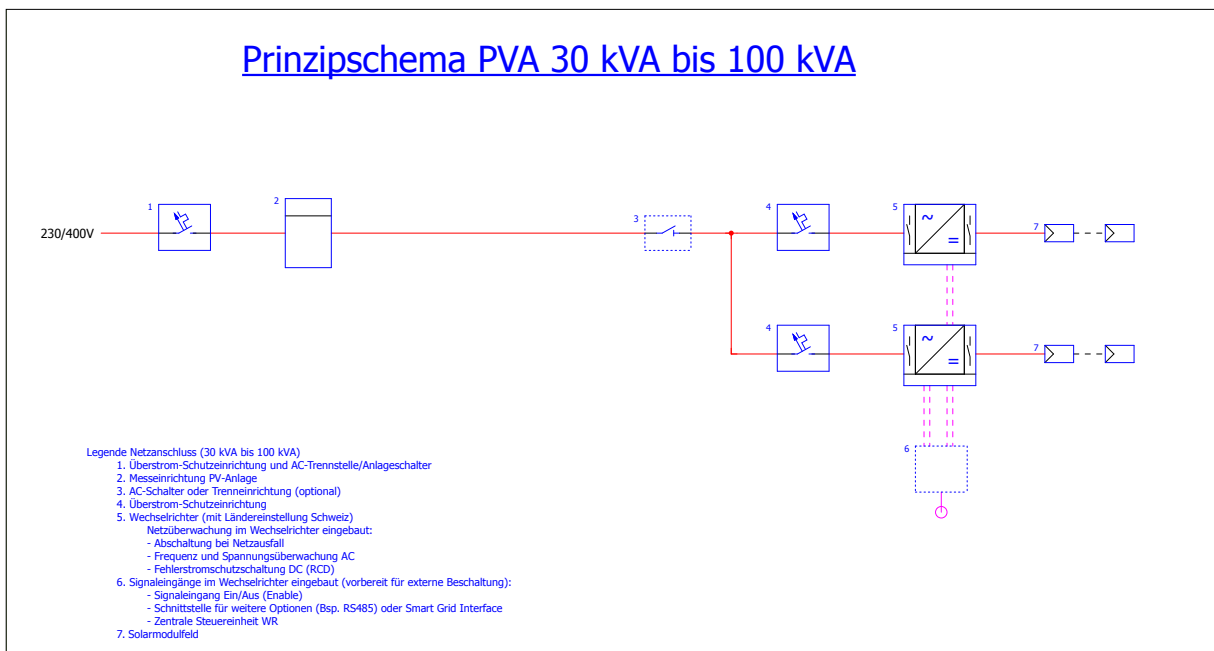
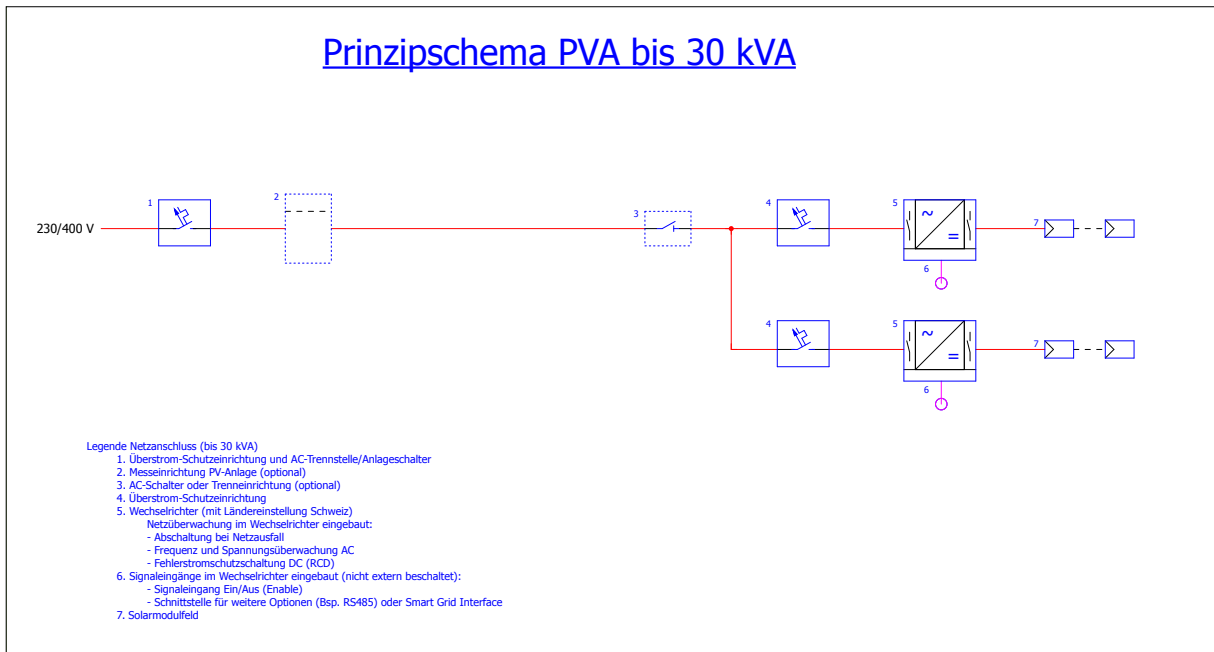
1. Solargenerator
2. Optional PV Array Anschlusskasten mit Schalt- und Schutzeinrichtungen gemäss (NIN) SN411000
3. DC-Leitung
4. DC-Trennstelle (Anmerkung: Kann auch im Wechselrichter integriert sein)
5. Wechselrichter
6. AC-Trennstelle
7. Niederspannungsverteilung 230/400 V
8. Netzzuleitung / Anschlussicherung 230/400 V
9. Hausinstallation 230/400 V
10. Kennzeichnung gemäss (NIN) SN411000

8.3.3 Ablaufschema bei der Realisierung von PV-Anlagen

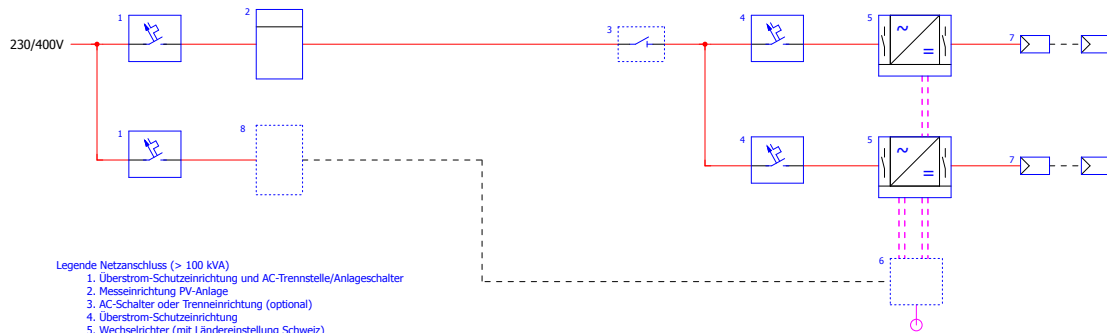


8.7 Anhänge zum Kapitel 7, Anforderungen an den Anschluss an das Niederspannungsnetz NE 7

8.7.1 Schemas Anschluss von PV-Anlagen an NE7 (in Abhängigkeit der Anlagengrösse)



Prinzipschema PVA > 100 kVA



Legende Netzanschluss (> 100 kVA)

1. Überstrom-Schutzeinrichtung und AC-Trennstelle/Anlageschalter
2. Messeinrichtung PV-Anlage
3. AC-Schalter oder Trenneinrichtung (optional)
4. Überstrom-Schutzeinrichtung
5. Wechselrichter (mit Ländereinstellung Schweiz)
 - Netzüberwachung im Wechselrichter eingebaut:
 - Abschaltung bei Netzausfall
 - Frequenz und Spannungsüberwachung AC
 - Fehlerstromschutzschaltung DC (RCD)
6. Signaleingänge im Wechselrichter eingebaut (vorbereit für externe Beschaltung):
 - Signaleingang Ein/Aus (Enable)
 - Schnittstelle für weitere Optionen (Bsp. RS485) oder Smart Grid Interface
 - Zentrale Steuereinheit WR
 - Steuerung $\cos \varphi$
 - Verdrahtet auf Steuereinheit EVU
7. Solarmodulfeld
8. Steuereinheit EVU
 - Signale für Steuereinheit WR (z.B. PLC, IP, ...)

8.7.2 Ländereinstellungen Schweiz 2020

Auszug Anhang E aus der VSE Branchenempfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7-CH)

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

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

Grid connection criterias

Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Bemerkung zum Parameter
Minimale Spannung für die Zuschaltung	Uac min	V	196	85% von U_n
Maximale Spannung für die Zuschaltung	Uac max	V	253	110% von U_n
Minimale Frequenz für die Zuschaltung	f min	Hz	47,5	
Maximale Frequenz für die Zuschaltung	f max	Hz	50,1	Muss zusammen mit Uac NP min zutreffen
Zeit für Check U/f bevor Wiederschaltung	t	s	60	Minimale Verzögerungszeit Wiederschaltung nach Fehler
Rampe beim Anfahren	Soft Start	-	ON	Standardwert: eingeschaltet
Gradient der Rampe	Pac Steigerung	%Pn/Min	10	

Tabelle 3: Grid connection criterias Typ A

Grid protection criterias

Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Zeit	Bemerkung zum Parameter
Überspannung	U >>	V	276	≤ 100 ms	120% von U_n ^{a)}
Überspannung (Gleitender 10-Minuten Mittelwert)	U >	V	253	≤ 100 ms	110% von U_n ^{b), c)}
Unterspannung	U <	V	184	≤ 1500 ms	80% von U_n ^{d)}
Unterspannung	U <<	V	104	≤ 300 ms	45% von U_n ^{d)}
Unterfrequenz	f <	Hz	47,50	≤ 100 ms	

Überfrequenz	f >	Hz	51,50	≤ 100 ms	
Leistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz	P (f)	-	ON	-	Standardwert: eingeschaltet
Startschwelle für Leistungsreduktion	f start	Hz	50,20	-	
Gradient Leistungsreduktion	P (f) red	% Pmom/Hz	40	-	Pmom: Momentanleistung
Inselnetzerkennung	Anti Islanding	S	5,00	-	Fehlerklärungszeit: innerhalb 5 s, Nachweis mit SNEN 62116:2014

Tabelle 4: Grid protection criterias Typ A

Grid Operation

Parameter	Symbol	Wert (≤ 250 kVA)	Bemerkung zum Parameter
Blindleistungsregelung	cos φ	1,00	Defaultwert 1,00 oder gemäss Vorgabe des VNB
FRT-Verhalten	FRT	Nein (inaktiv)	Dynamische Netzstützung ohne Blindstromeinspeisung
k-Faktor	k-Faktor	-	Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe des VNB

Tabelle 5: Grid Operation Typ A

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

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

Grid connection criterias

Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Bemerkung zum Parameter
Minimale Spannung für die Zuschaltung	Uac min	V	196	85% von U _n
Maximale Spannung für die Zuschaltung	Uac max	V	253	110% von U _n

Minimale Frequenz für die Zuschaltung	f min	Hz	47,5	
Maximale Frequenz für die Zuschaltung	f max	Hz	50,1	Muss zusammen mit Uac NP min zutreffen
Zeit für Check U/f bevor Wiederschaltung	t	s	600	Minimale Verzögerungszeit Wiederschaltung nach Fehler
Rampe beim Anfahren	Soft Start	-	ON	Standardwert: eingeschaltet
Gradient der Rampe	Pac Steigerung	%Pn/Min	10	

Tabelle 6: Grid connection criterias Typ B

Grid protection criterias

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

Tabelle 7: Grid protection criterias Typ B

Grid Operation

Parameter	Symbol	Wert (> 250 kVA)	Bemerkung zum Parameter
Blindleistungsregelung	$\cos \varphi$	1,00	Defaultwert 1,00 oder gemäss Vorgabe des VNB
FRT-Verhalten	FRT	Ja (aktiv)	Dynamische Netzstützung mit Blindstromspeisung
k-Faktor	k-Faktor	2	Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe des VNB

Tabelle 8: Grid Operation Typ B

Fussnoten und Hinweise:

- Die zeitliche Vorgabe « ≤ 100 ms» für den Schutzrelais-Einstellwert geht von einer maximalen Eigenzeit des NA-Schutzrelais inklusive Kuppelschalter von ebenfalls 100 ms aus. Damit ergeben sich maximal 200 ms Gesamtabschaltzeit.
- Es ist sicherzustellen, dass am (Haus-)Anschlusspunkt die Spannung $1,10 U_n$ nicht überschritten wird. Wird diese Anforderung durch einen externen NA-Schutz sichergestellt ist es zulässig, den Überspannungsschutz $U>$ an der dezentralen EEE/EEA auf bis zu $1,15 U_n$ einzustellen. Der Anlagenerrichter sollte in diesem Fall mögliche Auswirkungen auf die Kundeninstallation berücksichtigen. Die Kombination von externem NA-Schutz ($U>$: $1,1 U_n$) und integriertem NA-Schutz ($U>$: $1,1 U_n$ bis $1,15 U_n$) ist dann zu empfehlen, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist. Dies ist typischerweise bei längeren Anschlussleitungen der Fall.
- Wertet die $U>$ -Funktion nicht den gleitenden 10-Minuten-Mittelwert aus, ist eine Einstellung von $1,10 U_n$ mit einer Verzögerung von 60 s empfohlen (ausserhalb des OVRT-Bereichs). Da bei sind die Rückfallverhältnisse (Hysterese) der Relais bzgl. Überfunktion / Wiederschaltung beachten.
- Wird das der EEA vorgelagerte Mittelspannungsnetz des VNB mit einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE-CH) betrieben, so werden folgende Schutzeinstellungen (EEA) empfohlen: $U<<$ -Funktion: $0,45 U_n$, unverzögert (d. h. kleinstmöglicher Zeitverzögerung) und $U<$ -Funktion: $0,8 U_n$, 300 ms. Die FRT-Anforderungen müssen in diesem Fall nicht eingehalten werden. Die Vorgaben für die Schutzeinstellungen trifft der VNB.

8.8 Gründe warum der externe NA-Schutz nicht nötig ist

Der Netz- und Anlagen-Schutz (NA-Schutz) bei dezentralen Energieerzeugungsanlagen (EEA) hat eine wichtige Schutzfunktion für das Netz und die am Standort installierten Anlagen einschliesslich der Produktionsanlagen. In der Schweiz ist die überwiegende Mehrheit der dezentralen Energieerzeugungsanlagen als Photovoltaikanlage (PVA) realisiert. In jedem Photovoltaik-Wechselrichter (PV-WR) ist ein integrierter NA-Schutz eingebaut und lässt sich nicht deaktivieren, denn damit schützen die WR-Hersteller ihre Geräte und das Stromnetz.

Aus Sicht einiger Verteilnetzbetreiber (VNB) ist der WR-integrierte NA-Schutz eine Blackbox, der sie nicht allein vertrauen wollen. Sie fordern deshalb, dass dieser NA-Schutz ausserhalb der EEA ein zweites Mal redundant aufgebaut wird. Die Befürchtungen dieser VNB konnten bisher nicht durch Messungen belegt werden und mögen allenfalls in Ausnahmefällen berechtigt sein – der externe NA-Schutz verbessert die

Situation jedoch nicht. Im Gegenteil, er macht das Gesamtsystem fehleranfälliger und aufwendiger. So bedingt der Einsatz eines externen NA-Relais eine Anpassung der Energieversorgung dieser Überwachung. Wird eine Konfiguration mit Schliessern gewählt, so fällt sie bei Ausfall der Spannungsversorgung automatisch ab, benötigt jedoch immer eine Energiemenge, um den Kontakt angezogen zu halten (auch wenn diese nicht sehr gross ist – eine Dauerbelastung des Schalters ist vorhanden). Wird eine Konfiguration mit Öffnern gewählt, so muss sowohl die Energieversorgung des NA-Schutzrelais / Überwachungseinheit als auch die Versorgung des externen Kuppelschalters gepuffert werden. Diese Pufferung muss in regelmässigen Abständen (bspw. alle 2 Jahre) kontrolliert werden, damit die Funktionalität erhalten bleibt. Der integrierte NA-Schutz im WR hingegen hat automatisch eine gesicherte Energieversorgung und ist damit günstiger und verlässlicher.

Eine grosse Zahl von VNB sieht im externen NA-Schutz keinen zusätzlichen Sicherheitsgewinn und argumentiert, dass der externe NA-Schutz ein falsches Sicherheitsgefühl vermittelt, jedoch das Gesamtsystem fehleranfälliger macht. Sie möchten deshalb auf den externen NA-Schutz verzichten und sind aber der Meinung, dass sie diese Kompetenz gar nicht haben, da ein externer NA-Schutz von übergeordneten Normen gefordert sei. Die massgebende Norm für den vorliegenden Fall ist die SNEN 50549-1, Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschliesslich Typ B. Auf dieser Norm basiert sowohl die Empfehlung des VSE als auch diejenige von Swissolar. Sie überlässt es den einzelnen Ländern, respektive den VNB, welche Anforderungen an den Entkopplungsschutz (so die genaue Bezeichnung in der Norm) gestellt werden. In weiteren IEC Dokumenten wird explizit erlaubt, dass der NA-Schutz bei inverterbasierten Netzeinspeisung im Wechselrichter eingebaut werden kann (IEC TS 62786:2017).

Dass ein NA-Schutz vorhanden sein muss, ist völlig unbestritten. Es ist aber nicht zielführend, die technischen Lösungen auf wenige Optionen einzuschränken. Der im WR realisierte NA-Schutz ist einfehlersicher und wird im Rahmen der Typenprüfung nach SNEN 62109-1/-2 geprüft.

Nachstehend einige Hinweise zu verschiedenen Fragen und Argumenten

Argument für den externen NA-Schutz

Argumente für den WR-integrierten NA-Schutz

Der EEA-Installateur wird die WR während der Lebenszeit der **EEA ersetzen**. Ohne externen NA-Schutz ist dann nicht mehr sichergestellt, ob ein NA-Schutz vorhanden ist und ob dieser richtig eingestellt ist.

Alle WR haben einen integrierten NA-Schutz, der nicht deaktiviert werden kann. Abgesehen von den Grundaufgaben des NA-Schutzes müssen die WR eine lange Liste von weiteren Funktionen erfüllen, (Fault Ride Through FRT, Frequenzregelung, Blindleistungsregelung, erkennen von ungewolltem Inselbetrieb etc.) die für das System und das Verteilnetz wichtig sind. Eine falsche Parametrierung von Wechselrichtern stellt durchaus ein Risiko für die VNB dar, das in Zukunft mehr Aufmerksamkeit verdient. Der externe NA-Schutz bringt diesbezüglich aber ein falsches Sicherheitsgefühl, weil er vortäuscht, damit das Netz vor Fehlfunktionen im WR schützen zu können. Das kann er in den meisten Fällen aber nicht; er kann aber durchaus den WR an seiner korrekten Funktion hindern (insb. FRT und P(U), Q(U)).

Es gibt inzwischen sehr **viele WR-Fabrikate** am Markt. Wie soll sichergestellt werden, dass die alle richtig funktionieren? Der einheitliche externe NA-Schutz gibt hier eine rudimentäre Grundsicherheit.

Die Sicherheit von Produkten (der WR ist ein Produkt) wird generell über Zertifikate und Konformitätserklärungen gelöst, nicht über zusätzliches Schutzequipment. Es gibt auch verschiedene Hersteller von externen NA-Schutzgeräten. Wichtig ist es, a) eine Konformitätserklärung zum WR zu verlangen und b) bei Verdacht auf Nichteinhaltung entsprechende Prüfungen / Nachweise einzufordern oder zu erbringen. Sofern notwendig kann auch die Marktüberwachung des ESTI einschreiten. Wie auch bei den anderen Argumenten in dieser Tabelle hilft der externe NA-Schutz kaum, ein allfälliges Fehlverhalten eines WR zu korrigieren.

EEA können nach einem **Firmware-Update** ganz anders eingestellt sein als ursprünglich vorgesehen.

Es gelten dieselben Argumente wie oben: Falls dies geschehen würde, würde dies diverse Probleme verursachen, die der externe NA-Schutz gar nicht lösen kann. Es ist darum wichtig sicherzustellen, dass es gar nicht erst dazu kommt. WR-Hersteller sind sich dieser Problematik bewusst und verunmöglichen es darum grundsätzlich, dass die Schutzeinstellung nach erfolgter Erstkonfiguration verändert werden können.

Einfehlersicherheit:
Ein Gerät kann nicht sich selbst schützen, weil der Schutz bei einem Defekt am Gerät verloren gehen würde.

Der externe NA-Schutz kann das Netz ebenfalls nicht vor einem defekten WR schützen, denn Frequenz und Spannung werden vom Netz, nicht vom WR vorgegeben. Als Schutz dazu dient die Hauptsicherung (NHS oder LS) vor dem WR. Sind die Netzfrequenz und die Netzspannung stabil, so wird der externe NA-Schutz in keinem Fall auslösen, unabhängig von möglichen Fehlern im WR. Geschieht der Fehler aber im Netz und nicht im WR, so ist die Einfehlersicherheit gegeben. Der integrierte NA-Schutz im Wechselrichter wird auslösen, um den WR zu schützen. Diese Funktion lässt sich nicht deaktivieren, da die WR-Hersteller sonst die Produktgarantie für die WR ablehnen würden. Der Wechselrichter, einschliesslich der interne NA-Schutz, ist gemäss IEC 62109-1/-2 Einfehlersicher und dementsprechend geprüft. Bei einem Fehler im Wechselrichter führt dies entsprechend immer zu einer Netztrennung.

Es gibt **keine Normen** zur Implementierung und Prüfung des internen NA-Schutzes

In einigen Länder werden entsprechende Tests angewendet. Die Schweiz könnte hier auch eigene Prüfungen (z. B. angelehnt an Deutschland und an EN 50549-10) einführen, was sich aber bisher als nicht notwendig erweist. Vor einem Alleingang der Schweiz ist abzusehen, eine Anlehnung an ein anderes Land wäre denkbar.

Im Juli 2021 wurde innerhalb der IEC eine neue Prüfserie für PV-Wechselrichter vorgeschlagen, welche die Typenprüfung des NA-Schutzes beinhaltet. Die entsprechenden Prüfungen werden von den Wechselrichterherstellern bereits heute durchgeführt, jedoch jeweils länderspezifisch und nicht international. In einigen Jahren dürften die Prüfungen auch für die internationale Anwendung gemacht werden.

Ein interner NA-Schutz kann im Feld **nicht geprüft** werden, zumindest nicht mit verhältnismässigem Aufwand.

Ein externer NA-Schutz kann auch nicht geprüft werden. Der Test-Knopf am externen NA-Schutz löst nur den Schalter aus, die Schutzfunktionalität und insb. die Schutzeinstellungen werden dabei nicht geprüft. Im Gegensatz dazu haben die meisten WR aufgrund der Anforderungen in Italien einen Selbsttest, der nicht nur die Schutzeinstellungen überprüft, sondern effektiv misst, bei welchen Werten der NA-Schutz aktiviert wird

<p>Externe Netzüberwachung, welche auf die Schützen im WR (Enable-Eingang) wirkt, gilt als kostengünstige Alternative, wenn nur ein WR vorhanden ist.</p>	<p>Es gelten dieselben Argumente wie oben. Sollten die WR-internen Spannungs- und Frequenzmessungen versagen, würden alle weiteren Funktionalitäten des WRs (vermutlich auch die Netzeinspeisung) selbst nicht mehr funktionieren. Die externe Netzüberwachung würde dabei nichts ändern, da sie diesen Fehler am WR ja nicht erkennen kann. Der WR wird von selbst auf Störung schalten und sich deaktivieren. Diese Vereinfachung des externen NA-Schutzes wird zudem oft mit Komponenten realisiert, welche nicht die Qualität von Schutzequipment aufweisen (z. B. Monitoringsysteme für PV-Anlagen). Entsprechende Systeme können deshalb nicht als zuverlässig angesehen werden.</p>
--	--

Weitere Erklärungen zu verschiedenen Stichworten im Zusammenhang mit dem NA-Schutz

<p>Komplexität und Risiko für Fehlkonfigurationen</p>	<p>Internationale Erfahrungen lassen vermuten, dass die häufigsten Fehler beim NA-Schutz falschen Einstellungen sind. Mit einem externen NA-Schutz müssen alle Einstellungen doppelt gemacht werden. Die Wahrscheinlichkeit für Fehlkonfigurationen erhöht sich damit.</p>
---	--

<p>Risiko als Folge der Schaltung grosser Ströme</p>	<p>Eine der wichtigsten Funktion des NA-Schutzes ist der Schutz gegen zu hohe Spannungen beim Anschlusspunkt der Anlage an das Netz. Dies wird in Zukunft wichtiger, weil an vielen Anschlusspunkten die Netze diesbezüglich optimal genutzt werden. Bei den Wechselrichtern kommt dann vermehrt das P(U) zur Anwendung. In diesem Fall begrenzt der Wechselrichter die maximale Einspeiseleistung entsprechend der zulässigen maximalen Netzspannungsgrenze oder schaltet sich ab. Wenn in diesem Zustand der externe NA-Schutz die Trennung auslöst, werden vor allem bei grossen Anlagen sehr hohe Ströme geschaltet, was gefährliche Spannungsimpulse auslösen kann. Die WR-internen Leistungsreduktion und Ausschaltung agiert diesbezüglich viel netz- und anlagenfreundlicher. Zudem hat der Fall mit mehreren Wechselrichtern ohne externen NA-Schutz den Vorteil, dass im Bereich von Millisekunden bis Sekunden kaskadiert abgeschaltet wird und damit die Schalthandlung weniger grosse Impulse auf das Netz rückwirkt.</p>
--	--

<p>Immunität vor Störungen</p>	<p>Je mehr dezentrale EEA am Netz angeschlossen sind, desto wichtiger ist es, dass die Anlagen sich bei kurzen Störungen nicht sofort vom Netz trennen, sondern mit dem Netz verbunden bleiben (Fault Ride Through, FRT). Der externe NA-Schutz verunmöglicht bei falschen Einstellungen, dass die WR diese Funktion wahrnehmen können.</p>
--------------------------------	---

<p>Retrofit</p>	<p>Es zeichnet sich ab, dass bereits installierte, grössere Anlagen bezüglich FRT nachgerüstet werden müssen. Falls sie über einen externen NA-Schutz verfügen und dieser nicht auch nachgerüstet wird, nützt die Nachrüstung am WR selbst nichts.</p>
-----------------	--

Kosten	Der externe NA-Schutz kostet rund 2-3% der Anlagenkosten. Aus Sicht der effizienten und wirtschaftlichen Stromversorgung sind das unnötige Kosten.
Einstellungen Wechselrichter	Es wäre sinnvoll die «Ländereinstellung Schweiz» in einer Schweizer Prüfnorm (analog AR-N-4105) niederzuschreiben und die Konformität der importierten Geräte zu prüfen.