

Raccomandazione

Allacciamento di impianti fotovoltaici al livello di rete LR 7

Swissolar | Raccomandazione: Allacciamento di impianti fotovoltaici al livello di rete LR 7

(AR IPE PVL7 – NA EEA PVNE7)

Versione: V 2.00
Data: 2021-11-22
Copyright: © Swissolar

Con il sostegno di



Autori della prima edizione (edizione 2015)

Cognome e nome	Ditta	Funzione nel gruppo di lavoro (GL) Funzione nell'associazione
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler, 3005 Bern	Presidente del GL Presidente Commissione Fotovoltaico tecnica Rappresentante dei progettisti
Kottmann Adrian	BE Netz AG, 6030 Ebikon	Membro del GL Membro Commissione Fotovoltaico tecnica Rappresentante degli installatori
Toggweiler Peter	Basler + Hofmann AG, 8008 Zürich	Membro del GL Membro Commissione Fotovoltaico tecnica Presidente CES TK 82
Moll Christian	Swissolar, 8005 Zürich	Membro del GL Rappresentante della direzione

Autori della 1a revisione (edizione 2021)

Cognome e nome	Ditta	Funzione nel gruppo di lavoro (GL) Funzione nell'associazione
Hostettler Thomas	Ingenieurbüro Hostettler, 3005 Bern	Membro del GL Membro Commissione Fotovoltaico tecnica Rappresentante dei progettisti
Summermatter Samuel	BE Netz AG, 6014 Luzern	Membro del GL Membro Commissione Fotovoltaico tecnica Rappresentante degli installatori
Toggweiler Peter	Basler + Hofmann AG, 8008 Zürich	Presidente del GL Presidente Commissione Fotovoltaico tecnica Presidente CES TK 82
Heiniger Leo-Philipp	Swissolar, 1400 Yverdon-les-Bains	Membro del GL Membro Commissione Fotovoltaico tecnica
Spiller Nathalie	Swissolar, 8005 Zürich	Membra del GL Rappresentante della direzione

Gli esperti esterni hanno avuto la funzione di partner di discussione con gli autori. Essi non sono responsabili per la struttura e il contenuto del documento.

Esperti esterni per la prima edizione (edizione 2015)

Cognome e nome	Ditta Istituzione	Settore
Thalmann Daniel	ABB	Comportamento IPE allacciati alla rete
Schlegel Walter	UFE	Regolazione
Höckel Michael	Berner Fachhochschule, Biel	Specialista qualità della rete

Esperti esterni per la 1a revisione (edizione 2021)

Cognome e nome	Ditta Istituzione	Settore
Cuony Peter	Groupe E	Comportamento IPE allacciati alla rete
Bucher Christof	Berner Fachhochschule, Burgdorf	Professore per il fotovoltaico

Prefazione e struttura del documento

Contesto politico del mercato svizzero dell'elettricità

Il 1° gennaio 2008 il mercato svizzero dell'elettricità è stato aperto ai consumatori finali con un consumo annuale di 100 MWh o più per sito di consumo. La Confederazione ha regolato i dettagli nella legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) del 23 marzo 2007 (stato attuale al 1° giugno 2021) e nella relativa ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) del 1° gennaio 2017 (stato attuale al 1° giugno 2021). Nel frattempo, il mercato dell'elettricità e gli incentivi promozionali in ambito energetico sono stati adattati in varie fasi. Con l'approvazione da parte del popolo della Strategia energetica 2050 della Confederazione, a partire dal 1° gennaio 2018 si è in particolare data una nuova base al sistema di incentivazione.

Questi aspetti sono regolati principalmente nella legge sull'energia (LEne) del 30 settembre 2016 (stato attuale 1° gennaio 2021) e nell'ordinanza sull'energia (OEn) del 1° novembre 2017 (stato attuale 1° gennaio 2021).

Un'altra importante ordinanza in relazione alla volontà politica riguardante la produzione da energie rinnovabili è l'etichettatura dell'energia prodotta, come stabilito nell'ordinanza sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE) del 1° novembre 2017 (stato attuale 2 aprile 2019).

Documenti settoriali

Conformemente al principio di sussidiarietà (cfr. art. 3 cpv. 1 LAEI), il settore dei fornitori di energia organizzato nell'Associazione delle aziende elettriche svizzere (VSE-AES) ha elaborato i documenti settoriali necessari per l'attuazione delle suddette disposizioni. Swissolar, come rappresentante del settore dell'energia solare, pubblica a questo scopo documenti propri e complementari del settore. Questi sono coordinati con altre organizzazioni coinvolte.

Nell'ambito di questi documenti settoriali, il VSE-AES ha messo in vigore nel dicembre 2014 un documento di attuazione "Raccomandazione per l'allacciamento alla rete di impianti di produzione di energia" (AR IPE – CH 2014). Questo documento è stato pubblicato in una versione riveduta all'inizio di settembre 2020 Branchenempfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz, indicato dalla sigla NA/EEA-NE7 – CH2020 ("Allacciamento alla rete a bassa tensione di impianti di produzione di energia", solo in tedesco e in francese). Swissolar è stato coinvolto in questa revisione e ha potuto contribuire con importanti impulsi. Nonostante le intense discussioni, non c'è tuttavia ancora una posizione comune sul tema della protezione esterna della rete e degli impianti (NA-Schutz in tedesco, qui "protezione RI"), motivo per cui Swissolar pubblica questo documento supplementare.

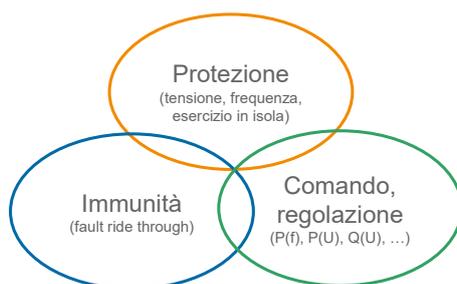
Il limite indicato nel documento VSE-AES, secondo il quale una protezione esterna è necessaria in aggiunta alla protezione interna a partire da 30 kW di potenza nominale AC, non è giustificato né in termini di sicurezza né in termini economici. Inoltre, secondo Swissolar, nell'attuale raccomandazione VSE-AES sull'allacciamento alla rete degli IPE (NA/EEA-NE7 – CH2020) in particolare sono stati troppo poco considerati i seguenti aspetti:

- I tre compiti principali della protezione RI sono il monitoraggio della tensione e della frequenza, il rilevamento dell'esercizio in isola e, se necessario, la disconnessione dell'impianto fotovoltaico dalla rete. La protezione RI installata di serie nell'inverter è in grado di svolgere tutte e tre le funzioni, in ogni situazione, anche in caso di difetto dell'inverter.
- I dispositivi di protezione RI esterni utilizzati non includono il rilevamento dell'esercizio in isola.
- Da un punto di vista tecnico, non si può definire alcun limite di potenza che renda necessario un ulteriore dispositivo di protezione parallelo. È più probabile che questo provochi effetti impreveduti e indesiderati. Inoltre, vengono ampiamente trascurate le differenze di funzionamento dovute alla topologia della rete.
- I rischi principali nel funzionamento della rete a bassa tensione sono le forme d'onda di tensione anomale legate ai disturbi (attraversamento dello zero non chiaramente misurabile) e i superamenti di tensione dovuti ad un esercizio in isola non voluto, e non una mancanza di affidabilità della protezione RI.
- Il rischio presumibilmente più grande con la protezione RI è la configurazione e la messa in funzione errata.

ta, così come le impostazioni contraddittorie della protezione RI e delle funzionalità Fault-Ride-Through. Il design ridondante dei dispositivi di protezione con una protezione RI esterna aumenta questo rischio.

- Gli impianti fotovoltaici inoltre la potenza è fisicamente limitata a causa della limitata radiazione solare. Questo significa che la maggior parte degli impianti solari non può cambiare significativamente la tensione e la frequenza nel punto di allacciamento alla rete. Solo un cortocircuito nell'inverter può causare una breve caduta di tensione; in questo caso interviene la protezione contro la sovracorrente sul punto di connessione, rispettivamente nell'inverter.
- I componenti principali di un impianto fotovoltaico (moduli, inverter, ecc.) sono prodotti a bassa tensione e si basano su una struttura di sistema modulare con prodotti di serie standardizzati e conformi alle norme internazionali. L'immissione sul mercato e l'installazione sono regolate dall'Ordinanza sui prodotti elettrici a bassa tensione OPBT. Al contrario, gli impianti di produzione di energia delle altre tecnologie (idroelettrico, eolico, biomassa) sono dimensionati e realizzati come sistemi legati al progetto.
- Queste linee guida evidenziano che la protezione RI integrata nell'inverter è adatta anche a grandi sistemi collegati alla rete e soddisfa pienamente le funzioni di protezione richieste.

Per garantire il funzionamento sicuro e senza guasti della rete, si deve trovare un equilibrio adeguato tra le tre diverse esigenze di protezione, comando/regolazione e immunità secondo il seguente diagramma.



Con la presente raccomandazione per gli impianti fotovoltaici nel livello di rete 7, Swissolar pubblica un documento di settore che si concentra sui fattori sopra menzionati.

Raccomandazione per l'allacciamento alla rete degli impianti fotovoltaici

Sulla base della raccomandazione del settore VSE-AES "Allacciamento alla rete a bassa tensione di impianti di produzione di energia" (NA/EEA-NE7 – CH2020), l'associazione svizzera dei professionisti dell'energia solare Swissolar ha elaborato un documento di applicazione che riflette lo stato attuale della tecnica. Esso riprende i punti indiscussi dei documenti NA/EEA-NE7 – CH 2020 (VSE) e SNEN 50549-1, li integra e/o li semplifica per poter realizzare soluzioni economiche e compatibili con la rete. L'aspetto centrale della presente raccomandazione è che la protezione RI integrata nell'inverter fornisce tutte le funzionalità necessarie con la sicurezza richiesta dalle norme, e quindi non sono necessari componenti esterni aggiuntivi.

A seconda dello stato degli sviluppi tecnologici e dell'esperienza acquisita, questo documento sarà aggiornato a intervalli regolari, con la raccomandazione dell'industria NA/EEA-NE7 – CH 2020 del VSE-AES che serve come base.

Questa raccomandazione è stata messa in vigore dal comitato direttivo di Swissolar il 1.12.2021.

Struttura del documento

La presente raccomandazione sull'allacciamento alla rete al livello 7 di i sistemi fotovoltaici (NA-PVNE7) adotta la struttura della raccomandazione di settore VSE-AES sull'allacciamento alla rete dei sistemi di produzione di energia (NA/EEA-NE7 – CH 2020). Le citazioni originali da VSE-AES NA/EEA-NE7 – 2020 (liberamente tradotte in italiano partendo dalla versione in tedesco) sono evidenziate in grigio.

Si ringrazia la VSE-AES per aver concesso il permesso di usare passaggi del testo.

Zurigo, 22.11.2021

Swissolar

Sommario

Prefazione e struttura del documento	4
1 Introduzione	8
1.1 Aspetti generali	8
1.2 Obiettivo e scopo delle raccomandazioni di settore	8
1.2.1 Raccomandazioni di settore VSE-AES	8
1.2.2 Raccomandazioni di settore Swissolar	8
2 Termini e definizioni	9
3 Ambito di validità e applicazione	14
3.1 Classificazione degli impianti di produzione di energia (IPE)	15
3.1.1 Classificazione per livello di rete	15
3.1.2 Classificazione in base alla potenza	15
3.1.3 Caratteristiche delle unità di produzione	16
3.1.4 Combinazioni in base alla potenza e alle caratteristiche	16
3.2 Applicazione nel processo di realizzazione	16
4 Ripercussioni tecniche e raccomandazioni per la rete a bassa tensione	17
4.1 Progettazione e struttura della rete	17
4.2 Protezione della rete	18
5 Esigenze per il comportamento dell'IPE	19
5.1 Aspetti generali	19
5.2 Gamme di frequenza e tensione	19
5.3 Regolazione della potenza reattiva	20
5.4 Regolazione della potenza attiva – curva caratteristica P(U)	20
5.5 Facoltà di avvio autonomo	20
5.6 Facoltà di funzionare in isola	20
5.7 Supporto dinamico della rete e comportamento della tensione nella curva caratteristica U(t)	20
5.8 Comportamento in frequenza	20
6 Esercizio	21
7 Requisiti per l'allacciamento alla rete di distribuzione	21
7.1 Aspetti generali	21
7.2 Disgiuntore di sovracorrente dell'IPE	21
7.3 Interruttore di accoppiamento	21
7.4 Protezione rete e impianto (protezione RI)	21
7.5 Interfacce, comando, regolazione e misurazione	22
7.6 Energia ausiliaria	22
7.7 Sistemi di comunicazione	22
8 Allegati	23
8.2 Allegati al capitolo 2, Termini	24
8.2.1 Delimitazioni e definizioni di ordinanze	24
8.2.2 Ulteriori informazioni	25
8.3 Allegati al capitolo 3, campo di validità	26
8.3.1 Riassunto sulle norme applicabili	26
8.3.2 Marcature / avvertimenti per impianti PV sec. NIBT	28
8.3.3 Diagramma della procedura per la realizzazione di impianti PV	31

8.7	Allegati al capitolo 7, Requisiti per l'allacciamento alla rete a bassa tensione LR 7	32
8.7.1	Schemi di allacciamento di impianti fotovoltaici alla rete LR 7 (a seconda delle dimensioni dell'impianto)	32
8.7.2	Impostazioni specifiche per la Svizzera 2020	33
8.8	Motivi che illustrano perché una protezione RI esterna non è necessaria	37

1 Introduzione

1.1 Aspetti generali

Il fabbisogno di nuove energie rinnovabili e il contesto politico stanno portando a un grande cambiamento nella produzione di energia. In termini di sviluppo, questo è un ritorno alle radici della produzione di energia elettrica. Mentre più di 120 anni fa c'erano solo piccole reti di isole individuali con i relativi generatori, nel corso degli anni queste sono diventate sempre più interconnesse. Anche la potenza delle singole unità di produzione è aumentata, per cui sono stati introdotti ulteriori livelli di tensione. Questo sviluppo ha finora raggiunto il suo massimo con la rete di trasmissione transnazionale del livello di altissima tensione del UCPTÉ (Union for the Co-ordination of the Production and Transport of Electricity).

Attualmente, la tendenza della struttura di produzione si sta sviluppando anche nella direzione opposta, nel senso che si sta sempre più passando da relativamente poche centrali elettriche centralizzate e di grande potenza verso molti impianti di produzione di energia (IPE) più piccoli e decentralizzati. Il numero di piccoli impianti di generazione di energia decentralizzati è in forte aumento dal 2010 circa. La maggior parte dei piccoli impianti di generazione non è rappresentata da generatori rotanti, ma da convertitori elettronici con una potenza spesso limitata a seconda delle condizioni meteorologiche. Rispetto a un generatore rotante, i convertitori elettronici offrono ulteriori possibilità di regolazione della rete che devono essere prese in considerazione.

La quota di energia elettrica totale generata dagli IPE decentralizzati continua ad aumentare fortemente. Queste piccole centrali elettriche stanno diventando un pilastro importante del nostro approvvigionamento energetico. Di conseguenza, non solo le grandi centrali elettriche, ma anche quelle piccole e medie devono soddisfare requisiti tecnici più severi.

Questi cambiamenti nella generazione di energia hanno un impatto sulla rete, specialmente sulla rete di distribuzione. La tecnologia primaria e secondaria della rete deve adattarsi a questa situazione cambiata. È importante considerare l'interconnessione dei piccoli impianti e non i singoli impianti.

1.2 Obiettivo e scopo delle raccomandazioni di settore

1.2.1 Raccomandazioni di settore VSE-AES

Il documento NA/EEA-NE7 – CH 2020 regola i requisiti tecnici per la connessione degli IPE alla rete a bassa tensione (livello di rete 7, LR7) e specifica le regole riconosciute della tecnica per quanto riguarda l'allacciamento e il funzionamento in parallelo rete degli IPE. Si basa principalmente sullo standard SNEN 50549-1 e sul Transmission Code Switzerland (TC-CH).

La raccomandazione del settore VSE-AES NA/EEA-NE7 – CH 2020 non si occupa del potenziamento della rete. Per questo tema si fa riferimento alle specifiche/linee guida della EICOM.

1.2.2 Raccomandazioni di settore Swissolar

La raccomandazione AR IPE PVLR7 / NA EEA PV NE7 regola i requisiti tecnici per gli impianti fotovoltaici sulla rete di distribuzione LR7, con particolare attenzione alle possibilità tecniche degli inverter utilizzati. Essa funge da linea guida per i gestori della rete di distribuzione (GRD), i fornitori di inverter, i progettisti, gli installatori e i produttori su come anche i grandi impianti fotovoltaici possono essere gestiti in modo sicuro anche senza protezione esterna RI. In particolare, la raccomandazione tiene conto della semplificazione dell'immissione sul mercato e dell'installazione di prodotti a bassa tensione come previsto dall'ordinanza sui prodotti elettrici a bassa tensione (OPBT) e dall'ordinanza sugli impianti a bassa tensione (OIBT). Inoltre, oltre alla già citata SNEN 50549-1, si basa sulla situazione attuale delle norme IEC/CENELEC TC 8 e 82.

La raccomandazione di Swissolar AR IPE PVL7 / NA EEA PV NE7 riguarda esclusivamente il livello LR 7. Gli impianti fotovoltaici allacciati ad altri livelli di rete sono trattati in modo esaustivo nei due documenti VSE-AES (per LR 7 e LR 5 a 3).

2 Termini e definizioni

Oltre ai termini del VSE-AES AR IPE, sono stati introdotti altri termini. Questi non sono segnati in grigio.

Nel presente documento vengono impiegati i termini sotto elencati:

Convertitore (elettronico)	Apparecchio elettrico statico, risp. impianto (electronic power converter)
Cortocircuito	Nelle reti con un punto neutro messo a terra con resistenza fissa o bassa: contatto di una fase con la terra o contatto di due/tre fasi con o senza contatto di terra.
Cortocircuito verso terra	Contatto di una fase verso terra in una rete compensata, in una rete parzialmente compensata o in una rete con punto neutro isolato.
Dispositivo di protezione RI	È composto da un relè di protezione / unità di sorveglianza con una funzionalità di protezione estesa e uno o più interruttori di accoppiamento (separazione galvanica).
Fattore k	Parametro impostato nel convertitore, che influenza il comportamento di FRT (fattore di amplificazione dell'immissione di corrente reattiva)
Funzionalità di protezione RI	La funzionalità di protezione RI sorveglia i parametri di tensione e frequenza di rete come prescritto nella SNEN 50549-1 e adotta provvedimenti adeguati a seconda del superamento dei limiti (in pratica genera dei segnali di comando, che mettono in pratica il provvedimento tramite dispositivi adeguati).
Gestore dell'IPE	Responsabile per il funzionamento di un impianto di produzione.
Gestore della rete di distribuzione [GRD]	Gestore della rete elettrica alla quale viene allacciato un impianto di produzione.
Impianto a bassa tensione	Impianto elettrico con una tensione nominale al massimo di 1000 V in corrente alternata o di 1500 V in corrente continua. Ciò riguarda tutti gli impianti e le installazioni del LR7. (v. SR 734.2, Art. 3, cfr 6)
Impianto a corrente forte	Comprende, secondo l'art. 2 cpv 2 della legge sull'elettricità, tutti gli impianti elettrici per la produzione, la trasformazione, la conversione, il trasporto, la distribuzione e l'impiego dell'energia elettrica, esercito con correnti che potrebbero risultare pericolose per le persone o dannose per le cose, o quando tali correnti potrebbero apparire in caso di difetti prevedibili.

Impianto ad alta tensione	Impianto elettrico la cui tensione nominale è superiore a 1000 V di corrente alternata o a 1500 V di corrente continua (v. SR 734.2, Ordinanza sulla corrente forte, Art. 3, cfr 9)
Impianto di allacciamento	Totalità di tutti i mezzi operativi necessari per l'allacciamento di un'unità di produzione o di un impianto di produzione alla rete di un gestore della rete di distribuzione.
Impianto di produzione di energia elettrica [IPE]	Impianto nel quale si trovano una o più unità di produzione di energia elettrica (incluso impianto di allacciamento) e tutti i dispositivi elettrici necessari al funzionamento.
Installazione a bassa tensione	Tutte le installazioni elettriche con una tensione nominale al massimo di 1000 V in corrente alternata o di 1500 V in corrente continua sottostanno all'Ordinanza sugli impianti elettrici a bassa tensione (OIBT, SR 734.27) e devono essere eseguiti secondo la versione attuale della Norma sugli impianti a bassa tensione (NIBT, SN 411000)
Interruttore di accoppiamento	Separazione galvanica (esecuzione interna o esterna)
Inverter	Vedi convertitore
Potenza totale	Somma della potenza che può sussistere in caso di immissione simultanea di tutte le UPE e di tutti gli accumulatori; vanno considerato anche UPE o IPE esistenti.
Prodotto a bassa tensione	Prodotto installato in modo fisso o con una spina e che rispetta le esigenze di sicurezza definite nell'Ordinanza sui prodotti elettrici a bassa tensione (OPBT, SR 734.26). Questo requisito deve essere documentato dal fabbricante con una dichiarazione di conformità. Se gli obiettivi di sicurezza sono rispettati, il prodotto può essere messo a disposizione sul mercato svizzero (ossia può essere venduto) e può essere installato in base alla versione attuale della NIBT. La sorveglianza di mercato dell'Ispettorato federale sugli impianti a corrente forte ESTI è responsabile per l'applicazione dell'OPBT.
Protezione RI	È la funzione di protezione e sorveglianza per la tensione, la frequenza e la detezione del funzionamento in isola (protezione RI integrata). Lo scopo della protezione rete e impianto (protezione RI) è quello di assicurare che l'allacciamento di un IPE alla rete di distribuzione non ne ostacoli il funzionamento o la sicurezza. La protezione RI comprende le componenti disgiuntore di accoppiamento e il relè di protezione RI / unità di sorveglianza, come pure la funzionalità di protezione RI. La protezione RI è realizzata esternamente (con componenti separate) oppure internamente (p.es. in un inverter).
Punto d'allacciamento (PA)	Il punto d'allacciamento ha un significato tecnico: si tratta di un punto in una rete d'alimentazione al quale sono allacciati gli impianti di un utente di rete. Al punto d'allacciamento avviene il calcolo ed eventualmente la misurazione dei valori limite per il rispetto della qualità di rete (valori limite d'emissione). Il punto d'allacciamento rappresenta il confine tra installazione e rete di distribuzione

Reinserimento automatico [RA]	Reinserimento controllato da un dispositivo automatico dopo lo sgancio da parte della protezione selettiva.
Rete in isola	La rete in isola è un settore di rete circoscritto, che in modo temporaneo o permanente è separato dalla rete del GRD (p.es. a causa di un guasto) e nel quale il mantenimento del proprio approvvigionamento elettrico è assicurato da IPE.
Rete a media tensione [MT]	Secondo la definizione nella SN EN 50160 è una rete con tensione nominale da 1 kV fino a < 36 kV (LR5).
Rete a bassa tensione [BT]	Ai sensi della presente direttiva è una rete di distribuzione con tensione nominale inferiore a 1000 V (LR7).
RoCoF	Velocità di variazione della frequenza
Sottostazione	Una sottostazione è una stazione che contiene impianti di distribuzione e trasformatori che possono essere assegnati al livello di rete 4 o a un livello di rete superiore.
Stazione di trasformazione	Una stazione di trasformazione comprende gli elementi di accoppiamento e di trasformazione dei livelli di rete 5 e 6, ma non impianti di livelli di rete superiore.
U_c	Tensione di approvvigionamento concordata fra GRD e utilizzatore della rete.
U_n	Tensione per la quale una rete di approvvigionamento viene definita o identificata e alla quale si riferiscono determinate caratteristiche d'esercizio.
Unità di produzione di energia elettrica [UPE]	Singola unità per la generazione di energia elettrica.

Abbreviazioni (tra parentesi: abbreviazione in tedesco)

AC	Alternating Current (corrente alternata), a volte anche abbreviata AC
AI (IA)	Avviso d'installazione
CTA (TAB)	Condizioni tecniche di allacciamento
D-A-CH-CZ	Regole tecniche per la valutazione delle perturbazioni della rete
DC	Direct Current (corrente continua), a volte anche abbreviata CC
DC-CH	Distribution Code Svizzera
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica
ESTI	Ispettorato federale degli impianti a corrente forte
FRT	Fault Ride Through (capacità di un IPE di attraversare una fase di guasto di breve durata)
GRD (VNB)	Gestori della rete di distribuzione
HVDC (HGÜ)	Trasporto di energia in corrente continua ad alta tensione (High Voltage Direct Current)
INV (WR)	Inverter
IPV (PVA)	Impianto fotovoltaico
IPE (EEA)	Impianto di produzione di energia
LAEI (StromVG)	Legge sull'approvvigionamento elettrico (SR 734.7)
LR (NE)	Livello di rete
MC-CH	Metering Code Schweiz
MMEE-CH	Modello di mercato per l'energia elettrica – Svizzera
NA / RR-CH	Raccomandazione allacciamento alla rete (per tutti gli utilizzatori allacciati alla rete di distribuzione)
NIBT (NIN)	Norma sugli impianti a bassa tensione (SN 411000 – attualmente NIBT 2020)
NNMV-CH	“Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz“ (modello di utilizzazione della rete per la rete svizzera di distribuzione), esiste solo in tedesco e francese)
OA (AB)	Ordinazione apparecchi

OAEI (StromVV)	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (SR 734.71)
OIBT (NIV)	Ordinanza sugli impianti elettrici a bassa tensione (OIBT, SR 734.27)
OPBT (NEV)	Ordinanza sui prodotti elettrici a bassa tensione (SR 734.26)
PA (AP)	Punto d'allacciamento
PAE-CH (WV-CH)	Prescrizioni delle Aziende Elettriche Svizzera
PM PV (MP PV)	Rapporto di misura e di collaudo fotovoltaico
Pn	Potenza nominale, p.es. potenza nominale AC di un impianto fotovoltaico
PV	Fotovoltaico
QPA (HAK)	Quadro principale d'entrata, quadro d'introduzione
RaSi (SiNa)	Rapporto di sicurezza
RCP (ZEV)	Raggruppamento ai fini del consumo proprio
RfG	Requirements for grid connection of Generators
RPSF (UFLS)	Riduzione di potenza in funzione della sottofrequenza
RT (ÜN)	Rete di trasporto
RTA (TAG)	Richiesta tecnica di allacciamento
RU (EIV)	Rimunerazione unica
TC-CH	Transmission Code Svizzera
UPE (EEE)	Unità di produzione di energia

3 Ambito di validità e applicazione

Questo documento descrive le condizioni tecniche per l'allacciamento e l'esercizio di impianti fotovoltaici sulla rete a bassa tensione del GRD (livello di rete 7 – LR7).

Per la progettazione, la realizzazione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico vanno rispettate numerose condizioni. La seguente lista non è esaustiva:

- Leggi e norme vigenti applicabili
- Requisiti relativi allo stato attuale dell'arte
- Requisiti riguardanti l'allacciamento alla rete di distribuzione

Una panoramica delle leggi e degli standard attualmente validi per gli impianti fotovoltaici si trova nell'allegato 8.3.1. Inoltre, l'allegato 8.3.2 elenca le specifiche più importanti definite dalla NIBT per quanto riguarda la marcatura degli impianti fotovoltaici.

La data di riferimento per l'applicazione di questa raccomandazione è la domanda di allacciamento approvata dal GRD. Per i vecchi impianti valgono le regole precedenti, ad eccezione dell'attuale obbligo di retrofit di alcuni impianti per la nuova impostazione nazionale Svizzera nel quadro del programma Retrofit 1 (2018/2019) e 2 (2020 – 2022) della ECom. Se per gli impianti fotovoltaici esistenti con un carico collegato in corrente alternata > 100 kVA sono necessari ulteriori adeguamenti per motivi legati alla rete, il GRD e il gestore dell'IPE concordano misure adeguate ed economicamente sostenibili.

Raccomandazione Swissolar

Questa raccomandazione (Swissolar AR IPE PVLR7) si applica ai casi standard. Questo significa che se un sistema è approvato e costruito in conformità con i requisiti descritti, il gestore dell'impianto non deve adottare misure aggiuntive. Ciò non esonera l'installatore/gestore, da un lato, dal realizzare l'impianto secondo le norme vigenti (ad es. prescrizioni dell'azienda elettrica, NIBT, ecc.) e, dall'altro, dall'impostazione dei parametri specifici dell'impianto e dalla loro memorizzazione nella documentazione. Eventuali differenze sono sempre possibili, ma devono essere discusse e approvate dal gestore di rete.

Sono inclusi anche i sistemi di accumulo dell'energia che sono accoppiati con un IPV.

L'immissione di energia elettrica avviene esclusivamente tramite gli inverter. Questi possono essere progettati con o senza isolamento galvanico tra i lati DC e AC.

Questa raccomandazione si applica fondamentalmente solo ai nuovi impianti fotovoltaici. In caso di riparazioni, i nuovi inverter devono essere conformi alle norme vigenti; un sistema con una capacità installata inferiore a 100 kVA non deve essere adattato per quanto riguarda i requisiti delle apparecchiature di comunicazione. Quando si sostituiscono uno o più inverter, la situazione deve essere valutata caso per caso. Il retrofit non è sempre obbligatorio: esso si applica solo nel caso di una sostituzione completa del sistema nello stesso luogo con componenti di tecnologia attuale.

Il GRD può esigere modifiche e aggiunte a un impianto da costruire o a un impianto esistente, se queste sono necessarie per un approvvigionamento sicuro e senza problemi. Egli deve comprovare queste esigenze con calcoli adeguati (per esempio simulazioni di rete).

Se non è possibile raggiungere un accordo, le misurazioni al punto d'allacciamento (dell'edificio) possono

aiutare ulteriormente nella valutazione delle misure adeguate. Se c'è ancora disaccordo, il caso individuale specifico può essere sottoposto alla EICOM per una valutazione.

3.1 Classificazione degli impianti di produzione di energia (IPE)

Mentre la SNEN 50549 definisce una classificazione in base al livello di tensione in cui l'elettricità viene immessa (parte 1 per la bassa tensione, parte 2 per la media tensione), il regolamento (UE) 2016/631 della Commissione del 14 aprile 2016 che definisce un codice di rete che stabilisce i requisiti di connessione alla rete per i generatori di elettricità si basa sui seguenti criteri:

- potenza totale
- livello di tensione sul quale ha luogo l'immissione di corrente
- tipo di IPE (tipo di generatore)

Questa classificazione stabilisce esigenze differenziate per il funzionamento normale, il funzionamento in caso di guasto e l'allacciamento alla rete. Siccome gli IPV (e anche altri convertitori statici come ad esempio le stazioni HVDC) non possiedono masse rotanti ed hanno caratteristiche tecniche decisamente particolari, essi sono considerati in una categoria a sé.

Typo 1: Generatori sincroni

Typo 2: Generatori asincroni

Typo 3: Inverter ed altri convertitori (elettronici) senza massa rotante

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

Figura 1: Classificazione in base al tipo di generatore e alla classe di potenza

3.1.1 Classificazione per livello di rete

Nel presente documento vengono trattati solamente l'allacciamento e l'esercizio di IPV che hanno un punto d'allacciamento al livello di rete 7

- Livello di rete 7: Bassa tensione ≤ 1 kV

3.1.2 Classificazione in base alla potenza

Gli IPE vengono classificati in 4 classi di potenza da A a D in base alla loro potenza totale al punto d'allacciamento (dell'edificio). Impianti allacciati alla rete di trasporto (LR1) valgono quali impianti di tipo D.

Classe di potenza	Potenza totale
Tipo A	> 800 W
Tipo B	> 250 kW
Tipo C	> 36 MW
Tipo D	> 75 MW

Tabella 1: Classificazione degli IPE per classe di potenza da A a D

3.1.3 Caratteristiche delle unità di produzione

Gli IPE vengono suddivisi in funzione delle caratteristiche delle loro UPE come segue:

- Tipo 1 UPE sincroni
- Tipo 2 UPE asincroni
- Tipo 3 Inverter ed altri convertitori (elettronici) senza massa rotante

3.1.4 Combinazioni in base alla potenza e alle caratteristiche

Le classi di potenza da A a D, suddivise in funzione della loro potenza totale, possono essere combinate a piacimento con le caratteristiche del tipo 1 o tipo 2. In caso di combinazione, i tipi indicati corrispondono ad esempio ai dati seguenti:

- Tipo A1 potenza 800 W fino a ≤ 250 kW, sincrono
- Tipo A2 potenza 800 W fino a ≤ 250 kW, asincrono
- Tipo A3 potenza 800 W fino a ≤ 250 kW, inverter ed altri convertitori (elettronici) senza massa rotante
- Tipo B1 potenza 250 kW fino a ≤ 36 MW, sincrono
- Tipo B2 potenza 250 kW fino a ≤ 36 MW, asincrono
- Tipo B3 potenza 250 kW fino a ≤ 36 MW, inverter ed altri convertitori (elettronici) senza massa rotante
- ecc.

La presente raccomandazione riguarda impianti PV del tipo A3 e del tipo B3.

3.2 Applicazione nel processo di realizzazione

Questo capitolo si concentra sugli aspetti elettrici della realizzazione. In particolare, sono descritte le procedure necessarie con il GRD (vedi anche il diagramma nell'allegato 8.3.3). Le procedure si basano sulla struttura a fasi del modello di prestazione standard SIA 112. Le fasi 2 (studio preliminare), 21 (fattibilità) e 4 (appalto) non sono trattate in questo documento. Inoltre, non fanno parte di questo documento i singoli passi per la domanda della RU all'ente preposto (Pronovo) e il permesso di costruzione, sebbene facciano anche parte della fase 3 (progettazione).

Lavori nella fase 3, progettazione (sec. SIA 112)

La fase parziale 33, "procedura di autorizzazione", è intesa qui in sintesi per i processi di autorizzazione elettrica, anche se, a seconda del tipo di installazione, questi hanno luogo più tardi nel processo del progetto.

Per ogni impianto PV è necessario ottenere dal GRD competente un'autorizzazione di allacciamento, tramite una richiesta tecnica di allacciamento. Il GRD verifica le condizioni riguardanti il punto di allacciamento alla rete in bassa tensione secondo le linee guida DACH-CZ (Regole tecniche per la valutazione delle perturbazioni della rete). Per la richiesta il progettista allestisce un concetto di impianto. Esso contiene tra le altre cose il concetto di connessione, di protezione e di misurazione. A seconda del concetto di sistema, vien sviluppato uno specifico concetto di protezione RI (vedi anche cap. 4.2)

A seconda della situazione le seguenti richieste / chiarimenti / ordinazioni complementari possono essere necessarie / esigibili:

- Ordine di allacciamento alla rete al GRD
- Ordine di potenziamento della rete al GRD

Nota:

Gli apparecchi tecnici definitivi spesso non sono noti fino alla fine della fase 4 della procedura di appalto: di conseguenza è possibile che la RTA debba venire adattata dopo che sono state prese le decisioni di appalto.

Lavori nella fase 5, realizzazione (sec. SIA 112)

Al più tardi nella fase parziale 52, "esecuzione", l'impresa di installazione deve inoltrare al GRD un avviso di installazione (AI). Con l'approvazione da parte del GRD possono iniziare i lavori di installazione.

Alla fine della fase parziale 52 ha luogo l'ordinazione in tempo utile dei contatori al GRD, tramite l'ordinazione apparecchi (OA).

Nella fase parziale 53, "messa in esercizio / conclusione" l'impianto fotovoltaico e i vari sistemi vengono messi in funzione. Infine, deve essere fornita la prova della funzionalità dell'intero impianto. La documentazione di queste misurazioni e impostazioni nel protocollo di messa in servizio comprende anche:

- Allestimento del Rapporto di sicurezza (RaSi) con il rapporto di misura e di collaudo del fotovoltaico (PM PV).
- Convocazione dell'organismo di controllo indipendente per controfirmare il Rapporto di sicurezza (RaSi).
- Con la presentazione di una copia del RaSi verificato, per il GRD l'impianto è considerato come terminato.

4 Ripercussioni tecniche e raccomandazioni per la rete a bassa tensione

L'impiego di IPE decentralizzati ha effetti sulla rete di distribuzione, che sono descritti più in dettaglio qui di seguito.

4.1 Progettazione e struttura della rete

L'allacciamento di IPE alla rete di distribuzione ha un'influenza sui carichi, le tensioni e la potenza di cortocircuito. I seguenti effetti devono essere studiati e presi in considerazione nella pianificazione della rete:

Carichi

L'immissione di energia in rete da parte degli impianti fotovoltaici cambia i flussi di carico all'interno della rete. Per questo motivo va prestata attenzione alla capacità delle installazioni (per esempio i trasformatori o le linee) durante il funzionamento. Possono verificarsi sia situazioni di carico che di scarico.

In diverse decisioni, la EICOM ha indicato le misure che devono essere adottate prima di approvare il potenziamento della rete:

- Misure a livello dell'impianto
 - Senza indennizzo: regolazione della potenza reattiva ($\cos \phi$ fino a 0.9 – a seconda della potenza installata)
 - Con indennizzo: regolazione della potenza attiva
- Misure a livello operativo
 - Misure di regolazione della tensione (elementi di rete attivi come regolatori di tensione, trasformatore di rete locale regolabile)
 - Misure di regolazione della capacità (potenziamento della rete)

Qualità della tensione

L'immissione di energia in rete da parte degli impianti fotovoltaici non influenza negativamente la qualità della tensione (eccezione: quando si collegano diversi inverter a un punto di allacciamento con un'alta impedenza di rete, i fenomeni di oscillazione possono influenzare la qualità della tensione), poiché la corrente immessa deve soddisfare i requisiti di qualità della rete. A seconda della situazione di allacciamento, questa circostanza deve essere presa in considerazione nella scelta delle sezioni dei cavi e dei prodotti (diverse caratteristiche a livello delle onde armoniche).

Potenza di corto circuito

L'allacciamento di IPE implica nuovi punti di immissione nella rete a bassa tensione, che possono influenzare la capacità di cortocircuito.

In caso di cortocircuito, gli inverter alimentano di solito un massimo di 1,1 volte la corrente nominale. D'altra parte, le misure di potenza di cortocircuito dei tester di isolamento sono influenzate dai sistemi fotovoltaici vicini, poiché la misura viene effettuata solo con una frazione della corrente di cortocircuito. Questo porta alla visualizzazione di una potenza di cortocircuito eccessivamente alta sul tester. Questo aspetto deve essere preso in considerazione.

Punto d'allacciamento (PA)

Sulla base dei parametri di rete modificati (carico e potenza di cortocircuito), si deve verificare se il punto di allacciamento (dell'edificio) soddisfa ancora i nuovi requisiti o deve essere adattato (vedi Allegato A.1 – documento VSE-AES). Per i piccoli IPV su case monofamiliari, di solito non sono necessarie verifiche approfondite (potenza PV < protezione fusibile quadro d'entrata).

Comando e regolazione

Il GRD può influenzare l'immissione di potenza attiva e reattiva attraverso un collegamento di comunicazione all'IPE (vedi cap. 7.5. documento AES-VSE).

Il GRD deve specificare i dati relativi all'interfaccia necessaria, in modo che possa essere considerata in fase di progettazione.

4.2 Protezione della rete

Con l'allacciamento dell'IPE alla rete a bassa tensione, sussistono nuove fonti di energia elettrica che in caso di guasti nella rete di distribuzione alimentano anche tali guasti. In caso di guasto nella rete a bassa tensione, tutte le possibili fonti che forniscono una corrente di terra e di cortocircuito pericolosa devono essere automaticamente scollegate dalla rete (vedi capitolo 7.4 documento AES-VSE).

Raccomandazione Swissolar

La protezione RI integrata negli inverter soddisfa tutti i requisiti necessari per garantire in modo affidabile le funzioni di protezione richieste (tensione, frequenza, rilevamento del funzionamento in isola). Un'ulteriore protezione RI esterna di solito non è necessaria e spesso è controproducente in termini di sicurezza e affidabilità, vedi anche allegato 8.8.

Il vantaggio della protezione RI incorporata nell'inverter è che l'alimentazione di tensione è sempre garantita dal lato DC durante il funzionamento e non è necessario che si sia un accumulatore/alimentazione aggiuntiva. Inoltre, solo l'inverter stesso può rilevare e interrompere qualsiasi funzionamento in isola non consentito. La protezione RI esterna non può rilevare da sola se la rete esistente è mantenuta dall'inverter o meno.

Inoltre, l'inverter può interrompere il suo funzionamento (di immissione) in modo controllato prima di disconnettersi dalla rete di distribuzione. Questo previene i picchi di tensione locali e l'interruttore di accoppiamento può essere commutato "delicatamente" e senza essere sotto tensione.

5 Esigenze per il comportamento dell'IPE

5.1 Aspetti generali

Il grande aumento a livello di IPE decentralizzati richiede misure aggiuntive nella progettazione, nell'installazione e nel funzionamento, in modo che la rete a bassa tensione possa essere gestita in modo affidabile e sicuro. È quindi importante chiarire le condizioni limite con il GRD già nelle fasi iniziali del progetto.

Sezioni sufficientemente grandi delle linee di collegamento e di allacciamento e la scelta degli apparecchi in modo da minimizzare le perturbazioni dovute alle armoniche rappresentano una buona base per un'alimentazione il più possibile priva di interferenze. La norma SNEN 50160 (Caratteristiche della tensione nelle reti pubbliche di alimentazione elettrica), specifica i livelli massimi di armoniche ammissibili in funzione delle armoniche.

Tabella riassuntiva delle misure

La tabella sottostante sotto mostra varie possibilità di azione a seconda del rapporto tra la massima potenza nominale AC installata dell'IPV e la potenza protetta tramite fusibile del punto di allacciamento (dell'edificio). Questa tabella non tiene ancora conto dei diversi rapporti di impedenza di rete tra una rete di distribuzione in una zona urbana, in un agglomerato o in una zona rurale. Questi influenzano la scelta dei modi di funzionamento adatti come P(U), Q(U), ecc.

P_{IPV} : Potenza nominale (massima) AC installata dell'IPV¹

P_{PR} : Potenza AC protetta tramite fusibili nel punto d'allacciamento (dell'edificio)

	Condizione: $0 < P_{IPV}/P_{PR} \leq 0.5$	Condizione: $0.5 < P_{IPV}/P_{PR} \leq 1.0$	Condizione: $P_{IPV}/P_{PR} > 1.0$
Allacciamento generale (vedi cap. 4.1)	Non è necessaria nessuna misura o esame	Previa consultazione con il GRD	Eseguire simulazione di rete, ev. misurazione nel punto di allacciamento
Regolazione della potenza reattiva (vedi cap. 5.3)	Valore standard di $\cos \phi = 1.0$ o secondo accordo con il GRD	Valore standard di $\cos \phi = 1.0$ o secondo accordo con il GRD	Previa consultazione con il GRD
Regolazione della potenza attiva (vedi cap. 5.4)	Non necessaria	Secondo accordo con il GRD	P(U) standard secondo la curva caratteristica

Tabella 2: Possibili misure in funzione del rapporto tra la potenza AC nominale installata e la potenza protetta tramite fusibili a livello del punto di allacciamento dell'edificio.

Impostazioni inverter a seconda del Paese

I produttori degli inverter più diffusi hanno di solito un'impostazione nazionale specifica per la Svizzera che è sostanzialmente conforme (cioè la funzione P(f) è attivata). Per lo più si parla di NA/EEA 2014 AR IPE – CH 2014 o di impostazione del Paese CH-2017. Se disponibile, questa impostazione dovrebbe essere usata. Nei prossimi anni, i principali produttori aggiorneranno le loro impostazioni e implementeranno l'impostazione come da NA/EEA 2020. Tutti i parametri necessari sono elencati nell'allegato 8.7.2.

5.2 Gamme di frequenza e tensione

I requisiti della SNEN 50549-1 devono essere rispettati (vedi anche TC-CH e NA/EEA-NE7).

5.3 Regolazione della potenza reattiva

Poiché in un inverter questo è possibile solo in misura limitata, un controllo con Q(U) porta vantaggi soprattutto quando si tratta di una rete in zona periferica (rurale) con sezioni limitate e/o linee lunghe.

Per default, per le ragioni menzionate sopra il fattore di potenza dovrebbe essere impostato a $\cos \phi = 1.0$, oppure in base a quanto concordato con il GRD.

È essenziale registrare nella documentazione quale impostazione è attivata (attivazione, valori chiave della curva impostata, eventuali misurazioni della funzione).

5.4 Regolazione della potenza attiva – curva caratteristica P(U)

La curva caratteristica specificata nella NA/EEA-NE7 – CH 2020 deve essere rispettata e preferibilmente attivata.

Se un'impostazione è attivata, è essenziale registrarla nella documentazione (attivazione, valori chiave della curva impostata, eventuali misurazioni della funzione).

5.5 Facoltà di avvio autonomo

Secondo NA/EEA-NE7 non ci sono requisiti in tal senso per gli IPE.

5.6 Facoltà di funzionare in isola

Secondo NA/EEA-NE7 non ci sono requisiti in tal senso per gli IPE.

5.7 Supporto dinamico della rete e comportamento della tensione nella curva caratteristica U(t)

Per impianti con una potenza < 250 kW, è richiesto solo un comportamento FRT (Fault Ride Through) passivo. Tutti gli apparecchi moderni soddisfano già questo requisito.

Devono essere soddisfatti i requisiti della classe di potenza B per quanto riguarda il supporto dinamico della rete (vedi NA/EEA-NE7 capitolo 5.7.4).

Le impostazioni corrispondenti nell'inverter devono essere attivate e registrate nella documentazione (attivazione, valori chiave della curva impostata, eventuale misurazione della funzione).

5.8 Comportamento in frequenza

Se viene attivata un'impostazione diversa da quella per la Svizzera, essa va assolutamente registrata nella documentazione (attivazione, valori chiave della curva impostata, eventuale misurazione della funzione).

6 **Esercizio**

Devono essere rispettati i requisiti per il funzionamento degli impianti fotovoltaici di tipo A3 e B3 secondo il documento NA/EEA-NE7.

7 **Requisiti per l'allacciamento alla rete di distribuzione**

7.1 **Aspetti generali**

7.2 **Disgiuntore di sovracorrente dell'IPE**

7.3 **Interruttore di accoppiamento**

7.4 **Protezione rete e impianto (protezione RI)**

Il disinserimento automatico secondo SNEN 50549-1, cifra 4.9.1 ha i seguenti obiettivi principali:

- Evitare che la generazione di elettricità da parte dell'IPE porti a una situazione di sovratensione nella rete di distribuzione a cui è collegato. Tali sovratensioni potrebbero causare danni sia alle apparecchiature collegate alla rete di distribuzione (rete domestica) che alla rete di distribuzione stessa.
- Rilevare un funzionamento in isola non voluto e in tal caso disinserire l'IPE. Questo aiuta a prevenire danni ad altre apparecchiature sia nelle installazioni dell'operatore dell'impianto che nella rete di distribuzione a causa della riconnessione fuori fase, e a permettere lavori di manutenzione dopo la disconnessione intenzionale di una sezione della rete di distribuzione.

Raccomandazione Swissolar

Queste funzioni di protezione sono completamente assicurate dalla protezione RI integrata nell'inverter, per cui la protezione esterna non fornisce alcuna sicurezza aggiuntiva. L'inverter garantisce la sicurezza necessaria grazie a una struttura adeguata. Questa sicurezza contro i guasti singoli è richiesta e testata nella prova di tipo per gli inverter (SNEN 62109-1/-2) (vedi cap. 4.4.4, in particolare dal 4.4.4.15 in poi per la disconnessione dalla rete e la Fig. 20 per la misurazione indipendente della tensione nella SNEN 62109-2).

Il progettista dell'IPE è responsabile per il concetto di protezione della rete e dell'impianto. Se gli obiettivi di protezione di cui sopra non possono essere garantiti completamente con la protezione RI integrata nell'inverter, il monitoraggio della tensione e della frequenza può essere realizzato con un relè di protezione RI esterno / un dispositivo di sorveglianza esterna.

Verifica delle impostazioni di protezione

Le impostazioni di protezione devono essere controllate al momento del rinnovo del rapporto di sicurezza RaSi (in caso di modifiche all'impianto, ampliamenti dell'impianto e controlli periodici). Il controllo comprende almeno la verifica dei valori limite impostati per la frequenza e la tensione, nonché i valori della tensione e della frequenza di rete misurati e visualizzati dall'inverter. Se è installata una funzione di test, essa può essere usata per controllare il comportamento di disinserimento.

7.5 Interfacce, comando, regolazione e misurazione

Entrate binarie (enable = abilitazione)

Secondo l'attuale VSE NA/EEA-NE7 – CH 2020, ogni inverter collegato alla rete deve essere dotato di un cosiddetto ingresso di abilitazione. Questo permette di accendere o spegnere le unità attraverso una linea a due fili (contatto senza potenziale). Se questa entrata di commutazione viene utilizzata e se si per quali sistemi dipende da aspetti specifici del sito. Per i piccoli impianti fino a 30 kVA, attualmente questo ingresso non è cablato.

Raccomandazione Swissolar:

- Cablare questa entrata solamente se richiesto e giustificato dal GRD
- Sensato solamente a partire da una potenza > 30 kVA

Entrate di comando

Gli IPE con potenza > 30 kVA devono disporre di ingressi di comando per la limitazione della potenza e il comando della potenza reattiva secondo NA/EEA-NE7. Se e in quali casi gli ingressi di abilitazione e comando sono controllati dal gestore della rete di distribuzione, deve essere deciso caso per caso. Nell'ottica di un approvvigionamento elettrico efficiente, tali funzioni di commutazione aggiuntive dovrebbero essere installate e utilizzate solo se ciò è necessario per il funzionamento della rete e se i settori di rete corrispondenti sono monitorati tramite misurazione.

La durata di vita tecnica della maggior parte dei dispositivi è di circa 15 anni. Poiché lo sviluppo dell'elettronica di potenza progredisce rapidamente, non vale quasi mai la pena di tenerne in stock come riserva.

Raccomandazione Swissolar:

- Cablare queste entrate solamente se effettivamente richiesto ed utilizzato dal GRD, e se sono necessarie per l'esercizio
- Sensato a partire da una potenza > 250 kW (impianti di tipo B3)

7.6 Energia ausiliaria

Vedi allegato 8.8

7.7 Sistemi di comunicazione

In Svizzera, il sistema di controllo centralizzato di impianti tramite telecomando a frequenza acustica (TRA) è ancora frequentemente utilizzato. La gamma di frequenza utilizzata si estende da 100 Hz a un limite superiore di 1600 Hz. La frequenza usata localmente dovrebbe essere richiesta al GRD, in modo da poter selezionare un inverter adatto o adattare di conseguenza il software. L'esperienza mostra che i problemi possono verificarsi soprattutto nella gamma tra 920 Hz e 1020 Hz.

8 Allegati

Capitolo 2, Termini

8.2.1 Delimitazioni e definizioni di ordinanze

8.2.2 Ulteriori informazioni

Capitolo 3, Settore di validità

8.3.1 Riassunto sulle norme applicabili

8.3.2 Marcature / avvertimenti per impianti PV sec. NIBT

8.3.3 Diagramma della procedura per la realizzazione di impianti PV

Capitolo 7, Requisiti per l'allacciamento alla rete a bassa tensione LR7 (documenti VSE-AES)

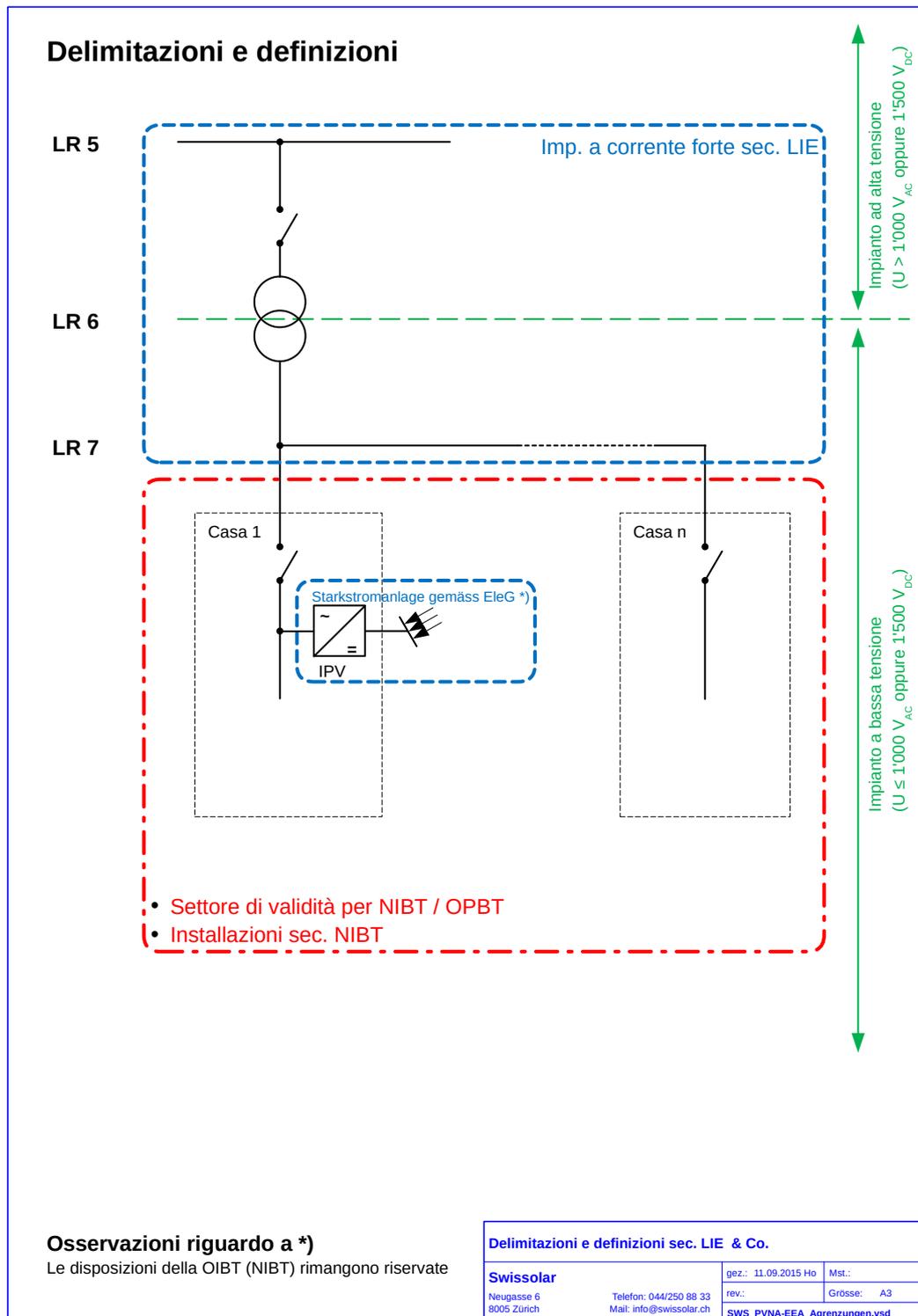
8.7.1 Schema allacciamento di impianti PV alla rete LR 7 (a seconda delle dimensioni dell'impianto)

8.7.2 Impostazioni specifiche per la Svizzera 2020

Motivi che illustrano perché una protezione RI esterna non è necessaria

8.2 Allegati al capitolo 2, Termini

8.2.1 Delimitazioni e definizioni di ordinanze



8.2.2 Ulteriori informazioni

Settore delle normative in ambito elettrico

Raccolta attuale delle leggi federali:

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

Norme attuali di electrosuisse:

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

Informazioni attuali dell'ESTI:

<https://www.esti.admin.ch/it/documentazione/comunicazioni/comunicazioni>

Electrosuisse (Ed.): SNEN 50549-1:2019, Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene), Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B, Erzeugungsanlagen Electrosuisse, Fehraltorf, 2019 (Requisiti per gli impianti di produzione di energia destinati all'allacciamento alla rete di distribuzione – Parte 1: allacciamento alla rete di distribuzione a BT, impianti fino al tipo B incluso)

Electrosuisse (Ed.): 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, (Requisiti per gli impianti di produzione di energia destinati all'allacciamento alla rete di distribuzione – Parte 2: allacciamento alla rete di distribuzione a media tensione, impianti fino al tipo B incluso)

Ispettorato federale degli impianti a corrente forte ESTI: Direttiva ESTI Nr. 220 / Versione 0621, Requisiti degli impianti di produzione di energia, ESTI, Fehraltorf, 2021

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

Associazione delle aziende elettriche svizzere VSE-AES (Ed.): Branchenempfehlung, Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz, Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE7 (VSE NA/EEA-NE7 – 2020), VSE, Aarau, 2020. (Raccomandazioni del settore, Requisiti tecnici per l'allacciamento e l'esercizio in parallelo nel livello di rete LR7)

Associazione delle aziende elettriche svizzere VSE-AES (Co – ed.): Kompendium Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen DACH-CZ, 2. edizione, 2007 (Compendio Regole tecniche per la valutazione delle perturbazioni della rete DACH-CZ)

Settore prescrizioni edilizie

Norme attuali della SIA:

<http://shop.sia.ch>

Società svizzera ingegneri e architetti SIA (Ed.): SIA 112 Modello pianificazione progetti, SIA, Zurigo, 2014

Società svizzera degli ingegneri e degli architetti SIA (Ed.): SIA 261 Azioni sulle strutture portanti, SIA, Zurigo, 2020

Swissolar Documento sullo stato della tecnica rispetto al Promemoria AICAA impianti solari, Zurigo, 2017

Organizzazioni

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
AES (VSE)	www.strom.ch
ASCE (VSEK)	www.vsek.ch

8.3 Allegati al capitolo 3, campo di validità

8.3.1 Riassunto sulle norme applicabili

Le installazioni elettriche di impianti fotovoltaici su o negli edifici sono considerate installazioni domestiche. Di conseguenza, oltre ai requisiti per l'allacciamento alla rete, devono essere osservate diverse norme, prescrizioni e raccomandazioni per un'installazione elettrica sicura.

Il presente riassunto si basa in gran parte sulla scheda fotovoltaica N. 6 di Swissolar, Nr.20006i, versione 01/2021, © Copyright Swissolar

Edilizia

La maggior parte delle specifiche relative alla costruzione provengono dalla Società svizzera degli ingegneri e degli architetti (SIA). A livello di sicurezza, sono rilevanti i requisiti di resistenza contro i carichi della neve e del vento. Questi sono definiti nella SIA 261: "Azioni sulle strutture portanti" (riferimento: <http://shop.sia.ch>). Tra le altre cose, questa norma include anche il dimensionamento meccanico delle strutture portanti per i carichi di vento e di neve specifici della Svizzera. Come pure gli effetti dei carichi aggiuntivi o ridotti dovuti a un sistema fotovoltaico sulla statica dell'edificio.

Elettricità

La protezione dai pericoli dell'elettricità è regolata in varie leggi, ordinanze e raccomandazioni in vigore. Esse riguardano la protezione delle persone e delle cose, nonché il corretto funzionamento dei rispettivi dispositivi, sistemi e installazioni. I beni materiali, compresa la rete elettrica pubblica, devono soprattutto essere protetti da sovratensioni, sovraccarichi e cortocircuiti.

Per le installazioni elettriche, la norma più importante è la norma sulle installazioni a bassa tensione NIBT, edizione SN 411000:2020. La parte 7.12 contiene un capitolo specifico sugli impianti fotovoltaici.

La seguente lista riassume una selezione di norme internazionali per dispositivi e componenti, la maggior parte dei quali sono applicati in Svizzera e sono anche referenziati nella NIBT:

- SNEN 62852 (D/F/E), Steckverbinder für Photovoltaik-Systeme – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen (Connettori per impianti fotovoltaici – Requisiti di sicurezza e test)
- SNEN 60269-6 (D/F/E), Niederspannungssicherungen – Teil 6: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen (Fusibili per bassa tensione – Parte 6: Requisiti supplementari per elementi fusibili per la protezione di impianti solari fotovoltaici)
- HD 60364, Errichten von Niederspannungsanlagen (Costruzione di impianti a bassa tensione)
- SNEN 61140 (D/F/E), Schutz gegen elektrischen Schlag – Gemeinsame Anforderungen für Anlagen und Betriebsmittel (Protezione contro le scosse elettriche – Requisiti comuni per impianti e apparecchiature)
- SNEN 62109-1 (D), Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen, Teil 1: Allgemeine Anforderungen (Sicurezza degli inverter per l'uso in sistemi di energia fotovoltaica, Parte 1: Requisiti generali)

- SNEN 62109-2 (D/F/E), Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen, Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter (Sicurezza di ondulatori per l'uso in sistemi a energia fotovoltaica, Parte 2: Requisiti particolari per gli inverter)
- SNEN 62446-1 +A1 (D/F/E), Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahme Prüfung und Prüfanforderungen (Sistemi fotovoltaici collegati alla rete – Requisiti per il test, la documentazione e la manutenzione – Parte 1: Sistemi collegati alla rete – Documentazione, test di messa in servizio e requisiti di test)

L'ispettorato federale degli impianti a corrente forte ESTI assicura un'utilizzazione sicura dell'elettricità. A tal fine, testa e valuta la sicurezza di sistemi, installazioni e prodotti elettrici. Per gli impianti fotovoltaici, viene regolarmente aggiornata e pubblicata la direttiva ESTI n. 220 "Requisiti degli impianti di produzione di energia" (<https://www.esti.admin.ch/it/documentazione/direttive-esti/direttive-esti>)

Protezione contro i fulmini

Principio: da sola, la presenza di un IPV su un edificio non impone una protezione contro i fulmini. Ad eccezione di installazioni realizzate interamente con componenti di classe di protezione II (secondo SNEN 61140 "Protezione contro le scosse elettriche – Requisiti comuni per sistemi e apparecchiature"), è sempre necessario un collegamento equipotenziale dal campo di moduli solari fino al quadro di distribuzione principale. Per i dettagli vedi NIBT 2020, sezione 7.12.4.4, E+S.

I principi guida del CES SNR 464022.2015 e della NIBT prescrivono che in presenza di sistema di protezione contro i fulmini, è necessaria la corretta integrazione dell'impianto solare in tale sistema (Regole del CES, Sistemi di protezione contro i fulmini, SNR 464022:2015, www.electrosuisse.ch). La NIBT specifica anche in quali situazioni la protezione dalle sovratensioni va installata nel quadro di collegamento alla rete o all'entrata della linea di alimentazione della casa.

Controlli

Secondo l'OIBT, gli impianti fotovoltaici richiedono obbligatoriamente un collaudo da parte di un organo di controllo indipendente o di un servizio d'ispezione accreditato (OIBT, Art 35 cpv 3).

Prescrizioni per le imprese esecutrici

I lavori di installazione elettrica sono la parte essenziale dell'installazione dei sistemi fotovoltaici. Per tali lavori è necessaria un'autorizzazione d'installazione ai sensi dell'art. 7/9 risp. dell'art. 14 OIBT (Ordinanza sugli impianti a bassa tensione – RS 734.27) da parte dell'ESTI, che viene concessa solo a chi dispone della competenza e della formazione adeguate.

8.3.2 Marcature / avvertimenti per impianti PV sec. NIBT

La NIBT definisce quali sono le marcature da apporre per impianti fotovoltaici:

Sec. NIBT 7.12.5. Figura 2: Iscrizione alimentazione (A)



Questa targhetta di segnalazione deve essere applicata presso l'interruttore di sovracorrente generale e presso l'apparecchiatura assiemata di manovra tra l'interruttore di sovracorrente generale e l'inverter o gli inverter. Essa va apposta in modo ben visibile all'esterno dell'apparecchiatura assiemata di manovra.

Sec. NIBT 7.12.5 Figura 3: Iscrizione IPE (SEE) sul/presso l'inverter (B)

Variante Swissolar



Gli inverter devono essere dotati di una targhetta contenente almeno le seguenti informazioni:

- Tensione massima a circuito aperto del generatore PV (tensione a circuito aperto STC secondo la scheda tecnica, moltiplicata per il fattore di correzione della temperatura secondo NIBT).
- Inverter con / senza separazione galvanica

Sec NIBT 7.12.5 Figura 4: Iscrizione solare – DC (C)

Variante Swissolar



- Questa marcatura deve identificare tutte le linee DC, l'array PV, le scatole di giunzione del campo fotovoltaico e (apparecchiature DC) che sono sotto tensione anche quando l'impianto è spento.
- Questa marcatura deve pure identificare le apparecchiature assiemate che contengono apparecchiature DC.

Obiettivi informativi delle marcature

Alimentazione (A): Informazioni per i servizi di emergenza dei pompieri e dei gestori di rete

- Edificio con impianto fotovoltaico
- all'apparecchiatura assiemata di manovra è collegato un impianto fotovoltaico

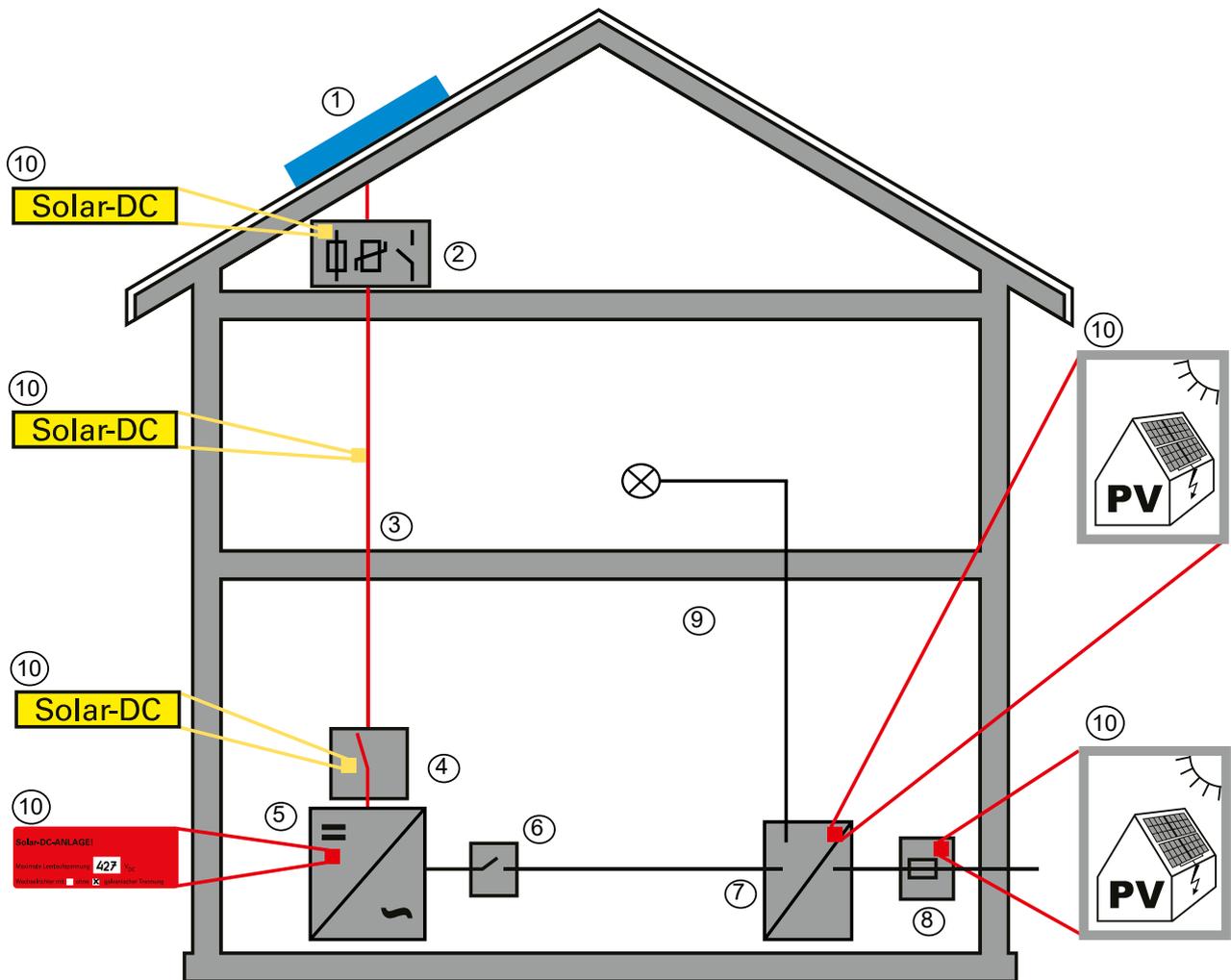
IPE (SEE) (B) Informazioni per il personale del ramo elettrico

- Informazioni dettagliate sul livello di tensione DC da aspettarsi durante le misure di controllo
- Con o senza separazione galvanica tra AC e DC

Solar – DC (C) Informazioni per il gestore dell'impianto

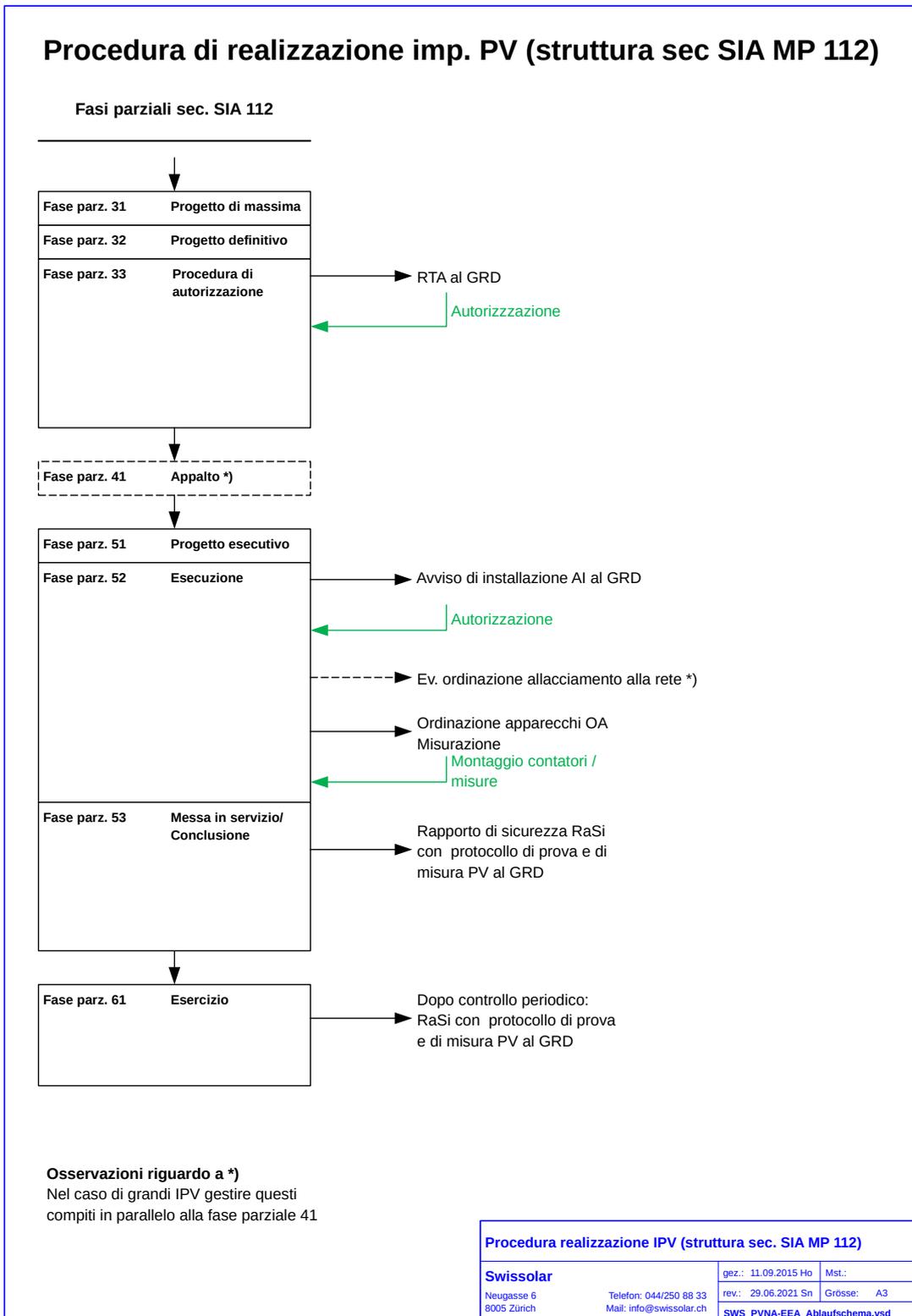
- Attenzione, impianto fotovoltaico, tensione DC anche con il sistema spento
- Designazione dell'equipaggiamento e punto di sezionamento per l'impianto FV

Lo schizzo seguente fornisce una panoramica sul posizionamento delle diverse marcature.



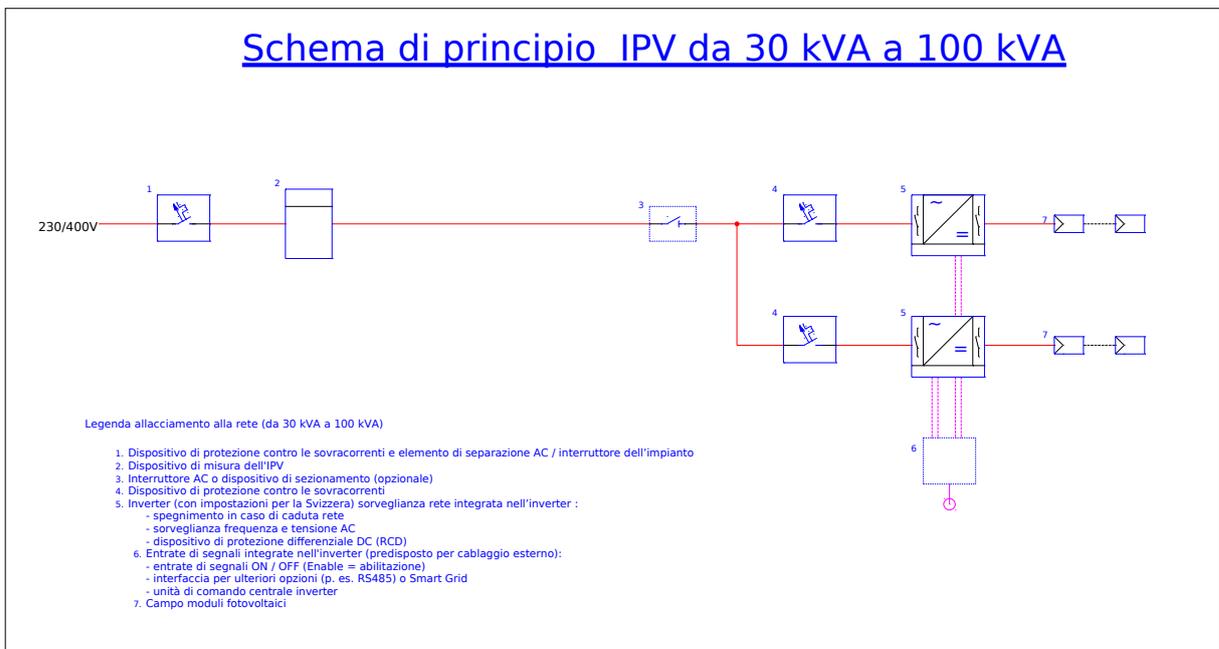
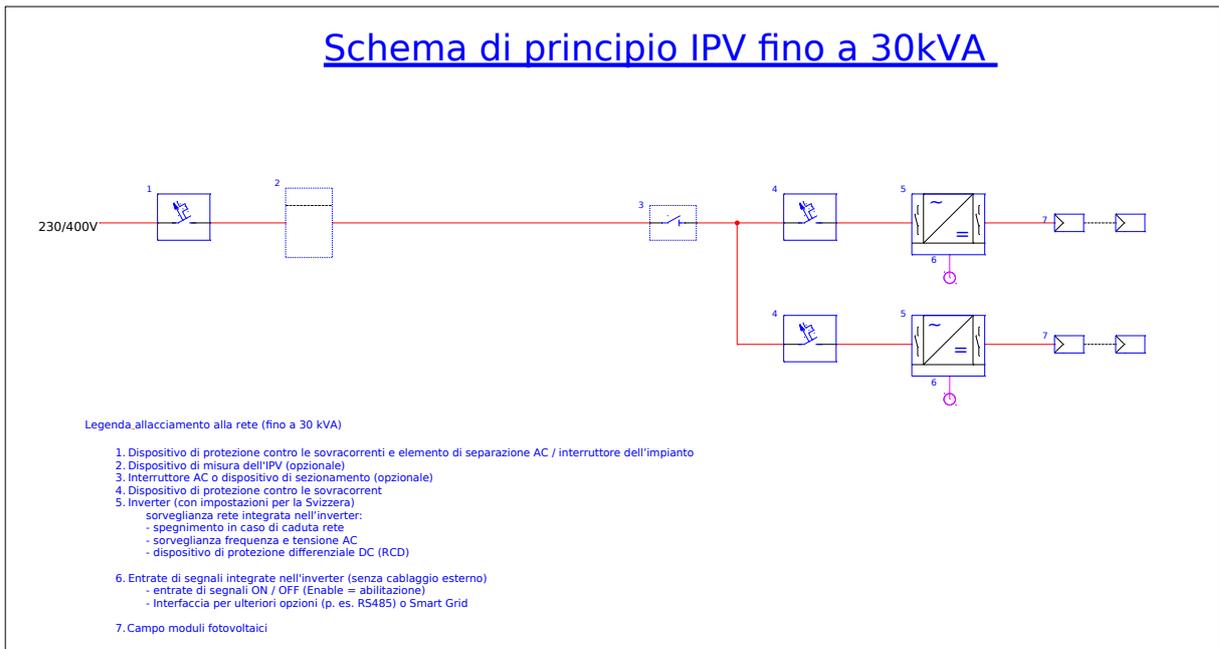
1. Generatore solare
2. Cassetta opzionale array PV con dispositivi di interruzione e protezione sec (NIBT) SN411000
3. Linea DC
4. Punto di sezionamento DC (Nota: può anche essere integrato nell'inverter)
5. Inverter
6. Punto di sezionamento AC
7. Distribuzione a bassa tensione 230/400 V
8. Cavo di entrata / fusibili di allacciamento 230/400 V
9. Installazione dell'edificio 230/400 V
10. Marcature sec. (NIBT) SN411000

8.3.3 Diagramma della procedura per la realizzazione di impianti PV

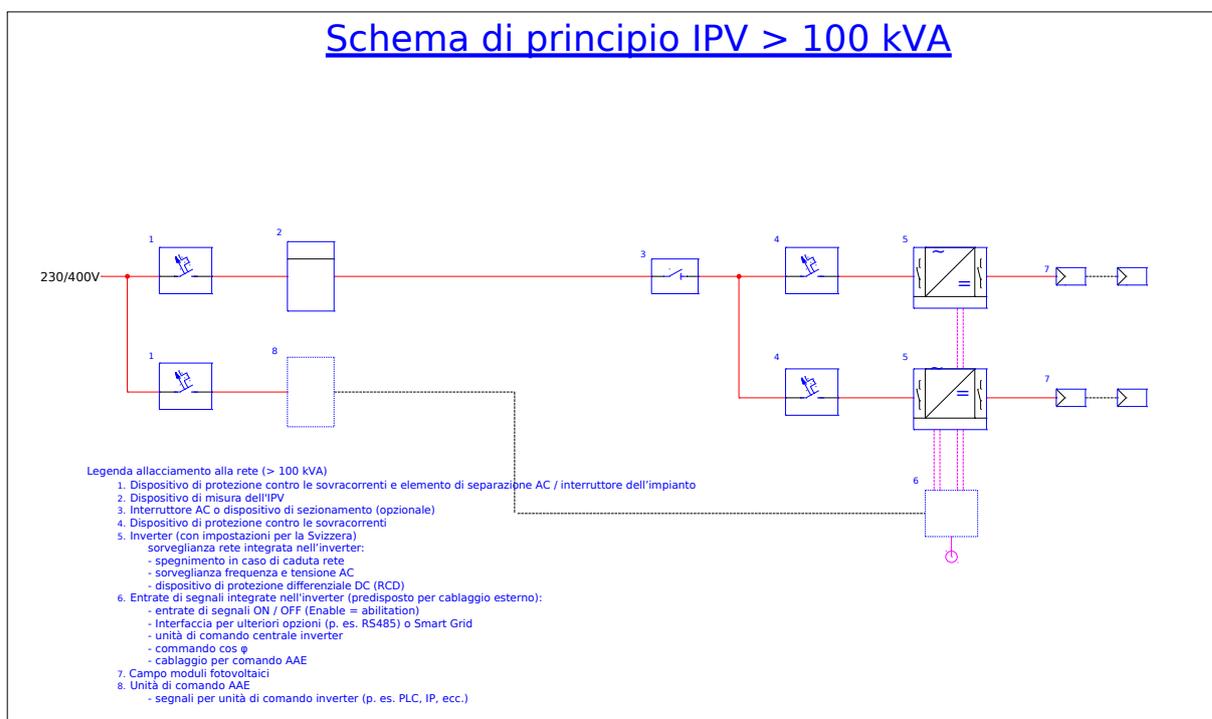


8.7 Allegati al capitolo 7, Requisiti per l'allacciamento alla rete a bassa tensione LR 7

8.7.1 Schemi di allacciamento di impianti fotovoltaici alla rete LR 7 (a seconda delle dimensioni dell'impianto)



Schema di principio IPV > 100 kVA



8.7.2 Impostazioni specifiche per la Svizzera 2020

Estratto Allegato E della Raccomandazione dell'AES-VSE Allacciamento alla rete a bassa tensione di impianti fotovoltaici (NA/EEA-NE7-CH)

E.1 Impianti Tipo A (VSE NA/EEA –CH 2020 Tipo A)

Vale per impianti di Tipo 2 (raddrizzatori asincroni, generatori asincroni)

Grid connection criterias (criteri per il collegamento alla rete)

Parametro	simbolo	unità	valore	Osservazioni sul parametro
Tensione minima per il collegamento	Uac min	V	196	85% di U_n
Tensione massima per il collegamento	Uac max	V	253	110% di U_n
Frequenza minima per il collegamento	f min	Hz	47,5	
Frequenza massima per il collegamento	f max	Hz	50,1	Deve combaciare con Uac NP min

Intervallo di tempo per controllo U/f prima del reinserimento	t	s	60	Ritardo minimo per reinserimento dopo un guasto
Rampa per l'avvio	Soft Start	-	ON	Valore standard: attivato
Gradiente della rampa	Aumento Pac	%Pn/Min	10	

Tabella 3: Grid connection criterias Tipo A

Grid protection criterias (criteri per il collegamento alla rete)

Parametro	simbolo	unità	valore	tempo	Osservazioni sul parametro
Sovratensione	U >>	V	276	≤ 100 ms	120% di U _n ^{a)}
Sovratensione (media mobile su 10 minuti)	U >	V	253	≤ 100 ms	110% di U _n ^{b), c)}
Sottotensione	U <	V	184	≤ 1500 ms	80% di U _n ^{d)}
Sottotensione	U <<	V	104	≤ 300 ms	45% di U _n ^{d)}
Sottofrequenza	f <	Hz	47,50	≤ 100 ms	
Sovrafrequenza	f >	Hz	51,50	≤ 100 ms	
Riduzione della potenza n funzione della potenza	P (f)	-	ON	-	Valore standard: attivato
Soglia di partenza per riduzione della potenza	f start	Hz	50,20	-	
Gradiente della riduzione di potenza	P (f) red	% Pmom/ Hz	40	-	Pmom: potenza momentanea
Detezione del funzionamento in isola	Anti Islanding	S	5,00	-	Tempo riconoscimen- to guasto: entro 5 s, giustificativo con SNEN 62116:2014

Tabella 4: Grid protection criterias Tipo A

Grid Operation

Parametro	simbolo	valore (≤ 250 kVA)	Osservazioni sul parametro
Regolazione potenza reattiva	$\cos \varphi$	1,00	Valore di default 1,00 oppure secondo specifiche del GRD
Comportamento FRT (Fault Ride Through)	FRT	No (inattivo)	Supporto dinamico alla rete senza immissione di corrente reattiva
Fattore k	Fattore k	-	Valore di default 2 oppure secondo specifiche del GRD

Tabella 5: Grid Operation Tipo A

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

Vale per impianti di Tipo 2 (raddrizzatori asincroni, generatori asincroni)

Grid connection criterias (criteri per il collegamento alla rete)

Parametro	simbolo	unità	valore	Osservazioni sul parametro
Tensione minima per il collegamento	Uac min	V	196	85% di U_n
Tensione massima per il collegamento	Uac max	V	253	110% di U_n
Frequenza minima per il collegamento	f min	Hz	47,5	
Frequenza massima per il collegamento	f max	Hz	50,1	Deve combaciare con Uac NP min
Intervallo di tempo per controllo U/f prima del reinserimento	t	s	600	Ritardo minimo per reinserimento dopo un guasto
Rampa per l'avvio	Soft Start	-	ON	Valore standard: attivato
Gradiente della rampa	aumento Pac	%Pn/Min	10	

Tabella 6: Grid connection criterias Tipo B

Grid protection criterias (criteri per il collegamento alla rete)

Parametro	simbolo	unità	valore	tempo	Osservazioni sul parametro
Sovratensione	U >>	V	276	≤ 100 ms	120% di U _n ^{a)}
Sovratensione (media mobile su 10 minuti)	U >	V	253	≤ 100 ms	110% di U _n ^{b), c)}
Sottotensione	U <	V	184	≤ 1500 ms	80% di U _n ^{d)}
Sottotensione	U <<	V	104	≤ 300 ms	45% di U _n ^{d)}
Sottofrequenza	f <	Hz	47,50	≤ 100 ms	
Sovrafrequenza	f >	Hz	51,50	≤ 100 ms	
Riduzione della potenza n funzione della potenza	P (f)	-	ON	-	Valore standard: attivato
Soglia di partenza per riduzione della potenza	f start	Hz	50,20	-	
Gradiente della riduzione di potenza	P (f) red	% P _{mom} / Hz	40	-	P _{mom} : potenza momentanea
Detezione del funzionamento in isola	Anti Islanding	S	5,00	-	Tempo riconoscimento guasto: entro 5 s, giustificativo con SNEN 62116:2014

Tabella 7: Grid protection criterias Tipo B

Grid Operation

Parametro	simbolo	valore (> 250 kVA)	Osservazioni sul parametro
Regolazione potenza reattiva	cos φ	1,00	Valore di default 1,00 oppure secondo specifiche del GRD
Comportamento FRT (Fault Ride Through)	FRT	Si (attivo)	Supporto dinamico alla rete con immissione di corrente reattiva
Fattore k	Fattore k	2	Valore di default 2 oppure secondo specifiche del GRD

Tabella 8: Grid Operation Tipo B

Note:

- a. La specifica del tempo " ≤ 100 ms" per il valore di regolazione del relè di protezione presuppone un tempo intrinseco massimo del relè di protezione RI compreso l'interruttore di accoppiamento di 100 ms. Questo si traduce in un tempo di spegnimento totale massimo di 200 ms.
- b. Bisogna assicurarsi che la tensione al punto di allacciamento (dell'edificio) non superi $1,10 U_n$. Se questo requisito è garantito da una protezione RI esterna, è consentito impostare la protezione da sovratensione $U>$ sull'UPE/IPE decentralizzato fino a $1,15 U_n$. In questo caso, l'installatore del sistema deve considerare i possibili effetti sull'installazione del cliente. La combinazione di protezione RI esterna ($U>$: $1,1 U_n$) e protezione RI integrata ($U>$: da $1,1 U_n$ a $1,15 U_n$) è raccomandata se la caduta di tensione nell'installazione domestica non può essere trascurata. Questo è tipicamente il caso in situazioni con lunghe linee di allacciamento.
- c. Se la funzione $U>$ non valuta la media mobile su 10 minuti, si raccomanda un'impostazione di $1,10 U_n$ con un ritardo di 60 s (fuori dalla gamma OVRT – Over Voltage Ride Through). In questo caso, devono essere presi in considerazione i rapporti di caduta (isteresi) dei relè per quanto riguarda il sovraccarico/ricollegamento.
- d. Se la rete di media tensione del GRD a monte dell'IPE è gestita con un reinserimento automatico (AWE-CH), si raccomandano le seguenti impostazioni di protezione (IPE): funzione $U<<$: $0,45 U_n$, senza ritardo (cioè il più piccolo ritardo possibile) e funzione $U<$: $0,8 U_n$, 300 ms. In questo caso non devono essere soddisfatti i requisiti FRT (Fault Ride Through). Le specifiche per le impostazioni di protezione sono definite dal GRD.

8.8 Motivi che illustrano perché una protezione RI esterna non è necessaria

La protezione della rete e degli impianti (protezione RI) per gli impianti di produzione di energia decentralizzati (IPE) ha un'importante funzione di protezione per la rete e gli impianti installati sul sito, compresi gli impianti di produzione stessi. In Svizzera, la stragrande maggioranza degli impianti di produzione di energia decentralizzati è rappresentata da impianti fotovoltaici (IPV). Una protezione RI è integrata in ogni inverter fotovoltaico e non può essere disattivata, perché è nell'interesse dei fabbricanti di inverter proteggere i loro dispositivi e la rete elettrica.

Dal punto di vista di alcuni gestori di reti di distribuzione (GRD), la protezione RI integrata nell'inverter è una Blackbox di cui non vogliono fidarsi esclusivamente. Chiedono quindi che questa protezione RI sia realizzata in modo ridondante una seconda volta all'esterno dell'IPE. I timori di questi GRD non sono sinora stati dimostrati da misurazioni e a nostro modo di vedere sono giustificati solamente, nel migliore dei casi, in situazioni eccezionali – poiché una protezione RI esterna non migliora la situazione. Al contrario, rende l'intero sistema più soggetto a errori e più costoso. In effetti, l'uso di un relè RI esterno richiede un adattamento dell'alimentazione di energia per questo monitoraggio. Se si sceglie una configurazione con contatti normalmente aperti (che si chiudono in caso di guasto), questa si disattiva automaticamente se viene a mancare l'alimentazione, ma ha pur sempre bisogno di una certa quantità di energia per mantenere il contatto attivo (anche se questa non è molto grande – c'è un carico permanente sull'interruttore). Se si sceglie una configurazione con contatti normalmente chiusi (che si aprono in caso di guasto), sia l'alimentazione di energia del relè di protezione/unità di monitoraggio RI che l'alimentazione dell'interruttore di accoppiamento esterno devono essere garantite. Questo "buffering" deve essere controllato a intervalli regolari (ad esempio ogni 2 anni) per mantenere la funzionalità. Per contro, la protezione RI integrata nell'inverter, dispone automaticamente di un'alimentazione sicura ed è quindi più economica e più affidabile.

Un gran numero di GRD non vede alcun vantaggio aggiuntivo in termini di sicurezza nella protezione RI esterna ed è del parere che la protezione esterna dei NA dà un falso senso di sicurezza, e in generale rende il sistema più soggetto a guasti. Vorrebbero quindi fare a meno della protezione RI esterna, ma sono dell'opinione che non hanno questa competenza, poiché la protezione RI esterna è richiesta da norme di livello superiore. La norma pertinente per il presente caso è la SNEN 50549-1, "Requisiti per gli impianti di

produzione di energia destinati all'allacciamento alla rete di distribuzione – Parte 1: allacciamento alla rete di distribuzione a BT, impianti fino al tipo B incluso". Sia la raccomandazione dell'AES-VSE che quella di Swissolar si basano su questa norma. Essa lascia ai singoli paesi, o meglio ai GRD, il compito di decidere quali requisiti debbano essere posti alla protezione del disaccoppiamento (tale il termine preciso usato nella norma). Altri documenti IEC permettono esplicitamente di installare la protezione RI nell'inverter per l'immissione in rete basata su inverter (IEC TS 62786:2017).

Il fatto che la protezione della NA debba essere presente è assolutamente indiscusso. Tuttavia, non è opportuno limitare le soluzioni tecniche a poche opzioni. La protezione RI integrata nell'inverter è a prova di errore singolo ed è testata come parte della prova di tipo secondo SNEN 62109-1/-2.

Qui di seguito vengono esposte alcune note su varie questioni e argomenti.

Argomenti per una protezione RI esterna **Argomenti per la protezione RI integrata nell'inverter**

È possibile che l'installatore **debba sostituire** gli inverter durante il periodo di vita dell'IPE. Senza una protezione RI esterna, non è più garantita la presenza di una tale protezione e la sua corretta impostazione.

Tutti gli inverter hanno una protezione RI integrata che non può essere disattivata. Oltre ai compiti di base della protezione RI, gli inverter devono soddisfare una lunga lista di altre funzioni (fault ride through FRT, controllo della frequenza, controllo della potenza reattiva, rilevamento di funzionamento in isola indesiderato, ecc. La parametrizzazione errata degli inverter rappresenta sicuramente un rischio per il GRD, che merita maggiore attenzione in futuro. Tuttavia, la protezione RI esterna dà un falso senso di sicurezza in questo senso, perché pretende di essere in grado di proteggere la rete dai malfunzionamenti dell'inverter. Cosa che nella maggior parte dei casi non può fare; ma può per contro impedire il corretto funzionamento dell'inverter (specialmente FRT e P(U), Q(U)).

Sul mercato ci sono **molte marche di inverter**. Come ci si può assicurare che funzionino tutti correttamente? La protezione esterna RI uniforme della fornisce qui una sicurezza di base rudimentale.

La sicurezza dei prodotti (l'inverter è un prodotto) è generalmente gestita tramite certificati e dichiarazioni di conformità, non tramite dispositivi di protezione supplementari. Ci sono anche vari produttori di dispositivi di protezione RI esterna. È importante a) esigere una dichiarazione di conformità per l'inverter e b) se si sospetta una non conformità, esigere o fornire test / prove appropriate. Se necessario, può intervenire anche la sorveglianza del mercato dell'ESTI. Come per gli altri argomenti di questa tabella, la protezione RI esterna è di scarso aiuto per evitare possibili problemi dovuti ad eventuali funzionamenti difettosi degli inverter.

Dopo un **aggiornamento del firmware**, l'IPE potrebbe essere impostato in modo completamente diverso rispetto a quanto previsto in origine.

Si applicano gli stessi argomenti di cui sopra: Se questo dovesse accadere, causerebbe vari problemi che una protezione RI esterna non può risolvere. In primo luogo, è quindi importante assicurarsi che questo non accada. I fabbricanti di inverter sono consapevoli di questo problema e quindi per principio rendono impossibile cambiare le impostazioni di protezione dopo la configurazione iniziale.

Sicurezza da guasto singolo: un apparecchio non può proteggersi da solo perché la protezione verrebbe persa in caso di un difetto nell'apparecchio stesso.

Nemmeno una protezione RI esterna può proteggere la rete da un inverter difettoso, perché la frequenza e la tensione sono definite dalla rete, non dall'inverter. Il fusibile principale (NHS o LS) davanti all'inverter serve come protezione. Se la frequenza e la tensione di rete sono stabili, la protezione RI esterna non interviene in nessun caso, indipendentemente da eventuali guasti nell'inverter. Tuttavia, se il guasto si verifica nella rete e non nell'inverter, viene la sicurezza per guasto singolo è assicurata. La protezione RI integrata nell'inverter si attiva per proteggere l'inverter. Questa funzione non può essere disattivata, perché altrimenti i produttori di inverter rifiuterebbero la garanzia del prodotto per i loro apparecchi. La protezione RI interna è a prova di errore singolo (testata) secondo IEC62109-1/-2. In caso di guasto nell'inverter, questo porta sempre alla disconnessione dalla rete.

Non ci sono norme per l'implementazione e il test della protezione RI interna.

In alcuni Paesi si applicano appositi test. La Svizzera potrebbe anche introdurre i propri test (per esempio basati sulla Germania e la EN 50549-10), ma questo non si è ancora dimostrato necessario. Ad una soluzione speciale per la Svizzera andrebbe preferita una soluzione basata sull'esempio di un altro Paese.

Nel luglio 2021, all'interno dell'IEC è stata proposta una nuova serie di test per gli inverter fotovoltaici, che include la prova di tipo della protezione RI. I test corrispondenti vengono già eseguiti dai produttori di inverter oggi, ma sono specifici per il Paese e non internazionali. Tra qualche anno, i test dovrebbero essere fatti anche per l'applicazione internazionale.

La protezione RI interna **non può essere testata** dal vivo, oppure richiede uno sforzo proporzionato.

Neppure una protezione RI esterna può essere testata sul posto. Il pulsante di prova sulla protezione RI esterna attiva solo l'interruttore: la funzionalità della protezione e soprattutto le impostazioni di protezione non vengono testate. Al contrario, a causa dei requisiti imposti in Italia, la maggior parte degli inverter ha un autotest che non solo controlla le impostazioni di protezione, ma misura anche efficacemente a quali valori si attiva la protezione RI.

Il monitoraggio esterno della rete, che agisce sui contattori nell'inverter (**ingresso di abilitazione**), è considerato un'alternativa economica se è disponibile un solo inverter.

Si applicano gli stessi argomenti di cui sopra. Se le misurazioni interne di tensione e frequenza dell'inverter falliscono, tutte le altre funzionalità dell'inverter (presumibilmente anche l'immissione in rete) non funzionerebbero più. Il monitoraggio esterno della rete non cambierebbe nulla, poiché non può rilevare questo guasto sull'inverter. L'inverter passa automaticamente in guasto e si disattiva. Inoltre, questa semplificazione della protezione RI esterna è spesso realizzata con componenti che non hanno la qualità dei dispositivi di protezione (per esempio i sistemi di monitoraggio degli impianti fotovoltaici). I sistemi corrispondenti non possono quindi essere considerati affidabili.

Ulteriori spiegazioni di varie parole chiave relative alla protezione RI

Complessità e rischio di configurazioni errate

L'esperienza internazionale suggerisce che l'errore più comune a livello di protezione RI sono le impostazioni errate. Con la protezione RI esterna, tutte le impostazioni devono essere fatte due volte. Questo aumenta la probabilità di configurazioni errate.

Rischio dovuto alla commutazione di correnti di elevata intensità	Una delle funzioni più importanti della protezione RI è la protezione contro tensioni troppo elevate nel punto di connessione tra il sistema e la rete. Questo diventerà più importante in futuro, perché a questo proposito in molti punti di connessione le reti sono/saranno utilizzate in modo ottimale. Una gestione P(U) è quindi sempre più utilizzata per gli inverter. In questo caso, l'inverter limita la potenza massima di immissione in base al limite massimo di tensione di rete consentito, oppure si spegne. Se in questo stato la protezione RI esterna innesca la disconnessione, vengono commutate correnti molto alte, specialmente in grandi sistemi, che possono generare pericolosi impulsi di tensione. A questo proposito, la riduzione e la disconnessione della potenza interna all'inverter agiscono in modo molto più favorevole alla rete e al sistema. Inoltre, il caso con diversi inverter senza protezione RI esterna ha il vantaggio che la disconnessione in cascata avviene in un intervallo di millisecondi a secondi, in modo che l'azione di commutazione abbia meno effetto sulla rete a causa di possibili impulsi.
Immunità da disturbi	Con l'aumento del numero di IPE decentralizzati allacciati alla rete, è importante che i sistemi non si disconnettano immediatamente dalla rete in caso di brevi guasti, ma rimangano connessi (Fault Ride Through, FRT). Se le impostazioni non sono corrette, la protezione RI esterna rende impossibile l'esecuzione di questa funzione da parte degli inverter.
Retrofit	Sta diventando evidente che gli impianti più grandi che sono già installati dovranno essere adattati per quanto riguarda la funzione FRT. Se hanno una protezione RI esterna e questa non viene adattata di conseguenza, il retrofit sull'inverter stesso è inutile.
Costi	La protezione RI esterna rappresenta circa il 2-3% dei costi dell'impianto. Dal punto di vista di un approvvigionamento energetico efficiente ed economicamente sostenibile, questi sono costi inutili.
Impostazioni inverter	Sarebbe opportuno elaborare una "impostazione regionale per la Svizzera" in una norma di prova svizzera (analogamente alla AR-N-4105) e controllare la conformità dei dispositivi importati.