



## Varie brevi informazioni su attualità a livello di tecnica e normative

01.07.2020 | Solar Update Svizzera italiana  
Webinar

Claudio Caccia, resp. Agenzia Swissolar per la Svizzera italiana

# Temi trattati

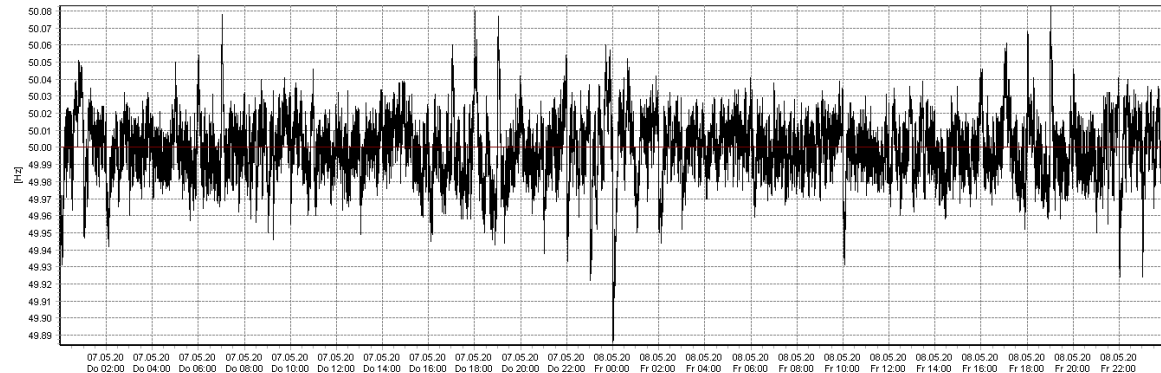
- Informazioni sommarie sulla seconda azione Retrofit ECom (problematica 50.2 Hz per gli inverter PV)
- Attualità su NIBT 2020 (parte 7.12. Impianti PV)

## Seconda azione Retrofit ECom

- Fonti: estratti da *Webinar Retrofit-Aktion der ECom*, Swissolar, 13.5.2020
- Basi: [Istruzione 1/2018 della ECom](#)
- Maggiori Info sul ns. [sito](#)
- N.B. Fanno stato le istruzioni della ECom e le direttive dei GRD (gestori delle reti di distribuzione) /dell'AES (Associazione delle aziende elettriche svizzere)

# Azione Retrofit ECom per inverter PV - motivi

- La rete elettrica svizzera è interconnessa e al centro della rete europea (3% del consumo europeo, ma 10% del transito!)
- La stabilità della rete dipende da tutti gli attori
- La frequenza (il «polso» della rete) dipende dal bilanciamento costante tra produzione e consumo



# Azione Retrofit EICom - motivi

- Scostamenti troppo grandi dalla frequenza di 50 Hz portano a stati di allerta o di emergenza e a misure correttive predefinite

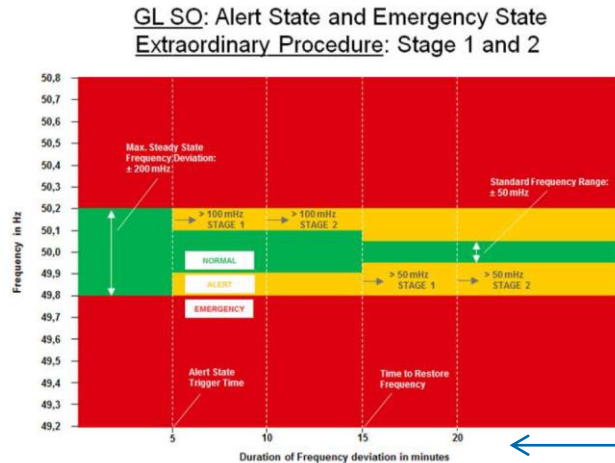


Figure 7: Illustration of Stage 1 and Stage 2 based on the System States of the SO GL.

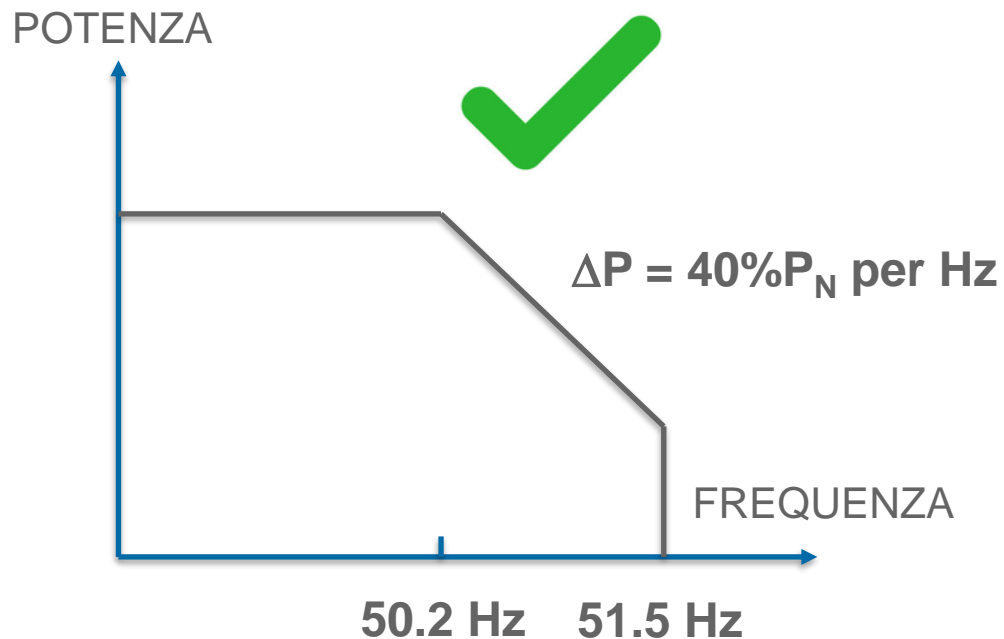
47.5 Hz – 51.5 Hz: Mantenimento dell'esercizio del sistema interconnesso

49.0 Hz – 48.0 Hz: Sottofrequenza, distacco automatico di carichi

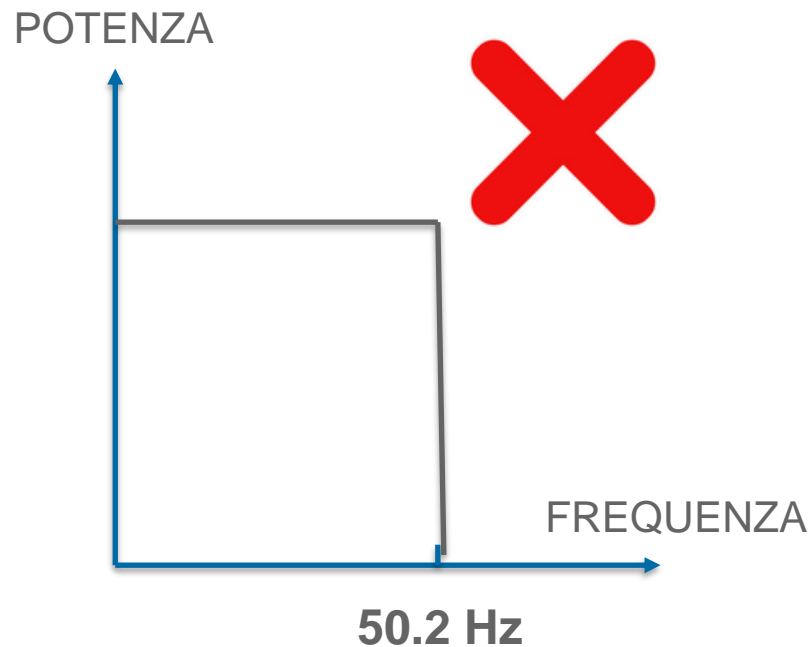
49.8 Hz – 50.2 Hz: Esercizio normale

Intervento manuale: in caso di deviazioni di lunga durata, già a partire da uno scarto di 50 mHz

# Azione Retrofit ECom – problematica 50.2 Hz



Comportamento conforme



Comportamento non conforme

# Azione Retrofit ECom – situazione di partenza

- In Svizzera molti degli impianti di produzione di energia decentrati (IPE) sono attualmente configurati in modo tale da scollegarsi immediatamente dalla rete in caso di sovralfrequenza pari a 50.2 Hz: tale configurazione non è conforme allo stato attuale della tecnica e comporta rischi a livello della stabilità della rete di interconnessione europea.
- Compito GRD (gestori di rete): assicurare che il funzionamento degli IPE all'interno della rete sia al passo con la tecnica e non comprometta la sicurezza e la stabilità della rete.

# Azione Retrofit ECom - obiettivo

- Per tutta la Svizzera, limitare ad un massimo di 200 MW la potenza complessiva degli impianti PV «non conformi» (= che non rispondono in modo adeguato per impedire la problematica dei 50.2 Hz)
- Prima azione (2018-19): adeguamento imp. PV con  $P_n \geq 100$  kVA
- Seconda azione (2020 - 22): verifica e adeguamento impianti PV installati dopo il 31.12.2010 e con una  $P_n$  tra 30 kVA e 100 kVA (fa stato la potenza allacciata di tutti gli inverter di un impianto PV).
- Non concerne diversi impianti fotovoltaici indipendenti  $< 30$  kVA dietro un punto di collegamento, anche se in totale superano i 30 kVA (ad es. un RCP o altro raggruppamento di autoconsumo)



# Azione Retrofit EICoM – ruolo dei vari attori

- Al fine di ridurre al minimo lo sforzo richiesto ai gestori/proprietari degli impianti PV che devono essere oggetto di verifica e adeguamento (retrofit), agli installatori e ai gestori di rete, le associazioni di categoria AES, Swissolar e VESE hanno sviluppato in modo congiunto degli strumenti di supporto.
- Vedi [modello](#) lettera congiunta AES, VESE e Swissolar per i clienti

# Azione Retrofit ECom – costi per l'adeguamento

- La ECom ha definito nel suo foglio informativo che i costi di eventuali adeguamenti necessari alla configurazione dell'inverter sono generalmente a carico del gestore dell'impianto PV
- I costi per l'adeguamento sono a carico del GRD solamente per impianti messi in servizio a partire dal 1.1.2015 e per i quali nel caso il GRD stesso non abbia specificato nel contratto di allacciamento esigenze specifiche riguardanti la riduzione di potenza in caso di deviazioni di frequenza.
- Per ulteriori dettagli vedi [Informazione ECom](#).

# NIBT 2020 – principali novità per il settore PV

*(N.B. Informazioni sommarie: fanno stato le norme e leggi stesse)*

## Parte 7.12 Sistemi di alimentazione di corrente fotovoltaica (FV)

- La tensione di sistema sul lato DC può ora essere al massimo di 1500 V, a condizione che i componenti utilizzati siano adatti a questo scopo.
- $L_{crit}$  è rilevante per il dimensionamento degli SPD
- I connettori DC devono essere compatibili e dello stesso produttore. Vedi [scheda](#) informativa Swissolar

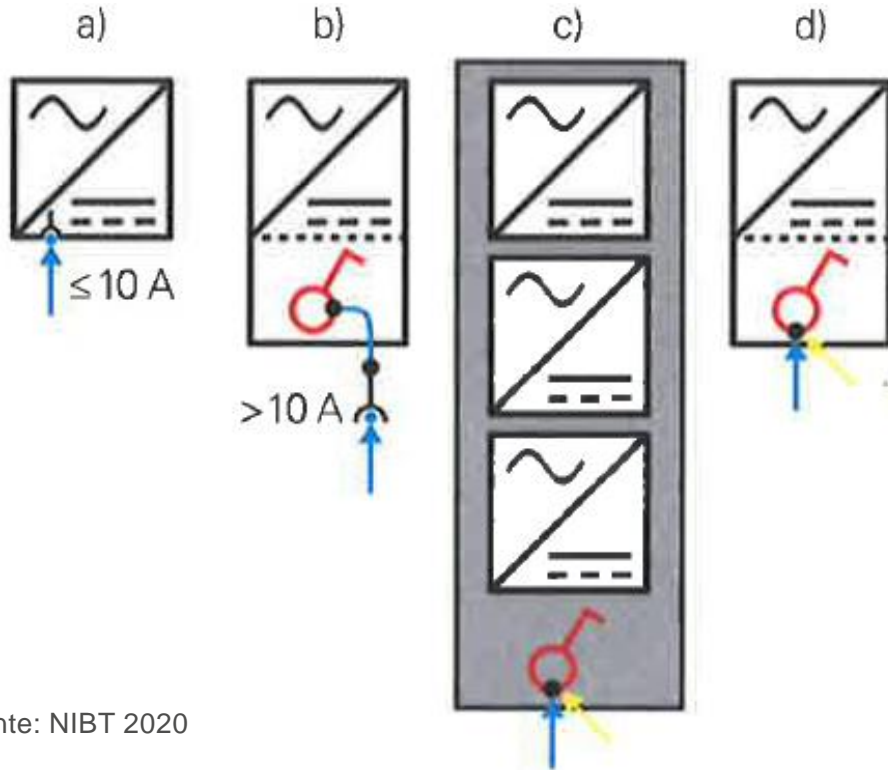
# NIBT 2020 – principali novità per il settore PV

*(N.B. Informazioni sommarie: fanno stato le norme e leggi stesse)*

- Le ipotesi ammissibili per le basse temperature per il calcolo della tensione massima che si può verificare sono ora specificate in modo più chiaro.
- L'informazione Electrosuisse info2108 dell'agosto 2016 per la protezione dalle sovratensioni negli impianti FV è stata ora integrata nella NIBT 2020.
- Disposizione dell'interruttore DC ora precisata in modo più preciso, vedi pagina seguente:

# Non è necessario un interruttore DC separato se:

(7.12.5.3.7)



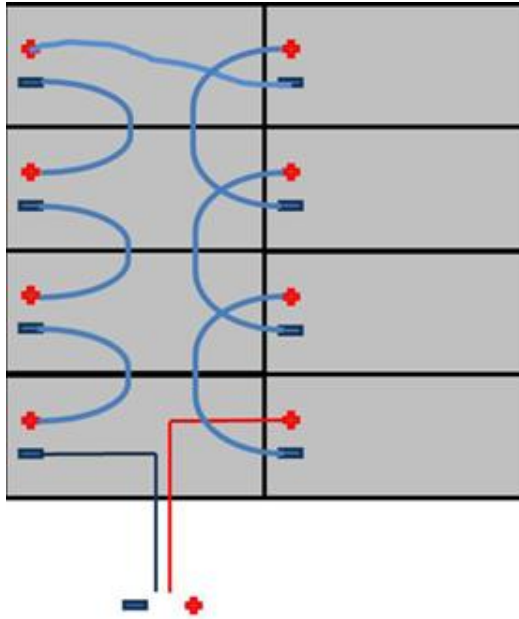
- l'ondulatore è dotato di dispositivi d'innesto idonei; oppure
- per i collegamenti tra le linee stringhe e l'interruttore DC integrato nell'ondulatore vengono installati dispositivi d'innesto idonei e protetti da contatti accidentali; oppure
- l'alloggiamento dell'ondulatore per più moduli di ondulatori è dotato di un interruttore DC comune; oppure
- l'ondulatore è dotato di un interruttore DC integrato.

Fonte: NIBT 2020

# Protezione contro i fulmini e le sovratensioni per impianti FV secondo NIBT 2020

- La NIBT indica ora più chiaramente cosa, dove e come gli impianti FV devono essere protetti dalla sovratensione e quali misure devono essere adottate.
- In linea di principio, la protezione contro le sovratensioni è utile.
- In ogni caso, devono essere rispettate anche le specifiche dei produttori di apparecchi e i requisiti di protezione locali.
- Il criterio decisivo per stabilire se sono necessari o meno scaricatori di sovratensione (SPD) ad una o entrambe le estremità di una linea PV-DC è la lunghezza critica della linea DC ( $L_{crit}$ ) e la presenza o meno sull'edificio di un sistema di protezione contro i fulmini.

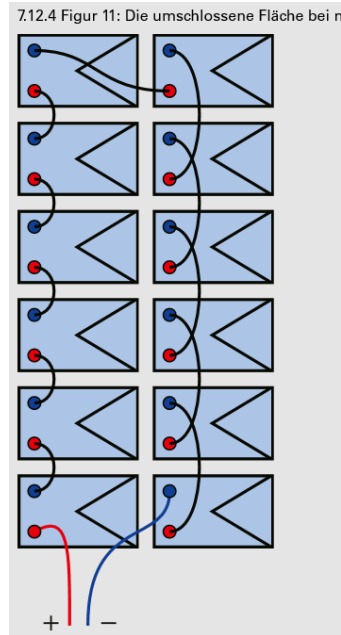
# Evitare la formazione di spire nel cablaggio dei moduli



Fonte: Swissolar

- Protezione contro i flussi elettromagnetici (EMI, electromagnetic interference) all'interno di edifici: per ridurre le tensioni indotte dai fulmini, la superficie di tutti i circuiti di conduttori deve essere il più piccola possibile.
- Chiarimento in NIBT 2020: i cavi di collegamento tra moduli posti uno accanto all'altro sono consentiti.
- Motivo: i moduli schermano contro le tensioni indotte nelle linee sottostanti.
- Verifica per tetti inaccessibili tramite il piano di cablaggio delle stringhe.

# Evitare la formazione di spire nel cablaggio dei moduli



- Schizzo tratto da NIBT, ma non ottimale: se cablati in questo modo i moduli devono essere vicini.

Fonte: NIBT 2020



# Definizione Linea DC $L_{DC}$ secondo NIBT 2020

- $L_{DC}$  corrisponde alla linea DC nell'edificio, cioè dal passaggio "nella zona del tetto" dell'edificio fino all'inverter.
- Sono incluse anche le linee FV-DC sul tetto all'esterno del generatore solare, perciò le linee di collegamento dei moduli all'interno del generatore solare stesso non sono considerate.
- La parte schermata del cavo non deve essere presa in considerazione per la determinazione di  $L_{crit}$ .

Fonte: NIBT 2020

# Protezione da sovratensione per il PV sec. NIBT 2020

Riassumendo: se

- $L_{dc} < L_{crit}$  la posa degli SPD non è obbligatoria.
- $L_{dc} > L_{crit}$ , gli SPD devono essere posizionati il più vicino possibile al dispositivo/apparecchio da proteggere.
- $L_{crit}$ : Lunghezza critica della linea, di solito corrisponde alla lunghezza della condotta DC non schermata nell'edificio.

Fonte: NIBT 2020

## Determinazione del Lcrit secondo le informazioni 2108 di Electrosuisse [\(link\)](#)

Secondo NIN 4.4.3 (E+S) e in conformità all'analisi del rischio secondo la norma EN 62305-2:2012, in Svizzera si possono usare le seguenti lunghezze critiche di condutture:

- Altopiano, 35 giorni-temporale: 30 m
- Svizzera meridionale, 50 giorni-temporale : 20 m

Il calcolo della lunghezza critica della linea secondo HD 60364-7-712:2016 (su edifici o in campo aperto) e della frequenza media di scariche da fulmini per km<sup>2</sup> e anno (Ng). Con questo calcolo sono ammesse anche altre lunghezze critiche dei cavi.

Domande?

Grazie mille per l'attenzione!

Arrivederci ad un prossimo evento  
online o in presenza!