

IMPIANTI DI PRODUZIONE FOTOVOLTAICA

**REQUISITI MINIMI PER LA CONNESSIONE
E L'ESERCIZIO IN PARALLELO CON LA RETE AT**

Storia delle revisioni

01	13/03/2012	Prima emissione
----	------------	-----------------

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	2 di 23

INDICE

1. GENERALITÀ.....	3
2. FINALITÀ.....	3
3. CAMPO DI APPLICAZIONE.....	3
4. RIFERIMENTI.....	4
5. DEFINIZIONI	5
6. CONDIZIONI GENERALI DI CONNESSIONE ALLA RETE.....	7
6.1. LIMITI DI FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA	7
6.2. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA	8
6.2.1. Protezioni contro i guasti esterni.....	8
6.2.2. Protezioni elettriche contro i guasti interni	15
6.3. MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA.....	15
6.3.1. Teleinformazioni.....	15
6.3.2. Sistemi di registrazione oscillografica	16
6.4. QUALITÀ DELL'ALIMENTAZIONE DELLA RETE	16
7. SISTEMI DI REGOLAZIONE E SERVIZI DI RETE	17
7.1. CONTROLLO DELLA PRODUZIONE	17
7.2. REGOLAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA.....	18
7.3. REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA	19
7.4. INSERIMENTO GRADUALE DELLA POTENZA IMMESA IN RETE.....	21
7.5. INSENSIBILITÀ AGLI ABBASSAMENTI DI TENSIONE.....	21
7.6. SISTEMI DI TELEDISTACCO DELLA PRODUZIONE	22

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	3 di 23

1. GENERALITÀ

Lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica per la produzione di energia elettrica rende necessaria la determinazione di requisiti tecnici specifici per tale tipologia di impianto ai fini della gestione in sicurezza della rete elettrica.

Tale necessità deriva dal fatto che gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili godono della priorità di dispacciamento e la contemporaneità del loro funzionamento determina alcune criticità al sistema elettrico che possono essere parzialmente superate disponendo di opportuni dispositivi per la regolazione ed il controllo. Infatti, come per gli altri impianti a fonte rinnovabile non programmabile (eolico in particolare), la suddetta priorità è vincolata alla garanzia del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico e di uno standard di qualità di alimentazione all'utenza così come previsto dalla normativa vigente.

2. FINALITÀ

Il presente documento costituisce una guida tecnica che sintetizza i requisiti minimi che gli impianti fotovoltaici sono tenuti a rispettare al fine della gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare:

- al paragrafo 6 (Condizioni generali di connessione alla rete) sono descritti i requisiti necessari alla connessione in termini di caratteristiche del sistema protettivo e di interfaccia tra l'impianto e la rete AT, di visibilità sul sistema di controllo del Gestore della rete (in seguito Gestore) e di monitoraggio degli impianti;
- al paragrafo 7 (Sistemi di regolazione e servizi di rete) sono descritti i servizi di rete che l'impianto deve fornire in relazione alla sua interazione con la rete elettrica, tenendo in considerazione le peculiarità e la tipologia di generatori costituenti gli impianti di produzione da fonte fotovoltaica che non sono di tipo rotante bensì statico. Tale caratteristica, unita al fatto che gli impianti fotovoltaici sono costituiti da apparati di tipo elettronico, consente di ottenere delle maggiori prestazioni in termini di regolazione.

3. CAMPO DI APPLICAZIONE

Il presente documento si applica a tutti gli impianti fotovoltaici connessi alla rete di alta tensione, ivi compresi gli impianti inseriti in sistemi di auto approvvigionamento.

In particolare, si precisa che i requisiti prescritti sono da intendersi applicati agli inverter della Centrale che costituiscono l'apparato fondamentale che converte in corrente alternata la corrente continua prodotta dal campo fotovoltaico e da cui dipendono le prestazioni della Centrale stessa.

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	4 di 23

4. RIFERIMENTI

- [1] Norma CEI EN 60904-3 – Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento
- [2] Norma CEI 82.25 – Guida alla realizzazione dei sistemi di generazione FV
- [A.4] Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV
- [A.6] Criteri di telecontrollo e acquisizione dati
- [A.7] Specifiche per i sistemi di monitoraggio delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV
- [A.11]... Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV
- [A.12]... Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico
- [A.13]... Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna
- [A.17]... Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche
- [A.52]... Specifica per unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio
- [A.64]... Modalità di utilizzo del teledistacco per impianti eolici

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	5 di 23

5. DEFINIZIONI

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di Rete), integrate da quelle di seguito elencate:

Cella fotovoltaica: dispositivo che manifesta l'effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in corrente continua quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare.

Modulo fotovoltaico: il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

Pannello fotovoltaico: gruppo di moduli preassemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente.

Stringa fotovoltaica: insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

Campo fotovoltaico: insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

NOTA: il termine di campo fotovoltaico è a volte utilizzato come sinonimo di Centrale fotovoltaica o impianto fotovoltaico.

Sottocampo fotovoltaico: le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione (sezione MT) attraverso le linee di sottocampo.

NOTA: il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale fotovoltaica nella sezione MT dell'impianto d'utenza.

Linee di sottocampo: linee di media tensione che raccolgono la produzione parziale della Centrale fotovoltaica sulla sezione MT dell'impianto d'utenza.

Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.): apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dal campo fotovoltaico in corrente alternata monofase o trifase.

Centrale fotovoltaica (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

Maximum Power Point (MPP): punto di massima potenza. È il punto di funzionamento del pannello fotovoltaico in cui questo rilascia la potenza massima possibile, espressa in kW_{PICCO} (kWp). Il massimo punto di potenza varia a seconda dell'irraggiamento e della temperatura dell'ambiente.

Potenza nominale, o di targa, o massima, o di picco di un impianto fotovoltaico: è la potenza elettrica (espressa in kWp) determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o di targa, o massima, o di picco) di ciascun modulo fotovoltaico costituente l'impianto, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

NOTA: la potenza di picco è sempre riferita a misure sui circuiti in corrente continua.

Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato corrente alternata: è la potenza elettrica (espressa in kW) determinata dalla somma delle singole potenze nominali degli inverter misurata lato corrente alternata.

Potenza immessa in rete: è il valore della potenza elettrica prodotta dalla Centrale fotovoltaica ed immessa in rete.

Nella figura 1 è rappresentata la composizione tipica di una Centrale fotovoltaica.

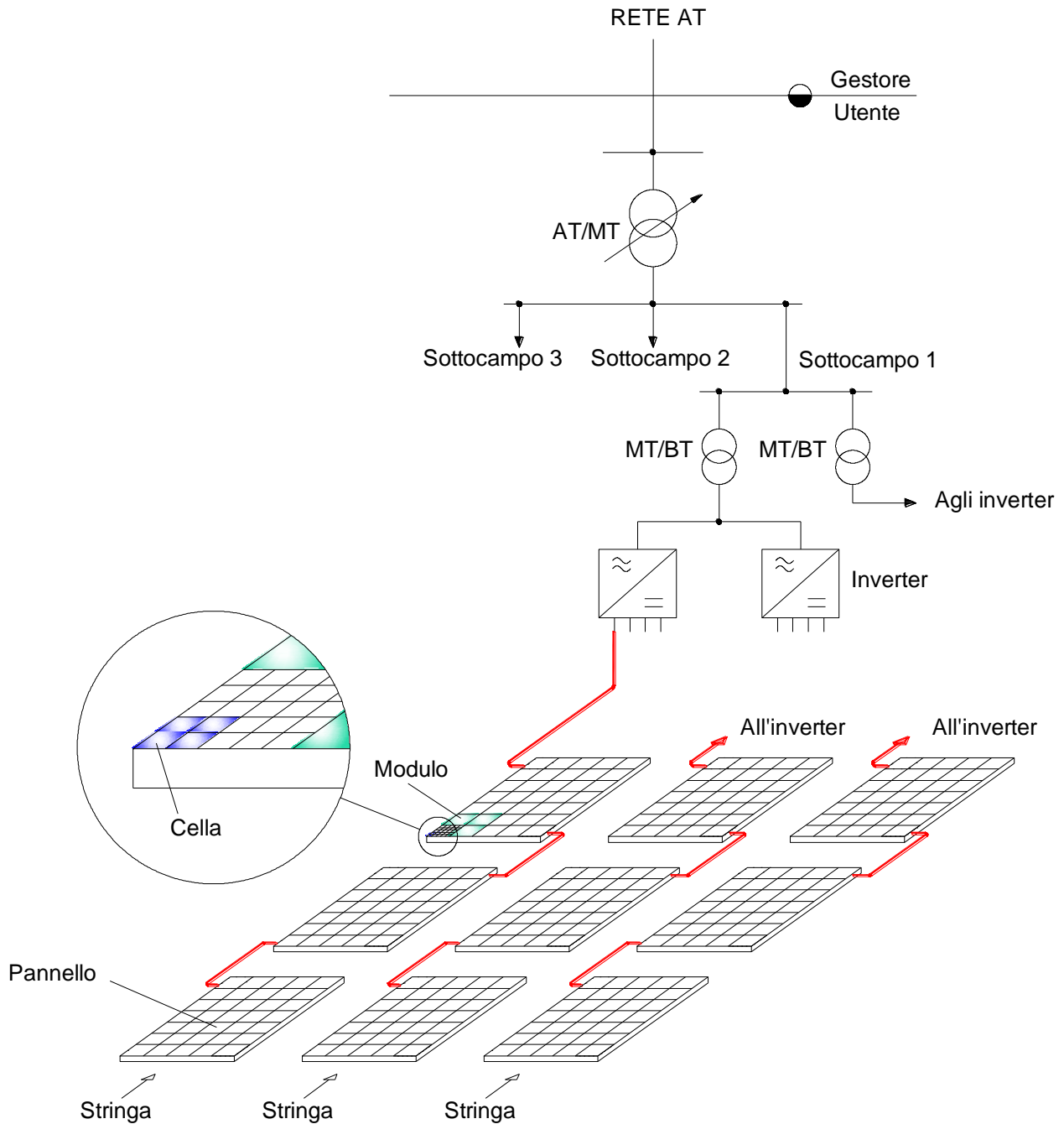


figura 1 – Centrale fotovoltaica

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	7 di 23

6. CONDIZIONI GENERALI DI CONNESSIONE ALLA RETE

Ai fini di quanto indicato in materia di regolazione e protezione, le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete ed in particolare che:

- la Centrale sia dotata di almeno un interruttore, che realizza la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza del titolare della Centrale (in seguito Utente);
- la Centrale disponga di uno o più trasformatori AT/MT con i relativi sistemi di protezione e comando;
- gli avvolgimenti AT del trasformatore AT/MT siano collegati a stella, ad isolamento uniforme, con terminale di neutro accessibile e predisposto per l'eventuale connessione a terra¹, invece gli avvolgimenti MT siano collegati a triangolo;
- gli avvolgimenti AT del trasformatore AT/MT siano dotati di un commutatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra $\pm 12\%$ della tensione nominale².

L'Utente dovrà inoltre aver cura di verificare, già in fase di progettazione, che non vi siano scambi di potenza reattiva con la rete ad impianto fermo. Qualora non si verificasse ciò, la Centrale dovrà essere dotata di idonei apparati di compensazione necessari a garantire uno scambio di potenza reattiva nel punto di consegna con fattore di potenza ($\cos \varphi$) pari a 1.

Ai fini di quanto regolamentato all'interno del Codice di Rete in materia di gestione del sistema elettrico, la connessione alla rete presuppone alcuni adempimenti da parte dell'Utente che in particolare è tenuto a:

- sottoscrivere gli opportuni Regolamenti di Esercizio che contengono tra l'altro le relazioni funzionali con il Gestore ed altri eventuali soggetti coinvolti;
- effettuare le manovre sull'impianto di sua competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del sistema elettrico, mediante un sistema di teleconduzione ovvero tramite il presidio degli impianti attivo 24 ore al giorno; in particolare l'Utente deve disporre di personale autorizzato sempre rintracciabile;
- effettuare tutte le azioni necessarie affinché il proprio impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN.

In particolare l'Utente deve rendere disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per il controllo della rete.

6.1. LIMITI DI FUNZIONAMENTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

La centrale fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare la Centrale, in ogni condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo

¹ La connessione deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interruttori, sezionatori...).

² La prescrizione relativa al commutatore sotto carico è obbligatoria per trasformatori di potenza maggiore o uguale a 10 MVA; per potenze inferiori è comunque consigliata.

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	8 di 23

alla rete AT, continuando a garantire i servizi di rete richiesti, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

6.2. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

Il sistema di protezione della Centrale include gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per i guasti interni sia per i guasti esterni all'impianto di produzione. La taratura delle protezioni contro i suddetti guasti prevede un coordinamento con le altre protezioni di rete e deve essere tale da garantire il funzionamento dell'impianto nei limiti previsti al paragrafo 6.1. L'Utente è tenuto ad impostare le tarature delle protezioni contro i guasti esterni come definite dal Gestore. Per quanto riguarda invece le tarature delle protezioni contro i guasti interni, l'Utente è tenuto a concordarle con il Gestore preliminarmente all'entrata in servizio della Centrale.

La Centrale deve essere in grado di rimanere connessa alla rete in occasione di guasti esterni all'impianto ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione (ad esempio per collegamenti in antenna, derivazioni a "T" rigido, ecc.).

Poiché la Centrale fotovoltaica non ha parti rotanti esposte a rischio di danno in caso di chiusura delle reti fuori sincronismo, agli inverter della Centrale è richiesto di tollerare richiuse automatiche di tipo asincrono senza subire danneggiamento alcuno; a tal fine è ammessa una protezione di inverter che garantisca comunque la selettività e l'insensibilità rispetto ai guasti ed ai disturbi esterni all'impianto.

6.2.1. Protezioni contro i guasti esterni

La Centrale è costituita da un insieme di inverter che vengono raccolti in una sezione in MT di impianto. Dalla sezione in MT la produzione viene immessa sulla rete in AT attraverso un trasformatore elevatore MT/AT.

Nella figura 2 è rappresentata una connessione tipica di una Centrale dedicata alla sola produzione di energia elettrica con sezione 150-132 kV in aria, integrata con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete AT e del tipo di connessione.

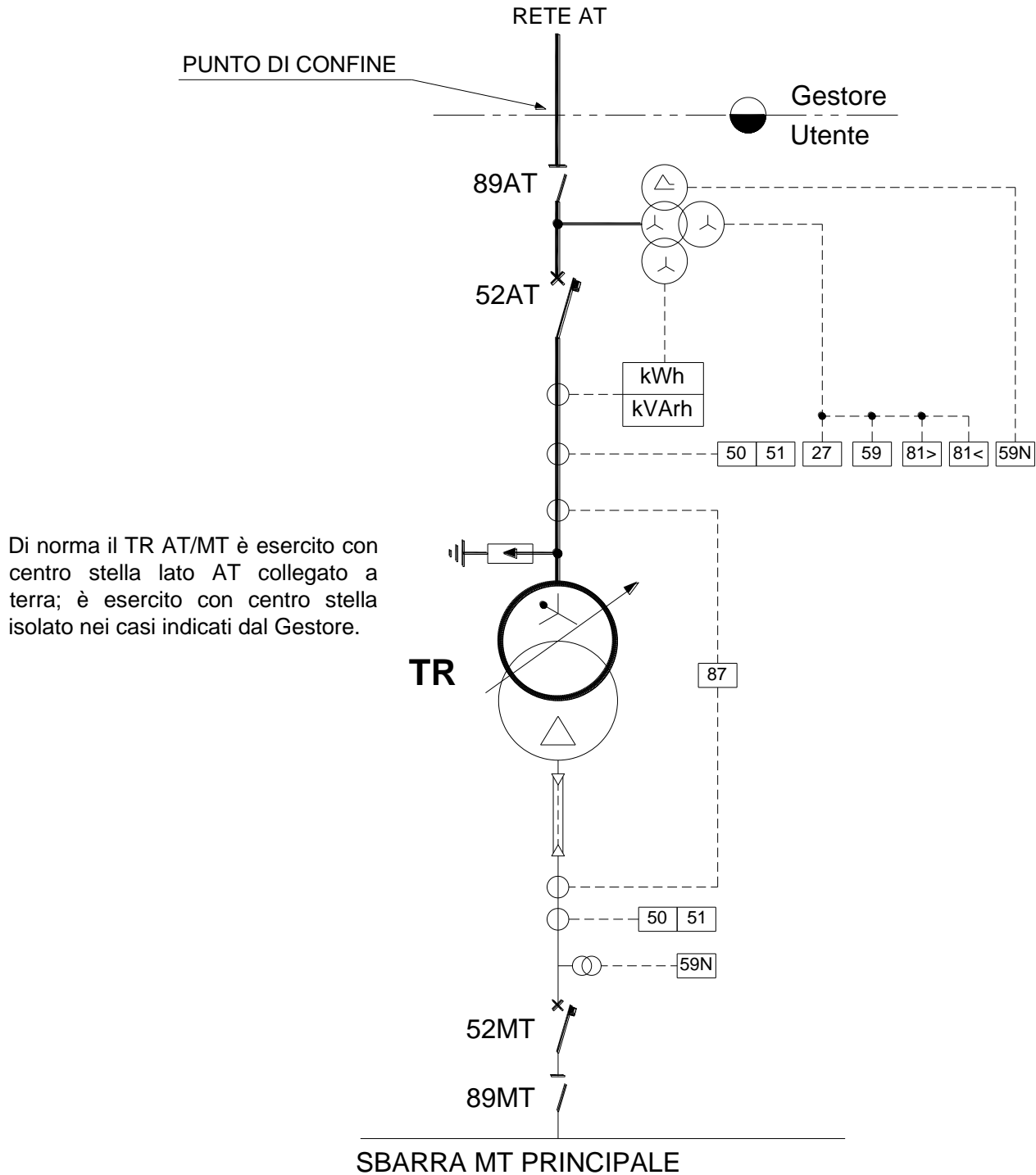


figura 2 – Protezioni elettriche tipiche del trasformatore elevatore MT/AT di connessione alla rete di una centrale fotovoltaica

Di seguito si riportano le tipologie di protezione sensibili ai guasti esterni con i relativi campi di regolazione, da installare sui montanti dell'impianto d'utenza.

Protezioni di rete da installare nell'impianto di utenza lato AT

PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE	
	Soglia	Ritardo
Massima tensione a 2 soglie (59)	$1 \div 1,5 V_N$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima tensione (27)	$0,3 \div 1 V_N$	$0 \div 10 \text{ s}$
Massima frequenza a 2 soglie (81>)	$50 \div 53 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima frequenza a 2 soglie (81<)	$45 \div 50 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$
Massima tensione omopolare a 2 soglie (59N)	$0,05 \div 1 V_{OMAX}$	$0 \div 10 \text{ s}$

Protezioni della centrale fotovoltaica da installare sui montanti in c.a. a bordo degli inverter

PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE	
	Soglia	Ritardo
Massima tensione a 2 soglie (59)	$1 \div 1,3 V_N$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima tensione (27)	$0,3 \div 1 V_N$	$0 \div 10 \text{ s}$
Massima frequenza a 2 soglie (81>)	$50 \div 53 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima frequenza a 2 soglie (81<)	$45 \div 50 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$

Si precisa che le Centrali devono essere in grado di ricevere comandi di apertura degli interruttori AT provenienti dall'impianto di consegna associato.

PROTEZIONI DI RETE

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, avendo differenziato due tipiche configurazioni di connessione alla rete:

CASO "A": Centrale connessa ad Impianto di Consegna in entra esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della stazione di trasformazione sono indicati i seguenti valori di regolazione:

Protezione di minima tensione rete (27)

La protezione è dedicata al rilievo dei guasti fase-fase.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- Soglia di intervento: Tensione pari a 80% di V_{nR}
dove V_{nR} è la tensione nominale della rete
- Ritardo: 2,0 s per le Centrali connesse alla rete a 132-150 kV
2,6 s per le Centrali connesse alla rete a 220 kV
4,0 s per le Centrali connesse alla rete a 380 kV
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	11 di 23

Protezione di massima tensione rete (59)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sovratensione.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- 1^a soglia di intervento: Tensione pari a 115% di V_{nR}
dove V_{nR} è la tensione nominale della rete
- Ritardo 1^a soglia: 1,0 s
- 2^a soglia di intervento: Tensione pari a 120% di V_{nR}
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

La protezione è dedicata al rilievo dei guasti fase-terra.

- Alimentazione: Tensioni residua di rete
- 1^a soglia di intervento: Tensione pari a 10% di $V_{RES\ MAX}$
dove $V_{RES\ MAX} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra
- Ritardo 1^a soglia: 2,0 s per le Centrali connesse alla rete a 132-150 kV
2,6 s per le Centrali connesse alla rete a 220 kV
4,0 s per le Centrali connesse alla rete a 380 kV
- 2^a soglia di intervento³: Tensione pari a 70% di $V_{RES\ MAX}$
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

Protezione di minima frequenza rete (81<)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sottofrequenza.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- 1^a soglia di intervento: Frequenza pari a 47,5 Hz
- Ritardo 1^a soglia: 4,0 s
- 2^a soglia di intervento: Frequenza pari a 46,5 Hz
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

³ Attiva solo nel caso di trasformatore elevatore MT/AT con centro stella sul lato AT non collegato a terra.

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	12 di 23

Protezione di massima frequenza rete (81>)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sovralfrequenza.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- 1^a soglia di intervento: Frequenza pari a 51,5 Hz
- Ritardo 1^a soglia: 1,0 s
- 2^a soglia di intervento: Frequenza pari a 52,5 Hz
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

CASO "B": Centrale su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della stazione di trasformazione, quando questi rappresentano la protezione principale del collegamento, sono indicati i seguenti valori di regolazione:

Protezione di minima tensione rete (27)

La protezione è dedicata al rilievo dei guasti fase-fase.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- Soglia di intervento: Tensione pari a 80% di V_{nR}
dove V_{nR} è la tensione nominale della rete
- Ritardo: 0,6 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

Protezione di massima tensione rete (59)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sovratensione.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- 1^a soglia di intervento: Tensione pari a 115% di V_{nR}
dove V_{nR} è la tensione nominale della rete
- Ritardo 1^a soglia: 1,0 s
- 2^a soglia di intervento: Tensione pari a 120% di V_{nR}
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	13 di 23

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

La protezione è dedicata al rilievo dei guasti fase-terra.

- Alimentazione: Tensioni residua di rete
- 1^a soglia di intervento: Tensione pari a 10% di $V_{RES\ MAX}$
dove $V_{RES\ MAX} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra
- Ritardo 1^a soglia: 0,6÷1,2 s
- 2^a soglia di intervento⁴: Tensione pari a 70% di $V_{RES\ MAX}$
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

Protezione di minima frequenza rete (81<)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sottofrequenza.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- 1^a soglia di intervento: Frequenza pari a 47,5 Hz
- Ritardo 1^a soglia: 4,0 s
- 2^a soglia di intervento: Frequenza pari a 46,5 Hz
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

Protezione di massima frequenza rete (81>)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sovralfrequenza.

- Alimentazione: Tensioni concatenate di rete
- 1^a soglia di intervento: Frequenza pari a 51,5 Hz
- Ritardo 1^a soglia: 1,0 s
- 2^a soglia di intervento: Frequenza pari a 52,5 Hz
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

⁴ Attiva solo nel caso di trasformatore elevatore MT/AT con centro stella sul lato AT non collegato a terra.

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	14 di 23

PROTEZIONI DEGLI INVERTER

Sia per il caso A sia per il caso B le tarature delle protezioni sensibili ai guasti esterni da impostare sui montanti di connessione in c.a. degli inverter sono le seguenti:

Protezione di minima tensione inverter (27)

È richiesto che gli inverter siano in grado di rimanere connessi alla rete, in caso di guasti esterni, nella zona di distacco non ammesso indicata in figura 6, in ausilio alla logica di insensibilità agli abbassamenti di tensione.

- Alimentazione: Tensioni concatenate (preferibilmente) oppure tensioni stellate
- Soglia di intervento: Tensione pari a 80% di V_{nI}
dove V_{nI} è la tensione nominale dell'inverter
- Ritardo: 2,0 s per le Centrali connesse alla rete a 132-150 kV
2,6 s per le Centrali connesse alla rete a 220 kV
4,0 s per le Centrali connesse alla rete a 380 kV
- Azione: Arresto inverter (arresto elettronico) con o senza apertura del contattore interno

Protezione di massima tensione inverter (59)

- Alimentazione: Tensioni concatenate (preferibilmente) oppure tensioni stellate
- 1^a soglia di intervento: Tensione pari a 115% di V_{nI}
dove V_{nI} è la tensione nominale dell'inverter
- Ritardo 1^a soglia: 1,0 s
- 2^a soglia di intervento⁵: Tensione pari a 120% di V_{nI}
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Arresto inverter (arresto elettronico) con o senza apertura del contattore interno

Protezione di minima frequenza inverter (81<)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sottofrequenza.

- Alimentazione: Tensioni concatenate (preferibilmente) oppure tensioni stellate
- 1^a soglia di intervento: Frequenza pari a 47,5 Hz
- Ritardo 1^a soglia: 4,0 s
- 2^a soglia di intervento: Frequenza pari a 46,5 Hz
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Arresto inverter (arresto elettronico) con o senza apertura del contattore interno

⁵ Per gli impianti già in esercizio e con soluzioni tecniche di connessione accettate dall'Utente all'atto della pubblicazione del presente documento, è ammessa per le protezioni 59 e 81 l'impostazione di una sola soglia pari a quella con ritardo più elevato.

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	15 di 23

Protezione di massima frequenza inverter (81>)

La protezione è dedicata al rilievo delle situazioni di sovralfrequenza.

- Alimentazione: Tensioni concatenate (preferibilmente) oppure tensioni stellate
- 1^a soglia di intervento: Frequenza pari a 51,5 Hz
- Ritardo 1^a soglia: 1,0 s
- 2^a soglia di intervento: Frequenza pari a 52,5 Hz
- Ritardo 2^a soglia: 0,1 s
- Azione: Arresto inverter (arresto elettronico) con o senza apertura del contattore interno

Gli inverter che si sono arrestati in seguito all'intervento delle protezioni dovranno riavviarsi automaticamente al ristabilirsi delle condizioni normali di rete.

6.2.2. Protezioni elettriche contro i guasti interni

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore (lato AT)
- Differenziale di trasformatore
- Massima Corrente di fase del trasformatore (lato MT)

Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura ed il blocco degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore.

Esse si aggiungono alle protezioni previste a bordo del trasformatore (buchholz, livello olio, massima temperatura...) i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

6.3. MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA

L'impianto dell'Utente deve essere integrato nei processi di controllo sia in tempo reale sia in tempo differito per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;
- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso della Centrale durante le perturbazioni di rete.

6.3.1. Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni⁶ che devono pervenire al sistema di controllo del Gestore è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo. Il perimetro dei dati e la modalità con cui queste

⁶ Le teleinformazioni per il sistema di controllo sono distinte dalle misure ai fini di contabilizzazione commerciale (metering).

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	16 di 23

informazioni devono essere acquisite dal sistema del Gestore sono riportati in [A.6], mentre i criteri di connessione allo stesso sono riportati in [A.13], ai quali si rimanda.

In particolare, per il solo perimetro di acquisizione dei dati, si fa riferimento a quanto specificatamente previsto in [A.6] per gli impianti eolici.

Il Gestore richiede inoltre all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

- Irraggiamento [W/m^2]
- Irraggiamento piano orizzontale [W/m^2]
- Temperatura moduli [$^{\circ}C$]
- Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]

6.3.2. Sistemi di registrazione oscilloperturbografica

La funzione di monitoraggio con l'installazione nell'impianto di utenza di sistemi di registrazione oscilloperturbografica si applica a tutti gli impianti di produzione di taglia non inferiore a 50 MW in conformità e secondo le specifiche indicate in [A.7]. In particolare, è prescritta la registrazione delle tensioni e delle correnti più prossime al punto di connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente.

Il Gestore si riserva di richiedere il monitoraggio anche ad impianti di taglia inferiore, qualora rivestano particolare importanza ovvero in base alla loro connessione.

Per tutti gli impianti è comunque richiesto l'impiego di apparati di protezione dotati di sistemi di oscilloperturbografia interni in grado di registrare perturbazioni di durata pari al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE⁷.

6.4. QUALITÀ DELL'ALIMENTAZIONE DELLA RETE

L'inverter per impianti fotovoltaici può essere assimilato ad un generatore di corrente realizzato con dispositivi a semiconduttori che commutano ad alta frequenza. Per tale motivo possono essere causa di interferenza e/o disturbo alle utenze.

Nel rispetto della qualità dell'alimentazione prevista dal Codice di Rete, la Centrale deve garantire che il massimo livello di distorsione armonica totale (THD) nel punto di connessione della Centrale non superi i seguenti valori:

$$\leq 3\% \text{ per la rete } 150\text{-}132 \text{ kV}$$

$$\leq 1,5\% \text{ per la rete } 380\text{-}220 \text{ kV}$$

In considerazione della possibile diffusione localizzata di impianti dotati di inverter, il Gestore si riserva di concordare con l'Utente l'utilizzo di ulteriori sistemi per compensare la distorsione di tensione prodotta al fine di garantire gli standard qualitativi dell'alimentazione elettrica. Inoltre il Gestore si riserva di chiedere, qualora l'impianto non sia in produzione e sia causa di degrading della rete, la disconnessione temporanea fino al momento in cui l'impianto sarà in grado di produrre. A

⁷ La prescrizione relativa agli oscilloperturbografi interni alle protezioni è obbligatoria per le protezioni installate nella sezione AT mentre per quelle della sezione MT è solo raccomandata.

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	17 di 23

tale scopo è necessario che l'Utente sia in grado di garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali da una fonte secondaria, oltre a quella in AT.

Sempre ai fini della qualità dell'alimentazione dei carichi, il funzionamento dell'impianto in rete isolata dovrà essere concordato con il Gestore; pertanto, qualora l'impianto sia dotato di sistemi dedicati ad evitare il funzionamento in isola, questi dovranno essere opportunamente coordinati con l'insensibilità agli abbassamenti di tensione descritta al paragrafo 7.5.

7. SISTEMI DI REGOLAZIONE E SERVIZI DI RETE

I servizi di rete richiesti agli impianti fotovoltaici possono essere classificati in servizi di regolazione in condizioni di rete ordinarie e servizi di rete in condizioni eccezionali, vale a dire prescrizioni circa il comportamento degli impianti in presenza di perturbazioni di rete.

Fanno parte della prima categoria i seguenti servizi:

- Controllo della produzione
- Teledistacco (nel funzionamento in modalità lenta per la risoluzione delle congestioni)
- Regolazione della potenza reattiva

Fanno parte della seconda categoria i seguenti servizi:

- Insensibilità agli abbassamenti di tensione
- Regolazione della potenza attiva
- Teledistacco (utilizzato in modalità rapida come sistema di difesa)

Nei paragrafi successivi sono descritti nel dettaglio i singoli requisiti.

7.1. CONTROLLO DELLA PRODUZIONE

L'impianto deve essere in grado di funzionare a potenza ridotta. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sotto indicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti.

Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico
- Rischio che si verifichi un regime di sovrافrequenza tale per cui venga minacciata la stabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposta dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo dei gradini di ampiezza almeno pari al 10% della potenza installata.

L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato attraverso via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine.

Infine, è possibile l'invio diretto da parte del Gestore di un telesegnale (setpoint) che impone all'impianto il valore massimo di potenza immessa in rete. Tale modalità non è obbligatoria ma può essere prevista in accordo con l'Utente.

7.2. REGOLAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT dell'impianto di utenza. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere modificato dall'Utente, se necessario, in tempo reale (logica locale); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché la potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante un telesegnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica centralizzata).

La massima capacità di erogazione o assorbimento di potenza reattiva da parte della Centrale deve essere sempre pari ad almeno il 35% della Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato corrente alternata secondo la caratteristica rappresentata in figura 3. La Centrale deve essere in grado di variare in maniera continuativa la potenza reattiva all'interno dell'area di colore blu, a seconda delle necessità della rete.

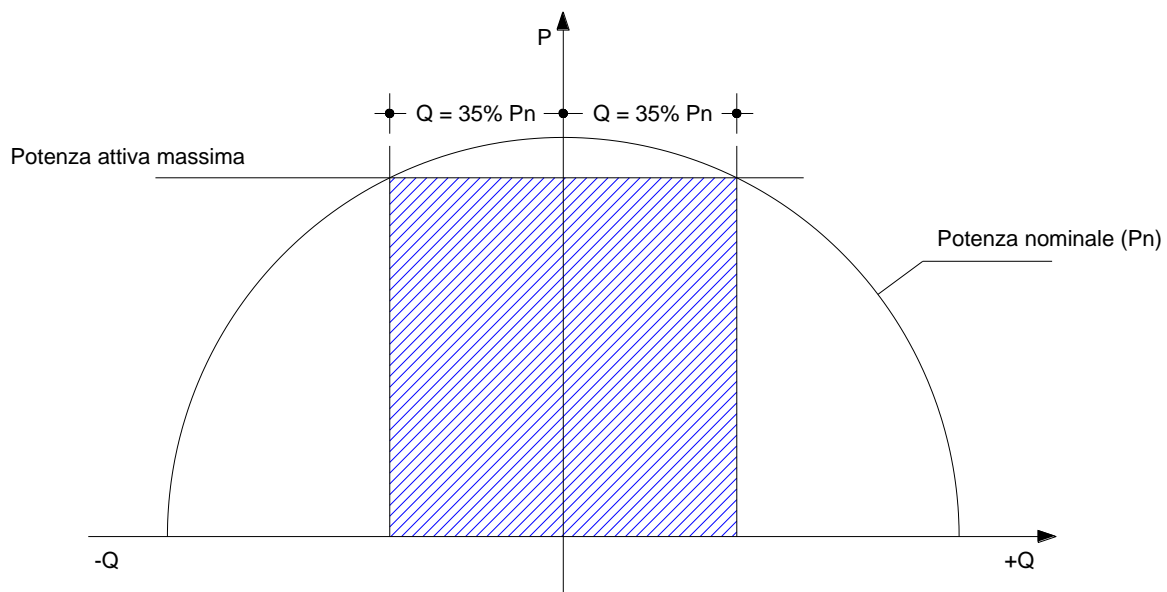


figura 3 – Caratteristica di prestazione dell'inverter

L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dovrà avvenire secondo la curva caratteristica $Q=f(V)$ rappresentata in figura 4.

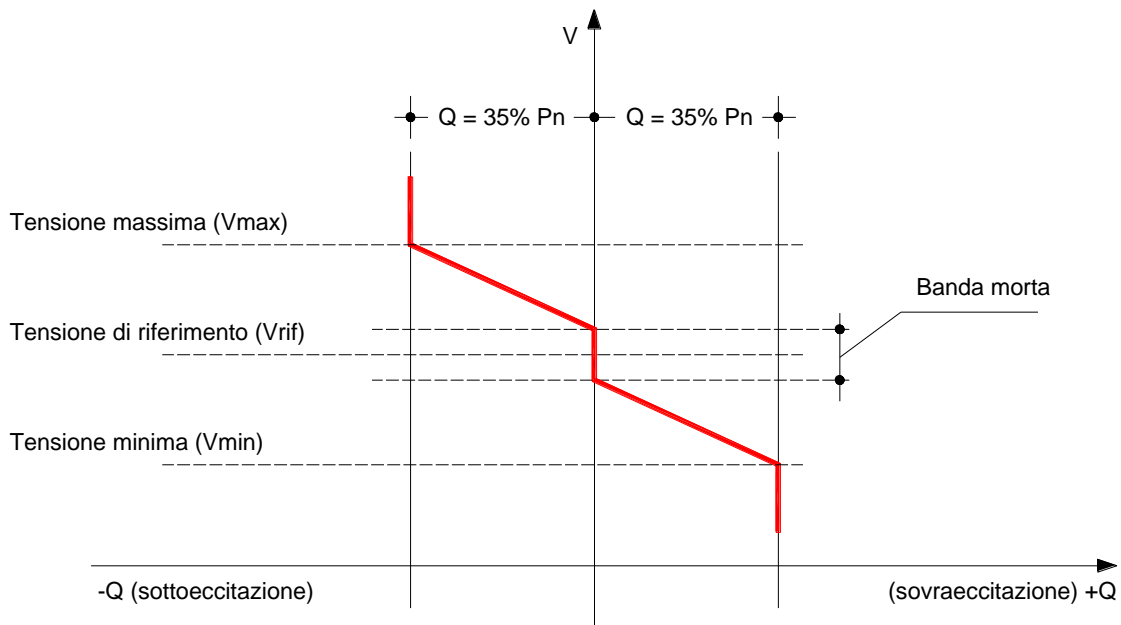


figura 4 – Curva caratteristica $Q=f(V)$

La curva caratteristica è definita dai seguenti parametri:

- Tensione di riferimento (V_{rif}) regolabile almeno tra il 90% e il 110% della tensione nominale
- Tensione massima (V_{max}) regolabile almeno tra il 100% e il 110% della V_{rif}
- Tensione minima (V_{min}) regolabile almeno tra il 90% e il 100% della V_{rif}
- Banda morta regolabile da 0 (zero) ad almeno il $\pm 2\%$ della V_{rif}
- Potenza reattiva massima $\pm Q$ pari ad almeno il 35% della Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato corrente alternata

La regolazione della potenza reattiva scambiata tra la Centrale e la rete deve essere attivabile su indicazione del Gestore anche in condizioni di produzione di potenza attiva nulla (ad esempio in orario notturno), agendo direttamente sugli inverter.

7.3. REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA

Il presente servizio è necessario ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte non possono essere effettuate manualmente dall'operatore ma devono essere attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

In particolare, durante un transitorio di frequenza, la Centrale deve essere in grado di:

- a) non ridurre la potenza immessa in rete nei limiti previsti, per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo che per motivi legati alla disponibilità della fonte primaria;
- b) ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza positivo per frequenze comprese tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, secondo uno statismo compreso tra il 2% e il 5%; di norma verrà impostato un valore pari al 2,4%;
- c) non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la frequenza non si attesti per almeno 5 minuti primi ad un valore minore o uguale a 50,05 Hz), salvo diversa indicazione da parte del Gestore.

In relazione al punto b) ed in considerazione delle caratteristiche tecniche delle Centrali fotovoltaiche la riduzione della potenza immessa in rete al variare in aumento della frequenza deve avvenire in modo lineare e con tempi inferiori a 2 s.

In relazione al punto c), al ritorno della frequenza di rete al valore nominale, l'aumento del livello di produzione deve avvenire comunque in maniera graduale secondo i criteri esposti al paragrafo 7.4.

La banda morta del regolatore deve essere di valore non superiore a 50 mHz.

Occorre quindi che la Centrale sia dotata di un sistema di regolazione automatica della potenza immessa in rete in funzione del valore della frequenza, compatibilmente con le potenzialità correnti della fonte primaria. La relazione tra potenza e frequenza è rappresentata dalla caratteristica di figura 5 in cui la variazione di potenza segue uno statismo del 2,4% (annullamento dell'intera potenza prodotta per una variazione di frequenza di 1,2 Hz a partire da 50,3 Hz).

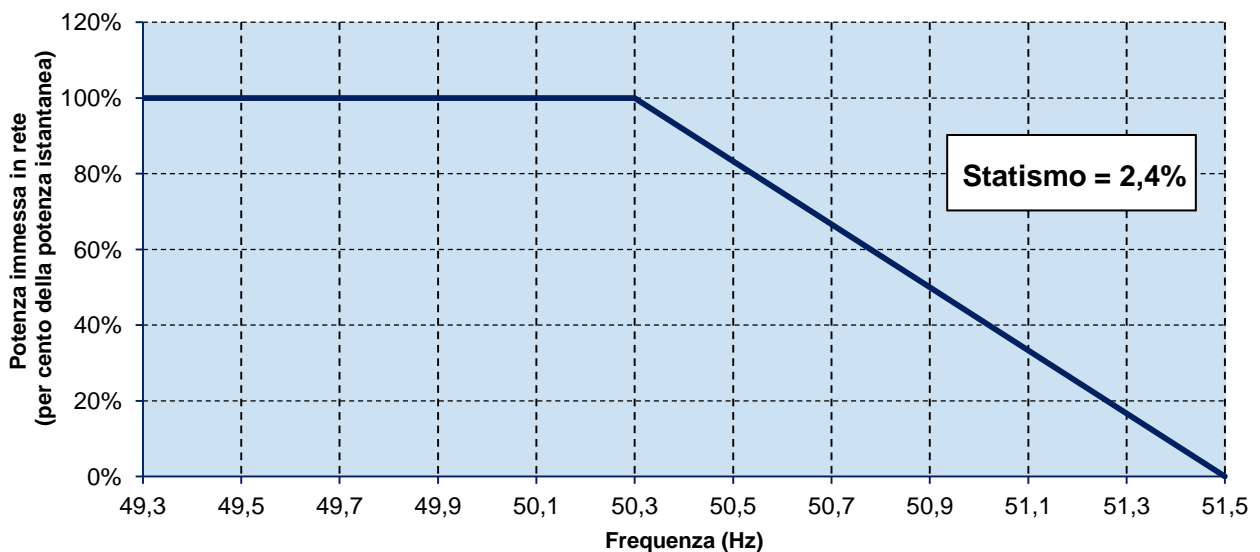


figura 5 – Regolazione della potenza attiva immessa in rete in funzione della frequenza

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	21 di 23

7.4. INSERIMENTO GRADUALE DELLA POTENZA IMMESA IN RETE

In presenza di condizioni meteorologiche idonee la Centrale fotovoltaica deve sincronizzarsi con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza erogabile dal campo fotovoltaico.

L'entrata in servizio della Centrale fotovoltaica con immissione di potenza deve essere comunque condizionata ad una frequenza di rete non inferiore a 49,9 Hz e non superiore a 50,1 Hz.

7.5. INSENSIBILITÀ AGLI ABBASSAMENTI DI TENSIONE

Il presente requisito rappresenta una necessità non solo per il sistema elettrico ma determina un beneficio anche alla Centrale poiché, in caso di perturbazioni che coinvolgano la rete afferente all'impianto, si richiede che lo stesso non debba disconnettersi istantaneamente durante l'abbassamento di tensione conseguente ad un cortocircuito esterno. La Centrale pertanto deve essere in grado di rimanere connessa alla rete AT a seguito di un qualsiasi tipo di guasto, monofase e polifase (con e senza terra), secondo le ampiezze della tensione ed i tempi indicati nella curva di figura 6.

In particolare deve essere garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione⁸.

Tali valori sono indicati in percentuale della tensione nominale.

La logica di funzionamento deve essere del tipo "1 su 3", ovvero è sufficiente che sia rilevato l'abbassamento di una sola delle tre tensioni per garantire il comportamento previsto dalla curva di figura 6.

Per Centrali fotovoltaiche inserite in sistemi di autoproduzione sono ammesse curve caratteristiche diverse a condizione che venga comunque garantito il superamento di un abbassamento con tensione nulla per almeno 150 ms

Nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto.

Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria ed in un tempo non superiore a 200 ms.

⁸ Qualora il profilo di tensione sia ottenuto utilizzando le tensioni ai morsetti dell'inverter si otterrà una caratteristica di distacco dalla rete migliorativa rispetto a quella indicata in figura 6.

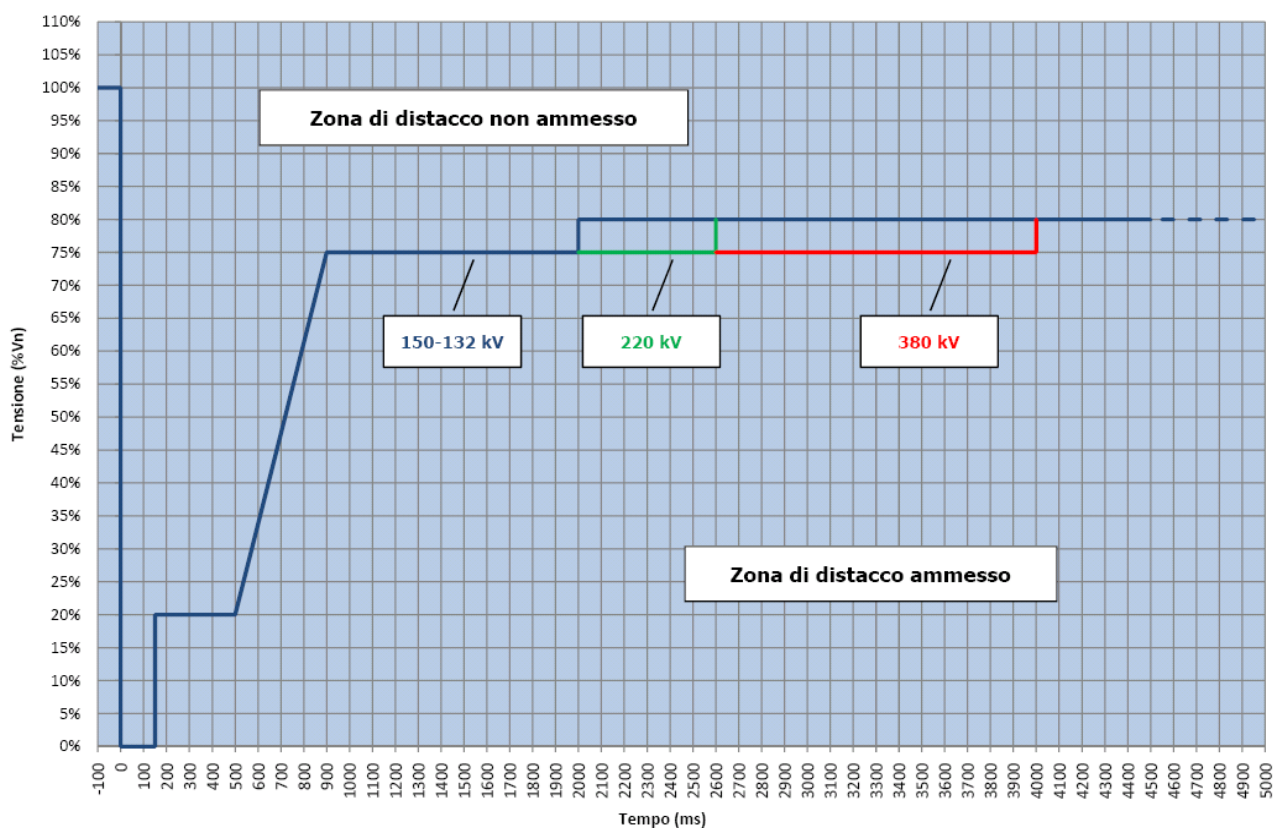


figura 6 – Caratteristica tensione-durata riferita al punto di connessione

7.6. SISTEMI DI TELEDISTACCO DELLA PRODUZIONE

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale⁹ inviato da un centro remoto del Gestore.

I dispositivi di teledistacco sono necessari a fronteggiare due tipologie di criticità: il sovraccarico dei collegamenti della rete ed i transitori di frequenza.

Si distinguono pertanto due modalità di funzionamento dell'apparato: una modalità lenta ed una modalità rapida.

Per una descrizione più dettagliata delle due modalità indicate si rimanda a quanto riportato in [A.64] precisando che il teledistacco lento viene adottato per gestire tempestivamente il verificarsi dei sovraccarichi di rete.

Tutti gli impianti si devono dotare di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, teleseggio, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico (vedi [A.52] e [A.64]): logica centralizzata.

Il sistema, la cui installazione ed il mantenimento in perfetta efficienza dell'apparato sono a cura dell'Utente, deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe delle UPDM descritta in [A.52]. Pertanto sarà a cura dell'Utente anche

⁹ Il telesegnale non è generato dall'Utente.

	<h1>Guida Tecnica</h1>	Codifica	
		Allegato A.68	
		Revisione	Pagina
		N° 01	23 di 23

la predisposizione dei necessari canali di comunicazione per la trasmissione dati tra l'apparato UPDM e detti sistemi di controllo.

In parallelo al sistema di difesa basato sulle UPDM il Gestore potrà richiedere l'attuazione di una logica di difesa locale basata sull'utilizzo delle protezioni di impianto come i relè di frequenza che in modo automatico distaccano in successione i vari sottocampi fotovoltaici (distacco parzializzato) o al limite l'intera Centrale, a seconda delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico in dipendenza delle caratteristiche di impianto.

Il distacco per massima frequenza può essere alternativo alla UPDM, sempre che l'area in cui è inserita la Centrale fotovoltaica non sia soggetta a telescatto: in questo caso l'UPDM è obbligatoria.