

CENTRALI FOTOVOLTAICHE

Condizioni generali di connessione alle reti AT

Sistemi di protezione regolazione e controllo

Storia delle revisioni		
Rev.01	13/03/2012	Prima emissione a seguito consultazione
Rev.02	25/07/2018	Aggiornamento e revisione generale

1. OGGETTO E SCOPO	3
2. CAMPO DI APPLICAZIONE.....	3
3. RIFERIMENTI	3
4. ACRONIMI E CODICI NUMERICI	5
5. DEFINIZIONI.....	6
6. CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE	8
6.1. PRESCRIZIONI GENERALI	8
6.2. LIMITI DI FUNZIONAMENTO	9
6.3. INSENSIBILITÀ ALLE VARIAZIONI DI TENSIONE.....	9
6.4. DISTORSIONE ARMONICA.....	11
7. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA.....	12
7.1. PROTEZIONI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA CONTRO I GUASTI ESTERNI.....	14
7.1.1. <i>Protezioni di rete nella sezione AT</i>	<i>14</i>
7.1.2. <i>Protezioni degli inverter.....</i>	<i>16</i>
7.2. PROTEZIONI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA CONTRO I GUASTI INTERNI.....	16
7.2.1. <i>Protezioni del trasformatore AT/MT.....</i>	<i>17</i>
7.2.2. <i>Protezioni installate nella sezione MT</i>	<i>17</i>
8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO	18
8.1. CONTROLLO DELLA PRODUZIONE	18
8.2. MODALITÀ DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE.....	18
8.3. REGOLAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA.....	19
8.3.1. <i>Curve di Capability al Punto di Connessione.....</i>	<i>19</i>
8.3.2. <i>Regolazione locale della potenza reattiva (set-point V_{AT})</i>	<i>22</i>
8.3.3. <i>Regolazione centralizzata della potenza reattiva (set-point Q).....</i>	<i>25</i>
8.4. REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA	25
8.4.1. <i>Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)</i>	<i>26</i>
8.4.2. <i>Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U).....</i>	<i>27</i>
8.4.3. <i>Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)</i>	<i>27</i>
8.4.4. <i>Campi di regolazione.....</i>	<i>27</i>
8.5. SISTEMI DI TELEDISTACCO E RIDUZIONE RAPIDA DELLA PRODUZIONE	28
9. MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA.....	28
9.1. TELEINFORMAZIONI	29
9.2. SISTEMI DI REGISTRAZIONE OSCILLOPERTURBOGRAFICA	29
10. DATI E MODELLI.....	30
11. PROVE	30

1. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento descrive i requisiti obbligatori per la connessione di Impianti Fotovoltaici in termini di prestazioni generali, regolazioni e funzionalità.

Più precisamente le prescrizioni contenute nel seguente documento descrivono:

- le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti AT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
- le caratteristiche dei sistemi di regolazione e gestione che gli Impianti Fotovoltaici devono fornire in condizioni normali ed in emergenza;
- i requisiti di visibilità sul sistema di controllo del Gestore di Rete (in seguito Gestore) e di monitoraggio degli impianti.

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Il presente documento si applica agli Impianti Fotovoltaici connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 110 kV.

Il presente documento non tratta i requisiti relativi agli impianti con presenza di sistemi di accumulo, per i quali si dovrà fare riferimento a specifico allegato al Codice di Rete.

Il presente documento trova applicazione anche per gli impianti esistenti oggetto di modifiche significative, rifacimento parziale o totale d'impianto. In tali casi l'Allegato A.68 trova applicazione in relazione alle sole parti di impianto oggetto di sostituzione ovvero alle sole prescrizioni per le quali non si rende necessaria la sostituzione di elementi di impianto diversi da quelli oggetto dell'intervento di modifica significativa o di rifacimento. Ai fini di valutare la significatività di modifiche e rifacimenti, qualsiasi modifica deve essere preventivamente comunicata a Terna. Entro 60 giorni Terna valida la richiesta, valutando l'impatto sulle prestazioni tecniche dell'ammodernamento. Decorso tale termine la modifica può considerarsi non significativa e quindi l'impianto continua ad essere considerato impianto esistente.

Sono da considerarsi modifiche significative, a titolo esemplificativo:

- la sostituzione di un numero di inverter per una potenza pari ad almeno il 10% della potenza efficiente;
- il rinnovo dei sistemi di controllo di impianto.

Il rispetto delle prescrizioni contenute nel presente allegato (es. la regolazione di tensione) è richiesto anche per gli impianti esistenti nei casi in cui questi presentino già i requisiti tecnici necessari a supportarne l'applicazione.

3. RIFERIMENTI

- | | |
|-------|---|
| [A.2] | Guida agli schemi di connessione |
| [A.4] | Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 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 110 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.15] Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza
- [A.52] Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione
- [A.69] Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna
- [IEEE 519] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems ed. 2014

4. ACRONIMI E CODICI NUMERICI

Acronimi utilizzati

AT:	Alta Tensione (di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV)
AAT:	Altissima Tensione (di valore superiore a 220 kV)
BC	Banco Condensatori
CSC	Commutatore Sotto Carico
RS	Reattore Shunt

Codici numerici

26:	Protezione di massima temperatura
27:	Protezione di minima tensione
50:	Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida
51:	Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
52:	Interruttore
59:	Protezione di massima tensione
59N:	Protezione di massima tensione omopolare
63:	Protezione di minima e massima pressione fluidi
81:	Protezione di minima e massima frequenza
87:	Protezione differenziale
97:	Protezione Buchholz

Suffissi ai codici numerici

Si riporta di seguito la lista dei suffissi utilizzati per specificare in maniera univoca il dispositivo nei casi in cui ci possa essere ambiguità. Nei casi in cui la trattazione si riferisca in maniera chiara ad un solo elemento si omettono per brevità di notazione.

G	Generatore
I	Inverter
T	Trasformatore

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). Nel seguente elenco si riportano alcune di esse opportunamente integrate.

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

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

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.

Interruttore Generale: interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Fotovoltaica dalla rete del Gestore. Una Centrale Fotovoltaica può essere connessa alla rete anche con più di un Interruttore Generale.

Interruttore di Inverter: interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete.

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

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

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.

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

Pannello fotovoltaico: gruppo di moduli pre-assemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente.

Potenza nominale o di targa dell'inverter (P_{n-INV}): potenza attiva massima alla tensione nominale che può essere fornita con continuità da ogni singolo inverter nelle normali condizioni di funzionamento. E' riportata nei dati di targa. E' espressa in kW.

Potenza apparente dell'inverter (S_{n-INV}): potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale nelle normali condizioni di funzionamento. E' riportata nei dati di targa. E' espressa in kVA.

Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (P_n): è data dalla somma delle potenze nominali dei singoli inverter. E' espressa in MW.

Potenza nominale dei moduli fotovoltaici: potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. E' riportata nei dati di targa E' espressa in kWp

Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (P_{nd}): somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. E' espressa in MW.

Potenza erogabile dall'inverter (P_{e-INV}): potenza massima erogabile dall'inverter nelle condizioni ambientali e irraggiamento correnti. E' espressa in kW.

Potenza erogabile della Centrale Fotovoltaica (P_e): potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. E' la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. E' espressa in MW.

Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica (P): potenza erogata dalla centrale fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. E' espressa in MW.

Potenza reattiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica (Q): potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. E' espressa in MVar. Nel seguito sono utilizzate le seguenti convenzioni di segno: positiva se immessa in rete (effetto capacitivo), negativa se assorbita (effetto induttivo).

Punto di Connessione: (o Punto di Consegna): confine fisico tra la rete di trasmissione e l'impianto d'utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica

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

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

Nella Fig. 1 è rappresentata la composizione tipica di una Centrale Fotovoltaica.

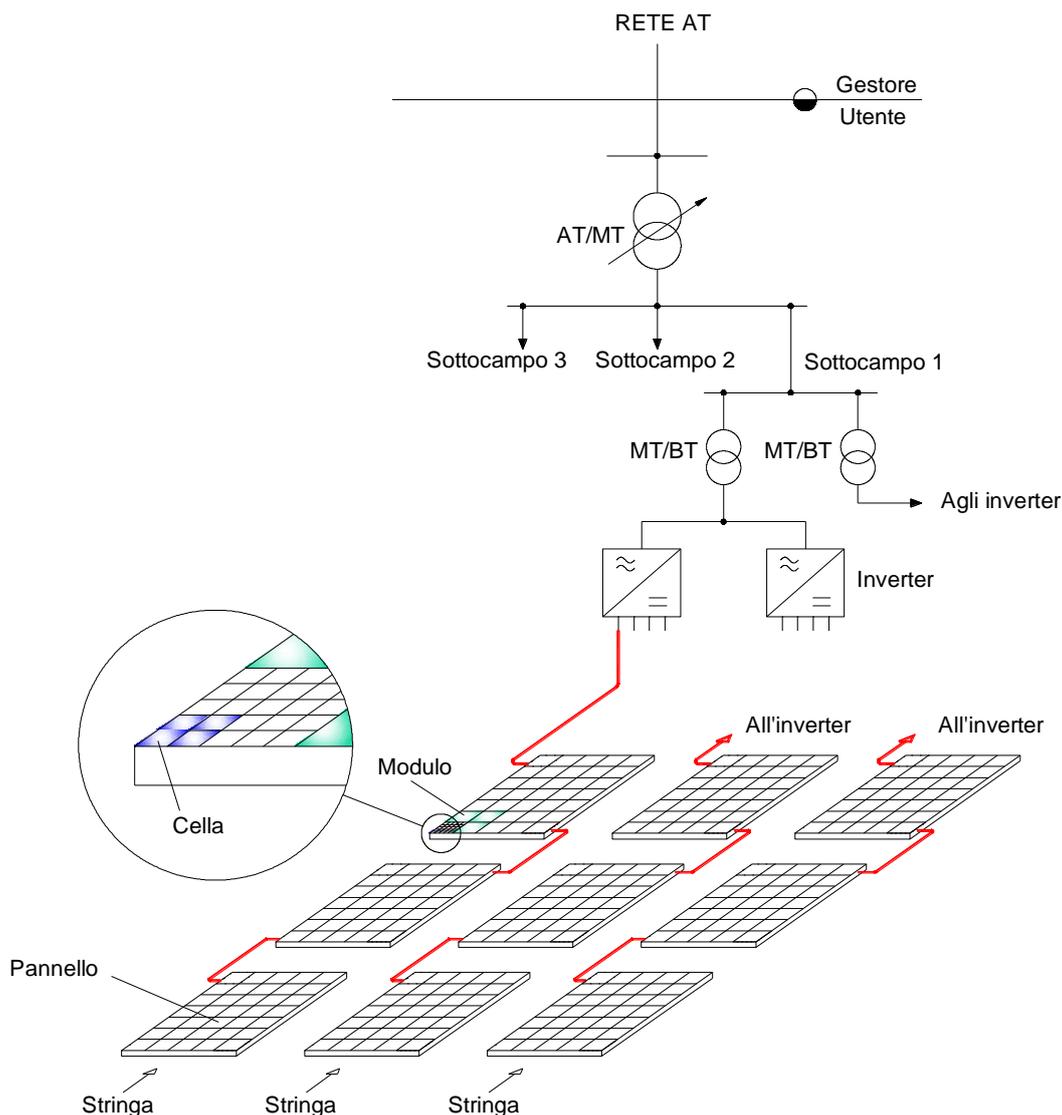


Fig. 1 – Centrale Fotovoltaica

6. CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE

6.1. Prescrizioni generali

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 aggiunta che:

- la Centrale sia dotata di almeno un interruttore (interruttore generale), che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza del titolare della Centrale (in seguito Utente)¹;
- gli interruttori di linea AT (se presenti) siano del tipo a comando uni-tripolare per i montanti delle linee in modo da non impedire l'adozione di richiuse rapide automatiche unipolari;
- gli avvolgimenti AT del/dei trasformatore/i MT/AT siano ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per l'eventuale connessione a terra, e gli avvolgimenti MT siano collegati a triangolo. La connessione a terra dell'avvolgimento AT è decisa dal Gestore in relazione alle esigenze della rete nel punto di connessione e deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interruttori o sezionatori);
- l'avvolgimento AT del/dei trasformatore/i elevatore/i MT/AT sia dotato di un variatore 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 nominale;
- il/i trasformatore/i elevatori sia/nono opportunamente dimensionati per consentire il transito della potenza attiva e reattiva massima, limitando le perdite reattive e comunque con una potenza apparente complessiva almeno pari al 120% della P_n dell'impianto²;
- analogamente i trasformatori BT/MT siano opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima;
- in caso di campi fotovoltaici molto estesi, in corrispondenza della potenza attiva $P=0$ ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVAR, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete MT di parco in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a V_n . Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione potranno poter essere esclusi in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento di potenza reattiva dei trasformatori degli inverter e del/dei trasformatori elevatori MT/AT di impianto e garantire il rispetto delle capability richieste a Punto di Consegna come indicato nel paragrafo 8.3.1;
- in funzione delle necessità della rete locale Terna si riserva di chiedere sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli inverter. In questo caso in presenza di parchi molto estesi, potrà essere previsto un loro frazionamento al fine di garantire una buona compensazione a fronte di fuori servizio di parte del campo fotovoltaico. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere connessi in maniera automatica al

¹ Nel caso in cui la connessione alla RTN sia comune a centrali fotovoltaiche di proprietari diversi, l'interruttore generale sarà quello che realizza la separazione fra la rete e l'insieme degli impianti sottesi.

² Nel caso in cui il trasformatore elevatore sia condiviso fra centrali fotovoltaiche di produttori diversi il rispetto delle prescrizioni dovrà essere comunque garantito con accordi specifici fra le parti interessate.

fine di garantire il rispetto delle capability richieste a Punto di Consegna come indicato nel paragrafo 8.3.1.

Ai fini di quanto regolamentato all'interno del Codice di Rete in materia di gestione del sistema elettrico, la connessione alla rete è condizionata al rispetto dei requisiti del presente documento.

Di seguito sono riportati 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;
- rendere disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete;
- garantire l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni;
- garantire il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

Per esigenze di sicurezza della rete il Gestore può effettuare l'apertura dei collegamenti della rete verso la Centrale Fotovoltaica senza preavviso determinando la disalimentazione del sito. Pertanto, qualora necessario, sarà cura dell'Utente predisporre una soluzione tecnica per garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali (ad esempio connessione secondaria di riserva o di emergenza in MT).

6.2. Limiti di funzionamento

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 alla rete AT, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

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

con V_n la tensione nominale del punto di connessione.

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:

$$47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz}$$

Qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il Titolare deve dichiarare eventuali limiti ampliati del campo di funzionamento.

6.3. Insensibilità alle variazioni di tensione

Per gli inverter vengono richieste caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione Fault Ride Through (FRT) identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della Centrale.

È richiesto che gli inverter siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione riprodotti in **Fig. 2**. Le tensioni considerate

sono quelle concatenate al punto di connessione³. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa deve attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica Over Voltage Ride Through).

Si richiede di poter sostenere il totale annullamento della tensione per 200ms.

Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130 % della tensione nominale V_n .

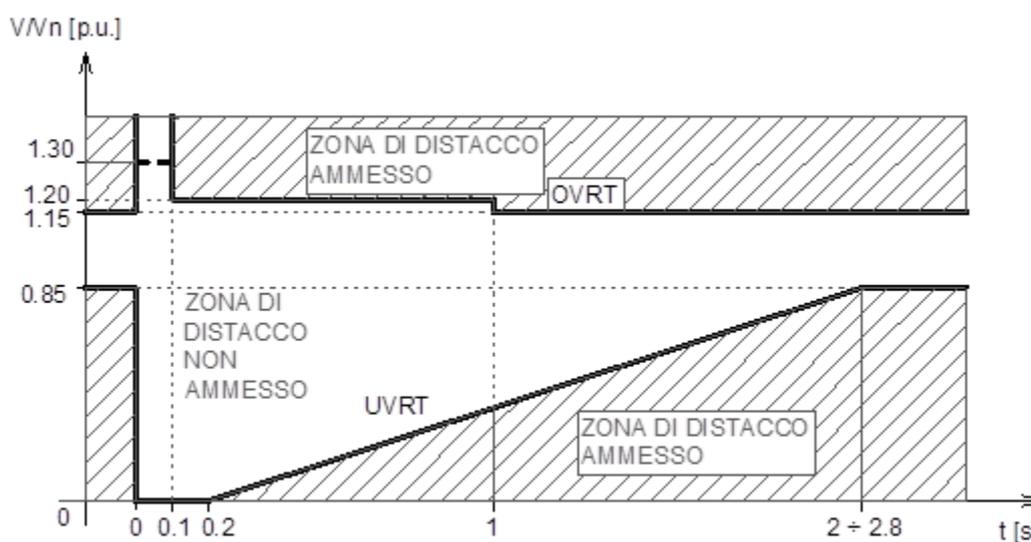


Fig. 2 – Caratteristica FRT al Punto di Connessione per Centrali Fotovoltaiche

Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica di UVVRT dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione: 2s per le reti a 132/150 kV e 2,8 s per le reti a 220 kV.

All'interno dell'area di distacco non ammesso, quando il valore della tensione al punto di connessione è inferiore a $0,85 V_n$ o superiore a $1,15 V_n$ non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva. In ogni caso è richiesto che la limitazione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con il Gestore di Rete. Il comportamento previsto degli inverter in tale modalità di funzionamento dovrà comunque essere descritto nei modelli forniti di cui al paragrafo 10. Al rientro all'interno di tale intervallo, dovrà essere ripristinata in un tempo non superiore a 500 ms la produzione attiva precedente al transitorio e la regolazione di potenza reattiva impostata.

³ La caratteristica di distacco dalla rete indicata in Fig 2 può essere riprodotta in maniera assimilabile ai morsetti dell'inverter.

6.4. Distorsione armonica

Nel rispetto della qualità dell'alimentazione prevista dal Codice di Rete, il proprietario fornisce, all'atto della richiesta di connessione, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di armoniche; sulla base di tali dati il Gestore valuta gli effetti sulla rete, in condizioni di minima potenza di corto circuito sulla rete stessa.

Distorsione della tensione

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THD_V) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione non superi i seguenti valori, in accordo alla norma [IEEE 519] :

- THD_V ≤ 2,5% per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THD_V ≤ 1,5% per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

Distorsione della corrente

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THD_I), calcolato fino alla 50-esima armonica e considerando come base la corrente nominale della Centrale Fotovoltaica nel Punto di Connessione non superi i valori indicati nella tabella di seguito riportata, in accordo alla norma [IEEE 519].

I_{cc}/I_n	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _I
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

dove I_n è la massima corrente immessa della Centrale Fotovoltaica e I_{cc} è la corrente di cortocircuito nel Punto di Connessione.

Il Gestore si riserva di richiedere all' Utente, in funzione del sito di connessione, l'installazione di ulteriori sistemi per compensare la distorsione di tensione prodotta al fine di garantire gli standard qualitativi richiesti dalla rete.

L'utente deve inoltre fornire i modelli matematici dell'emissione armonica secondo quanto prescritto al paragrafo 10.

7. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

Il sistema di protezione della Centrale Fotovoltaica include gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

La Centrale deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Gli inverter di una Centrale Fotovoltaica devono poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a $P_n \cdot 2s$.

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter⁴.

Ogni Centrale Fotovoltaica deve contribuire all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale deve essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto nel documento [A.11]. Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, devono essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della Centrale.

In ogni caso, il Gestore può richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire a Terna su richiesta.

Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità dell'intero sistema elettrico. Pertanto, tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento garantito indicato al paragrafo 6.3 "*Insensibilità alle variazioni di tensione*". All'interno di tale campo l'impianto deve poter funzionare senza danneggiamenti.

Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Fotovoltaiche.

Alle Centrali Fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

⁴ Questo requisito è necessario in considerazione dei normali cicli di richiusura automatica rapida e lenta degli interruttori applicati dagli automatismi della rete rilevante nel caso di un guasto in linea.

Nella **Fig. 3** è rappresentata una connessione tipica con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto è connesso.

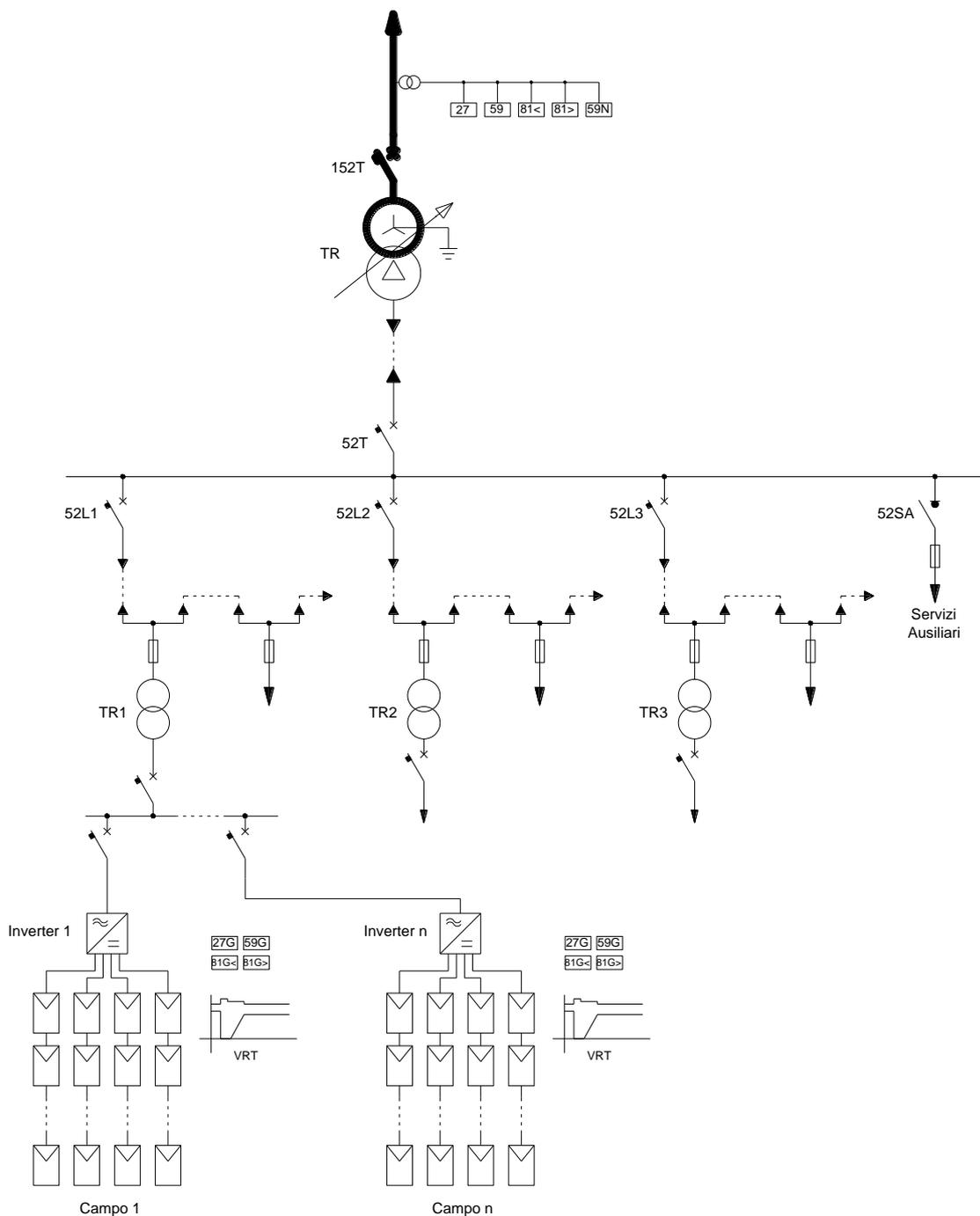


Fig. 3 – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di una Centrale Fotovoltaica

7.1. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter.

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, presente solo sul lato AT, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore generale. Le Centrali Fotovoltaiche devono essere predisposte per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

Il Titolare della Centrale Fotovoltaica potrà adottare ulteriori protezioni, rispetto alla lista precedente, purché coerenti con i criteri di protezione citati e non limitanti il campo di funzionamento garantito. In tal caso, il Titolare informerà il Gestore della presenza di ulteriori apparati e concorderà con lo stesso le relative tarature.

Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo ai criteri stabiliti nell'allegato A.11 al Codice di Rete. In relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connessa la Centrale Fotovoltaica, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nei paragrafi successivi.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

7.1.1. Protezioni di rete nella sezione AT

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 in accordo a quanto previsto nell'Allegato [A.2] al Codice di Rete:

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

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

Eventuali modifiche ai valori di taratura proposti nel seguito deve essere concordato con Terna.

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica sono indicati i seguenti valori:

Centrale Fotovoltaica – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT						
PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	0,3 ÷ 1,0 V _{nR} ⁽¹⁾	0,0 ÷ 10,0 s	Unica	80 % V _{nR} ⁽¹⁾	A) 2,0 ÷ 2,8 s ⁽²⁾ B) 0,6 s	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.
Massima tensione (59)	1,0 ÷ 1,5 V _{nR} ⁽¹⁾	0,0 ÷ 10,0 s	Unica	115 % V _{nR} ⁽¹⁾	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	0,05 ÷ 1,5 V _{RES_MAX} ⁽³⁾	0,0 ÷ 10,0 s	1 ^a soglia	10 ÷ 20% V _{RES_MAX} ⁽³⁾	A) 2,0 ÷ 2,8 s ⁽²⁾ B) 1,2 s	
			2 ^a soglia ⁽⁴⁾	70% V _{RES_MAX}	0,1 s	
Minima frequenza (81<) ⁽⁵⁾	45,0 ÷ 50,0 Hz	0,0 ÷ 10,0 s	1 ^a soglia	47,5 Hz	4,0 s	
			2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) ⁽⁶⁾	50,0 ÷ 53,0 Hz	0,0 ÷ 10,0 s	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2 ^a soglia	52,5 Hz	0,1 s	

Note:

(1) V_{nR} è la tensione nominale della rete;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

(3) V_{RES} = 3V₀ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1^a soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso infatti la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

(4) Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT

(5) Tensione operativa 0,2 V_{nG}

(6) Tensione operativa 0,8 V_{nG}

7.1.2. Protezioni degli inverter

Le tarature degli inverter riportate sono indipendenti dallo schema di connessione.

Centrale Fotovoltaica connessa alla rete AT- Protezioni inverter						
PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27G)	0,3 ÷ 1,0 V _l (1)	0,0 ÷ 10,0 s	1 ^a soglia	85 % V _{nl} (1)	2,0 ÷ 2,8 s (2)	Arresto inverter
		0,0 ÷ 10,0 s	2 ^a soglia (opzionale)	30% (3) V _{nl} (1)	0,85 s	
		0,0 ÷ 200,0 s	3 ^a soglia (opzionale)	90% V _{nl} (1)	60 s	
Massima tensione (59G)	1,0 ÷ 1,5 V _l (1)	0,0 ÷ 10,0 s	1 ^a soglia	115 % V _{nl} (1)	1,0 s	
		0,0 ÷ 10,0 s	2 ^a soglia se presente)	120 % V _{nl} (1)	0,1 s	
		0,0 ÷ 200,0 s	3 ^a soglia (opzionale)	110 % V _{nl} (1)	60 s	
Minima frequenza (81G<) (4)	45,0 ÷ 50,0 Hz	0,0 ÷ 10,0 s	1 ^a soglia	47,5 Hz	4,0 s	
			2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s (6)	
Massima frequenza (81G>) (5)	50,0 ÷ 53,0 Hz	0,0 ÷ 10,0 s	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2 ^a soglia	52,5 Hz	0,1 s (6)	

Note:

(1) V_{nl} è la tensione nominale dell'inverter;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

(3) E' ammessa una diversa coppia di valori tensione e tempo purché coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di LVRT, riportata ai morsetti dell'inverter

(4) Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nl}

(5) Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nl}

(6) Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

7.2. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

Le protezioni contro i guasti interni devono isolare tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

7.2.1. Protezioni del trasformatore AT/MT

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 a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51)
- Differenziale di trasformatore (87T)
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51)

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore. E' consigliata l'azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori.

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni sudette devono essere concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono anche quelle normalmente previste a bordo del trasformatore ad esempio Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

Il Titolare dell'impianto può adottare, oltre alle precedenti, ulteriori protezioni sempre con l'obiettivo di proteggere l'impianto.

7.2.2. Protezioni installate nella sezione MT

I sistemi di protezione della sezione MT non sono oggetto della presente prescrizione, tuttavia è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco della produzione

Nei paragrafi successivi sono descritti nel dettaglio i singoli requisiti.

8.1. Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza, devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. 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 dall'invio della comunicazione.

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 sulla RTN
- Problematiche di adeguatezza del sistema elettrico
- Possibili problemi di tensione
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

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

L'Utente può richiedere al Gestore l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo Gestore, di un telesegnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).

8.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle Centrali Fotovoltaiche queste si devono sincronizzare 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 P_n del campo fotovoltaico.

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5% $P_{n,d}$.

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

La connessione con la rete può avvenire, previo consenso di Terna all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza indicati al paragrafo 6.2 "Limiti di funzionamento".

In caso di disservizi in corso o condizioni non favorevoli per il parallelo con la rete Terna potrà non consentire il rientro in servizio e la Centrale dovrà mantenere aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli indicati sopra.

In ogni caso l'entrata in servizio della Centrale Fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz .A ciò deve conformarsi il sistema di controllo della centrale, o degli inverter.

8.3. 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 della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato dall'Utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota).

8.3.1. Curve di Capability al Punto di Connessione

Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo MT e, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli inverter BT/MT e nei trasformatori elevatori MT/AT. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento di detti trasformatori e sono quindi differenti da impianto a impianto.

Si richiede che l'impianto nel suo complesso fornisca una regolazione di tipo continuo nell'area minima con campitura rossa scura descritta di seguito e rappresenta in Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.

Le prestazioni dinamiche richieste per tale area sono riportate nei successivi paragrafi 8.3.2 e 8.3.3.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10÷20% della P_{nd} , si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35% P_{nd} per ogni valore di potenza attiva;
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto) dal valore di 35% P_{nd} fino ad un valore minimo di 30% P_{nd} in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla P_{nd} .

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10÷20% della P_{nd} , (area a campitura grigia nella Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.) si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia ancora pari al 35% P_{nd} .
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva Q erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva P nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa dell'irraggiamento al di sotto del valore di arresto. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

Qualora il parco fotovoltaico sia in grado di fornire campi di funzionamento più ampi di quelli prescritti, l'Utente è tenuto a concordare con il Gestore le relative modalità di gestione.

All'interno delle aree a campitura rossa e grigia indicate in **Fig. 4** sono escluse regolazioni a gradini attraverso inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione ad eccezione dei due casi descritti di seguito.

- Al di sopra di una soglia di potenza attiva concordata fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio ($P_{distaccoRS}$)⁵ può essere prevista la disconnessione delle reattanze shunt di compensazione della rete MT di impianto (se presenti) recuperando aree di regolazione di reattivo.
- In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di una soglia di potenza attiva ($P_{inserzione BC}$)⁶ e al di sotto di una certa tensione ($V_{inserzione BC}$)⁷ concordate fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio in modo da compensare parzialmente le perdite induttive residue come indicato dall'area campite in azzurro in **Fig. 4**. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito per valori di potenza attiva P_{nd} un valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35% P_{nd} , con una precisione minima del $\pm 2\%$ P_{nd} a V_n .

La curva di capability V/Q alla massima potenza P_{nd} richiesta (senza elementi di compensazione capacitivi opzionali) è rappresentata in **Fig. 5** con bordo rosso.

Per tensioni esterne al range $\pm 10\%$ V_n , si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dell'impianto.

⁵ In questo caso è ammessa un'isteresi intorno a tale valore (di ampiezza condivisa fra Terna e l'Utente) per evitare attacchi e distacchi continui in prossimità del valore di soglia.

⁶ Come nota 4.

⁷ Come nota 4.

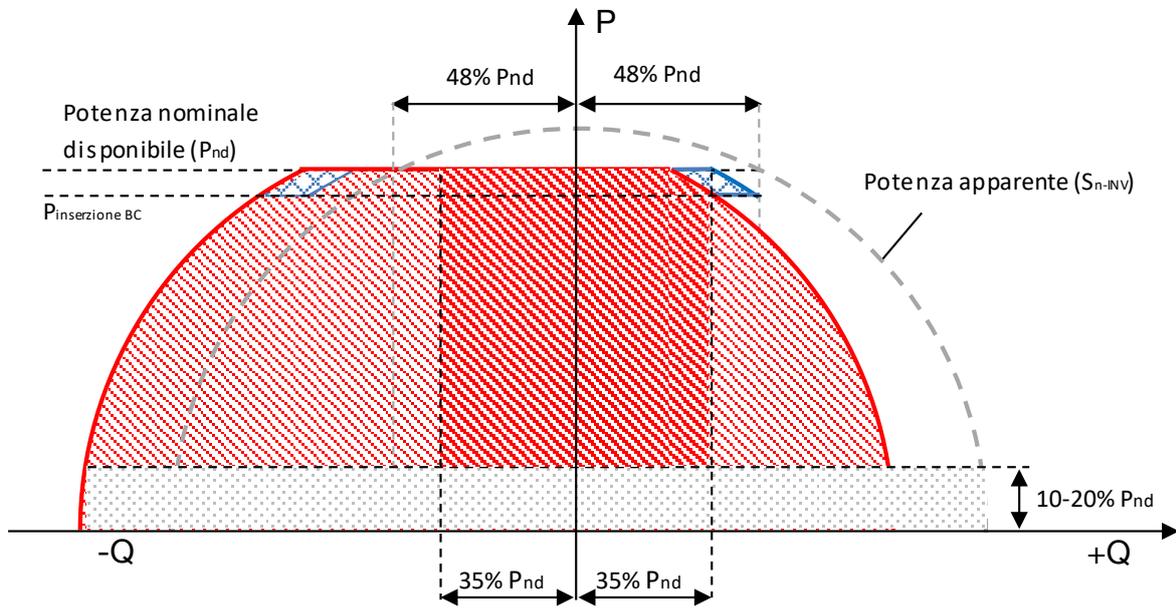


Fig. 4 – Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale V_n

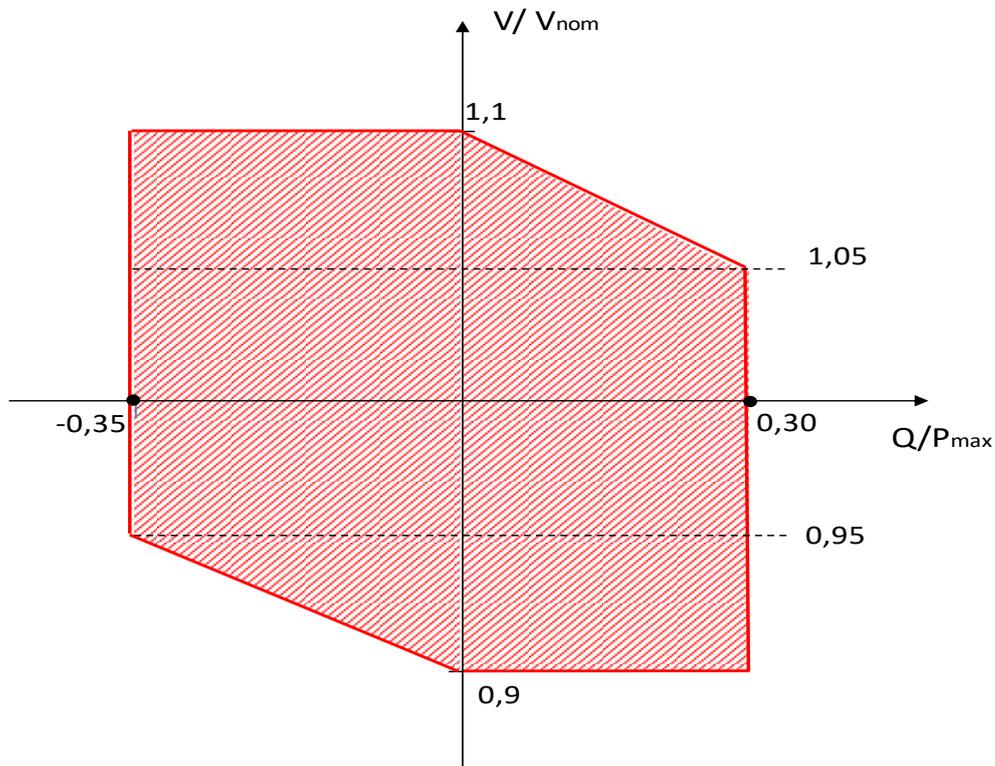


Fig. 5 – Curva capability V/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla Potenza nominale disponibile (P_{nd})

8.3.2. Regolazione locale della potenza reattiva (set-point V_{AT})

Per la regolazione della potenza reattiva basata su set-point di tensione lato AT devono essere previste due modalità: modalità base e modalità estesa.

Modalità base

L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dell'impianto dovrà avvenire secondo una curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$ rappresentata in **Fig. 6**. L'erogazione della potenza reattiva avverrà in maniera proporzionale allo scarto presente fra il set-point impostato e il valore di tensione AT misurato.

Il sistema di regolazione dovrà utilizzare un valore di V_{rif} lato AT comunicato da Terna. Tale valore di V_{rif} , potrà essere comunicato in tempo reale da Terna mediante comunicazione telefonica o con mezzi informatici e/o con telesegnali. Terna specificherà nel dettaglio il flusso dati per lo scambio del set-point nel Regolamento di Esercizio di ogni Centrale. Il range minimo di variabilità di V_{rif} deve essere all'interno dell'intervallo:

$$95\% V_n \leq V_{rif} \leq 105\% V_n$$

Il passo di variabilità di V_{rif} richiesto è minore o uguale a 0,1% V_n

Il Gestore fisserà in funzione del sito di connessione i valori di tensione V_{max} e V_{min} . Al fine di garantire una precisione sufficiente alla regolazione di tensione, si richiede che l'errore massimo accettato sulla misura di tensione prelevata sia di 0,5% V_n . L'acquisizione del valore di tensione dal campo deve avvenire con campionamento minimo di 1 s. Terna si riserva di specificare tempi di aggiornamento dei valori superiori per necessità di stabilità del controllo.

Tenendo conto della variabilità del limite di capability in sovra-eccitazione con la potenza attiva deve essere previsto la possibilità di gestire pendenze diverse fra la parte in sovra-eccitazione e sotto-eccitazione.

In questa modalità, il valore massimo richiesto per la regolazione è del 35% P_{nd}); per le potenze al di sotto di 10-20% P_{nd} (area grigia ombreggiata) valgono le medesime precisazioni indicate nei paragrafi precedenti. In tali aree i limiti di reattivo utilizzati divengono via via più bassi avvicinandosi a potenza nulla.

Il sistema di regolazione deve rendere possibile l'implementazione, su richiesta, di una banda morta intorno alla tensione di riferimento.

Devono essere implementati due tratti lineari nell'area induttiva e capacitiva fra 0 e Q_{max} funzione dello scostamento in tensione $\Delta V\%$ calcolato come % della V_n

Per limitare fenomeni di eccessiva mobilità intorno al punto di equilibrio è richiesta la possibilità di poter attivare una fascia di insensibilità del regolatore intorno alla caratteristica lineare descritta.

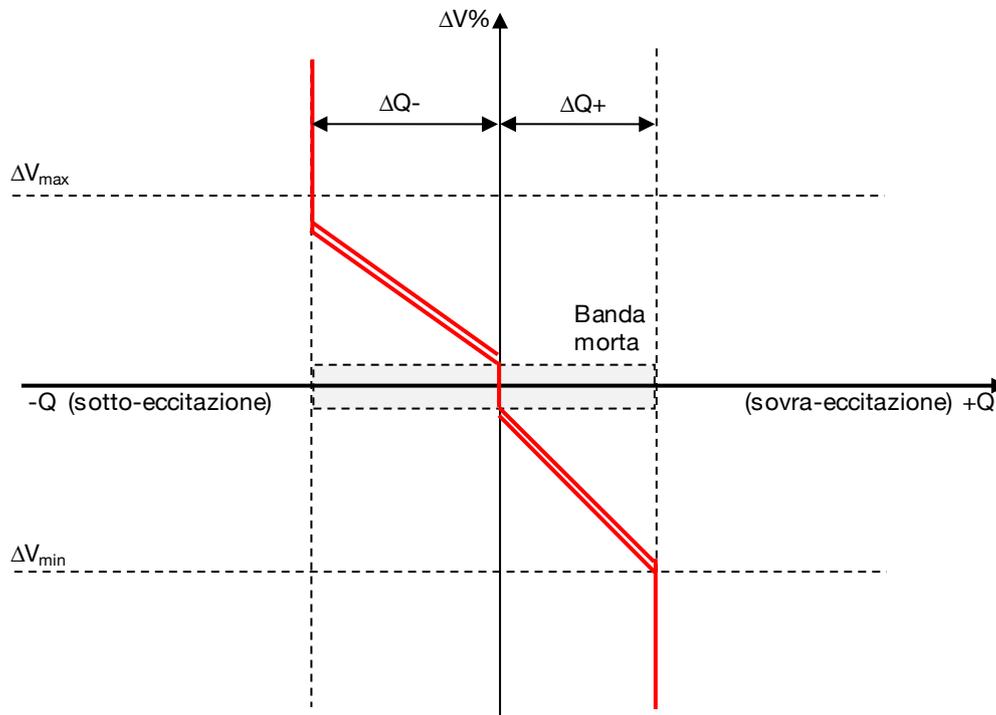


Fig. 6 – Curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$ - Modalità base

Al fine di evitare fenomeni di instabilità locale sul ciclo di regolazione del reattivo, dovrà essere implementata su richiesta del Gestore una regolazione in anello chiuso di tipo proporzionale/integrale. I parametri saranno ottimizzati in fase di commissioning al fine di ottenere una risposta sufficientemente rapida senza sovraelongazioni o andamenti oscillatori. Il modello di principio di tale regolazione è rappresentato nello schema a blocchi in **Fig. 7**.

All'esterno della fascia di regolazione (ΔV_{\min} ; ΔV_{\max}) la Centrale dovrà comunque fornire la massima potenza reattiva in erogazione/assorbimento possibile secondo quanto descritto al paragrafo precedente.

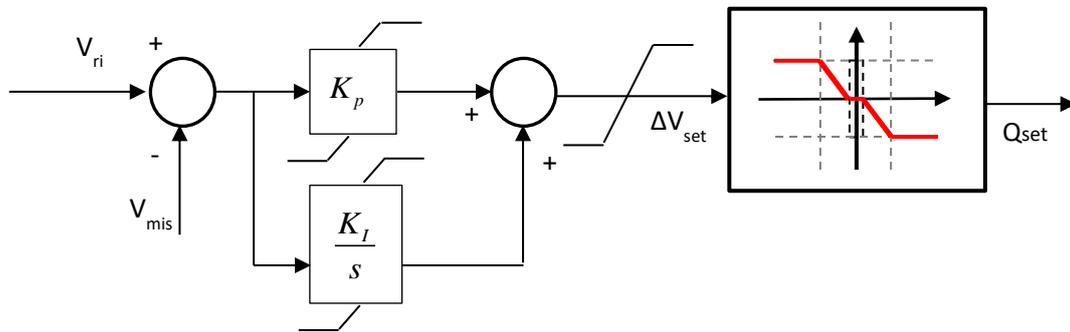


Fig. 7 – Modello a blocchi dell'anello di stabilizzazione della tensione

I seguenti parametri dovranno essere regolabili e tarati su indicazione di Terna:

- Banda morta regolabile da 0 (zero) fino al 1% della V_n a passi non superiori a 0,1 % V_n
- Fascia di insensibilità del regolatore tarabile da 0 (zero) fino al 1% V_n a passi non superiori a 0,1 % V_n

A seguito di una variazione di tensione in rete ΔV si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il 90% della variazione di potenza reattiva richiesta entro 2 s e il 100% entro 5 s con precisione del 5% del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure 0,2 MVar.

Modalità estesa

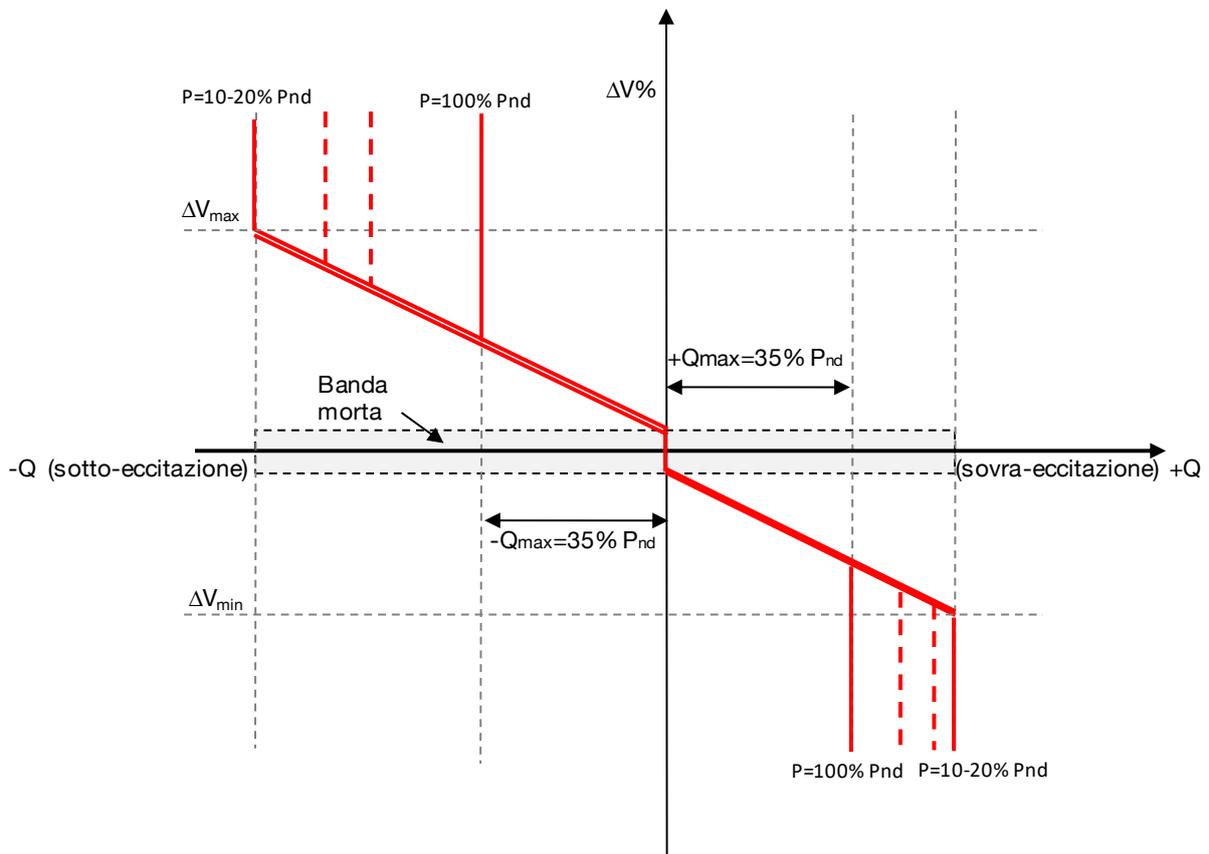


Fig. 8 – Curva caratteristica $Q=f(V)$ - Modalità estesa

In tale modalità di regolazione, rappresentata in **Fig. 8**, si vanno a sfruttare per valori di potenza immessa inferiore a P_{nd} anche le aree di capability rappresentate in **Fig. 4** con campitura di colore rosso a tratto sottile. Per $P=P_{nd}$ i valori di Q_{max} coincidono ancora con il 35% P_{nd} , mentre al diminuire della potenza immessa tali valori si ampliano, mantenendo comunque un opportuno margine dal semicerchio limite. Saranno specificati due valori ΔV_{min} e ΔV_{max} asimmetrici per tener conto della traslazione della caratteristica al Punto di Connessione.

Per quanto riguarda range di setting, performance e accuratezze non ci sono differenze rispetto alla modalità base.

8.3.3. Regolazione centralizzata della potenza reattiva (set-point Q)

L'impianto fotovoltaico deve essere predisposto anche per ricevere da Terna un set-point in potenza reattiva elaborato da un sistema remoto attraverso adeguati canali di telecomunicazione. Tale riferimento dovrà essere inseguito tramite la regolazione degli inverter fino ai limiti di capability dell'impianto con una precisione non inferiore al 5% della massima potenza reattiva erogabile. Al fine di permettere a Terna il calcolo più preciso del segnale da inviare, l'impianto fornirà attraverso lo stesso canale i limiti massimi di potenza reattivi disponibili in tempo reale. Tale scambio di informazioni dovrà avvenire almeno ogni 4s.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il 90% della quantità richiesta entro 2 s e il 100% entro 5 s con una precisione del 5% del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure 0,2 MVar.

8.4. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Tale regolazione 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.

Considerando la potenza erogabile P_e tale valore non deve ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto.

La curva di regolazione della potenza attiva richiesta è descritta in **Fig. 9**.

Si distinguono tre zone:

- Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)
- Regolazione in sotto-frequenza (LFSM-U)
- Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

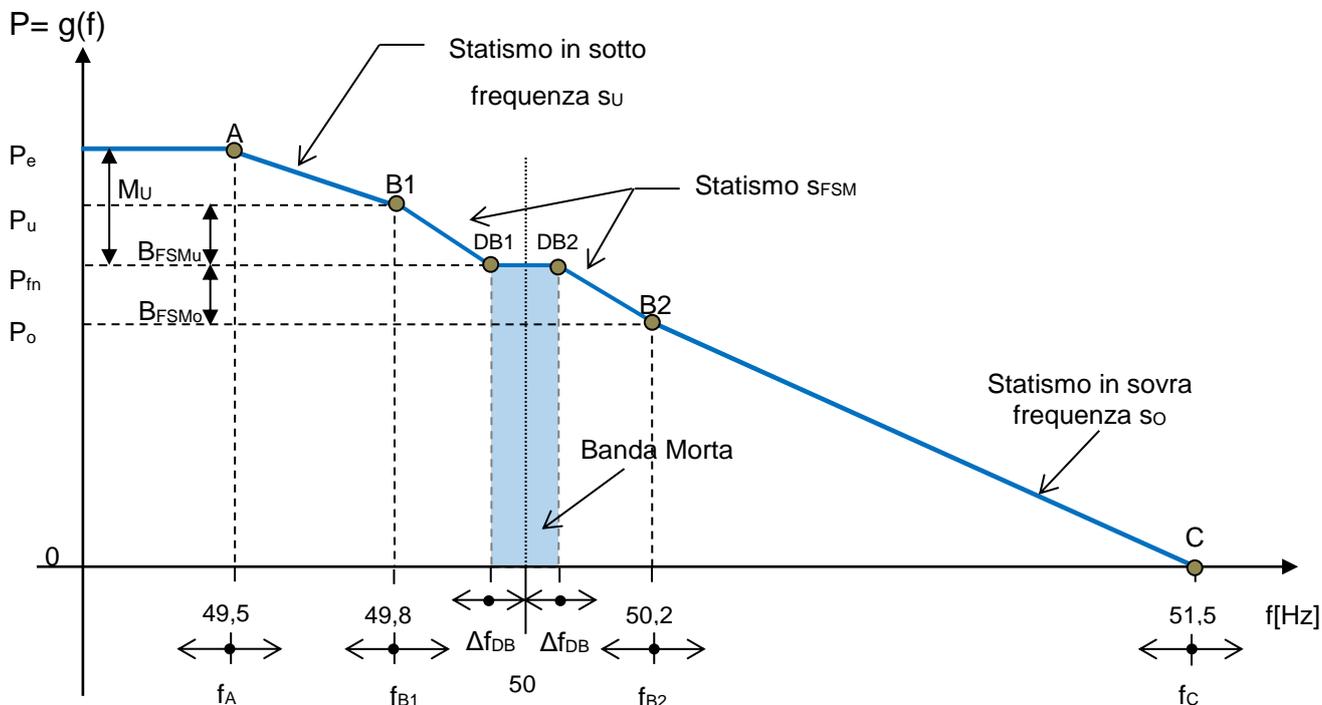


Fig. 9 – Curva P/f per una Centrale Fotovoltaica

8.4.1. Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)

Gli impianti fotovoltaici dovranno essere predisposti per poter fornire una regolazione primaria di frequenza con modalità analoga ai gruppi rotanti convenzionali intorno alla frequenza nominale. Tale modalità denominata *Frequency Sensitive Mode* (FSM) dovrà essere attivabile su richiesta del Gestore in caso di necessità del sistema. Tale modalità di regolazione dovrà essere implementata in un intervallo tarabile $[f_{B1} \div f_{B2}]$.

Su richiesta dovranno essere riservate due bande di regolazione B_{FSM_u} e B_{FSM_o} , rispettivamente in sotto e sovra-frequenza, comprese fra l'1,5% ed il 10% del valore della potenza nominale disponibile (P_{nd}) evitando il distacco degli inverter nel rispetto dei limiti tecnici di funzionamento dichiarati.

Per valori di potenza P_e inferiori a 15% P_{nd} si accettano limitazioni nell'erogazione di tale regolazione. L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati.

E' richiesta un' insensibilità massima di 10mHz.

Si richiede di effettuare la regolazione secondo una retta a statismo S_{FSM} con una banda morta Δf_{DB} tarabile nell'intervallo $[0;500$ mHz] secondo le indicazioni fornite dal Gestore.

Il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

L'attivazione della risposta deve avvenire senza ritardi intenzionali.

8.4.2. Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U)

Gli impianti fotovoltaici dovranno essere predisposti per poter fornire supporto nei transitori di sotto-frequenza fornendo tutto il Margine in incremento disponibile $M_U = P_e - P_{fn}$ al superamento di una determinata soglia di sotto-frequenza f_{B1} .

Tale modalità denominata *Limited Frequency Sensitive Mode Under-Frequency* (LFSM-U) sarà fornita dalla Centrale Fotovoltaica ogni volta che la potenza immessa in rete sia inferiore a quella massima erogabile come rappresentato in **Fig. 9**.

L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati.

In caso di attivazione di tale regolazione, l'impianto dovrà fornire una risposta secondo uno statismo in sotto-frequenza s_u dipendente dalle soglie di frequenza f_{B1} e f_A indicate da Terna.

L'attivazione della risposta deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali ed il tempo di completa erogazione (t_2) di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

8.4.3. Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

Gli impianti fotovoltaici devono fornire supporto nei transitori di sovra-frequenza riducendo la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza. Tale modalità denominata *Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency* (LFSM-O) è attiva per frequenze comprese tra f_{B2} e f_C secondo uno statismo s_o tale annullare la potenza immessa per la frequenza di 51,5 Hz .

L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati.

In caso non sia abilitata la modalità FSM, e la potenza immessa sia pari a quella erogabile P_e , con attivazione a $f_{B2}=50,2$ Hz il valore di statismo risultante, calcolato in funzione di P_e , sarà $s_o=2,6\%$

L'attivazione della risposta deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali ed il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

8.4.4. Campi di regolazione

Si riportano in tabella seguente i punti della curva di regolazione $P(f)$ di **Fig. 9** con il loro range di tarabilità ed i loro valori di default.

Punto della caratteristica	Valori frequenza [Hz]			
	Range di taratura	Passo di regolazione	Valore di default	
A	f_A	47,5 ÷ 50,0	0,1	49,5
B1	f_{B1}	49,5 ÷ 50,0	0,1	49,8
B2	f_{B2}	50,0 ÷ 50,5	0,1	50,2
DB1 - DB2	$\Delta f_{DB1} - \Delta f_{DB2}$	0 ÷ ±0,5	0,05	0
C	f_C	50,2 ÷ 51,5	0,1	51,5

$M_U = P_e - P_{fn}$, B_{FSMu} e B_{FSMo} possono essere compresi, in caso di limitazioni intenzionali di P_{fn} , nei range riportati in tabella seguente

Parametro	Range di taratura	Passo di regolazione	Valore di default
M _U	0÷80% P _n	0,1% P _n	0
B _{FSM_U} , B _{FSM₀}	0÷20% P _n	0,1% P _n	0

Per quanto riguarda i valori di potenza associati ai vari punti della curva P/f si distinguono i seguenti 3 casi:

Punto della caratteristica	Valori di potenza associati [MW]		
	Presenza di margine a salire M _U e FSM attivo	Presenza di margine a salire M _U e FSM non attivo	Assenza di margine a salire M _U (FSM non attivo)
A	P _e	P _e	P _e
B1	P _e -M _U +B _{FSM_U}	P _e -M _U	P _e
B2	P _e -M _U -B _{FSM₀}	P _e -M _U	P _e
C	0	0	0

8.5. Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione

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

Tutti gli impianti si devono dotare di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

L'installazione ed il mantenimento in perfetta efficienza dell'apparato UPDM sono a cura dell'Utente. L'UPDM deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe degli apparati descritti in [A.52]. Sarà a cura dell'Utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione con i sistemi di controllo del Gestore secondo i criteri prescritti in [A.69].

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la Centrale Fotovoltaica deve essere dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un tele segnale inviato da Terna. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

9. 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.

9.1. Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni⁸ 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 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]

In aggiunta anche i valori di potenza attiva e reattiva massime disponibili al punto di connessione dovranno essere inviate a Terna in tempo reale con opportune telemisure con frequenza minima di 4s.

E' inoltre richiesta all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

- Irraggiamento [W/m²]
- Temperatura moduli [°C]
- Temperatura ambiente [°C]

9.2. Sistemi di registrazione oscilloperturbografica

La funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscillo-perturbografica deve avvenire in conformità e secondo le specifiche indicate in [A.7] per impianti di taglia complessiva superiore a 50 MW. In particolare, è prescritta la registrazione delle tensioni e delle correnti 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 sistemi dedicati di monitoraggio anche ad impianti di taglia inferiore, qualora rivestano particolare importanza ovvero in base al loro Punto di Connessione.

Per tutti gli impianti è comunque richiesto l'impiego di apparati di protezione dotati di sistemi di oscillo-perturbografia interni in grado di registrare perturbazioni di durata pari al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE⁹.

Dovranno essere svolte prove preliminari di invio di file di oscillo-perturbografia preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto con modalità definite dal Gestore.

⁸ Le teleinformazioni per il sistema di controllo sono distinte dalle misure ai fini di contabilizzazione commerciale (metering).

⁹ La prescrizione relativa agli oscilloperturbografi interni alle protezioni è obbligatoria per le protezioni installate nella sezione AT e sul lato MT dei trasformatori elevatori MT/AT di Centrale, mentre per quelle della sezione MT è solo raccomandata.

10. DATI E MODELLI

Il proprietario della Centrale Fotovoltaica comunicherà al Gestore con almeno 3 mesi di anticipo rispetto alla messa in servizio:

- a) i dati di targa e i data-sheet di tutti gli inverter, dei trasformatori AT/MT e MT/BT, dei cavi MT, dei sistemi di compensazione reattiva
- b) i modelli (comprensivi di versione firmware) e seriali delle protezioni installate sull'AT, nonché i relativi file di setting
- c) i modelli dinamici di simulazione con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:
 - o Regime stazionario
 - o Elettromeccanico (RMS) considerando anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced)
 - o Elettromagnetico (EMT)
 - o Regime armonico, onde valutare l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze

Relativamente al punto c) dovranno essere forniti al Gestore:

- un modello *dettagliato* contenente i singoli inverter, la rete interna (rete di raccolta MT) ed il/i trasformatore/i MT/AT;
- un modello *aggregato equivalente* composto da:
 - o un solo inverter connesso in MT, di taglia pari alla P_n del campo fotovoltaico,
 - o un ramo MT equivalente a tutta la rete interna in MT della Centrale
 - o un trasformatore elevatore MT/AT (equivalente se presenti più trasformatori)

Il modello *aggregato equivalente* deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello *dettagliato* a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Nei modelli dovranno essere descritti:

- il modello dinamico dell'inverter;
- i limiti di capability degli inverter;
- i modelli dinamici dei regolatori di P/f e di Q/V degli inverter e del Plant Controller;
- i modelli (caratteristiche e parametrizzazioni) del sistema di protezione.
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente

I modelli potranno essere forniti in *free format* ovvero: fogli excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

Il Gestore potrà richiedere i modelli dinamici completi utilizzati in formati standard di larga diffusione.

11. PROVE

A completamento delle normali prove di commissioning, è richiesta l'esecuzione di prove reali specifiche per confermare l'adeguatezza dell'impianto alle prescrizioni contenute nel presente documento.

I risultati dovranno essere contenuti in una relazione dettagliata fornita al Gestore.

In particolare, dovranno essere documentate le seguenti prove:

- Regolazioni di tensione con gradini sulle tensioni di riferimento
- Regolazioni P/f
- Variazioni del set-point di potenza con gradini di carico
- Curva di capability dell'impianto

- Misura della distorsione armonica in corrente, per ogni singola armonica e totale

Il Gestore si riserva comunque di richiedere alla propria presenza o alla presenza di un Soggetto Qualificato l'esecuzione dei suddetti test funzionali ricadenti nel regime delle prove ispettive.