

POLITECNICO DI MILANO

Dipartimento di Energia



in collaborazione con

CESI RICERCA

Relazione del progetto commissionato da Autorità per l'energia elettrica e il gas

Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione

Responsabili

ing. Maurizio Delfanti

ing. Marco Merlo

prof. Andrea Silvestri

per Politecnico di Milano

ing. Massimo Gallanti

per CESI RICERCA

Gennaio 2009

Indice

Sintesi dello studio	4
1 Introduzione	7
2 Contesto regolatorio e normativo nazionale	13
3 Campione di reti impiegato	17
3.1 Dati forniti dai Distributori	17
3.2 Procedura di elaborazione e completamento dati	19
4 Analisi legate alla potenza di cortocircuito	21
4.1 Variazioni rapide di tensione	22
4.1.1 Metodologia	22
4.1.2 Parametri rilevanti ai fini della potenza installabile per variazioni rapide di tensione	23
4.1.3 Risultati	25
4.1.4 Conclusioni	29
4.2 Incremento delle correnti di cortocircuito	30
4.2.1 Metodologia	30
4.2.2 Risultati	31
4.2.3 Conclusioni	35
5 Procedura per la determinazione delle curve di carico	36
5.1 Generalità	36
5.2 Dati utilizzati	36
5.2.1 Determinazione del coefficiente k_{MT}	41
5.2.2 Determinazione del coefficiente $k_{MT/BT}$	41
5.2.3 Determinazione del grado di utilizzo del trasformatore AT/MT in CP	41
6 Problemi legati alle protezioni, all'automazione di rete e all'isola indesiderata	44
6.1 Generalità	44
6.2 Problemi legati alle protezioni	45
6.2.1 Portate a regime e limiti di transito	45
6.2.2 Risultati	50
6.2.3 Protezioni da cortocircuito e limiti associati	52
6.2.4 Risultati	53
6.2.5 Conclusioni	55
6.3 Criticità legate all'automazione di rete: inversione di flusso	56
6.3.1 Metodologia	56
6.3.2 Risultati	57
6.3.3 Conclusioni	60
7 Criticità legate alla regolazione di tensione	63
7.1 Generalità	63
7.2 Metodologia	65
7.3 Risultati	70
7.4 Conclusioni	72

8	Conclusioni generali	73
8.1	Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile in ciascun nodo	73
8.2	Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile a livello di singola rete e di linea	78
8.3	Possibili interventi sulla rete per superare gli attuali vincoli	79
Appendice A1		82

Sintesi dello studio

Il crescente apporto della generazione diffusa¹ (GD) nelle reti elettriche di distribuzione richiede approfondimenti finalizzati ad individuare gli effetti tecnici ed economici che la GD può portare all'intero sistema elettrico. Soffermandosi specificamente sugli impatti tecnici sulle reti, questo studio ha lo scopo di valutare, in modo quantitativo, il massimo livello di penetrazione della GD (inteso come massima potenza installabile) compatibile con le attuali reti di distribuzione MT.

L'analisi sulla quantità massima GD installabile sulla rete viene svolta su una porzione significativa dell'attuale della rete di distribuzione MT italiana. Il campione, disponibile all'Autorità ai fini di un'indagine sulla potenza di cortocircuito, consiste in 318 reti² e 59.864 nodi e rappresenta circa l'8% della complessiva consistenza delle reti MT su scala nazionale. L'ampiezza e la distribuzione del campione portano a ritenere di poter estendere gli esiti dello studio all'intera rete di distribuzione MT.

Dopo una specifica elaborazione del campione di rete, nella quale sono state introdotte alcune ipotesi di carattere conservativo, si svolge l'analisi di penetrazione della GD tramite algoritmi basati su calcoli di load flow. In linea con le criticità sottolineate nella delibera AEEG 160/06, è stata determinata la potenza massima installabile in funzione di una serie di vincoli tecnici che tengono conto delle attuali strategie di gestione di rete e dell'attuale situazione normativa:

1. Corrente di cortocircuito: l'incremento dato dalla GD non deve superare il potere di interruzione delle apparecchiature MT (a livello di complessiva rete) e non deve provocare interventi intempestivi delle protezioni (a livello di singola linea).
2. Variazioni rapide di tensione: la variazione della tensione nei nodi di rete in fase di transitorio non deve superare una soglia prefissata.
3. Portata a regime delle linee MT: su nessun tratto di linea deve essere superato il limite massimo di corrente (limite termico delle condutture).
4. Variazioni lente di tensione: il valore della tensione a regime nei nodi di rete deve essere compreso entro un intervallo predefinito.
5. Inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT, che si ammette per un numero limitato di ore annue, ritenuto accettabile dal punto di vista dell'esercizio.

¹ Detta comunemente anche "Generazione Distribuita".

² Per rete si intende l'insieme di linee e nodi sottesi a una semisbarra di cabina primaria.

In primo luogo è stata condotta un'analisi su tutte le reti, in cui si è valutata la massima potenza globalmente installabile per ciascuna rete, simulando la presenza di un generatore equivalente collegato direttamente alla sbarra MT di cabina primaria. Si è così determinata la massima GD collegabile sulla rete nel rispetto dei vincoli di inversione del flusso sul trasformatore AT/MT e di potenza di cortocircuito.

Successivamente è stata svolta un'indagine a livello di ciascuna linea di ogni rete, per determinare la massima GD che si può connettere a ciascun nodo della linea, compatibilmente con i vincoli di variazioni lente e rapide di tensione, e con il limite sul transito di potenza sulle linee³.

I risultati dell'indagine possono essere sintetizzati come segue.

- Per quanto riguarda i vincoli sulle correnti di cortocircuito, essi non costituiscono, in primis, il limite più stringente per l'installazione di GD in rete, quanto meno nei casi in cui la taglia del trasformatore non supera i 40 MVA. Nel caso più sfavorevole, costituito dalle reti con tensione nominale di 15 kV, la potenza massima di GD installabile sulla rete è di circa 7.5 MVA per generatori connessi alla rete tramite inverter e circa 5 MVA per generatori rotanti collegati alla rete senza l'interposizione di convertitori statici.
- Per quanto riguarda il vincolo sulle variazioni rapide di tensione, la potenza massima installabile dipende fortemente dal valore della variazione ammissibile. Assumendo un valore pari al 6% della tensione nominale, il vincolo che ne deriva risulta comunque il più stringente tra quelli considerati nello studio, ed ha influenza in particolare sui nodi più distanti dalla sbarra MT.
- Il vincolo sulla portata a regime delle linee MT risulta più limitante nel caso di reti con un basso valore di tensione nominale oppure per le sezioni di linea più vicine alle sbarre primarie; in entrambi i casi il valore limite di GD installabile risulta comunque elevato.
- Il vincolo sulle variazioni lente di tensione, in generale, è il meno stringente. Infatti, solo i nodi con tensione più elevata (normalmente quelli prossimi alle sbarre MT) possono presentare problemi di variazioni lente di tensione.
- La condizione di inversione di flusso di potenza sul trasformatore AT/MT si traduce in un limite al valore massimo di GD da connettere a ciascuna rete nel suo complesso. I problemi posti da tale vincolo possono essere ovviati rivedendo i sistemi di protezione/automazione della sezione AT delle cabine primarie, e rendendo più selettive

³ Maggiori dettagli sulle metodologie impiegate sono disponibili in: "Limits to dispersed generation on Italian MV networks", M. Delfanti, M. S. Pasquadibisceglie, M. Pozzi, M. Gallanti, R. Vailati, proceedings of cired 2009 Conference.

ed efficaci le protezioni per la disconnessione degli impianti di GD dalla rete, in caso di perdita della rete.

In conclusione si può affermare che le reti di distribuzione analizzate hanno dimostrato una più che discreta capacità di accoglimento della GD. Livelli ancora maggiori di penetrazione della GD nelle reti di distribuzione potranno necessitare di interventi sui dispositivi di protezione e automazione di rete, nonché di una più efficiente gestione delle protezioni di interfaccia.

Tali misure potrebbero costituire oggetto di ulteriori approfondimenti.

1 Introduzione

Il soddisfacimento del fabbisogno energetico mondiale, in costante crescita, sta divenendo in questi anni sempre più problematico, per via delle forti oscillazioni dei prezzi delle fonti energetiche tradizionali, nonché per la necessità di ridurre le emissioni inquinanti e climateranti. In questo contesto si sta assistendo ad un grande cambiamento nella configurazione dei sistemi elettrici: la generazione di energia elettrica, tradizionalmente effettuata in grandi siti centralizzati afferenti alle reti di trasmissione, sta oggi sempre più coinvolgendo anche impianti di taglia medio-piccola, da connettere alle reti di distribuzione, in prossimità degli utenti. Questo nuovo paradigma, denominato Generazione Diffusa (GD), garantisce la possibilità di differenziare le fonti energetiche da convertire in energia elettrica, permettendo di aumentare in modo sostanziale lo sfruttamento di quelle rinnovabili.

La penetrazione di GD nel sistema elettrico non è però esente da una serie di problematiche, dovute non solo al fatto che le attuali reti di distribuzione di energia elettrica sono gestite come reti passive, cioè senza iniezione di potenza attiva dall'utente verso la rete, ma anche alla struttura stessa delle reti, ai valori delle correnti di guasto, e, non da ultimo, alla quantità dei flussi di potenza per cui sono state sviluppate, sia in termini di regime di funzionamento, sia rispetto a transitori di inserzione/disinserzione di unità di generazione.

Il presente studio intende investigare la capacità in termini di potenza installabile nelle reti elettriche di distribuzione MT, in accordo con i vincoli tecnici attualmente vigenti, affinché non si debba incorrere nella modifica dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle cabine primarie (CP nel seguito). Facendo riferimento alle criticità evidenziate qualitativamente nella Delibera AEEG 160/06, si è voluto fornire un contributo di carattere quantitativo per quanto riguarda l'effettivo impatto della generazione diffusa sulle reti elettriche di distribuzione MT. In particolare l'analisi è stata svolta in base ad un campione significativo di reti di distribuzione MT (circa l'8% del totale sistema di distribuzione nazionale), che comprende dati reali relativi a reti di diversi distributori, appartenenti a zone geografiche piuttosto estese del territorio nazionale (capitolo 3). Tale campione, raccolto dall'Autorità ai fini di un'indagine svolta da incaricati del Politecnico nel 2006 circa la potenza di cortocircuito⁴, ha un'ampiezza e una distribuzione tali per

⁴ Si tratta di un'indagine volta ad accertare il livello di potenza di cortocircuito sulle reti di distribuzione MT nell'ambito della quale sono stati raccolti dati relativi a 400 reti MT sottese ad altrettante semisbarre di cabina primaria.

cui i risultati ottenuti presentano una forte rilevanza statistica che consente di estendere le conclusioni dello studio all'intera rete di distribuzione MT nazionale.

Il campione ridotto analizzato è formato da 318 reti di distribuzione in MT che contengono complessivamente 59.864 nodi. I dati forniti dai diversi distributori consentono di individuare univocamente la topologia delle reti MT tramite le informazioni relative a ciascun nodo e ai suoi collegamenti con tutti gli altri nodi della rete (questo in quanto tutte le reti analizzate presentano una struttura esclusivamente radiale). Per ciascun nodo, sono disponibili la sua tensione nominale, la sua potenza di cortocircuito, e la sua potenza disponibile (per nodi clienti MT) o potenza nominale del trasformatore (per le cabine di trasformazione secondaria). Inoltre, sono forniti i parametri delle linee (lunghezza, resistenza e reattanza equivalente dei conduttori) e dei trasformatori (tensione di cortocircuito, perdite nel rame e potenza nominale). A partire da tali dati è stato possibile eseguire una serie di analisi volte alla quantificazione delle correnti di guasto in presenza di GD e alla quantificazione delle perturbazioni, in termini di profilo di tensione, legate alla disinserzione repentina delle unità di generazione.

Le successive analisi di dettaglio hanno poi richiesto la modellizzazione esplicita dei carichi della rete, nelle varie condizioni operative (profili di carico). In questa seconda fase, sono state stimate curve di prelievo tipiche per ciascuna tipologia di nodo considerato. Ciò è stato fatto in mancanza di dati di consumo rilevati in campo.

1. *Utenti alimentati direttamente dalla rete MT*: la relativa curva è applicabile alle utenze MT direttamente afferenti alle reti in esame. Sono carichi di tipo prevalentemente industriale/terziario, caratterizzati da un utilizzo più regolare e da un numero di *ore equivalenti di utilizzazione della potenza massima* maggiore di quello relativo alle utenze di tipo domestico.
2. *Utenti alimentati dalle cabine secondarie (CS)*: la relativa curva è rappresentativa dell'assorbimento di potenza effettuato dalle CS di trasformazione MT/BT, per alimentare le utenze BT afferenti alle reti di distribuzione secondaria. Queste utenze, tipicamente domestiche o piccolo-industriali, sono dell'ordine di qualche kW (decine di kW) ciascuna e sono caratterizzate da un utilizzo di energia abbastanza scostante, che segue appunto l'andamento del consumo domestico.

Per sviluppare compiutamente le analisi sul campione di reti MT si è reso necessario integrare i dati del campione con alcune ipotesi aggiuntive:

- i carichi prelevano potenza dalla rete con fattore di potenza costante e pari a 0,9, sia per quanto riguarda le utenze direttamente alimentate in MT, che per quanto concerne le CS;
- per ciascuna delle due tipologie di utenti, è stata determinata una curva cumulata di variazione del carico all'interno di un intero anno di esercizio, discretizzata rispetto ad un numero limitato di punti, e costruita a partire dai profili di prelievo mediamente più ricorrenti nei vari tipi di utenza (capitolo 5); tale approssimazione si rende necessaria perché tra i dati forniti dai distributori è specificata esclusivamente la potenza disponibile (o nominale) di ciascun nodo di carico, e non la curva temporale della potenza effettivamente prelevata;
- si è considerato l'effetto della regolazione della tensione sulle sbarre MT supponendo di variare con continuità il rapporto di trasformazione di CP, al fine di mantenere la tensione sulla sbarra MT sempre costante e pari ad un setpoint (unico per ciascuna rete) prefissato in modo opportuno;
- i generatori connessi alla rete MT iniettano potenza in rete con fattore di potenza unitario (tale ipotesi è conforme con l'attuale pratica di esercizio, così come definita dalla norma CEI 11-20);
- la GD viene simulata installando sulla rete un solo generatore per volta, di potenza crescente fino ad un limite massimo di 10 MW; tale generatore è posizionato, progressivamente, a partire dalla sbarra MT della cabina primaria, su tutti i nodi della linee sottese;
- ai soli fini della determinazione dell'inversione di flusso, i generatori iniettano in rete la massima potenza secondo un diagramma di produzione piatto durante tutte le ore dell'anno.

È importante evidenziare che le suddette approssimazioni sono conservative rispetto alla situazione reale; pertanto i valori di potenza di GD installabile in rete, ottenuti dalle analisi, sono da considerarsi generalmente come dei limiti approssimati per difetto.

E' altrettanto significativo evidenziare che la taglia massima implementata per gli impianti di generazione (10 MW), pur essendo ben superiore alle taglie usualmente riscontrabili sulle reti MT (specialmente lungo linea), permette di trovare vincoli nodali che, nella realtà pratica, potrebbero essere raggiunti per mezzo di più generatori, installati in nodi diversi della stessa linea MT.

Per svolgere le analisi di penetrazione della GD presentate nel rapporto sono stati sviluppati specifici algoritmi basati sull'esecuzione di calcoli di load flow. Essi effettuano una verifica quantitativa della massima penetrazione di GD rispetto ai vincoli tecnici di seguito elencati.

1. *Inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT.* Si determina l'inversione del flusso quando la potenza prodotta dalla GD supera il prelievo dei carichi della rete. Secondo quanto stabilito dalla norma CEI 0-16, un livello indicativo della soglia accettabile di ore/anno in cui l'inversione di flusso può essere tollerata, considerandone trascurabili gli effetti, è stabilito nel 5% del tempo annuo.
2. *Incremento della corrente di cortocircuito.* La GD determina un aumento della corrente di cortocircuito che interessa le linee e i nodi della rete. Essa deve essere mantenuta al di sotto del potere di interruzione degli organi di manovra MT, sia del Distributore, sia degli Utenti (assunto semplificativamente pari a 12,5 kA).
3. *Variazioni lente di tensione.* La connessione di un generatore lungo una linea MT determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea. In conformità a quanto indicato dalla EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve comunque essere compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno il 95% del tempo (per il restante 5% è concesso che la tensione scenda fino all'85%). Nello studio svolto, si considera la tensione accettabile solo se il suo valore è compreso tra il 96% ed il 110% della tensione nominale, in modo tale da lasciare un margine di caduta di tensione del 6% sulla rete BT (trasformatore MT/BT, a prese fisse, e linee BT sottese).
4. *Variazione rapida di tensione.* L'improvvisa disconnessione di un generatore dal nodo di una linea MT determina una variazione della tensione in quel nodo e lungo la linea. Si è fatto riferimento a quanto contenuto nella EN 50160; tale norma, per le variazioni rapide di tensione, non fissa un limite vincolante, ma fornisce solo un valore indicativo pari al 4 ÷ 6% della tensione nominale per reti MT.
5. *Limiti di transito per vincoli termici sulle linee.* La GD può dar luogo ad inversioni di flusso lungo tratti di linea MT. In tal caso occorre garantire che, in nessun tratto della linea, il valore della corrente sia superiore alla portata di regime dei conduttori. Ancorché tale portata risulti specifica di ogni conduttore, in quanto funzione delle sue caratteristiche costruttive (es. sezione, isolante), nello studio si è assunto un limite unico pari a 250 A; esso è legato alla soglia a cui sono regolate le protezioni di massima corrente dei vari feeder.

La modalità di analisi del valore massimo di GD installabile dipende dal tipo di vincolo che si vuole verificare. In particolare, i vincoli relativi all'inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT, e alla corrente di cortocircuito, sono stati verificati attraverso analisi svolte a livello di **singola rete MT**⁵. Ai fini della verifica di tali vincoli è infatti sufficiente simulare la totale GD operante sulla rete tramite un singolo generatore direttamente connesso alla sbarra MT della rete stessa.

Al contrario, i vincoli relativi alle variazioni lente e rapide di tensione, così come i limiti di transito per vincoli termici sulle linee, sono verificati tramite un'analisi a livello di **singolo nodo** di ciascuna rete, in quanto la massima quantità di GD installabile dipende sensibilmente dalla posizione del nodo al quale il generatore è connesso; l'analisi di compatibilità rispetto a tali vincoli è condotta collocando sequenzialmente il generatore su tutti i nodi delle linee della rete.

Si sottolinea come i vincoli relativi alle variazioni rapide di tensione (capitolo 4.1) e all'incremento delle correnti di cortocircuito (capitolo 4.2) non dipendano dalle ipotesi fatte per stimare il carico elettrico sui nodi di ciascuna rete.

Viceversa, la valutazione dei vincoli associati ai limiti termici delle linee (capitolo 6.2.1), all'inversione dei flussi di potenza sul trasformatore AT/MT (capitolo 6.3) e alle variazioni lente di tensione (capitolo 7), è influenzata anche dalle ipotesi adottate per la ricostruzione del carico elettrico. E' quindi necessario precisare che i risultati relativi alla valutazione di questi vincoli sono da intendersi come una prima stima approssimata, che troverà riscontro definitivo solo a valle di ulteriori analisi di dettaglio, effettuate sulla base di dati di consumo misurati.

Il valore massimo della potenza di GD installabile è stato valutato per ognuno dei vincoli tecnici precedentemente elencati, fino ad un valore massimo di 10 MW, sull'intero campione di reti.

Per inquadrare il presente rapporto in una prospettiva più ampia di evoluzione delle reti di distribuzione, è utile considerare degli stati esemplificativi di evoluzione nel tempo della incidenza della GD.

Il primo scenario corrisponde all'attuale situazione del sistema elettrico nazionale, in cui la penetrazione di generazione su reti a tensione minore è ancora modesta, tale da non implicare⁶ variazioni né nella struttura né nella gestione del sistema di distribuzione.

Gli stati successivi prevedono un apporto di generazione diffusa tale da richiedere un aggiornamento delle logiche delle protezioni al fine di gestire reti attive, ossia reti in cui i flussi non sono vincolati all'unidirezionalità verso i carichi (utenti finali).

⁵ Come già detto, si ricorda che per rete si intende l'insieme di linee e nodi sottesi a una semisbarra di cabina primaria.

⁶ Se non in casi estremamente circoscritti, gestibili come eccezioni.

E' possibile immaginare che si arrivi, per gradi, fino alla necessità di predisporre dei sistemi di comunicazione e controllo che interessino i vari generatori, necessari ad evitare problematiche di alimentazione di porzioni di rete in condizioni di guasto (isola indesiderata), e a migliorare la gestione dei flussi di potenza reattiva⁷.

L'obiettivo del presente rapporto è di quantificare, secondo ipotesi concrete e corrispondenti alla realtà **attuale** del sistema elettrico nazionale, i vincoli che l'odierna struttura delle reti di distribuzione pone alla crescente presenza di GD.

Per le principali criticità evidenziate nella Delibera AEEG 160/06, si arriva alla definizione di quantità nodali limite di GD che è possibile connettere alle reti MT in ottemperanza agli attuali vincoli di qualità dell'energia fornita all'utenza.

⁷ Una prospettiva più a lungo termine e ad ampio spettro è stata tratteggiata in “*Cost-benefit analysis of distributed generation: an application to the Italian power system*”, D. Lucarella, M. Gallanti, M. Benini, M. Delfanti, A. Silvestri, proceedings of IAEE 2008 Conference.

2 Contesto regolatorio e normativo nazionale

Lo studio di seguito riportato è stato condotto in collaborazione tra il **Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia**, e il **CESI RICERCA - Dipartimento Sviluppo dei Sistemi Elettrici**.

Esso contiene i risultati di un'attività commissionata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Politecnico di Milano sul tema dell'impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione, e di un'attività condotta da Politecnico di Milano (responsabile prof. A. Silvestri) e CESI RICERCA (responsabile ing. D. Lucarella) su tematiche congruenti nell'ambito della Ricerca di Sistema. Relativamente a quest'ultima attività, maggiori dettagli possono essere trovati nel rapporto CESI RICERCA n. 09000699 "Valutazione del potenziale di sviluppo della GD nel rispetto dei limiti tecnici delle attuali reti di distribuzione".

E' necessario premettere che, ai fini dello studio di seguito riportato, si preferisce definire il fenomeno in esame come "Generazione Diffusa" (GD), a sottolineare la natura non prevedibile e non preordinata della dislocazione spaziale e temporale delle immissioni di potenza sulla rete elettrica.

Al fine di inserire opportunamente il presente documento nel contesto nazionale rispetto alle diverse possibili definizioni di GD, si riprendono qui quelle date nella Delibera AEEG 160/06 (e la successiva 328/07).

Dall'analisi delle diverse definizioni di GD in ambito internazionale, nonché dall'analisi del quadro normativo nazionale e delle caratterizzazioni della generazione distribuita è possibile dedurre che la cosiddetta GD consiste nel sistema di produzione dell'energia elettrica composto da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica (anche in via indiretta) in quanto installate al fine di:

- *alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica (è noto che la stragrande maggioranza delle unità di consumo risultano connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica) molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;*
- *sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile), diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.*

Pertanto è adottata la seguente definizione di GD (compatibile con la definizione della direttiva 2003/54/CE e con la caratterizzazione della GD e della MG⁸ emersa dalle analisi effettuate):

Generazione distribuita (GD): l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MW e connessi, di norma, alla rete di distribuzione.

Nel seguito ci si riferirà quindi in termini generici alla GD, identificando un limite unitario di potenza installabile pari a 10 MW.

Tale limite è congruente con quanto contenuto nell'ambito della normazione tecnica vigente: infatti, la recente norma CEI 0-16 (ed. II, allegato A della Delibera ARG/elt 119/08) riporta un limite indicativo, per la connessione in BT degli utenti attivi, pari a 100 kW, nonché pari a 10 MW per gli utenti attivi MT. Nella stessa Norma CEI è riportata un'ulteriore soglia indicativa di 3 MW oltre la quale gli utenti attivi sono indirizzati alla connessione diretta con la sbarra MT del trasformatore di cabina primaria (c.d. connessione in antenna).

Più recentemente, a completare il quadro regolatorio, la Delibera ARG/elt 99/08, recante il *Testo Integrato delle Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alla reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione* (c.d. TICA), esplicita che il servizio di connessione alle reti di distribuzione deve essere erogato:

- al livello BT nel caso di richieste di connessione per potenze in immissione fino a 100 kW;
- al livello MT nel caso di richieste di connessione per potenze in immissione fra 100 kW e 6 MW.

Nel medesimo TICA, è lasciata facoltà al Distributore di connettere al livello BT utenze attive per potenze superiori a 100 kW (e, similmente, oltre i 6 MW in MT)⁹.

Da quanto premesso, discende che l'impatto della GD sulle reti elettriche è da determinare concentrando l'attenzione, dal punto di vista tecnico, sulle **reti di distribuzione in media e bassa tensione**, destinate ad ospitare la stragrande maggioranza di GD, in accordo con le definizioni e specificazioni appena date (vedi Figura 2.1). D'altro canto, le eventuali unità di GD che dovessero affacciarsi alle reti AT non costituirebbero un problema tecnico significativo: le reti appartenenti a

⁸ Micro Generazione.

⁹ E' inoltre previsto che un utente passivo con una data potenza disponibile in prelievo (per esempio, 150 kW in BT) possa immettere lo stesso valore di potenza qualora divenga utente attivo.

questo livello di tensione (132 / 150 kV, per il caso italiano) sono già adatte ad accogliere la presenza di generatori, e non ne sarebbero di fatto impattate.

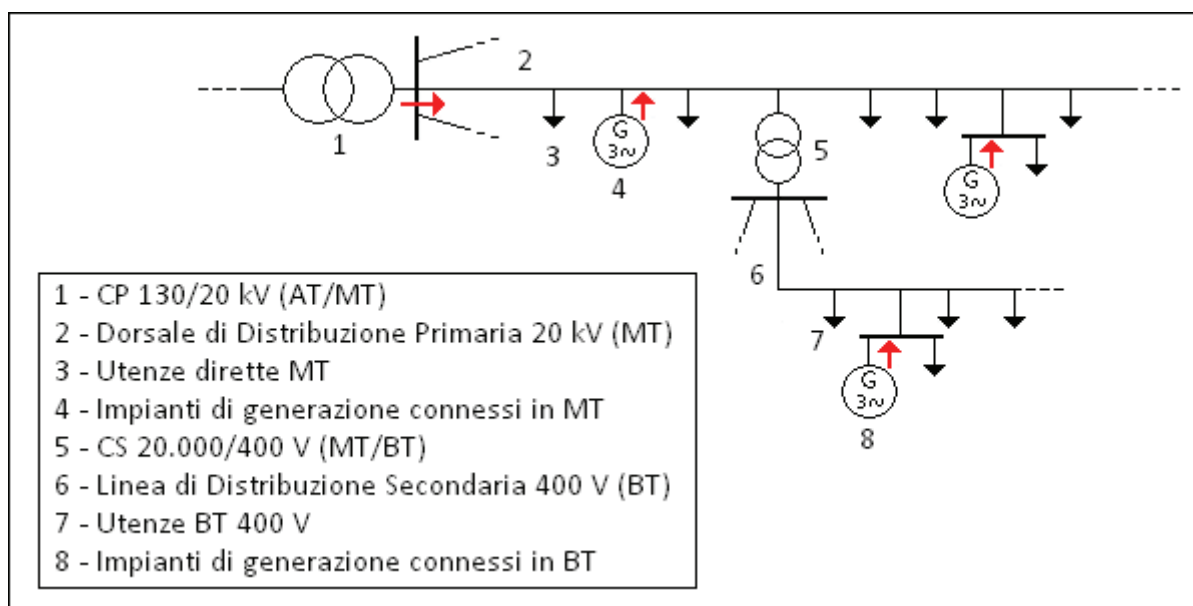


Figura 2.1. Rappresentazione di una rete MT e BT sottomessa a una cabina primaria. Le frecce rosse indicano la provenienza dei flussi di potenza.

Partendo da tale paradigma, il presente rapporto contiene alcuni approfondimenti specifici circa i vincoli tecnici associati alla generazione su reti a tensione minore, raccogliendo e sviluppando gli spunti introdotti nella Delibera AEEG 160/06. In tale Delibera erano sintetizzate le principali criticità (anche potenziali) associate alla penetrazione della GD, di seguito elencate:

- gestione di transitori derivanti da fenomeni di avviamento, sincronizzazione e messa in parallelo degli impianti di produzione;
- variazione dei livelli di correnti di cortocircuito e connessa sollecitazione termica/dinamica delle linee elettriche e dei componenti;
- corretto funzionamento dei sistemi di protezione;
- attuazione delle procedure di ricerca dei tronchi guasti;
- funzionamento in isola indesiderata di porzioni di rete;
- profili di tensione e regolazione della tensione in rete.

Le problematiche sopra riportate, trattate in maniera qualitativa nella Delibera suddetta, sono state studiate per quanto possibile in maniera quantitativa su un campione significativo di reti

elettriche. In questa fase dello studio, si è concentrata l'attenzione sulle reti di media tensione, per una serie di motivi:

- il quadro regolatorio e normativo per le reti di questo livello di tensione è completo (regole procedurali: TICA; regole tecniche di connessione: Delibera ARG/elt 119/08, che reca la Norma CEI 0-16 in Allegato A);
- tali reti hanno struttura abbastanza omogenea su tutto il territorio nazionale;
- grazie a precedenti attività di richieste dati poste in essere dall'Autorità, sono disponibili dati sufficienti a garantirne una rappresentazione significativa.

I sistemi BT sono stati oggetto di studi condotti (con le stesse metodologie di calcolo applicate al livello MT) su reti test; tali studi preliminari consentono un'estensione solo parziale delle conclusioni qui raggiunte. In una successiva fase di lavoro, sulla base di dati reali, anche le reti BT potranno essere oggetto di uno studio quantitativo.

Riprendendo l'elencazione di criticità tratta dalla Delibera 160/06, per quanto attiene ai punti a) e b) è stato possibile impiegare le informazioni contenute in un campione esteso (circa l'8% distribuzione del totale sistema MT nazionale) di reti di distribuzione MT disponibili all'AEEG a seguito di un precedente studio circa la potenza di cortocircuito. Il capitolo 3 del presente studio è dedicato alla descrizione del campione di reti utilizzato, mentre il capitolo 4 riporta gli esiti delle simulazioni condotte circa i suddetti punti a) e b).

Le rimanenti indagini condotte hanno richiesto informazioni ulteriori rispetto a quanto contenuto nel campione originario: in particolare, è stato necessario introdurre opportune ipotesi circa i diagrammi di carico delle reti studiate. Tali diagrammi sono stati ricavati in maniera semplificata da dati pubblici, come dettagliato nel capitolo 5.

Le analisi circa le problematiche di cui ai punti c), d) ed e) sono oggetto del capitolo 6, nell'ambito del quale sono state raggiunte determinazioni quantitative solo per alcuni dei fenomeni trattati: altri problemi affrontati, infatti, sono strettamente legati alle modalità operative tipiche di ciascun Distributore; essi devono pertanto essere indagati sulla base di ulteriori informazioni e per mezzo di analisi congiunte con le citate imprese di distribuzione.

Il capitolo 7 è dedicato al complesso problema dei profili di tensione a regime, che ha forti interazioni con le modalità di regolazione delle tensioni di rete.

3 Campione di reti impiegato

Le informazioni topologiche ed elettrotecniche delle reti MT impiegate nell'analisi sono state derivate da un campione di dati raccolto in un precedente studio commissionato dall'Autorità al Politecnico di Milano relativo ai livelli minimi di potenza di cortocircuito. Nel seguito si danno alcuni dettagli circa i dati impiegati.

3.1 Dati forniti dai Distributori

La struttura delle informazioni contenute nel campione raccolto presso le imprese distributrici è schematizzata nella Figura 3.1.

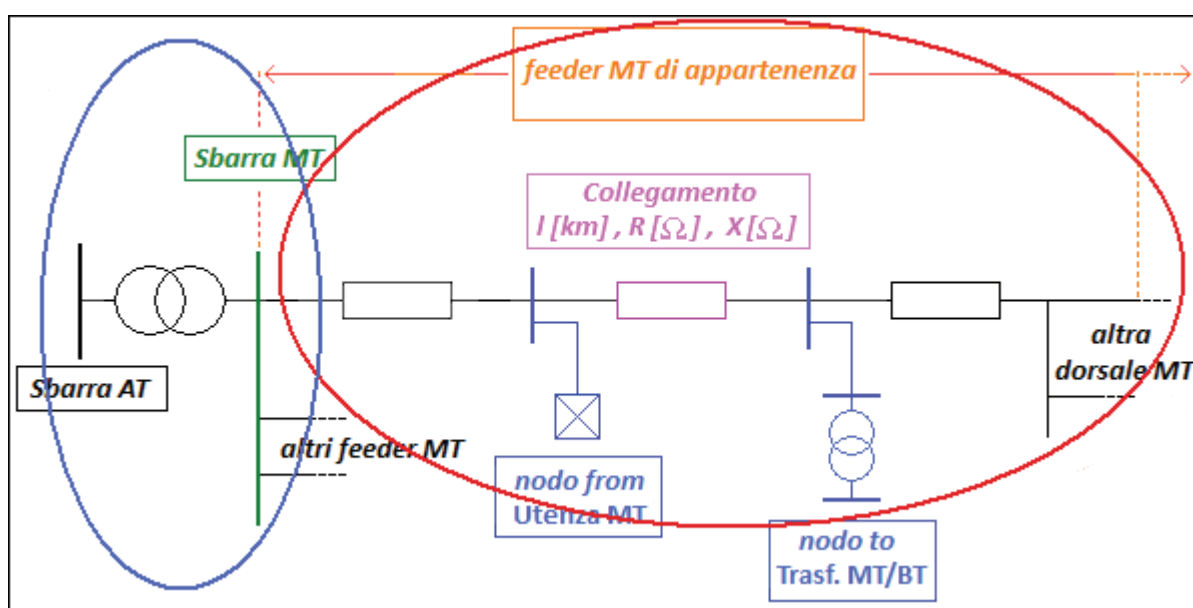


Figura 3.1. Struttura tipica delle reti contenute nel campione analizzato.

Nel seguito del rapporto, con il termine **linea** (o feeder) si indicherà l'insieme di nodi e lati racchiuso nell'ellisse di colore rosso, ossia tutti i nodi sottesi ad una dorsale in derivazione dalla sbarra MT del trasformatore in cabina primaria.

Il termine **rete** individua, invece, l'insieme di più linee, afferenti alla stessa sbarra di media tensione, racchiuso nell'ellisse di colore blu. Il numero di reti che è stato possibile utilizzare ai fini delle analisi è (per ragioni che chiariremo subito oltre) di 318, con numero medio di linee per ciascuna rete pari a circa 6.

Considerando il fatto che ogni linea di media tensione è riconducibile ad una struttura radiale, è stato possibile definire una procedura di acquisizione dati basata sul legame tra un nodo ed il suo diretto precedente (nodo immediatamente a monte, dal quale - nel contesto di reti passive - proviene l'alimentazione al carico). La struttura di acquisizione dati adottata contiene informazioni tali da descrivere le caratteristiche di ciascun nodo ed il legame topologico con il resto della rete.

Ogni nodo mappato della rete di distribuzione risulta caratterizzato da una serie di informazioni: quelle di maggiore rilievo per l'analisi presente sono riassunte nella Tabella 3.1.

<i>codice ambito territoriale di appartenenza</i>
<i>codice della rete su cui si attesta la linea a cui appartiene il nodo</i>
<i>codice linea MT cui appartiene il nodo</i>
<i>tipo di nodo (“Cliente MT”, “Misto cliente-trasformazione (MT/MT o MT/BT)”, “Trasformazione secondaria”, “Sbarra MT cabina primaria”, “Trasformazione intermedia MT/MT”)</i>
<i>tensione nominale (in kV)</i>
<i>potenza disponibile (kW) – o - potenza nominale trasformatore (kVA) per CS o trasf.int. MT/MT</i>
<i>se il collegamento è di tipo “linea”: lunghezza (in km), resistenza (ohm) e reattanza (ohm)</i>

Tabella 3.1. Informazioni fornite per ogni nodo delle reti appartenenti al campione in analisi.

Ogni nodo risulta pertanto descritto in modo univoco rispetto a tutti gli altri della rete.

3.2 Procedura di elaborazione e completamento dati

Le tabelle elaborate dai distributori hanno evidenziato alcune disomogeneità nella compilazione delle informazioni tali da impossibilitare l'acquisizione automatica dei dati mediante il programma di calcolo implementato.

Queste difficoltà hanno condotto a una riduzione del campione: infatti, a partire dalle 400 semisbarre MT di cabina primaria¹⁰ per le quali sono stati richiesti i dati, è stato possibile ricostruire la topologia di 318 reti MT. Il campione utilizzato per le analisi comprende dati reali relativi a reti di diversi distributori, collocate su tutto il territorio italiano, di diversa grandezza e composizione, comprendenti aree ad alta, media e bassa densità di carico.

Le elaborazioni che nel seguito verranno presentate faranno dunque riferimento al solo campione di dati ritenuti congruenti; è infatti risultato impraticabile l'inserimento dei dati rimanenti nel database e la conseguente elaborazione.

I dati acquisiti sulla base della struttura sopra dettagliata sono stati processati mediante algoritmi dedicati, al fine di ricostruire in maniera opportuna lo schema topologico di ciascuna delle reti analizzate. Una volta individuati i nodi terminali delle varie dorsali, è stato sviluppato un procedimento che, andando a ritroso, ricollega ogni nodo a quello immediatamente precedente, fino alla sbarra MT di CP: in tale modo è stato possibile riottenere l'intero percorso di tutti i feeder.

In questa fase, si è anche proceduto a determinare la **taglia dei trasformatori** di CP, allo scopo di costituire un modello completo per ciascuna rete considerata. La taglia del trasformatore AT/MT (dato non contenuto nel campione di partenza) è stata individuata sulla base della potenza di cortocircuito fornita dai Distributori; in particolare, si è confrontato tale dato con le taglie tipiche fornite dai costruttori. A livello generale, nel campione analizzato, si è riscontrata la presenza dei trasformatori AT/MT riportati in Tabella 3.2.

<i>Taglia trasformatore AT/MT [MVA]</i>	<i>Numero di reti</i>	<i>Incidenza %</i>
16	74	23,3
25	194	61,0
40	49	15,4
63	1	0,3

Tabella 3.2. Taglie dei trasformatori AT/MT delle reti del campione.

¹⁰ Il campione di reti le cui informazioni sono state fornite dai Distributori coincide con le semisbarre di cabina primaria equipaggiate con le Apparecchiature di Misura (AdM) del sistema QUEEN (queen.ricercadisistema.it).

Nel database iniziale manca inoltre il **valore di suscettanza** da attribuire a ciascun collegamento tra due nodi successivi¹¹, indispensabile per controllare che a rete scarica non vi sia aumento della tensione all'estremità delle linee più lunghe (effetto Ferranti). Per calcolare le suscettanze dei vari collegamenti è stato innanzitutto definito il tipo di collegamento in esame. Quelli presenti nelle 318 reti in esame sono: conduttori aerei, conduttori in cavo, conduttori nudi; sulla base del tipo di collegamento (e di opportune ipotesi sulle sezioni) si è poi rilevato dai cataloghi commerciali il valore di capacità del conduttore. A questo punto la suscettanza in p.u. è stata calcolata come:

$$s = 2\pi f \cdot C_{cond} \cdot L \cdot Z_{rif}$$

3.1

dove la capacità kilometrica C_{cond} dipende, appunto, dalla natura del collegamento secondo la Tabella 3.3.

Conduttore	Capacità kilometrica
Cavo interrato	0,31 μ F
Conduttore nudo	0,04 μ F
Cavo aereo	0,2 μ F

Tabella 3.3. Valori delle capacità dei conduttori da cataloghi commerciali.

In definitiva, il database impiegato per il già citato studio sulla potenza minima di cortocircuito è stato completato come sopra detto, ed è stato impiegato per individuare possibili criticità legate alla presenza di utenti attivi (utenti i cui impianti prevedano la presenza di GD): tali analisi sono oggetto del capitolo seguente.

¹¹ Dato inessenziale ai fini dell'analisi sui livelli minimi di cortocircuito.

4 Analisi legate alla potenza di cortocircuito

Nel presente capitolo sono date alcune determinazioni quantitative circa le criticità che la GD determina sulle reti MT con riferimento alla potenza di cortocircuito.

Nella prima parte del capitolo, si trattano le **variazioni rapide di tensione**, direttamente associabili alla potenza di cortocircuito: in maniera approssimata, si può infatti affermare che un nodo della rete è in grado di tollerare una presenza di GD tanto più elevata (senza avere variazioni rapide significative ai fini della qualità della tensione) quanto maggiore è la potenza di cortocircuito al nodo medesimo. Relativamente agli utenti passivi, le variazioni rapide sono associate ad alterazioni improvvise del carico (tipicamente inserzione di motori asincroni) che accadono di frequente nelle installazioni industriali. Per quanto riguarda i generatori, le variazioni rapide sono associabili ai transitori di inserzione in parallelo e disconnessione. Nel caso di generatori rotanti connessi alla rete senza interposizione di convertitori statici, tali transitori avvengono potenzialmente alla messa in parallelo, e con maggior probabilità in caso di distacco repentino durante l'erogazione di una potenza significativa; nel caso di generatori connessi alla rete per mezzo di inverter (fattispecie prevalente per la GD che sta interessando il sistema italiano), il transitorio significativo a questi fini è costituito solo dal distacco repentino, in quanto alla messa in parallelo non si hanno fenomeni di rilievo.

Nella seconda parte del capitolo, si affronta poi il problema dell'**incremento delle correnti di cortocircuito** dovuto alla presenza della GD. In questo caso, il limite alla possibilità di installare GD è (cautelativamente) associabile a ciascuna rete, e viene raggiunto allorché la complessiva GD installata porta la corrente di cortocircuito (fornita in maniera prevalente dalla rete a monte, in maniera minore dalla GD stessa) a superare i limiti di tenuta elettromeccanica delle apparecchiature e dei componenti.

4.1 Variazioni rapide di tensione

4.1.1 Metodologia

Lo studio dei limiti alla potenza installabile dovuti alle variazioni rapide di tensione ha come scopo la determinazione della massima generazione connettibile ad un nodo della rete, in modo da causare una variazione rapida di tensione nel nodo stesso non superiore a un valore definito.

In particolare, alcuni criteri di connessione stabiliti dai Distributori assumono come limite il 4% della tensione nominale, traendolo dalla norma europea che stabilisce le caratteristiche della tensione fornita dalle reti di distribuzione (EN 50160¹²). Si precisa fin da ora che tale valore è inserito a titolo puramente indicativo nella norma suddetta, che reca anche il valore del 6% (questo problema sarà ripreso alla fine del capitolo).

Le analisi condotte hanno quindi investigato anche i limiti conseguenti a variazioni rapide di tensione pari al 6% della nominale.

Al fine di determinare tale variazione transitoria è necessario considerare che, per la definizione stessa di variazione rapida, la ΔU_{rapida} si ottiene come differenza tra le seguenti tensioni:

$$\Delta U_{rapida} = U_{post} - U_{pre} \quad 4.1$$

dove:

- U_{post} è la tensione nel punto della rete in esame dopo l'insorgere del disturbo;
- U_{pre} è la tensione nel punto della rete in esame prima dell'insorgere del disturbo.

Le indagini condotte nello studio precedentemente compiuto sulle variazioni rapide di tensione, dovute a incrementi repentini del carico, erano state basate su valutazioni dell'impedenza a monte del nodo in esame.

Infatti, per le variazioni rapide dovute a incrementi di carico è stato possibile impiegare un metodo semplificato, basato sulla formula della caduta di tensione industriale:

$$\Delta U_{rapida} = R_{cc} \cdot \Delta P + X_{cc} \cdot \Delta Q \quad 4.2$$

¹² Si tratta della Norma Europea EN 50160: "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems."

dove:

- R_{cc} è la resistenza di cortocircuito vista dal nodo in esame [p.u.];
- X_{cc} è la reattanza di cortocircuito vista dal nodo in esame [p.u.];
- ΔP è la potenza attiva assorbita dal carico in esame e dai carichi a valle di esso (positiva), oppure generata in quel nodo e nei nodi a valle (negativa) [p.u.];
- ΔQ è la potenza reattiva assorbita dal carico in esame e dai carichi a valle di esso (positiva), oppure generata in quel nodo e nei nodi a valle (negativa) [p.u.].

Poiché le analisi qui condotte sono finalizzate a valutare l'impatto sulla rete di prese/rilasci repentini di carico attivo¹³, le semplificazioni che hanno condotto alla formula 4.2 non sono più accettabili. Pertanto, in questo rapporto, per la valutazione quantitativa di entrambi i valori di tensione (U_{pre} ed U_{post}) è stato effettuato un calcolo di load flow sull'intera rete di distribuzione MT in esame¹⁴.

4.1.2 Parametri rilevanti ai fini della potenza installabile per variazioni rapide di tensione

In termini generali l'entità delle variazioni rapide di tensione in un nodo della rete è funzione:

- della distanza elettrica¹⁵ del nodo in esame dalle sbarre MT;
- della variazione di potenza assorbita in rete (entità e collocazione).

La distanza elettrica ha un forte impatto sulla quantità di potenza installabile in un nodo affinché non vengano violati i limiti sulle variazioni rapide di tensione. Infatti, un aumento della distanza elettrica corrisponde ad una riduzione della GD installabile. Essendo le variazioni rapide di tensione basate sulla variazione della potenza, assorbita o generata, ed essendo la potenza reattiva generata nulla, secondo l'espressione 4.2, la reattanza di cortocircuito non influenza le variazioni rapide di tensione.

La resistenza elettrica ha invece un contributo consistente sulla GD installabile: per valori di resistenza di cortocircuito trascurabili, la potenza installabile tende ad infinito; all'aumentare di questi, invece, la potenza installabile diminuisce fino ad annullarsi.

¹³ Come premesso, si assume che le macchine di generazione operino a fattore di potenza unitario, in congruenza con i vincoli imposti dalla Norma CEI 11-20.

¹⁴ Di fatto, sono stati impiegati i soli parametri elettrotecnici della rete; il calcolo di load flow è stato basato su un carico fittizio.

¹⁵ Per distanza elettrica si intende l'impedenza tra il nodo considerato e la sbarra di cabina primaria.

Si consideri, a titolo esemplificativo, il feeder rappresentato in Figura 4.1: il colore con cui è rappresentato ciascun nodo corrisponde al livello di tensione a cui esso si porta secondo la scala cromatica riportata, nella figura stessa, in basso a destra. Supponendo di installare un generatore nel nodo 68, è possibile osservare che, al variare della resistenza e della reattanza a monte del nodo stesso, si ha, nel primo caso una forte variazione della quantità di potenza installabile in accordo con le variazioni rapide di tensione (Figura 4.2), nel secondo caso invece la GD installabile non subisce variazioni consistenti (Figura 4.3).

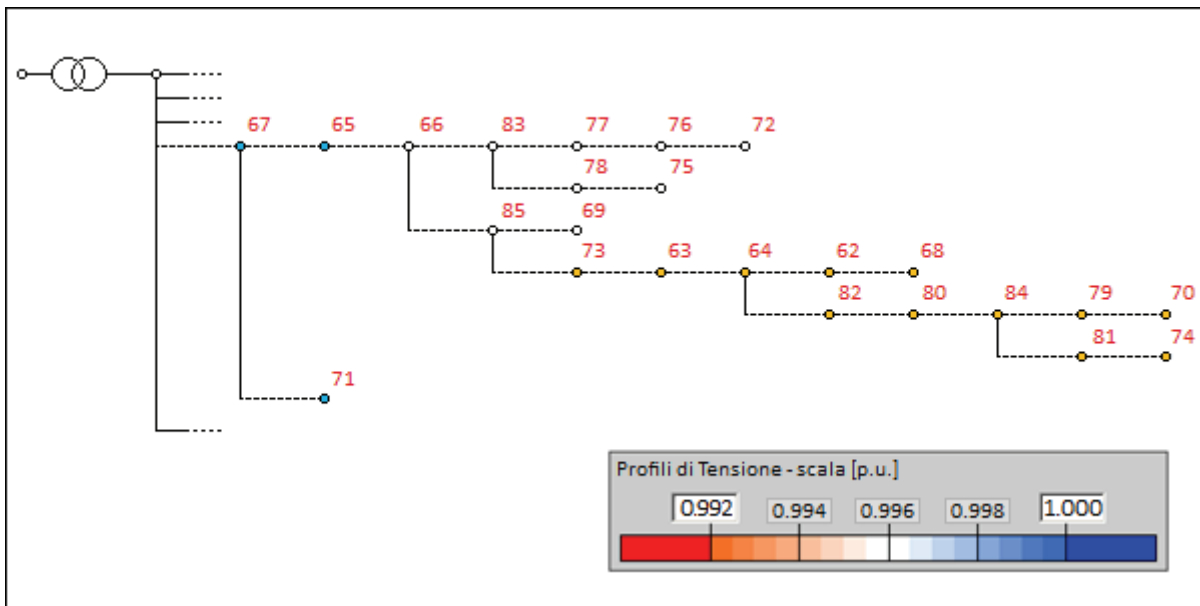


Figura 4.1. Profili di tensione di un feeder di una rete del campione nel caso base a pieno carico (no GD).

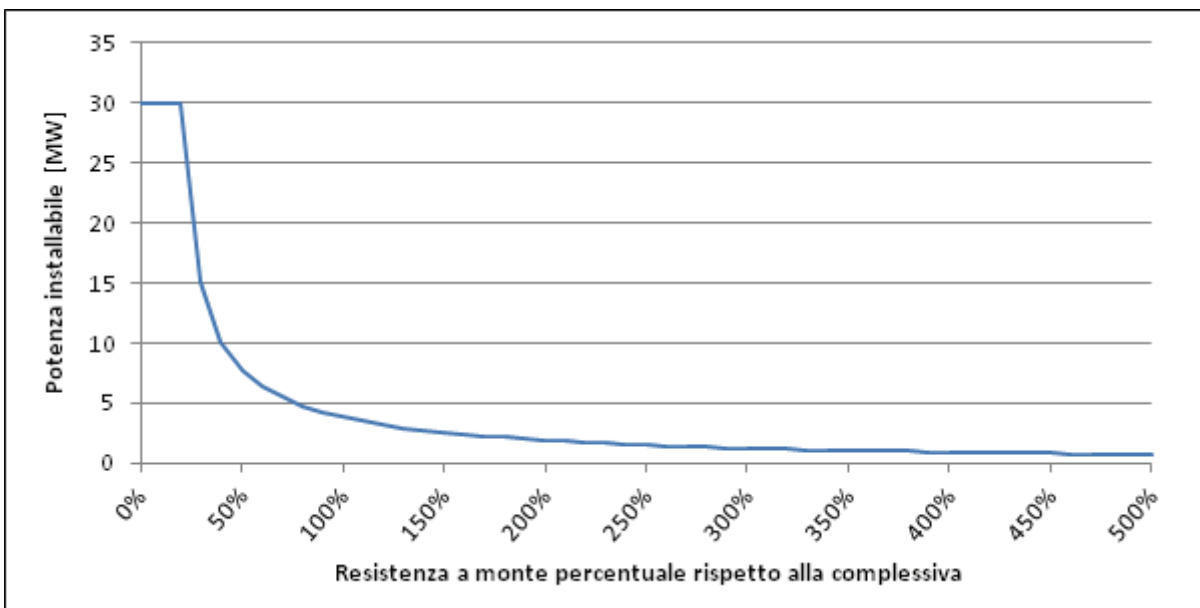


Figura 4.2. Potenza installabile per variazioni rapide in un nodo di un feeder di una rete del campione a pieno carico al variare della resistenza a monte del nodo.

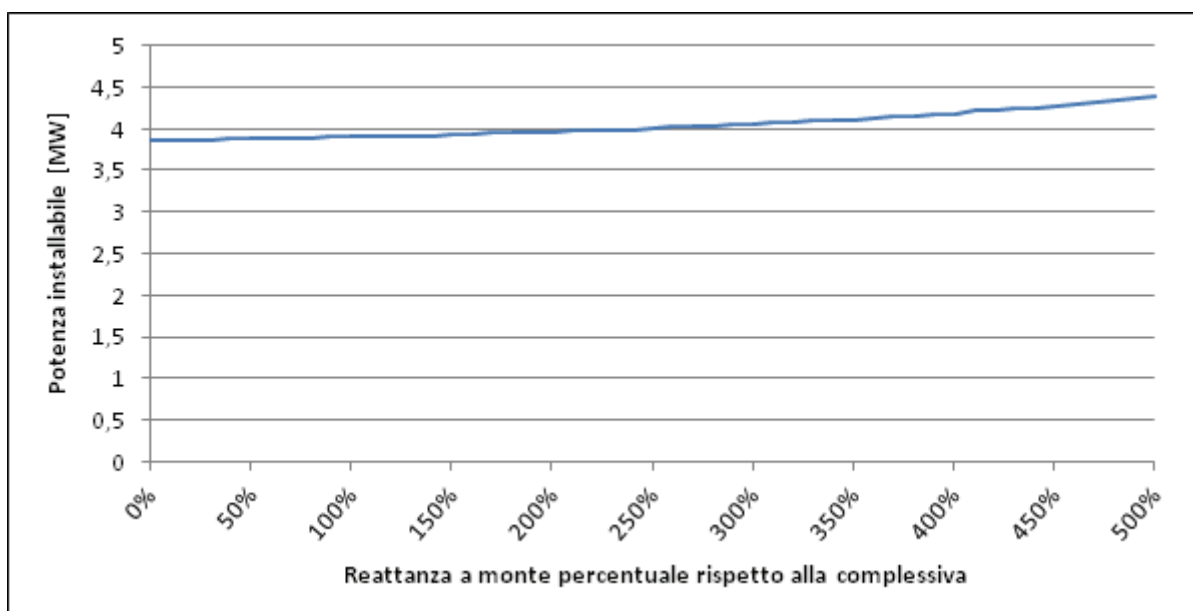


Figura 4.3. Potenza installabile per variazioni rapide in un nodo di un feeder di una rete del campione a pieno carico al variare della reattanza a monte del nodo.

Il lieve aumento di potenza installabile in accordo con variazioni rapide di tensione evidenziato dalla Figura 4.3 è dovuto al fatto che la (4.2) è comunque un'espressione semplificata che non considera il legame, modesto, tra reattanza e potenza attiva¹⁶.

4.1.3 Risultati

Dall'analisi della Figura 4.4, relativa alla potenza installabile in accordo con le variazioni rapide di tensione limitate al 4%, è osservabile che approssimativamente il 31% dei nodi del campione presentano una quantità di GD connettibile (compatibilmente con questo vincolo specifico) superiore ai 10 MW. Tali nodi corrispondono, nel campione in analisi, alle sbarre poste in prossimità della cabina primaria (ad una ridotta distanza elettrica). I nodi distribuiti lungo i vari feeder presentano invece dei limiti di potenza installabile ripartiti sull'intero arco di potenze tra 0,5 e 10 MW, con una maggiore densità in prossimità delle taglie da 2 a 2,5 MW.

¹⁶ Inoltre essa non può mettere in evidenza i minimi effetti che le perdite, attive e reattive, hanno sul fenomeno delle variazioni rapide, variando lievemente la potenza installabile da carico minimo a carico massimo.

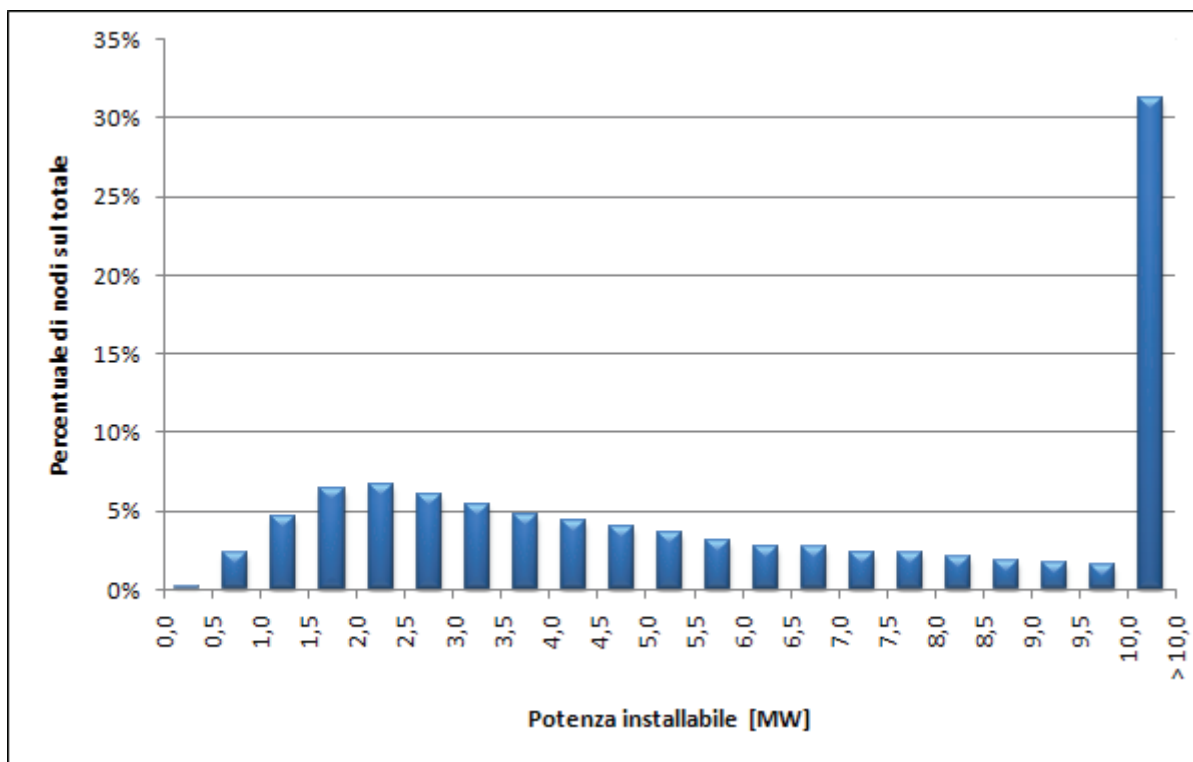


Figura 4.4. Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (4%) pari al valore indicato in ascissa.

Per meglio quantificare la limitazione della potenza installabile al fine di contenere le **variazioni rapide di tensione entro il 4%**, si rappresenta in Figura 4.5 la curva cumulata dei risultati calcolati, mettendo in evidenza la progressiva riduzione della percentuale del numero di nodi del campione compatibili con l'installazione (nodale) della generazione indicata in ascissa. Dall'analisi dei risultati riportati appare chiaramente come il valore indicativo per le variazioni rapide di tensione, riportato nella EN 50160, risulti sensibilmente limitante in termini di generazione massima installabile nei vari nodi del campione di reti (a titolo indicativo si evidenzia come un generatore di taglia pari a 2 MW risulti non compatibile con circa il 20% dei nodi analizzati, percentuale che sale oltre il 25% per taglie di 3 MW).

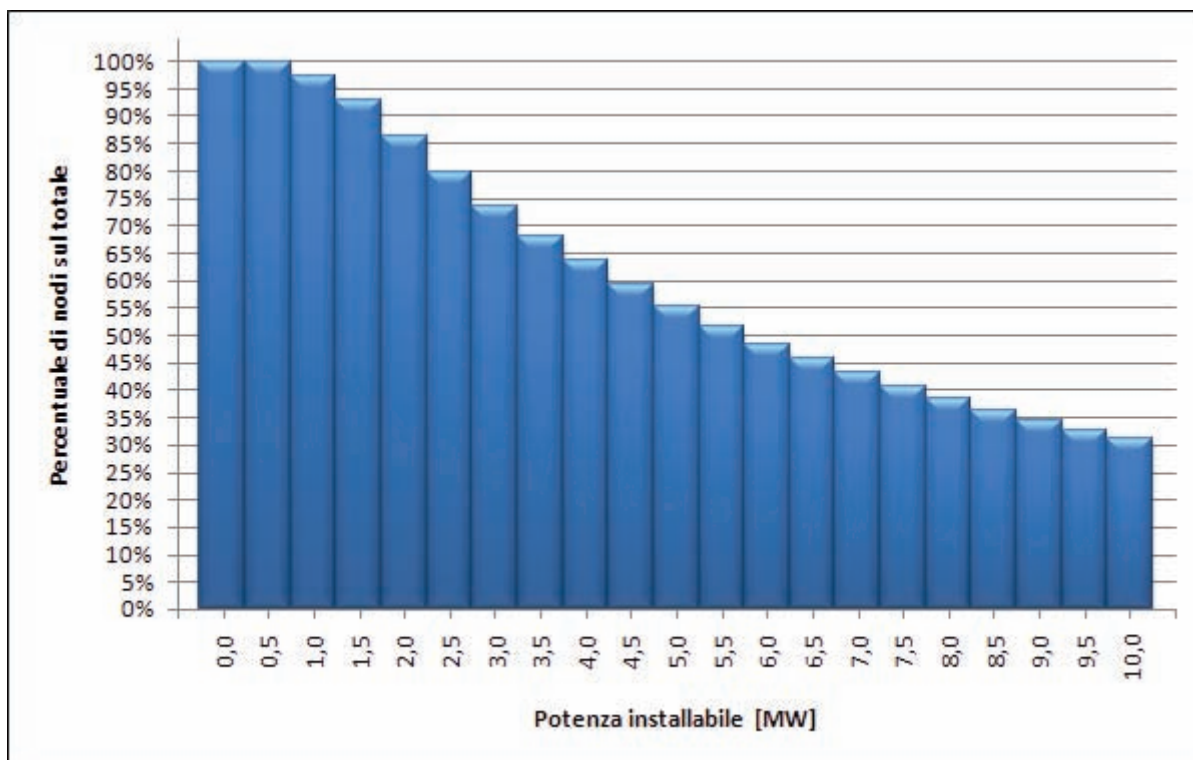


Figura 4.5. Diagramma cumulato della percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (4%) pari al valore indicato in ascissa.

Adottando invece per le **variazioni rapide di tensione un limite pari al 6%**, Figura 4.6, si può osservare che approssimativamente più del 45% dei nodi del campione presenta una quantità di GD connettibile (compatibilmente con questo vincolo specifico) superiore ai 10 MW, che corrispondono sempre alle sbarre poste in prossimità della cabina primaria (a distanza elettrica ridotta). I nodi distribuiti lungo i vari feeder presentano invece dei limiti di potenza installabile ripartiti sull'intero arco di potenze tra 0,5 e 10 MW, con una maggiore densità in prossimità delle taglie da 2,5 a 3,5 MW.

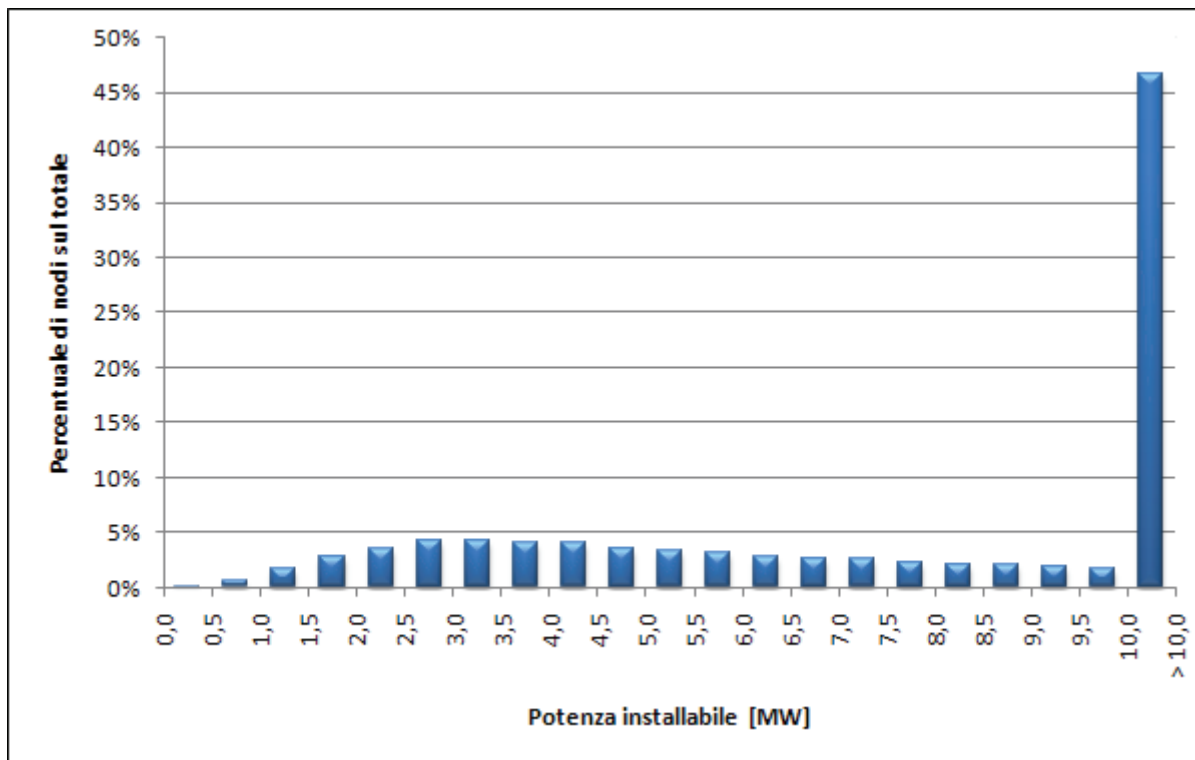


Figura 4.6. Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (6%) pari al valore indicato in ascissa.

Anche in questo caso è utile la curva cumulata dei risultati ottenuti (Figura 4.7).

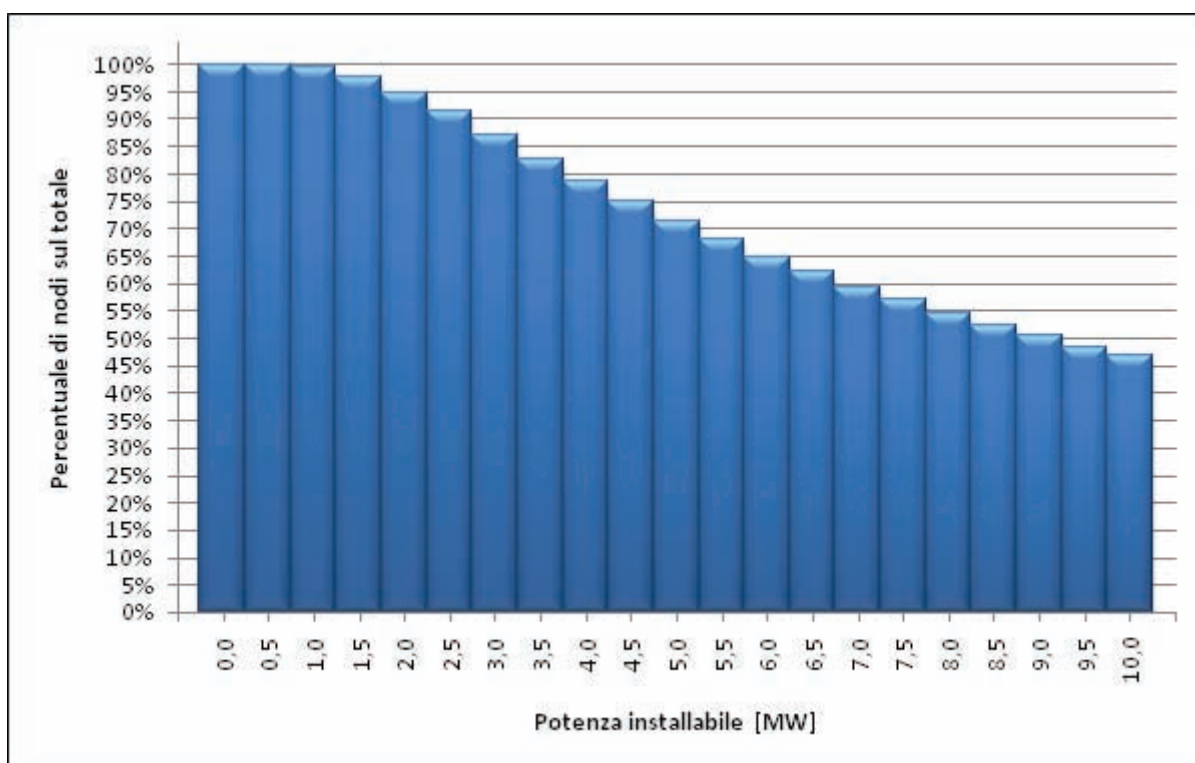


Figura 4.7. Diagramma cumulato della percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (6%) pari al valore indicato in ascissa.

Le curve rappresentate in Figura 4.5 e in Figura 4.7 evidenziano chiaramente come l'indicazione del 6% (riportata nella EN 50160 relativamente alle variazioni rapide di tensione), risulti meno limitante in termini di generazione massima installabile nei vari nodi del campione di reti disponibile; a titolo indicativo si evidenzia come un generatore di taglia pari a 2 MW risulta non compatibile con circa il 5% dei nodi analizzati, percentuale che resta inferiore al 15% per taglie di 3 MW e invece supera il 20% per generazioni installate tra i 4 e 4,5 MW.

4.1.4 Conclusioni

La potenza installabile, in accordo con le variazioni rapide di tensione, è funzione in modo prevalente della resistenza a monte del nodo d'installazione¹⁷, mentre è solo in via trascurabile influenzata dal carico installato in rete, dal setpoint del trasformatore di CP, e dalla reattanza di cortocircuito (dal momento che viene iniettata in rete solo potenza attiva). La criticità di tale vincolo è inoltre, come espresso in precedenza, maggiormente rilevante a **fondo linea** (cresce al crescere della distanza elettrica dalla sbarra MT in CP).

Come rilevabile dai grafici precedenti, i limiti alla potenza installabile riferiti a variazioni rapide di tensione differenti comportano diverse limitazioni alla potenza nodale iniettabile, a seconda che si impieghi un valore **del 4%** o **del 6%**. Più in generale, è opportuno considerare con attenzione le informazioni contenute nella EN 50160, di cui si riporta un breve stralcio.

Ampiezza delle variazioni rapide della tensione

Le variazioni rapide della tensione sono principalmente causate sia da variazioni di carico negli impianti utilizzatori, sia da manovre nel sistema. In condizioni normali di esercizio una variazione rapida della tensione generalmente non supera il 4% di U_c , ma una variazione fino al 6% di U_c con una breve durata può aver luogo alcune volte al giorno in talune circostanze.

Come risulta dal testo della Norma¹⁸, i valori del 4 o del 6% non sono da intendere come vincolanti, ma come descrittivi di situazioni che generalmente accadono. Dato che l'evento per cui un generatore può condurre a una variazione rapida di tensione può aver luogo (nell'ipotesi peggiore) "alcune volte al giorno, in talune circostanze", si ritiene più appropriata l'analisi condotta assumendo un limite del 6%.

¹⁷ Sempre nell'ipotesi di che la GD inietti a fattore di potenza unitario, come previsto attualmente dalle norme.

¹⁸ Dove con U_c si indica la tensione dichiarata, che in Italia coincide di fatto con la tensione nominale delle reti MT.

4.2 Incremento delle correnti di cortocircuito

4.2.1 Metodologia

Nel campione in analisi, il livello di potenza di cortocircuito risulta molto variabile: dalle centinaia di MVA presso le sbarre primarie, fino alla decina di MVA sui tratti terminali delle linee. Considerazioni quantitative possono essere svolte premettendo alcune informazioni circa le taglie e le tipologie tipiche dei trasformatori che alimentano le sbarre MT (16 – 25 – 40 MVA¹⁹).

Sui livelli di tensione maggiormente diffusi sulla rete nazionale, detti trasformatori portano a correnti di cortocircuito che non superano mai la decina di kA²⁰. A questo valore di corrente di cortocircuito corrisponde un predeterminato livello di tenuta elettromeccanica, che è una caratteristica peculiare delle infrastrutture, ovvero della rete e delle apparecchiature connesse alla rete medesima. L'avvenuta standardizzazione dei livelli di tenuta elettromeccanica (tipicamente 12,5 kA) è tale da dover considerare questo limite come un vincolo strutturale delle reti di media tensione in Italia. In altre parole, è al di fuori di questo studio la possibilità di provvedere a una sostituzione sistematica di tutte le apparecchiature, al fine di incrementare il potere di apertura degli apparecchi di manovra, e installare quindi crescenti capacità di generazione diffusa.

Infatti, la presenza di impianti di produzione connessi alla rete MT, in particolare di impianti collegati alla rete senza l'interposizione di convertitori statici, determina un **innalzamento delle correnti di cortocircuito** (rispetto al caso di rete puramente passiva). Il limite alla potenza connettibile alle reti risulta quindi dato dal **margin**e esistente tra i livelli attuali di cortocircuito sulle reti e il livello di 12,5 kA sopraccitato²¹.

I limiti alla corrente di cortocircuito sono un reale vincolo alla installazione di GD sulle reti di distribuzione: infatti, la connessione di un nuovo impianto di produzione alla rete elettrica deve essere preceduta dalla valutazione della **corrente di cortocircuito complessivamente risultante**, al fine di verificare il rispetto delle **caratteristiche elettromeccaniche dei componenti esistenti**²². A queste indagini è dedicato il successivo paragrafo 4.2.2.

¹⁹ In un solo caso, nel campione in esame, ricorre la taglia da 63 MVA.

²⁰ Le reti dei contesti urbani possono presentare correnti di cortocircuito maggiori (16 kA; 20 kA) cui corrispondono taglie maggiori delle macchine (fino a 100 MVA).

²¹ In realtà, rispetto a questo livello strutturale, è necessario assumere dei margini cautelativi, per tenere conto della presenza di motori nonché di ulteriori fattori (incertezza dei parametri, ecc).

²² Tale valutazione risulta maggiormente rilevante nel caso di GD connessa alla rete senza interposizione di convertitori statici.

In fase di connessione, è inoltre necessario verificare che il contributo di corrente sulle linee elettriche fornito dalla GD non sia tale da provocare l'intervento intempestivo delle protezioni di massima corrente poste sulle partenze delle medesime linee.

Questa situazione, esemplificata nella Figura 6.7, è discussa nel successivo paragrafo 6.2.3, dove sono affrontate altre problematiche relative ai sistemi di protezione.

In caso di esito negativo di queste verifiche, occorre adottare accorgimenti impiantistici che consentano il rispetto delle condizioni di corretto funzionamento del sistema elettrico di distribuzione in caso di guasto. A titolo di esempio, potrebbe essere necessario adeguare le infrastrutture e i dispositivi di rete o, alternativamente, utilizzare un diverso punto di connessione alla rete, oppure ancora interporre opportune reattanze tra l'impianto di produzione e la rete al fine di limitare il contributo del predetto impianto alla corrente di cortocircuito complessiva²³.

In generale, con riferimento alla problematica relativa all'incremento della corrente di cortocircuito, la massima potenza di generazione che è possibile connettere è maggiore per quei nodi della rete distanti dalla cabina primaria e, soprattutto, in caso di connessione su linee aeree (le linee in cavo infatti hanno una impedenza più bassa delle linee aeree). La situazione più critica si ha invece nel caso di connessione di impianti di produzione direttamente alla sbarra MT di cabina primaria.

4.2.2 Risultati

L'analisi effettuata sul campione di reti in esame intende individuare la potenza installabile in rete al fine di evitare il superamento della tenuta elettromeccanica dei componenti installati in rete, considerata pari a 12,5 kA. La tensione nominale della rete viene **ipotizzata pari a 15 kV**, ponendosi quindi in condizioni cautelative rispetto alle porzioni di rete a 20 kV ed ipotizzando trascurabili le eccezioni dovute alle porzioni a tensione minore di 15 kV.

Si considerano trasformatori di cabina primaria aventi potenza nominale pari a 16, 25 e 40 MVA e tensione di cortocircuito pari, rispettivamente, al 13%, 14,5% e 15,5% della tensione nominale (assunti come parametri standard commerciali, comunemente adottati dai costruttori per questa tipologia di macchine). Si applica inoltre una maggiorazione del 20% alla corrente di

²³ Quest'ultimo provvedimento è da riferirsi essenzialmente alle eventuali macchine rotanti connesse alla rete senza interposizione di sistemi di conversione.

cortocircuito calcolata per tenere conto del contributo dei motori e di altre possibili imprecisioni nei calcoli²⁴.

Si assume infine, per semplicità e a favore della sicurezza, che l'apporto alla corrente di cortocircuito da parte della GD sia applicato direttamente alle sbarre di cabina primaria, così da poterne quantificare immediatamente il valore.

Adottando tali ipotesi è possibile determinare le correnti di cortocircuito, e il margine disponibile rispetto al limite massimo di 12,5 kA, come indicato in Tabella 4.1.

A_n [MVA]	V_{cc} [%]	V_n [kV]	I_{cc} [kA]	I_{ccm} [kA]	I_{cu} [kA]	Margine I_{cc_GD} [kA]
16	13	15	4,74	5,69	12,5	6,82
25	14,5	15	6,64	7,96	12,5	4,54
40	15,5	15	9,93	11,92	12,5	0,58

Tabella 4.1. Valutazione del margine di corrente di cortocircuito disponibile per la GD al fine di non superare la tenuta in cortocircuito dei componenti in rete.

dove:

- A_n è la potenza nominale del trasformatore di cabina primaria AT/MT [MVA];
- V_{cc} è la tensione di cortocircuito del trasformatore AT/MT in p.u. rispetto alla nominale;
- V_n è la tensione nominale del trasformatore [kV];
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito alle sbarre MT del trasformatore dovuta al contributo della rete AT [kA];
- I_{ccm} è la medesima corrente di cortocircuito maggiorata del 20%;
- I_{cu} è la tenuta dei componenti [kA];
- *Margine I_{cc_GD}* è la differenza tra la tenuta dei componenti e la corrente di cortocircuito determinata dalla rete AT. Rappresenta la quantità di corrente di cortocircuito che può fornire la generazione installata in rete [kA].

Il contributo della rete AT alle correnti di cortocircuito è riportato nella colonna I_{cc} della Tabella 4.1, la GD può dunque fornire, senza causare un superamento della tenuta dei componenti, una corrente pari a:

$$\text{Margine } I_{cc_GD} = I_{cu} - I_{cc}$$

Si ritiene comunque opportuno considerare, congiuntamente a tale margine, anche il vincolo indotto sulla GD dal massimo livello di utilizzo possibile per il trasformatore.

²⁴ Valore previsto dalla Norma CEI 0-16.

Nel sistema elettrico nazionale, la grande maggioranza degli impianti di GD²⁵ risulta connessa alla rete tramite convertitori statici, caratterizzati da correnti di cortocircuito limitate nell'ordine di $1,5 \div 2$ volte rispetto alla loro corrente nominale. Adottando, cautelativamente, un fattore 2 fra la corrente nominale e quella di guasto, la quantità di GD installabile risulta dalla colonna A_n della successiva Tabella 4.2²⁶:

A_n	Margine I_n	Margine A_n	GD al limite termico del trasformatore	Vincolo più critico
16	3,41	88,53	12,8	12,8
25	2,27	58,93	20,0	20,0
40	0,29	7,54	32,0	7,54

Tabella 4.2. Valutazione della totale GD installabile senza superare la tenuta in cortocircuito dei componenti in rete, nell'assunzione di GD connessa tramite convertitori statici.

dove:

- *Margine I_n* è la quantità di corrente erogabile dalla generazione supponendone la corrente nominale pari al 50% della corrente di cortocircuito. È quindi possibile installare una quantità di generazione avente tale corrente nominale [kA];
- *Margine A_n* è la quantità di generazione installabile al fine di non superare la tenuta dei componenti [MVA];
- *Limite termico del trasformatore* è la quantità limite di generazione installabile al fine di non determinare un'inversione di flusso verso la rete AT superiore al 60% della potenza nominale del trasformatore AT/MT. Si suppone che le utenze assorbano una quantità massima di potenza pari al 20% della nominale del trasformatore (minimo carico) cosicché la potenza erogabile dalla GD sia l'80% della potenza nominale del trasformatore [MVA];
- *Vincolo più critico* è il limite più stringente tra il limite relativo all'inversione di flusso ed il limite relativo alle correnti di cortocircuito [MVA].

²⁵ Alla luce dei sistemi di incentivazione vigente, è ipotizzabile perlopiù l'installazione di generatori connessi alle reti per mezzo di convertitori statici.

²⁶ Si sottolinea come, in relazione ai vincoli legati alla corrente di corto circuito, le limitazioni alla GD installabile in rete vengono espresse in MVA in ragione della loro dipendenza dalla potenza di cortocircuito nodale, dalla taglia dei trasformatori e dei convertitori statici, parametri riferiti in termine di potenza apparente. Tale indicazione è da considerarsi come eccezione rispetto agli altri vincoli tecnici, quantificati in termini di potenza attiva massima della GD. In ragione delle regole di connessione oggi in vigore, CEI 11-20, la distinzione fra le due classi di vincoli è puramente formale, essendo la generazione su reti a tensione minore vincolata alla produzione di sola potenza attiva.

Assumendo che il trasformatore di CP possa essere caricato al massimo al 60% della propria potenza nominale (in controflusso), la massima generazione installabile in rete tale da non determinarne il sovraccarico è pari all'80% della sua potenza nominale (*limite termico del trasformatore*).

Tale valore è stato ottenuto come differenza fra la condizione in cui il trasformatore stia erogando verso la rete MT –passiva– una potenza pari al 20% della propria taglia (percentuale convenzionale per il minimo carico notturno), e la condizione in cui la GD comporti una iniezione tale da bilanciare il carico dell'intera rete e induca (come detto) un controflusso nel trasformatore pari al 60% della potenza nominale A_n .

Dai risultati riportati in Tabella 4.2 emerge come, solo in caso di trasformatori di CP di taglia elevata (40 MVA), la quantità massima di generazione installabile in rete è inferiore al limite di GD relativo al vincolo termico del trasformatore. In ogni caso, la quantità di potenza connettabile in rete si attesta sempre a valori molto consistenti (superiori ai 7 MVA).

Qualora si ripetano le stesse analisi con riferimento a generatori rotanti connessi senza il tramite di convertitori statici, si riscontrano i valori di cui alla successiva Tabella 4.3.

A_n	Margine I_n	Margine A_n	GD al limite termico del trasformatore	Vincolo più critico
16	2,27	59,02	12,8	12,8
25	1,51	39,28	20,0	20,0
40	0,19	5,02	32,0	5,02

Tabella 4.3. Valutazione della totale GD installabile senza superare la tenuta in cortocircuito dei componenti in rete; nell'assunzione di GD connessa senza convertitori statici.

In questo caso, *Margine I_n* è la quantità di corrente erogabile dalla generazione, supponendone la corrente nominale pari al 30% della corrente di cortocircuito²⁷.

Anche in questo caso, tranne che per trasformatori di CP di taglia elevata (40 MVA), la quantità massima di generazione installabile in rete è inferiore al limite relativo al vincolo termico del trasformatore: ora, la quantità di potenza connettabile in reti alimentate da trasformatori da 40 MVA si attesta a valori di poco superiori ai 5 MVA.

²⁷ A tale valore si giunge ipotizzando che il generatore rotante abbia una reattanza subtransitoria pari a 0,2 p.u., e che le linee interne all'impianto utente, nonché il trasformatore elevatore, offrano un'ulteriore impedenza complessiva dell'ordine di 0,1 – 0,15 p.u.

4.2.3 Conclusioni

I vincoli legati all'incremento nella corrente di cortocircuito dovuti alla presenza di GD sono stati quantificati in funzione del **potere di interruzione** degli apparecchi di manovra attualmente installati sulle reti MT, a partire dai valori delle correnti di guasto assunte come limitate dalla sola reattanza dei trasformatori in CP.

Ne consegue un margine teorico di incremento delle correnti di guasto, dai valori attuali (rete passiva) a quelli in presenza di GD. Tale margine risulta funzione della modalità di connessione alla rete della GD stessa (connessione diretta di macchine rotanti o tramite inverter). E' utile sottolineare che il vincolo relativo alla corrente di cortocircuito è da ascrivere alla complessiva rete. In altre parole, la limitazione è da intendersi alla totale GD che è possibile sottendere a ciascun trasformatore AT/MT, senza ulteriori vincoli sulla posizione specifica in cui i vari generatori possano trovarsi.

Le analisi eseguite hanno evidenziato dei limiti poco vincolanti, dimostrando come per le macchine con taglie da 16 e da 25 MVA sia più stringente il limite legato alla potenza nominale del trasformatore (limite di carico in controflusso) piuttosto che all'incremento delle correnti di guasto (limite che, in ogni caso, è superiore a 12 MVA).

Viceversa, le sollecitazioni dovute al cortocircuito divengono vincolanti in caso di trasformatore di grande taglia (40 MVA e oltre); in tali casi, il limite di GD installabile risulta comunque molto elevato (superiore ai 5÷7 MVA).

Una possibile indicazione, utile per i nuovi sviluppi di rete, potrebbe consistere quindi nell'opportunità di adottare macchine con taglia da 16 e da 25 MVA, sia in relazione alla suddetta possibilità di alleggerire i vincoli sulle correnti di cortocircuito, sia in relazione a considerazioni più generali di affidabilità e qualità del servizio. Infatti, poiché le perturbazioni dovute a guasti e/o disservizi di ciascun trasformatore hanno conseguenze limitate all'utenza sottesa al trasformatore stesso, l'adozione di macchine di taglia maggiore estenderebbe il numero dei nodi (utenti) disturbati²⁸. L'indicazione risulta peraltro in accordo con quanto già attuato dalle imprese di distribuzione, almeno per quanto desumibile dal campione di dati disponibile. Infatti, in tale campione, la percentuale di trasformatori AT/MT di taglia superiore a 25 MVA è circa pari al 15% (vedi Tabella 3.2).

²⁸ Si pensi al caso, evidente, dei buchi di tensione.

5 Procedura per la determinazione delle curve di carico

5.1 Generalità

Le analisi sin qui svolte sono state condotte senza considerare il reale punto di funzionamento delle reti, in termini di correnti di regime fluenti nei conduttori, e di tensioni nodali.

I successivi studi, oggetto dei capitoli 6 e 7, sono volti a discutere (e, ove possibile, a quantificare) le criticità associate:

- ai sistemi di protezione e automazione di rete (criticità a loro volta legate all'inversione dei flussi di potenza sulla sezione AT/MT e sulle linee),
- ai limiti termici dei conduttori,
- alle variazioni lente di tensione.

A differenza delle analisi precedenti, questi studi sono fortemente dipendenti dalla modellizzazione dei carichi sulla rete; risulta quindi necessario stimare (pure in modo approssimato) la domanda di carico di ciascuna utenza, simulando le diverse condizioni di lavoro che si possono presentare in un anno di funzionamento. Per valutare il comportamento della rete elettrica di distribuzione durante il suo normale esercizio è cioè necessario individuare la curva di carico che rappresenta l'andamento della richiesta di potenza nel tempo. In questo modo è possibile effettuare analisi e considerazioni non solo su un sistema statico (cioè rappresentato unicamente dalla topologia, dai parametri elettrotecnici e dai dati nominali dei carichi), bensì su un sistema modellizzato nei suoi diversi stati operativi (evoluzione temporale del carico), così che i risultati siano quanto più vicini alla realtà.

5.2 Dati utilizzati

L'individuazione della curva di carico non è affatto agevole, date le numerose variabili che ne influenzano l'andamento, come ad esempio: la localizzazione geografica, le stagioni dell'anno o i giorni della settimana, il tipo di utenza considerata e i suoi consumi. Annualmente Terna è incaricata della pubblicazione dei "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia". Tra le nove sezioni in cui si articolano i "Dati Statistici" è presente anche quella relativa ai carichi orari, che analizza la

potenza oraria richiesta dalla rete italiana e ne riporta la curva cronologica e di durata²⁹. La Figura 5.1 riporta la curva di durata, in forma normalizzata, della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 2007, come disponibile secondo i dati statistici raccolti e pubblicati da Terna [www.terna.it].

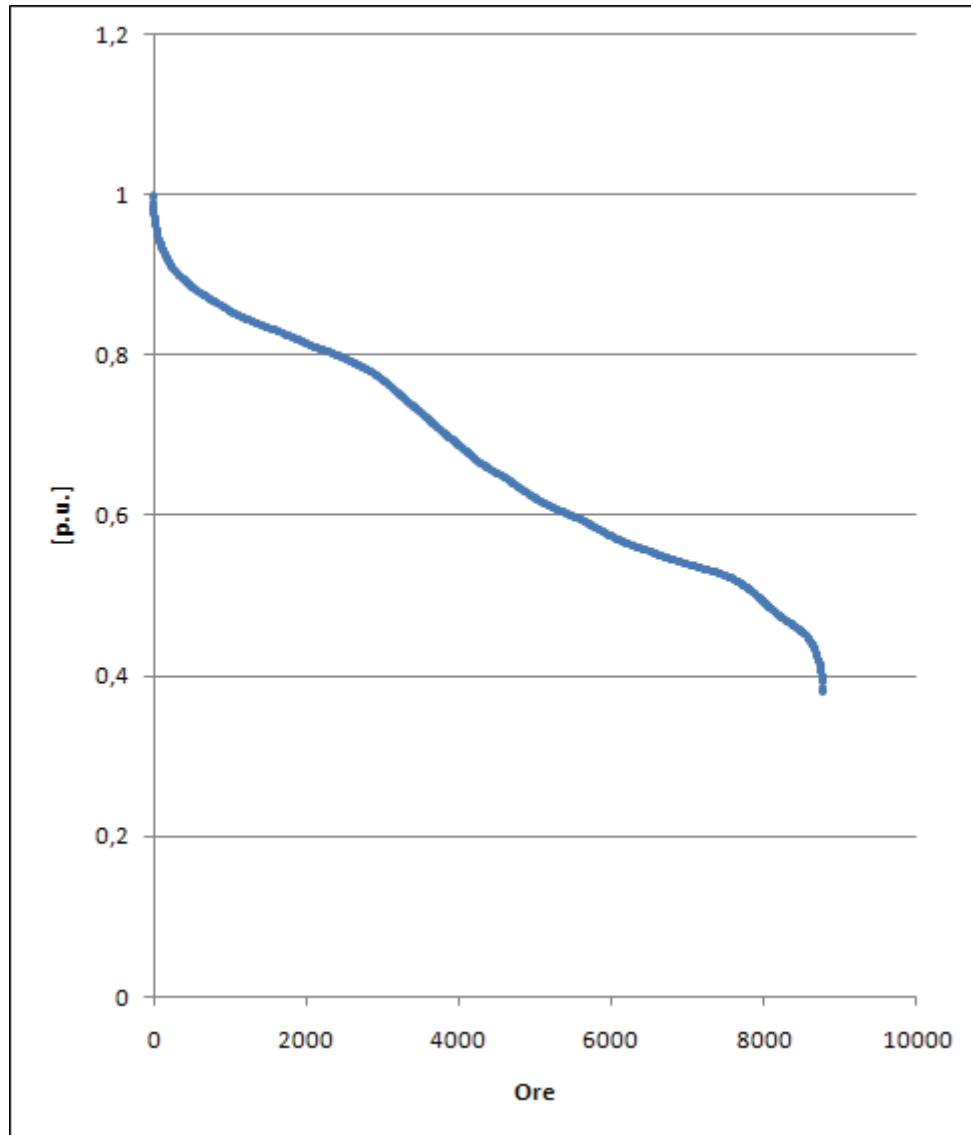


Figura 5.1. Curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 2007.

Nel presente studio l'attenzione è rivolta all'andamento temporale dei carichi sottesi alle sezioni di trasformazione AT/MT, cioè ai carichi in media e bassa tensione. Questo comporta la necessità di riconoscere ed estrarre dalla potenza oraria richiesta sul sistema nazionale la quota parte direttamente imputabile alle utenze MT e quella alle utenze BT.

²⁹ Nella curva di durata (detta anche "cumulata") del carico, ogni valore della scala delle ascisse rappresenta il numero di ore dell'anno in cui la potenza richiesta è stata uguale o superiore al corrispondente valore riportato in ordinata.

In particolare, si è scelto di stimare i consumi dei clienti finali in BT attraverso i dati di consumo previsti pubblicati da Acquirente Unico -AU- (fabbisogno di energia elettrica del mercato di maggior tutela e di salvaguardia, disponibili fino al 30 settembre 2007). Tali dati sono disponibili su base nazionale e per zona, e sono elaborati sulla base dei valori di consumo storici e tenendo conto delle variabili socioeconomiche e meteorologiche che influenzano i consumi elettrici. Facendo riferimento al periodo 1° luglio 2007 - 30 giugno 2008, si è assunto come stima del carico orario dei clienti BT in tale periodo il fabbisogno di energia elettrica di clienti del Mercato tutelato, fornito dall'AU.

A partire da tali valori si ricostruisce la curva di durata annua, espressa in forma normalizzata, del carico in BT (Figura 5.2 in verde)³⁰. Da tale curva si ricava, tramite il procedimento descritto più avanti, la curva di durata di un generico carico connesso alla rete di distribuzione in bassa tensione.

La curva di durata, in forma normalizzata, delle utenze in media e alta tensione si ricava dalla curva ottenuta sottraendo, in ordine cronologico, dal fabbisogno della totale rete nazionale fornito da Terna, il valore del carico BT ottenuto dalle previsioni dell'AU. La curva ottenuta è rappresentativa del comportamento tipico delle utenze in media e alta tensione. Ipotizzando che il profilo dei prelievi delle utenze AT sia simile a quello delle utenze in MT in quanto entrambe rappresentano, nella maggior parte dei casi, carichi industriali, la precedente curva normalizzata di durata (cfr. Figura 5.2, curva blu) rappresenta la variazione annua della potenza oraria richiesta da una generica utenza MT. Da tale curva si ricava, tramite il procedimento descritto più avanti, la curva di durata di un generico carico MT.

E' importante precisare che la procedura descritta è stata eseguita operando su dati "cronologicamente ordinati", così da tenere in considerazione i differenti profili di carico delle utenze BT ed MT; solo dopo aver definito le singole componenti di potenza richiesta, queste sono state trasformate nelle rispettive curve cumulate: "Curve normalizzate di durata della potenza oraria richiesta".

Le curve normalizzate di durata dei carichi BT ed MT appena determinate, rappresentano la migliore stima possibile in relazione ai dati ad oggi disponibili. Stime più accurate delle curve di carico possono essere ottenute, ovviamente, disponendo di dati misurati in campo.

³⁰ Si precisa che le approssimazioni introdotte, legate all'indisponibilità di dati misurati, non risultano inficiare la validità dello studio in quanto l'algoritmo non è finalizzato a determinare l'energia assorbita da ogni singola utenza, bensì a determinare il profilo di variazione del carico dalla condizione di picco a quella di ore vuote.

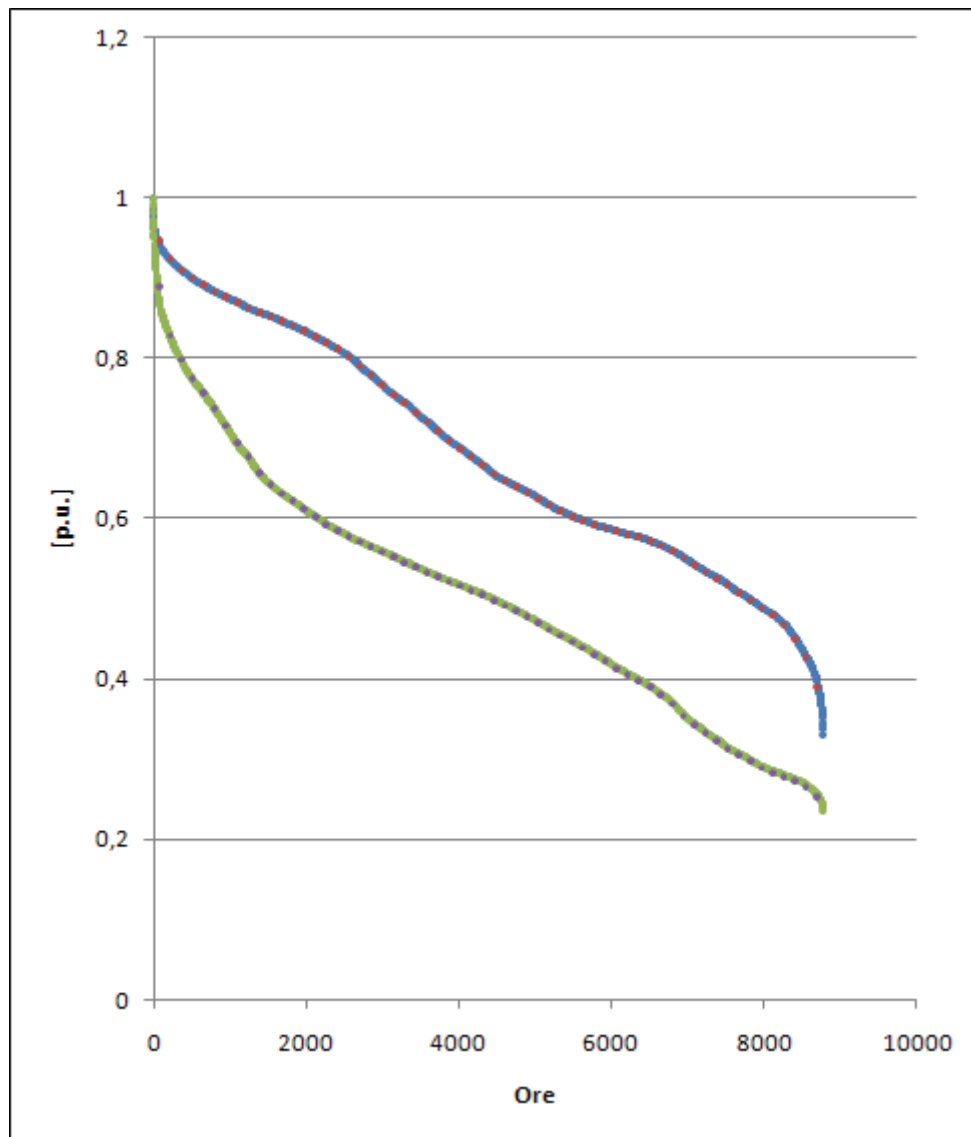


Figura 5.2 – Curve di carico (verde BT, blu MT)

Per semplificare le analisi di rete (in termini di onere computazionale), è risultato opportuno discretizzare le curve di durata in una serie limitata di punti. A tale fine si è scelto di adottare un'uguaglianza energetica, suddividendo le totali 8760 ore in 60 intervalli temporali, ognuno rappresentativo di 146 ore. Ad ogni intervallo è stato associato un valore equivalente che ha come ordinata la media delle potenze orarie richieste nelle 146 ore che compongono l'intervallo in esame:

$$Punto_discretizzato \left(73 + 146 \cdot n \ ; \ \sum_{j=n \cdot 146}^{n \cdot 146 + 145} P_j / 146 \right)$$

5.1

dove n è l'intervallo in esame e j è il punto dell'intervallo che si sta considerando.

In questo modo la curva discretizzata mantiene inalterate le informazioni energetiche della curva reale. Sempre in Figura 5.2 è mostrato il confronto tra le curve di carico reali (rappresentate con linee continue) e discretizzate (rappresentate con linee punteggiate, inscritte nelle precedenti), relative rispettivamente alla MT e alla BT. La discretizzazione approssima, in entrambi i casi, la curva reale in maniera molto fedele.

Definito il profilo di variazione dei carichi connessi alle reti di distribuzione, si è proseguito con la determinazione dei loro valori energetici. In particolare, il carico di una rete di distribuzione può essere definito come la somma istantanea della potenza richiesta da ciascun cliente e delle perdite che si determinano lungo la rete stessa. Per determinare la potenza circolante sulla rete è perciò necessario attribuire a ciascun carico un coefficiente k che è il prodotto dei fattori di carico, utilizzo e contemporaneità (che scaleranno la potenza disponibile, presente nel database, vedi Tabella 3.2).

In particolare si sceglie di differenziare gli utenti connessi in media tensione da quelli allacciati alla rete in bassa tensione, individuando per i primi un parametro k_{MT} (Clienti MT) e, per i secondi, un coefficiente $k_{MT/BT}$ (Trasformazioni Secondarie): tali termini vengono definiti attraverso una procedura basata sulla comparazione fra i flussi di potenza circolanti nel campione disponibile e quelli inerenti all'intero sistema elettrico nazionale.

Tale procedura richiede come presupposto il calcolo dell'incidenza del campione di reti disponibili rispetto al totale nazionale, eseguito rispetto alla potenza di trasformazione in cabina primaria.

In particolare si stima³¹ in 102.677 MVA la totale potenza di trasformazione installata nelle CP del sistema elettrico italiano, e si calcola in 8367 MVA quella relativa al database analizzato, che, secondo tale criterio, risulta rappresentativo dell' 8,14% dell'intero campione nazionale:

$$\text{Grandezza\%campione} = \frac{\text{Potenza_di_trasformazione_campione_di_reti}}{\text{Potenza_di_trasformazione_rete_italiana}} \cdot 100 = \frac{8367[MVA]}{102677[MVA]} \cdot 100 = 8.14\%$$

Successivamente, si individuano i due coefficienti k_{MT} e k_{BT} da applicare rispettivamente a tutti i carichi in media e bassa tensione (cabine secondarie) di ciascuna rete del campione in modo tale che la percentuale appena trovata sia rispettata anche a livello energetico (ossia, in modo tale che l'energia circolante, nell'intero anno simulato, sul campione disponibile sia pari all' 8,14% della totale energia circolante nella rete di distribuzione nazionale).

In particolare, sono state implementate due distinte procedure, una per gli utenti in MT ed una per le trasformazioni secondarie MT/BT³².

³¹ Dati ricavati dal sito www.enel.it, assumendo di estendere la capacità di trasformazione AT/MT all'intero sistema nazionale.

5.2.1 Determinazione del coefficiente k_{MT}

L'energia annua assorbita dai clienti MT a livello nazionale è si assume pari a circa 140 TWh. A partire da tale dato si quantifica il coefficiente k_{MT} imponendo il rispetto del seguente bilancio energetico. Per ciascuna rete del campione disponibile l'energia annua assorbita dai carichi MT risulta pari a:

$$Energia_rete_{MT} = \sum_{intervallo_orarioj=1}^{60} k_{-MT} \cdot Potenza_carichi_{MT} \cdot curva_oraria_{intervallo_orarioj}^{MT} \quad 5.2$$

Sommando il contributo energetico di tutte le reti del campione disponibile è possibile confrontare tale valore con quello relativo alla totale energia annua del sistema MT nazionale; imponendo che il rapporto fra questi due termini sia pari all'8,14%, si ottiene un valore di k_{MT} pari a 0,54.

5.2.2 Determinazione del coefficiente $k_{MT/BT}$

L'energia annua relativa all'intero insieme di reti del sistema di distribuzione in BT pari a circa 105 TWh. Si calcola l'energia annua legata ai carichi in BT di ciascuna rete del campione come:

$$Energia_rete_{MT/BT} = \sum_{intervallo_orarioi=1}^{60} k_{MT/BT} \cdot Potenza_carichi_{MT/BT} \cdot curva_oraria_{intervallo_orarioi}^{BT} \quad 5.3$$

Si confronta la somma dei contributi energetici su ognuna delle reti del campione con la totale energia annua del sistema BT nazionale: imponendo l'uguaglianza fra i due termini si ottiene $k_{MT/BT}=0,22$.

5.2.3 Determinazione del grado di utilizzo del trasformatore AT/MT in CP

Applicando ad ogni carico MT e BT del campione disponibile i coefficienti di scalamento precedentemente calcolati (k_{MT} e $k_{MT/BT}$), si ricava la condizione di picco di carico per ogni rete, e,

³² Maggiori dettagli sono disponibili in: "Power flows in the Italian distribution electric system with dispersed generation", M. Delfanti, M. Merlo, M. Pozzi, V. Olivieri, M. Gallanti, proceedings of CIRED 2009 Conference.

tramite le curve di carico discretizzate (Tabella 3.2), si ricostruiscono anche 60 differenti condizioni di esercizio della rete rappresentativa ognuna di un intervallo temporale pari a 146 ore.

Focalizzando l'attenzione sulla condizione di picco di carico, è possibile confrontare la potenza richiesta dai carichi con la taglia nominale del trasformatore, ossia è necessario verificare che la potenza richiesta dai carichi sia compatibile con la taglia dei trasformatori, tenendo conto delle usuali prassi di esercizio delle imprese di distribuzione. A tal fine è stato calcolato il tasso di utilizzo (al picco di carico) del trasformatore in CP (τ) (Figura 5.3.) per ciascuna delle 318 reti.

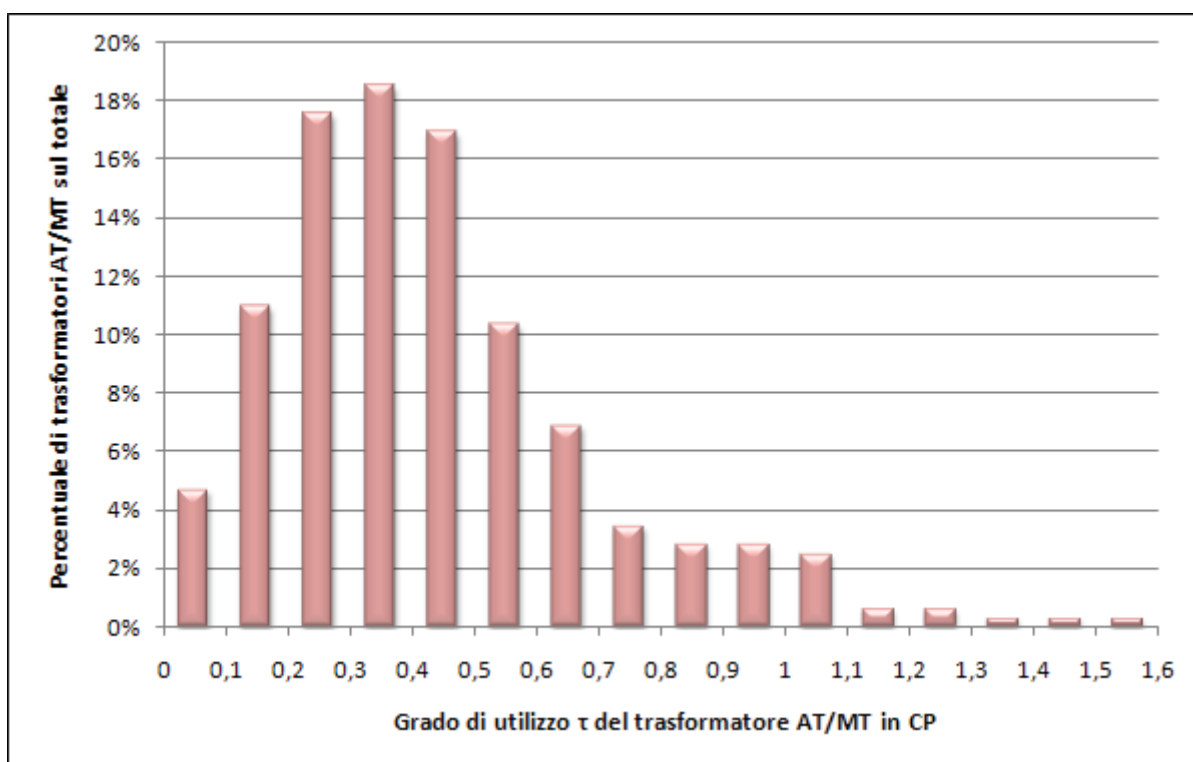


Figura 5.3. Grado di utilizzo del trasformatore in CP per ciascuna rete del campione senza l'introduzione di ipotesi sui massimi valori raggiungibili.

La procedura di “equivalenza energetica” adottata porta inevitabilmente ad una certa approssimazione legata all'impossibilità di descrivere correttamente alcune reti atipiche, rispetto al comportamento medio dell'intero campione (atipiche per numero di utenti MT e/o BT o per potenza assorbita dagli utenti stessi); ne consegue una casistica (ridotta) di configurazioni in cui il trasformatore presenta un grado di utilizzo non ritenuto aderente alle prassi comunemente adottate ($\tau > 0,9$). Per tali reti si manifesta l'esigenza di una ulteriore riduzione delle potenze assorbite dai

carichi, volta a riportare il livello di utilizzo del trasformatore entro un limite massimo ritenuto verosimile/ragionevole³³.

In tali reti si viene così a quantificare una **coppia di coefficienti** di riscaldamento del carico, e si determina, con questi nuovi valori, l'energia circolante nelle reti del campione (sul lasso temporale di un intero anno). In ragione del sovra-scalamento delle reti che presentavano un grado di utilizzo del trasformatore troppo elevato, nasce un deficit di energia complessivamente circolante nel totale delle reti del database; tale deficit viene colmato ridistribuendo tale energia sulla parte di reti che non presentano violazioni. Al termine della procedura sviluppata si ottiene, per ogni rete del campione, il tasso di utilizzo del trasformatore rappresentato in Figura 5.4.

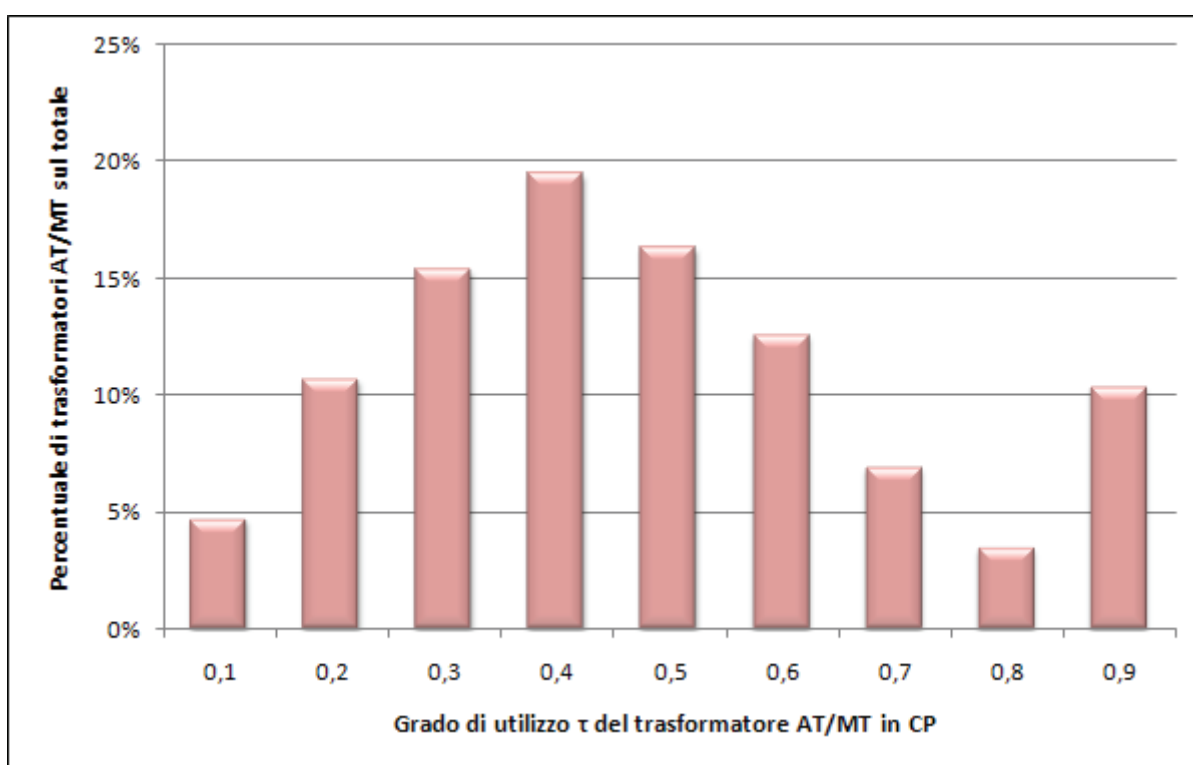


Figura 5.4. Grado di utilizzo del trasformatore in CP per ciascuna rete del campione con limite massimo a 0,9.

L'esito principale della procedura consiste nell'individuazione del **valore puntuale della potenza assorbita da ogni nodo di carico** (sia esso un utente MT o una trasformazione secondaria MT/BT) per **ognuno dei 60 intervalli temporali** in cui si è discretizzato l'anno solare scelto come base temporale di riferimento per le analisi. Tali valori puntuali sono impiegabili nei calcoli di load flow funzionali alle analisi di cui ai capitoli seguenti.

³³ Dall'analisi di Figura 5.3 si riconosce chiaramente come la grande maggioranza delle reti elaborate presenti un grado di utilizzo del trasformatore compreso entro il 50÷60 % della propria potenza nominale, ritrovando correttamente in tale intervallo la comune prassi di esercizio delle società di distribuzione; ai fini del presente studio sono state ritenute non verosimili quelle casistiche in cui il trasformatore presenta un grado di utilizzo maggiore del 90%.

6 Problemi legati alle protezioni, all'automazione di rete e all'isola indesiderata

6.1 Generalità

La presenza della GD può introdurre delle criticità circa le protezioni di rete, sia con riferimento alle normali situazioni di regime, sia con riferimento alle situazioni di guasto.

Nel **normale funzionamento** della rete, le correnti dovute all'immissione di potenza da parte della GD non devono superare la soglia di intervento delle protezioni da sovracorrente; tale soglia di intervento (regolazione) è direttamente correlata con la portata dei conduttori, che fissa un limite all'utilizzo dei conduttori medesimi, oltre il quale essi sarebbero sottoposti a sollecitazioni termiche tali da causarne un precoce invecchiamento. In **caso di guasto** (in particolare di guasto polifase³⁴) è invece necessario tenere conto delle soglie di cortocircuito delle protezioni medesime, poste a inizio linea, in cabina primaria. Le criticità legate a entrambi questi aspetti sono studiate nel paragrafo 6.2.

Per quanto attiene al corretto funzionamento dell'automazione di rete, nonché all'eventuale formazione di isole indesiderate, non sono sempre possibili analisi di tipo direttamente quantitativo. Infatti, le modalità di automazione della rete sono fortemente dipendenti dalle scelte operate dai singoli distributori; inoltre, l'automazione delle reti è tutt'ora in fase di attuazione sul territorio nazionale, essendo legata anche alle modalità di esercizio delle singole reti. Per esempio, è ancora in corso di completamento la transizione da neutro isolato a neutro compensato, con gradi di avanzamento diversi per le varie imprese di distribuzione.

A livello generale, è possibile affermare che le criticità di questo tipo si manifestano con **crescente incidenza** sulle reti (e sulle linee) interessate da un maggiore numero di ore annue in cui si verifica **inversione di flusso**.

Sulla base di questa considerazione, una prima stima del livello di incidenza di tali problematiche può essere effettuata verificando in quali condizioni, e con quali percentuali (sul tempo) si avrebbe tale inversione di flusso; in questo studio si è indagata, con qualche conclusione quantitativa, pur di massima, l'inversione dei flussi sull'interfaccia AT/MT (vedi paragrafo 6.3).

³⁴ Nel seguito dello studio, ci si riferisce a un guasto trifase franco, evento che (nelle reti in esame) mette in gioco le sovracorrenti di maggiore entità.

6.2 Problemi legati alle protezioni

Al fine di contestualizzare la problematica, è necessario dare una veloce panoramica dei sistemi di protezione sulle reti di media tensione. Concentrando l'attenzione sulle protezioni da sovracorrente di fase, si considerano essenzialmente le protezioni di massima corrente, poste al principio di ciascuna linea di media tensione, ovvero alle sbarre di cabina primaria.

La modalità di gestione e le strategie di protezione sono assai semplici: infatti ciascuna linea di media tensione è equipaggiata con un relè di massima corrente a più soglie, finalizzato all'eliminazione, più rapida possibile, dei cortocircuiti che si verificano sulla linea medesima. A titolo esemplificativo si riportano le regolazioni più comunemente diffuse di queste protezioni di massima corrente di fase.

Nel caso più semplice, esiste una prima soglia regolata con ritardo (0,5 s), nonché una seconda soglia istantanea. La prima soglia (ritardata) è destinata alla protezione di massima corrente a regime del cavo, ossia al rispetto del limite termico "a regime" delle varie dorsali della rete di distribuzione, parametro più volte citato nella Delibera AEEG 160/06. La seconda soglia ha invece il ruolo di protezione dal cortocircuito.

Un elevato livello di penetrazione della GD potrebbe comportare la necessità di una eventuale revisione, o adeguamento, del sistema di protezione e delle relative regolazioni utilizzate nelle cabine primarie: tali apparati non sono infatti in grado di distinguere il verso della corrente che le medesime rilevano al fine della loro attivazione.

6.2.1 Portate a regime e limiti di transito

La potenza installabile per limiti di transito su una linea è determinabile come la quantità di generazione connettibile in un nodo della rete, in accordo con i vincoli relativi alle sollecitazioni termiche nei conduttori. Difatti, qualora le correnti eccedano la portata dei conduttori, ne causano un precoce degrado tale da comprometterne l'affidabilità. La massima corrente che può circolare in ciascun tratto di rete è ritenuta **pari a 250 A**, valore assunto cautelativamente come regolazione standard delle protezioni da sovracorrente in MT. Non si è considerata l'effettiva portata dei conduttori, in quanto, essendo funzione della loro sezione, del tipo d'isolamento e della posa, tale parametro risulta di volta in volta diverso, e pertanto di difficile determinazione sull'intero

campione di reti³⁵. Benché per i tratti laterali (che si diramano dalla dorsale) la portata potrebbe essere inferiore, per semplicità la si assume comunque pari a 250 A³⁶.

Prima della trattazione, è opportuno riportare alcuni parametri rilevanti ai fini della potenza installabile per limiti di transito. In particolare, la corrente assorbita (o immessa) da una generica utenza della rete è pari a:

$$I = \frac{|P + jQ|}{U}$$

6.1

dove:

- I è la corrente assorbita nel nodo considerato [p.u.];
- P è la potenza attiva assorbita nel nodo considerato [p.u.];
- Q è la potenza reattiva assorbita dal nodo considerato [p.u.];
- U è la tensione di alimentazione del nodo considerato [p.u.].

La corrente assorbita, o immessa in rete in un nodo, è quindi funzione:

- della potenza prelevata, o iniettata in rete, dall'utenza e dalla GD connessa nel nodo in questione;
- della tensione a cui il nodo è sottoposto.

All'aumentare della potenza assorbita da un'utenza, la generazione installabile in tale nodo aumenta, in quanto per avere infrazione dei limiti di transito la GD installata deve causare inversione di flusso lungo la linea (Figura 6.1).

³⁵ Le portate più diffuse per i conduttori delle dorsali delle linee MT sono superiori al valore assunto; per esempio, ENEL Distribuzione, nella Guida alle connessioni, indica come portata di un cavo direttamente interrato da 185 mm² in Alluminio 360 A (324 A per cavi in tubo interrato); indica altresì 340 A e 255 A per i cavi aerei, rispettivamente da 150 e 95 mm².

³⁶ Nei casi (ritenuti poco probabili anche alla luce degli attuali schemi di incentivazione) di installazione di generatori di taglia molto rilevante su rami di rete di alimentanti carichi di piccola potenza (e quindi potenzialmente di sezione ridotta), si suppone che tali tratti di linea abbiano una lunghezza limitata, così da renderne praticabile la sostituzione in caso di necessità.

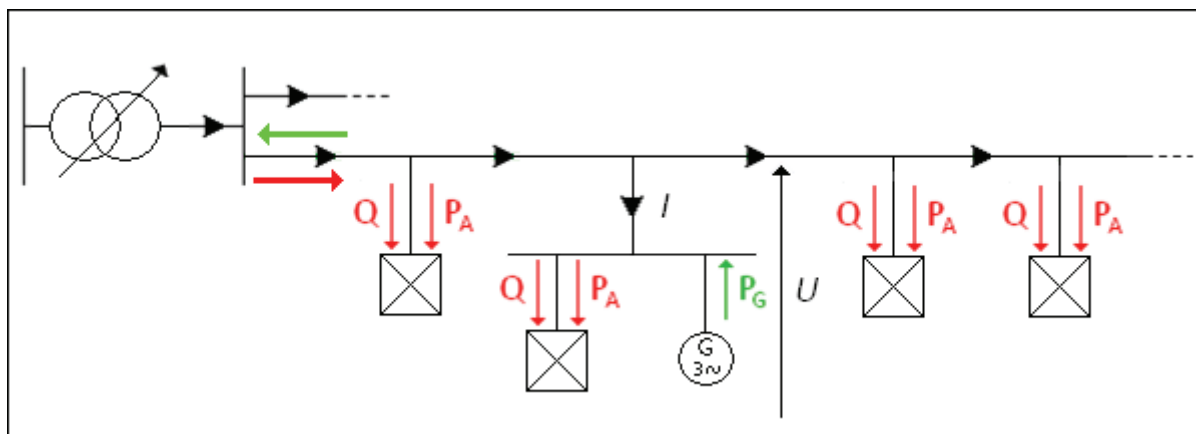


Figura 6.1. Se la generazione installata (P_G) è superiore rispetto alla potenza assorbita da un'utenza (P_A), nel nodo considerato, si ha inversione di flusso lungo la linea a monte (freccia verde), rispetto alle normali condizioni di funzionamento (freccia rossa).

All'aumentare della potenza assorbita nel nodo in esame vi è quindi anche l'incremento della potenza installabile necessaria al fine di compensare l'assorbimento delle utenze, ed in seguito a invertire il flusso lungo la linea. In accordo con quanto appena affermato la criticità dei limiti di transito è maggiormente avvertita a carico minimo (a rigore, ciò non accade sempre, è infatti necessario considerare anche il contributo della variazione di tensione al variare del carico in rete³⁷).

Fattore determinante per la quantità di generazione connettabile in un nodo della rete in accordo con i vincoli di transito è la tensione nominale della rete in esame (in quanto essa incide fortemente sul denominatore della 6.1). In particolare la GD installabile minima per ogni valore di tensione nominale è riportata nella tabella seguente.

³⁷ Tale contributo diviene determinante solo in nodi posti in tratti terminali di feeder aventi notevole impedenza di cortocircuito e nei quali il carico è molto contenuto. In questo caso infatti, al ridursi del carico la quantità di potenza compensabile dalla GD si riduce; tuttavia, il nodo d'installazione della generazione risulta anche essere ad una tensione superiore a quella che si avrebbe a carichi superiori, dando luogo, a pari transiti di potenza in rete, a correnti più contenute. Data l'elevata impedenza di cortocircuito del nodo in questione, questa condizione, che causa un aumento della potenza installabile, risulta più incidente di quanto non lo sia la riduzione di carico: pertanto la potenza installabile si rivela maggiore a carico minimo. La variazione di potenza installabile al variare della potenza assorbita dalle utenze della rete è comunque, in questi casi, molto contenuta.

<i>Tensione nominale [kV]</i>	<i>Percentuale di nodi del campione</i>	<i>Potenza installabile minima [MW]</i>
9	0,50%	3,74
10	3,47%	4,16
15	44,26%	6,24
20	50,55%	8,31
22	0,80%	9,15
23	0,42%	9,56

Tabella 6.1. Ripartizione percentuale dei nodi del campione e potenze installabili minime in accordo con i vincoli di transito in funzione della tensione nominale della rete.

Dalla Tabella 6.1 si deduce che i vincoli di transito non costituiscono, di fatto, un limite particolarmente stringente all'installabilità di GD in rete, essendo la potenza installabile minima generalmente elevata per ogni valore di tensione nominale, ed essendo livelli di tensione quali 9 e 10 kV poco diffusi nel campione di reti considerato³⁸.

A livello generale, l'installazione di generazione in un punto della rete conduce a un incremento sostanziale nei transiti tra il nodo di connessione e le sbarre MT. Le parti di linea non soggette a controflusso sono soggette invece ad una contenuta riduzione dei transiti di corrente, a seguito dell'innalzamento dei profili di tensione. Ovunque sia posto il nodo interessato dalla GD, la potenza installabile è quindi limitata, in primis, dal transito di corrente sul tratto di linea immediatamente a monte del nodo stesso. A conferma di quanto appena affermato si osservi il feeder riportato in Figura 6.2 funzionante a pieno carico (senza GD); per lo stesso feeder, la Figura 6.3 illustra il caso in cui venga connessa la massima potenza installabile nel nodo 131 in accordo con i vincoli relativi ai transiti di corrente (in figura i nodi bianchi rappresentano i nodi di carico quelli grigi semplici nodi smistamento).

³⁸ Peraltro, per tali livelli di tensione, l'assunzione di un valore di corrente di 250 A è eccessivamente cautelativa, e andrebbe riconsiderata avendo dati più specifici a disposizione.

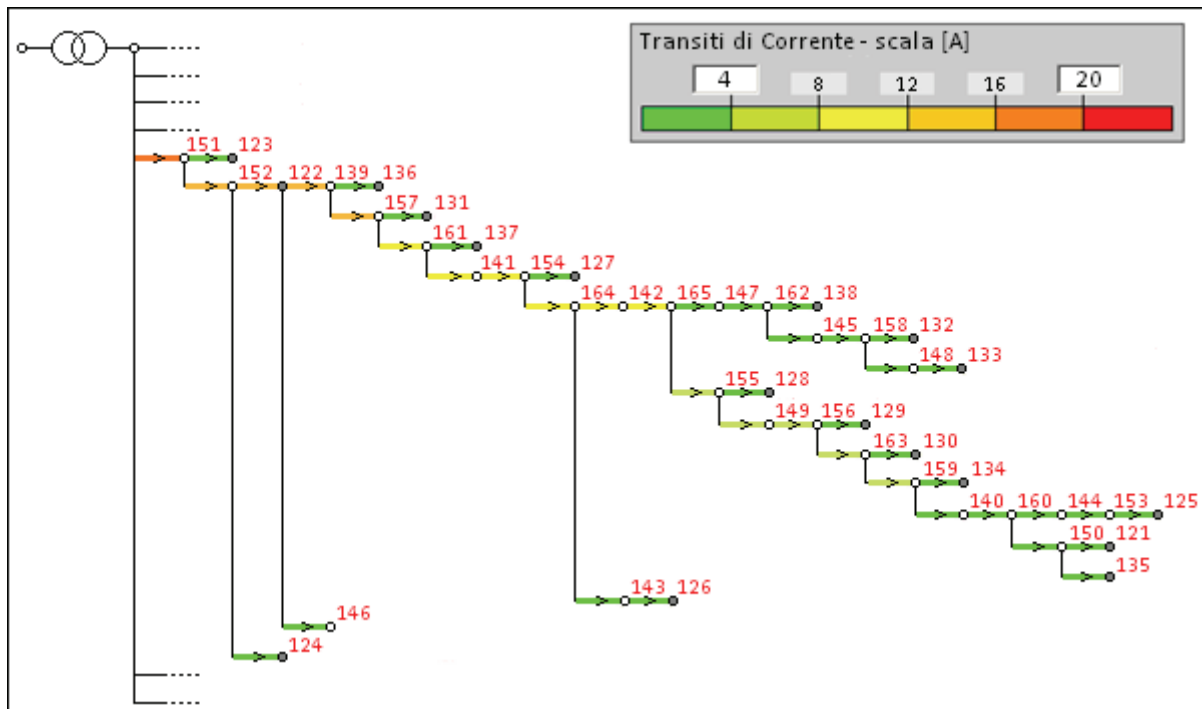


Figura 6.2. Transiti in assenza di GD su un feeder di una rete del campione a pieno carico.

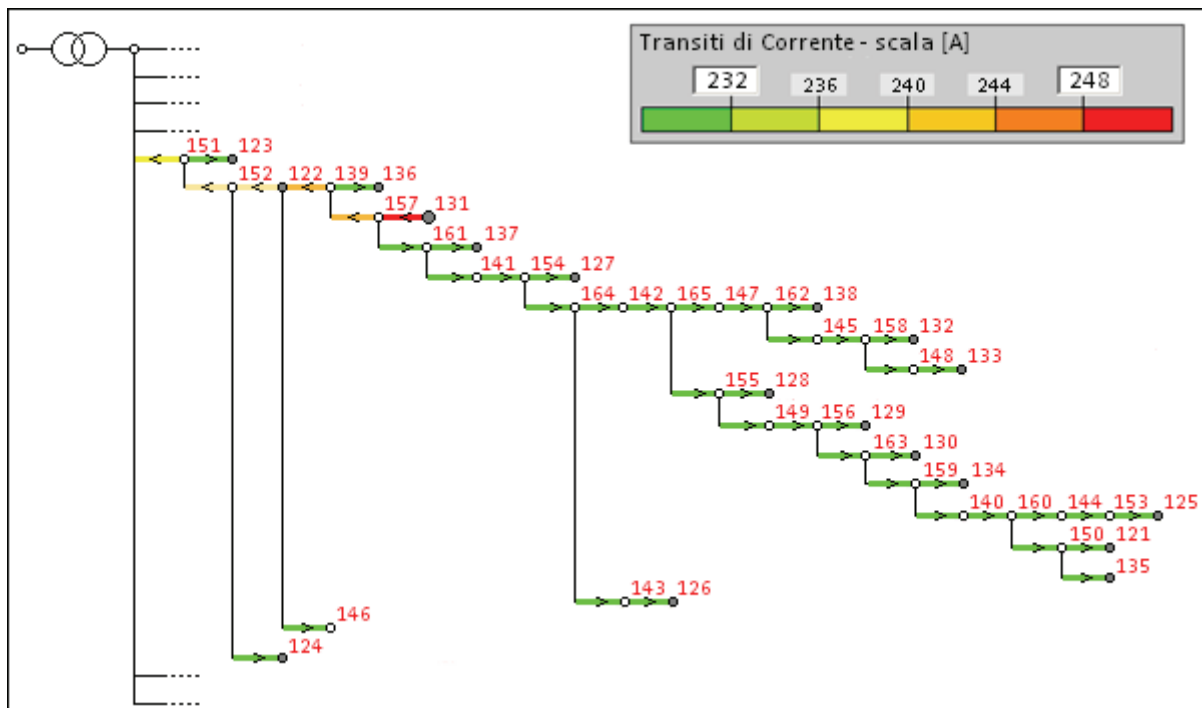


Figura 6.3. Transiti su un feeder di una rete del campione con generazione nel nodo 131 pari a 6,76 MW a pieno carico.

6.2.2 Risultati

Lo studio effettuato sul campione di reti in esame evidenzia che la GD installabile in accordo con i limiti di transito assume valori **significativamente distinti** a seconda della tensione nominale delle reti (essenzialmente, 15 o 20 kV).

La Figura 6.4 riporta i risultati relativi ai nodi del campione in forma percentuale evidenziando come, nella maggior parte dei casi, la quantità di generazione connettibile risulta compresa tra i 6,5 ed 10 MW. Tale figura riflette infatti la forte dipendenza della potenza installabile dalla distribuzione percentuale dei nodi del campione in base alla tensione nominale riportata nella Figura 6.5. Significativi, in proposito, i picchi tra i 6,5 e 7,5 MW e tra i 9 e 10 MW, dovuti rispettivamente ai nodi aventi tensione nominale pari a 15 e 20 kV. Tali picchi risultano posti in corrispondenza di valori di potenza lievemente più elevati rispetto a quella minima, per via dell'incremento di installabilità derivante dalla presenza di carico in rete e dall'innalzamento dei profili di tensione discusso precedentemente.

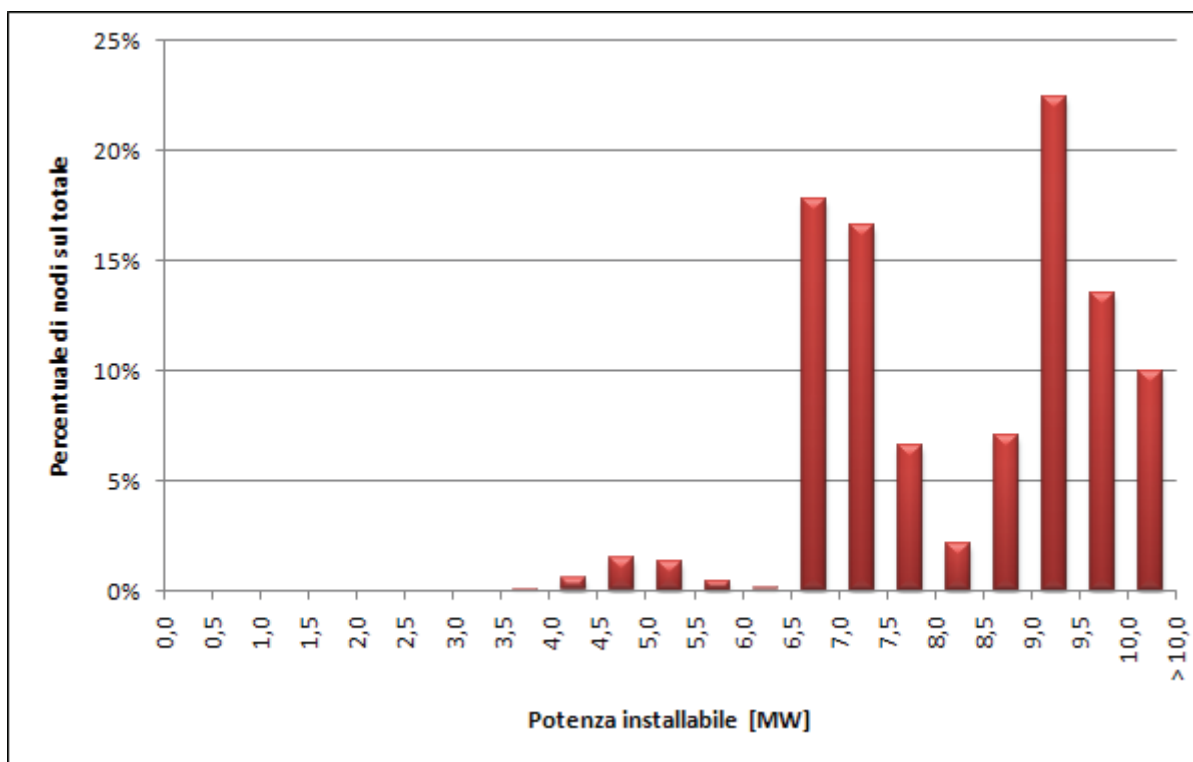


Figura 6.4. Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per limiti di transito pari al valore indicato in ascissa.

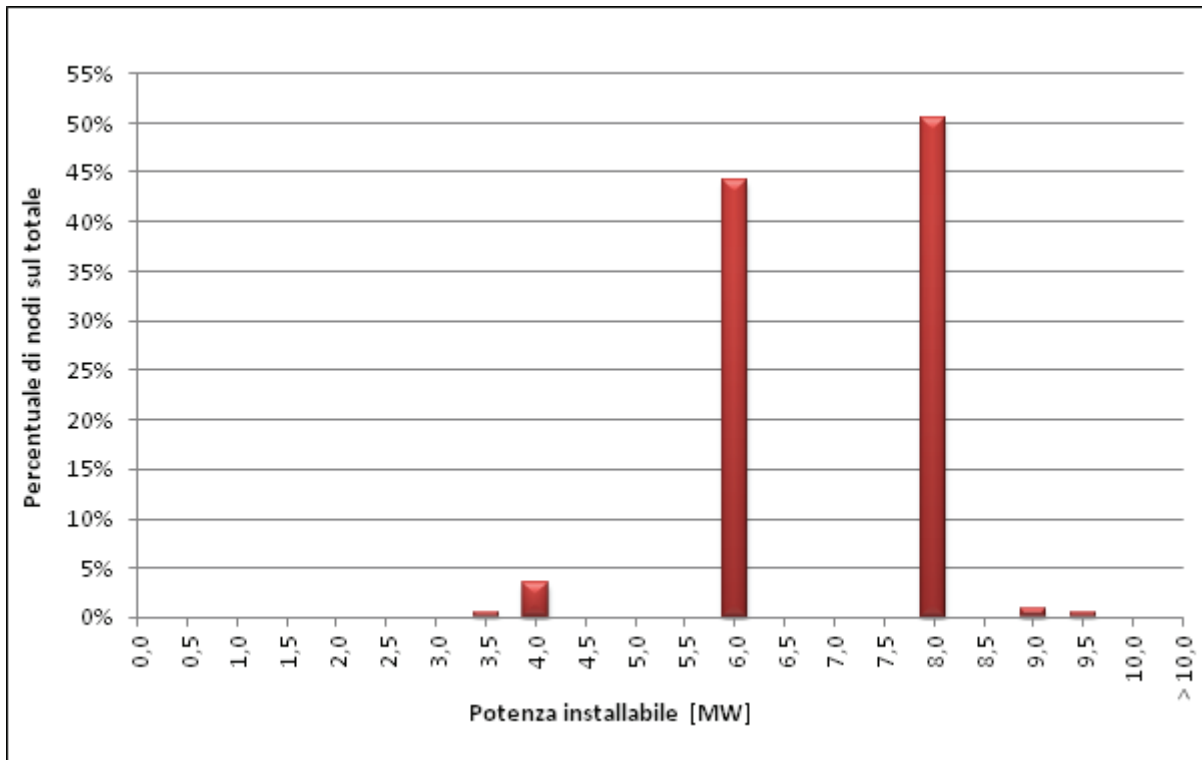


Figura 6.5. Potenza minima installabile per limiti di transito nei nodi del campione, in funzione della loro tensione nominale.

Il diagramma cumulato in Figura 6.6 conferma l'elevata quantità di GD installabile in accordo con i vincoli di transito nel campione di reti in esame.

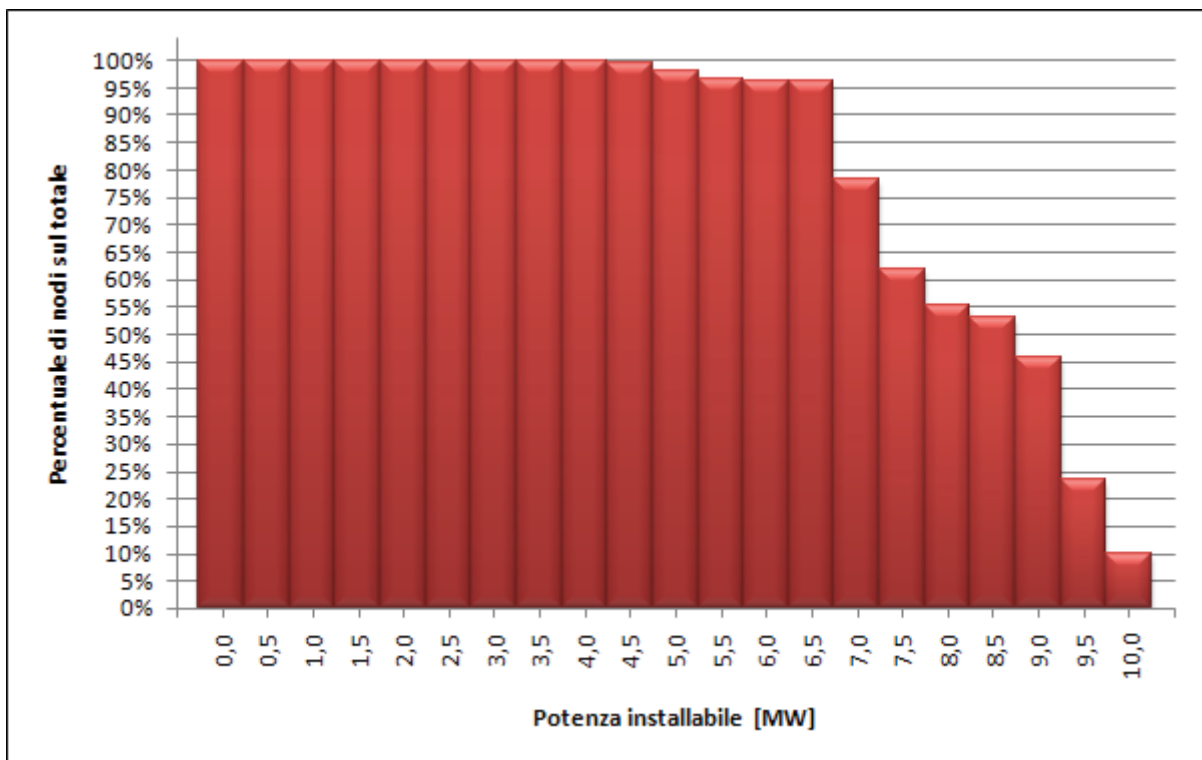


Figura 6.6. Diagramma cumulato della percentuale di nodi che presentano potenza installabile per limiti di transito pari al valore indicato in ascissa.

In particolare, si osserva come solo in una quantità trascurabile di nodi si possono connettere impianti di taglia inferiore ai 4 MW; nel 96% dei nodi del campione è inoltre possibile generare una potenza uguale, o inferiore, a 6,5 MW, senza violare i vincoli relativi ai transiti di corrente.

6.2.3 Protezioni da cortocircuito e limiti associati

In analogia a quanto dettagliato nel paragrafo 4.2 inerente alle limitazioni dovute all'incremento delle correnti di cortocircuito in presenza di GD sull'intera rete, vi è un secondo effetto da considerare, legato alle protezioni di massima corrente installate in cabina primaria, in corrispondenza della partenza di ogni singola linea. Tali protezioni saranno evidentemente influenzate dalla sola GD sottesa a quella singola linea.

Come dettagliato nel paragrafo precedente, le singole linee sono protette dai sovraccarichi tramite un relè di massima corrente, comunemente tarato a 250 A, mentre la protezione da cortocircuito prevede una soglia superiore, identificabile cautelativamente intorno ai 600 A³⁹. Il problema degli scatti intempestivi in cabina primaria per la presenza di GD lungo una linea è meglio intuibile dalla Figura 6.7.

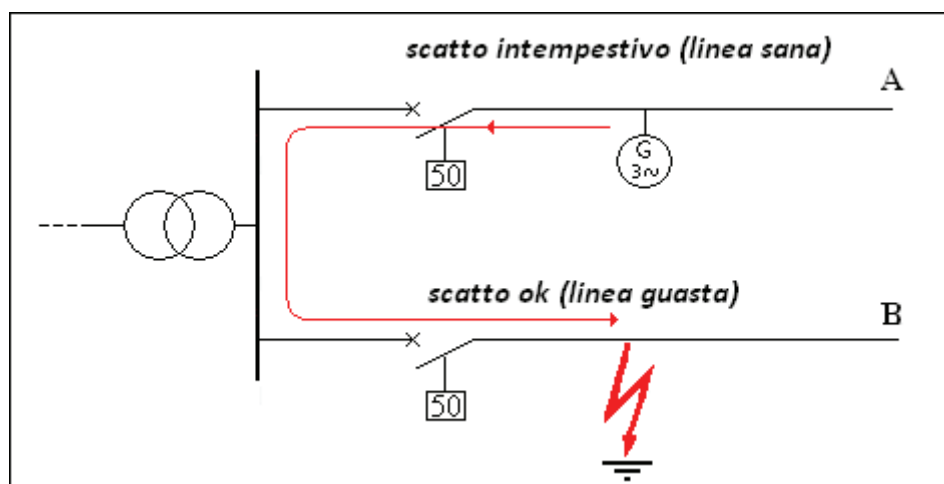


Figura 6.7. Esempio di scatto intempestivo in CP dovuto a presenza di GD lungo una linea della rete.

³⁹ Anche in questo caso, il valore assunto è assai cautelativo: infatti, la norma CEI 0-16 indica 600 A come limite superiore per la protezione dal cortocircuito dell'impianto utente; per ovvie ragioni di selettività, il valore di regolazione della stessa protezione in cabina primaria è di certo superiore a 600 A.

Come illustrato in figura, l'eccessivo contributo alla corrente di guasto fornita dalla GD di un dato feeder potrebbe condurre a scatti intempestivi della protezione in testa alla linea sana (linea A), in caso di cortocircuito su una linea diversa (linea B)⁴⁰.

Volendo spingersi ad un dettaglio superiore rispetto a quanto fatto in precedenza, nel seguito si rileggeranno tali soglie di corrente in termini di potenza, differenziando le casistiche corrispondenti alle reti a tensione nominale pari a 15 kV da quelle con tensione nominale pari a 20 kV.

L'identificazione della GD installabile su ogni singola linea, al fine di non causare scatti intempestivi dovuti alle protezioni dal cortocircuito, può essere eseguita adottando le medesime ipotesi già introdotte nel paragrafo 4.2, ossia differenziando il caso di macchine rotanti direttamente connesse in rete da quello di generatori interfacciati verso la rete tramite inverter.

Nel primo caso è ragionevole approssimare la corrente nominale ad 1/3 della corrente di cortocircuito, nel secondo caso ad 1/2. Ne consegue un legame diretto fra la GD installata sulla linea e il valore massimo della corrente di guasto trifase, valore che, in ragione delle protezioni di massima corrente, deve essere inferiore ai 600 A sopra citati.

6.2.4 Risultati

A partire dalle ipotesi precedentemente introdotte, si giunge agli esiti numerici delle tabelle di seguito riportate:

V_n [kV]	I_p [kA]	I_{n1} [A]	I_{n2} [A]	A_{n1} [MVA]	A_{n2} [MVA]
15	0,6	300	200	7,80	5,20
20	0,6	300	200	10,39	6,93

Tabella 6.2 – Valutazione della GD installabile su ogni singola linea in ragione dei vincoli legati alle protezioni dal cortocircuito.

dove:

- V_n è la tensione nominale della linea in analisi [kV];
- I_p è la regolazione⁴¹ della protezione di massima corrente installata in cabina primaria sulla partenza di ogni linea [kA];

⁴⁰ La linea su cui è presente la GD sarebbe infatti disalimentata per effetto di un guasto su una linea diversa, su una qualsiasi linea attestata alla stessa sbarra di CP.

- I_{n1} è la corrente nominale della GD connettibile alla rete nell'ipotesi di macchine dotate di inverter [A];
- I_{n2} è la corrente nominale della GD connettibile alla rete nell'ipotesi di macchine rotanti [A];
- A_{n1} è la potenza nominale della GD connettibile alla linea [MVA], così come ottenuta dalla corrente nominale I_{n1} , nell'ipotesi di macchine dotate di inverter;
- A_{n2} è la potenza nominale della GD connettibile alla linea [MVA], così come ottenuta dalla corrente nominale I_{n2} , nell'ipotesi di macchine rotanti.

Per avere un'idea della reale incidenza di tali valori, è opportuno (come fatto in precedenza per i limiti relativi al cortocircuito) un confronto con le limitazioni alla quantità di GD connettibile alla singola linea, in accordo con i vincoli di transito. A tal fine la condizione di lavoro limite raggiungibile corrisponde a quella in cui la GD soddisfa tutto il carico locale (della linea) ed inietta sulla sbarra MT di CP la corrente massima di regime (250 A).

Supponendo che il carico connesso alla linea (prima dell'installazione della GD) sia nullo⁴², in funzione dei due livelli di tensione in analisi, si trae la seguente tabella:

V_n [kV]	I_n [A]	A_n [MVA]
15	250	6,50
20	250	8,66

Tabella 6.3 – Valutazione della GD connettibile a ogni singola linea in ragione i vincoli relativi alle protezioni da sovracorrente (sovraccarico).

dove:

- V_n è la tensione nominale della linea in analisi [kV];
- I_n è la regolazione della protezione di massima corrente di regime installata in cabina primaria sulla partenza di ogni linea [A];
- A_n è la massima quantità di GD connettibile alla rete in ottemperanza alle soglie dei relè di massima corrente a regime [MVA].

Confrontando le varie casistiche presentate nel paragrafo precedente, si ottiene la Tabella 6.4, in cui appare chiaramente come il vincolo **di massima corrente di regime si raggiunga prima**⁴³

⁴¹ Detta comunemente, ma impropriamente, taratura.

⁴² L'ipotesi di carico nullo, pure introducendo una approssimazione, è necessaria per poter condurre un raffronto semplice tra la potenza installabile compatibilmente a) con le soglie da sovraccarico e b) con le soglie di cortocircuito.

⁴³ Nello scenario di una installazione via via crescente di GD.

del vincolo indotto dalle soglie di cortocircuito, qualora si consideri l'apporto di GD dovuto a macchine interfacciate alla rete per mezzo di convertitori statici. In caso di impiego di macchine rotanti, viene raggiunto prima il limite legato al cortocircuito: i valori di potenza installabile sulla singola linea risultano comunque molto elevati.

<i>Tensione nominale V_n</i> <i>[kV]</i>	<i>Vincolo di max I</i> <i>di regime</i> <i>[MVA]</i>	<i>Vincolo di max I</i> <i>di guasto (conv. statici)</i> <i>[MVA]</i>	<i>Vincolo di max I</i> <i>di guasto (conv. rotanti)</i> <i>[MVA]</i>
15	6,50	7,80	5,20
20	8,66	10,39	6,93

Tabella 6.4 – Valutazione comparativa della totale GD installabile su ogni singola linea rispetto ai vincoli di massima corrente a regime e di massima corrente di cortocircuito

6.2.5 Conclusioni

L'analisi relativa alle criticità indotte dalla presenza della GD sulle protezioni di linea MT mette in luce la notevole dipendenza dell'installabilità di generazione dalla tensione **nominale della rete** elettrica in esame. Tale fatto è funzione delle regolazioni standard⁴⁴ adottate nelle reti, qui coerentemente riflesse nelle ipotesi utilizzate, considerando i limiti di transito costanti su tutti le linee del campione. Le regolazioni delle protezioni da sovraccarico (quindi i transiti in linea) possono rappresentare il fattore più limitante all'installazione di generazione solo in prossimità delle sbarre MT; i limiti di installabilità indotti sono comunque molto elevati.

Analoga conclusione può essere tratta circa i vincoli indotti dalle soglie di cortocircuito: i relativi limiti di installabilità risultano più elevati (per macchine statiche) rispetto ai limiti qui sopra discussi.

E' opportuno chiarire che le limitazioni da corrente di regime (direttamente legate alle sezioni dei conduttori, e ai relativi isolanti) sono strutturali e non facilmente superabili, se non con interventi molto invasivi (sostituzione della linea interessata); mentre le limitazioni dettate dalle correnti di cortocircuito (legate alla tipologia di relè installati) sono potenzialmente superabili.

E' infatti possibile provvedere, con interventi limitati, alla progressiva sostituzione degli attuali relè di protezione in CP con analoghi relè sensibili al verso della corrente di guasto (relè direzionali di massima corrente di fase).

⁴⁴ Soglie delle protezioni da sovraccarico.

6.3 Criticità legate all'automazione di rete: inversione di flusso

6.3.1 Metodologia

Come premesso, una prima problematica che si può presentare in presenza di GD è l'inversione del flusso di potenza all'interfaccia AT/MT. Per inversione di flusso si intende la situazione nella quale la potenza attiva fluisce dalla **rete di distribuzione MT verso la rete AT** (Figura 6.8). In una situazione di questo tipo la rete di distribuzione diventa quindi, a tutti gli effetti, una parte attiva del sistema elettrico; si rende perciò necessaria l'installazione di dispositivi di protezione in cabina AT/MT idonei ad operare con rete a valle attiva. In pratica, è necessario adottare tutti quei provvedimenti impiantistici atti a fronteggiare la possibilità di funzionamento in isola indesiderata di un'intera CP (sbarre AT; trasformatori AT/MT; rete MT sottesa).

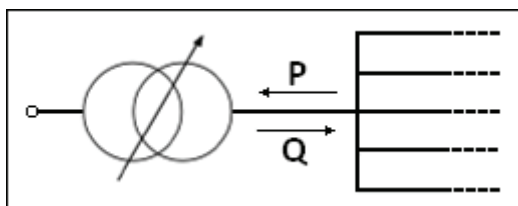


Figura 6.8. Inversione di flusso verso la rete AT.

Tale possibilità diviene realistica qualora il flusso di potenza attraverso il trasformatore AT/MT, per almeno una data percentuale delle ore annue di funzionamento, abbia direzione opposta a quella usuale. In una simile condizione (flusso di potenza dalla MT alla AT), in caso di apertura dei collegamenti AT di una CP⁴⁵, l'intera rete MT sottesa (ivi compresa la CP stessa) potrebbe **funzionare in isola**, portando ad alcune situazioni critiche per l'esercizio della rete, quali:

- a) parallelo in condizioni di non sincronismo tra la rete AT e la CP rimasta in isola;
- b) permanenza di un guasto a terra sulle sbarre AT della CP rimasta in isola.

La prevenzione di simili situazioni critiche impone l'utilizzo di sistemi di protezione e di automazione dedicati, oggi non presenti.

⁴⁵ Tali collegamenti sono tipicamente due (CP collegata in "entra-esce" alla rete AT), eccezionalmente uno solo (CP collegata in antenna).

Obiettivo di questa analisi è dunque stabilire la quantità massima di generazione installabile in ogni rete del campione, affinché non si debba incorrere nell'onere economico derivante dalla necessità di modifica del sistema di protezione/automazione in CP.

La determinazione della GD installabile nella rete di distribuzione, al fine di evitare l'inversione di flusso verso la rete AT, si basa sullo studio del diagramma di carico delle diverse utenze ad essa connesse. L'inversione è difatti determinata in massima parte dall'assorbimento di potenza da parte delle utenze stesse, e solo in via trascurabile dalle perdite in rete, che per il momento non saranno considerate. Supponendo che tutte le utenze della rete assorbano potenza con un $\cos\phi$ pari a 0,9, e che la GD installata in rete generi potenza con un $\cos\phi$ pari a 1, la potenza attiva limite generabile risulta uguale (ed opposta) alla potenza attiva assorbita dai carichi.

La potenza reattiva non incide invece sulla quantità di GD installabile⁴⁶; secondo quanto stabilito dalla norma CEI 0-16 il limite di tempo per cui l'inversione di flusso può essere tollerata, considerandone trascurabili gli effetti, è stabilito nel 5% del totale tempo annuo.

6.3.2 Risultati

Applicando il limite temporale del 5%, con l'ipotesi assai conservativa di un diagramma di iniezione costante da parte della GD, si ottiene come primo risultato la Tabella 6.5.

<i>Potenza installabile sul campione [MW]</i>	1297
<i>Potenza installabile media per rete [MW]</i>	4,08

Tabella 6.5. Potenza installabile sull'intero campione di reti per evitare inversione di flusso per un intervallo superiore al 5% del tempo di funzionamento annuo.

Al fine di poter valutare se un aumento di tale limite (stabilito normativamente in via convenzionale) sia significativo ai fini della quantità di GD installabile, si determina la curva di variazione della potenza installabile tra il 5 e il 20% del tempo totale annuo. Quando la GD supera l'assorbimento dei carichi in rete si avrà, per via di quanto detto, e sempre trascurando le perdite, inversione di flusso verso la rete AT (Figura 6.9).

⁴⁶ Come detto, ciò accade per via dei vincoli contenuti nella Norma CEI 11-20, che impongono di considerare una generazione di potenza con fattore di potenza unitario.

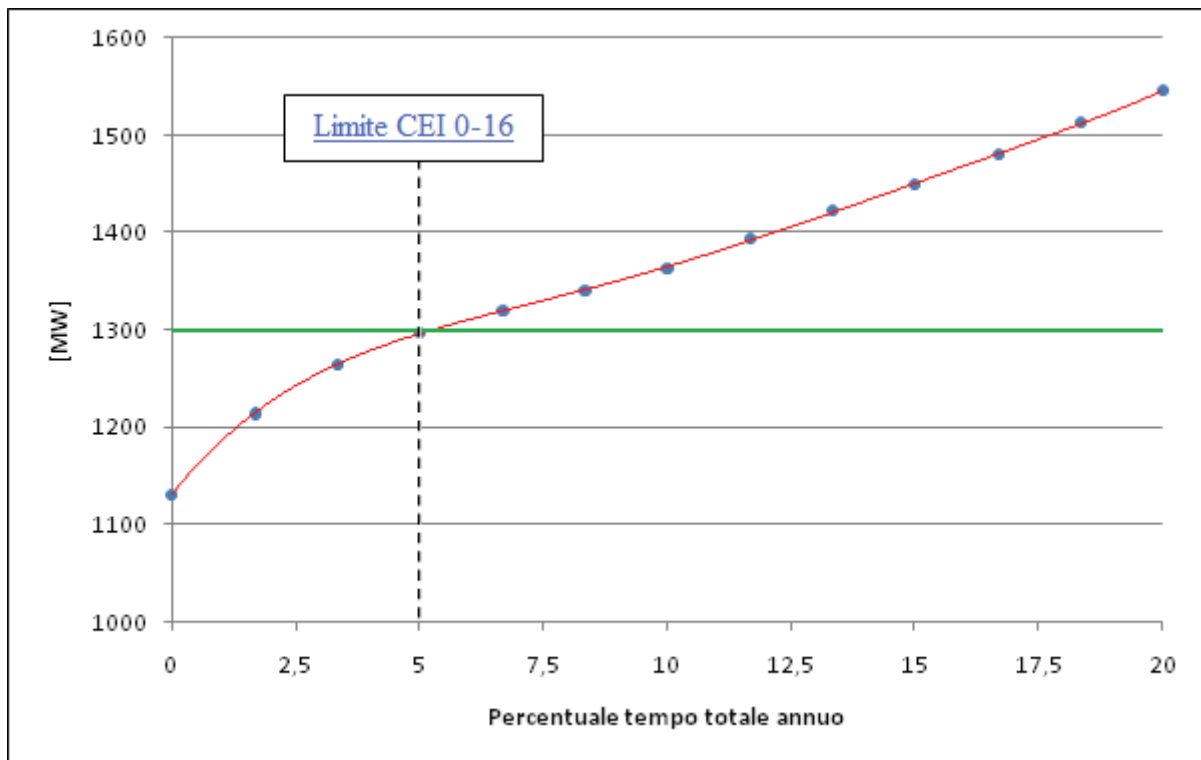


Figura 6.9. Potenza installabile sull'intero campione per evitare inversione di flusso in diversi intervalli di tempo.

Valutando la condizione di inversione di flusso per ogni rete del campione, ed aggregando i risultati, si osserva come, passando da 438 h/anno (5%) a 1752 h/anno (20%) di inversione di flusso tollerabile, la potenza installabile aumenti del 19% circa, passando da 1297 MW a 1545 MW (Figura 6.9). L'analisi evidenzia come l'estensione della soglia limite di ore/anno per cui è accettata un'inversione di flusso non porta a sostanziali benefici in termini di GD installabile, viceversa potrebbe portare a sensibili complicazioni nella gestione della rete stessa.

Nella Figura 6.10 è riportato un dettaglio circa la GD (espressa in termini di potenza nominale) installabile nelle varie reti del campione in ragione del vincolo sull'inversione di flusso per il 5% delle ore/anno.

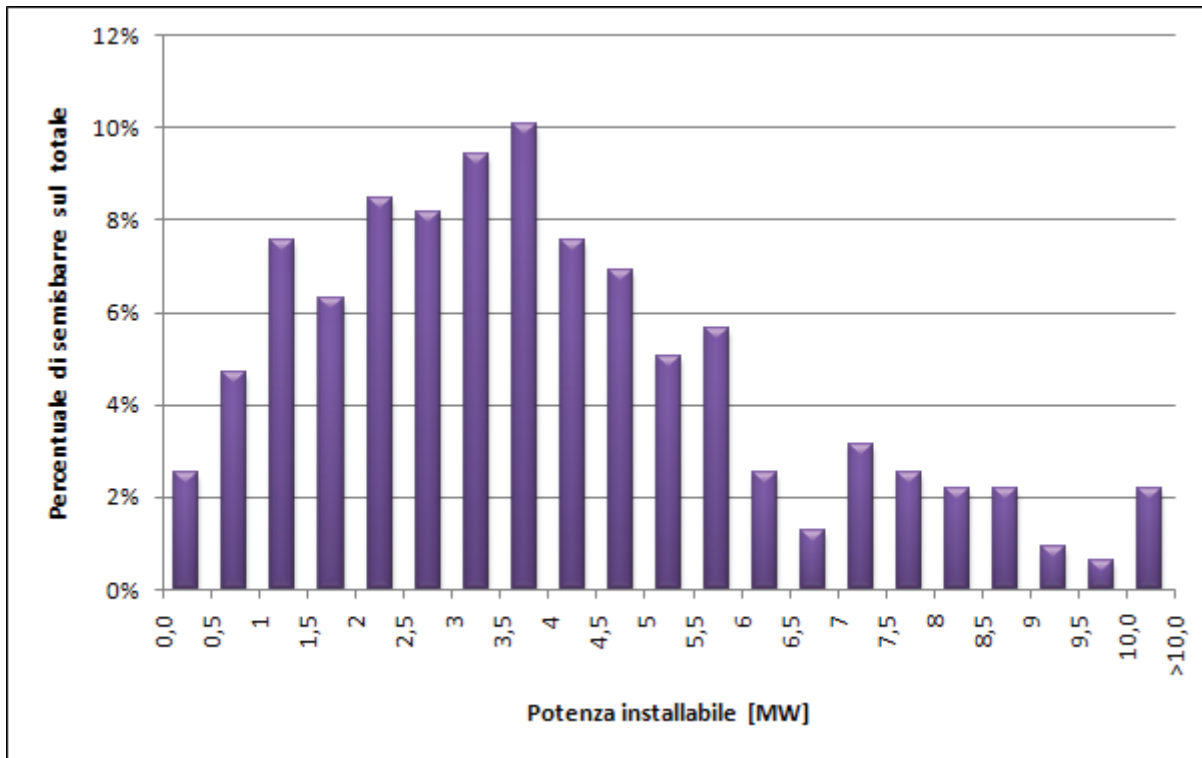


Figura 6.10. Classificazione delle reti in base alla potenza installabile, con tempo limite di inversione di flusso il 5% del tempo totale annuo.

Nella Figura 6.11, tale valutazione è espressa a livello di curva cumulata.

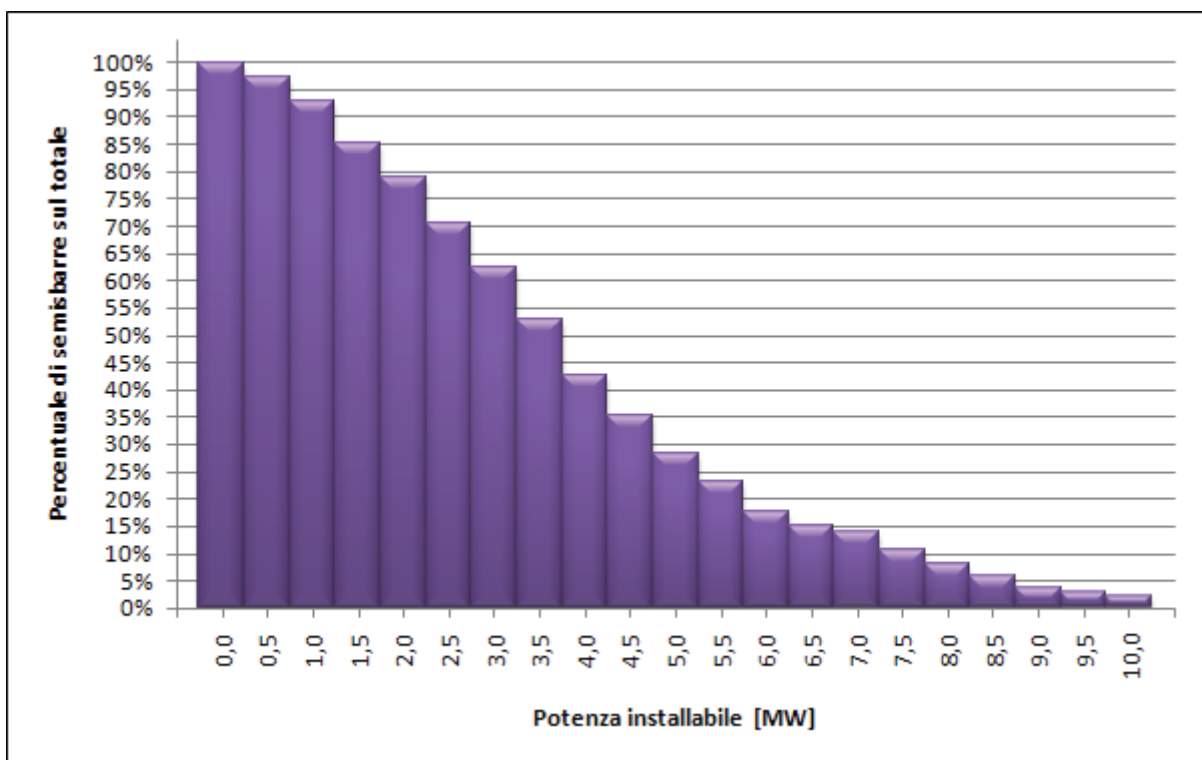


Figura 6.11. Curva cumulata della potenza installabile, con tempo limite di inversione di flusso pari al 5% del tempo totale annuo.

6.3.3 Conclusioni

Sul campione di 318 reti, all'aumentare della soglia temporale relativa alla condizione di inversione di flusso, la potenza installabile **aumenta in maniera non significativa**; in particolare la media della potenza installabile passa da 4,08 MW con il limite del 5%, a 4,86 MW con il limite del 20% (Tabella 6.6).

	5%	10%	15%	20%
	(438 h/anno)	(876 h/anno)	(1314 h/anno)	(1752 h/anno)
Potenza installabile [MW]	1297,09	1363,73	1449,27	1545,41
Potenza installabile <i>media</i> [MW]	4,08	4,28	4,55	4,86

Tabella 6.6. Potenza installabile e potenza installabile media sul campione di reti, per ognuno dei limiti di tempo considerati.

Come detto, i risultati di questa analisi sono stati determinati nell'ipotesi che i generatori operino con un profilo di generazione piatto, pari al valore massimo per tutte le ore dell'anno. Tale assunzione risulta (a questi fini) sensibilmente conservativa.

E' infine necessario osservare che i valori di potenza globalmente installabile calcolati in questo studio, a differenza dei risultati delle analisi nodali altrove descritte, non possono essere definiti propriamente come "limiti": il loro superamento è infatti tecnicamente possibile ogniqualevolta il sistema sia disponibile a sostenere i costi aggiuntivi necessari a gestire le reti di distribuzione anche in condizione di inversione di flusso.

Si precisa che le conclusioni a cui si è pervenuti in questo capitolo, hanno valenza solo relativamente all'inversione del flusso di potenza attiva a livello di intera CP. L'effetto dell'inversione a livello di singola linea MT (valutato quantitativamente nei capitoli precedenti con solo riferimento ai limiti di transito e alle correnti di cortocircuito) è anche da considerare con riferimento al problema dell'**isola indesiderata**⁴⁷: nel seguito si dettaglia una prima analisi qualitativa e si introducono degli spunti di interesse per lo sviluppo futuro della rete di distribuzione e per i suoi apparati di regolazione e di protezione.

L'incremento della presenza di utenze attive sulla rete di distribuzione, fino a valori tali da avvicinare (o appunto superare) la potenza assorbita dai carichi passivi, è alla base del problema

⁴⁷ Nel seguito, ci si riferirà a tale fenomeno anche con il termine di islanding, invalso nella letteratura internazionale.

comunemente definito “**isola indesiderata**”⁴⁸. Con tale termine si intende il fenomeno che si instaura quando uno o più impianti di produzione continuano ad alimentare una porzione della rete elettrica di distribuzione successivamente alla disconnessione della stessa porzione dal resto della rete, che rimane connessa al complessivo sistema elettrico.

Il fenomeno dell'islanding può comportare problemi di varia natura:

- sulla qualità dell'alimentazione, in quanto l'impresa distributrice potrebbe non essere in grado di garantire agli utenti connessi all'isola indesiderata una alimentazione di energia elettrica con parametri (tensione e frequenza) rientranti nei parametri di contratto;
- sulla sicurezza di funzionamento della rete di distribuzione, in quanto l'isola indesiderata potrebbe rappresentare un rischio per gli operatori preposti ad operare sulla linea che si ritiene essere fuori servizio, ma che in realtà risulta essere in tensione;
- sulle procedure di ricerca e di selezione dei tratti di linea guasti, dal momento che in presenza di una porzione di rete mantenuta in tensione dalla GD le procedure di ricerca del guasto potrebbero non funzionare correttamente; inoltre, in presenza di guasti transitori, il mantenimento in tensione della linea da parte della GD potrebbe non consentire l'estinzione del guasto, comportando il fallimento della richiusura rapida;
- durante il funzionamento in isola, potrebbero infine verificarsi degli sfasamenti tra i vettori tensione della rete principale e dell'isola con conseguenti problemi all'atto della richiusura dell'interruttore di interconnessione tra le due porzioni di rete.

Allo scopo di risolvere le problematiche accennate, è necessario intervenire a livello di gestione del sistema di distribuzione prevedendo, ad esempio, modalità per la disconnessione degli impianti di produzione, ovvero modalità specifiche di gestione e controllo dei medesimi impianti in determinate situazioni di funzionamento del sistema di distribuzione e, più in generale, del sistema elettrico. A tal fine risulta molto importante che il sistema di protezioni sia configurato in maniera tale da selezionare gli eventi che richiedono l'eventuale separazione (o gestione particolare) degli impianti di produzione dalla rete da quelli per cui ciò non è necessario (questo per evitare che semplici disturbi di rete, quali i buchi di tensione, provochino interventi intempestivi, con il conseguente fuori servizio degli impianti di generazione).

⁴⁸ Fino a che la presenza di generazione è molto minoritaria rispetto al carico, la formazione di un'isola indesiderata è poco probabile: l'impossibilità di raggiungere un equilibrio tra produzione e carico entro l'isola fa intervenire la protezione di minima frequenza (tensione) che equipaggia il dispositivo di interfaccia, obbligatorio per gli utenti attivi, e destinato a separare il generatore dalla rete.

Per meglio comprendere la problematica è necessario un approfondimento tecnico: le attuali regole di connessione degli utenti attivi alle reti di distribuzione (così come definite dalla norma CEI 11-20) vincolano alla produzione di potenza attiva a fattore di potenza unitario, con dei limiti molto stringenti, sia i termini di frequenza di lavoro (49,7 – 50,3 Hz), sia in termini di tensione.

Al di fuori di tali intervalli il generatore viene disconnesso dalla rete di distribuzione, per effetto della già citata protezione di interfaccia, indipendentemente dalla causa della perturbazione che è stata rilevata. Tale vincolo è atto a consentire la rapida disconnessione delle utenze attive a seguito dell'apertura dell'interruttore in cabina primaria, ossia a seguito del formarsi di un'isola indesiderata. In tali condizioni, la porzione di rete sottesa alla cabina primaria disconnessa subirebbe un transitorio di frequenza (e di tensione) dovuto allo squilibrio fra le potenze attive (e reattive) dei generatori e quelle dei carichi. La norma definisce quindi un intervallo di operatività molto stretto, nell'intenzione di consentire l'individuazione dell'isola elettrica nel minore tempo possibile, così da disconnettere la GD e poter poi procedere con le richiuse automatiche e cercare di ristabilire l'alimentazione elettrica.

E' evidente che tale strategia risulta inefficace qualora generazione e carico rimasti isolati rispetto al resto della rete siano bilanciati: in un simile caso, la probabilità di formazione di un'isola indesiderata aumenta.

Dualmente, il rilievo locale di tensione e frequenza non consente di riconoscere la causa del disturbo. Per esempio, in occasione di significativi transitori di frequenza sulla rete di alta tensione⁴⁹, la GD connessa alla rete di distribuzione non partecipa al contrasto della perturbazione in atto sul sistema, bensì ne aggrava l'entità, disconnettendosi in tempi brevissimi.

Al fine di risolvere tale criticità e consentire un effettivo utilizzo, a beneficio dell'intero sistema elettrico, delle capacità di regolazione della GD risulterà indispensabile prevedere opportuni **sistemi di comunicazione** fra la cabina primaria e gli utenti attivi ad essa sottesi. Solo in presenza di tale comunicazione sarà infatti possibile regolare diversamente le protezioni di interfaccia dei generatori, così da consentire una reale integrazione della GD nel sistema elettrico⁵⁰.

⁴⁹ Quali quelli derivanti da disconnessione dal parallelo UCTE (28 settembre 2003), ovvero da pesanti perturbazioni provenienti dalle reti estere (4 novembre 2006).

⁵⁰ Il tema della comunicazione tra CP e generatori diffusi è di stretta attualità. Esistono modalità di scambio dati consolidate, basate sulla presenza di un mezzo fisico di comunicazione: tali soluzioni risultano praticabili per nuovi sviluppi di rete, mentre comportano costi (e complicazioni costruttive) difficilmente sostenibili per reti esistenti. Da qui l'attenzione verso sistemi di comunicazione diversi: le tecnologie ad oggi candidate a tale funzione spaziano da quelle basate su PLC (Power Line Carrier) a quelle basate su reti wireless. Sperimentazioni sono in corso presso il Politecnico di Milano.

7 Criticità legate alla regolazione di tensione

7.1 Generalità

Attualmente il controllo dei profili di tensione nelle reti MT è basato sulla possibilità di regolare la sbarra MT del trasformatore in cabina primaria tramite un apposito Variatore Sotto Carico (VSC). Tale dispositivo può essere controllato secondo diverse logiche (a rapporto costante, a tensione sbarra MT costante, in regolazione di tensione con compound), inseguendo una condizione di esercizio in cui tutti i nodi della rete abbiano un'adeguata qualità dell'energia fornita (in termini di tensione al punto di consegna).

In linea generale, riprendendo quanto indicato dalla EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve essere mantenuta entro un intervallo pari al $\pm 10\%$ del valore nominale. In termini pratici, nell'attuale configurazione (passiva) della rete di distribuzione, la logica di regolazione prevede quindi di impostare un riferimento di tensione opportunamente elevato in cabina primaria (ricorrendo appunto alla regolazione del VSC), così da bilanciare le cadute di tensione sulle linee e rispettare l'indicazione della EN 50160 anche nei punti di consegna a fondo linea.

E' opportuno precisare come il limite inferiore di tensione "accettabile" sulla rete di distribuzione in MT non sia in realtà coincidente con il limite inferiore indicato dalla EN 50160 (-10%), in quanto è da considerare la presenza dei trasformatori MT/BT e delle linee di distribuzione in BT, che distribuiscono l'energia fino all'utente finale, comportando a loro volta un'ulteriore caduta di tensione. Ne risulta la necessità di mantenere un opportuno margine fra la tensione del nodo della rete di distribuzione in MT e il valore minimo di tensione accettabile, margine quantificabile in circa il 6% della tensione nominale⁵¹. In definitiva, il range di esercizio "accettabile" del sistema di distribuzione in MT spazia dal +10% al -4%⁵² della tensione nominale.

La presenza di utenti attivi (GD) sulla rete di distribuzione implica due principali alterazioni del profilo di tensione, di seguito descritte.

⁵¹ A seconda delle complessive esigenze (MT e BT), si ritiene accettabile un margine del 4% o del 6%.

⁵² Tale valore risulterebbe del -6% qualora si adottasse un margine del 4% per la BT (vedi nota precedente).

- Il primo fattore, definito “**Variazioni rapide di tensione**”, è associato alla perturbazione della tensione causata da una brusca variazione della potenza, prelevata od iniettata, sulla rete stessa; questo fenomeno è già stato discusso nel paragrafo 4.1.
- Il secondo fattore, definito “**Variazioni lente di tensione**”, è associato alla perturbazione del profilo di tensione della rete, causata dagli utenti attivi, in condizioni di regime. Come precedentemente introdotto, le logiche di regolazione delle reti di distribuzione sono state concepite ipotizzando la presenza di soli utenti passivi. La presenza di GD comporta, nella specificità di ogni singola linea, un livello massimo di generazione che è possibile connettere prima di incorrere nella necessità di una gestione, cosiddetta, attiva della linea medesima (e quindi dell'intera rete). Una volta superato tale livello, devono infatti essere indagate delle nuove modalità di gestione della rete: ad esempio ipotizzando l'impiego di sistemi di comunicazione e controllo in grado di trasferire dalla cabina primaria opportuni segnali ai singoli generatori, così da coordinarne la regolazione.

Dal punto di vista operativo, in base a quanto specificato dalla EN 50160, il valore di tensione in tutti i punti di consegna deve essere compreso, per almeno per il 95% del tempo, nell'intervallo delimitato dal $\pm 10\%$ della tensione nominale del sistema⁵³. Gli stessi requisiti sono specificati nei contratti di trasporto dell'energia elettrica, stipulati tra le imprese distributrici e gli utenti del trasporto (siano essi alimentati in MT o in BT), a conferma di quanto essi siano strettamente vincolanti nell'esercizio del sistema. Le difficoltà a mantenere la tensione di alimentazione entro un certo range possono essere dovute, in assenza di GD, a due situazioni tra loro opposte:

- a carichi alti, l'elevato flusso di potenza (e quindi di corrente) che attraversa le dorsali determina in genere una forte caduta di tensione su di esse, facendo sì che la tensione di alimentazione sia inferiore alla nominale;
- a carichi bassi, invece, l'effetto delle capacità parassite, combinato con cadute di tensione molto modeste, potrebbe dare luogo a tensioni più elevate rispetto al range consentito.

Tra queste due condizioni è ampiamente dimostrabile che, nelle attuali reti di distribuzione (esercite in modo passivo), quella che risulta particolarmente problematica è la prima, per la quale è

⁵³ Per il restante 5% del tempo, poi, il margine inferiore scende al -15% del valore nominale. A favore della sicurezza, questa possibilità non è stata esplorata nella presente analisi.

necessario attuare un meccanismo automatico di regolazione, che garantisca sempre il rispetto del limite inferiore del range contrattuale di tensione.

7.2 Metodologia

Nell'ambito dello studio condotto, per ciascuna rete analizzata, è stata implementata l'azione di un variatore sotto carico che, all'evolversi delle condizioni di esercizio della rete, adatta continuamente il rapporto di trasformazione di CP, al fine di mantenere la tensione sulla sbarra MT ad un opportuno setpoint. Quest'ultimo coincide con il minimo livello di tensione tale per cui, per la rete in esame, nessuno dei nodi sottesi venga alimentato ad una tensione inferiore al 96%⁵⁴ della nominale, in modo tale che anche sulle reti BT (che si dipartono dalle cabine secondarie) venga assicurato il rispetto del range consentito. Applicando al campione in analisi questa metodologia di regolazione si ottiene che, in assenza di GD, il regime di tensione rientra, al cospetto di ogni possibile condizione di carico, nei vincoli contrattuali. La Figura 7.1 mostra, a tal proposito, i **valori estremi** raggiunti dalla tensione in ciascuna delle reti MT analizzate.

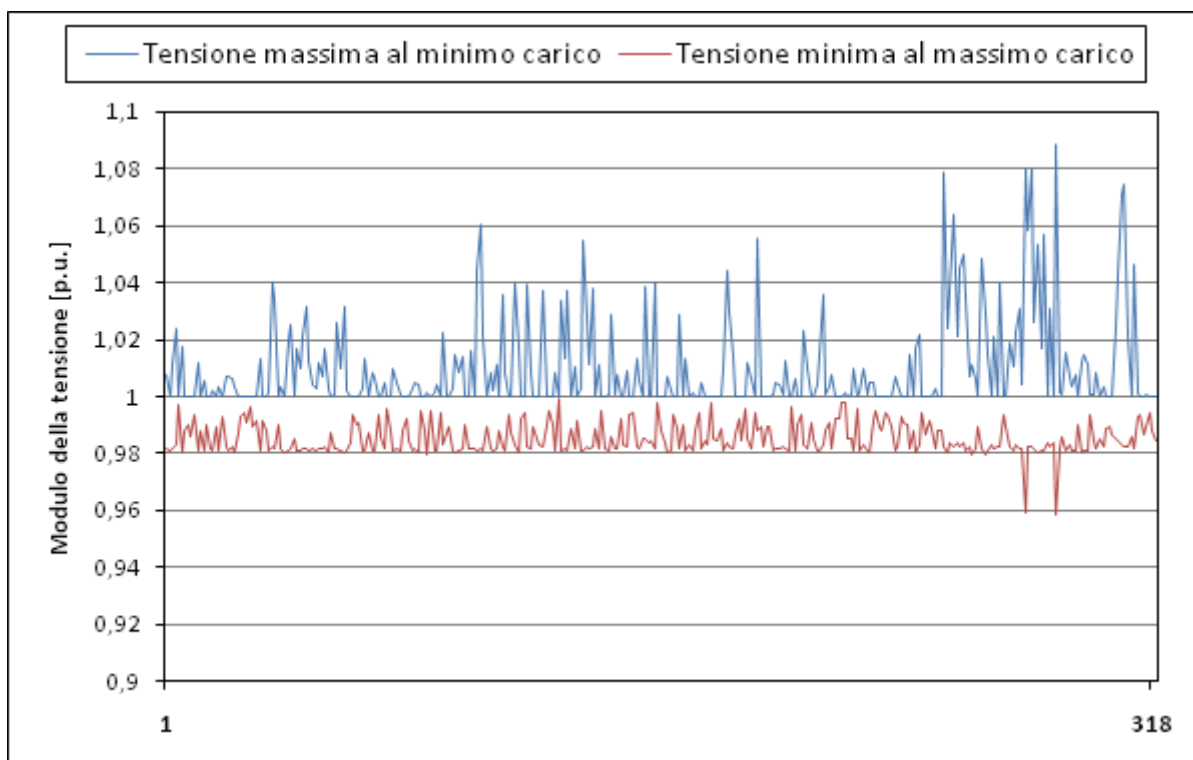


Figura 7.1. Valori estremi di tensione a minimo e massimo carico in ognuna delle reti MT del campione analizzato, in assenza di GD.

⁵⁴ Anche in questo caso la scelta è stata conservativa, prevedendo di riservare alle reti BT (trasformatori di cabina secondaria + linee sottese) un margine di caduta di tensione del 6%.

Il mantenimento di un setpoint di tensione costante sulla sbarra MT disaccoppia di fatto il profilo di tensione del feeder attivo⁵⁵ dai profili di tensione dei rimanenti feeder, pur connessi alla medesima sbarra. Come noto, in una modalità di esercizio passiva le tensioni hanno sempre andamento non crescente, per via del fatto che i flussi di potenza attiva e reattiva, provenienti dalla CP, attraversano le dorsali unidirezionalmente verso valle, determinando cadute di tensione positive lungo ogni collegamento.

La presenza di GD potrebbe invece determinare un radicale cambiamento del regime di tensione sui feeder: gli impianti di generazione, installati lungo le dorsali, potrebbero infatti invertire, in modo più o meno circoscritto, i flussi di potenza, dando luogo a cadute di tensione negative che, in genere, fanno sì che i profili di tensione perdano il loro andamento monotono non crescente; ciò potrebbe dare luogo a significativi innalzamenti del regime di tensione, anche ben al di sopra dei valori tollerabili. Per questo motivo risulta di interesse un'analisi mirata ad individuare quali siano, e da quali fattori dipendano, i limiti di GD installabile sulle reti di distribuzione MT, considerando le stesse nelle attuali condizioni strutturali ed adottando gli attuali metodi di regolazione, al fine di evitare la violazione dei vincoli contrattuali di tensione.

Lo studio consiste in un'analisi di tipo nodale, in cui viene simulata la presenza di un impianto di generazione in ogni singolo nodo, mantenendo inalterato (e quindi privo di GD) il resto del feeder a cui esso appartiene; il procedimento ricerca la massima taglia attribuibile al suddetto generatore, tale per cui, in nessun nodo del feeder⁵⁶, il regime della tensione di alimentazione superi il 110% del valore nominale.

La violazione del massimo valore contrattuale di tensione è dovuta, come già detto, all'inversione del flusso di potenza attiva determinata dalla GD; questa tale inversione, in presenza di un unico generatore, interessa i tratti di dorsale a monte del nodo d'installazione, nodo su cui viene quindi raggiunto il regime di tensione più critico: la verifica del rispetto dei vincoli contrattuali può quindi essere eseguita esclusivamente in questo punto. Una prima valutazione, di carattere qualitativo, di come la presenza di un impianto di generazione alteri il regime di tensione sul nodo d'installazione, può essere effettuata prendendo in considerazione la formula della caduta di tensione industriale (7.1), già illustrata nel paragrafo 4.1.1:

$$\Delta U = R_{cc} \cdot P + X_{cc} \cdot Q$$

7.1

⁵⁵ Per "feeder attivo" si intende la linea su cui si simula la presenza del generatore.

⁵⁶ Per il disaccoppiamento tra i feeder, non è necessario verificare le tensioni dei nodi appartenenti a linee diverse da quella interessata dalla GD.

Dalla (7.1) è possibile dedurre che, installando nel nodo in esame un generatore operante a $\cos\phi$ unitario, P si riduce all'aumentare della potenza attiva iniettata in rete dal generatore stesso, determinando una diminuzione di ΔU e quindi un **innalzamento del regime di tensione** sul nodo stesso, rispetto a quello che si avrebbe in assenza di generazione. Se la potenza attiva generata nel nodo esaminato supera quella richiesta dall'eventuale carico afferente al nodo stesso e da tutta la parte di feeder situata a valle di questo (carichi e perdite attive), avviene l'inversione del flusso di potenza attiva su un certo tratto di dorsale a monte del nodo d'installazione, in cui il profilo di tensione risulta ora monotono crescente. La Figura 7.2 mostra, a tal proposito, un confronto tra i profili di tensione assunti da una dorsale MT appartenente al campione esaminato, nel caso (linea rossa) di esercizio puramente passivo, e (linea blu) di presenza di un singolo generatore che eroga una potenza attiva tale da causare controflusso. Tali regimi di tensione sono stati determinati tramite un particolare calcolo di load flow (vedi Appendice 1), che implementa il metodo di regolazione della tensione precedentemente introdotto⁵⁷.

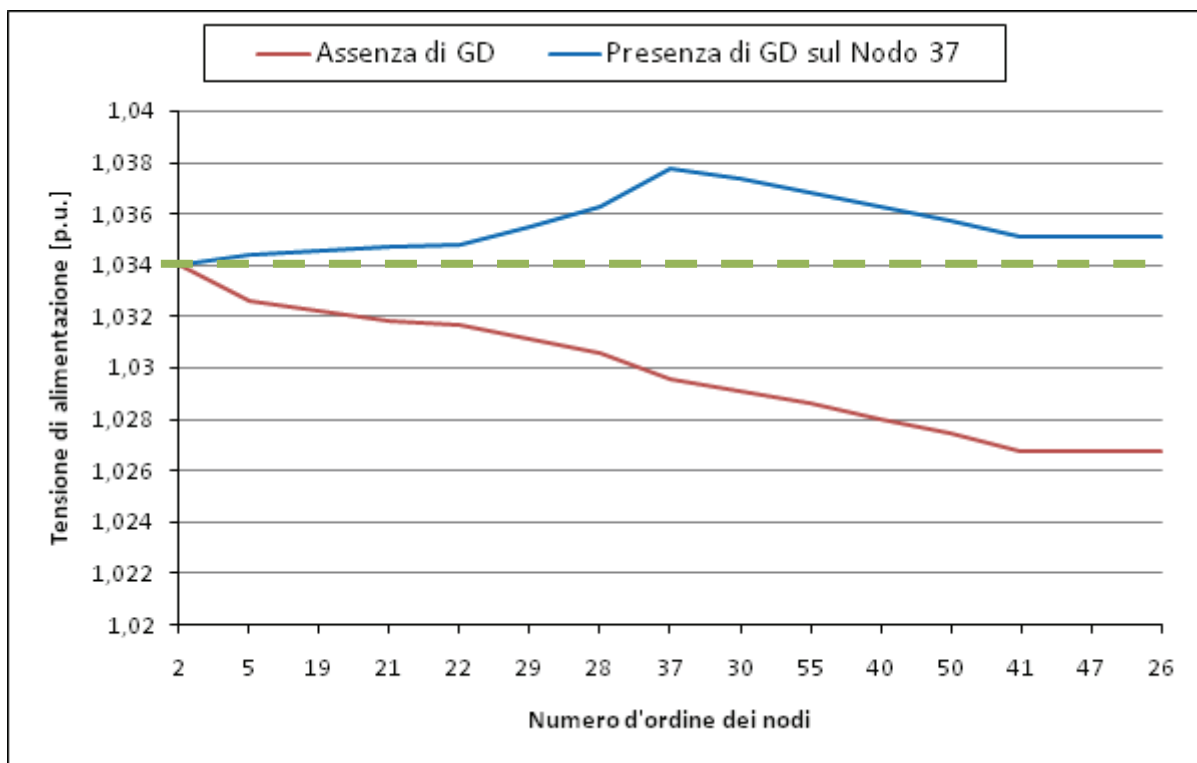


Figura 7.2. Profili di tensione assunti da una dorsale MT del campione in presenza e assenza di un singolo generatore che eroghi una quantità di potenza attiva tale da causare controflusso.

Osservando la Figura 7.2 si può notare che, per quanto riguarda il tratto di dorsale interessato dal controflusso, il profilo di tensione in presenza di GD assume un andamento in qualche misura

⁵⁷ Maggiori dettagli circa il modello di load flow e l'implementazione della regolazione sono dati in Appendice 1.

speculare al profilo nel caso di feeder passivo, rispetto alla retta orizzontale tratteggiata nel grafico; per quanto concerne invece il tratto di dorsale a valle, il nuovo profilo di tensione è analogo al profilo preesistente, traslato verso l'alto.

Il limite di GD installabile in un singolo nodo relativamente alle variazioni lente di tensione può essere quindi considerato come il valore di potenza attiva erogata da un generatore installato nel nodo stesso⁵⁸ che innalza la tensione sul punto d'installazione ad un valore pari al 110% della nominale. La quantità di potenza installabile dipende da una serie di fattori; osservando nuovamente l'espressione (7.1), si può notare che:

- al diminuire della resistenza di cortocircuito del nodo d'installazione (R_{cc}), si contiene, a parità di potenza attiva P , la conseguente riduzione di ΔU (e quindi anche l'aumento della tensione sul nodo considerato); essendo la R_{cc} direttamente legata alla parte attiva (resistiva) della distanza elettrica tra il nodo e le sbarre MT, è quindi possibile affermare che, al diminuire di questo parametro, cresce la potenza installabile per variazioni lente di tensione;
- la GD viene implementata a $\cos\varphi$ unitario, pertanto la taglia del generatore non influenza la potenza reattiva Q ⁵⁹ richiesta nel punto d'installazione e nella parte di feeder a valle; di conseguenza, a parità di P , il valore della reattanza di cortocircuito (X_{cc}) non incide sulla tensione assunta dal nodo considerato⁶⁰.

E' dunque possibile individuare un primo fattore di influenza della GD installabile, ovvero la distanza elettrica tra il punto d'installazione dell'impianto di generazione e la sbarra MT della rete considerata. Essendo la parte resistiva di questo parametro molto più influente della parte reattiva si verifica che, per quanto detto sopra, la potenza installabile per variazioni lente di tensione aumenta al diminuire della distanza elettrica stessa⁶¹.

Analizzando ulteriormente l'espressione (7.1) si nota che la GD installabile per variazioni lente di tensione risulta essere influenzata anche dall'entità del carico afferente al nodo d'installazione dell'impianto e dalla potenza richiesta dalla parte di feeder situata a valle dello stesso nodo. Infatti, un aumento di queste quantità accresce, a parità di potenza attiva erogata dal generatore, il valore dei termini P e Q , con un conseguente abbassamento della tensione nel nodo

⁵⁸ Una volta determinato il controflusso su una certa porzione del tratto di dorsale situato a monte.

⁵⁹ La formula semplificata non tiene conto dell'effetto della variazione di tensione sulle correnti di linea.

⁶⁰ E' comunque dimostrabile che, all'aumentare di X_{cc} , si verifica un lieve aumento della potenza installabile.

⁶¹ Dalle osservazioni appena svolte è inoltre possibile dedurre che, a parità di distanza elettrica del generatore, la potenza limite da esso erogabile aumenta anche al diminuire del rapporto R_{cc}/X_{cc} .

analizzato. Da queste ultime osservazioni si può dedurre che la potenza installabile aumenta all'aumentare del carico nel nodo esaminato e a valle di questo; d'altra parte, al crescere di questo fattore, cresce il valore di potenza erogata necessaria ad instaurare l'inversione di flusso sul feeder.

Per quanto concerne l'influenza del carico sulla GD installabile per il vincolo delle variazioni lente, si possono dunque riconoscere due principali fattori di influenza:

- a livello di singolo feeder, l'entità e la distribuzione del carico su di esso;
- a livello di sistema, la condizione di carico considerata.

Tra questi due fattori è molto importante, ai fini dell'analisi stessa, il secondo: utilizzando infatti le curve di carico discretizzate adottate nello studio in questione, è possibile condurre l'analisi nodale della massima potenza installabile per variazioni lente di tensione considerando tutti i prelievi solo nella loro condizione di minimo (60° intervallo); proprio in questa situazione, infatti, si verificano i maggiori livelli di tensione. L'aver considerato tale condizione di carico permette di attribuire allo studio un carattere conservativo.

Nonostante tutti i fattori di cui si è discusso finora determinino una certa influenza sui valori di GD installabile in ogni singolo nodo, il principale parametro che discrimina i risultati dell'analisi in questione (e che rende i limiti di potenza installabile fortemente vincolanti) è il **livello di tensione preesistente alla connessione** dell'impianto di generazione sul nodo esaminato. Questo dipende, a sua volta, dal setpoint impostato dal regolatore di tensione sulle sbarre MT: in presenza di un feeder con cadute di tensione particolarmente alte, infatti, il VSC porta il setpoint ad assumere livelli molto alti, che talvolta raggiungono anche il 108% della tensione nominale. A fronte di una tale situazione, i nodi più a monte dei vari feeder afferenti alle sbarre in questione sono alimentati ad una tensione che, anche senza la connessione di impianti di generazione, si attesta su valori molto elevati, che inevitabilmente riducono i margini per la GD installabile. Le maggiori criticità si hanno quando dalla sbarra MT, regolata ad un setpoint elevato a causa della presenza di uno o più feeder molto carichi e/o elettricamente molto estesi, partono altri feeder poco carichi, lungo i quali il profilo di tensione si mantiene a livelli elevati, tali per cui la potenza installabile risulta generazione assai ridotta. Un tipico esempio di situazione come quella appena descritta è rappresentato in Figura 7.3.

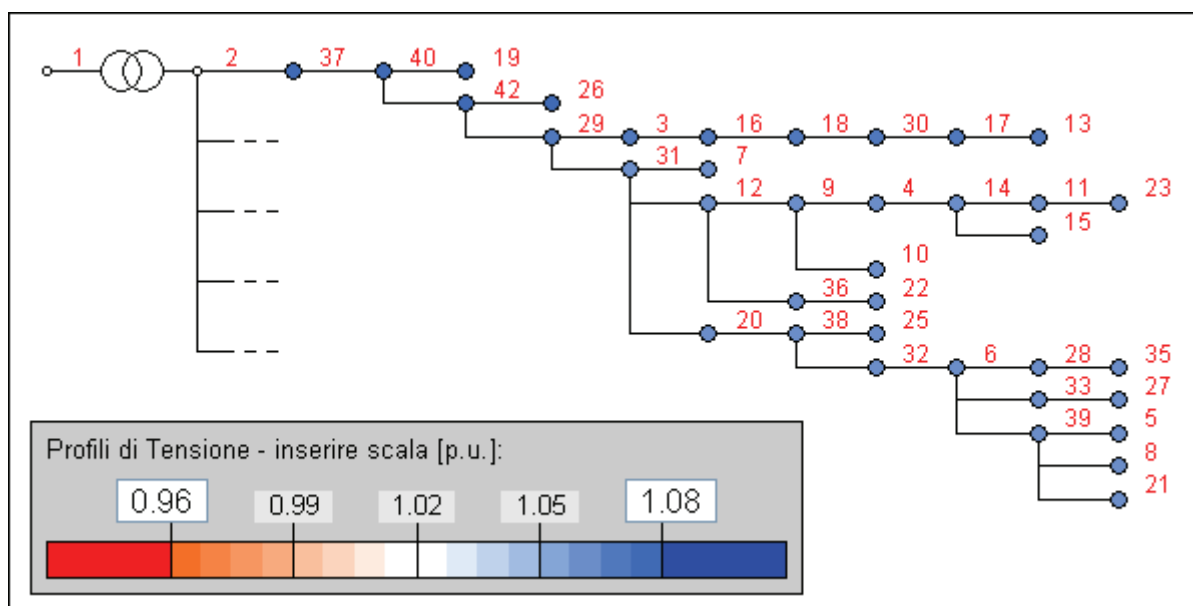


Figura 7.3. Modulo della tensione di alimentazione sui nodi di un feeder , nella condizione di carico massimo.

La sbarra indicata in figura ha un setpoint pari a 1,079 p.u., valore per il quale la tensione sui nodi della linea, molto scarica, si mantiene a livelli piuttosto alti anche in assenza di GD, come riscontrabile dalla colorazione dei nodi stessi.

7.3 Risultati

L'analisi nodale della potenza installabile per variazioni lente di tensione è stata effettuata, dal punto di vista operativo, tramite un procedimento iterativo basato sulla continua esecuzione di calcoli di load flow, implementando la metodologia di regolazione della tensione già citata. Lo studio è stato condotto su tutti i nodi appartenenti al campione esaminato, calcolati considerando la condizione di carico minimo per tutte le utenze connesse alle varie reti analizzate.

La Figura 7.4 riporta l'istogramma che associa, ad ogni intervallo di valori di potenza attiva, la percentuale dei nodi del campione caratterizzati da una GD installabile avente entità compresa nel suddetto intervallo, relativamente al vincolo esaminato.

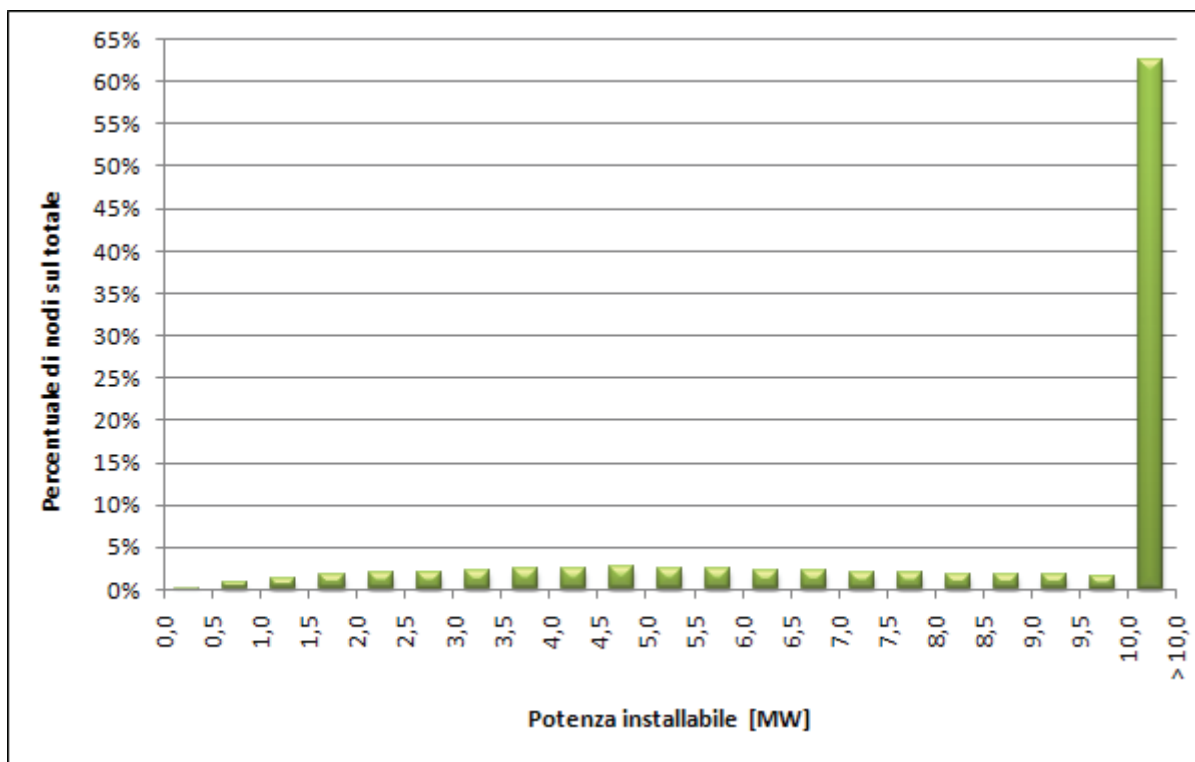


Figura 7.4. Potenza attiva installabile per variazioni lente di tensione, nei nodi del campione.

La Figura 7.5 mostra invece, per ciascun valore di potenza attiva, la percentuale dei nodi del campione nei quali è possibile connettere un impianto di generazione che eroga questa potenza, senza che la tensione di alimentazione superi il 110% del valore nominale.

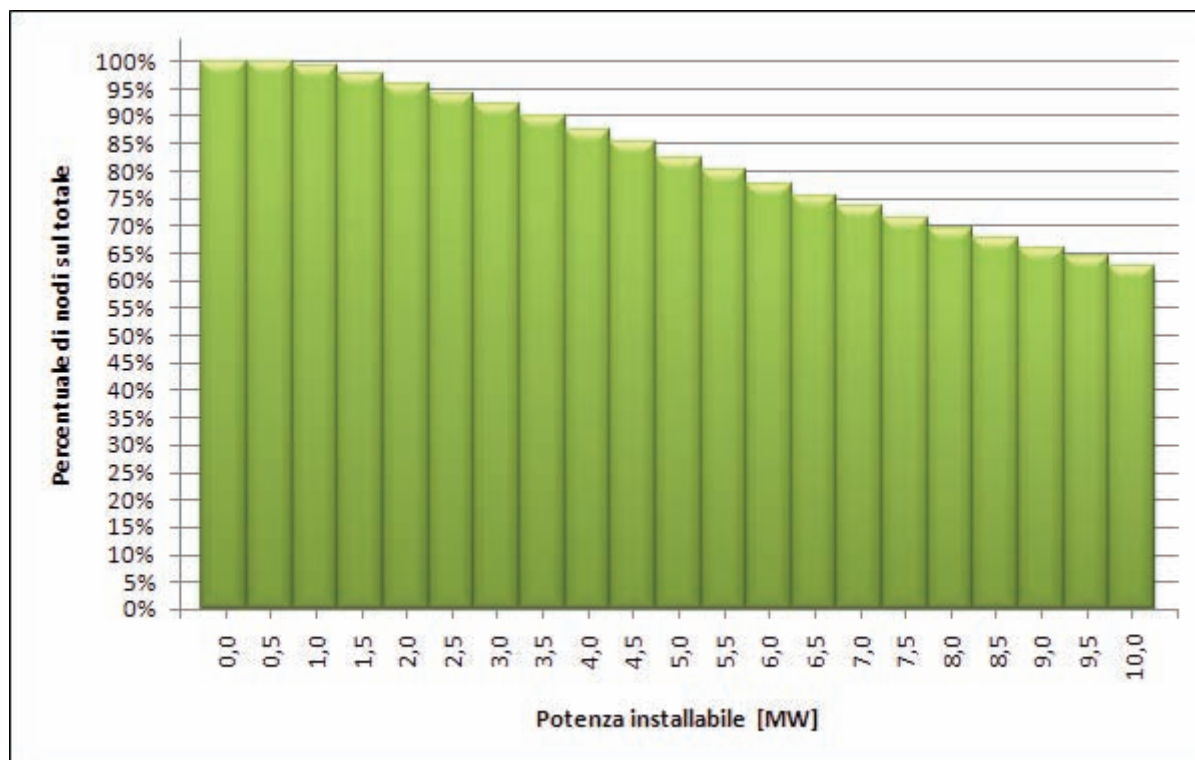


Figura 7.5. Curva cumulata delle potenze attive installabili per variazioni lente di tensione.

7.4 Conclusioni

I risultati dell'analisi mostrano come il vincolo considerato **non sia particolarmente stringente**: in base a quanto riporta l'istogramma cumulato di Figura 7.5, infatti, oltre il 90% dei nodi presenta un margine di GD installabile superiore o uguale a 3 MW, valore che coincide con la potenza massima che le attuali Regole Tecniche di Connessione (CEI 0-16) consentono di installare lungo linea in MT. Inoltre, in quasi 2 nodi su 3, è possibile erogare una potenza attiva di 10 MW senza che il regime di tensione violi il range contrattuale; per quanto riguarda i restanti nodi, i margini di GD installabile si attestano in genere su valori comunque elevati.

Le rare eccezioni che presentano reali problemi relativamente al vincolo delle variazioni lente di tensione sono costituite, come già detto, da nodi appartenenti a feeder poco carichi, afferenti a sbarre su cui è stato impostato un setpoint di tensione molto elevato.

8 Conclusioni generali

L'analisi condotta ha l'obiettivo di quantificare la massima potenza di GD installabile nelle attuali reti elettriche di distribuzione MT italiane, nel rispetto dei principali vincoli tecnici vigenti (incremento della corrente di cortocircuito, variazioni lente e rapide di tensione, limite di transito a regime delle linee, oltre alla inversione del flusso di potenza in cabina primaria). La valutazione della penetrazione di GD è stata effettuata su un campione di 318 reti di distribuzione MT (corrispondenti all'8% delle reti nazionali) tramite calcoli di load flow. Oltre ai dati elettrici delle reti, l'analisi ha richiesto la definizione di alcune ipotesi di contorno, di carattere conservativo, necessarie per lo studio.

Di seguito si riassumono i risultati dell'analisi, differenziando tra i vincoli relativi alla quantità di GD installabile in ciascun nodo e quelli inerenti alla potenza installabile in ciascuna rete vista nel suo complesso.

Tale distinzione è motivata dai differenti tipi di analisi condotte in relazione al vincolo tecnico da studiare: in particolare i risultati ottenuti con approccio nodale (variazioni rapide e lente di tensione, limiti di transito) non sono confrontabili con quelli relativi allo studio delle reti nel loro complesso (corrente di cortocircuito, numero massimo di ore in cui si verifica l'inversione di flusso sul trasformatore AT/MT).

8.1 Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile in ciascun nodo

Di seguito vengono riassunti i risultati dell'analisi circa l'effetto che i tre vincoli tecnici considerati hanno sulla quantità massima di GD in ciascun nodo. In primo luogo vengono ripresi i risultati di ciascun vincolo tecnico considerato separatamente, successivamente si valuta la quantità massima di GD compatibile con i tre vincoli considerati contemporaneamente.

Si prendono in considerazione dapprima le limitazioni legate alle variazioni rapide di tensione, considerando come soglia massima ammessa il 4% della tensione nominale (estremo inferiore dell'intervallo 4÷6% previsto, peraltro a titolo indicativo, dalla EN 50160). Il grafico riportato in Figura 4.4 mostra che la limitazione alla GD installabile è distribuita in un intervallo di potenza compreso tra 0,5 MW e 10 MW, con una densità maggiore fra 2 MW e 3 MW. Inoltre, dal diagramma cumulato in Figura 4.5, si nota che una percentuale molto ridotta dei nodi (pari al circa 2% del campione) presenta una potenza installabile inferiore a 1 MW.

La massima GD installabile in accordo con le variazioni rapide di tensione è funzione principalmente della resistenza a monte del nodo di connessione, mentre è solo in via trascurabile influenzata dal carico installato in rete, dal setpoint del trasformatore di CP e dalla reattanza di cortocircuito (dal momento che viene iniettata in rete solo potenza attiva). La criticità di tale vincolo è inoltre maggiormente rilevante a fondo linea (cresce al crescere della distanza elettrica dalla sbarra MT in CP).

Per quanto riguarda invece il vincolo relativo alle variazioni lente di tensione, illustrato in Figura 7.4, si vede che, in analogia al caso precedente, la massima GD installabile compatibilmente con tale vincolo è ripartita sull'intervallo di potenza tra 0,5 MW e 10 MW. Dal grafico cumulato in Figura 7.5, si osserva che una frazione contenuta dei nodi (circa 2% del campione) accetta una potenza installabile al di sotto dei 2 MW. I nodi che presentano problemi relativi alle variazioni lente di tensione sono quelli appartenenti a feeder poco carichi, afferenti a sbarre su cui è stato impostato un setpoint di tensione molto elevato.

Infine, analizzando il vincolo tecnico associato ai limiti di transito (Figura 6.4), si osserva come la capacità massima di GD installabile sia concentrata in un intervallo ristretto rispetto ai casi precedenti, compreso tra 6,5 MW e 10 MW. Si nota anche una suddivisione in picchi concentrati nelle fasce tra 6,5÷7,5 MW e 9÷10 MW, dipendente dai due principali livelli di tensione nominale ricorrenti nel campione (15 kV e 20 kV). Facendo riferimento al diagramma cumulato riportato in Figura 6.6, emerge come soltanto una piccola percentuale dei nodi (pari al 2%) ammetta una GD connettabile inferiore ai 5 MW. Il vincolo relativo ai transiti di corrente, benché poco limitante, può risultare quello maggiormente restrittivo per i nodi in prossimità delle sbarre MT, in quanto in tali nodi non si hanno normalmente criticità legate alle variazioni rapide e lente di tensione.

Dopo aver analizzato l'effetto separato dei tre vincoli tecnici, si considera ora la quantità massima di GD compatibile con i suddetti vincoli considerati contemporaneamente. A tal proposito la Figura 8.1 mostra, in grigio, l'istogramma cumulato relativo all'involuppo dei tre vincoli⁶², da cui si osserva che, nelle ipotesi dello studio, su una grande percentuale di nodi del campione la potenza tecnicamente installabile è piuttosto elevata (il 75% circa dei nodi analizzati risulta compatibile con una quantità di GD entro i 3 MW, percentuale che scende a circa il 50% per una potenza pari a 6 MW). Nel medesimo diagramma è inoltre fornita, in corrispondenza di ogni ascissa, un'indicazione relativa al vincolo più stringente per quei nodi che presentino una violazione dei criteri considerati; tale informazione traspare dalla colorazione assunta dal complementare, rispetto al 100%, delle

⁶² L'istogramma di colore grigio rappresenta cioè la quantità di GD installabile in accordo con tutti i tre vincoli nodali considerati.

barre grigie. La figura evidenzia come i vincoli maggiormente limitanti siano quelli posti dalle variazioni rapide di tensione e dai limiti di transito sulle linee: il primo comporta una limitazione di potenza installabile molto incidente (anche al di sotto di 1 MW) ai nodi che si trovano ad un'elevata distanza elettrica dal trasformatore (nodi a fondo linea), mentre il secondo tende a limitare la quantità di GD installabile a valori compresi tra 6,5 MW e 10 MW, e risulta essere il più stringente per i nodi collocati in prossimità della sbarra MT. Per quanto concerne il vincolo sulle variazioni lente di tensione, invece, si osserva come esso sia quasi sempre quello meno critico.

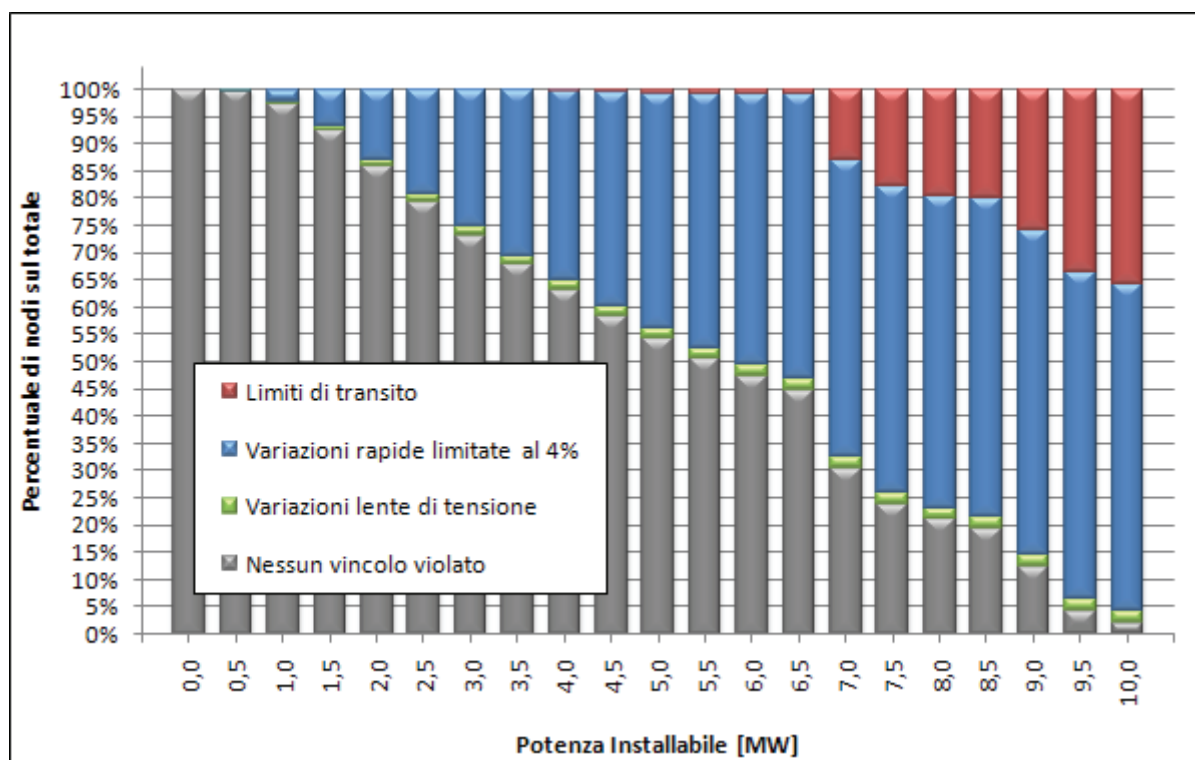


Figura 8.1. Istogramma cumulato della percentuale di nodi con GD installabile pari al valore indicato in ascissa: dettaglio dei vincoli nodali più stringenti, assumendo come limite di variazione rapida di tensione il 4% del valore nominale.

In Figura 8.2 è invece rappresentato un grafico nel quale viene indicata la percentuale dei nodi del campione per i quali ogni singolo vincolo tecnico risulta essere il più stringente dei tre considerati. Dall'analisi congiunta del suddetto grafico, e del già discusso istogramma di Figura 8.1, si osserva che il limite relativo alle variazioni rapide di tensione risulta essere il più restrittivo, tanto in termini di numerosità di nodi su cui esso interviene (circa il 60% dei nodi del campione), quanto in termini di quantità massima di GD connettabile (circa il 25% dei nodi ha una potenza massima installabile limitata a 3 MW, per effetto del vincolo sulle variazioni rapide di tensione).

Il vincolo relativo ai transiti di corrente è invece il più stringente per circa il 37% dei nodi analizzati, ma si manifesta per valori di GD piuttosto alti (in pratica, oltre i 7 MW); quello relativo

alle variazioni lente di tensione, infine, è il più restrittivo solo nel 2% dei nodi, dove comincia a manifestarsi per quantità di GD piuttosto basse (circa 3 MW).

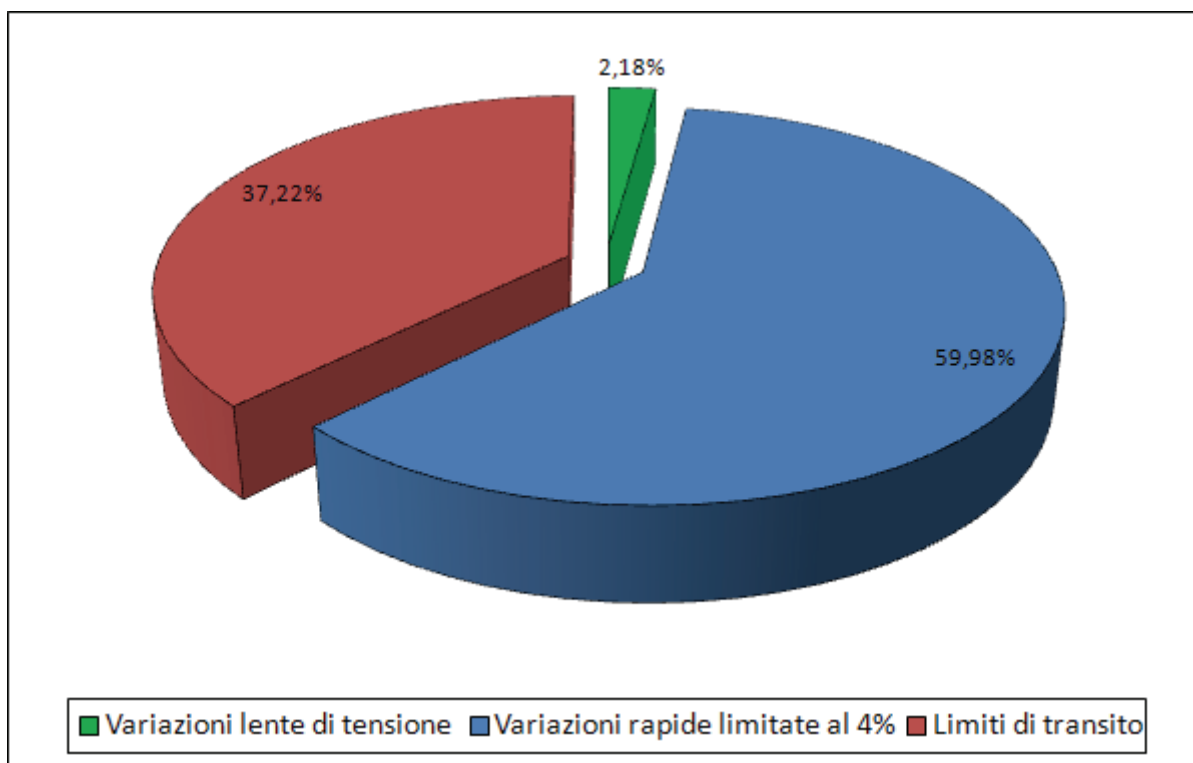


Figura 8.2. Distribuzione percentuale dei nodi in relazione al vincolo tecnico più stringente. Variazione rapida di tensione limitata al 4% del valore nominale.

Poiché il vincolo tecnico più stringente risulta quello relativo alle variazioni rapide di tensione, è interessante estendere lo studio innalzando la soglia al 6% della tensione nominale, ovvero all'estremo superiore dell'intervallo di valori indicativi forniti nella EN 50160.

In tale situazione (si considerino la Figura 8.3 e la Figura 8.4, rispettivamente similari alla 8.1 e alla 8.2) si osserva un notevole incremento della percentuale di nodi che presentano un valore di potenza installabile massima pari a 3 MW (approssimativamente da circa il 75% ad oltre l'85%). Tale incremento diventa ancora più consistente facendo riferimento alla percentuale dei nodi limitati a circa 6 MW (i nodi compatibili con tale potenza passano ora da circa il 50% a quasi il 65%); per potenze superiori, come rilevato in precedenza, si attiva il vincolo relativo ai limiti di transito.

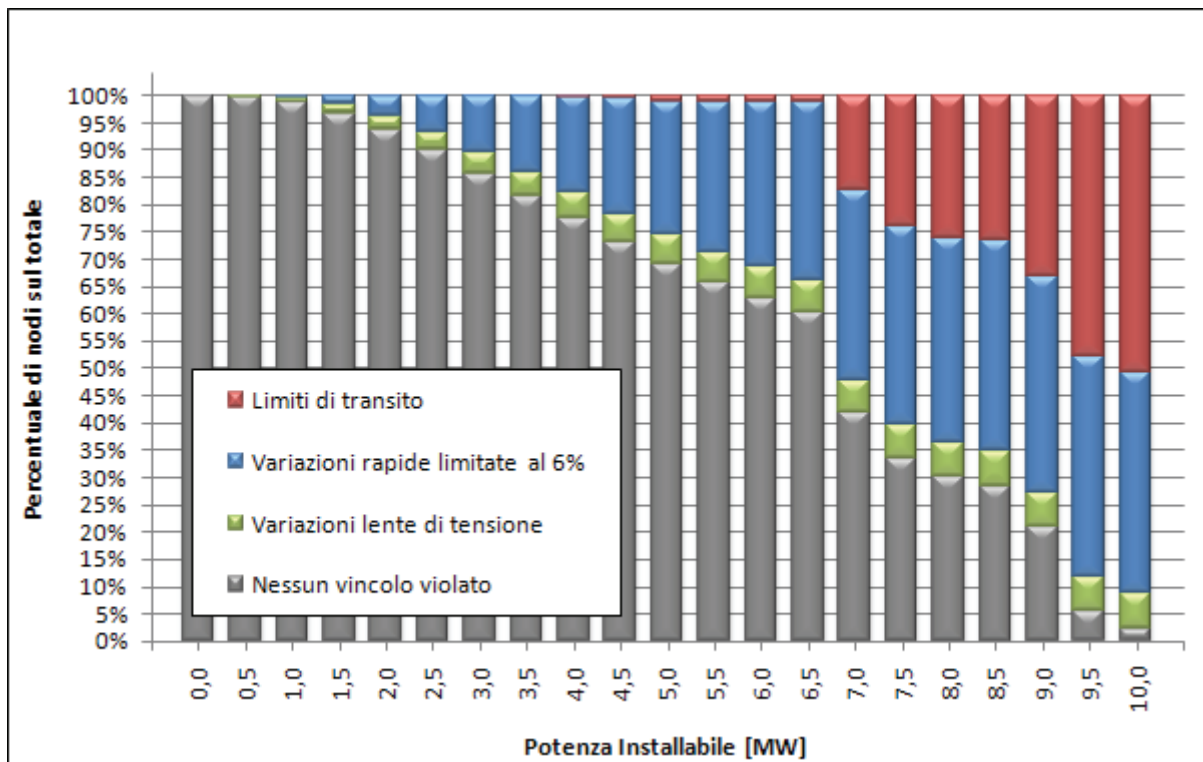


Figura 8.3. Istogramma cumulato della percentuale di nodi con GD installabile pari al valore indicato in ascissa: dettaglio dei vincoli nodali più stringenti, assumendo come limite di variazione rapida di tensione il 6% del valore nominale.

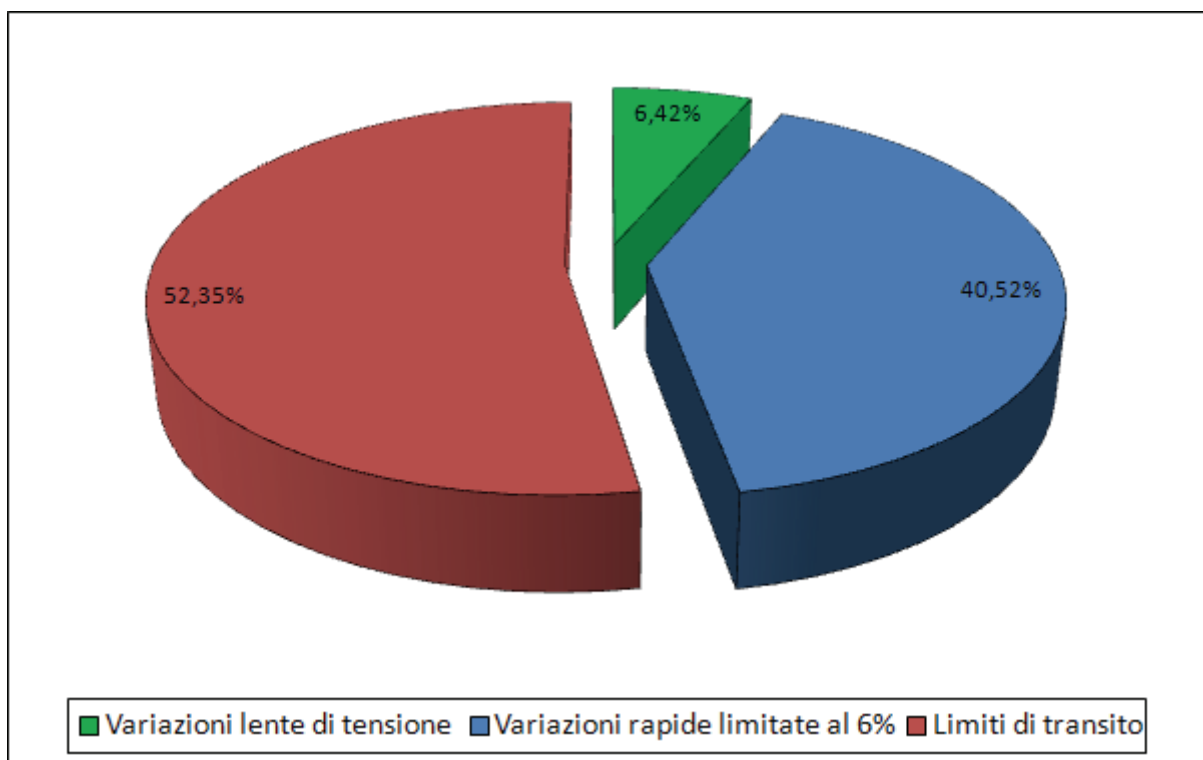


Figura 8.4. Distribuzione percentuale dei nodi in relazione al vincolo tecnico più stringente. Variazione rapida di tensione limitata al 6% del valore nominale.

Per concludere, con riferimento ai risultati discussi, si evidenzia che, indipendentemente dalla soglia considerata ammissibile per le variazioni rapide di tensione (4% oppure 6%), la percentuale dei nodi compatibile con una quantità di GD superiore ai 10 MW risulta molto ridotta, inferiore a qualche punto percentuale.

8.2 Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile a livello di singola rete e di linea

I vincoli che sono valutati a livello di ciascuna singola rete MT riguardano l'inversione di flusso sul trasformatore AT/MT e il limite massimo della corrente di cortocircuito.

In riferimento al vincolo relativo all'inversione di flusso nel trasformatore AT/MT, illustrato in Figura 6.10, si vede che la massima GD installabile in rete è distribuita sull'intero intervallo di potenza (da 0,5 MW a 10 MW), ed è maggiormente concentrata tra 1 MW e 6 MW. Il diagramma cumulato riportato in Figura 6.11 evidenzia che circa il 2% delle reti ha un limite massimo di potenza installabile inferiore a 0,5 MW. Peraltro tale vincolo dipende in modo sensibile dalle ipotesi relative alla determinazione della curva di carico sulla rete e dall'ipotesi di profilo costante della GD (quest'ultima particolarmente conservativa, se si fa riferimento a generatori da fonti rinnovabili aleatorie). Nonostante tale vincolo sia piuttosto restrittivo, esso può essere facilmente ovviato qualora il sistema sia disponibile a coprire i costi necessari agli adeguamenti richiesti, limitati alla parte AT delle cabine primarie.

Quello sulle correnti di cortocircuito è il meno stringente dei vincoli tecnici fin qui analizzati. Infatti nel caso più sfavorevole, corrispondente alle cabine primarie dotate di trasformatori AT/MT con potenza nominale elevata (40 MVA) e tensione nominale di 15 kV, si ottiene una GD installabile, compatibilmente con il limite di tenuta delle attuali apparecchiature, pari a circa 7,5 MVA in caso di generatori connessi con convertitori statici e a 5,2 MVA, in caso di generatori rotanti, connessi alla rete senza interposizione di convertitori statici. (Tabella 4.2).

Infine, l'incremento delle correnti di cortocircuito causato dalla GD deve essere valutato anche rispetto alla limitazione posta dalle protezioni di massima corrente di cortocircuito collocate su ciascuna linea MT. Tale vincolo, diversamente dai due precedenti, si applica alla quantità massima di GD installata sulla singola linea MT. La situazione più critica è quella che si registra nelle linee con tensione nominale pari a 15 kV, sulle quali la potenza massima di GD installabile è pari a 7,8 MVA, in caso di generatori connessi con convertitori statici, e a 5,2 MVA, in caso di generatori connessi rotanti senza l'interposizione di convertitori statici.

Occorre sottolineare che su reti con tensione nominale di 15 kV il vincolo posto dalla corrente che interessa (in controflusso) la protezioni di linea è meno restrittivo del vincolo precedentemente esaminato, relativo alla massima corrente di corto circuito per limiti di tenuta elettromeccanica delle apparecchiature. Viceversa, se si considerano le reti con tensione nominale a 20 kV, il vincolo posto dalla protezione di linea diventa più stringente di quello relativo ai limiti di tenuta elettromeccanica delle apparecchiature; tuttavia esso interviene per valori di potenza molto alti (circa 7 MVA).

8.3 Possibili interventi sulla rete per superare gli attuali vincoli

Nel seguito sono fornite indicazioni qualitative relative ai possibili sviluppi e/o aggiornamenti delle reti di distribuzione MT che, in prospettiva, consentano il superamento dei singoli vincoli tecnici dettagliati nei capitoli precedenti.

- **Inversione del flusso di potenza:** potrebbe determinare problemi per il funzionamento in isola indesiderata e per gli automatismi di selezione dei tronchi guasti. Allo scopo di risolvere le problematiche relative al funzionamento in isola indesiderata è necessario intervenire a livello di gestione del sistema di distribuzione, prevedendo, ad esempio, ulteriori modalità per la disconnessione degli impianti di produzione. A tal fine risulta molto importante che il sistema di protezione contro la perdita di rete sia configurato in maniera tale da selezionare gli eventi che richiedono l'eventuale separazione (o gestione particolare) degli impianti di produzione dalla rete, da quelli per cui non ciò non è necessario (al fine di evitare che semplici disturbi di rete, quali i buchi di tensione, provochino interventi intempestivi, con il conseguente fuori servizio degli impianti di generazione). In merito alle tematiche di ricerca dei tronchi guasti, le procedure attualmente adottate nella rete di distribuzione MT prevedono l'uso di un dispositivo in grado di identificare il tronco di linea su cui si è verificato il guasto, sulla base della presenza o dell'assenza di tensione. Per evitare che la GD comprometta l'efficacia delle procedure automatiche di ricerca dei tronchi guasti, è necessario che, all'insorgere di un qualunque comportamento anomalo, i generatori si separino dalla rete attraverso le proprie protezioni di interfaccia, prima della richiusura rapida degli interruttori posti alla partenza delle linee.
- **Incremento della corrente di cortocircuito:** relativo sostanzialmente al potere di interruzione degli apparecchi di manovra, siano essi quelli delle imprese distributrici, o

quelli degli utenti. In pratica, esistono due strategie alternative per superare il problema: adeguare i dispositivi di rete oppure ridurre l'ampiezza delle correnti di cortocircuito. L'ultima soluzione⁶³ può comprendere l'utilizzo di un punto dedicato di connessione dell'impianto di produzione alla rete di distribuzione MT.

- **Variazioni lente di tensione:** incidono sui valori massimi di tensione ai nodi di carico. Per superare il limite individuato (che, come detto, non è quello più stringente, almeno per basse quantità di GD) è necessario passare alla modalità di gestione attiva della rete di distribuzione. A titolo di esempio, si potrebbe ipotizzare l'impiego di sistemi di comunicazione e controllo, in grado di trasferire dalla CP opportuni segnali ai singoli generatori, così da coordinarne la regolazione. Si potrebbe introdurre quindi un sistema di regolazione locale che consenta sia la disconnessione del generatore in caso di situazioni critiche, sia la regolazione del reattivo fornito dal generatore, nel caso tale funzionalità sia prevista.
- **Variazioni rapide di tensione:** sono associate alla perturbazione del valore della tensione nel nodo di allacciamento dei vari utenti. Contestualizzando tale problematica rispetto alla GD, emerge che il vincolo è rilevante in corrispondenza del distacco⁶⁴ istantaneo (per guasto o altre cause) di utenti attivi che risultassero operanti in condizioni di elevata immissione in rete. In questo caso si può procedere con lo sviluppo di metodi più selettivi, che consentano di evitare la disconnessione intempestiva degli impianti di produzione dalla rete. È importante ricordare che il vincolo del 4% sulle variazioni rapide di tensione non è affatto un limite, visto che la EN 50160 lo riporta come un valore indicativo delle possibili variazioni di tensione durante l'esercizio della rete.
- **Limiti di transito sulle linee:** riguardano il corretto funzionamento dei sistemi di protezione. Un elevato livello di penetrazione della GD potrebbe comportare la necessità di adeguamento o revisione del sistema di protezione e delle relative regolazioni, utilizzate nelle CP e sulle linee in MT. Il problema può divenire rilevante per le protezioni di massima corrente poste sulle partenze delle linee MT in quanto tali protezioni, al fine della loro attivazione, non sono in grado, di norma, di distinguere il

⁶³ Nel caso in cui vengono usati generatori rotanti connessi alla rete senza interposizione di sistemi di conversione, si possono inserire opportune reattanze tra l'impianto di produzione e la rete di distribuzione MT per ridurre le correnti di cortocircuito.

⁶⁴ Normalmente il parallelo degli impianti di produzione alla rete tramite inverter non comporta problemi di variazioni rapide di tensione. Nel caso di generatori rotanti collegati alla rete senza interposizione di sistemi statici di conversione, gli interruttori di parallelo sono dotati di controllo di sincronismo (synchro-check), che attenua i transitori di tensione.

verso della corrente che rilevano. I relè digitali possono essere sfruttati per rendere le protezioni maggiormente selettive.

Come osservazione finale, è importante sottolineare che l'analisi quantitativa della massima potenza installabile sulle reti di distribuzione, nel rispetto dei vincoli tecnici, ha preso in considerazione solamente le reti di distribuzioni MT, perciò i risultati ottenuti sono estendibili a livello BT solo in maniera qualitativa.

Un'analisi in tale direzione richiederebbe infatti studi dedicati alla rete di distribuzione BT, del tutto analoghi a quelli descritti nel presente rapporto, basati su un campione significativo di reti.

A.1 APPENDICE: Modello di load flow con regolazione automatica di tensione in cabina AT/MT

A.1.1 Inserimento del rapporto di trasformazione nel modello di Newton-Raphson

L'algoritmo di load flow sviluppato ai fini delle attività presentate nel presente rapporto si basa sul metodo risolutivo alla Newton-Raphson integrato di un'ulteriore equazione, la quale impone che il modulo della tensione alle sbarre MT venga mantenuto pari ad un setpoint fissato, acquisito in ingresso dal modello stesso; a tale fine è necessario adattare continuamente il rapporto di trasformazione k del trasformatore AT/MT. Il k diviene quindi, nel modello di load flow regolato, una nuova variabile nodale, che si affianca a quelle già presenti e viene classificata come incognita principale per il solo nodo corrispondente alle sbarre MT. Quest'ultimo nodo, precedentemente di tipo PQ, dovendo mantenere la sua V ad un valore costante prefissato, appartiene quindi ad una categoria di nodi particolare, non classificata nei classici modelli di load flow: i nodi di tipo PVQ. Considerando inoltre una qualunque rete di distribuzione MT, come quelle appartenenti al campione analizzato, si osserva come in essa vi siano, oltre al nodo di saldo (sbarre AT) e al già citato PVQ (sbarre MT), solo nodi di tipo PQ. Infatti, in corrispondenza dei nodi afferenti alle varie linee della rete, oltre ai carichi (che realizzano sempre un assorbimento a P e $\cos\phi$ imposti), vi possono essere i generatori distribuiti che, per la modellizzazione adottata in questo studio, immettono potenze attive e reattive costanti (in particolare la potenza reattiva iniettata, come più volte dettagliato nello studio, è nulla).

In base a quanto appena affermato, quindi, i nodi delle reti di distribuzione, si distinguono nelle categorie seguenti:

<i>Tipo di nodo</i>	<i>Numerosità</i>	<i>Variabili note</i>	<i>Variabili incognite</i>
PQ	$n-2$	(P, Q)	(V, δ)
PVQ	1	(P, V, Q)	(δ, k)
saldo	1	(V, δ)	(P, Q)

Tabella A.1 – Categorie di nodi ricorrenti nelle reti di distribuzione, in base al tipo di incognite considerate nel modello di load flow regolato.

Dove con n si indica il numero totale di nodi della generica rete di distribuzione.

Considerando anche il rapporto di trasformazione k , le nuove equazioni attive e reattive assumono la seguente forma generica:

$$\begin{cases} P_p(V_q, \delta_q, k_q) = k_p V_p \cdot \sum_{q=1}^n [Y_{pq} \cdot k_q V_q \cdot \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})] \\ Q_p(V_q, \delta_q, k_q) = k_p V_p \cdot \sum_{q=1}^n [Y_{pq} \cdot k_q V_q \cdot \text{sen}(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})] \end{cases} \quad (\text{A.1})$$

Considerando le (A.1) si può osservare come esse presuppongano che vi sia un k per ognuno degli n nodi della rete. Tuttavia, essendo in queste equazioni il k un semplice fattore moltiplicativo del modulo delle tensioni, ed essendo il suo valore per tutti i nodi (tranne il PVQ) costante e pari a 1, il rapporto di trasformazione si rivela ininfluenza per tutti gli $(n-1)$ nodi della rete che non siano il PVQ, il che consente di accettare le definizioni proposte in Tabella A.1.

A.1.2 Dimensioni del problema e matrice jacobiana

L'applicazione del modello di load flow regolato su una rete di distribuzione costituita da n nodi consiste quindi nel risolvere un problema costituito da $(2n-2)$ equazioni in $(2n-2)$ incognite (delle quali $(2n-4)$ sono relative ai nodi PQ, e 2 al nodo PVQ). Essendo il modello qui descritto un'estensione di quello classico di Newton-Raphson, esso prevede un calcolo di tipo iterativo, basandosi però sulla seguente matrice jacobiana, di dimensioni $[(2n-2) \cdot (2n-2)]$:

$$[J(f(x))] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{PQ}}{\partial V_{PQ}} & \frac{\partial P_{PQ}}{\partial \delta_{PQ}} & \frac{\partial P_{PQ}}{\partial \delta_{PVQ}} & \frac{\partial P_{PQ}}{\partial k_{PVQ}} \\ \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial V_{PQ}} & \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{PQ}} & \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{PVQ}} & \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial k_{PVQ}} \\ \frac{\partial P_{PVQ}}{\partial V_{PQ}} & \frac{\partial P_{PVQ}}{\partial \delta_{PQ}} & \frac{\partial P_{PVQ}}{\partial \delta_{PVQ}} & \frac{\partial P_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}} \\ \frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial V_{PQ}} & \frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial \delta_{PQ}} & \frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial \delta_{PVQ}} & \frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

A.1.3 Modello del trasformatore AT/MT

I termini della matrice jacobiana risultano di fatto dipendenti dai parametri serie e parallelo del trasformatore di CP, nonché dal suo rapporto di trasformazione k . È quindi necessario effettuare una modellizzazione del trasformatore, che permetta di esplicitare la dipendenza dei termini della matrice jacobiana dai parametri del trasformatore, e dal suo rapporto di trasformazione.

Per il trasformatore AT/MT di ciascuna rete sono noti due parametri di lato:

- l'ammettenza-serie (\bar{y}_s);
- l'ammettenza in derivazione (\bar{y}_c).

Il valore di tali parametri concentrati è riferito al secondario del trasformatore, per il quale viene utilizzato un modello a "II" come quello di Figura A.1:

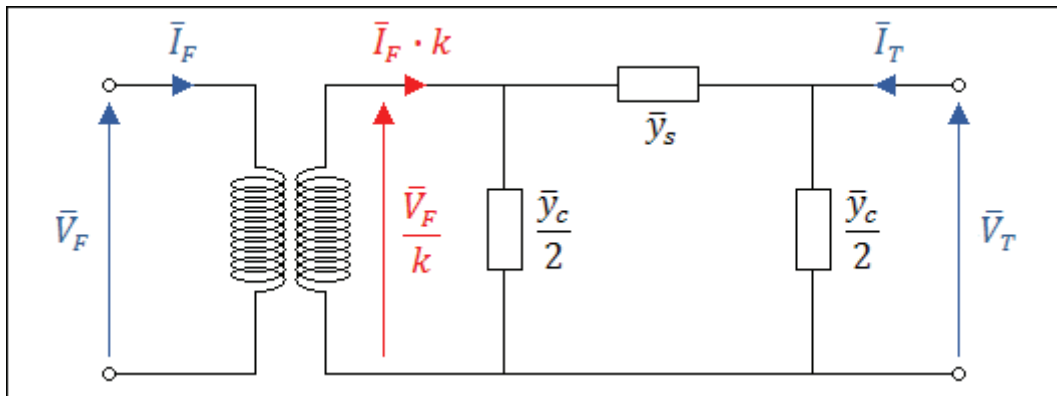


Figura A.1 – Modello a parametri concentrati adottato per il trasformatore AT/MT.

Nel modello illustrato:

- le grandezze (tensioni e correnti) aventi pedice "F" sono quelle relative al nodo "from" del lato, cioè quello che, nella rappresentazione matriciale della rete, si trova più a monte, con il saldo stesso;
- le grandezze aventi invece pedice "T" sono quelle proprie del nodo "to" che, per il lato considerato, rappresenta le sbarre MT.

Le ammettenze nodali, relative al doppio bipolo rappresentativo del trasformatore AT/MT, in riferimento alla relazione matriciale:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_F \\ \bar{I}_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{FF} & \bar{Y}_{FT} \\ \bar{Y}_{TF} & \bar{Y}_{TT} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_F \\ \bar{V}_T \end{bmatrix}$$

(A.3)

risultano le seguenti:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{Y}_{FF} = \frac{\bar{y}_c + \bar{y}_s}{|k|^2} \\ \bar{Y}_{FT} = \frac{\bar{y}_s}{k} \\ \bar{Y}_{TF} = -\frac{\bar{y}_s}{k} = -\bar{Y}_{FT} \\ \bar{Y}_{TT} = \bar{y}_s + \frac{\bar{y}_c}{k} \end{array} \right. \quad (A.4)$$

A.1.4 Equazioni della matrice jacobiana e forma risolutiva del problema

La matrice jacobiana del problema in esame, di dimensioni $[(2n-2) \cdot (2n-2)]$, presenta in tutto $(2n-2)^2$ termini, i quali possono essere raggruppati in 16 tipologie. Al fine di completare la descrizione matematica completa del presente modello di load flow, vengono ricercate le espressioni che permettono di determinare ciascuna di queste 16 tipologie di termini della matrice jacobiana:

- i termini del tipo $\frac{dP_{PQ}}{dV_{PQ}}$ e $\frac{dP_{PVQ}}{dV_{PQ}}$ costituiscono delle sottomatrici di dimensioni, rispettivamente, $[(n-2) \cdot (n-2)]$ e $[1 \cdot (n-2)]$, e sono determinabili a partire dalle seguenti espressioni, a seconda che la variabile di derivazione sia o no relativa al nodo a cui è riferita l'equazione attiva delle (A.1) che viene derivata:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial P_p}{\partial V_{q \neq p}} = Y_{pq} V_p \cos(\delta_p - \delta_q - \vartheta_{pq}) \\ \frac{\partial P_p}{\partial V_p} = \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} V_q \cos(\delta_p - \delta_q - \vartheta_{pq}) + 2Y_{pp} V_p \cos(\vartheta_{pp}) \end{array} \right. \quad (A.5)$$

- i termini appartenenti alle tipologie specificate in Tabella A.3 sono individuati mediante le seguenti espressioni generali:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial P_p}{\partial \delta_{q \neq p}} = Y_{pq} V_p V_q \text{sen}(\delta_p - \delta_q - \mathcal{G}_{pq}) \\ \frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} = -V_p \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} V_q \text{sen}(\delta_p - \delta_q - \mathcal{G}_{pq}) \end{array} \right. \quad (\text{A.6})$$

<i>Termini</i>	<i>Dimensioni sottomatrice corrispondente</i>
$\frac{\partial P_{PQ}}{\partial \delta_{PQ}}$	$[(n-2) \cdot (n-2)]$
$\frac{\partial P_{PVQ}}{\partial \delta_{PQ}}$	$[1 \cdot (n-2)]$
$\frac{\partial P_{PQ}}{\partial \delta_{PVQ}}$	$[(n-2) \cdot 1]$
$\frac{\partial P_{PVQ}}{\partial \delta_{PVQ}}$	$[1 \cdot 1]$

Tabella A.2 – Termini aventi espressioni (A.6) e dimensioni delle rispettive sottomatrici.

- i termini del tipo $\frac{\partial Q_{PQ}}{\partial V_{PQ}}$ e $\frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial V_{PQ}}$ costituiscono delle sottomatrici di dimensioni, rispettivamente, $[(n-2) \cdot (n-2)]$ e $[1 \cdot (n-2)]$, e ad essi corrispondono le seguenti espressioni generali:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial Q_p}{\partial V_{q \neq p}} = Y_{pq} V_p \text{sen}(\delta_p - \delta_q - \mathcal{G}_{pq}) \\ \frac{\partial Q_p}{\partial V_p} = \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} V_q \text{sen}(\delta_p - \delta_q - \mathcal{G}_{pq}) - 2Y_{pp} V_p \text{sen}(\mathcal{G}_{pp}) \end{array} \right. \quad (\text{A.7})$$

- i termini appartenenti alle tipologie specificate in Tabella A.4 sono determinabili mediante le seguenti espressioni generali:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_{q \neq p}} = -Y_{pq} V_p V_q \cos(\delta_p - \delta_q - \mathcal{G}_{pq}) \\ \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_p} = V_p \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} V_q \cos(\delta_p - \delta_q - \mathcal{G}_{pq}) \end{array} \right. \quad (\text{A.8})$$

<i>Termine</i>	<i>Dimensioni sottomatrice corrispondente</i>
$\frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{PQ}}$	$[(n-2) \cdot (n-2)]$
$\frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial \delta_{PQ}}$	$[1 \cdot (n-2)]$
$\frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{PVQ}}$	$[(n-2) \cdot 1]$
$\frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial \delta_{PVQ}}$	$[1 \cdot 1]$

Tabella A.3 – Termini aventi espressioni (A.8) e dimensioni delle rispettive sottomatrici.

Le espressioni (A.5), (A.6), (A.7) e (A.8) sono incluse anche nel classico modello di Newton-Raphson, del quale descrivono interamente la matrice jacobiana. Le quattro tipologie di termini non considerate finora sono invece specifiche del presente modello di load flow:

- per quanto riguarda i termini del tipo $\frac{\partial P_{PQ}}{\partial k_{PVQ}}$ e $\frac{\partial Q_{PQ}}{\partial k_{PVQ}}$, essi sono nulli in quanto le

equazioni attive e reattive relative ai nodi PQ sono indipendenti dal rapporto di trasformazione. Le sottomatrici ad essi corrispondenti, entrambe di dimensioni $[1 \cdot (n-2)]$, sono quindi interamente costituite da zeri;

- soffermandosi infine sui termini del tipo $\frac{\partial P_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}}$ e $\frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}}$, a cui corrispondono

sottomatrici di dimensione unitaria, è necessario ricercare le formule che li descrivono.

Partendo dalla seguente espressione complessa:

$$\frac{\partial \bar{A}_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}} = \frac{\partial P_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}} + j \frac{\partial Q_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}}$$

(A.9)

Si considera l'espressione della potenza apparente al nodo PVQ (sbarre MT):

$$\begin{aligned} \bar{A}_{PVQ} &= \bar{V}_{PVQ} \cdot \underline{I}_{PVQ} = \bar{V}_{PVQ} \cdot \sum_{i=1}^n (\underline{Y}_{PVQ_i} \cdot \underline{V}_i) \\ &= \bar{V}_{PVQ} \cdot \left[\underline{Y}_{PVQ_{SALDO}} \cdot \underline{V}_{SALDO} + \underline{Y}_{PVQ_{PVQ}} \cdot \underline{V}_{PVQ} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq PVQ \\ i \neq SALDO}}^n (\underline{Y}_{PVQ_i} \cdot \underline{V}_i) \right] \end{aligned} \quad (A.10)$$

Essendo nulli, nella matrice delle ammettenze nodali, tutti gli elementi nelle posizioni (PVQ,i) , con i relativo a tutti i nodi che non siano il PVQ o il saldo, il termine sotto il segno di sommatoria della (A.10) si annulla. Sostituendo quindi nella (A.9), si ottiene:

$$\frac{\partial \bar{A}_{PVQ}}{\partial k_{PVQ}} = \bar{V}_{PVQ} \cdot \frac{\partial \underline{Y}_{PVQ_{SALDO}}}{\partial k_{PVQ}} \cdot \underline{V}_{SALDO} + \left| \bar{V}_{PVQ} \right|^2 \cdot \frac{\partial \underline{Y}_{PVQ_{PVQ}}}{\partial k_{PVQ}} \quad (A.11)$$

A questo punto, dopo aver constatato che $\bar{Y}_{PVQ_{SALDO}}$ e $\bar{Y}_{PVQ_{PVQ}}$ non sono altro che, rispettivamente, le ammettenze nodali \bar{Y}_{TF} e \bar{Y}_{TT} definite nella (A.4), si deriva il coniugato di queste rispetto a k e si determina l'espressione (A.11), le cui parti reale ed immaginaria sono esattamente le espressioni ricercate per i termini $\frac{\partial P_{PQ}}{\partial k_{PVQ}}$ e $\frac{\partial Q_{PQ}}{\partial k_{PVQ}}$ della matrice jacobiana.