

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Tesi di Laurea



Confronto di tecniche di regolazione della tensione con inverter fotovoltaici e sistemi centralizzati.

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Correlatore:

Ing. Alessandro Ciocia

Candidato:

Jacopo Martani

Matricola: S221174

Marzo 2018

Anno accademico 2017-2018

Indice

1	Nozioni di base sui generatori fotovoltaici	2
1.1	Radiazione solare	2
1.2	Teoria della cella solare	4
1.3	Collegamenti elettrici delle celle	9
1.4	Moduli fotovoltaici: costituzione e dati di targa	11
1.5	Inverter per connessione alla rete	14
2	Generazione distribuita	17
2.1	Connessione alla rete e relative problematiche	17
2.2	Partecipazione della generazione distribuita alla regolazione tensione	20
2.3	Comportamento nei transitori di frequenza e tensione	24
3	Stato dell'arte in merito alla regolazione di tensione	26
3.1	Soluzioni tecniche adottate dai DSO	28
3.1.1	Espansione della rete	28
3.1.2	Dispositivi per il controllo locale:	31
3.1.3	Ottimizzazione della rete	32
3.1.4	Gestione e pianificazione della rete	34
4	Tecniche e dispositivi per la regolazione di tensione adottati	36
4.1	Variatori sotto carico (OLTC)	36
4.1.1	Variatori sotto carico: principi di funzionamento	36
4.1.2	Variatori sotto carico meccanici	37
4.1.3	Variatori sotto carico elettronici	40
4.1.4	Parametri di base per il controllo	42
4.2	Compensatori statici di potenza reattiva	43
4.2.1	Valvole a tiristori	44
4.2.2	Tipologie di SVC	45
4.2.3	Caratteristiche elettriche: curve V-I, V-Q	53
4.2.4	STATCOM (<i>Static Synchronous Compensator</i>)	54
4.2.5	Principio di funzionamento	55
4.2.6	SVC vs STATCOM	57
5	Rete elettrica e sua risoluzione analitica	59
5.1	Rete radiale in analisi	59
5.2	Matrice delle incidenze, delle ammettenze e delle impedenze	60
5.3	Algoritmo Backward Forward Sweep	62
5.4	Carichi attivi e passivi	64
5.5	Generazione	65

6	Algoritmi impiegati per la regolazione della tensione	68
6.1	Utilizzo degli inverter dei generatori fotovoltaici	68
6.2	Utilizzo di SVC/STATCOM	78
6.3	Utilizzo di un variatore sottocarico	79
6.4	Indicatori di tensione	86
6.5	Regolazione di tensione con metodologie alternative	88
7	Risultati delle simulazioni	91
7.1	Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici	92
7.2	Regolazione centralizzata e distribuita con OLTC e inverter fotovoltaici	101
7.3	Regolazione centralizzata e distribuita con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici	107
7.4	Simulazioni su un'altra rete di distribuzione	110
8	Conclusioni	116
	Bibliografia	117

Introduzione

Lo sviluppo di sistemi di generazione e accumulo innovativi di energia elettrica (denotati con il termine di *risorse distribuite* dallo standard *IEEE 1547*) conseguentemente alla nascita e alla maturazione di nuove tecnologie ad un costo sempre più competitivo e all'evoluzione della regolamentazione del mercato elettrico ha comportato la sempre più consistente partecipazione attiva degli utenti del sistema elettrico alla produzione di energia elettrica. Tra le tecnologie più importanti (a livello di diffusione e impatto sul sistema elettrico) spicca quella fotovoltaica. La diffusione di tale tecnologia di generazione nelle reti di distribuzione ha comportato tuttavia l'insorgere di problemi di *power quality* soprattutto per quanto concerne la gestione dei profili di tensione di rete. Questi devono rispettare i vincoli imposti dalla norma *CEI EN 50160* la quale prevede che il valore efficace della tensione non superi il $\pm 10\%$ del valore nominale (230/400V per le reti BT). In tale contesto questa tesi si propone di investigare i metodi di regolazione della tensione applicabili allo stato dell'arte nelle reti di distribuzione per far fronte ad una sempre più elevata penetrazione del fotovoltaico. Si tralasciano quindi le soluzioni più sofisticate che prevedono la presenza di un'infrastruttura più o meno complessa di comunicazione nodale volta al coordinamento delle risorse di rete. Tali soluzioni smart, oggi in fase di sviluppo, presentano infatti inconvenienti sia di natura tecnica sia economica. Nell'ambito delle soluzioni tecniche ai problemi di tensione adottate dai gestori delle reti di distribuzione si fa presente come il rinforzo/modifica strutturale della rete (aumento sezione cavi, spostamento cabine secondarie etc.) rappresenti oggi il metodo più efficace e tra i più diffusi; i costi che ne derivano tuttavia sono considerevoli. Per tale ragione questa tesi verterà sull'analisi di metodi di regolazione della tensione di tipo distribuito, utilizzando gli inverter di interfaccia alla rete dei generatori fotovoltaici, e metodi di regolazione di tipo centralizzato, utilizzando variatori sotto carico del rapporto di trasformazione del trasformatore di cabina e dispositivi di condizionamento di potenza reattiva quali SVC (*Static Var Compensators*) e STATCOM (*Static Synchronous Compensators*). L'efficacia di ciascuna tecnica verrà valutata attraverso simulazioni numeriche in ambiente Matlab® di più reti di distribuzione BT mediante la definizione di opportuni indicatori di tensione.

1 | Nozioni di base sui generatori fotovoltaici

1.1 Radiazione solare

L'energia solare è associata alla radiazione elettromagnetica emessa dal Sole. Esso può essere considerato come un corpo nero, ossia come un emettitore ideale di radiazione alla temperatura di circa 5780 K. Per quantificare il contenuto energetico di tale radiazione si adopera l'irradianza G (misurata in W m^{-2}). Il valore approssimativo di tale grandezza, misurata sulla superficie superiore dell'atmosfera terrestre, su un piano perpendicolare ai raggi solari è pari a circa 1367 W m^{-2} .

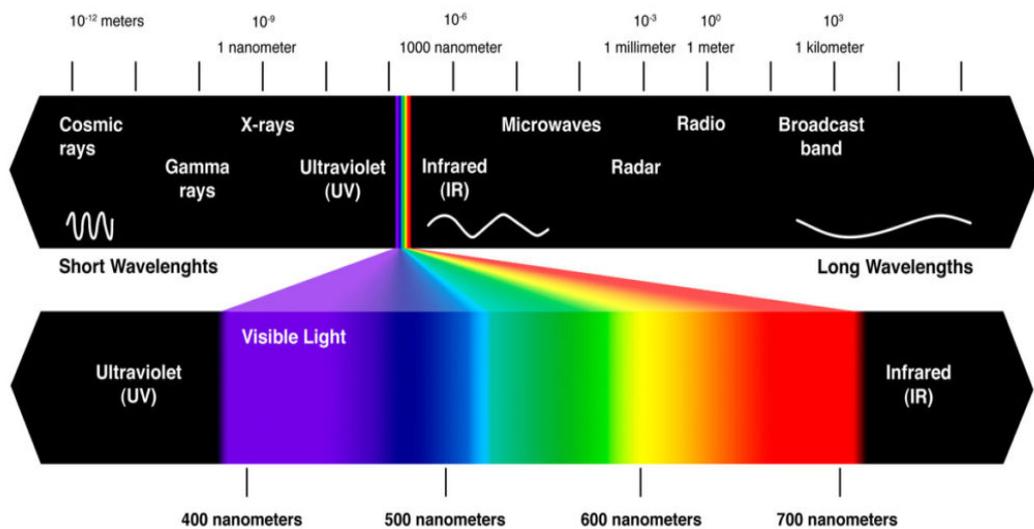


Figura 1.1: spettro elettromagnetico della radiazione solare

A causa di fenomeni di assorbimento della radiazione solare da parte della molecole presenti nell'atmosfera (H_2O , CO_2 , O_3), e a causa di fenomeni di riflessione, solo parte della radiazione totale incidente sull'atmosfera terrestre arriva sul suolo terrestre. A fronte di questa considerazione è possibile suddividere l'irradiazione totale incidente in diverse quote:

$$G = G_b + G_d + G_a \quad (1.1)$$

dove:

$G \rightarrow$ Radiazione complessiva incidente sull'atmosfera terrestre.

$G_b \rightarrow$ Componente diretta, parte della radiazione totale che riesce a raggiungere la superficie bersaglio senza essere perturbata nel suo percorso attraverso l'atmosfera.

G_d → Componente diffusa, quota di radiazione incidente al suolo emessa dalle soste stesse che compongono l'atmosfera. L'insieme dei raggi solari deviati che raggiungono il suolo si chiama radiazione solare diffusa.

G_d → Quota di radiazione che, dopo essere stata riflessa dal terreno, raggiunge la superficie bersaglio.

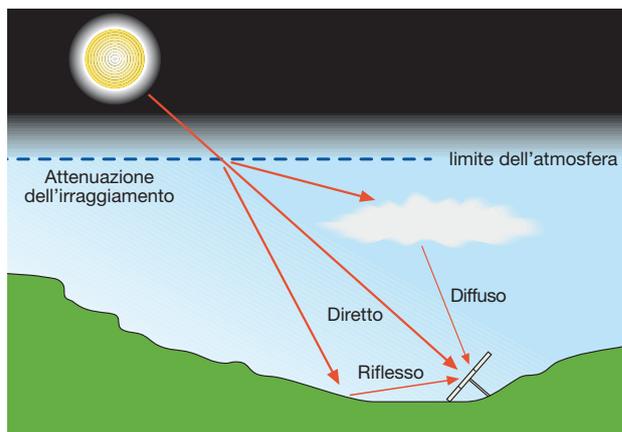


Figura 1.2: Componenti della radiazione solare incidenti su un modulo fotovoltaico

La quota di radiazione che raggiunge la Terra è estremamente variabile. Essa è dipendente da molti fattori tra i quali il moto apparente del Sole rispetto alla Terra durante il giorno e in generale durante l'anno; le condizioni climatiche dipendenti dalla formazione di nubi nel cielo; la composizione atmosferica. Più specificamente, l'effetto atmosferico sulla quota di radiazione solare incidente un generico corpo sulla superficie terrestre è valutato attraverso un indice, denominato *indice di massa d'aria* (AM). La radiazione solare infatti, per giungere al suolo terrestre, deve attraversare una massa d'aria atmosferica che è minima quando il sole è allo Zenit e che aumenta via via che il sole si abbassa sull'orizzonte. Si associa ad AM_0 (Air Mass 0) la densità di radiazione solare oltre l'atmosfera, e ad AM_1 la densità di radiazione solare sul suolo terrestre a mezzogiorno, in una giornata perfettamente serena ($W m^{-2}$). Per le prove di qualifica su celle e moduli fotovoltaici (FV) nelle *standard test condition*, STC è adottato un indice di massa d'aria pari a 1.5. Le STC valgono:

$T [^{\circ}C]$	$G \left[\frac{W}{m^2} \right]$	AM
25	1000	1.5

Per la valutazione dell'indice si utilizza la seguente formula:

$$AM = \frac{p}{p_0} \cos \theta_z \quad (1.2)$$

dove:

p → Pressione atmosferica nell'istante e nel luogo considerati

$p_0 \rightarrow$ Pressione atmosferica di riferimento ($1.013 \cdot 10^5$ Pa)

$\theta_z \rightarrow$ Angolo compreso tra la direzione della radiazione e la perpendicolare al suolo (angolo di zenith).

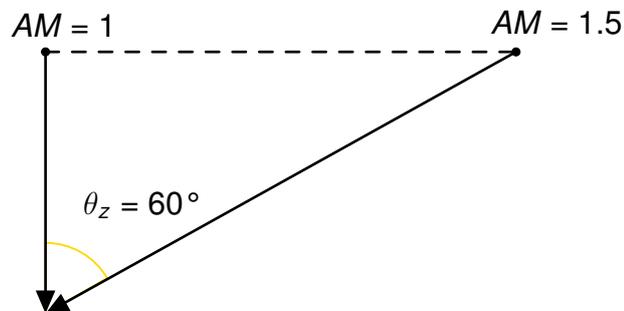


Figura 1.3: Interpretazione grafica dell'indice di massa d'aria

1.2 Teoria della cella solare

L'analisi della produzione di energia elettrica da parte dei generatori fotovoltaici richiede lo studio della cella solare, atomo costitutivo di ogni generatore fotovoltaico. Queste sono costituite da materiali semiconduttori, per i quali l'energia necessaria per portare gli elettroni dalla banda di valenza alla banda di conduzione (energy gap, E_g), assume un valore intermedio tra gli isolanti (valore maggiore) e i conduttori (valore minore). La cella è quindi composta dall'unione di più strati semiconduttori opportunamente drogati (giunzione). Con riferimen-

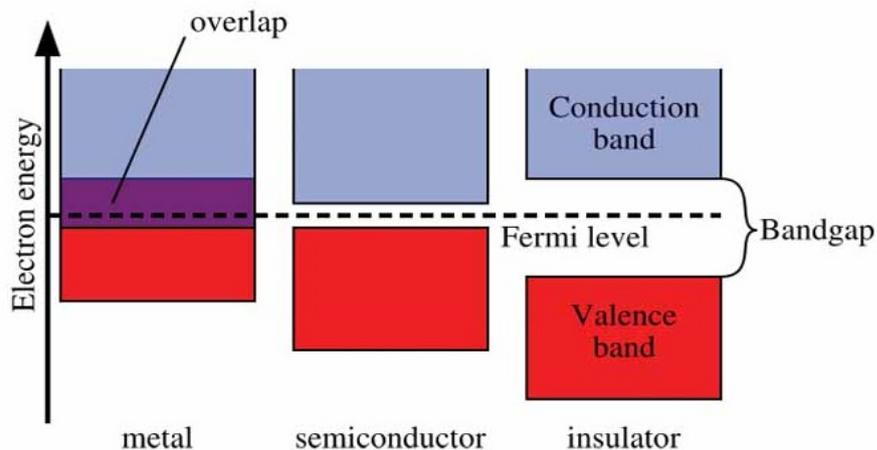


Figura 1.4: Rappresentazione dell'energy gap per i diversi materiali

to al silicio cristallino, tale giunzione è costituita da un substrato drogato di tipo "P" (impurità del III gruppo come il Boro), affiancato ad uno strato di tipo "N" (impurità del V gruppo come il Fosforo) di piccolo spessore, per consentire alla radiazione solare di penetrare fino alla zona di giunzione; attorno ad essa si

concentra il campo elettrico detto *campo di giunzione*; fondamentale per la produzione di fotoelettroni. Lo strato drogato con elementi del quinto gruppo, che hanno cinque elettroni esterni (o di valenza) contro i tre di quelli del terzo gruppo, presenta una carica negativa debolmente legata, costituita da un elettrone in eccesso per ogni atomo drogante. Nello stesso modo, nello strato drogato con elementi del terzo gruppo, che hanno invece tre elettroni esterni, si ottiene un eccesso di carica positiva, data dalle lacune degli atomi droganti. Il primo strato, a carica negativa, viene generalmente chiamato strato n, l'altro, a carica positiva, strato p.

Per comprendere come il campo elettrico di giunzione si possa formare, bisogna osservare che gli elettroni, una volta che i semiconduttori sono stati posti in contatto, dalla regione di tipo N (vicino all'interfaccia) gli elettroni si diffondono in quella di tipo P, formando uno strato che è carico positivamente. In modo simile, le lacune dal tipo P si diffondono nella direzione opposta, formando uno strato carico negativamente. Il fenomeno si arresta una volta che gli elettroni e le lacune poste ai confini della regione di giunzione creano una barriera di potenziale tale da impedire l'ulteriore transito di portatori di carica liberi.

Ora la corrente elettrica è resa disponibile a partire dalla radiazione solare incidente; infatti quest'ultima può essere associata ad un flusso di particelle dette *fotoni* le quali, qualora di un'energia superiore all'energy gap, possono promuovere un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione. Il campo elettrico di giunzione quindi permette di dividere gli elettroni dalle lacune, spingendoli in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri. Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale il flusso di elettroni, denominato *corrente fotovoltaica*, parte dallo strato n, a potenziale maggiore, verso lo strato p, a potenziale minore, fino che la cella rimane esposta ad una sorgente luminosa tale da rendere disponibili tali coppie elettrone-lacuna. In tal senso non tutti i fotoni sono in possesso di energia cinetica sufficiente a tale scopo, ciascun semiconduttore quindi è vincolato a convertire in energia elettrica solo una parte dello spettro solare.

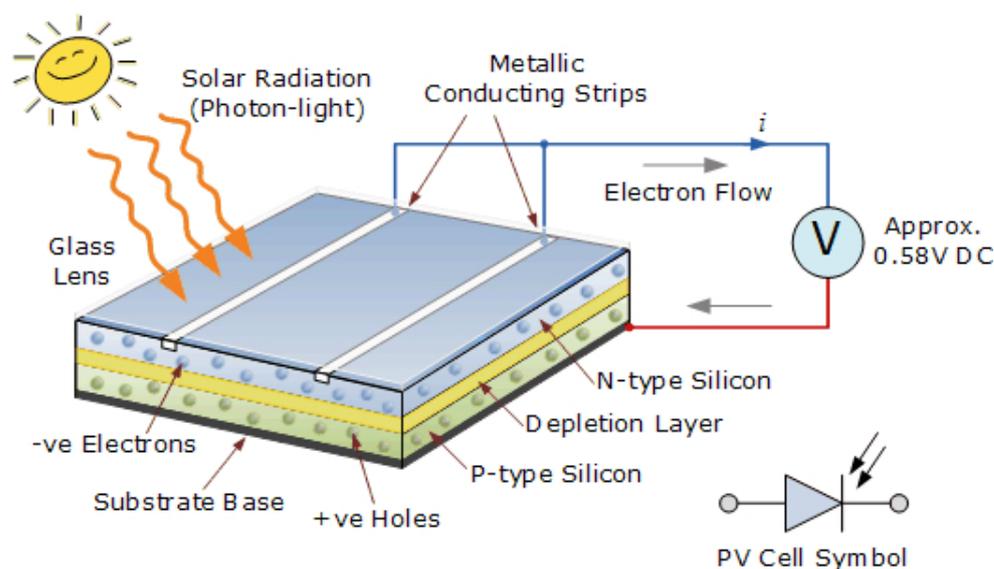


Figura 1.5: Rappresentazione qualitativa del funzionamento della cella solare.

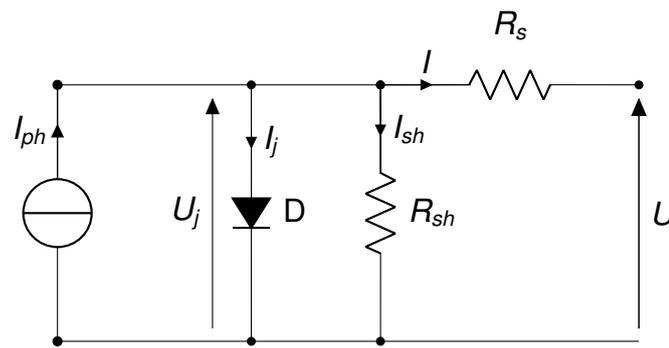


Figura 1.6: Circuito equivalente della cella solare

La tensione ottenibile ai capi della cella è dipendente dall'intensità del campo di giunzione (dipendente da molti fattori quali il grado di drogaggio), e dall'energy gap. Si verifica sperimentalmente che semiconduttori con energy gap maggiore (1.7 eV per silicio amorfo contro 1.1 eV per silicio monocristallino) generano una tensione più elevata (0,8 V per a-Si e 0,6 V per m-Si), a prezzo però di una minore banda nella risposta spettrale. Dal punto di vista elettrotecnico il comportamento della cella ai suoi capi è assimilabile al circuito equivalente elettrico di Figura 4.1:

dove:

I_{ph} → Corrente prodotta dalla cella solare, legata al valore di irradianza.

U_j → Tensione che fluisce nel diodo.

I_{sh} → Corrente di dispersione.

R_{sh} → Resistenza modella le non idealità della giunzione pn e la presenza di impurità nei pressi della stessa.

R_s → Resistenza serie che modella le perdite Joule localizzate nel materiale semiconduttore, nei contatti e nelle connessioni metalliche.

U → Tensione ai morsetti della cella.

I → Corrente erogata al carico.

Sulla base delle convenzioni adottate in precedenza, è possibile calcolare il valore della corrente e della tensione ai morsetti della cella come segue:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (1.3)$$

$$U = U_j - R_s I \quad (1.4)$$

La caratteristica elettrica qualitativa della cella è esposta in Fig. 1.7. In assenza di illuminazione, la corrente prodotta dalla cella risulta essere nulla, ed essa, in riferimento al circuito equivalente, si comporta da diodo. Quando la cella viene invece esposta alla radiazione solare (corrispondente ad un certo valore di irradianza solare) la corrente e la tensione misurata ai suoi capi saranno dipendenti dal carico ad essa collegato; in caso di funzionamento a vuoto la tensione

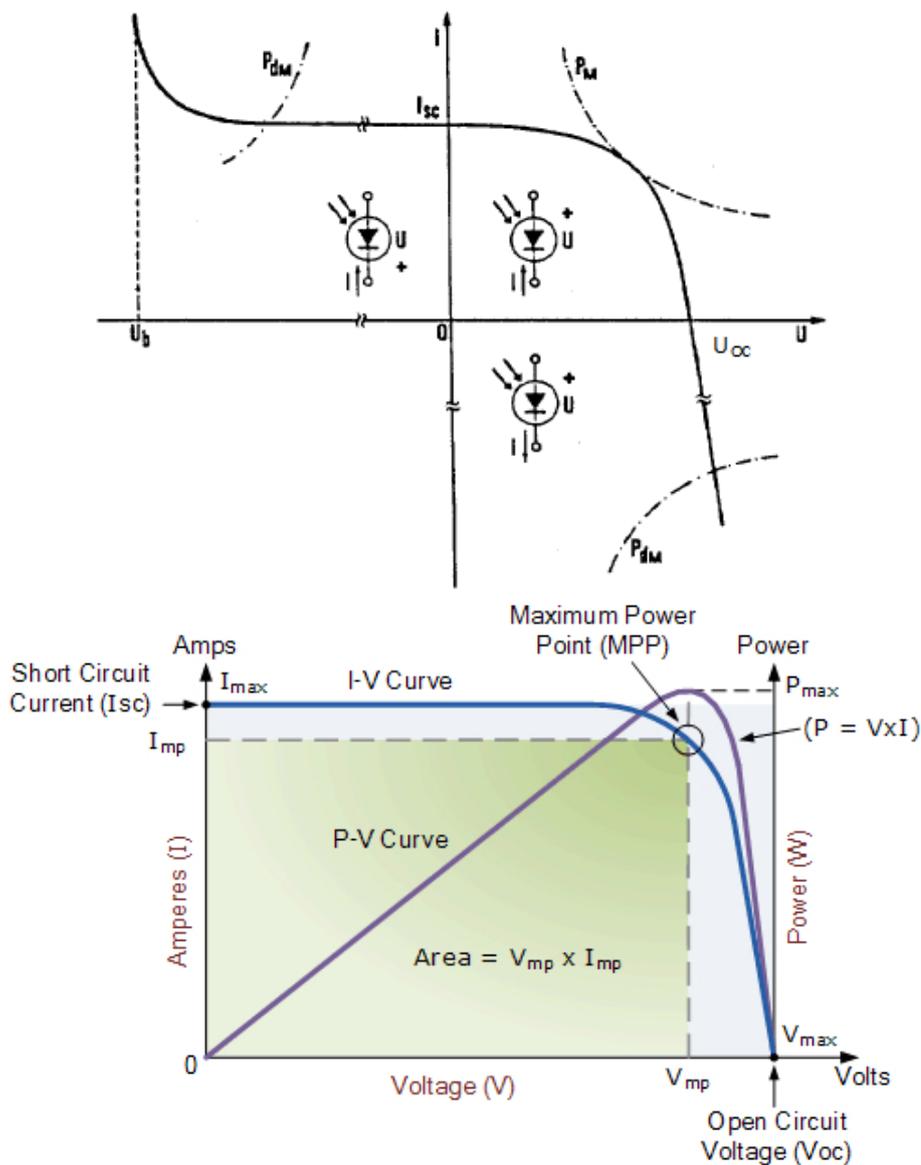


Figura 1.7: Caratteristica elettrica della cella solare.

misurata ai morsetti di cella corrisponde alla tensione a circuito aperto (U_{OC}) e rappresenta una delle grandezze caratteristiche; cortocircuitando invece i morsetti della cella, si ottiene la corrente di cortocircuito (I_{SC}). Il funzionamento della cella in tali condizioni non è distruttivo, ciò perché non vi è sostanziale differenza tra la corrente di cortocircuito e quella di funzionamento normale.

I punti intermedi delle caratteristiche, fissato il valore di irradianza solare, si determinano applicando un certo valore di tensione e misurando la corrente corrispondente; tale procedura è ripetuta per il range di tensione di interesse. Nota la caratteristica elettrica della cella, la potenza in uscita si ricava moltiplicando i valori di tensione e corrente per ciascun punto della curva. Analizzando i valori di potenza generata, si dimostra come il valore massimo della potenza generata dalla cella (P_{max}) si ottenga per valori di tensione e corrente intermedi tra le condizioni cortocircuito e quelle di circuito aperto. Da tale grandezza è

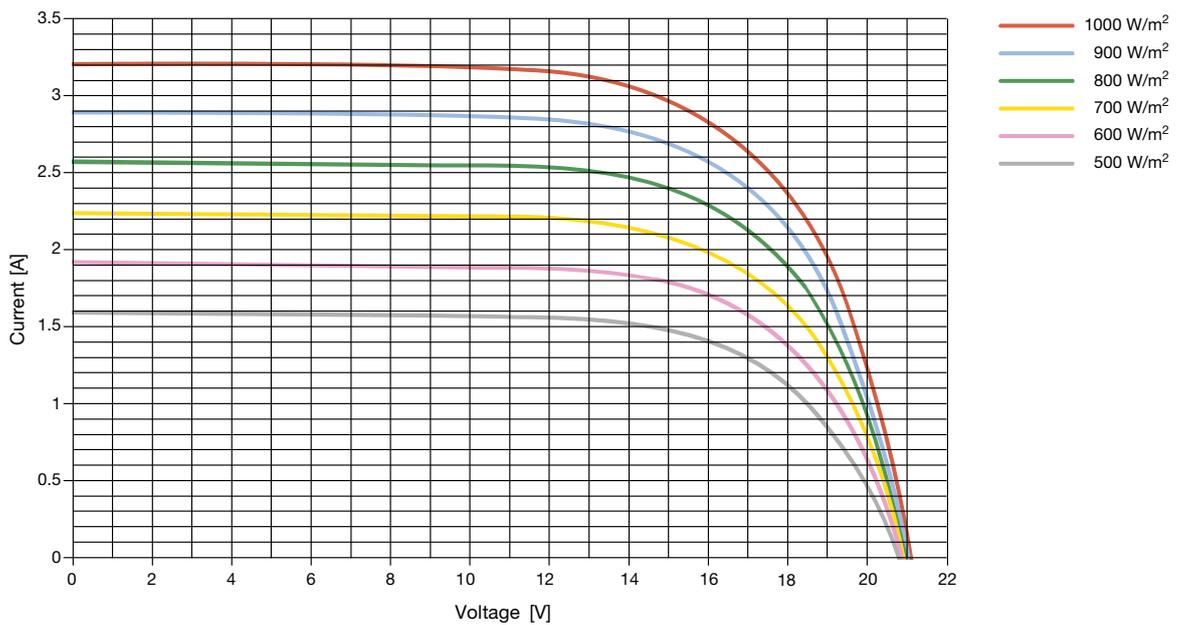


Figura 1.8: Caratteristica tensione-corrente in funzione dell'irradianza ($G = 1000 \frac{W}{m^2}$)

possibile definire il *fill factor*:

$$K_f = \frac{P_{max}}{U_{OC} I_{SC}} \quad (1.5)$$

Esso è un parametro adimensionale che misura il grado di purezza e di corretto sfruttamento del wafer di silicio che costituisce il modulo. È un numero compreso fra 0 e 1 e si avvicina tanto più all'unità quanto la qualità del pannello è elevata. In tale ottica è opportuno mettere in evidenza quali siano i fattori che determinano lo scostamento del fill factor dal valore unitario:

- **Ricombinazione delle coppie elettrone-lacuna.**
- **Perdite nelle localizzate nelle resistenze R_{sh} ed R_s**

Allo stato dell'arte le celle solari sono caratterizzate da rendimenti di conversione compresi tra il 10 e il 20% circa. Tale rendimento è calcolato come rapporto tra la potenza massima erogabile dalla cella e l'irradianza incidente sulla cella stessa.

Nelle normali condizioni di lavoro la cella si trova a lavorare nel primo quadrante, a cui è associato un comportamento da generatore. Il funzionamento da utilizzatore, come evidenziato in Fig.1.7, si realizza nel secondo ($U < 0$) e nel quarto ($I < 0$) quadrante (dove è possibile individuare la tensione di breakdown U_b). Il funzionamento in tali quadranti non è desiderato, si vuole che la cella produca energia e non la dissipi al suo interno.

Si sottolinea come le curve precedenti siano state ricavate in determinate condizioni di irradianza e temperatura; al variare di tali grandezze si otterranno infatti altre caratteristiche di cella, come quelle nel grafico di Fig. 1.8, dove, mantenendo costante la temperatura di cella T , la corrente I_{SC} e l'irradianza G sono legate tra loro da una relazione approssimativamente lineare, mentre il legame tra la tensione a vuoto U_{OC} e l'irradianza G varia seguendo un andamento

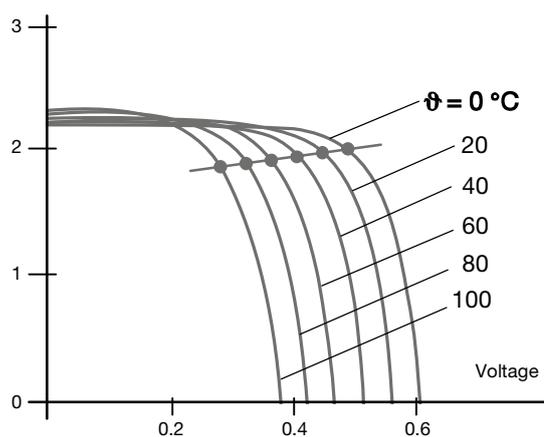


Figura 1.9: Caratteristica tensione-corrente in funzione della temperatura ($T = 20^\circ\text{C}$)

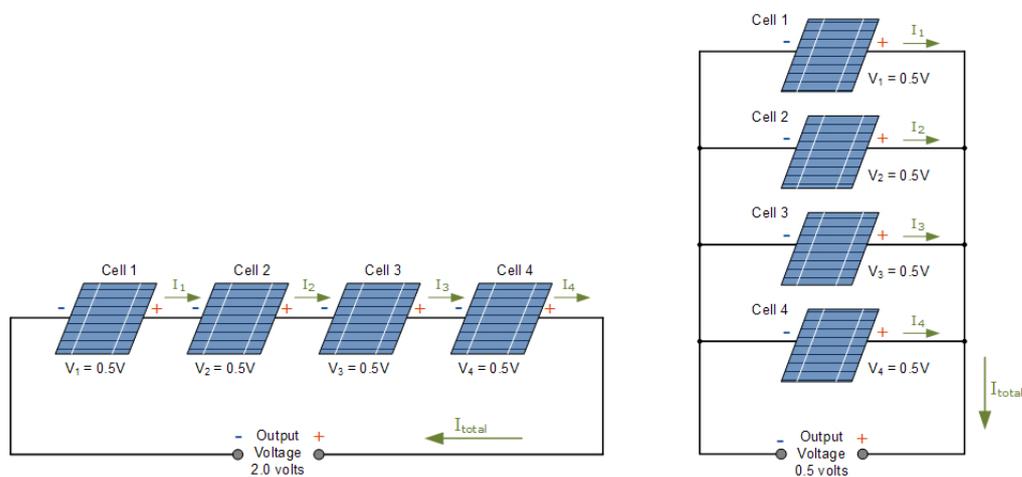


Figura 1.10: Collegamento serie e parallelo di 4 celle fotovoltaiche

logaritmico. In modo analogo in Fig.1.9 si osservano le caratteristiche ottenute mantenendo costante l'irradianza G per diverse temperature di cella. Si può notare come all'aumentare della temperatura di cella T corrisponda un lieve aumento della corrente di cortocircuito (dovuto ad una riduzione dell'energy gap del silicio) e un abbassamento della tensione a vuoto U_{OC} .

1.3 Collegamenti elettrici delle celle

Considerando che la tensione e la densità di corrente ottenibili da una singola cella spaziano rispettivamente nel range 0.4-0.6 V, 0.2-0.3 mA/mm², per raggiungere adeguati livelli di tensione e corrente compatibili con le richieste dell'utilizzatore è necessario collegare tra loro più celle in serie e/o in parallelo. In Figura 1.10 si nota come collegando in serie 4 celle fotovoltaiche in serie, assumendo che la tensione su ciascuna cella in fase operativa sia di 0.5 V, la tensione totale ai capi del modulo sarà data dalla somma delle singole tensioni di cella, mentre la corrente ai morsetti corrisponde a quella prodotta da ciascuna cella. La potenza totale corrisponde alla somma delle potenze prodotte dalle singole celle. Sempre in Figura 1.9 come collegando in serie 4 celle fotovol-

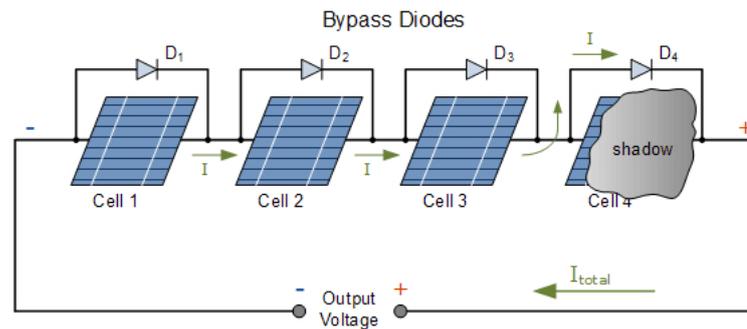


Figura 1.11: Collegamento in serie con diodo di bypass

taiche in parallelo, assumendo che la corrente generata da ciascuna cella sia uguale ad 1 A, la corrente totale di uscita sarà data dalla somma delle correnti di ciascuna cella, mentre la tensione ai morsetti corrisponde alla tensione prodotta dalle singole celle. Analogamente al caso precedente la potenza totale corrisponde alla somma delle potenze prodotte dalle singole celle. Dal punto di vista elettrico il collegamento di più celle rappresenta un aspetto molto delicato: l'impossibilità dal punto di vista realizzativo di produrre celle che siano esattamente tutte uguali, la parziale ombatura di una/più celle e l'eventuale difettosità delle stesse sono alla base del fenomeno del *mismatch*. Tale fenomeno si esplica sia nel caso di collegamento in serie che in parallelo di più celle solari: nel caso in cui una delle celle presenti una caratteristica elettrica inferiore a quella delle altre celle, l'effetto si ripercuote su tutte le celle, con forte limitazione della potenza prodotta. In questo caso si parla di *current mismatch*. Questa situazione può essere scongiurata mediante l'inserzione di un diodo in parallelo alla cella difettosa, come evidenziato in Fig. 1.12. Così facendo si evita che alla cella venga applicata una tensione inversa e che la corrente della stringa sia limitata. La corrente che fluisce nella stringa non è più saturata al valore della cella più scadente ma soltanto della quantità relativa al componente difettoso. Per ragioni di costo, non è pensabile però di eliminare alla radice il problema collegando un diodo in parallelo a ciascuna cella. Per questo, si utilizza un unico diodo di bypass per la serie di più unità.

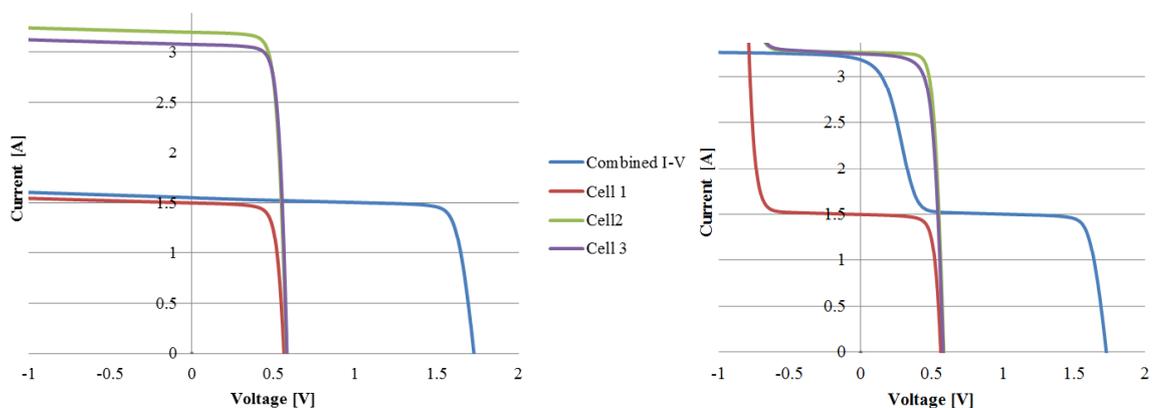


Figura 1.12: Effetto dell'ombatura parziale di una cella in una configurazione serie di 3 celle; senza e con diodo di bypass.

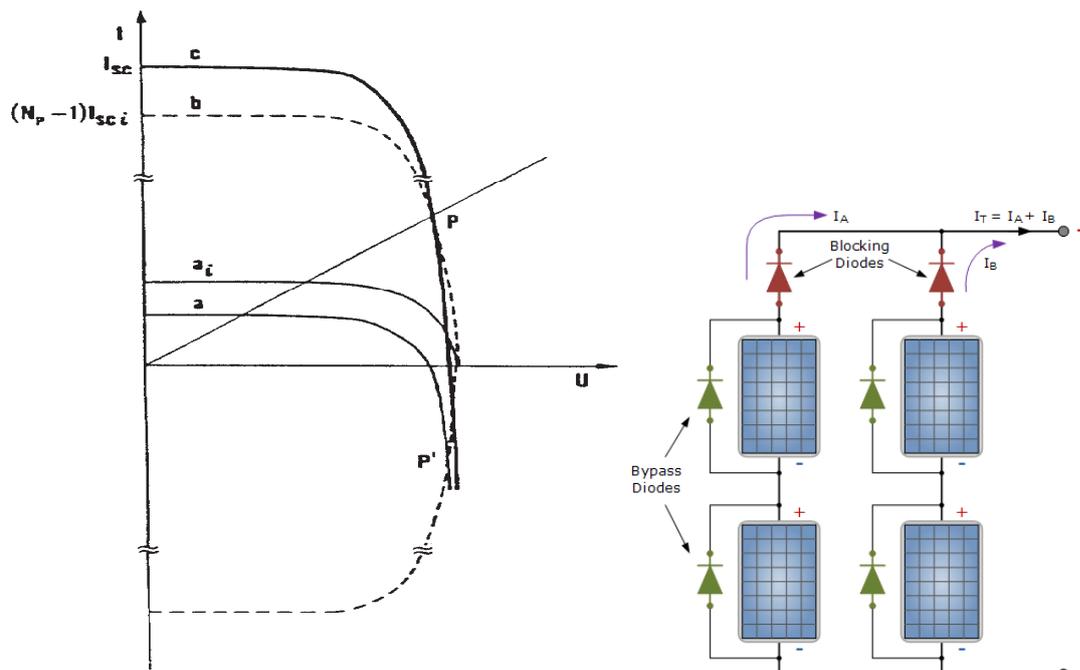


Figura 1.13: Caratteristiche elettriche di più celle solari coinvolte nel fenomeno di *mismatch*. A destra: moduli fotovoltaici con presenza di diodi di blocco e di bypass

Per quanto riguarda il collegamento in parallelo valgono considerazioni duali al caso precedente: il fenomeno si esplica qualora una o più di esse presentino una tensione a vuoto inferiori alle altre (si veda Fig. 1.13). Nel caso di collegamento a vuoto la/le celle interessate si comportano da utilizzatori assorbendo (dissipando) potenza con conseguente aumento della temperatura di cella che può anche portare alla rottura della stessa. Per ovviare a tale problema ai capi di ciascuna stringa di moduli, è posto un *diodo di blocco*; così facendo si previene l'insorgere di correnti inverse nelle stringhe.

1.4 Moduli fotovoltaici: costituzione e dati di targa

I moduli fotovoltaici rispondono alla necessità di ottenere livelli di tensione e corrente che siano compatibili con le richieste dell'utilizzatore. Essi sono realizzati attraverso il collegamento di più di celle (normalmente 36 o 72) collegate in serie e in parallelo, racchiuse in un rivestimento protettivo. Dal punto di vista realizzativo il modulo è composto da due pannelli, uno frontale, realizzato in vetro ad alta trasmittanza, per massimizzare il passaggio della radiazione solare e uno posteriore. Le celle, saldate tra loro, vengono collocate tra i due pannelli a loro volta saldati tramite un rivestimento realizzato con un polimero termoplastico trasparente alla luce (EVA, acetato di vinil etilene) che assolve anche alla funzione di rendere compatta ed ermetica struttura. I dati di targa dei moduli fotovoltaici, di cui in Fig 1.14 è riportato un esempio, fanno riferimento alle seguenti condizioni di funzionamento:

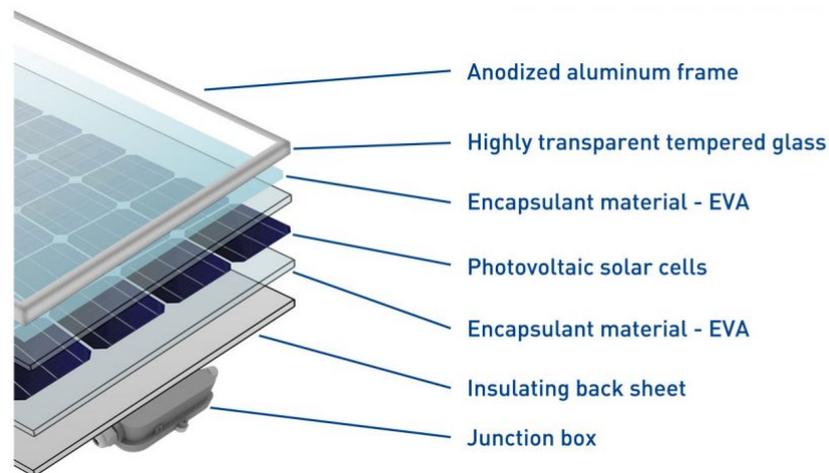


Figura 1.14: Composizione di un modulo fotovoltaico

- **Standard Test conditions:** riprodotte in laboratorio ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, $AM=1.5$)
- **Normal Operating Cell Temperature, NOCT:** Poiché le STC non riflettono le reali condizioni operative del modulo, il costruttore fornisce anche la temperatura di normale funzionamento dello stesso: quest'ultima rappresenta la temperatura alla quale si stabilizza il modulo operante a circuito aperto, con un'irradianza pari a 800 W/m^2 , temperatura ambiente T_a pari a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e velocità del vento pari a 1 m/s .

Attraverso la NOCT è possibile determinare la temperatura di funzionamento generica del modulo T . Assumendo approssimativamente una relazione lineare tra la temperatura del modulo e l'ambiente esterno, si può mettere in evidenza la seguente relazione:

$$T_m = T_a + \frac{NOCT - 20 \text{ }^\circ\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} G \quad (1.6)$$

È interessante osservare tra tutti i dati di targa le caratteristiche termiche del modulo: vengono fornite la variazione percentuale della corrente di cortocircuito, della tensione di circuito aperto, della potenza massima erogata dal modulo, al variare della temperatura rispetto alla NOCT. Inoltre è fornito il range nominale di temperature all'interno del quale sono garantite le prestazioni indicate nei dati di targa.

1.5 Inverter per connessione alla rete

Dal punto di vista del collegamento alla rete si possono avere due configurazioni:

- **Stand alone:** L'impianto è scollegato dalla rete elettrica e fornisce energia ad un gruppo circoscritto di carichi; può essere prevista la presenza di batterie di accumulo.

Sunmodule⁺™

SW 250 mono / Version 2.0 and 2.5 Frame

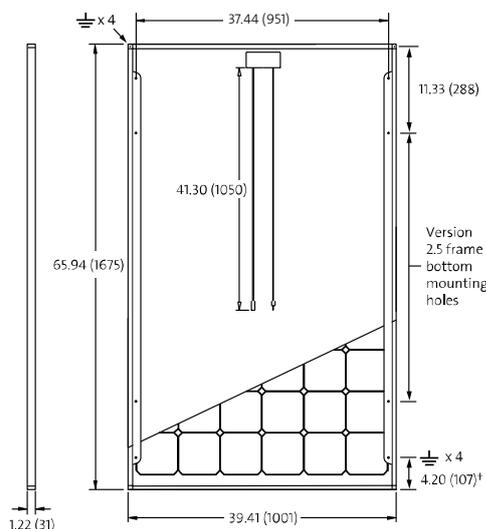
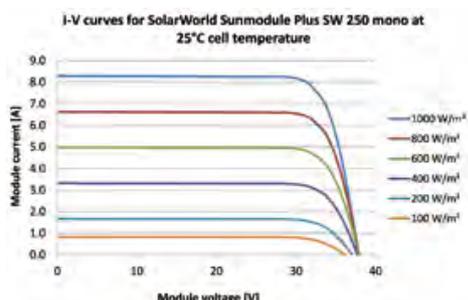
PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

SW 250		
Maximum power	P_{max}	250 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	37.8 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	31.1 V
Short circuit current	I_{sc}	8.28 A
Maximum power point current	I_{mpp}	8.05 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.004 %/K
TC V_{oc}	-0.30 %/K
TC P_{mpp}	-0.45 %/K
Operating temperature	-40°C to 85°C



PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

SW 250		
Maximum power	P_{max}	183.3 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	34.6 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	28.5 V
Short circuit current	I_{sc}	6.68 A
Maximum power point current	I_{mpp}	6.44 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200W/m², 95% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	6.14 in x 6.14 in (156 mm x 156 mm)
Front	tempered glass (EN 12150)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	46.7 lbs (21.2 kg)

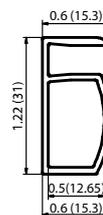
SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage SC II	1000 V	
Max. system voltage USA NEC	600 V	
Maximum reverse current	16 A	
Number of bypass diodes	3	
UL Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 64 psf upward
UL Design Loads*	Three rail system	170 psf downward 64 psf upward
IEC Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 50 psf upward

*Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.

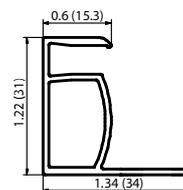
ADDITIONAL DATA

Power tolerance ²⁾	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	MC4
Module efficiency	14.91 %
Fire rating (UL 790)	Class C



VERSION 2.0 FRAME

- Compatible with "Top-Down" mounting methods
- ⚡ Grounding Locations: 4 corners of the frame



VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- ⚡ Grounding Locations:
 - 4 corners of the frame
 - 4 locations along the length of the module in the extended flange[†]

1) Sunmodules dedicated for the United States and Canada are tested to UL 1703 Standard and listed by a third party laboratory. The laboratory may vary by product and region. Check with your SolarWorld representative to confirm which laboratory has a listing for the product.

2) Measuring tolerance traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power Controlled).

3) All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.

SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

Figura 1.15: Dati di targa di un modulo fotovoltaico

- **Grid connected:** L'impianto è connesso alla rete e l'immissione di potenza nella stessa è legata alle condizioni di carico e generazione.

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza iniettata in rete è costituito da un inverter di interfaccia (nella maggioranza dei casi *Voltage Supply Inverter, VSI* che trasforma la corrente continua in alternata attraverso l'utilizzo di componenti appartenenti all'elettronica di potenza (diodi, IGBT, mosfet etc.) controllando al tempo stesso la qualità della potenza in uscita attraverso un filtro L-C interno all'inverter stesso. La Figura 1.16 mostra lo schema elettrico di un

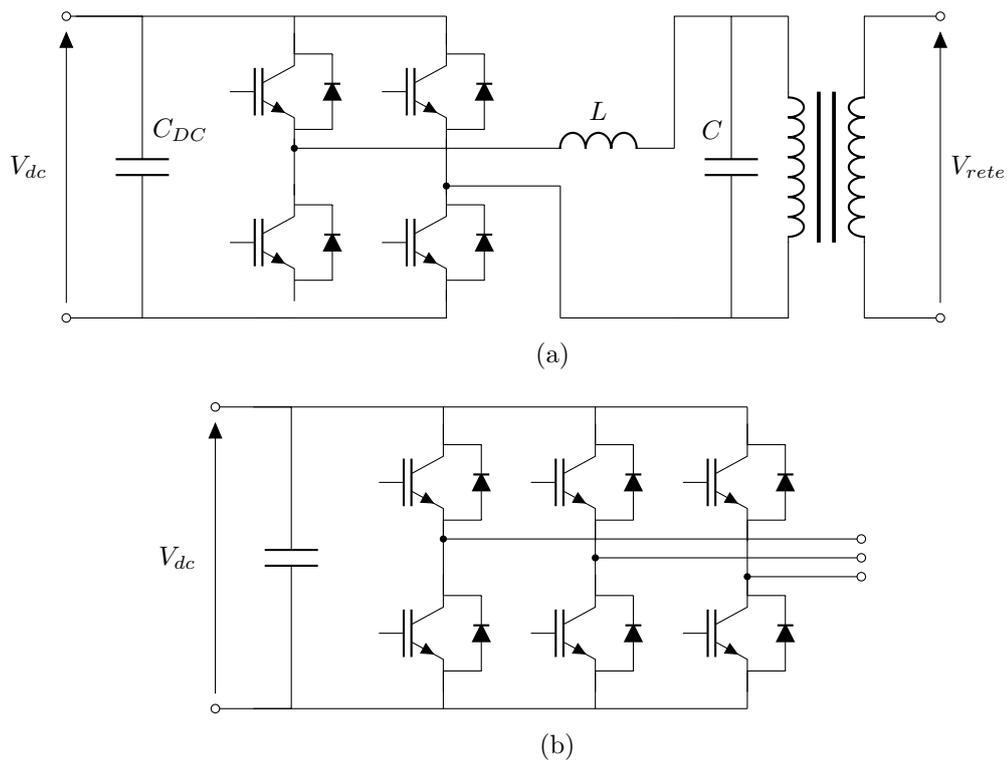


Figura 1.16: Inverter monofase(a) e trifase(b) VSI per la connessione alla rete

inverter monofase e trifase in cui spiccano i seguenti componenti:

- **C_{DC} :** condensatore sul lato in DC che garantisce la continuità di tensione.
- **Filtro LC:** Apporta effetti benefici dal punto di vista della *power quality* (limitazione delle armoniche in rete). Inoltre, l'induttore realizza la compatibilità delle commutazioni forzate di potenza essendo la rete e l'inverter fotovoltaico caratterizzati dalla stessa natura reattiva (comportamento da generatore di tensione).
- **Trasformatore:** indispensabile per innalzare il livello di tensione.

Per quanto riguarda la generazione della forma d'onda in uscita, all'interno degli inverter è realizzata la tecnica di modulazione a larghezza d'impulso (Pulse Width Modulation, PWM), che permette una regolazione sia di ampiezza che di frequenza della tensione in uscita. Tale tecnica stabilisce lo stato istantaneo

degli switch di potenza nella struttura di conversione attraverso un confronto tra una forma d'onda triangolare, alla frequenza di commutazione della struttura, e una forma d'onda modulante, rappresentativa della forma d'onda che si vuole realizzare. Nel caso di collegamento alla rete è evidente che la forma d'onda modulante sarà sinusoidale. Al fine di garantire una maggiore qualità della forma d'onda in uscita è necessario che la portante abbia una frequenza molto maggiore rispetto alla modulante (tipicamente a 50 Hz): l'impiego dei transistor permette di lavorare con frequenze di campionamento dell'ordine delle decine di kHz.

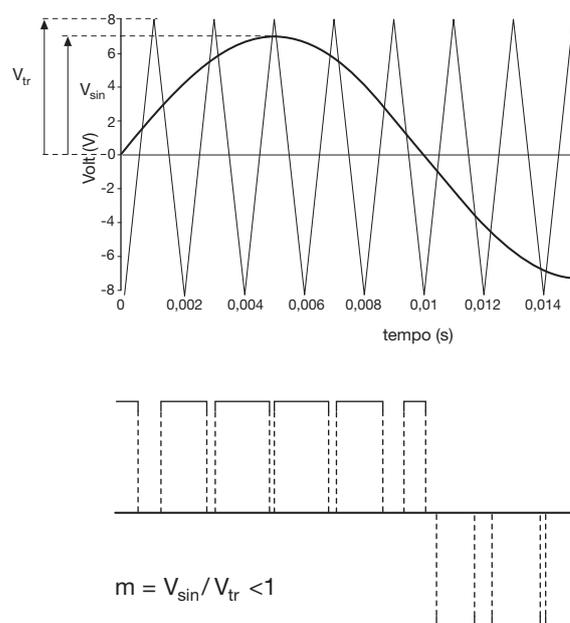


Figura 1.17: Tecnica di modulazione PWM

La realizzazione di tale struttura con componenti appartenenti al mondo dell'elettronica di potenza e il controllo della stessa tramite tecnica PWM consente di limitare le perdite realizzate realizzare un certo fattore di potenza (grazie al controllo in anello chiuso dell'inverter) che comunque, come si vedrà in seguito dovrà sottostare a certi vincoli dettate dalle norme; e di inseguire il punto di massima potenza (tramite *Maximum Power Point Tracker, MPPT*). Quest'ultimo viene valutato tramite il coefficiente di distorsione armonica (Total Harmonic Distorsion, THD).

In Fig.1.18 è raffigurato l'andamento tipico del *Total Harmonic Distortion, THD*, grandezza significativa dal punto di vista della qualità della forma d'onda in uscita, in funzione della potenza immessa in rete da parte del generatore fotovoltaico. Si nota come tale grandezza diminuisca all'aumentare della potenza immessa in rete da parte del generatore fotovoltaico.

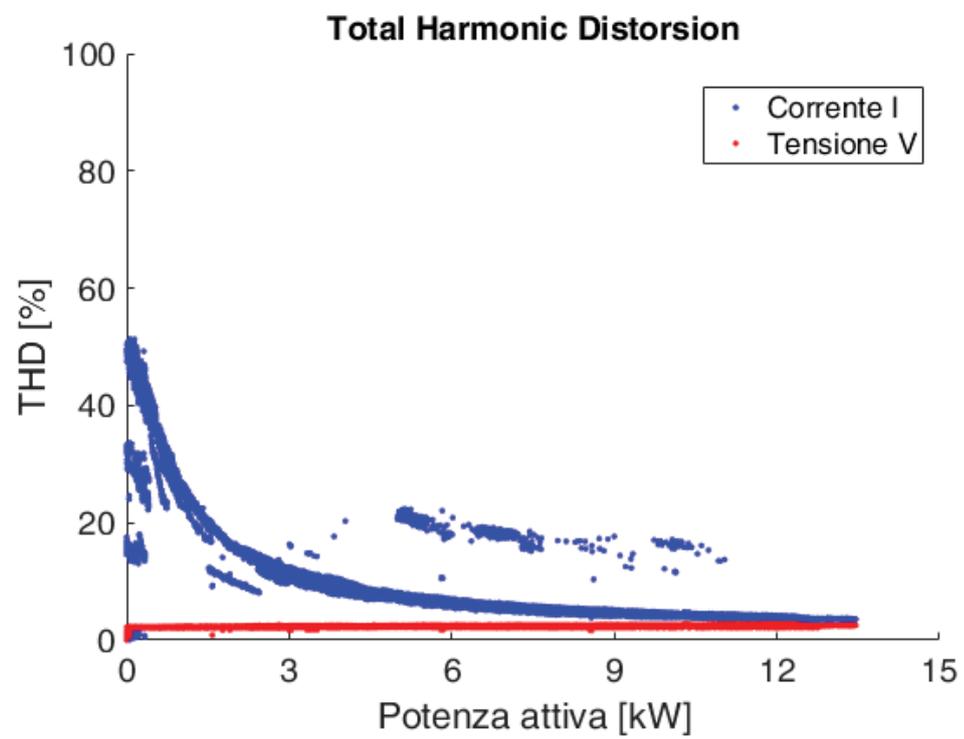


Figura 1.18: Distorsione armonica di corrente e tensione

2 | Generazione distribuita

Il termine *generazione distribuita*, come suggerisce lo standard *IEEE 1547* [8], fa riferimento alla generazione di energia in prossimità ai siti di utilizzo della stessa ai fini di soddisfare la domanda o garantire continuità del servizio. Essa ha fatto la sua comparsa nel contesto energetico globale all'inizio degli anni 80'; conseguentemente alla crisi della logica di produzione centralizzata dell'energia elettrica, in base alla quale gli impianti di generazione, di elevata potenza nominale (secondo la logica di economia di scala), sono collocati lontano dai siti di utilizzo della stessa, sfruttando una rete elettrica di trasmissione per il trasporto dell' energia elettrica. Al tempo stesso hanno determinato la diffusione della generazione distribuita presso gli utilizzatori anche la progressiva diminuzione del costo di produzione dell'energia elettrica (*levelised cost of electricity, LCOE*) delle varie tecnologie, legato ad un improvement tecnologico, l'introduzione da parte dei Governi di meccanismi di incentivazione, l'evoluzione dei mercati, i quali hanno consentito la partecipazione attiva degli utenti. L'affermarsi di queste tecnologie innovative sta portando all'emergere di un nuovo paradigma del sistema elettrico, in base alla quale esso è costituito da dall'insieme di tanti piccoli sottosistemi interconnessi in grado di poter operare (in modo permanente o temporaneo) in modo autonomo, consentendo di ridurre la dipendenza del sistema elettrico dalle grandi centrali di produzione. Tali sottosistemi si identificano con il nome di *microreti*.

È necessario tuttavia considerare anche le problematiche legate alla power quality associate alle microreti: inequivocabilmente la capacità di un sistema elettrico di alimentare i carichi sottostando ai vincoli sulla frequenza, sulle tensioni nodali e sulla correnti di linea, è legata alle sue dimensioni. Tale aspetto rende più vulnerabili le microreti a fronte di perturbazioni (guasti) durante il funzionamento normale; per questa ragione i generatori locali dovrebbero essere in grado di partecipare alla regolazione di frequenza e tensione.

Allo stesso tempo all'interno del panorama elettrico si è costituito un nuovo soggetto in grado sia di produrre che di consumare energia elettrica: il *prosumatore*.

2.1 Connessione alla rete e relative problematiche

I criteri tecnici e i relativi schemi di connessione degli utenti attivi alle reti elettriche di distribuzione BT ed MT sono rispettivamente esposti nelle norme *CEI 0-16* e *CEI 0-21*, a cui si rimanda per un eventuale approfondimento dettagliato.

Dal punto di vista tecnico la presenza della generazione distribuita, con la produzione di energia elettrica presso chi effettivamente la utilizza, determina alcuni effetti positivi sul sistema elettrico, favorendo la continuità del servizio e alleggerendo l'onere del sistema di trasmissione e distribuzione. Per contro rende inequivocabilmente più complicata la gestione del sistema elettrico in base alle seguenti motivazioni:

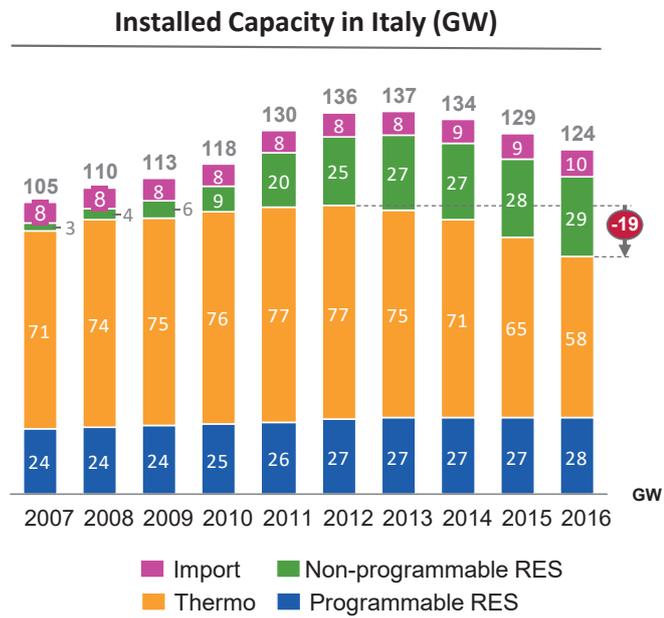


Figura 2.1: Contributi alla capacità elettrica in Italia nel tempo.

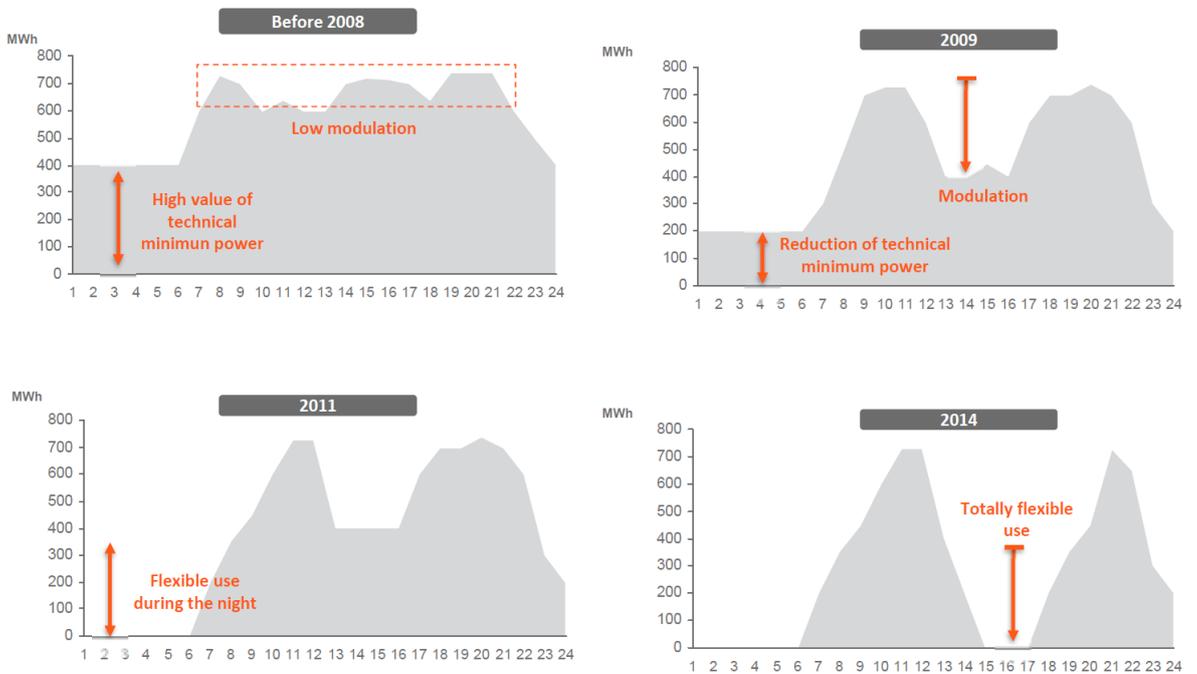


Figura 2.2: Evoluzione temporale del profilo di carico degli impianti termoelettrici.

- La presenza della generazione distribuita nelle reti di distribuzione determina un aumento delle correnti di cortocircuito. Nei casi più critici tale fatto può richiedere la sostituzione delle protezioni esistenti con costi consistenti da parte del Distributore.
- La penetrazione della generazione distribuita nelle reti di distribuzione può rendere problematica la gestione dei profili di tensione nodali (power quality) e la gestione del sistema elettrico durante i guasti (regolazione della frequenza). Le unità di generazione locali inoltre presentano tipicamente diversi proprietari, e sono gestite indipendentemente le une dalle altre; ciò determina lo scarso o nullo coordinamento con il sistema di distribuzione e l'assenza di comunicazione tra le protezioni del generatore locale con i dispositivi della rete di distribuzione. Occorre sottolineare infine che spesso gli obiettivi dei proprietari dei generatori locali (massimizzazione dei profitti) risultano essere in contrasto con gli obiettivi del gestore della rete di distribuzione (minimizzazione perdite, ottimizzazione dei profili della tensione).
- È risaputo che parte della generazione distribuita è costituita da fonti non programmabili. La capacità installata di tali fonti in Italia (Fig 2.1) presenta un trend crescente nel tempo a scapito della capacità installata degli impianti termoelettrici; assottigliando il margine di potenza disponibile a disposizione del TSO (*Transmission System Operator*) per la regolazione di frequenza (Fig.2.3). Inoltre gli impianti termoelettrici in funzione sono chiamati a immettere potenza con un profilo di generazione gior-

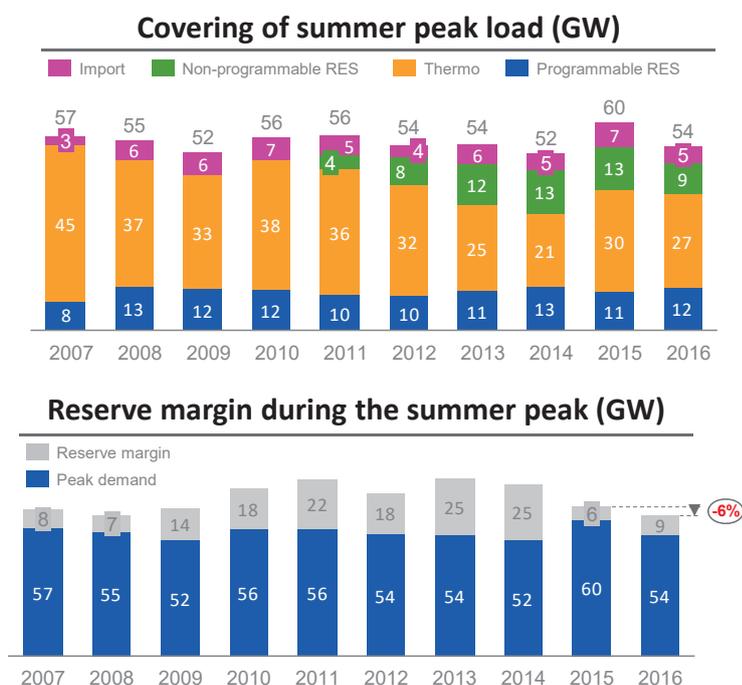


Figura 2.3: Picco di carico estivo nel tempo e sua copertura e riserva di potenza a disposizione riferita al carico massimo.

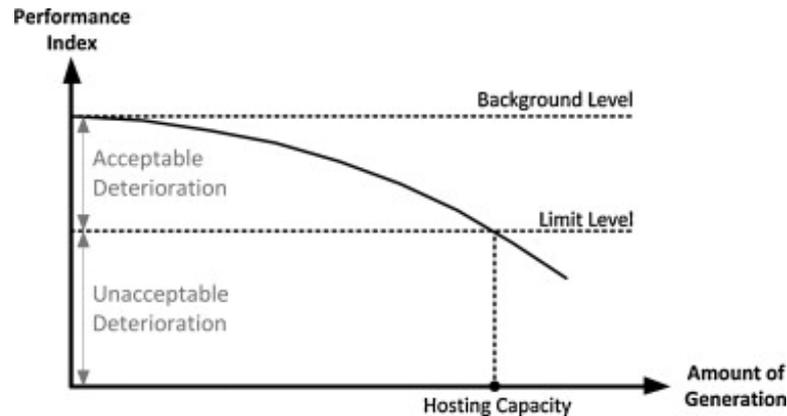


Figura 2.4: Definizione qualitativa dell'hosting capacity tramite indice generico.

naliero sempre più variabile, non compatibile spesso con le modalità di funzionamento degli stessi (Fig. 2.3).

Quanto messo in evidenza sottolinea la necessità di avere una regolamentazione per quanto riguarda le modalità di connessione alla rete, le modalità di immissione di potenza elettrica nel sistema e la partecipazione alle regolazioni di frequenza e tensione. Le norme di riferimento sono la già citate norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e l'allegato A70 al codice di rete, che definisce i requisiti di sistema della generazione distribuita, in particolare i range di frequenza e tensione all'interno dei quali gli impianti devono rimanere connessi alla rete a fronte di funzionamenti anomali del sistema.

Per quantificare la capacità da parte del sistema elettrico di distribuzione di accogliere la generazione distribuita è stata definita una grandezza di riferimento: l'**hosting capacity** (Fig. 2.4). Data una certa rete elettrica tale grandezza è costituita dalla massima quantità di generazione distribuita installabile affinché determinati limiti tecnici siano rispettati. Tali limiti vincolano i valori ammissibili delle tensioni nodali ($0.9 V_n$ - $1.1 V_n$, CEI EN 50160) e delle correnti di linea (limiti termici); e definiscono inoltre altre caratteristiche di qualità dell'energia elettrica da fornire all'utente (power quality).

Nelle sezioni successive verranno esposti i principali obblighi impartiti delle norme citate per quanto riguarda la partecipazione alla regolazione di frequenza e di tensione della generazione distribuita, e le modalità di disconnessione dalla rete a fronte di perturbazioni e guasti.

2.2 Partecipazione della generazione distribuita alla regolazione tensione

Il controllo di tensione nodale da parte del DSO è tradizionalmente effettuato in modo centralizzato (nella stazione secondaria di trasformazione). Tra i metodi utilizzati sussistono:

- Variatori sotto carico del rapporto di trasformazione dei trasformatori installati nelle stazioni AT/MT.
- Compensatori delle cadute di tensione lungo le linee di distribuzione.

- Ulteriori dispositivi alle sbarre MT, quali condensatori di rifasamento e induttanze.

Tali metodi di regolazione, tuttavia, possono non essere adeguati all'interno di sistemi elettrici di distribuzione caratterizzati dalla forte presenza di generazione distribuita. Per meglio comprenderne il motivo, si consideri la semplice rete di distribuzione mostrata in Fig. 2.5, costituita da una stazione MT/BT con variatore sottocarico OLTC (*On Load Tap Changer*), che alimenta due linee ai cui estremi sono collocati rispettivamente un carico passivo ed un'utenza attiva. Considerando una situazione dove il prelievo e l'immissione di potenza nei due nodi sia consistente, si realizza un profilo di tensione che qualitativamente assume l'andamento riportato in Fig. 2.5: a partire dal nodo in cui è presente il trasformatore, la tensione decresce lungo linea che alimenta il carico passivo e aumenta lungo quella in cui è collegato il carico attivo. Si verifica il cosiddetto *blinding effect*, ovvero la potenza generata dall'utenza attiva fluisce direttamente all'utenza passiva senza essere misurata dal trasformatore; di conseguenza la corrente e la tensione alle sbarre di stazione non sono per nulla rappresentative dei profili di tensione nodali. Inoltre l'eventuale regolazione da parte del trasformatore porterebbe all'acuirsi di uno dei due profili di tensione.

Per risolvere i problemi di tensione in queste circostanze è quindi necessario ricorrere a logiche di controllo locali che coinvolgano la generazione distribuita nella regolazione di tensione. Dato che l'obiettivo di questa tesi è l'analisi della regolazione di tensione in reti BT ad alta penetrazione del fotovoltaico, ci si soffermerà sulle logiche di controllo locali che coinvolgono gli inverter di interfaccia dei generatori fotovoltaici, nonostante la possibilità di regolare anche con altri metodi distribuiti. Nel caso degli inverter dei generatori fotovoltaici l'approccio adottato è quello di influenzare la tensione nel punto di connessione con la rete mediante l'erogazione/assorbimento di potenza reattiva regolando il fattore di potenza. Le norme di riferimento che regolano attualmente tale pratica sono la CEI 0-21 e la CEI 0-16. Per le utenze attive collegate in bassa tensione la norma di riferimento è la prima. In essa sono esplicitate le *curve di capability*, in base alla quale viene effettuata/o l'immissione/assorbimento di potenza reattiva:

- Gli inverter relativi ad impianti di taglia inferiore o uguale a 11,08 kW devono presentare una curva di capability triangolare con una pendenza corrispondente ad un $\cos\varphi$ di 0.9 (Fig. 2.7). Inoltre essi devono integrare come impostazione di default (analogamente agli impianti di taglia superiore a

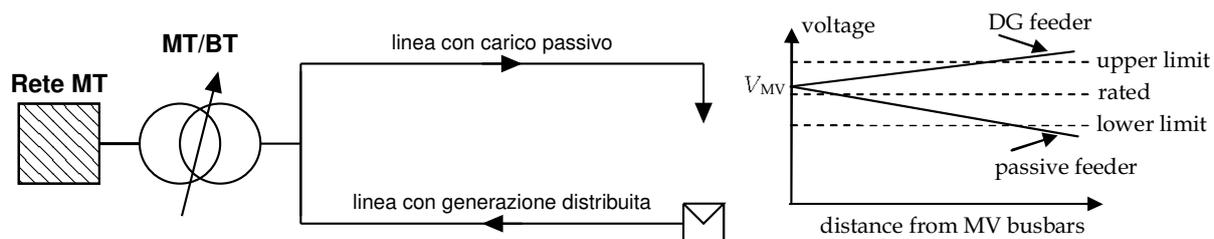


Figura 2.5: Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete del Distributore

Tipo di generatore	Potenza nominale dell'impianto	Assorbimento di potenza reattiva	Erogazione di potenza reattiva
Asincrono non autoeccitato	qualsiasi	$\cos \varphi \geq 0,95^{(*)}$	$\cos \varphi \geq 0,95^{(*)}$
Sincrono	qualsiasi	$\cos \varphi \geq 0,95$ regolabile ^(*)	$\cos \varphi \geq 0,95$ regolabile ^(*)
Inverter	$\leq 11,08$ kW	Capability triangolare di Fig. 13^(*)	
Inverter	$> 11,08$ kW	Capability rettangolare di Fig. 13^(**)	

(*) Per potenze erogate inferiori al 20 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10% della potenza nominale.
 (**) Per potenze erogate inferiori al 10 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore alla 10% della potenza nominale.

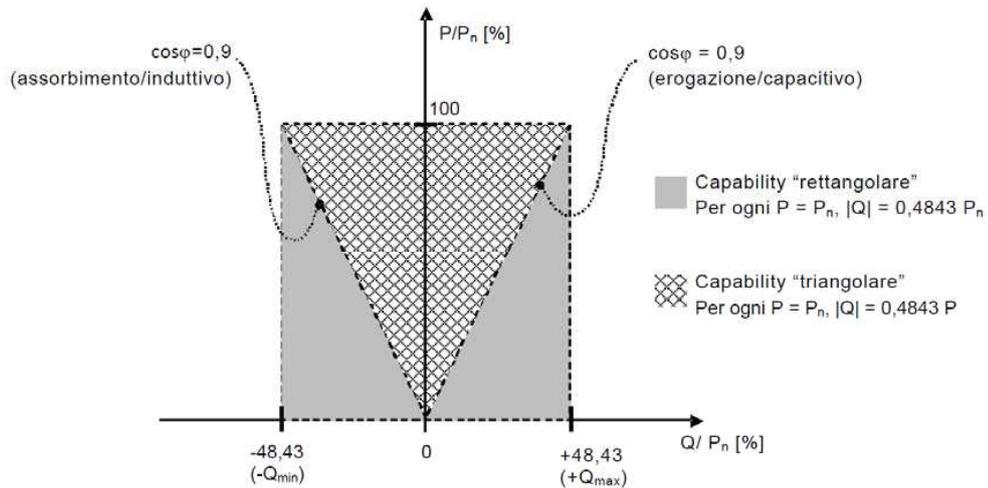


Figura 2.6: Curve di capability “triangolare” e “rettangolare”

11,08 kW) le curve caratteristica di Fig. 2.7 di tipo a) e b), che definiscono il $\cos \varphi$ da realizzare in funzione della potenza attiva immessa in rete.

Nelle normali condizioni di funzionamento, salvo diverse indicazioni dettate dal distributore, gli inverter devono immettere solamente potenza attiva (fattore di potenza unitario). La prescrizione per la regolazione della po-

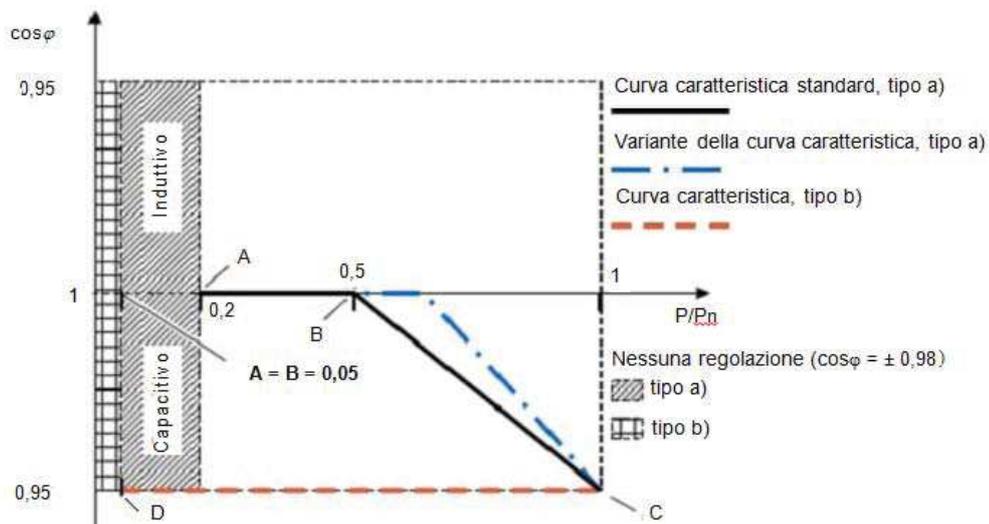


Figura 2.7: Curve caratteristiche $\cos \varphi = f(P)$

tenza reattiva secondo una delle curve presentate viene comunicata dal Distributore all'atto della concessione dell'autorizzazione all'allacciamento. In caso di partecipazione alla regolazione di tensione l'unità locale verifica per ogni istante di tempo se $P/P_n > 0.5$; in caso affermativo verifica se la tensione ai suoi morsetti è superiore al valore "critico", il cui valore è definito dal distributore (per esempio pari a $1,05 V_n$, tensione di "lock-in"). Se la verifica è positiva, viene attivata entro 10 s la regolazione di reattivo. La condizione di regolazione è rimossa quando si verifica una delle seguenti condizioni:

- $P/P_n < 0.5$, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti.
 - La tensione rientra sotto il valore di "lock-out" di tensione, definita dal Distributore.
- Gli impianti di taglia superiore a 11.08 kW (oltre a rispettare i requisiti del punto precedente) devono seguire una curva di capability rettangolare (Fig. 2.7) e partecipare alla regolazione della tensione nodale secondo le caratteristiche rappresentate in Fig. 2.8. Queste funzioni determinano la potenza reattiva da assorbire/immettere dalla/in rete (rispettando le curve di capability presentate) in base alla tensione rilevata nel punto di connessione, adottando la seguente convenzione:
 - $Q > 0$: il generatore eroga potenza reattiva mediante una corrente in anticipo rispetto alla tensione.
 - $Q < 0$: il generatore assorbe potenza reattiva mediante una corrente in ritardo rispetto alla tensione.

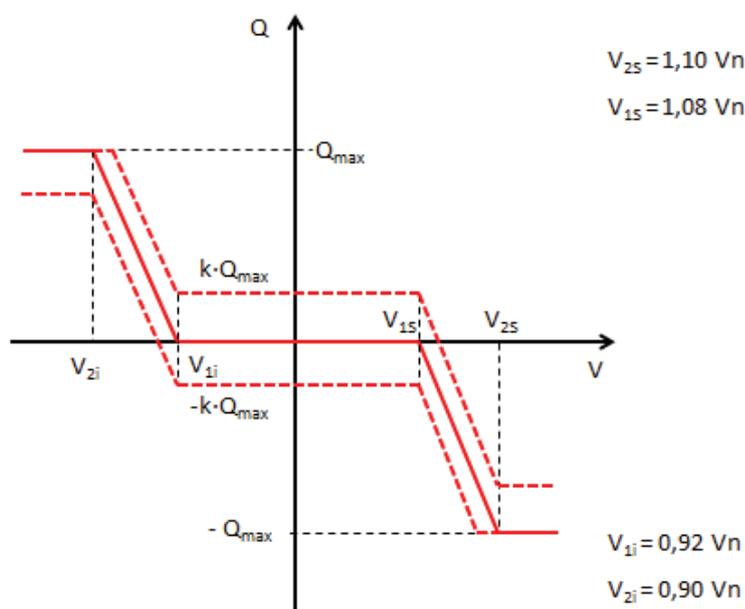


Figura 2.8: Curve caratteristiche standard $Q=f(V)$

Per quanto concerne i punti e i parametri caratteristici della curva in Fig. 2.8 si fa presente come per i sistemi fotovoltaici il parametro k sia stabilito all'atto della configurazione dell'impianto, le tensioni V_{2i} , V_{1i} , V_{1s} , V_{2s} sono definite dal distributore e Q_{max} è ricavata dalle curve in Fig. 2.6. Anche in questo caso la prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal distributore all'utente attivo contestualmente alla concessione dell'autorizzazione all'allacciamento. Inoltre, essendo la partecipazione regolazione di tensione un servizio di rete fornito al gestore, determinate condizioni economiche verranno in futuro definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per remunerare l'utente.

2.3 Comportamento nei transitori di frequenza e tensione

A fronte di una sempre più significativa presenza della generazione distribuita nel sistema elettrico, per garantire determinati standard in termini di stabilità e robustezza, a fronte di eventuali perturbazioni, e facilitare la gestione del sistema elettrico da parte dei gestori della rete di trasmissione e distribuzione, sono stati imposti alcuni vincoli da rispettare per poter effettuare la disconnessione alla rete. Si pensi ad esempio alla perdita di un impianto di generazione consistente nel sistema elettrico, le oscillazioni di frequenza e tensione possono essere tali da far intervenire i dispositivi di protezione di altri impianti, dando inizio ad un effetto a catena potenzialmente letale per la rete. L'Allegato A70 al codice di rete prevede quindi l'impossibilità di disconnessione alla rete da parte dei generatori nel range di frequenza 47,5-51,5 Hz; inoltre stabilisce il profilo di potenza che ciascun generatore deve assumere a fronte di perturbazioni di frequenza (Fig. 2.9). In particolare la potenza immessa deve rimanere invariata per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo l'incapacità di produrre energia elettrica (es. assenza di radiazione solare). Il profilo di potenza immessa in rete nel range di frequenza 50,3 Hz e 51,5 Hz deve seguire una caratteristica lineare

	Guida Tecnica	Codifica	
		Allegato A. 70	
		Revisione	Pagina
		N° 02	7 di 13

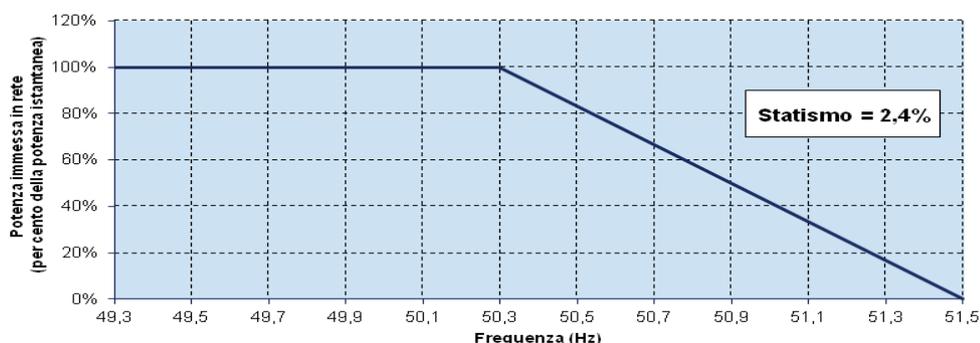


Figura 2.9: Regolazione della potenza attiva immessa in rete in funzione della frequenza

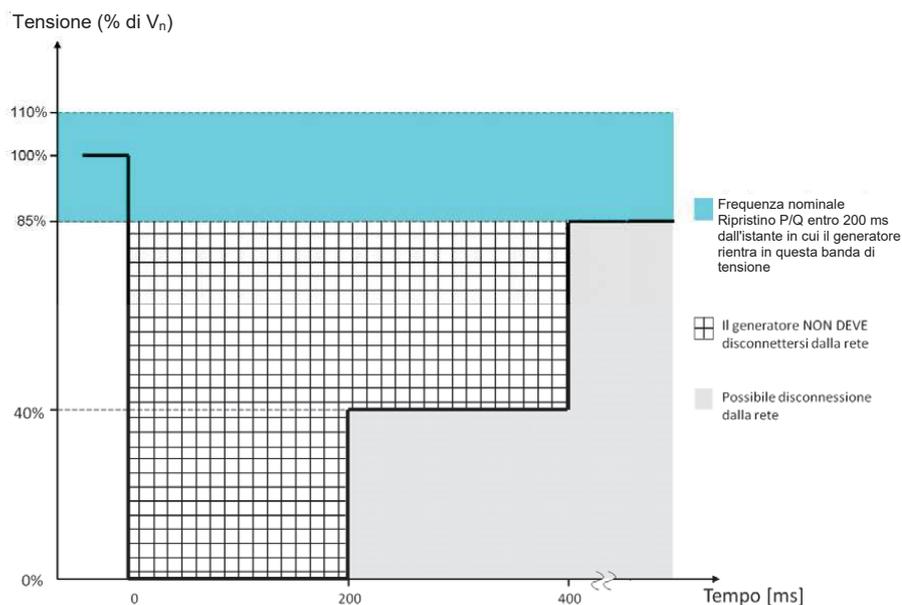


Figura 2.10: Curva di LVRFT per generatori statici

fino al suo annullamento, e, nel caso in cui a seguito di una perturbazione di frequenza, essa torni nuovamente a valori inferiori a 50.3 Hz, il generatore è obbligato a mantenere il valore minimo di potenza raggiunta per cinque minuti, durante la quale la frequenza deve essere compresa tra 49.9 Hz e 50.1 Hz.

L'Allegato inoltre, per salvaguardare la stabilità del sistema, stabilisce infine alcune modalità attraverso cui avviene l'avviamento di ciascun impianto di generazione. Esso è concesso nel range di frequenze 49.1-50.1 Hz mentre, se non è rispettata tale condizione, l'immissione di potenza deve avvenire in modo graduale, con una massima variazione temporale di potenza attiva corrispondente al 20% della potenza nominale al minuto.

Per quanto riguarda il comportamento dei generatori nei transitori di tensione, l'Allegato stabilisce alcune curve caratteristiche, denominate LVRFT (*Low Voltage Fault Ride Through*). Con riferimento alla Fig. 2.10, relativa ai generatori statici di taglia superiore o uguale a 6 kVA connessi nelle reti BT ed MT, essi devono rimanere permanentemente collegati quando la tensione è compresa tra l'85% e il 110% del valore nominale; e rimanere connessi per un certo intervallo temporale per valori superiori a tale banda. Al ristabilirsi della tensione di rete tra $+10\%V_n$ e $-15\%V_n$, le potenze attiva e reattiva dovranno tornare entro 200 ms ai valori preguasto.

3 | Stato dell'arte in merito alla regolazione di tensione

Negli ultimi 10 anni si è assistito ad una diffusione capillare e dai ritmi sbalorditivi della generazione distribuita nelle reti di distribuzione di tutto il globo. Fra i fattori determinanti si trovano i grandi investimenti portati avanti dai singoli Paesi (attraverso certificati verdi, incentivi etc.) e la diminuzione incessante del costo (per unità di potenza) dei moduli fotovoltaici (Fig. 3.1) e delle batterie. In questo quadro i DSO (*Distribution System Operators*) si sono fatti carico delle sempre più pressanti domande di allacciamento in rete, garantendo allo stesso tempo la non violazione dei vincoli operativi della stessa. In tale ottica le maggiori problematiche tecniche a cui i DSO devono far fronte coinvolgono:

- **Limiti termici:** ogni elemento della rete di distribuzione (linee, trasformatori etc.) è caratterizzato da un limite massimo in corrente (limite termico). Se la penetrazione limitata della generazione distribuita può avere effetti benefici come riduzione delle perdite in rete e riduzione delle cadute di tensione, è altresì vero che un'eccessiva penetrazione può comportare la presenza di flussi di corrente inversi rispetto al verso convenzionale per cui la rete è stata progettata (specialmente in caso di basso carico ed elevata generazione) portando nei casi peggiori a violazioni dei limiti termici.
- **Regolazione di tensione:** È risaputo come nelle reti di distribuzione, a causa dell'elevato rapporto R/X, i profili di tensioni nodali siano particolarmente suscettibili all'immissione/prelievo di potenza attiva. Di conseguenza, l'impatto delle risorse distribuite in rete può essere significativo, ed è quindi doveroso far fronte ad eventuali problemi di tensione attraverso

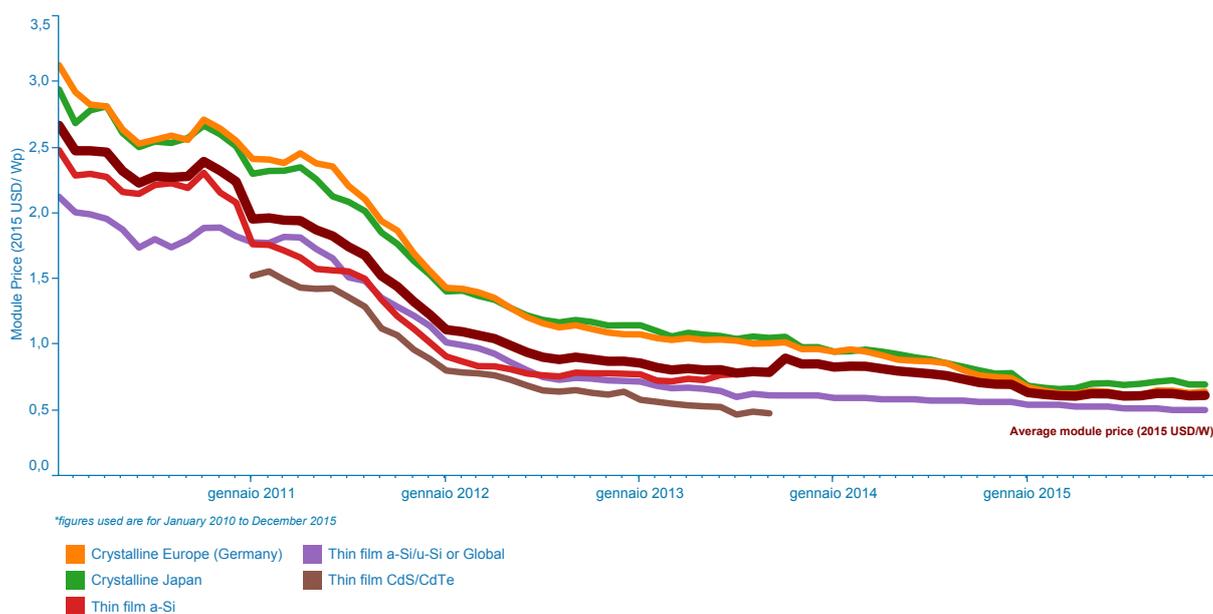


Figura 3.1: Costi dei moduli fotovoltaici per tecnologia realizzativa

so opportuni metodi finalizzati a garantire gli standard minimi di qualità dell'alimentazione.

- **Livelli di guasto:** Ciascun nodo della rete presenta un certo livello di guasto (in VA), che è misura della massima corrente in condizione di guasto in quel nodo. L'aumento della generazione distribuita in rete può determinare l'aumento delle correnti di cortocircuito, rendendo più complicato il calcolo delle correnti di guasto e talvolta superando la capacità di interruzione delle protezioni preesistenti.
- **Flussi di potenza inversi:** Un'eccessiva penetrazione di generazione distribuita in rete può comportare l'insorgere di situazioni in cui la generazione sia superiore alla domanda locale della rete, tale da avere inversione del flusso di potenza nelle sottostazioni primarie o secondarie. Tale fatto può costituire un problema per i regolatori di tensione dei trasformatori, principalmente per ragioni che coinvolgono lo schema di controllo (si veda [11] per ulteriori approfondimenti).
- **Dinamica nei transitori di tensione e frequenza:** Le problematiche associate al distacco prematuro della generazione distribuita dalla rete a fronte di tali transitori sono stati messi in evidenza nel capitolo precedente.
- **Power quality:** La presenza di risorse distribuite in rete può portare a disturbi relativi alla power quality che riguardano principalmente rapide variazioni di tensione (legate per esempio alla natura stessa della generazione), i range di tensioni ammissibili di funzionamento, l'immissione in rete di armoniche e il fenomeno del *flicker*. La gravità di tali disturbi dipende molto dal tipo di risorsa distribuita, dalla relativa tecnologia, dal livello di penetrazione e dalla tipologia della rete in analisi.

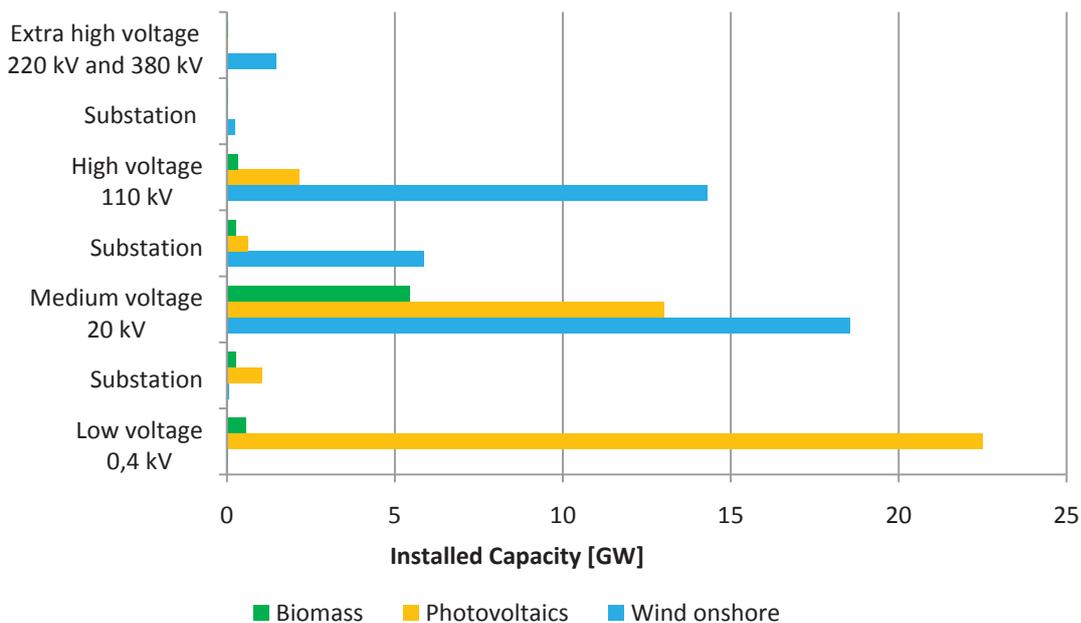


Figura 3.2: Capacità installata di alcune tecnologie di impianti rinnovabili nel sistema elettrico tedesco per livello di tensione nell'anno 2015.

Quanto messo in evidenza porta con sé una limitazione della presenza della generazione nel sistema elettrico. Per sottolineare quanto sia attualmente rilevante il tema della regolazione di tensione nelle reti BT e quanto lo sarà in futuro si osservi il grafico di Fig. 3.2 redatto da dati forniti dai TSO (*Transmission System Operators*) e DSO tedeschi: è evidente come la maggiorparte della capacità installata del fotovoltaico sia concentrata in BT, dove, contrariamente ai livelli MT e AT, non è possibile monitorare o stimare la tensione di tutti i nodi di rete. In tale ottica i distributori di tutti i Paesi hanno sviluppato e stanno attualmente sviluppando soluzioni tecniche per permettere di massimizzare l'hosting capacity della rete rispettando al contempo i limiti operativi della stessa.

3.1 Soluzioni tecniche adottate dai DSO

In questa sezione ci si focalizza sulle attuali soluzioni attuate dai DSO per integrare il più possibile la generazione nella rete di distribuzione; successivamente verranno esposte nel dettaglio quelle adottate in questa tesi in riferimento alle simulazioni effettuate a partire da una rete di distribuzione reale.

Ciascun distributore, all'atto della richiesta di allacciamento da parte di un certo utente attivo, in relazione al tipo di rete considerata e alla taglia dell'impianto, effettua un'analisi tecnica che ne attesti la possibilità in relazione ai limiti tecnici. Qualora tale analisi di compatibilità attesti l'impossibilità di collegare ulteriore generazione in rete, l'operatore, per permettere la realizzazione di tale allacciamento, è costretto ad attuare una delle soluzioni riassunte in Tabella 3.1. Quest'ultime possono essere suddivise in:

- **Soluzioni statiche:** Volte ad incrementare la hosting capacity della rete attuando cambiamenti permanenti alla rete.
- **Soluzioni dinamiche:** Volte ad incrementare la hosting capacity della rete attraverso la regolazione automatica di specifiche proprietà e/o grandezze elettriche della rete stessa.

3.1.1 Espansione della rete

Sostituzione dei trasformatori MT/BT:

I trasformatori MT/BT nelle reti di distribuzione hanno tipicamente un range di potenza nominale compreso fra 100 e 600 kVA. All'atto di progettazione delle reti di distribuzione odierne non fu chiaramente previsto la possibilità di avere un flusso di potenza inverso (da BT a MT), e furono adottati trasformatori dotati unicamente di variatore non a carico. La loro sostituzione con dispositivi OLTC di taglia superiore, presenta effetti benefici per il sovraccarico ma non necessariamente per quanto riguarda le problematiche di tensione. Innalzare infatti il livello di tensione nelle stazioni secondarie in reti BT ad alta penetrazione di fotovoltaico può anche portare ad un peggioramento delle tensioni nodali, specialmente per quei nodi in cui è presente generazione distribuita.

Tabella 3.1: Soluzioni volte ad incrementare la hosting capacity delle reti BT.

Espansione della rete	Evitare violazioni di tensione	Evitare sovraccarico linee	Evitare sovraccarico trasformatori
Sostituzione dei trasformatori MT/BT	X		X
Suddivisione della rete	X	X	X
Installazione di cavi paralleli	X	X	
Aumento sezione cavi (sostituzione)	X	X	
Dispositivi per il controllo locale			
Regolatore di tensione	X		
On load tap changer transformer	X		
Regolazione di potenza reattiva	X		
Ottimizzazione della rete			
Wide-area control	X		
Topologia della rete	X	X	X
Gestione e pianificazione della rete			
Monitoraggio di rete	X	X	X
Pianificazione ottimale	X	X	X

Suddivisione della rete:

Tale soluzione consiste nella creazione di una nuova rete BT attraverso la suddivisione di quella esistente (mediante un sezionatore); e alimentando la porzione di rete separata con un nuovo trasformatore MT/BT aggiuntivo. Per meglio comprendere tale filosofia si osservi Fig. 3.3. Oltre ad avere effetti positivi sul sovraccarico delle linee e dei trasformatori, si riesce maggiormente a mantenere i profili di tensione nodali nel range definito dalle norme, essendo la distanza elettrica dai nodi al trasformatore minore. Tale soluzione è effettuata unicamente nei casi più estremi, essendo costosa, di lenta realizzazione e influente sulla topologia della rete MT.

Installazione di cavi paralleli:

Tale soluzione è adottata qualora la sezione dei cavi esistente risulti insufficiente a garantire il rispetto dei limiti in corrente e in tensione. L'effetto di tale operazione corrisponde ad un aumento di sezione del conduttore di partenza a cui corrisponde una diminuzione delle cadute di tensione e un aumento della portata. Si osservi Fig. 3.4, i cavi paralleli si sviluppano a partire dal trasformatore fino ad una certa sezione della rete di distribuzione. Rappresenta una

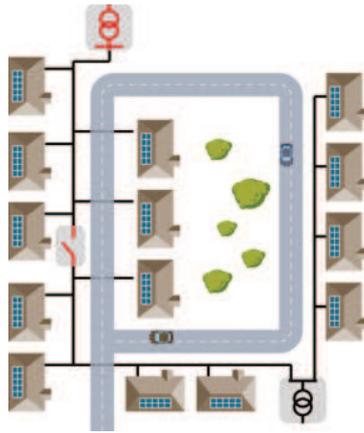


Figura 3.3: Rappresentazione schematica di una rete BT con l'aggiunta di un trasformatore mediante sezionamento della rete iniziale.

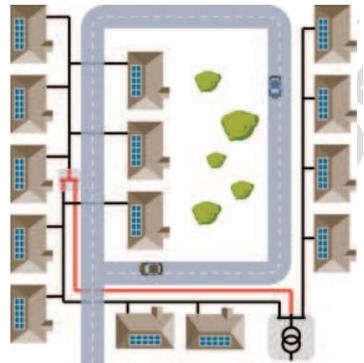


Figura 3.4: Rappresentazione schematica di una rete BT caratterizzata dal parallelo di due cavi.

soluzione non eccessivamente dispendiosa poichè non richiede la sostituzione di tutte le linee della rete.

Aumento della sezione dei cavi:

L'effetto di tale misura sortisce gli stessi effetti della misura precedente. Evidentemente tale misura risulta essere onerosa e viene tipicamente attuata quando i conduttori della rete giungono a fine vita.

3.1.2 Dispositivi per il controllo locale:

Regolatore di tensione:

Il regolatore di tensione è di fatto un trasformatore (o autotrasformatore) che regola automaticamente, secondo una certa logica, il rapporto di trasformazione adottato in funzione della tensione misurata; può, quindi, aumentare o abbassare il livello di tensione nel nodo in cui è connesso. Può essere installato in prossimità del consumatore e in tale configurazione non influisce sulla tensione degli altri carichi di rete (vedi Fig. 3.5). Tale soluzione ha un effetto locale

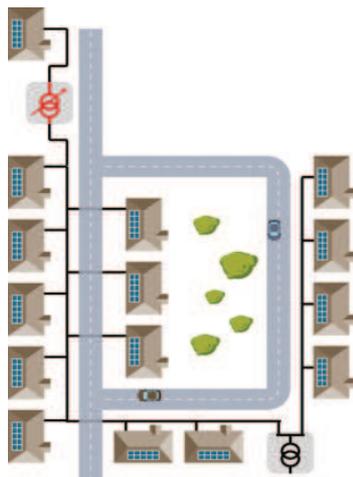


Figura 3.5: Rappresentazione schematica di una rete BT con regolatore di tensione installato in prossimità del carico.

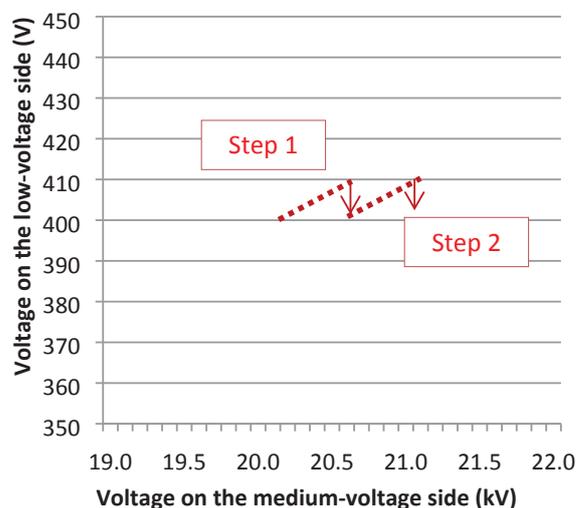


Figura 3.6: Esempio di andamento della tensione della rete BT e MT in funzione del rapporto di trasformazione adottato.

e prevede la conoscenza dei nodi di rete maggiormente affetti da problemi di tensione.

On load tap changer transformer:

Allo stato dell'arte i trasformatori delle cabine secondarie presentano rapporti di trasformazioni variabili unicamente a vuoto. Il vantaggio della tecnologia OLTC consiste nella possibilità di agire sulla tensione di rete senza comprometterne l'alimentazione. In questo modo si disaccoppia l'evoluzione della tensione nella rete BT da quella della rete MT (Fig. 3.6). Il controllo del rapporto di trasformazione è effettuato attraverso la conoscenza della tensione alle sbarre del trasformatore e/o attraverso la conoscenza della corrente ad inizio delle linee BT. Con queste due informazioni è possibile compensare le cadute di tensione tra il nodo di alimentazione e i carichi, nota l'impedenza di rete. La presen-

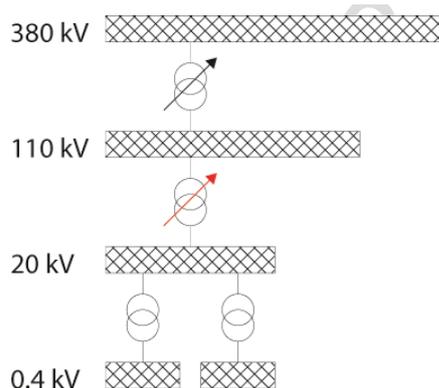


Figura 3.7: Rappresentazione del concetto di wide area control tra il livello di tensione AT e MT.

za della generazione distribuita in rete complica il controllo di tensione, come visto nel capitolo precedente, rendendo necessaria l'informazione di tensione nella stazione MT/BT dei nodi in cui essa è presente, per effettuare un controllo ottimale di tensione. Questa pratica richiede lo sviluppo di un'infrastruttura di comunicazione con l'utilizzo di tecnologie ICT (*Information and Communications Technology*); e allo stato dell'arte, salvo progetti pilota portati avanti da compagnie di distribuzione e istituzioni universitarie in tutto il globo, non viene implementata. La sostituzione del trasformatore tradizionale, come per la sostituzione dei cavi, visti gli elevati costi di investimento, viene effettuata a fine vita del componente.

Regolazione di potenza reattiva:

La capacità da parte della generazione distribuita di influire sui profili di tensione e la relativa modalità di assorbimento/immissione della potenza reattiva è stata ampiamente descritta nel capitolo precedente. Si mette in evidenza come tale pratica determini un aumento delle perdite in rete, a parità di profili di potenza dei carichi attivi e passivi, a in relazione all'aumento del valore efficace di corrente.

3.1.3 Ottimizzazione della rete

Fanno riferimento a questa categoria le soluzioni volte alla gestione ottimale della rete che di per sé non implicano l'installazione di nuovi componenti, ma si concentrano sul coordinamento ottimale delle risorse già a disposizione dei DSO e TSO.

Wide area control:

Secondo tale approccio gli operatori della rete di trasmissione e di distribuzione coordinano le risorse per il controllo della tensione in ciascun livello. Ad esempio, per far fronte all'elevata penetrazione della generazione distribuita nelle reti di distribuzione BT, è possibile regolare la tensione della rete MT agendo sul trasformatore AT/MT. In tal modo in caso di reverse power flow si abbassa il

livello di tensione nella rete MT agendo sul lato AT (Fig. 3.7). Tale tecnica deve comunque tenere conto dello stato della rete MT: è doveroso fare attenzione a non abbassare eccessivamente il riferimento di tensione in MT per non arrecare danno ai carichi passivi ad essa allacciati.

Topologia della rete:

Fanno parte di tale categoria le manovre di configurazione di rete eseguite dal DSO. Una delle possibilità (compatibilmente con la struttura della rete) consiste nel trasformare due reti radiali in un'unica rete ad anello attraverso un opportuno dispositivo di manovra (Fig. 3.8); altrimenti è anche possibile alimentare una porzione della rete BT attraverso un'ulteriore sottostazione MT/BT. La realizzabilità dipende dalla rete in analisi e dai conseguenti dai costi di realizzazione.

3.1.4 Gestione e pianificazione della rete

Monitoraggio di rete

I TSO e DSO effettuano il monitoraggio di rete nei livelli AT e MT attraverso opportune misure e previsioni di carico. In questo modo lo stato della rete è determinato in real time e si facilita il controllo di rete e le procedure di dispacciamento. Nelle reti BT tale pratica non è adottata e l'operatore di rete si limita unicamente a monitorare i nodi di rete critici in cui è stata segnalata una violazione dei limiti operativi di rete.

In futuro tuttavia non è escluso che la sempre più preponderante presenza della generazione distribuita nelle reti di distribuzione richieda, per assicurare la compatibilità di funzionamento rispetto ai limiti tecnici, e al contempo fornire ai DSO un utile strumento di gestione e pianificazione, la presenza di un'infrastruttura di monitoraggio e controllo che raccolga i dati nei punti più significativi della rete e sia in grado di regolare in modo intelligente tutte le risorse di rete disponibili per il controllo di tensione. In tale ottica, molti investimenti sono stati e saranno stanziati da parte delle più grandi compagnie elettriche europee.

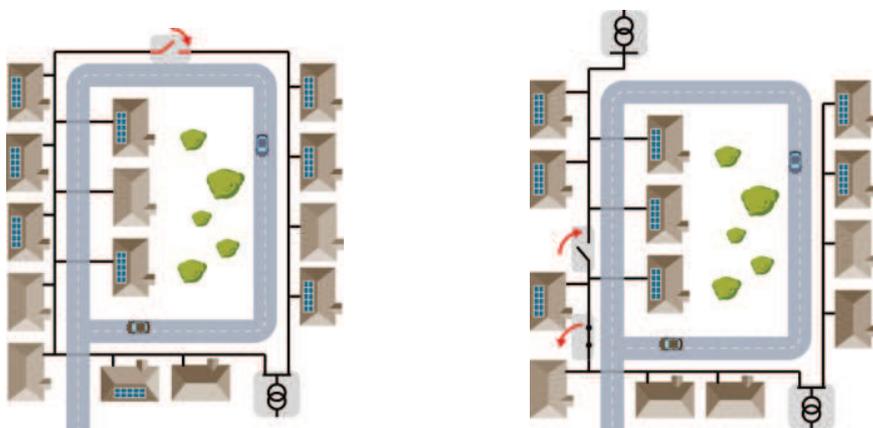


Figura 3.8: Rappresentazione di una rete di distribuzione ad anello e di una rete di distribuzione con una seconda sottostazione secondaria.

Tra i più importanti progetti portati avanti dalle compagnie elettriche si cita iNES®, sviluppato società SAG®, il cui obiettivo è la costituzione di un sistema di gestione delle reti BT che sia in grado sia di determinarne lo stato (come per le reti AT e MT) sia di controllare le risorse distribuite in modo da evitare violazioni dei limiti tecnici di rete. In Fig. 3.9 si fornisce una rappresentazione grafica che fornisce il funzionamento qualitativo del sistema: lo stato della rete è determinato attraverso i dispositivi di misura (mBOX), che, attraverso un'infrastruttura di comunicazione (PLC), fornisce i dati ai dispositivi collocati all'interno delle sottostazioni secondarie (sBOX), il cui compito è la determinazione in real time dello stato di rete, la comunicazione delle informazioni al centro di controllo di rete (GPRS o simili) e il controllo attivo delle risorse distribuite (attraverso i dispositivi attuatori aBOX). Altri progetti significativi realizzati/in via di realizzazione che si prefiggono di utilizzare soluzioni smart nelle reti BT e di cui si lascia al lettore l'eventuale approfondimento sono:

- **Smart Grid Gotland:** progetto portato avanti nell'isola di Gotland in Svezia da parte di alcune importanti società quali ABB, Vattenfall e l'Università KTH. In particolare ha consentito all'utente finale di monitorare e gestire in real time i propri consumi sulla base del prezzo dell'elettricità, in una rete caratterizzata dalla consistente penetrazione di generatori eolici.



Figura 3.9: Rappresentazione qualitativa delle modalità di gestione e controllo di una rete BT secondo il progetto iNES®

- **GridEye®**: Piattaforma per il monitoraggio e la gestione di rete sviluppata dalla società DEPsyst ©.

Pianificazione della rete

Per quanto riguarda la pianificazione della rete i DSO, come accennato in precedenza, si riservano la possibilità di concedere o meno l'autorizzazione all'allacciamento in rete per la GD in base ad opportuni test di compatibilità di rete: in BT, nella maggior parte dei casi si procede a partire dai dati sulla potenza già installata in rete e da eventuali misure nodali precedentemente condotte. In MT l'analisi è condotta risolvendo un problema di power flow, ponendosi nel worst case, ovvero il caso di massima generazione e minimo carico. Non è da escludere che in futuro, in base a quanto detto finora, la procedura di compatibilità per le reti MT possa essere condotta anche per le reti BT.

4 | Tecniche e dispositivi per la regolazione di tensione adottati

Nei capitoli 2 e 3 sono state esposte le problematiche principali relative alla connessione della generazione distribuita nelle reti elettriche di distribuzione e sono state messe in luce le principali soluzioni attuate allo stato dell'arte dai TSO e DSO per ovviare a tali problematiche. In questo capitolo si descrivono nel dettaglio le tecniche e i dispositivi adottati in questa tesi per la mitigazione delle problematiche di tensione. Verranno prima esposte le soluzioni di tipo centralizzato e in seguito quelle di tipo distribuito.

4.1 Variatori sotto carico (OLTC)

In questa sezione verranno inizialmente analizzate le tipologie realizzative di questi dispositivi allo stato dell'arte; successivamente verranno fornite le logiche di controllo tradizionali e i parametri che le caratterizzano.

4.1.1 Variatori sotto carico: principi di funzionamento

Tali dispositivi rendono possibile la variazione del livello di tensione nel punto in cui sono collegati senza tuttavia precludere la continuità del servizio. In Fig. 4.1 è riportato un semplice schema circuitale che dà l'idea del funzionamento qualitativo: nella configurazione (a) il trasformatore alimenta il carico ad un certo livello di tensione. Nella configurazione (b), a seguito della richiesta di una variazione del rapporto di trasformazione, si osserva la formazione di

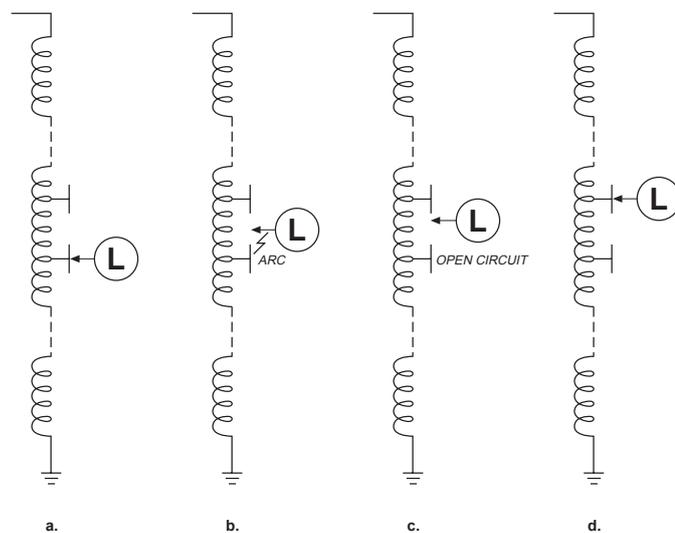


Figura 4.1: Principio di funzionamento qualitativo di un variatore sotto carico

un'arco elettrico tra le parti meccaniche mobili e quelle fisse; tale fenomeno, dovuto alla natura induttiva del componente, è causa di sollecitazioni elettriche e termiche. L'arco elettrico, nella (c) è stato estinto e tale configurazione corrisponde all'assenza di collegamento elettrico con il carico. Nella (d) il meccanismo mobile giunge alla fine della sua corsa, è realizzato un nuovo rapporto di trasformazione, e il carico è di nuovo alimentato.

Da questa breve descrizione emerge la necessità di realizzare un dispositivo che sia in grado di variare la tensione ai terminali del trasformatore, nel tempo minore possibile, salvaguardando al tempo stesso la vita utile dei componenti che lo costituiscono. Le diverse soluzioni realizzative si differenziano tra loro principalmente in base alla presenza o meno di componenti meccanici o dell'elettronica di potenza.

4.1.2 Variatori sotto carico meccanici

Appartengono a questa categoria i dispositivi che realizzano la variazione del livello di tensione mediante l'utilizzo di elementi meccanici mobili. La criticità di tale tecnologia è legata, come si è visto, dalla formazione dell'arco elettrico durante la commutazione. I variatori sotto carico meccanici fanno quindi ricorso ad opportuni elementi resistivi, opportunamente dimensionati per limitare le dissipazioni. I componenti principali che lo costituiscono sono il deviatore, che è un interruttore a carico con la funzione di deviare il percorso della corrente durante l'azione del dispositivo; e il selettore, interruttore a vuoto che determina a quale livello di tensione sarà sottoposto il carico. Il tempo totale in cui si sviluppa il processo di variazione è funzione dalla tipologia costruttiva del trasformatore, ed è tipicamente di qualche secondo.

L'intero processo di commutazione è rappresentato, passo per passo, in Fig. 4.2. In essa si individuano i contatti principali (x,v) associati alle condizioni stazionarie del deviatore, e i contatti ausiliari (y,u), attraverso la quale fluisce la corrente durante la commutazione.

Si analizza ora fase per fase la sequenza operativa che determina la variazione del livello di tensione tra due posizioni adiacenti del selettore (dalla 6 alla 5):

- a. Condizione iniziale: la corrente fluisce attraverso i morsetti x e V mentre la resistenza R_y è cortocircuitata e non interessata dalla corrente.
- b. Il selettore porta il ramo H dalla posizione 7 alla posizione 5. Tale operazione è possibile in quanto il ramo H è a vuoto.
- c. Il deviatore comincia a ruotare verso il morsetto v mentre la corrente di carico fluisce attraverso la resistenza R_y e il contatto y.
- d. La corrente di carico fluisce interamente attraverso i morsetti ausiliari. Si nota come la formazione di un circuito chiuso comporti la nascita di correnti di circolazione tra i morsetti ausiliari, essa tuttavia viene limitata dai due resistori R_y, R_u .

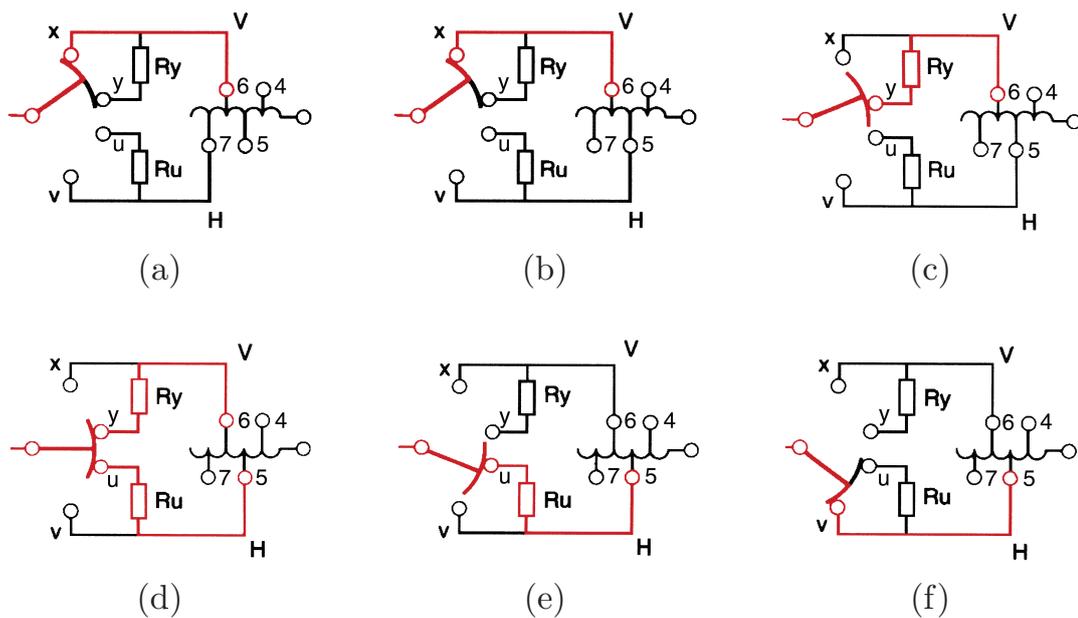


Figura 4.2: Sequenza di commutazione del selettore dalla posizione 6 alla posizione 5.

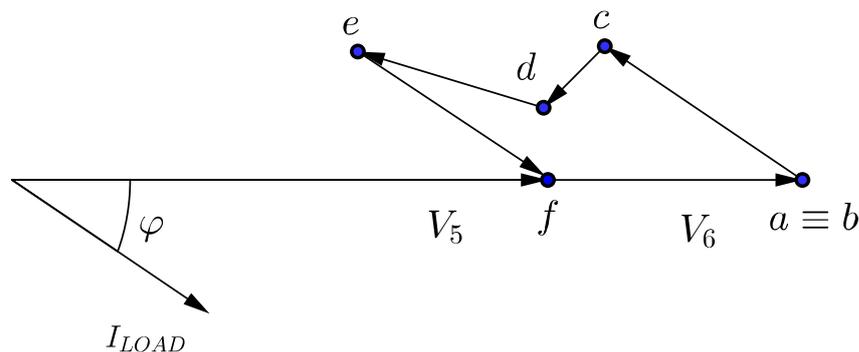


Figura 4.3: Diagramma fasoriale relativo alla commutazione 6-5

- e. In tale configurazione si ha distacco meccanico tra il deviatore e il morsetto y con conseguente generazione dell'arco elettrico. La sua estinzione è facilitata dalla presenza di R_y .
- f. Configurazione finale. La corrente fluisce tra il morsetto v e la presa 5, la resistenza R_u è cortocircuitata e non percorsa da corrente. Il selettore è nuovamente pronto ad assumere una nuova posizione.

Nella Fig. 4.3 è rappresentato il diagramma fasoriale della tensione di carico per ogni fase della commutazione:

- a. La tensione di carico corrisponde a quella della posizione 6.
- b. La tensione di carico corrisponde a quella della posizione 6.

- c. La corrente fluisce attraverso nel morsetto ausiliario, si ha la seguente relazione tra le variabili elettriche:

$$\bar{V}_c = \bar{V}_6 - R\bar{I}_{LOAD} \quad (4.1)$$

- d. In questa configurazione la tensione presenta un valore intermedio tra la configurazione iniziale e quella finale. Si ha la seguente relazione tra le variabili elettriche:

$$\bar{V}_d = \frac{\bar{V}_5 + \bar{V}_6}{2} - \frac{R\bar{I}_{LOAD}}{2} \quad (4.2)$$

- e. Condizione analoga a quella realizzata fase c della commutazione:

$$\bar{V}_e = \bar{V}_5 - R\bar{I}_{LOAD} \quad (4.3)$$

- f. Configurazione finale, la tensione imposta sul carico corrisponde a quella della posizione 5.

Problemi relativi ai variatori meccanici

Nonostante i variatori meccanici siano caratterizzati da un alto grado di robustezza e relativa semplicità realizzativa, l'impiego di tali dispositivi presenta problematiche significative:

- **Formazione dell'arco elettrico durante il movimento del deviatore**
Come è stato descritto in precedenza, durante il passaggio da conduzione a interdizione dei contatti ausiliari si genera un arco elettrico in corrispondenza dei contatti del deviatore. Tale fenomeno è associato alla decomposizione e vaporizzazione dell'olio all'interno dell'involucro principale che si traduce in formazione di precipitato chimico e composti gassosi. I contatti elettrici inoltre durante l'evoluzione dell'arco raggiungono temperature tali da determinare un considerevole aumento di resistenza, con conseguente aumento delle perdite.
- **Costi operativi consistenti**
L'olio isolante, i contatti e gli elementi meccanici devono essere sottoposti a controlli periodici per valutarne lo stato e assicurarne il corretto funzionamento.
- **Elevato tempo di commutazione**
Legato alle costanti di tempo che regolano i fenomeni di tipo meccanico, molto superiori delle costanti di tempo elettriche.
- **Regolazione dissipativa**
La transizione da una posizione ad un'altra è caratterizzata da fasi in cui i resistori sono percorsi dalla corrente di carico, per tale ragione è necessario impiegare resistori di valore non eccessivamente elevato per limitare tale fonte di perdite.

4.1.3 Variatori sotto carico elettronici

Per ovviare ai problemi legati all'utilizzo dei variatori meccanici si ricorre alla realizzazione di strutture facenti uso, in parte o completamente, di componenti dell'elettronica di potenza, più specificatamente di interruttori a semiconduttore. Tali variatori possono essere suddivisi in due tipologie realizzative:

- **OLTC assistiti elettronicamente (Ibridi):** Caratterizzati dall'impiego combinato sia di switch a semiconduttore sia di switch meccanici. In questo modo è possibile evitare le complicazioni legate all'innesco dell'arco elettrico durante la variazione del livello di tensione. I tempi di commutazione tuttavia sono dell'ordine degli OLTC meccanici.
- **OLTC totalmente elettronici (Stato Solido):** Realizzati solo con componenti di elettronica di potenza. La totale assenza di parti in movimento comporta quindi ridotti costi di manutenzione ed elevate velocità di commutazione di posizione. Il costo e la difficoltà realizzativa costituiscono un limite di tale tecnologia.

OLTC assistiti elettronicamente

Al fine di evitare la generazione dell'arco elettrico durante la commutazione, questa tecnologia fa uso di switch a semiconduttore, adoperando al tempo stesso switch meccanici nelle fasi stazionarie, in quanto caratterizzati da minori cadute di tensione per conduzione. Come traspare dalla Fig. 4.4 la struttura circuitale è analoga a quella del variatore meccanico. La variazione del rapporto di trasformazione, per esempio dalla posizione 6 alla posizione 5, è realizzata grazie al movimento trasversale del variatore. Durante tale processo entrano in gioco anche le valvole a tiristori: la valvola 1, dal momento in cui viene attivata fino a quando si ha il primo passaggio per zero della corrente, consente di bypassare temporaneamente la resistenza R_1 . Inoltre grazie all'azione all'attivazione della valvola 2 si evita il processo di formazione dell'arco elettrico una volta che non si ha più il contatto meccanico tra C_2 e C_5 .

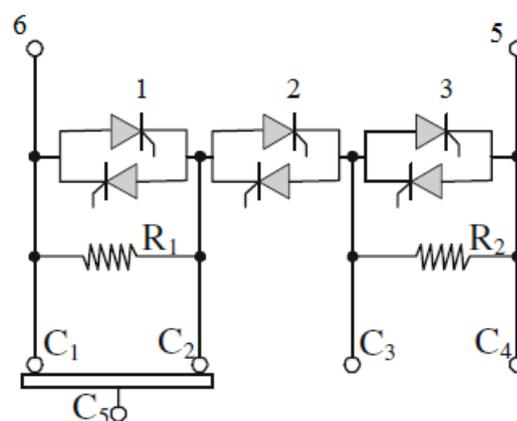


Figura 4.4: Rappresentazione circuitale di un variatore electronically-assisted

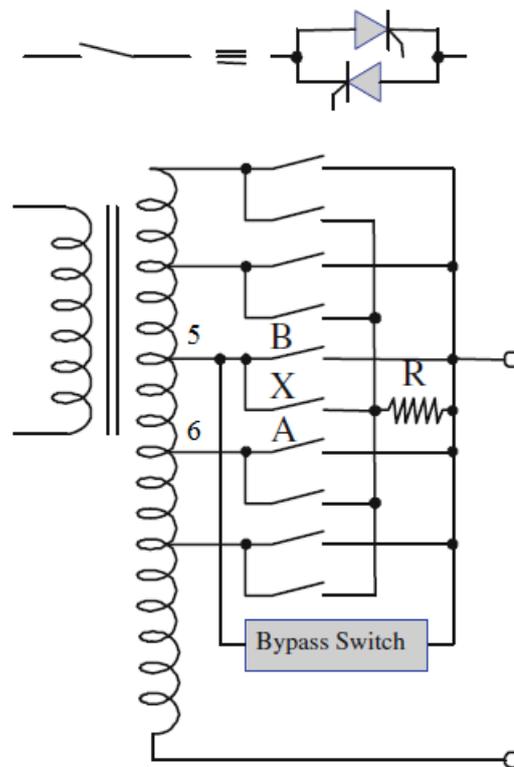
OLTC totalmente elettronici

Figura 4.5: Rappresentazione circuitale di un variatore sotto carico *full electronic*

Questa tipologia realizzativa prevede la totale assenza di elementi meccanici, come si può constatare nella Fig 4.4. Per comprendere il funzionamento si supponga di voler passare dalla presa 6 alla 5: inizialmente lo switch A si viene interdetto, mentre lo switch X viene mandato in conduzione. Nella fase successiva si manda in conduzione anche lo switch B. La presenza della resistenza R garantisce il contenimento delle correnti di circolazione qualora gli switch A e B siano contemporaneamente in stato di conduzione. Si nota inoltre nello schema circuitale la presenza di un percorso di bypass; quest'ultimo costituisce il ramo di protezione nel caso in cui gli altri componenti siano guasti.

Indubbiamente la totale assenza di componenti meccanici comporta una serie di vantaggi:

- **Costi di manutenzione ridotti**
Associati all'assenza di contatti mobili e della generazione dell'arco elettrico.
- **Elevata velocità di passaggio tra due prese**
Realizzata grazie alla presenza di elementi di elettronica di potenza e assenza di parti meccaniche mobili.

e di svantaggi:

- **Elevate cadute di conduzione rispetto agli interruttori meccanici.**
- **Costo di realizzazione elevato**
A parità di taglia rispetto ad un variatore meccanico. Tale fatto deriva dall'adozione di componenti elettronici a semiconduttore.

4.1.4 Parametri di base per il controllo

In questa sezione si riportano le grandezze caratteristiche del variatore a partire dalla quale si sviluppano gli algoritmi di controllo dello stesso.

- **Variazione di tensione tra due prese (ΔV_{tap})**
Questa grandezza rappresenta la variazione di tensione (in modulo) tra due posizioni adiacenti. In accordo con le soluzioni più diffuse, lo step in questa tesi è stato fissato a 0.0125 p.u.(1.25%); tipicamente tale grandezza è compresa tra lo 0.8% e il 2.5% della tensione nominale del trasformatore.
- **Numero di livelli di tensione realizzabili**
Corrisponde al numero di prese disponibili. Con riferimento alla Fig. 4.6 si constata come il campo di regolazione in tensione realizzabile dal variatore sia simmetrico rispetto alla tensione di 1 p.u., con livelli di tensione adiacenti che si disconstano di ΔV_{tap} .
- **Tensione di riferimento V_{ref}**
É la tensione obiettivo, quella che il controllo si prefigge di realizzare nel nodo dove viene misurata la tensione. Nelle logiche tradizionali essa viene misurata nel nodo dove giace il trasformatore ed è impostata tipicamente ad un valore superiore ad 1 pu per far fronte alle cadute di tensione tra il nodo di alimentazione e i nodi della rete. Tale meccanismo è denotato con il termine LDC(*Line Drop Compensation*).
- **Banda morta di regolazione in tensione**
Tutte le logiche di controllo prevedono il confronto istante per istante tra la tensione misurata nel nodo osservato e la tensione obiettivo:

$$\Delta V = V_{\text{meas}} - V_{\text{ref}} \quad (4.4)$$

Dal momento che il variatore è in grado di realizzare variazione di tensione a gradini (ΔV_{tap}), una certa banda morta di non regolazione (ovvero il range di valori entro la quale il rapporto di trasformazione non viene variato qualora ΔV sia compresa in tale intervallo) è richiesta; il suo valore minimo è funzione di ΔV_{tap} :

$$BM \geq \frac{\Delta V_{\text{tap}}}{2} \quad (4.5)$$

A partire da tali parametri si sviluppano tutti gli algoritmi di controllo possibili, quello adottato in questa tesi verrà presentato in seguito.

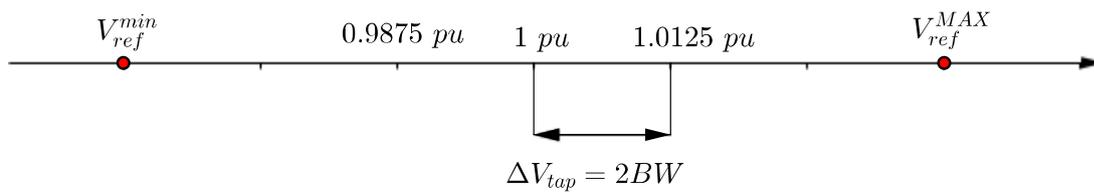


Figura 4.6: OLTC a 5 posizioni: esplicazione grafica delle grandezze di interesse, si è assunto come esempio $BW = \Delta V_{tap}/2$

4.2 Compensatori statici di potenza reattiva

È risaputo come nelle reti elettriche in AC, simultaneamente al transito di potenza attiva, sussista anche transito di potenza reattiva. Tale contributo è funzione del tipo di carico in analisi (si pensi alla magnetizzazione delle macchine elettriche, piuttosto che alla presenza di parametri reattivi nel circuito equivalente a π delle linee elettriche). Dalla teoria dei sistemi elettrici è inoltre noto come l'assorbimento/immissione di potenza reattiva possa influire sui profili di tensione nodali. In relazione, quindi, alla necessità di soddisfare al contempo il bilancio di potenza attiva e reattiva, di controllare i profili di tensioni nodali e di massimizzare il transito di potenza attiva nelle reti AT, fecero comparsa gli SVC (*Static Var Compensators*) nei primi anni '70: essi appartengono alla famiglia dei FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e utilizzano la tecnologia a semiconduttore per la regolazione della potenza reattiva assorbita/immessa in rete.

Sono stati in seguito utilizzati in altri rami del settore elettrico: nella distribuzione MT e BT, per funzioni di regolazione di tensione, correzione del fattore di potenza, mitigazione del fenomeno flicker e dei buchi di tensione (causati ad esempio dalla presenza di saldatrici ad arco, avviamenti di grandi macchine asincrone etc.), e riduzione delle perdite in rete.

Per capire le modalità di funzionamento di tale dispositivo è opportuno fare un richiamo di elettronica di potenza in merito alle valvole a tiristori (elementi costitutivi degli SVC).

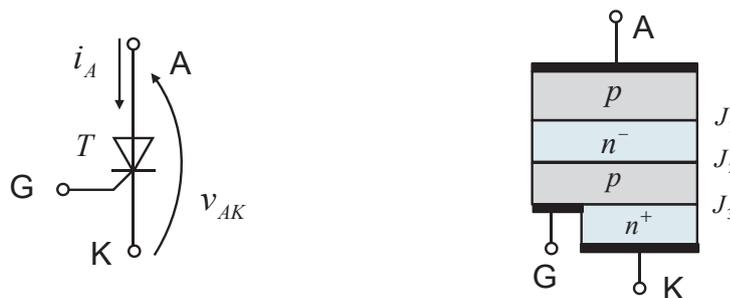


Figura 4.7: Rappresentazione circuitale e struttura fisica di un tiristore.

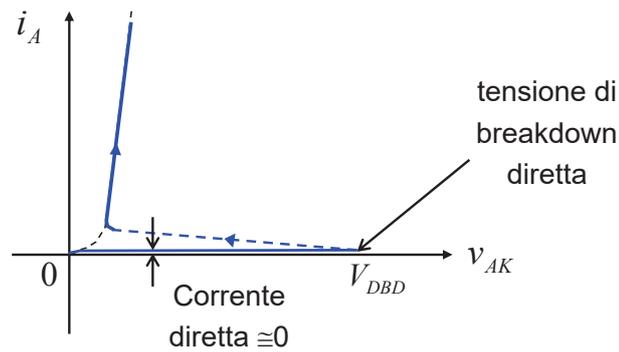


Figura 4.8: Caratteristica elettrica del tiristore.

4.2.1 Valvole a tiristori

Il tiristore è un dispositivo elettronico comandabile a tre morsetti: anodo, catodo e gate. Dal punto di vista fisico, il tiristore è costituito dall'unione di tre giunzioni opportunamente drogate J_1 , J_2 , J_3 (Fig. 4.7), tali per cui, qualora esso sia sottoposto ad una $v_{AK} > 0$ con il gate scollegato, le giunzioni J_1 e J_3 risultano polarizzate direttamente mentre J_2 inversamente (tra i morsetti AK circola una corrente inversa); viceversa se $v_{AK} < 0$, J_1 e J_3 risultano polarizzate inversamente mentre J_2 direttamente. Se, invece, è applicata sia una $v_{AK} > 0$ che una $v_{GK} > 0$ si innesca un fenomeno rigenerativo a retroazione positiva in corrente tale per cui la caratteristica elettrica risulta simile a quella di un diodo (Fig. 4.8). In definitiva, la conduzione è possibile esclusivamente se sussiste un comando di gate oppure se si supera la tensione di breakdown delle giunzioni (innesco non desiderato).

La valvola a tiristori è formata da due tiristori collegati in antiserie, al fine di permettere la conduzione di corrente sia con tensioni positive che negative. Per meglio comprendere il funzionamento della valvola si faccia riferimento al circuito di Fig. 4.9, in cui un generatore di tensione sinusoidale alimenta il tiristore con interposto un elemento resistivo. Dal grafico superiore si nota come la corrente sia nulla fino a quando non viene impartita una tensione di gate, dopo la quale essa subisce una variazione a gradino. Il suo annullamento avviene in prossimità dell'istante temporale in cui la tensione di alimentazione passa per lo zero, ed è regolato dal fenomeno di *reverse recovery*, che costituisce una non idealità dinamica del comportamento del tiristore in base alla quale il passaggio dallo stato di conduzione a quello di interdizione è caratterizzato dall'inversione di corrente rispetto al verso di conduzione. La dinamica del *reverse recovery* è descritta dalle seguenti grandezze caratteristiche:

- **tempo di reverse recovery t_{rr}** : tempo che intercorre dall'istante in cui la corrente passa per lo zero (inizio fenomeno di inversione) all'istante in cui essa si annulla nuovamente.
- **tempo di spegnimento t_q** : tempo per la quale una tensione inversa è applicata per forzare il passaggio dallo stato di conduzione a quello di interdizione.

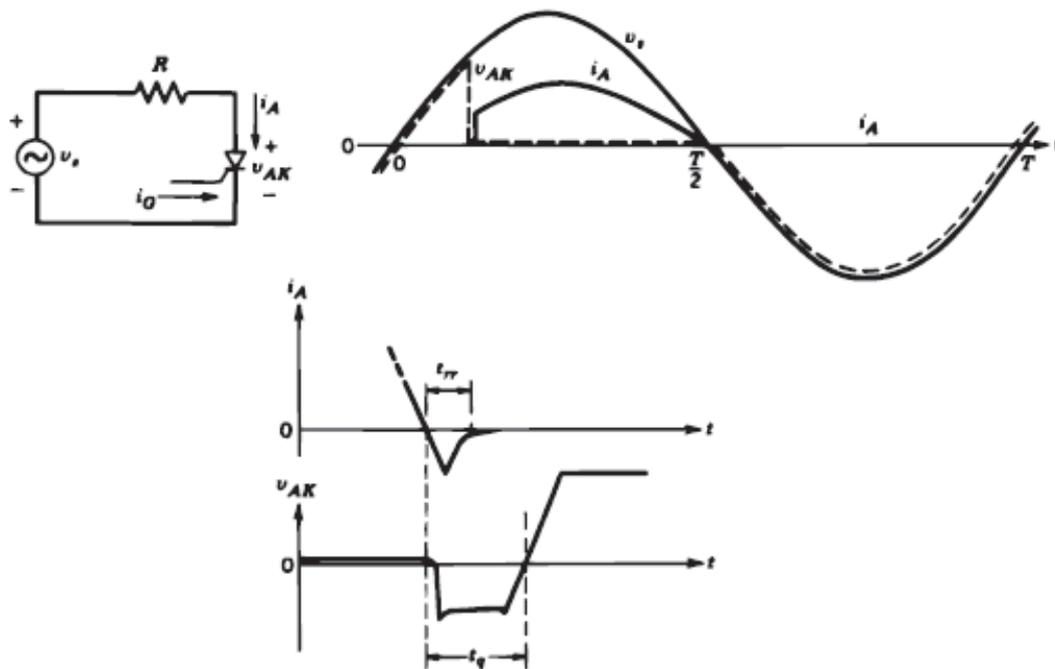


Figura 4.9: Caratteristica elettrica del tiristore.

I tiristori presenti sul mercato si differenziano in base al tipo di applicazione: tra le più importanti grandezze riportate sui *datasheet* spiccano la tensione e la corrente nominale, la caduta di tensione di conduzione, i gradienti temporali massimi di accensione e spegnimento, il tempo di spegnimento t_q e il tempo di reverse recovery t_{rr} .

4.2.2 Tipologie di SVC

Reattore controllato con valvole a tiristori

Tale configurazione di SVC, denotata con il termine TCR (*Thyristor Controlled Reactor*), è caratterizzata dalla presenza di un'induttanza e di una coppia di tiristori in antiparallelo (si veda Fig. 4.10). La corrente che fluisce nell'induttanza può essere regolata agendo in modo opportuno attraverso l'angolo di accensione α dei tiristori; esso è calcolato a partire dall'istante in cui la tensione passa

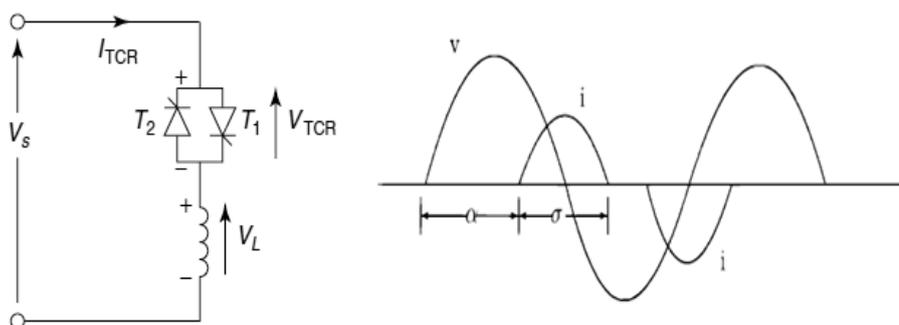


Figura 4.10: Valvola a tristori in circuito induttivo.

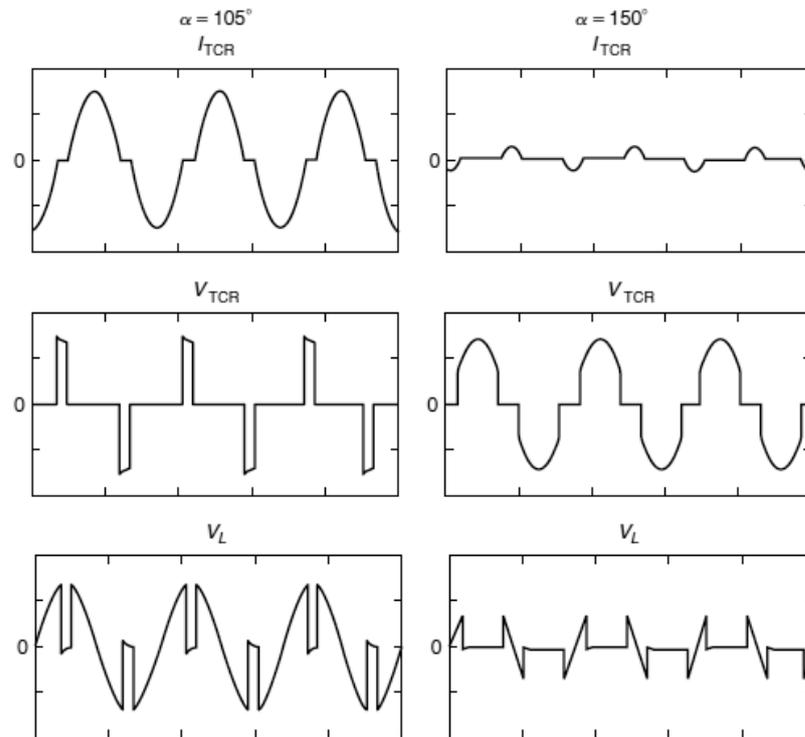


Figura 4.11: Andamento temporale di tensione e corrente ai capi della valvola e dell'induttanza al variare dell'angolo di chiusura α .

per lo zero. Per meglio comprendere da un punto di vista quantitativo come sia possibile regolare la forma d'onda in corrente si supponga che il TCR sia alimentato da una tensione sinusoidale:

$$V_S(t) = \hat{V} \sin(\omega t) \quad (4.6)$$

Ricordando che, quando la valvola a tiristori conduce (a meno della cdt di conduzione) la tensione sull'induttanza coincide con quella di alimentazione; tenendo conto della relazione costitutiva dell'induttore, si ricava la corrente che fluisce nella valvola a tiristori, integrando l'espressione precedente:

$$i_{TCR}(t) = -\frac{\hat{V}}{\omega L} \cos(\omega t) + K \quad (4.7)$$

In cui la costante di integrazione K è determinata applicando le seguenti condizioni al contorno:

$$i_{TCR}(t^*) = 0 \quad (4.8)$$

$$\omega \cdot t^* = \alpha$$

Applicando tali condizioni all'equazione precedente:

$$i_{TCR}(t) = -\frac{\hat{V}}{\omega L} (\cos(\alpha) - \cos(\omega t)) \quad (4.9)$$

Considerando che, ai fini del trasferimento di potenza attiva l'unica componen-

te significativa è quella a 50 Hz (componente fondamentale); si procede alla scomposizione della forma d'onda attraverso la serie di Fourier:

$$i_{TCR,1}(t) = A_1 \text{sen}(\omega t) + B_1 \text{cos}(\omega t) \quad (4.10)$$

Facendo riferimento alla teoria sulla serie di Fourier (termine B_1 nullo in quanto la funzione è pari):

$$A_1 = \frac{4}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} i_{TCR}(t) \text{cos}(\omega_1 t) dt \quad (4.11)$$

$$I_{TCR,1} = \frac{\hat{V}}{\omega L} \left(\frac{2\pi - 2\alpha + \text{sen}(2\alpha)}{\pi} \right) \quad (4.12)$$

È conveniente infine esprimere l'ampiezza della corrente alla componente fondamentale condotta in funzione della suscettanza vista ai morsetti del circuito, che è funzione dell'angolo di chiusura:

$$I_{TCR,1}(t) = \hat{V} B_{TCR}(\alpha) \quad (4.13)$$

$$B_{TCR}(\alpha) = B_{max} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{1}{\pi} \text{sen}(2\alpha) \right) \quad (4.14)$$

In Fig. 4.12, 4.13 sono riportati rispettivamente gli andamenti della suscettanza B_{TCR} (in per unit) e del valore efficace di corrente alla prima armonica, in funzione dell'angolo di innesco α .

A partire dalle precedenti relazioni, fissato il valore efficace di tensione alla prima armonica con cui è alimentato il circuito, si ricava rispettivamente il valore efficace di corrente fondamentale in funzione dell'angolo di chiusura. In questo modo si ottengono le rette di Fig. 4.14, che individuano i punti di funzionamento del TCR possibili.

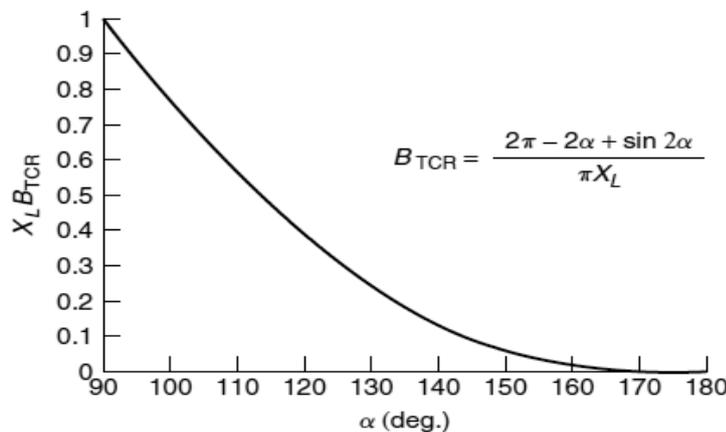


Figura 4.12: Andamento temporale del fattore $X_L B_{TCR}$ in funzione dell'angolo di chiusura α .

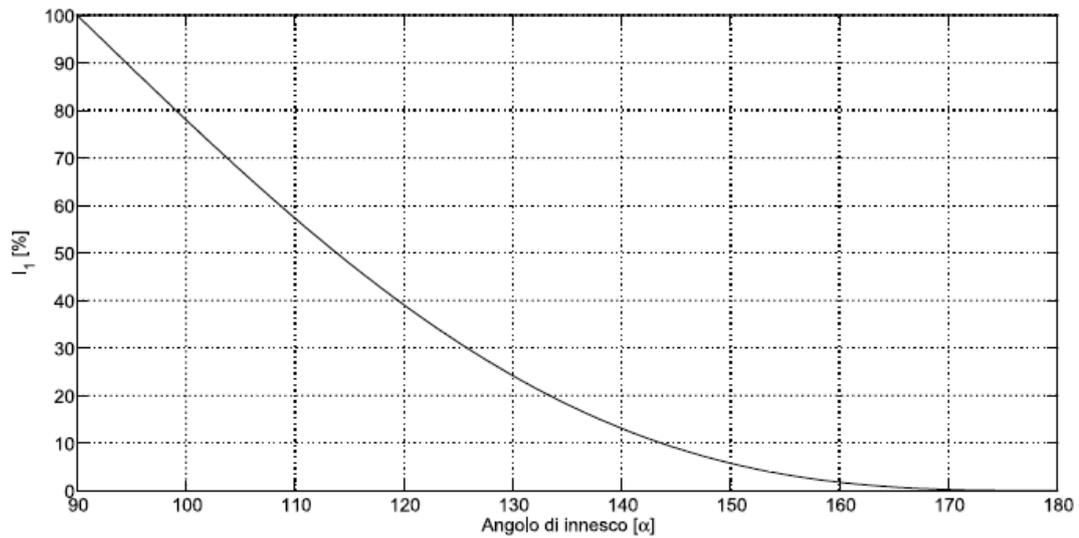


Figura 4.13: Andamento del valore efficace di corrente alla prima armonica in funzione dell'angolo di innesco α .

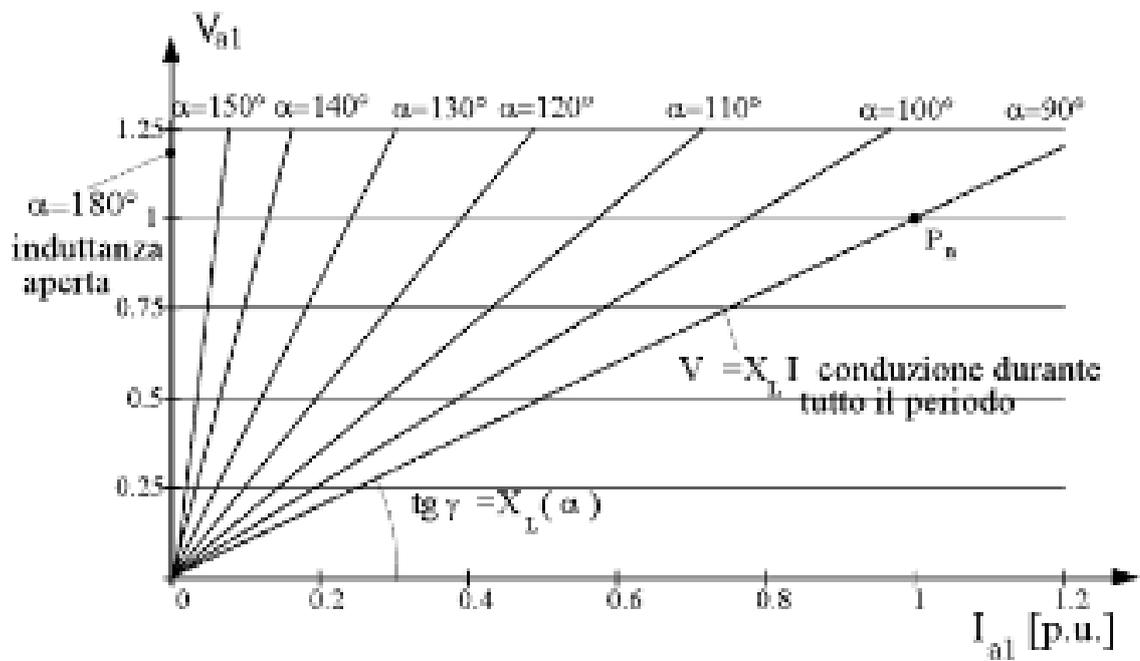


Figura 4.14: Caratteristiche V-I in funzione dell'angolo α .

Collegamento trifase per la configurazione con reattori controllati con valvole a tiristori.

La configurazione trifase del dispositivo visto è composto da tre reattori monofase controllati tramite tiristori connessi a triangolo. Tale scelta (rispetto alla connessione stella) è dettata dalla necessità di ridurre le perdite Joule sulle singole fasi sulle singole induttanze (a parità di potenza apparente la corrente di fase risulta ridotta rispetto alla configurazione stella). Il principio di funzionamento è analogo al caso monofase: ciascuna fase è alimentata attraverso una tensione sinusoidale (terna di tensioni simmetrica ed equilibrata) e lo stesso angolo di chiusura è imposto sulle tre valvole; si ottengono in questo modo tre correnti aventi lo stesso valore efficace e sfasate di 120° elettrici.

Reattore controllato con valvola a tiristori con capacità fissa

Il reattore controllato tramite tiristori, come visto in precedenza, consente la regolazione in ampiezza della corrente che fluisce nel circuito alla componente fondamentale (fissata la tensione di alimentazione) attraverso l'angolo di accensione. Tale corrente, indipendentemente da α , risulta comunque in ritardo

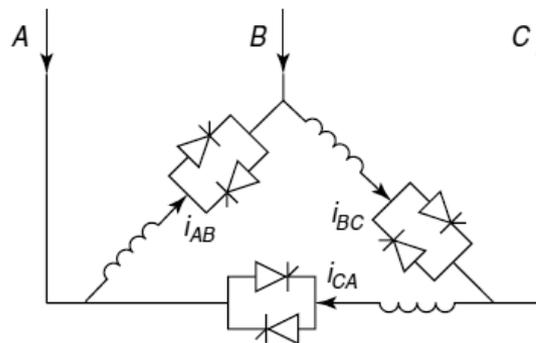


Figura 4.15: Connessione trifase di a triangolo.

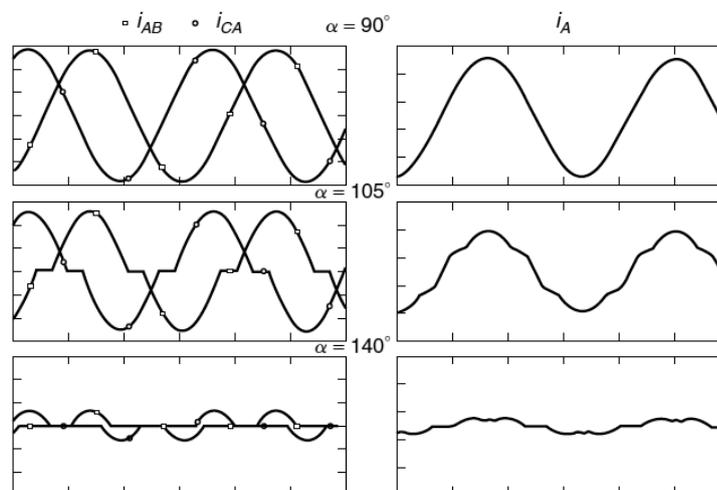


Figura 4.16: Connessione trifase del reattore controllato tramite tiristori.

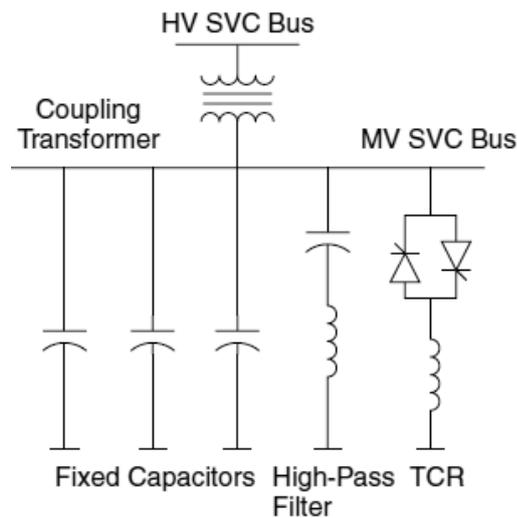


Figura 4.17: Rappresentazione circuitale per la configurazione con induttore controllato con valvola a tiristori e capacità fissa.

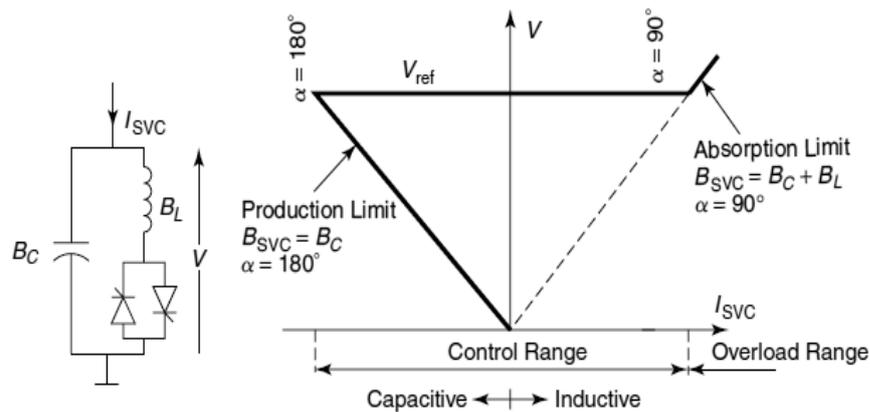


Figura 4.18: Caratteristica elettrica per la configurazione con induttore controllato con valvola a tiristori.

rispetto alla tensione di alimentazione. Qualora si volesse estendere il controllo anche per correnti in *anticipo* rispetto alla tensione di alimentazione è necessario aggiungere al circuito originario un opportuno banco di condensatori. La caratteristica elettrica risultante è quindi quella mostrata in Fig. 4.18. La suscettanza vista ai morsetti (B_{SVC}) è legata alla tensione di alimentazione con la corrente assorbita attraverso la seguente relazione:

$$\bar{I}_{SVC} = \bar{V}jB_{SVC} \quad (4.15)$$

Dove la suscettanza globale consta di due termini, un associato alla presenza del banco di condensatori (costante), l'altro associato alla presenza del reattore controllato:

$$B_{SVC} = B_C + B_{TCR}B_C = \omega C \quad (4.16)$$

$$B_C = \omega C \quad (4.17)$$

Al variare di α si presentano i seguenti casi estremi:

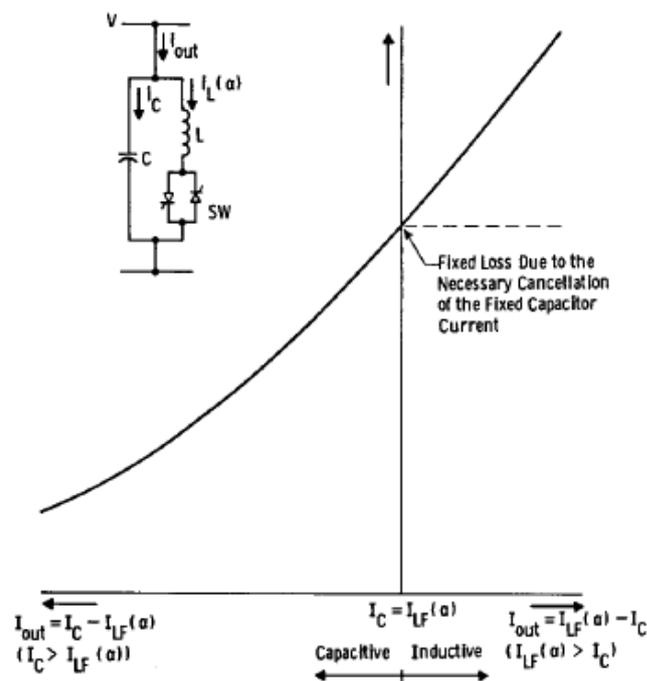


Figura 4.19: Andamento della corrente assorbita dal FC-TCR in funzione dell'angolo di chiusura.

- $\alpha = 90^\circ$: Il termine B_{TCR} , in accordo con la formula 4.14 risulta massimo. In tal caso si ha massimo assorbimento di potenza reattiva (induttiva).
- $\alpha = 180^\circ$: Il termine B_{TCR} è nullo, la corrente fluisce interamente nel condensatore e si ha massima generazione di potenza reattiva (capacitiva).

Dal circuito di Fig 4.18 si nota come i condensatori non siano disinseribili; quindi tale dispositivo, qualora si volesse assorbire potenza reattiva dalla rete è costretto alla compensazione della corrente capacitiva con conseguenti perdite.

Reattore controllato con valvola a tiristori con capacità variabile meccanicamente

Tale dispositivo ovvia al difetto del dispositivo precedente attraverso la possibilità di disinserimento meccanico delle capacità, grazie alla quale è inoltre possibile evitare di dotare i condensatori di un'analogica valvola a tiristori con conseguente risparmio sul costo di realizzazione. In questo modo è possibile risparmiare anche sul dimensionamento degli induttori. Per contro la presenza di elementi meccanici limita il numero di aperture/chiusure a cui possono essere sottoposti. Inoltre sono più suscettibili a rotture rispetto ai tiristori e con tempi di commutazione più elevati (tempi di risposta più elevati del dispositivo precedente).

Le difettosità di tale dispositivo hanno portato allo sviluppo di un dispositivo in cui sia la regolazione dell'induttanza che della capacità avviene grazie all'utilizzo di valvole a tiristori.

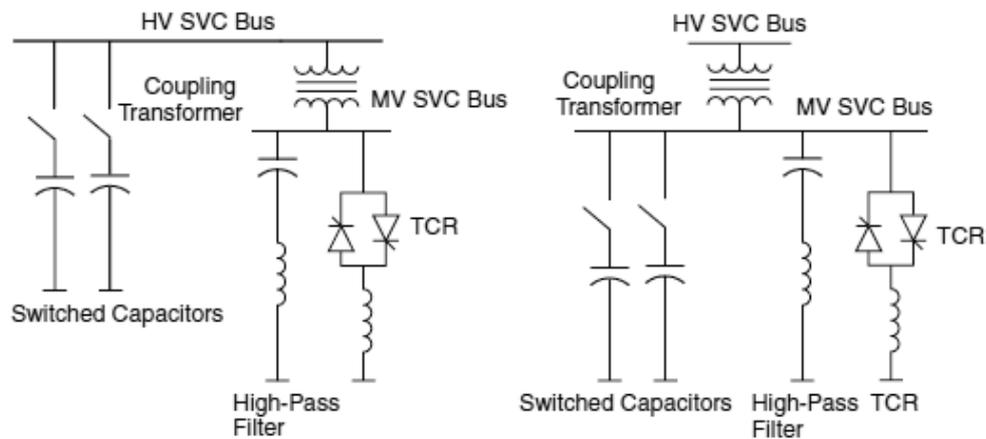


Figura 4.20: Configurazioni circuitali dell'SVC che prevede il controllo dell'induttanza attraverso valvole a tiristori, mentre la capacità è variata grazie all'inserimento/disinserimento di più elementi in parallelo.

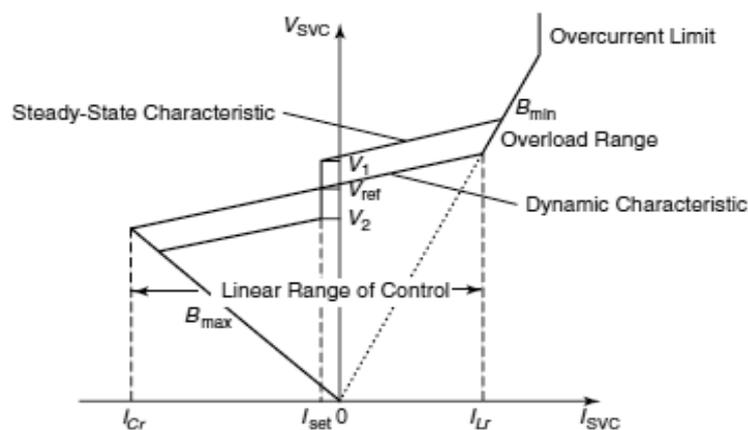


Figura 4.21: Curva I-V del dispositivo SVC

4.2.3 Caratteristiche elettriche: curve V-I, V-Q

Le curve V-I e V-Q descrivono il comportamento elettrico dell'SVC al variare della tensione di alimentazione. Esse sono espresse in Fig 4.21, 4.22: si nota la presenza di una caratteristica statica, caratterizzata da una zona morta nel controllo (nell'intorno della tensione V_{ref}); e di una caratteristica dinamica, che modella il comportamento del dispositivo alle rapide variazioni di tensione. Come si nota dalle due figure si osserva come un aumento della tensione di alimentazione determini l'assorbimento di una corrente induttiva ($Q_{SVC} > 0$); viceversa una diminuzione di tensione determina l'assorbimento di una corrente capacitiva ($Q_{SVC} < 0$). Il campo di regolazione del dispositivo è vincolato dalle correnti I_{Lr} e I_{Cr} , oltre tali correnti esso si comporta da componente reattivo rispettivamente a L e C costante. La pendenza delle caratteristiche I-V e Q-V è tipicamente compresa nel range 1-5%; le ragioni per cui non si realizza un regolatore con caratteristica a pendenza nulla sono diverse:

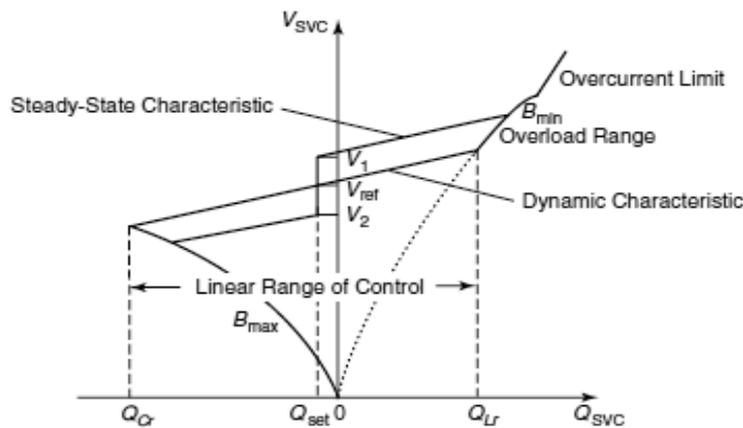


Figura 4.22: Curva V-Q del dispositivo SVC

- **Riduzione della potenza di dimensionamento del dispositivo:** Si osservi il grafico di Fig. 4.23: in esso sono rappresentate due differenti caratteristiche, una a profilo piatto (tratto AB), e l'altra caratterizzata da una certa pendenza (tratto A'B'). Sono inoltre raffigurate le caratteristiche di rete al variare della tensione. Supponendo che le curve della rete siano comprese tra L_1 e L_2 , la caratteristica a profilo piatto è caratterizzata da un range di potenza reattiva maggiore rispetto alla caratteristica con pendenza.
- **Aumento del campo di linearità della regolazione:** A parità di range di assorbimento/immissione di potenza reattiva in rete, si osserva (Fig. 4.23) come la caratteristica a profilo piatto consenta la permanenza nella regione lineare per un range di variazione delle caratteristiche della rete più ristretto rispetto alla caratteristica di regolazione con pendenza.
- **Ripartizione del carico tra i dispositivi di regolazione della tensione:** La caratteristica di regolazione con pendenza permette la ripartizione

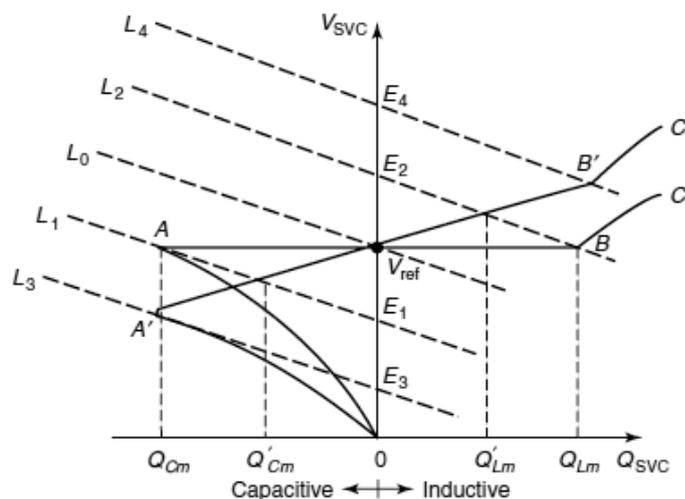


Figura 4.23: Curva I-V del dispositivo SVC

dell'onere di regolazione tra gli SVC presenti in rete e gli altri dispositivi di regolazione della tensione (la pendenza può essere opportunamente impostata per ogni dispositivo di regolazione).

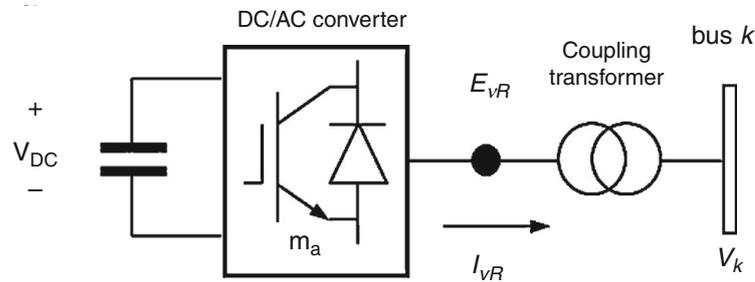


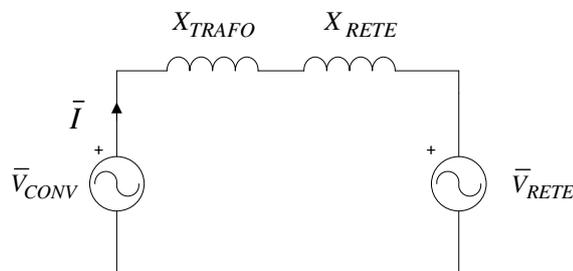
Figura 4.24: Curva I-V di del dispositivo SVC

4.2.4 STATCOM (Static Synchronous Compensator)

Utilizzati per finalità analoghe a quelle degli SVC, consistono in strutture di conversione a tensione impressa o corrente impressa, realizzate mediante opportuni switch di potenza (GTO, IGBT, mosfet) interfacciati alla rete attraverso gli opportuni elementi reattivi per la compatibilità (in Fig. 4.24 è riportata la rappresentazione circuitale schematica). La regolazione della tensione in uscita del convertitore è resa possibile grazie alla presenza di un controllo in anello chiuso. La modulazione può essere sia ad onda quadra che PWM (compatibilmente con la tipologia di switch considerata).

4.2.5 Principio di funzionamento

Per capire da un punto di vista analitico come e con quale criterio lo STATCOM sia in grado di influenzare la tensione di rete è necessario ragionare sul circuito elettrico monofase equivalente rappresentante l'accoppiamento STATCOM-trasformatore-rete:



In cui per semplicità il convertitore è stato assunto come un generatore di tensione ideale di forma d'onda sinusoidale, il trasformatore è stato modellizzato attraverso un parametro reattivo induttivo ($R=0$), la rete infine, in base al teorema di Thévenin è vista come bipolo generatore in serie ad un'impedenza dalla natura puramente induttiva. Noti i parametri del circuito lo STATCOM, a par-

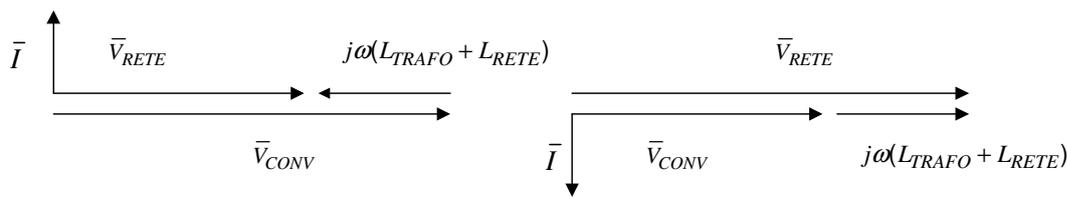


Figura 4.25: Diagrammi fasoriali relativi a particolari condizioni operative.

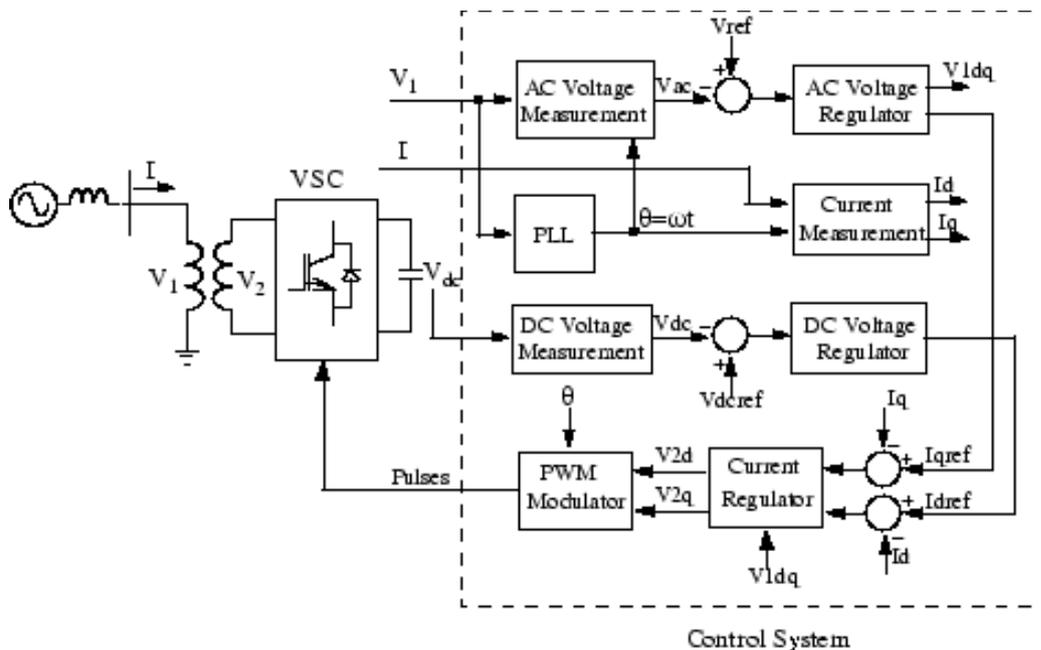


Figura 4.26: Schema di controllo dello STATCOM.

tire dalla misura della corrente di linea e dalla tensione di rete che si desidera realizzare, determina la tensione opportuna che il convertitore dovrà realizzare e imposta gli opportuni indici di modulazione. In Fig. 4.25 sono riportati i diagrammi fasoriali relativi al caso di corrente in anticipo ed in ritardo rispetto al fasore imposto dal convertitore. Lo schema completo di controllo in assi rotanti è riportato in 4.26: l'asse d è utilizzato per il controllo della tensione sul bus DC, mentre l'asse q per il controllo della tensione di rete.

Lo sviluppo di tali dispositivi è stato conseguente all'avvento nel campo dell'elettronica di potenza degli switch IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e GTO (*Gate Turn-off Thyristor*) e al contempo della tecnica di modulazione PWM. Tali fattori ne determinano le ottime caratteristiche dinamiche ed di regolazione. In particolare, la modulazione PWM (con frequenze comprese nel range 500Hz-3kHz) rimane spesso confinata ad applicazioni MT/BT a causa delle perdite per commutazione più consistenti rispetto alla modulazione ad onda quadra. La topologia circuitale più semplice di STATCOM a tensione impressa con modulazione six step è esposta in Fig. 4.27: la struttura è composta da tre gambe ciascuna delle quali dotata di due GTO e due diodi; con modulazione ad onda quadra sono possibili 8 stati istantanei della struttura corrispondenti ad avere una tensione fase-neutro pari a 0 , $\pm V_{dc}/3$, $\pm 2V_{dc}/3$ ed una tensione fase-fase pari a 0 , $\pm V_{dc}$. In questa configurazione le forme d'onda in tensione

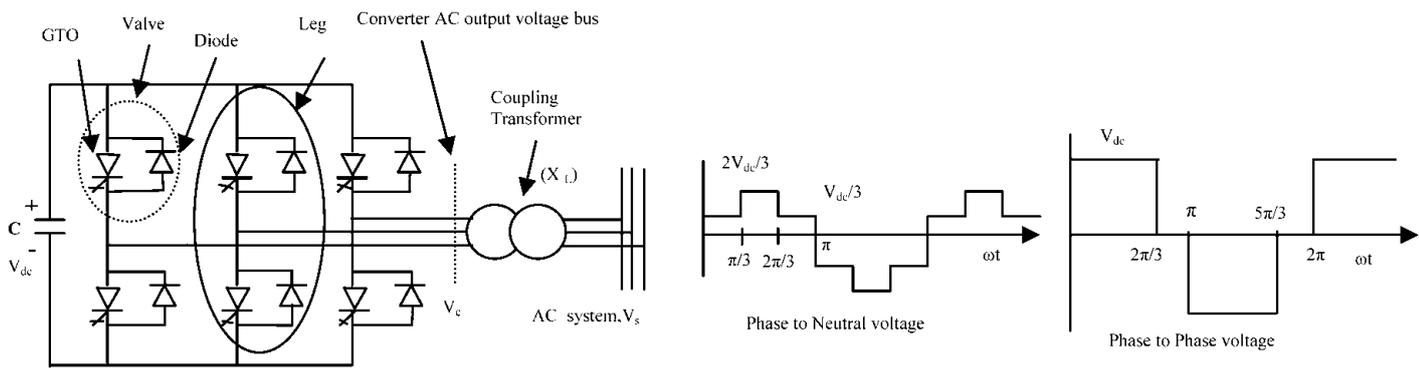


Figura 4.27: Schema circuitale di statcom realizzato con GTO con modulazione six step.

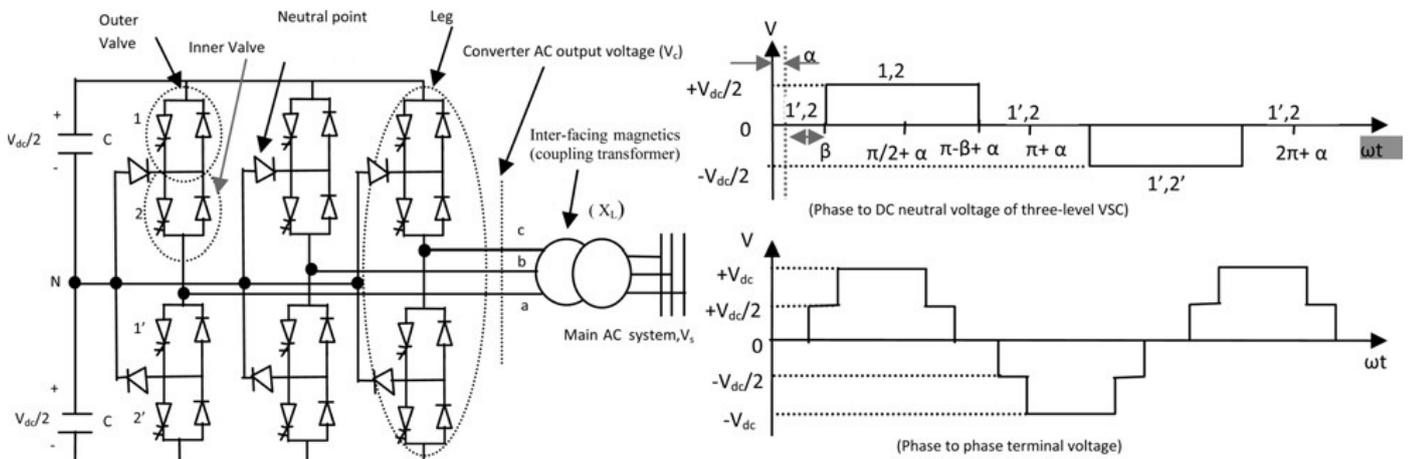


Figura 4.28: Schema circuitale di statcom realizzato con GTO a tre livelli di conversione.

generate presentano purtroppo contenuti armonici troppo elevati; per ovviare al problema sono state successivamente sviluppate strutture multilivello composte dalla combinazione di N strutture elementari (quella mostrata in Fig 4.27), in modo tale da presentare una commutazione ogni $2\pi/6N$ in termini di angoli elettrici, e presentare armoniche dispari di ordine $6kN \pm 1$ dove $k = 1, 2, \dots$. Ne consegue che più N è elevato, più gli ordini armonici minimi delle forme d'onda generate aumentano e si riescono ad ottenere tensioni molto simili a quella sinusoidale.

4.2.6 SVC vs STATCOM

Un primo confronto tra questi due dispositivi è possibile comparando le curve I-V e V-Q (Fig. 4.23): entrambi i dispositivi assorbono corrente induttiva per limitare le sovratensioni e corrente capacitiva per limitare le sottotensioni; tuttavia si nota come lo STATCOM possieda una capacità di compensazione più estesa rispetto all'SVC (evidente in entrambe le curve soprattutto per basse tensioni). In secondo luogo la presenza di componenti elettronici negli STATCOM attraverso la quale è possibile realizzare la commutazione forzata

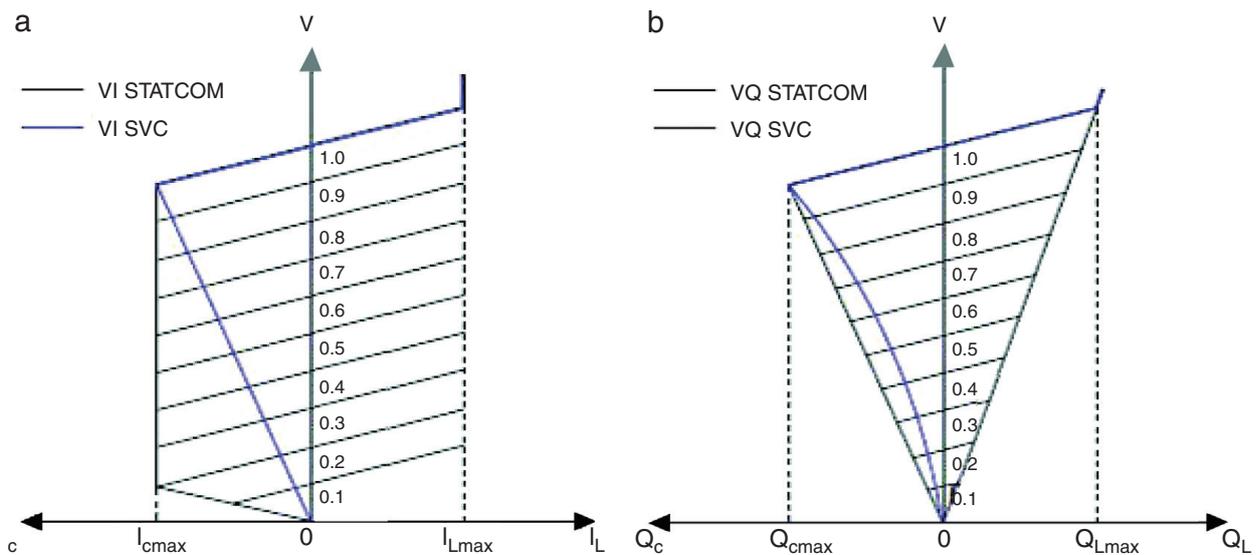


Figura 4.29: Curve V-I e V-Q per i dispositivi statcom e SVC.

Cost comparison between SVC and STATCOM.

Concept	Comparison
Electromechanical engineering	Cost SVC about 90% the cost STATCOM
Civil engineering	Cost STATCOM about 80% the cost SVC
Put into service	
Main equipment	Cost SVC about 75% the cost STATCOM
Protection, control and measurement equipment	
Training	

Figura 4.30: Confronto fra le varie voci di costo tra SVC e statcom.

ne determina una migliore risposta dinamica rispetto agli SVC. Per quanto riguarda il costo è confrontata in Fig. 4.30 ciascuna voce per i due dispositivi: ne emerge come il principale punto di forza degli SVC sia di carattere economico. È ragionevole tuttavia pensare che l'attuale gap economico possa assottigliarsi nei prossimi anni conseguentemente alla diminuzione del costo dei componenti a semiconduttore.

5 | Rete elettrica e sua risoluzione analitica

In generale l'analisi di una rete elettrica consiste nella determinazione delle grandezze elettriche significative (tra cui tensione e corrente, in modulo e fase) per ciascun nodo della rete per ciascun istante temporale. In questa sede ci si occupa della soluzione di una rete elettrica di distribuzione a struttura radiale. Inoltre si ritiene valida l'ipotesi di rete simmetrica ed equilibrata: in questo modo è possibile la modellizzazione della stessa attraverso il circuito monofase equivalente alla sola sequenza diretta. Con queste ipotesi le linee, i trasformatori e i carichi sono rappresentati circuitalmente attraverso il circuito a π , mentre gli impianti di generazione vengono considerati come carichi negativi. La determinazione delle grandezze elettriche, istante per istante, avviene attraverso l'utilizzo di un ben definito algoritmo di calcolo e necessita delle seguenti informazioni:

- **Topologia della rete e caratteristiche associate:** Essa può variare nel tempo a causa di manovre operative da parte del DSO, a seguito di guasti, manutenzioni etc. È quindi fondamentale conoscere la topologia nel momento esatto di soluzione della rete. Sono inoltre indispensabili le caratteristiche elettriche e geometriche delle connessioni nodali.
- **Carichi nodali:** Si traduce nella possibilità di stimare, per un certo istante temporale, la corrente assorbita da ciascun nodo. Essa può essere dedotta facilmente a partire dalla conoscenza dei profili di potenza attiva e reattiva nodali; o, qualora possibile, attraverso una modellizzazione del carico a corrente costante o ad ammettenza assegnata.

5.1 Rete radiale in analisi

La rete di distribuzione analizzata per i calcoli di load flow è rappresentata in Fig 5.1, con le seguenti convenzioni di rappresentazione, propedeutiche per la definizione della logica dell'algoritmo di risoluzione:

- I **nodi** di rete vengono numerati seguendo il concetto di stratificazione, con il nodo 0 a valle del trasformatore e gli altri nodi di conseguenza.
- I **rami** della rete corrispondono alle linee elettriche e la relativa numerazione è fatta in modo tale che ciascuna linea assuma il numero del rispettivo nodo di arrivo. Essendo la rete radiale è quindi possibile individuare ciascun ramo in modo univoco.

Trascurando il nodo di alimentazione (nodo 0), rispetto al quale vengono calcolate le cadute di tensione, la rete è costituita da 20 nodi e 20 rami. Le linee che costituiscono tale rete, per effetto delle sezioni ridotte dei conduttori rispetto alle linee MT e AT, presentano un'impedenza la cui parte resistiva è dominante rispetto a quella induttiva.

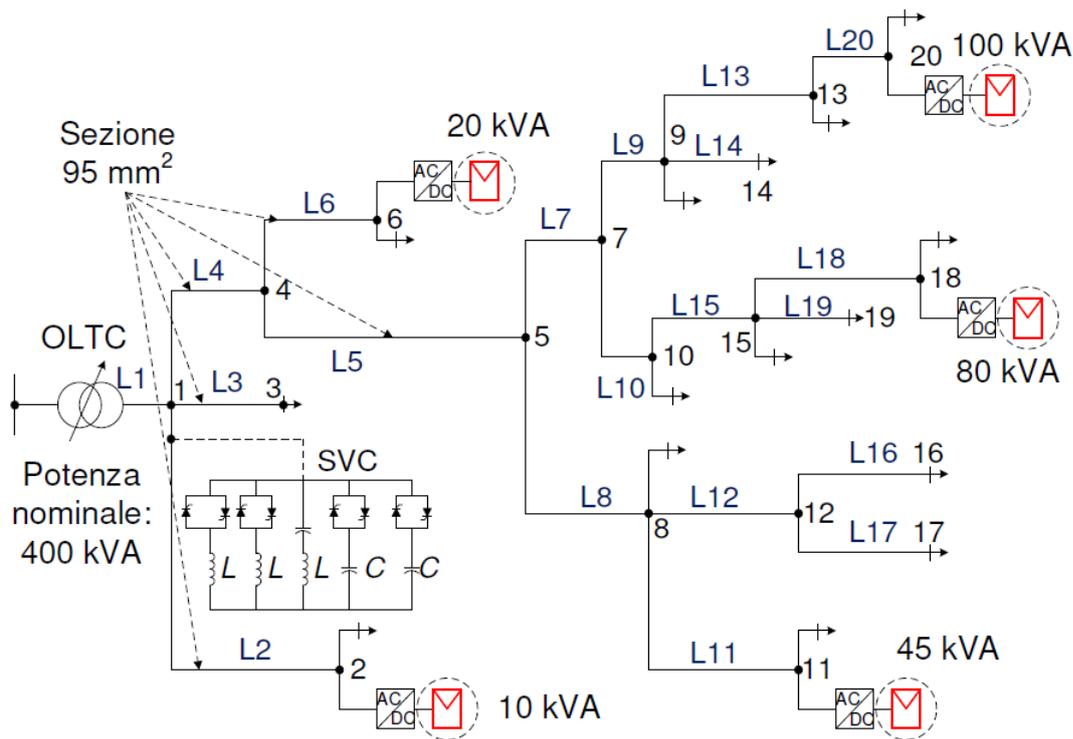


Figura 5.1: Rappresentazione grafica della rete di distribuzione presa in analisi in questa tesi; con indicazione della potenza fotovoltaica installata.

Nella Tabella 5.2 sono riportate tutte le grandezze caratteristiche della rete; si noti come per completezza sia stata considerata anche l'ammettenza trasversale delle linee, associata alla presenza delle capacità dei cavi, il cui valore è stato calcolato assumendo come riferimento il dato riportato nel manuale di progettazione delle reti BT di Schneider Electric ($0.3\mu F/km$).

5.2 Matrice delle incidenze, delle ammettenze e delle impedenze

La matrice delle incidenze, di R righe N colonne, dove R corrisponde al numero di rami e N al numero di nodi, è indispensabile nell'algoritmo di risoluzione della rete in quanto fornisce informazioni sulla topologia della rete in analisi. La sua costruzione presuppone la numerazione dei nodi e dei rami di cui sopra ed è costruita nel modo seguente: per ciascuna riga (corrispondente ad un certo ramo) si assegna il valore 1 al nodo di partenza del ramo e il valore -1 al nodo di arrivo; tutti gli altri elementi sono nulli.

Seguendo questa procedura si ottiene la Tabella 5.3. Oltre a essere fondamentale per la definizione dell'algoritmo, la matrice L fornisce informazioni in merito alla natura della rete, ovvero:

- Se $\det(L) = 0 \rightarrow$ La rete non è radiale
- Se $\det(L) = \pm 1 \rightarrow$ La rete è radiale

Tabella 5.1: Caratteristiche delle linee.

Ramo	Sezione [mm ²]	Lunghezza [m]	Tipologia di posa	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]
1			caratteristiche trasformatore	0,0047	0,0235	X
2	95	43	tripolare-cavo cordato autoportante	0,0066	0,0040	4,051
3	95	35	tripolare-cavo cordato autoportante	0,0054	0,0032	3,300
4	95	43	tripolare-cavo cordato autoportante	0,0065	0,0040	4,015
5	95	65	tripolare-cavo sotterraneo	0,0202	0,0054	6,190
6	16	25	tripolare-cavo sotterraneo	0,0287	0,0020	2,328
7	95	133	tripolare-cavo sotterraneo	0,0409	0,0110	12,535
8	95	71	tripolare-cavo sotterraneo	0,0220	0,0059	6,724
9	50	53	tripolare-cavo sotterraneo	0,0208	0,0041	5,014
10	50	155	tripolare-cavo sotterraneo	0,0605	0,0121	14,594
11	50	78	tripolare-cavo sotterraneo	0,0306	0,0061	7,367
12	95	61	tripolare-cavo sotterraneo	0,0187	0,0050	5,730
13	50	49	tripolare-cavo sotterraneo	0,0191	0,0038	4,602
14	50	47	tripolare-cavo sotterraneo	0,0184	0,0037	4,443
15	50	100	tripolare-cavo sotterraneo	0,0391	0,0078	9,425
16	50	84	tripolare-cavo sotterraneo	0,0327	0,0065	7,879
17	95	48	tripolare-cavo sotterraneo	0,0148	0,0040	4,536
18	50	200	tripolare-cavo sotterraneo	0,0782	0,0156	18,850
19	50	60	tripolare-cavo sotterraneo	0,0235	0,0047	5,655
20	50	100	tripolare-cavo sotterraneo	0,0391	0,0078	9,425

Di notevole importanza è la sua inversa, che prende il nome di matrice delle incidenze Γ , avente due fondamentali proprietà:

- Per ciascuna riga (nodo), gli elementi diversi da zero sono quelli corrispondenti ai rami che formano un percorso dal nodo di alimentazione al nodo considerato.
- Per ciascuna colonna (ramo), gli elementi diversi da zero corrispondono ai nodi non alimentati nel momento in cui il ramo considerato è aperto.

La matrice delle impedenze, di N righe e N colonne, è una matrice diagonale in cui ciascun elemento sulla diagonale è pari all'impedenza longitudinale del

Tabella 5.2: Dati di targa del trasformatore

S_n [kVA]	400
P_{cc} a 75° [kW]	4,7
V_n [V]	400
I_n [A]	577,35
V_{cc} [%]	6
Z_{cc} [Ω]	0,024
R_{cc} [Ω]	0,0047
X_{cc} [Ω]	0,0235

Tabella 5.3: Matrice delle incidenze riferita alla rete considerata

		Nodi																	
		-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rami		0	0	0	0	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-1	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-1	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-1	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-1	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-1
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1

ramo corrispondente.

$$Z_B = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{b1} & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & \bar{Z}_{bn} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$\bar{Z}_{bi} \rightarrow$ impedenza longitudinale del ramo i-esimo

5.3 Algoritmo Backward Forward Sweep

L'algoritmo di calcolo BFS consiste in una procedura iterativa volta alla risoluzione delle reti di distribuzione (a struttura radiale). Ciascuna iterazione consta

di due fasi:

- **Fase Backward:** Fissate le tensioni nodali (pari al valore convenzionale di 1 p.u. se alla prima iterazione, oppure pari al valore calcolato alla precedente iterazione) vengono calcolate le correnti nei nodi e nei rami della rete (corrispondenti alle linee).

$$\bar{V}_i = \bar{V}_0, \quad \forall i = 1 \dots n \quad (5.2)$$

$$\bar{I}_{s,i}^{(m)} = \bar{V}_i^{(m-1)} \cdot \bar{Y}_{C,i} + \bar{I}_{C,i} + \frac{\bar{S}_{C,i}^*}{\bar{V}_{s,i}^{*(m-1)}} \quad (5.3)$$

Dove il primo termine della 5.3 rappresenta il contributo alla corrente nodale relativo ai carichi ad ammettenza assegnata e alle capacità dei cavi, il secondo rappresenta il contributo dei carichi a corrente assegnata mentre il terzo il contributo dei carichi a potenza assegnata. Note le correnti per ciascun nodo all'iterazione m-esima, si calcolano le correnti in ciascun ramo a partire dalla seguente espressione matriciale:

$$\underline{I}_S^{(m)} = [\underline{I}_{s,1}^{(m)}, \underline{I}_{s,2}^{(m)}, \underline{I}_{s,n}^{(m)}] \quad (5.4)$$

$$\underline{I}_B^{(m)} = \Gamma^T \underline{I}_S^{(m)} \quad (5.5)$$

Le correnti calcolate con tali formule, dal momento che tutti gli elementi della matrice Γ sono negativi, fluiscono dai carichi verso il nodo 0.

- **Fase Forward:** Consiste nel calcolo delle tensioni nodali aggiornate a partire dalle correnti calcolate in precedenza, grazie alla matrice Γ , per ciascun nodo è possibile ricavare i rami interposti nel percorso che conduce al nodo di alimentazione:

$$\underline{V}^{(m)} = V_0^{(m)} \underline{1} - \Gamma Z_B \underline{I}_B^{(m)} = V_0^{(m)} \underline{1} - \Gamma Z_B \Gamma^T \underline{I}_S^{(m)} \quad (5.6)$$

Dove il termine $\Gamma Z_B \underline{I}_B^{(m)}$ rappresenta le cadute di tensione dal nodo 0 a quello considerato. Il segno negativo nella formula è dovuto al verso convenzionale della corrente, che fluisce come detto dai nodi terminali a quello di alimentazione.

Criterio di arresto e considerazioni sulla convergenza del metodo

Essendo il BFS un algoritmo iterativo è opportuno specificare un criterio di arresto. Considerando che un criterio fondato sul massimo numero di iterazioni potrebbe portare al termine del processo di calcolo prematuramente o al contrario dilungarlo inopportuno, si ricorre all'utilizzo di un criterio fondato sul concetto di *tolleranza*. Conclusa ciascuna iterazione si definisce matematicamente una grandezza rappresentativa della variazione tra il risultato ad una certa iterazione m e quella precedente. Qualora tale grandezza sia al di sotto di una soglia di accettabilità (tolleranza) definita a priori, si ritiene opportuno

terminare l'esecuzione dell'algoritmo in quanto il valore delle tensioni calcolate è sufficientemente prossimo a quello reale:

$$\max_i \left\{ \frac{|\bar{V}_i^{(m)} - \bar{V}_i^{(m-1)}|}{\bar{V}_i^{(m-1)}} \right\} < \varepsilon, \quad i = 1 \dots n \quad (5.7)$$

In caso non si realizzi tale condizione matematica si procede all'iterazione successiva.

Considerazioni in merito alla convergenza del metodo possono essere fatte considerando i carichi della rete ad ammettenza assegnata:

$$\underline{I}_S^{(m)} = \bar{Y}_C \cdot \bar{V}_i^{(m-1)}. \quad (5.8)$$

$\bar{Y}_C \rightarrow$ matrice delle ammettenze di carico diagonale.

Sostituendo tale espressione nella 5.6 si ottiene:

$$\underline{V}^{(m)} = V_0^{(m)} \underline{1} - \Gamma Z_B \underline{I}_B^{(m)} = V_0^{(m)} \underline{1} - \Gamma Z_B \Gamma^T \bar{Y}_C \cdot \bar{V}^{(m-1)} \quad (5.9)$$

$$\underline{V}^{(m)} = V_0^{(m)} \underline{1} - \Gamma Z_B \underline{I}_B^{(m)} = V_0^{(m)} \underline{1} + B \bar{V}^{(m-1)} \quad (5.10)$$

$$B = -\Gamma Z_B \Gamma^T \bar{Y}_C$$

Senza entrare nel dettaglio, si può dimostrare, a partire da considerazioni legate al calcolo numerico, che la condizione necessaria per la convergenza del metodo corrisponde al caso in cui il massimo autovalore della matrice B risulta essere inferiore a 1. Tuttavia, sapendo che gli autovalori di B sono tutti inferiori alla norma della stessa, una condizione sufficiente risulta essere $\|B\| < 1$.

5.4 Carichi attivi e passivi

Nella sezione precedente si è messo in evidenza come, per la risoluzione analitica della rete attraverso l'algoritmo BFS, siano indispensabili alcune informazioni, quali le caratteristiche topologiche e elettriche della rete. Inoltre, si richiede un'opportuna modellizzazione del carico a ciascun nodo. A fronte di tale necessità si è deciso di caratterizzare le utenze attive e passive attraverso i profili di carico. Questi sono stati misurati su utenze reali mediante analizzatore di rete (Fig. 5.3, 5.4). Per ulteriori approfondimenti sul dispositivo si veda , con valori di potenza attiva e reattiva misurati al minuto. L'acquisizione dei profili di carico ha coinvolto diverse utenze civili , ed è stata effettuata nell'arco di 7 giorni. La scelta di tale intervallo temporale ha permesso di considerare diverse condizioni di carico, mentre la discretizzazione al minuto ha permesso di bypassare il problema dei transitori di tensione associati all'azione dei dispositivi di regolazione. In Fig. 5.2 si riporta il profilo di carico relativo ad un'utenza singola; a cui contribuiscono i principali elettrodomestici come frigorifero, televisore, scaldabagno elettrico etc. In Fig. 5.4 è riportato invece il profilo aggregato per il nodo 16. Dall'analisi del profilo aggregato si nota come il prelievo di potenza sia concentrato nelle ore centrali della giornata.

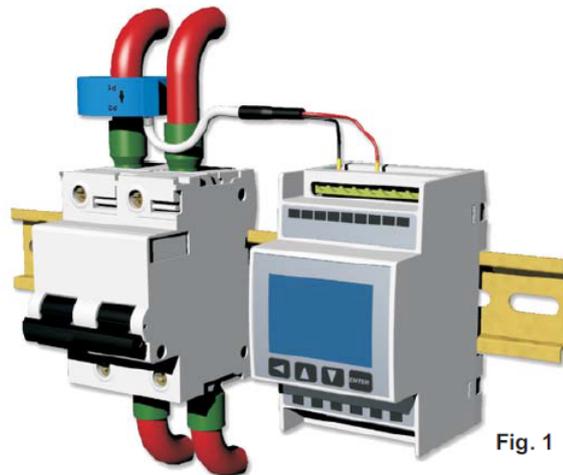


Fig. 1

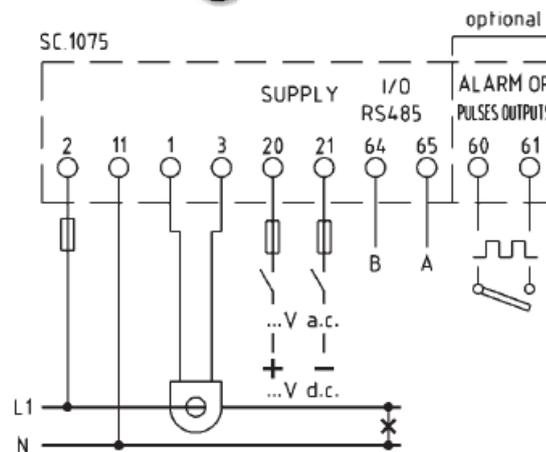


Figura 5.2: Rappresentazione grafica e schema d'inserzione dell'analizzatore di rete monofase adottato

5.5 Generazione

I profili di generazione sono stati ricavati da più impianti fotovoltaici civili situati nella provincia di Torino, attraverso valori al minuto di potenza attiva immessa in rete, durante le settimane estive nei mesi di Giugno, Luglio e Agosto. Tali profili sono stati resi disponibili attraverso opportuni *data logger*, connessi agli inverter fotovoltaici tramite comunicazione seriale.

La generazione distribuita è quindi stata caratterizzata attraverso tre profili di carico di 7 giorni ciascuno; è inoltre stato ipotizzato che gli impianti fotovoltaici producano esclusivamente potenza attiva ($\cos\varphi=1$).

Per quantificare il livello di penetrazione del fotovoltaico nelle reti di distribuzione è possibile ricorrere al seguente coefficiente:

$$\alpha_{PV} = \frac{P_{PV}}{P_L} \cdot 100 \quad (5.11)$$

Dove:

- P_{PV} [kW]: Valore di picco della potenza assemblata prodotta dai generatori fotovoltaici durante la giornata.

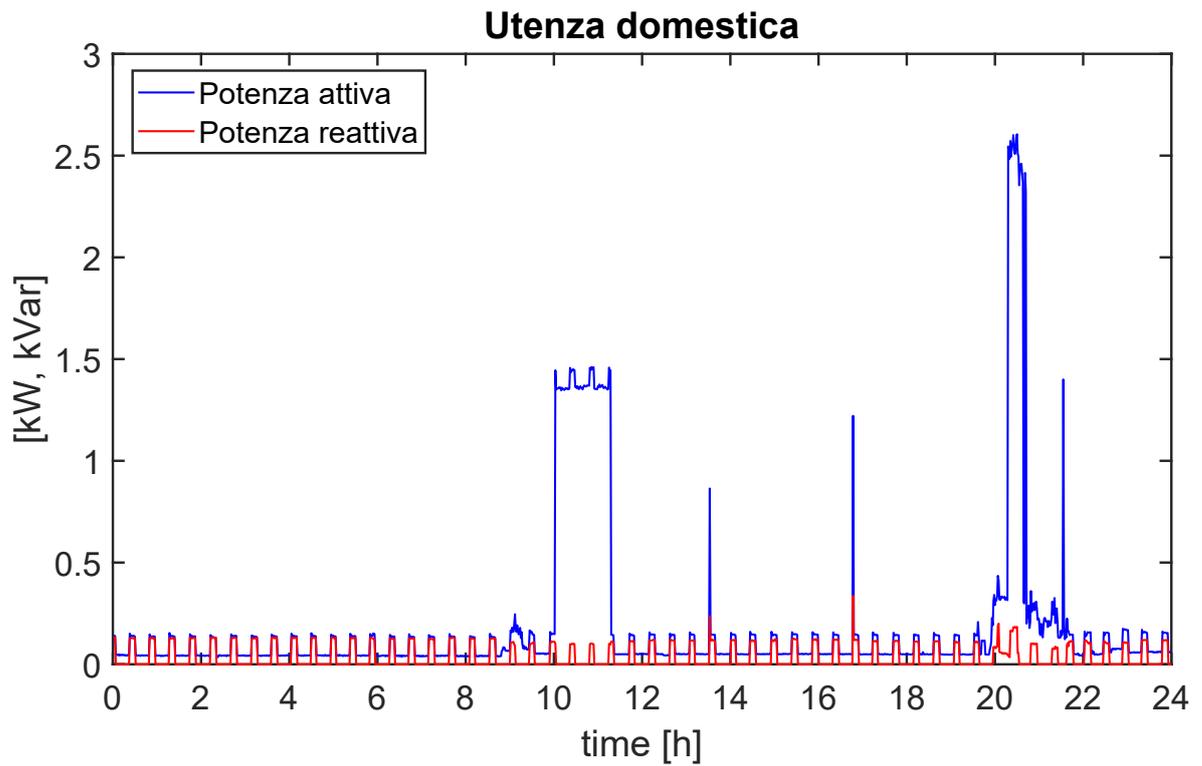


Figura 5.3: Utenza domestica con consumi concentrati nelle ore centrali e finali della giornata

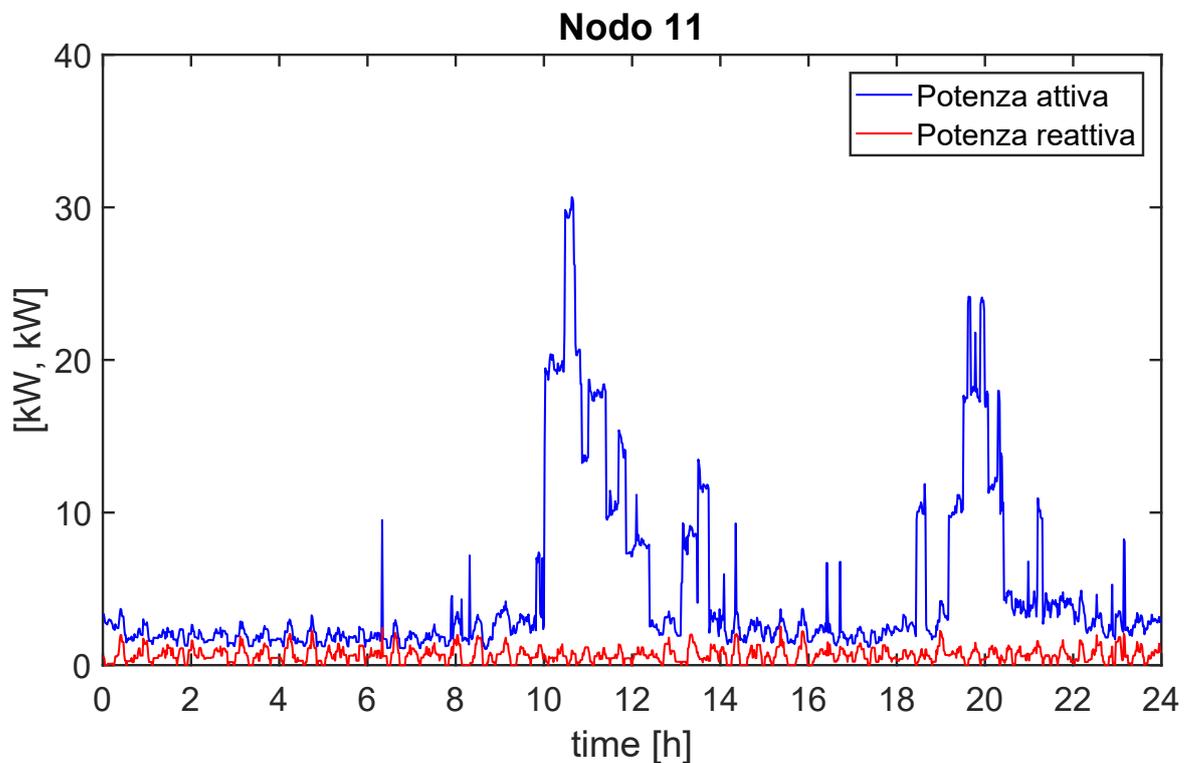


Figura 5.4: Aggregato di carichi domestici nel nodo 11

- P_L [kW]: Valore di picco del carico assemblato durante la giornata.

Per la rete analizzata in questo capitolo tale valore è pari a circa 49%.



Figura 5.5: Data logger.

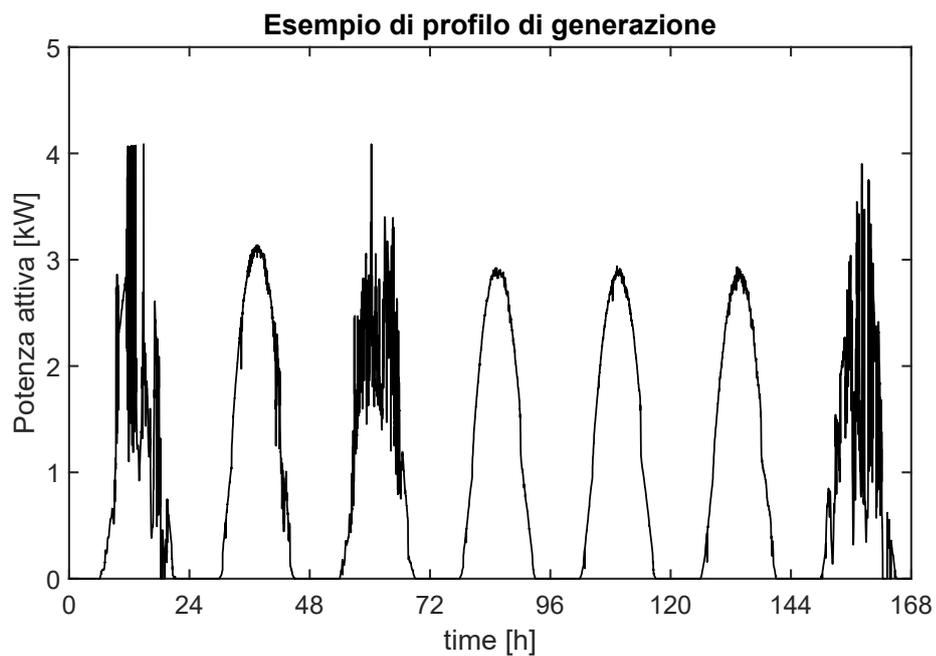


Figura 5.6: Profilo di generazione nell'arco dei 7 giorni in esame.

6 | Algoritmi impiegati per la regolazione della tensione

6.1 Utilizzo degli inverter dei generatori fotovoltaici

Come visto nel capitolo 2, le norme, per quanto riguarda gli inverter dei generatori fotovoltaici, specificano le modalità di assorbimento/erogazione di potenza reattiva in funzione della potenza nominale dell'impianto. Nonostante ciò, si vuole proporre in questa tesi un approccio alternativo volto allo sfruttamento ottimale della disponibilità di potenza reattiva degli inverter fotovoltaici, al fine di migliorare per quanto possibile i profili di tensione nodali. L'algoritmo attraverso cui si esplica l'assorbimento/immissione di potenza reattiva da parte degli inverter dei generatori fotovoltaici si sviluppa nel modo seguente :

1. Per ciascun minuto della simulazione in ciascun nodo in cui è presente generazione distribuita viene calcolata inizialmente la potenza reattiva massima disponibile per la regolazione della tensione di rete, in particolare:
 - La partecipazione alla regolazione di tensione di ciascun inverter è vincolata in primo luogo al valore di potenza attiva generata: qualora essa sia inferiore al 20% della potenza nominale dell'impianto, l'inverter, come stabilisce la norma CEI 0-21, non partecipa alla regolazione di tensione.
 - In secondo luogo la partecipazione alla regolazione di tensione per ciascun inverter è vincolata al valore istantaneo di tensione nel punto di connessione. Se essa è compresa nella banda definita dalle tensioni $V_{lim,inf}$, $V_{lim,sup}$ (Fig. 6.1), l'inverter non partecipa alla regolazione di tensione.
 - Se la tensione è inferiore, o eccede, rispettivamente i valori $V_{lim,inf}$, $V_{lim,sup}$, si ritiene opportuno assorbire/immettere potenza reattiva in rete. Il valore massimo di quest'ultima grandezza per ciascun inverter i -esimo in rete è calcolata tramite le seguenti formule, tali da fare in modo di lavorare sempre a $\cos\varphi \geq 0.9$:

$$P_i \geq 0.9 \cdot S_n \rightarrow Q_{i,max} = \sqrt{S_n^2 - P_i^2} \quad (6.1)$$

$$0.2 \cdot S_n < P_i < 0.9 \cdot S_n \rightarrow Q_{i,max} = P_i \cdot \tan(\arccos(0.9)) \quad (6.2)$$

Si procede quindi alla valutazione del segno e della quota di potenza reattiva da assorbire/iniettare in rete, valore inferiore a quello massimo calcolato in precedenza. Per ciascun minuto della simulazione il segno, alla prima iterazione del processo di calcolo, è determinato

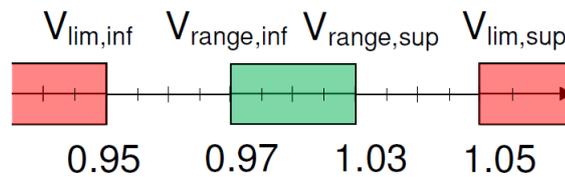


Figura 6.1: Intervalli di tensioni impiegati nel controllo, con esempio numerico.

in base ai valori delle tensioni in assenza di regolazione, in particolare si sono adottate le seguenti convenzioni di segno sulla potenza reattiva:

- $|V_i| > 1 \rightarrow$ Segno positivo, assorbimento di potenza reattiva induttiva.
- $|V_i| < 1 \rightarrow$ Segno negativo, erogazione di potenza reattiva capacitiva.

2. La quota ottimale di potenza reattiva, è quindi calcolata in base al seguente criterio:

- Alla prima iterazione dell'algoritmo di calcolo ($n=1$), è convenzional-

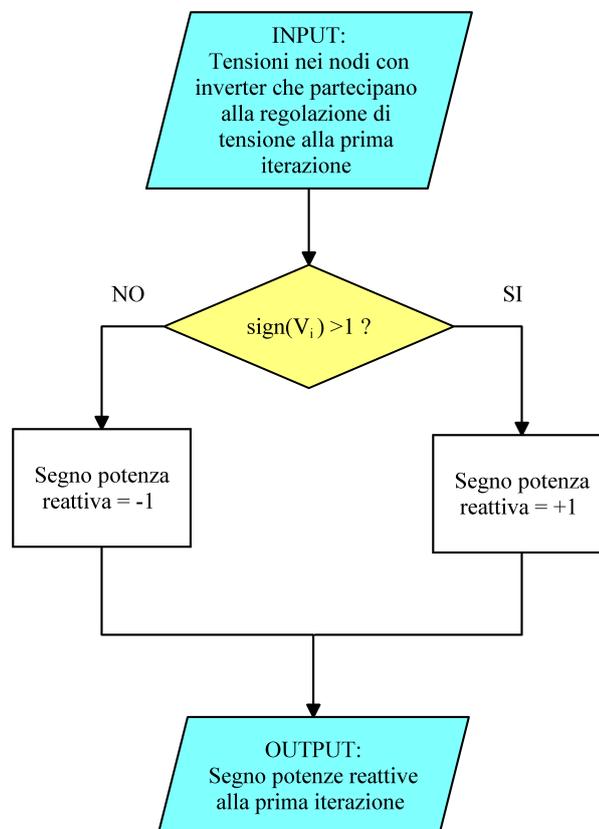


Figura 6.2: Determinazione del segno della potenza reattiva nei nodi con inverter fotovoltaici.

mente assorbita/immessa metà della potenza reattiva massima.

$$Q_{i,1} = \pm \frac{Q_{i,max}}{2} \quad (6.3)$$

- All'iterazione n-esima la potenza reattiva assorbita/immessa da ciascun inverter che partecipa alla regolazione viene incrementata o decrementata in base al miglioramento o peggioramento perseguito rispetto all'iterazione precedente:

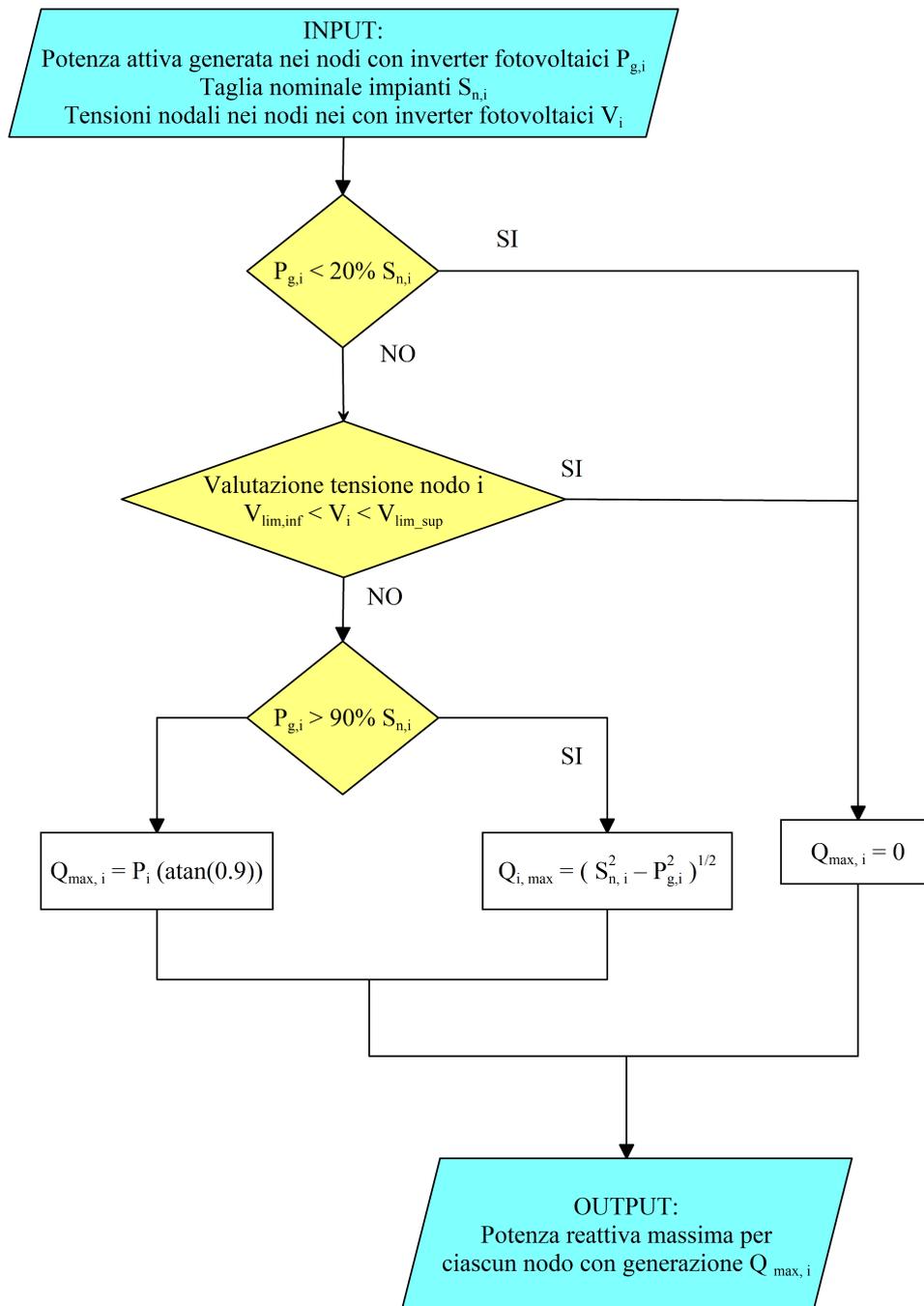


Figura 6.3: Calcolo della potenza reattiva massima per ciascun nodo caratterizzato dalla presenza di inverter fotovoltaici.

- In caso di miglioramento, ovvero quando la tensione nodale risulta più vicina al valore unitario rispetto al valore dell'iterazione precedente, la potenza reattiva viene incrementata di una quantità fissa (*step*) corrispondente al 10% della potenza reattiva massima relativa a ciascun inverter.

$$Q_{i,n} = \pm(|Q_{i,n-1}| + Q_{i,max} \cdot step) \quad (6.4)$$

- In caso di peggioramento, dualmente, la potenza reattiva viene decrementata della stessa quantità fissa:

$$Q_{i,n} = \pm(|Q_{i,n-1}| - Q_{i,max} \cdot step) \quad (6.5)$$

3. Determinata la quota di potenza reattiva massima impiegata da ciascun inverter si procede al calcolo delle tensioni e delle correnti nodali tramite l'algoritmo BFS.

Se all'iterazione *n*-esima inoltre, la tensione nei nodi con inverter coinvolti nella regolazione, rientra nell'intervallo compreso tra $V_{range,inf}$ e $V_{range,sup}$ (intervallo verde in Fig 6.1), il generatore manterrà invariata la potenza reattiva assorbita/impressa. L'obiettivo del controllo quindi è di riportare le tensioni dei nodi partecipanti alla regolazione entro l'intervallo di accettabilità non appena una o più di esse si trovino in uno dei due intervalli rossi. L'algoritmo proposto è riassunto nel diagramma di flusso in Fig. 6.5.

È importante sottolineare come nell'algoritmo il concetto di miglioramento rispetto all'iterazione precedente è definito matematicamente nel modo seguente:

$$|V_{i,n}| - |V_{i,n-1}| < \varepsilon \quad (6.6)$$

Il parametro ε è un parametro di input dell'algoritmo e, come si vedrà in seguito influirà sulla potenza reattiva messa in gioco dagli inverter. Quindi, oltre a valutare se effettivamente sia presente un miglioramento o meno all'iterazione generica, se ne valuterà l'entità attraverso tale parametro. In questo modo quindi si evita la partecipazione alla regolazione da parte degli inverter che non sono in grado di condizionare in modo rilevante i profili di tensione nodali, con conseguente ottimizzazione della regolazione e limitazione delle perdite in rete per l'assorbimento/immissione eccessivo/a di potenza reattiva.

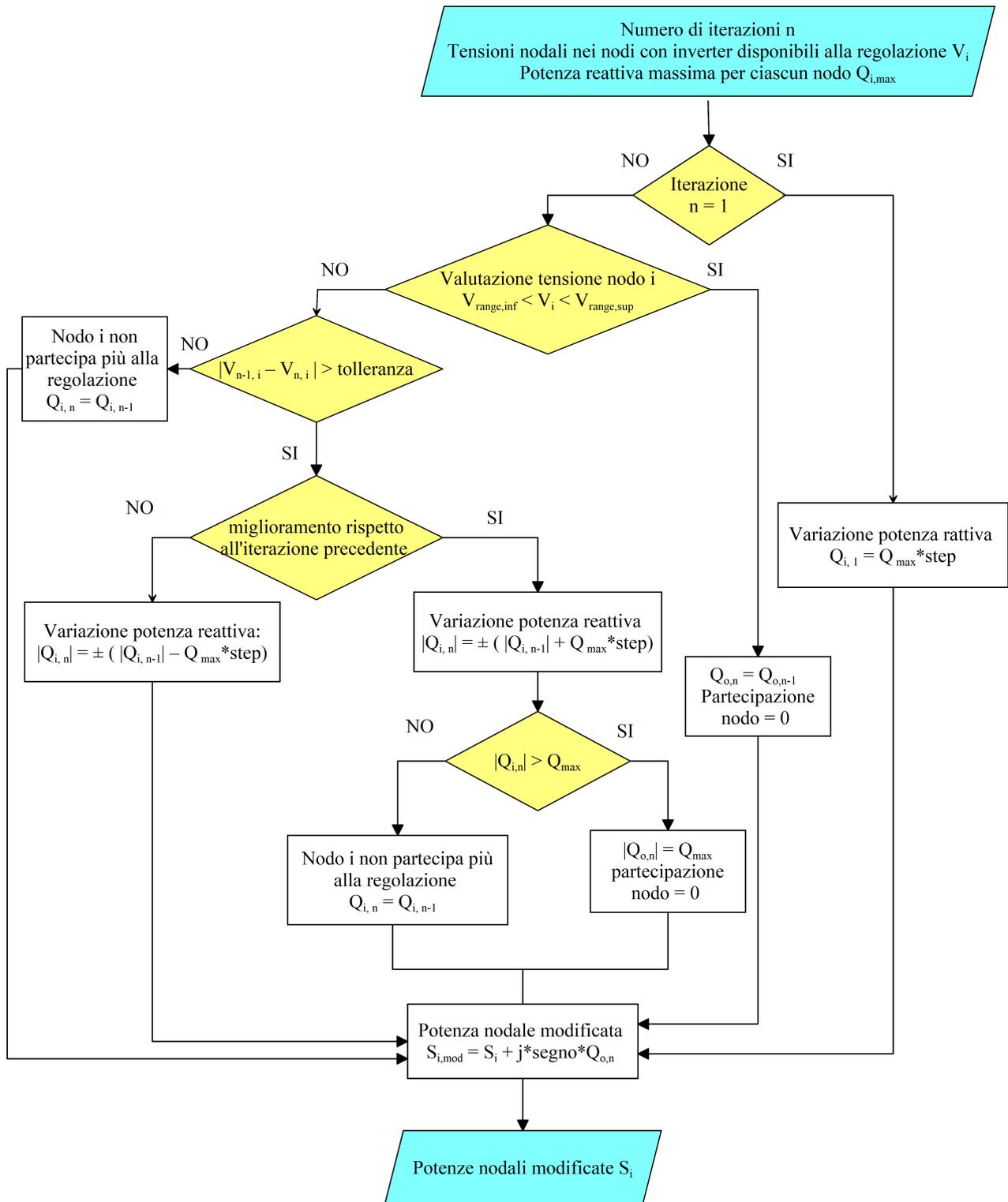


Figura 6.4: Blocco "Calcolo correzione potenza reattiva"

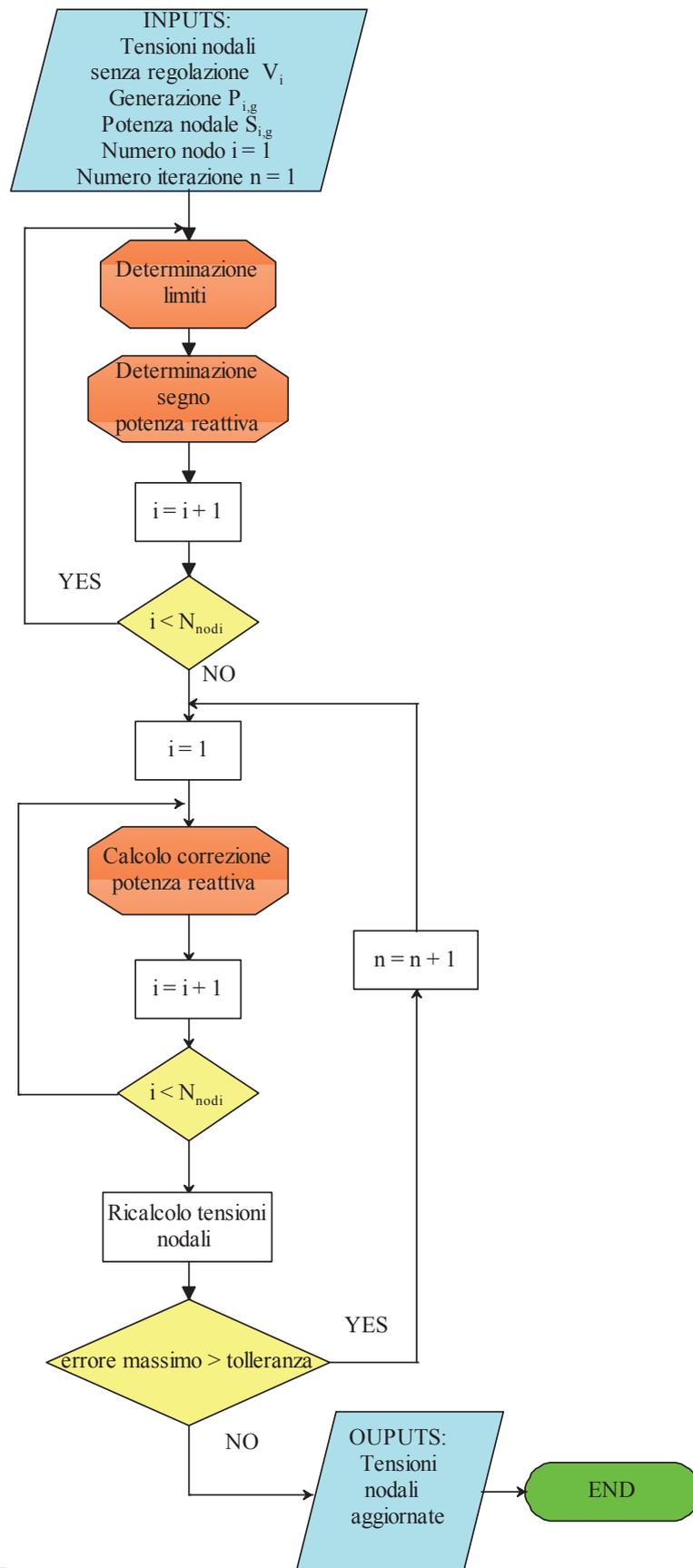


Figura 6.5: Diagramma di flusso relativo all'algoritmo utilizzato

Tabella 6.1: Parametri delle simulazioni.

$V_{range,inf}$ [pu]	0.995
$V_{range,sup}$ [pu]	1.005
$V_{lim,inf}$ [pu]	0.97
$V_{lim,sup}$ [pu]	1.03
ε	$(0.5 - 2.5) \cdot 10^{-3}$
α_{PV}	50%

Per la scelta del parametro ε da utilizzare, sono state svolte più simulazioni analitiche della rete attraverso il software di calcolo MATLAB[®], valutando l'andamento delle seguenti grandezze significative al variare dello stesso parametro ε :

- **Perdite in rete:** Come accennato in precedenza, è opportuno non solo valutare i miglioramenti in termini di profili di tensione realizzati dall'assorbimento/immissione di potenza reattiva da parte degli inverter fotovoltaici, ma soppesarli anche con le perdite realizzate, correlate ai valori di temperatura dei conduttori e al costo di gestione della rete. Esse sono valutate con la seguente formula:

$$Perdite = \frac{\sum_{t=1}^M \sum_{k=1}^N 3 \cdot R_{rami} \cdot I_{rami}^2 \cdot 60}{3.6 \cdot 10^6} [kWh] \quad (6.7)$$

$N_{nodi} \rightarrow$ Numero di nodi.

$M \rightarrow$ Numero di minuti totali su cui si sviluppa ciascuna simulazione.

- **Global overvoltage and undervoltage duration:** Rappresentano due indicatori per la valutazione rispettivamente delle sovratensioni e delle sottotensioni; permettono inoltre di valutare dell'efficacia della regolazione di tensione tramite inverter. Essi sono definiti tramite le seguenti formule:

$$GOD = \frac{\sum_{k=1}^{N_{nodi}} N_{sup,k}}{N_{nodi} \cdot M} \quad (6.8)$$

$$GOD = \frac{\sum_{k=1}^{N_{nodi}} N_{inf,k}}{N_{nodi} \cdot M} \quad (6.9)$$

$N_{nodi} \rightarrow$ Numero di nodi.

$N_{sup,k}, N_{inf,k} \rightarrow$ Rispettivamente numero di minuti per la quale la tensione è superiore e inferiore ad un certo limite (fissato a 1.05 p.u. e 0.95 p.u.).

$M \rightarrow$ Numero di minuti totali su cui si sviluppa ciascuna simulazione.

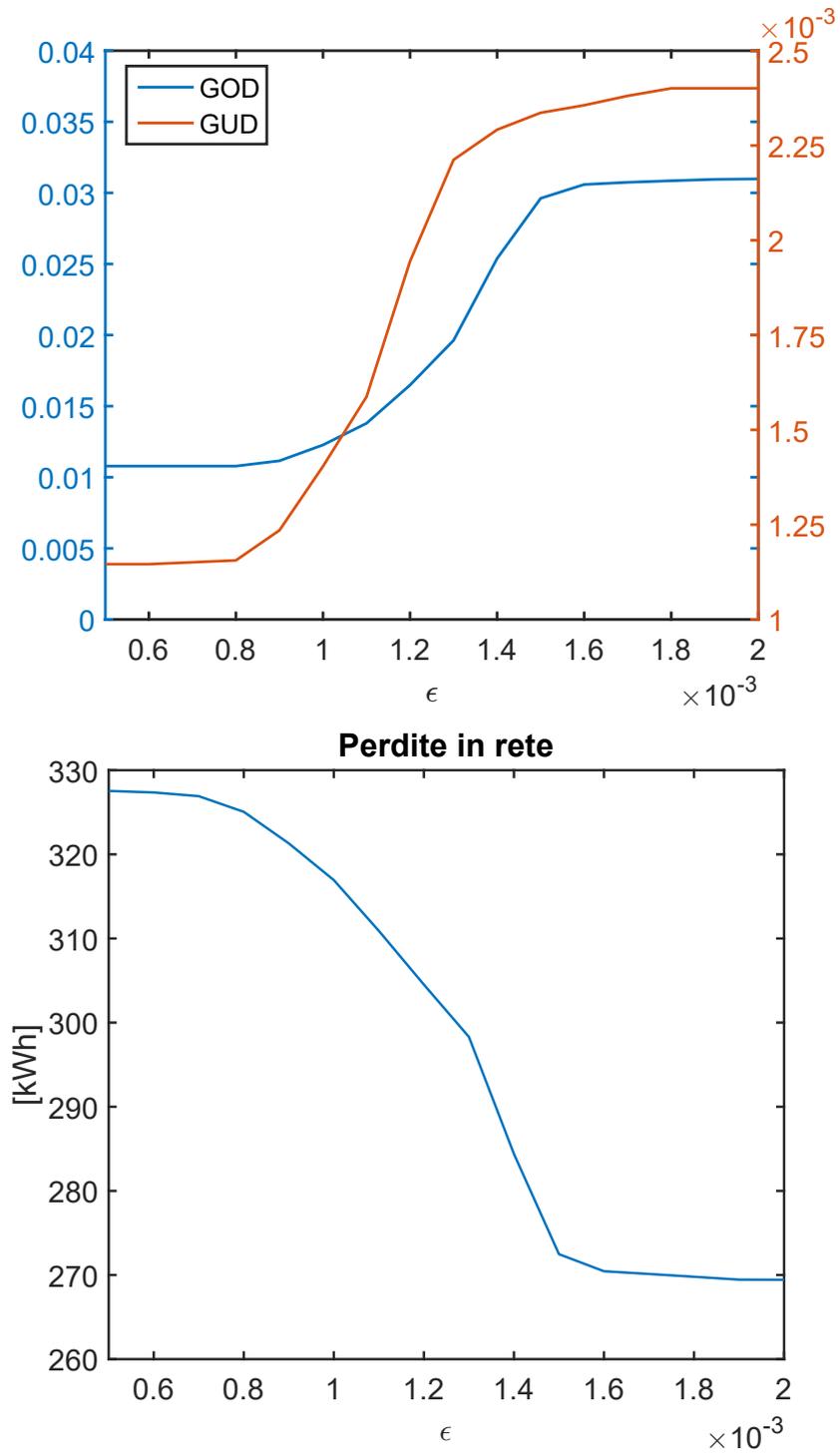


Figura 6.6: Valutazione degli indici di miglioramento globale delle tensioni minime (GUD) e massime (GOD) in relazione alla tolleranza ϵ e alle perdite di rete.

Dal grafico Fig 6.6 si nota come si abbia una diminuzione di entrambi gli indicatori al diminuire di ε , conseguentemente alla potenza reattiva messa in gioco dagli inverter. Si nota tuttavia come nel range di ε considerato la variazione dell'indicatore di sovratensione sia più significativa rispetto a quello di sottotensione; sintomo che l'intervento della regolazione distribuita influisce soprattutto sull'attenuazione delle sovratensioni. Le perdite di rete, invece, aumentano al diminuire di ε , chiaramente a causa dell'assorbimento/immissione di potenza reattiva sempre più consistente. In definitiva, si è scelto come valore ε ottimale

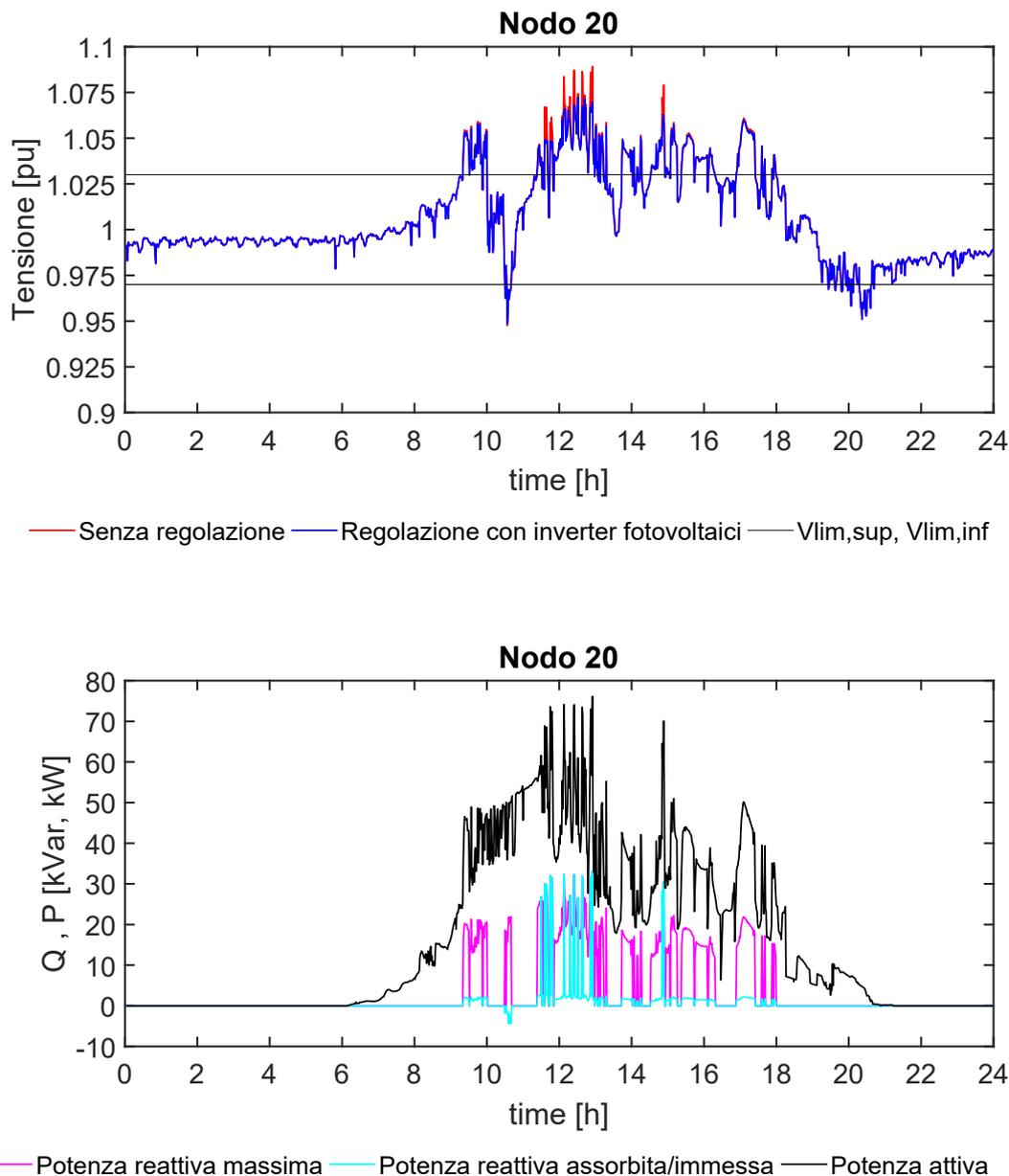
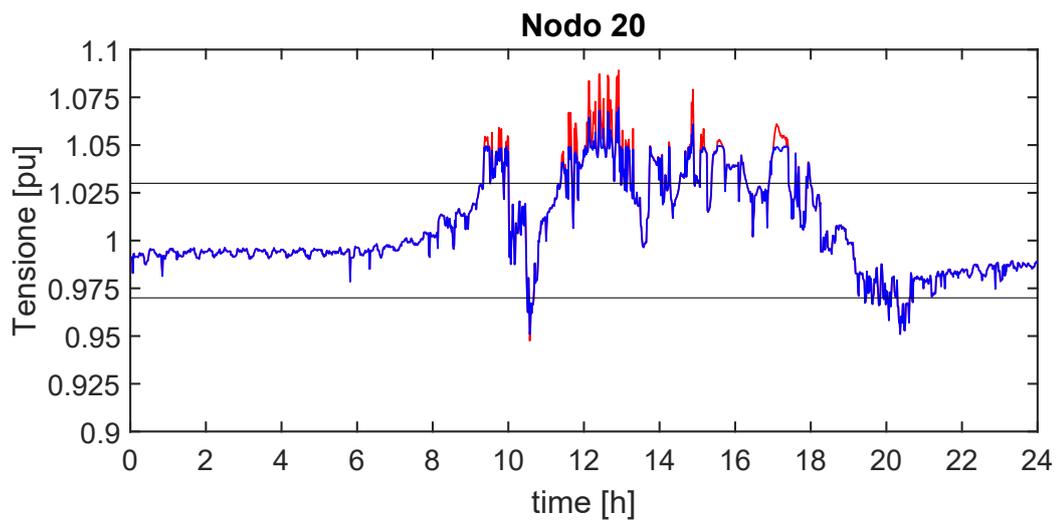
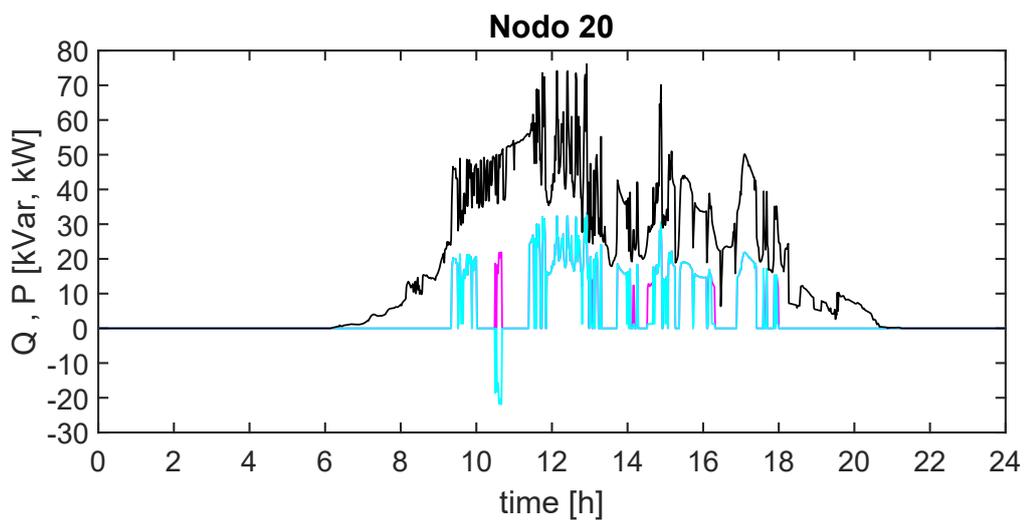


Figura 6.7: Andamento temporale della tensione e della potenza reattiva assorbita/impressa nel nodo 20, con un valore di ε pari a $0.15 \cdot 10^{-2}$.



— Senza regolazione — Regolazione con inverter fotovoltaici — Vlim,sup, Vlim,inf



— Potenza reattiva massima — Potenza reattiva assorbita/immessa — Potenza attiva

Figura 6.8: Andamento temporale della tensione e della potenza reattiva assorbita/immessa nel nodo 20 , con un valore di ε pari a $0.8 \cdot 10^{-3}$.

quello per la quale una sua ulteriore diminuzione non apporta un effetto positivo significativo per le tensioni di rete (ovvero non comporta un'ulteriore diminuzione rilevante dei due indicatori). Esso risulta pari a circa $0.8 \cdot 10^{-3}$. Nella tabella di Fig.6.1 sono esposti i parametri tipici delle simulazioni usate per la costruzione dei grafici precedenti; mentre nelle Fig. 6.7, 6.8 sono rappresentati gli andamenti temporali della tensione e della potenza reattiva assorbita/immessa dagli inverter nel nodo 20 per due diversi valori ε .

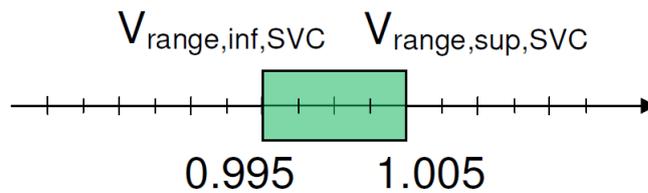


Figura 6.9: Intervallo di tensione adottato nel controllo del SVC/STATCOM.

6.2 Utilizzo di SVC/STATCOM

Come è stato messo in evidenza nel Capitolo 4, i dispositivi SVC e STATCOM permettono entrambi l'immissione o l'assorbimento di potenza reattiva nel nodo in cui sono collocati, nonostante la diversità strutturale. Tale procedura è finalizzata al miglioramento del profilo di tensione nodale. Di conseguenza, la logica di controllo e la modellizzazione di ciascun dispositivo nelle simulazioni effettuate corrispondono.

Dal punto di vista del campo di regolazione sono stati caratterizzati da due valori limite di potenza reattiva prelevabile o iniettabile in rete, $Q_{C,max}$ e $Q_{L,max}$, rispettivamente pari a -40 kVar e +40 kVar. La logica che stabilisce la modalità di partecipazione alla regolazione di tensione è simile a quella vista per gli inverter e fa uso anch'essa della tecnica Perturba&Osserva. In particolare il controllo del dispositivo è finalizzato a stabilizzare la tensione nel nodo di collegamento (nodo 1) istante per istante, all'interno di una banda ammissibile (Fig. 6.9), attraverso l'immissione/assorbimento di una certa quota della potenza reattiva massima disponibile:

1. Stabilita la necessità di partecipare alla regolazione di tensione, alla prima iterazione dell'algoritmo di controllo si valuta la direzione di assorbimento/immissione della potenza reattiva secondo la seguente logica:
 - $|V_1| > V_{range,sup,svc} \rightarrow$ Segno positivo, potenza reattiva induttiva.
 - $|V_1| < V_{range,inf,svc} \rightarrow$ Segno negativo, potenza reattiva capacitiva.
2. Si procede quindi alla determinazione della quota di potenza reattiva massima da assorbire/immettere:
 - Alla prima iterazione dell'algoritmo ($n=1$), la potenza reattiva assorbita/immessa è calcolata con la seguente formula:

$$Q_{i,1} = \pm step \quad (6.10)$$

Dove il segno è determinato in base a quanto detto nel punto 1, mentre lo step è stato imposto a 1 kVar.

- Per le iterazioni successive alla prima, si valuta se incrementare o decrementare la potenza reattiva se all'iterazione n -esima è stato perseguito o meno un miglioramento rispetto all'iterazione precedente:

- In particolare se la tensione in tale iterazione si è avvicinata al valore unitario rispetto all'iterazione precedente, la potenza reattiva è incrementata nella stessa direzione di quella all'iterazione precedente:

$$Q_{1,n} = \pm(|Q_{1,n-1}| + step) \quad (6.11)$$

- In caso contrario si agisce nella direzione opposta andando a decrementare il valore di potenza reattiva rispetto al valore all'iterazione precedente.

$$Q_{1,n} = \pm(|Q_{1,n-1}| - step) \quad (6.12)$$

Al termine di ciascuna iterazione, in seguito all'aggiornamento del valore di potenza reattiva, si verifica che essa non ecceda i limiti (induttivo e capacitivo) del campo di regolazione del dispositivo; ciò equivale a saturare i valori ottenuti di potenza reattiva:

$$Q_{1,n} > Q_{L,max} \rightarrow Q_{o,n} = Q_{L,max} \quad (6.13)$$

$$Q_{1,n} > Q_{C,max} \rightarrow Q_{o,n} = Q_{C,max} \quad (6.14)$$

3. Si risolve la rete con l'algoritmo BFS con il nuovo valore di potenza reattiva assorbita/impressa. Come fatto per la regolazione di tensione attraverso inverter fotovoltaici anche in questo caso la partecipazione alla regolazione di tensione è legata ad un parametro ε (tolleranza). Per una certa iterazione infatti, non solo si valuta se la tensione è esterna alla banda ammissibile, ma se ne valuta la differenza rispetto alla tensione calcolata all'iterazione precedente. Se tale differenza risulta essere inferiore a ε , per evitare l'assorbimento/immissione insensata di potenza reattiva, non si ritiene necessario perseguire nella regolazione.

L'algoritmo relativo a tale logica di controllo viene riassunto dal diagramma di flusso riportato in Fig. 6.10.

6.3 Utilizzo di un variatore sottocarico

La logica di controllo di un OLTC stabilisce il livello di tensione imposto del variatore sottocarico in relazione al valore della tensione misurata nel nodo in cui è collocato. L'algoritmo di controllo è stato sviluppato a partire da quello presentato in [24]; e riceve in ingresso le seguenti grandezze:

- **Variazione di tensione tra due prese:** Rappresenta la differenza di tensione tra due posizioni adiacenti del variatore. Essa è stata fissata 0.0125 p.u., considerando lo stato dell'arte in merito alla realizzazione degli OLTC meccanici.
- **Numero di prese:** Stabilisce quanti livelli di tensione il variatore è in grado di realizzare. In questa tesi si è assunto un numero totale di 7 livelli realizzabili (si veda Fig.6.11)

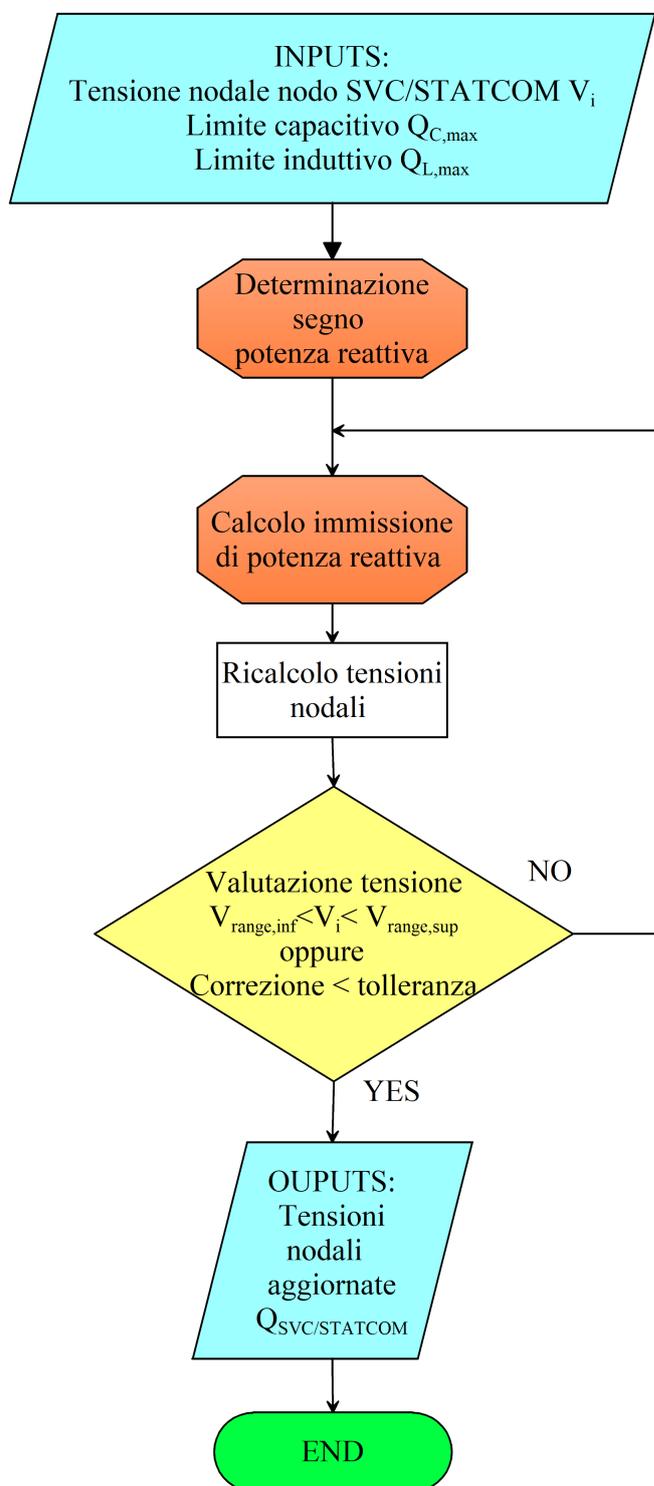
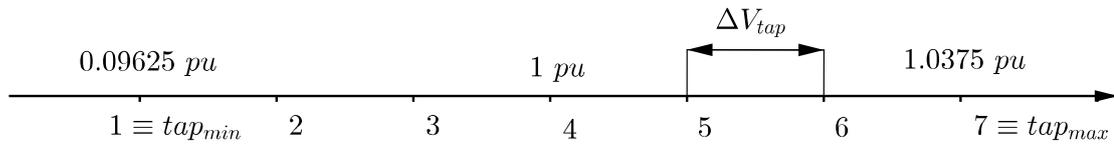


Figura 6.10: Diagramma di flusso relativo all'algoritmo utilizzato

Figura 6.11: variatore sotto carico $\pm 3 \cdot 1.25\%$ (7 posizioni)

- **Tensione di riferimento V_{ref}**

È la tensione obiettivo, quella che il controllo si prefigge di realizzare nel nodo dove viene misurata la tensione. Nelle logiche tradizionali essa viene misurata nel nodo dove giace il trasformatore ed è impostata tipicamente ad un valore superiore ad 1 p.u. per far fronte alle cadute di tensione tra il nodo di alimentazione ed il carico.

- **Banda morta di regolazione in tensione**

Tutte le logiche di controllo (smart e non) prevedono il confronto istante per istante tra la tensione misurata nel nodo osservato e la tensione obiettivo:

$$\Delta V = V_{oss} - V_{ref} \quad (6.15)$$

Dal momento che il variatore è in grado di realizzare variazioni di tensione a gradini (ΔV_{tap}), una certa banda morta di non regolazione (ovvero il range di valori entro la quale il rapporto di trasformazione non viene variato qualora ΔV sia compresa in tale intervallo) è richiesta; il suo valore minimo è funzione di ΔV_{tap} :

$$BM \geq \frac{\Delta V_{tap}}{2} \quad (6.16)$$

Nella logica sviluppata si è assunto un valore della banda morta corrispondente esattamente a $\Delta V_{tap}/2$.

- **t_{amm}** : Tempo ammissibile per il quale una certa variazione di tensione $\Delta V = V_{oss} - V_{rif}$ costante è ammissibile. Dopo aver introdotto la logica dell'algoritmo, si mostrerà come tale grandezza influenzi il numero di tap giornalieri intrapresi dal variatore.

Considerato che il funzionamento di tali dispositivi è associato alla presenza di meccanismi in movimento e contatti elettrici, sottoposti ad usura elettromeccanica, è opportuno che la logica di controllo sia tale da non realizzare un numero eccessivo di operazioni giornaliere.

Di seguito è riportata la logica perseguita dall'algoritmo di controllo, passo per passo:

1. All'inizio di ciascuno step temporale viene valutato il termine:

$$\Delta V = V_{oss}(t) - V_{ref} \quad (6.17)$$

Dove V_{ref} viene considerata costante nel tempo (in questa sezione pari a 1 p.u. per gli esempi seguenti). Partendo dalla considerazione generale che

la convenienza o meno nel variare il rapporto di trasformazione (in termini assoluti di differenza di tensione rispetto alla tensione obiettivo) sussiste qualora il termine 6.15 risulti superiore a $\Delta V_{tap}/2$ (caso di sovratensione) oppure inferiore a $-\Delta V_{tap}/2$ (caso di sottotensione); la prima volta che tale termine oltrepassa uno dei due limiti viene attivato un flag corrispettivo:

$$V_{oss}(t) - V_{rif} > \frac{\Delta V_{tap}}{2} \rightarrow flag_1(t) = 1 \quad (6.18)$$

$$V_{oss}(t) - V_{rif} < -\frac{\Delta V_{tap}}{2} \rightarrow flag_2(t) = 1 \quad (6.19)$$

2. Qualora uno dei flag sia diverso da zero, si aggiorna regolatore integrativo attraverso un opportuno contatore aggiornato ad ogni iterazione, il cui valore iniziale è zero. A ciascuna iterazione esso viene incrementato di una certa quantità dipendente dai parametri di input dell'algoritmo e dal termine 6.15. Non appena che il contatore supera o eguaglia il valore unitario si procede alla variazione di posizione. In questo modo si evita che il variatore agisca a fronte di perturbazioni transitorie della tensione del nodo osservato tali da eccedere i limiti 6.18, 6.19. Allo stesso tempo tale contatore essendo incrementale tiene conto della "storia" della tensione nel tempo e non si azzerava istantaneamente appena i limiti vengono nuovamente rispettati, ma viene decurtato di opportuna quantità. Considerando il caso di sovratensione si applicano le seguenti formule:

$$flag_1(t) = 1 \rightarrow contatore V_{MAX}(t + \Delta t) = contatore V_{MAX}(t) + incremento(t) \quad (6.20)$$

$$V_{oss}(t) - V_{rif} > \frac{\Delta V_{tap}}{2} \rightarrow incremento(t) = \frac{2(V_{oss} - V_{rif})}{t_{amm} \cdot BM} \Delta t \quad (6.21)$$

$$V_{oss}(t) - V_{rif} < -\frac{\Delta V_{tap}}{2} \rightarrow incremento(t) = \frac{2(|V_{oss} - V_{rif}|)}{t_{amm} \cdot BM} \Delta t \quad (6.22)$$

Dove Δt rappresenta la frequenza in secondi con cui è effettuata la valutazione della tensione nel nodo osservato (nelle simulazioni svolte è pari a un minuto), mentre BM è la banda morta del controllo, fissata a $\Delta V_{tap}/2$.

È evidente che, fissati t_{amm} , BM e Δt , maggiore sarà l'entità dell'escursione di tensione rispetto al valore obiettivo più rapidamente il contatore raggiungerà il valore unitario e il variatore interverrà. In maniera equivalente si procede nel caso di sottotensione.

3. Qualora uno dei due contatori superi il valore unitario la tensione in uscita del trasformatore viene aumentata (o diminuita) di una quantità corrispondente a ΔV_{tap} :

$$contatore V_{MAX}(t) > 1 \rightarrow tap_n = tap_n - 1 \quad (6.23)$$

$$contatore V_{min}(t) > 1 \rightarrow tap_n = tap_n + 1$$

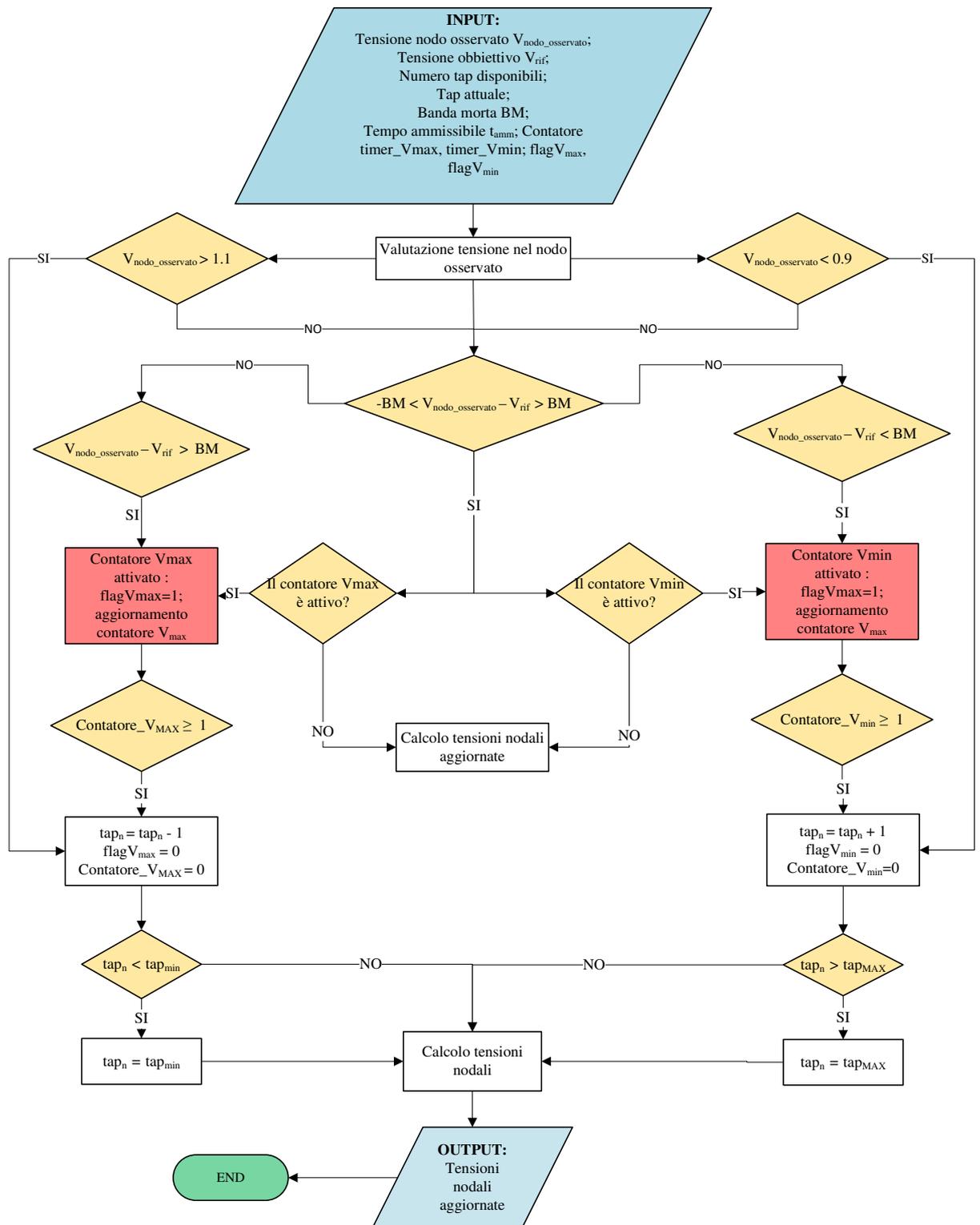


Figura 6.12: Diagramma di flusso dell'algoritmo adottato per il controllo dell'OLTC.

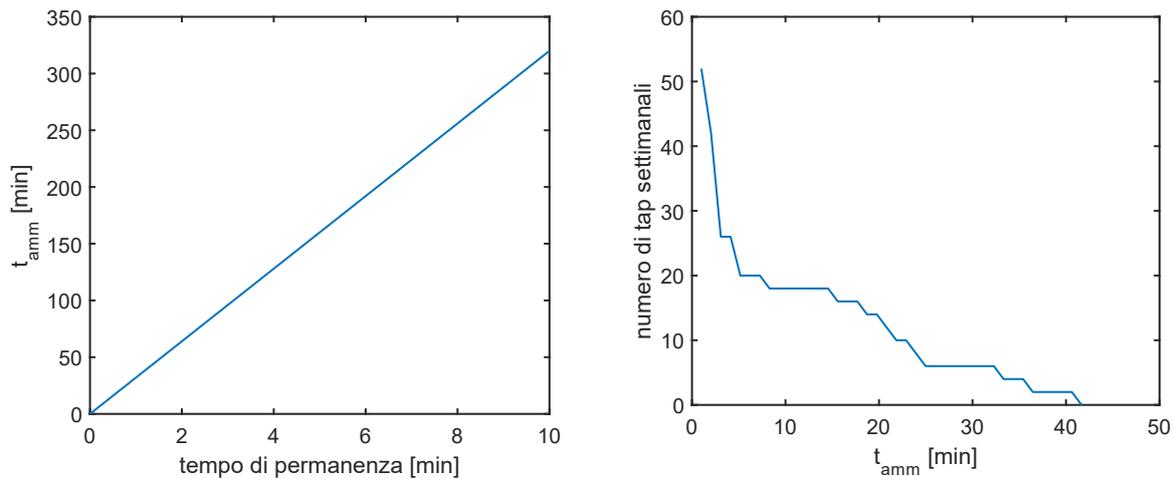


Figura 6.13: Andamento della costante temporale t_{amm} in funzione del tempo ammissibile di permanenza con una differenza $V_{oss} - V_{rif}$ costante pari a 0.1 p.u. e un Δt costante pari a 1 min.

Tenendo conto allo stesso tempo del numero complessivo di prese disponibili si impongono le seguenti condizioni:

$$tap_n > tap_{MAX} \rightarrow tap_n = tap_{MAX} \quad (6.24)$$

$$tap_n < tap_{min} \rightarrow tap_n = tap_{min} \quad (6.25)$$

Definita la logica dell'algoritmo si definiscono i criteri attraverso la quale viene scelto il parametro t_{amm} . In tal senso, a fronte di una differenza $|V_{oss} - V_{rif}|$ costante pari ad 0.1 p.u. ad esempio, ci si chiede quale sia il valore di t_{amm} tale da far scattare il variatore entro un certo tempo definito dall'utente. Supponendo t^* tale valore, affinchè il contatore scatti esattamente dopo tale tempo, è necessario evidentemente che il contatore ad ogni iterazione si aggiorni di una quantità (adimensionale) pari a $1/t^*$; tale condizione corrisponde ad avere la seguente relazione matematica:

$$incremento(t) = \frac{1}{t^*} \rightarrow \frac{1}{t^*} = \frac{2(V_{oss} - V_{rif})}{t_{amm} \cdot BM} \Delta t \rightarrow t_{amm} = \frac{2(V_{oss} - V_{rif}) \cdot t^*}{BM} \Delta t \quad (6.26)$$

È possibile notare sia algebricamente che graficamente dalla Fig. 6.13 che la relazione tra t_{amm} e t^* risulta essere lineare.

A questo punto è stata svolta la seguente analisi: per diversi valori di t_{amm} , sono state eseguite più simulazioni sulla rete BT, (descritta nel Capitolo 5) per valutare il numero di operazioni eseguite dal variatore. In Fig. 6.13 è diagrammata la variabile n_{tap} in funzione di t_{amm} . In riferimento al grafico, considerando per esempio un t^* corrispondente a un secondo (corrispondente a t_{amm} pari a 32 s), n_{tap} (settimanale) risulta essere pari a 203, valore troppo elevato che pregiudicherebbe la vita utile del componente. In definitiva, nell'algoritmo di controllo è stata aggiunta una condizione per fare in modo che il regolatore agisca istantaneamente qualora la tensione misurata sia superiore o inferiore rispettivamente a 1.1 e 0.9 p.u.

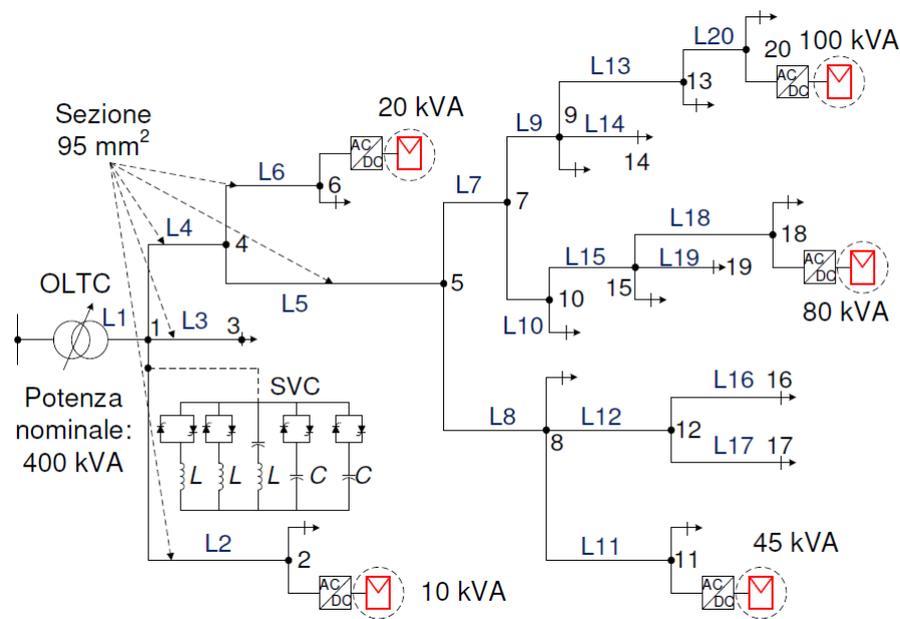


Figura 6.14: Schema elettrico della rete di distribuzione analizzata.

Criticità legate alla tecnica Perturba & Osserva nelle tecniche di regolazione

Nelle sezioni precedenti relative agli algoritmi con cui è effettuato il condizionamento della tensione di rete da parte della generazione distribuita e dell'SVC/STATCOM, si è visto come sia stata adottata la filosofia di controllo Perturba&Osserva. Tale scelta, sebbene di semplice implementazione, presenta alcuni limiti e può determinare all'insorgere di alcune problematiche che possono portare a scelte errate di controllo da parte dei dispositivi di regolazione. In tal senso si supponga di considerare la rete sopra descritta (Fig. 6.14) nel caso in cui sussista una regolazione combinata di tensione (SVC/STATCOM e regolazione distribuita), in cui la generazione distribuita è concentrata nei nodi a fine linea (20,18,16 etc.). Qualora la penetrazione del fotovoltaico sia sufficientemente elevata e si è in presenza di una giornata soleggiata, si possono avere profili di tensione qualitativi dal nodo di alimentazione al nodo con generazione fotovoltaica come quello mostrato in Fig. 6.15, in cui nel nodo 1 la tensione risulta essere inferiore al limite inferiore di regolazione (0.995 p.u.) mentre la tensione ai nodi estremi eccede il limite superiore (denotata nei paragrafi precedenti come $V_{lim, sup}$). In questo caso la generazione distribuita e l'SVC/STATCOM cercheranno di riportare le tensioni all'interno delle rispettive bande ammissibili, fornendo, alla prima iterazione dell'algoritmo, potenza reattiva di segno discorde (positiva per la generazione distribuita, negativa per l'SVC/STATCOM). Terminata la prima iterazione e calcolate le nuove tensioni nodali può accadere che la tensione al nodo 1, per effetto dell'azione della generazione distribuita, sia *inferiore* al valore di tensione senza regolazione, nonostante si sia fornita potenza reattiva capacitiva. Per come è stato scritto l'algoritmo il regolatore del dispositivo nel nodo 1 all'iterazione successiva invertirà il segno dello step di potenza reattiva con cui si varia la matrice delle potenze nodali in p.u. ad ogni

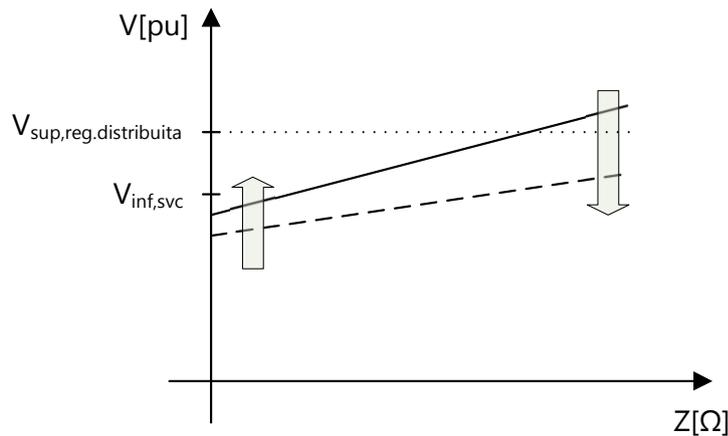


Figura 6.15: Andamento qualitativo del profilo di tensione dal nodo di alimentazione al generico nodo a fine linea in funzione della distanza elettrica e direzione di regolazione dei dispositivi di regolazione.

iterazione determinando un ulteriore allontanamento della tensione rispetto al valore di riferimento. Per ovviare a tale problema si è agito sul codice di controllo dell'SVC/STATCOM: dopo aver valutato se la tensione è inferiore o superiore ai rispettivi limiti, indipendentemente dal miglioramento o dal peggioramento della tensione nel nodo 1 da un'iterazione all'altra, si è imposto che lo step di potenza reattiva sia sempre dello stesso segno.

6.4 Indicatori di tensione

Al fine di valutare l'efficacia delle varie tecniche di regolazione della tensione nelle simulazioni effettuate sono stati individuati alcuni indicatori di riferimento. Alcune di queste grandezze sono espresse in forma normalizzata per permettere il confronto delle medesime strategie per più reti di distribuzione. Gli indicatori calcolati sono i seguenti:

- **Global overvoltage and undervoltage duration**

Rispettivamente la sommatoria del numero di minuti per la quale la tensione è superiore o inferiore ad un certo valore (1.05- 0.95 p.u.), normalizzata per il prodotto tra il numero di nodi e il numero di minuti totali in cui si svolge ciascuna simulazione.

$$GOD = \frac{\sum_{k=1}^{N_{nodi}} N_{sup,k}}{N_{nodi} \cdot M} \quad (6.27)$$

$$GUD = \frac{\sum_{k=1}^{N_{nodi}} N_{inf,k}}{N_{nodi} \cdot M} \quad (6.28)$$

Dove:

$N_{nodi} \rightarrow$ Numero di nodi.

$N_{sup,k}, N_{inf,k}$ → Rispettivamente numero di minuti per la quale la tensione è superiore e inferiore ad un certo limite (fissato a 1.05 p.u. e 0.95 p.u.).

M → Numero di minuti totali su cui si sviluppa ciascuna simulazione.

- **Overvoltage and undervoltage duration:**

Diversamente dall'indicatore precedente per ciascun minuto si valuta unicamente la presenza o meno di violazioni rispetto ai limiti citati (0.95, 1.05) e non il numero totale di violazioni.

$$OD = \frac{N_{sup}}{N_{nodi} \cdot M} \quad (6.29)$$

$$UD = \frac{N_{inf}}{N_{nodi} \cdot M} \quad (6.30)$$

- **Voltage deviations with energy flows:**

Tale indicatore è rappresentativo degli scostamenti di tensione positivi e negativi rispetto al valore unitario in ciascun nodo. Nel calcolo dell'indicatore gli scostamenti vengono pesati per il consumo di energia netto in ciascun nodo affinché i nodi con elevati consumi contribuiscano in modo preponderante per la determinazione dell'indicatore.

$$VD = \frac{\sum_{t=1}^M \sum_{k=1}^{N_{nodi}} E_{k,t} (V_{k,t} - V_{k,t,ref})^2}{E_{tot}} \quad (6.31)$$

E_{tot} → Energia totale consumata in tutti i nodi di rete durante l'intera settimana da parte dei carichi passivi.

$V_{k,t}$ → Tensione nel nodo k-esimo al minuto generico t.

- **Lower voltage deviations with energy flows**

La formula utilizzata per il calcolo di tale indicatore è sempre la 6.31, in questo caso tuttavia si considerano unicamente le tensioni istantanee inferiori a 1 p.u., i valori di tensioni superiori non apportano alcun contributo all'indicatore:

$$VD_{LOW} = \frac{\sum_{t=1}^M \sum_{k=1}^{N_{nodi}} E_{k,t} (V_{k,t} - V_{k,t,ref})^2}{E_{tot}} \quad \text{con } V_{k,t} < 1 p.u. \quad (6.32)$$

- **Upper voltage deviations with energy flows**

La formula utilizzata per il calcolo di tale indicatore è sempre la 6.31, in questo caso tuttavia si considerano unicamente le tensioni istantanee superiori a 1 p.u., i valori di tensioni superiori non apportano alcun contributo all'indicatore:

$$VD_{HIGH} = \frac{\sum_{t=1}^M \sum_{k=1}^{N_{nodi}} E_{k,t} (V_{k,t} - V_{k,t,ref})^2}{E_{tot}} \quad \text{con } V_{k,t} > 1 p.u. \quad (6.33)$$

- **Tensioni massima e minima**

$$V_{max} = \max[V_{k,t}] \quad V_{min} = \min[V_{k,t}] \quad (6.34)$$

$$k = 1 \dots N_{nodi}$$

$$t = 1 \dots M$$

6.5 Regolazione di tensione con metodologie alternative

Le metodologie di regolazione di tensione proposte in questa tesi, per quanto riguarda le modalità di partecipazione della generazione distribuita, si fondano, come visto nei capitoli precedenti, sulla tecnica Perturba&Osserva. Esistono tuttavia altre modalità attraverso cui si esplica l'azione della regolazione distribuita per la regolazione di tensione:

- Partecipazione alla regolazione di tensione secondo quanto definito dalla Norma CEI 0-21: esposta nel dettaglio nel Capitolo 2, prevede l'assorbimento/immissione di potenza reattiva da parte di ciascun inverter in base al valore di tensione istantaneo di tensione rispetto alle tensioni V_{1s} , V_{2s} , V_{1i} , V_{2i} . In particolare per ciascun minuto della simulazione è calcolata la potenza reattiva massima in modo che si abbia sempre $\cos\varphi > 0.9$; dopodichè ciascun inverter assorbe/immette (qualora necessario) una potenza reattiva secondo le caratteristiche lineari di Fig 6.16.
- Partecipazione alla regolazione di tensione da parte della generazione distribuita attraverso schema di controllo composto da regolatori PI (Fig. 6.17): per ogni minuto in ciascun nodo in cui è presente generazione distribuita disponibile a regolare, si valuta la differenza tra la tensione istantanea e quella di riferimento (1 p.u.). Tale errore di tensione viene amplificato dal regolatore PI, da cui si ottiene la potenza reattiva di riferimento, e viene successivamente limitata dal blocco saturatore che tiene conto dei limiti di potenza reattiva prelevabile/iniettabile per ciascun inverter (tali limiti variano nel tempo in funzione della potenza attiva prodotta e dal valore di tensione).

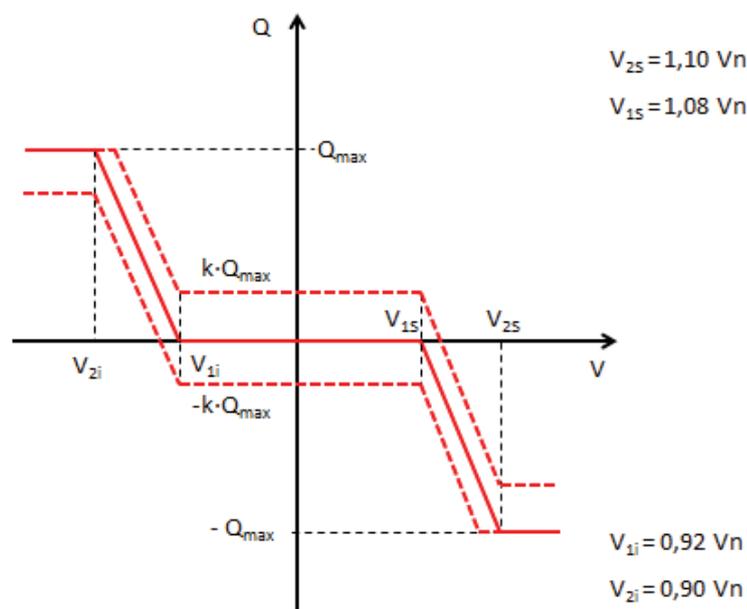


Figura 6.16: Curve caratteristiche standard $Q=f(V)$, norma CEI 0-21.

Definite tali ulteriori modalità di intervento della generazione distribuita per la regolazione di tensione in questa sezione ci si occupa di mettere in evidenza

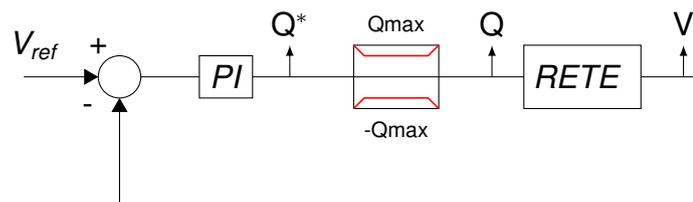


Figura 6.17: Anello di controllo con regolatore PI relativo ad un generico inverter.

l'efficacia delle stesse valutando i consueti indicatori di tensione e le perdite di rete e confrontando infine i risultati ottenuti con quelli precedenti. I valori numerici delle tensioni V_{1s} , V_{1i} , sono stati rispettivamente fissati a 1.03 e 0.97 (valori corrispondenti a quelli delle tensioni $V_{lim,inf}$, $V_{lim,sup}$ tali da minimizzare l'indicatore VD nelle tecniche precedenti). Le tensioni V_{2s} , V_{2i} invece sono state convenzionalmente fissate rispettivamente a 1.1 e 0.9 p.u. Si ricorda come queste quattro grandezze caratteristiche vengono stabilite dal distributore e variano in un certo range di valori (si veda [7] per ulteriori approfondimenti).

Per quando riguarda la scelta dei valori numerici dei parametri dei regolatori PI si è definito un opportuno range di variabilità per ciascuno; in particolare sono state prese come riferimento le configurazioni estreme in cui rispettivamente la potenza reattiva messa in gioco dagli inverter non supera il 2% circa di quella massima nell'arco del tempo di simulazione e quelle in cui si ha saturazione di potenza reattiva per la quasi totalità del tempo. Dopodichè, per le due reti in analisi sono state svolte in modo esaustivo tutte le simulazioni per tutte le possibili combinazioni dei parametri valutando in particolare l'indicatore VD e le perdite di rete, giungendo a valori di k_p e k_i tali da minimizzare tale indicatore.

Tabella 6.2: Valori caratteristici delle grandezze associate alle due modalità di partecipazione alla regolazione di tensione esposte in questa sezione.

V_{1i} [p.u.]	V_{1s} [p.u.]	V_{2i} [p.u.]	V_{2s} [p.u.]	k_p	k_i
0.97	1.03	0.9	1.1	10-510	0.001-0.051

I risultati delle simulazioni sono riportati nella Tabella 6.3. Si evidenzia come le modalità di partecipazione alla regolazione di tensione da parte della generazione distribuita definite dalla norma CEI 0-21 permetta di ottenere una riduzione del VD e delle perdite di rete rispettivamente di circa lo 0.7% e l'1% per la prima rete. Gli scostamenti degli indicatori di tensione e delle perdite di rete per le due ulteriori modalità di regolazione rispetto alla tecnica Perturba&Osserva sono quindi minimi. La gestione della potenza reattiva disponibile da parte della generazione distribuita attraverso regolatori PI porta a VD significativamente inferiori (rispettivamente -14% e -18% rispetto alla tecnica Perturba&Osserva) a prezzo di un aumento delle perdite (rispettivamente +5% e +6% rispetto alla tecnica Perturba&Osserva).

Le ultime due righe della tabella riportano i risultati delle simulazioni con regolatori PI a parità di VD e perdite rispetto alla tecnica Perturba&Osserva: si nota in primo luogo come per le due reti si ottengano più valori di k_p e k_i tali da realizzare stesso VD e stesse perdite; inoltre le prestazioni in termini di VD e perdite

Tabella 6.3: Risultati delle simulazioni

Rete 1	VD	Perdite [kWh]
Senza regolazione	$4.32 \cdot 10^{-4}$	268
Regolazione con Perturba&Osserva	$3.07 \cdot 10^{-4}$	327
Regolazione secondo Norma CEI 0-21	$3.05 \cdot 10^{-4}$	324
Regolazione con regolatori PI	$2.65 \cdot 10^{-4}$	344

non sempre sono migliori rispetto alla tecnica Perturba&Osserva.

In conclusione tutte le metodologie proposte per la regolazione di tensione comportano l'impostazione di alcuni parametri di controllo: l'utilizzo di regolatori PI è vincolata alla criticità della scelta dei valori di k_p e k_i e della tensione obbiettivo; la tecnica Perturba&Osserva è vincolata alla scelta della tolleranza ε e delle tensioni $V_{lim,inf}$, $V_{lim,sup}$, $V_{range,inf}$, $V_{range,sup}$; la regolazione secondo norma CEI-021 infine comporta l'impostazione delle tensioni V_{1s} , V_{2s} , V_{1i} , V_{2i} . Dai risultati non è quindi possibile stabilire l'effettiva superiorità di una tecnica rispetto ad un'altra: l'utilizzo dei regolatori PI ha determinato i più bassi valori di VD ma allo stesso tempo le perdite più elevate, mentre per le altre due metodologie di regolazione si sono ottenuti VD superiori ma perdite inferiori. Un ulteriore livello di confronto (non fatto in questa tesi) è costituito dalla valutazione tecnica di ciascuna soluzione, a livello di costo, facilità di implementazione e realizzabilità pratica.

7 | Risultati delle simulazioni

In questo capitolo vengono riportati e opportunamente commentati i risultati delle simulazioni effettuate. L'obiettivo è stato quello di individuare le metodologie ottimali (implementate tramite algoritmi esposti nel Cap.6) per la regolazione di tensione in reti BT ad alta penetrazione del fotovoltaico.

Per quanto riguarda le tecniche di controllo di tensione di tipo distribuito si è agito variando i range di tensione all'interno della quale gli inverter dei generatori fotovoltaici sono chiamati a assorbire/immettere potenza reattiva. In particolare (si veda Fig. 7.1) sono stati stabiliti opportuni range di variazione delle tensioni che determinano l'inizio della regolazione ($V_{lim,sup}, V_{lim,inf}$) e delle tensioni obiettivo ($V_{range,sup}, V_{range,inf}$).

Verranno inoltre mostrati i risultati delle simulazioni in cui si realizza la partecipazione simultanea alla regolazione di tensione degli inverter fotovoltaici e di trasformatori dotati di variatore sotto carico (*OLTC*) o compensatori statici come SVC/STATCOM. In modo analogo al precedente per ciascuna tecnica si è definito un certo range di variabilità delle grandezze caratteristiche: per l'*OLTC* è stato sviluppato un regolatore di tipo integrativo. Questo è attivato da un flag che rileva il primo istante temporale nella quale la differenza tra tensione misurata eccede la quantità (o è inferiore in segno negativo) a $\Delta V_{tap}/2$, dove ΔV_{tap} è la variazione di tensione tra due posizioni del variatore (tale condizione corrisponde alla convenienza a livello istantaneo nel variare il rapporto di trasformazione). Tale regolatore, una volta attivato, riceve in ingresso la differenza tra la tensione obiettivo e quella attuale e integra tale differenza attraverso il moltiplicatore A/k ; dove A è costante mentre k rappresenta la variabile di controllo. La posizione del variatore è modificata quando l'output dell'integratore raggiunge il valore unitario. I range delle grandezze adottate nelle simulazioni sono esposti nelle Tabelle 7.1, 7.2.

Per l'*SVC/STATCOM* è stato realizzato un controllo il cui obiettivo è riportare la tensione nel nodo in cui è collocato il dispositivo, nel range di tensione mostrato in Fig. 7.2. Diversamente agli altri casi tale intervallo è stato mantenuto costante pari a 0.995-1.005 p.u.

In definitiva ciascuna simulazione svolta ha previsto l'adozione di una o più delle metodologie di regolazione esposte; in particolare sono stati considerati i seguenti casi significativi:

- Caso 1: regolazione distribuita con inverter fotovoltaici.

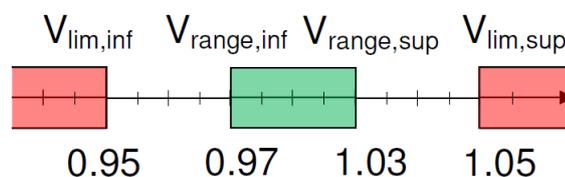


Figura 7.1: Intervalli di tensione impiegati nel controllo della generazione distribuita.

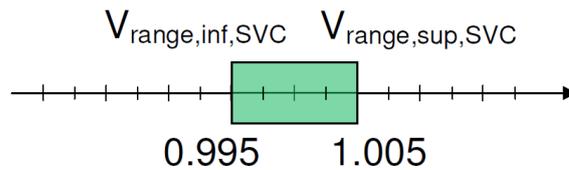


Figura 7.2: Intervallo di tensione adottato nel controllo dell'SVC/STATCOM.

- Caso 2: regolazione centralizzata e distribuita: OLTC e inverter fotovoltaici.
- Caso 3: regolazione centralizzata e distribuita con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici.

Per ciascuno di questi casi è stata effettuata una catena di simulazioni che racchiude tutte le possibili combinazioni delle grandezze associate al controllo di ciascun dispositivo di regolazione. In ciascuna delle N simulazioni totali sono state calcolate alcune grandezze di interesse come le perdite Joule gli indicatori di tensione (utili per valutare l'efficacia delle metodologie di regolazione). Con questi dati è stato possibile (per ciascuno dei casi) mettere in evidenza i legami tra le variabili di controllo dei dispositivi di regolazione e gli indicatori di tensione, al fine di valutare da un punto di vista quantitativo il miglioramento dei profili di tensione nodali.

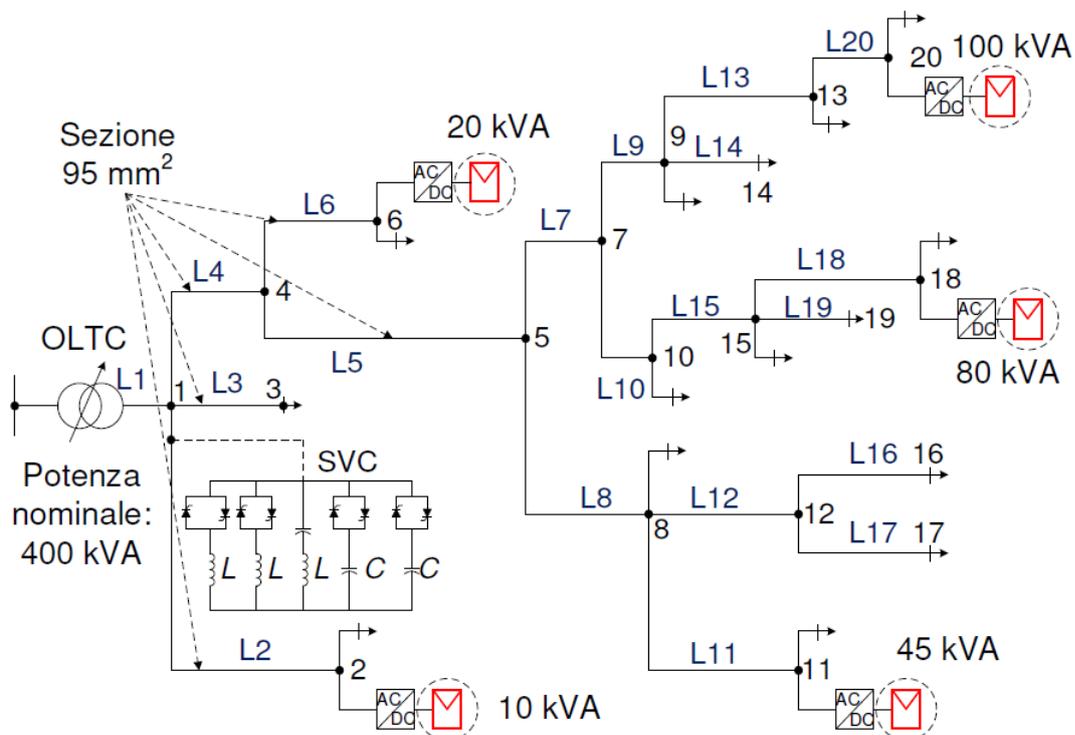


Figura 7.3: Schema elettrico unifilare della rete di distribuzione BT in analisi in cui è stata messa in evidenza la potenza fotovoltaica installata per ciascun nodo.

Tabella 7.1: Valori delle grandezze caratteristiche associate all'azione della regolazione distribuita utilizzate nel caso base.

$V_{lim,inf}$ [p.u.]	$V_{range,inf}$ [p.u.]	$V_{range,sup}$ [p.u.]	$V_{lim,sup}$ [p.u.]
0.9	0.95	1.05	1.1
0.91	0.96	1.04	1.09
0.92	0.97	1.03	1.08
0.93	0.98	1.02	1.07
0.94	0.99	1.01	1.06
0.95			1.05
0.96			1.04
0.97			1.03

Tabella 7.2: Range delle grandezze caratteristiche relative alla regolazione distribuita utilizzate nel caso base.

$V_{lim,inf}$ [p.u.]	$V_{range,inf}$ [p.u.]	$V_{range,sup}$ [p.u.]	$V_{lim,sup}$ [p.u.]
0.95	0.95	1.05	1.05

7.1 Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici

Prima di illustrare e commentare i risultati ottenuti dalla simulazione complessiva, si vuole analizzare a titolo di esempio un caso generale: si è deciso di assumere come valori di riferimento delle grandezze di controllo quelli riportati in Tab. 7.2 (si nota come i valori 0.95 e 1.05 siano equidistanti dai limiti imposti dalla norma *EN 50160*).

In Fig. 7.4 si riportano i profili di tensione con e senza regolazione e i profili di potenza attiva e reattiva generata nell'arco di uno dei 7 giorni complessivi, rispettivamente per il nodo 20 (collocato a fine linea caratterizzato dalla presenza di generatori fotovoltaici) e il nodo 9 (nodo a metà rete). Per tali nodi, i profili di tensione sono assai simili a livello qualitativo; in particolare le tensioni tendono a essere elevate nella parte centrale della giornata a causa della generazione distribuita. L'unica eccezione si verifica nell'intorno delle ore 10, in cui si verifica una repentina diminuzione di tensione in tutti i nodi.

Come si nota dal grafico gli inverter dei generatori fotovoltaici presenti nel nodo 20 assorbono per la quasi totalità del tempo in cui sono chiamati a regolare, potenza reattiva, per limitare le sovratensioni; determinando un sensibile miglioramento del profilo di tensione.

I casi in cui si verificano delle sottotensioni (rispetto alla tensione limite inferiore) sono circoscritti al breve intervallo temporale situato nell'intorno delle ore 10; gli inverter in queste circostanze immettono potenza reattiva. Si nota dalla Tabella 7.4, come gli indicatori di sovratensione (GOD, OD, V_{max}), nel caso base siano inferiori a quelli calcolati senza partecipazione della generazione distribuita; le perdite tuttavia subiscono un aumento dell'11% circa. Gli indicatori di sottotensione (GUD, UD, V_{min}) invece rimangono pressochè invariati.

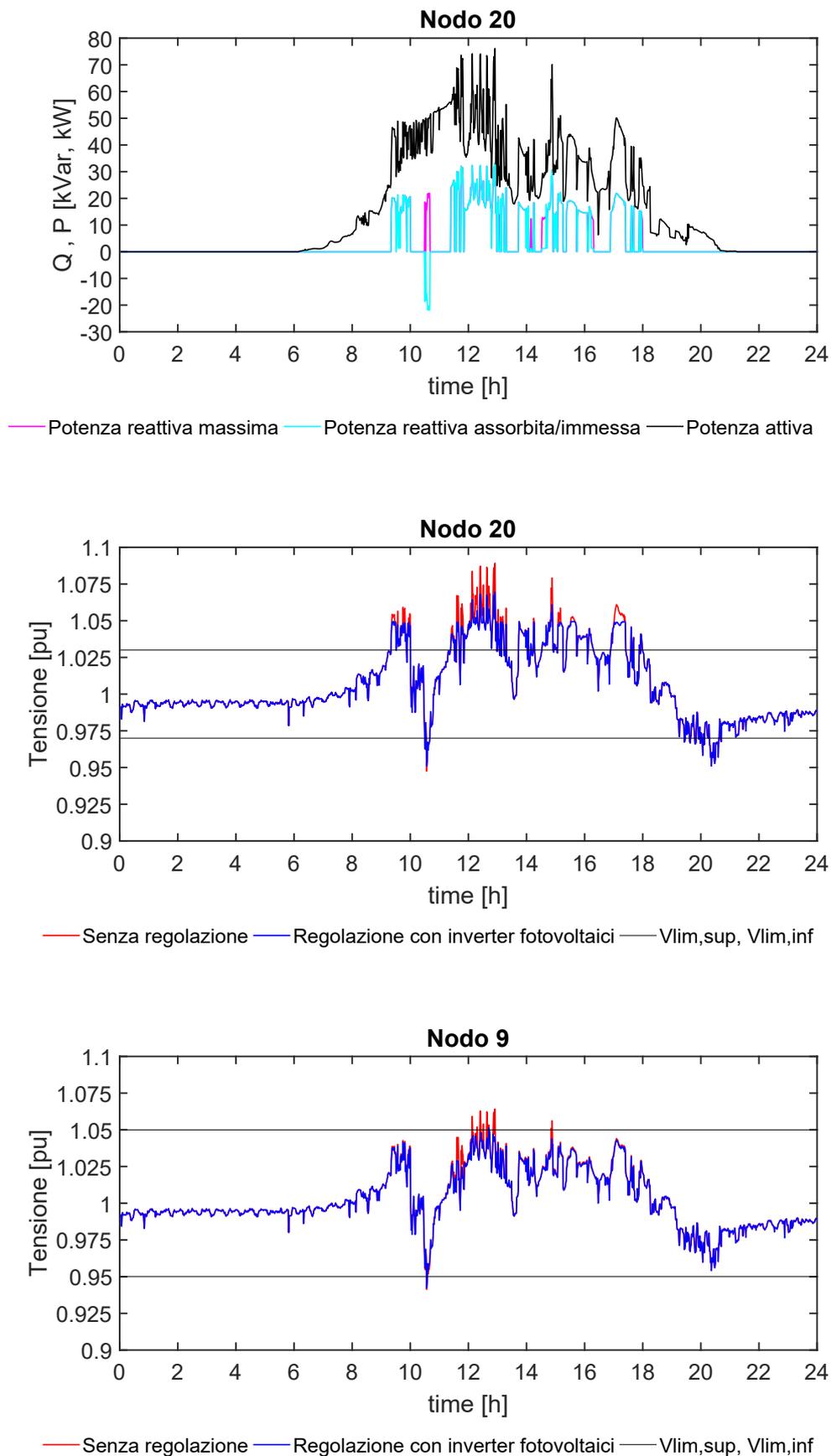


Figura 7.4: Profili di tensione e di potenza attiva e reattiva per alcuni nodi significativi della rete per il caso base.

Tabella 7.3

	Senza regolazione	Caso esempio
perdite [kWh]	268	300
VD []	$4.32 \cdot 10^{-4}$	$3.66 \cdot 10^{-4}$
GOD []	$3.37 \cdot 10^{-2}$	$1.26 \cdot 10^{-2}$
GUD []	$2.59 \cdot 10^{-3}$	$2.29 \cdot 10^{-3}$
OD []	$1.02 \cdot 10^{-2}$	$7.99 \cdot 10^{-3}$
UD []	$3.82 \cdot 10^{-4}$	$3.82 \cdot 10^{-4}$
V_{\max} [p.u.]	1.11	1.09
V_{\min} [p.u.]	0.9	0.91

Analisi dei risultati della simulazione complessiva

In questa sottosezione si valutano le relazioni che sussistono tra le variabili di controllo, gli indicatori di tensione e le perdite realizzate in rete. Si individuano e commentano infine le soluzioni ottimali che minimizzano/massimizzano gli indicatori di tensione.

Dal grafico di Fig. 7.5, relativamente all'andamento dell'indicatore VD, si nota come i risultati delle simulazioni, per tutte le possibili combinazioni delle variabili di controllo, siano disposti per "fasce verticali" in cui in ciascuna di esse le perdite risultano sostanzialmente costanti. Per capire in ogni fascia il range di variabilità delle grandezze di controllo si riportano i grafici relativi ai casi A, B, C (Fig. 7.6). Come si può constatare, per ciascuna delle fasce la tensione limite superiore rimane pressochè costante, sintomo che essa sia il parametro più influente sulle perdite di rete; mentre le altre variabili presentano un range di variazione più ampio (la loro variazione non presenta effetti significativi sui risultati).

È interessante inoltre valutare che relazione sussista tra le variabili fissato il valore dell'ordinata; a tal proposito sono individuati nel grafico di Fig. 7.5 i punti 1 e 2 (le cui grandezze di interesse associate sono esposte nella Tabella 1.16). Pur avendo lo stesso valore di VD i due punti caratteristici differiscono per le perdite realizzate, per i valori delle tensioni di controllo e per l'indicatore di sovratensione GOD. Dal confronto si possono fare le seguenti osservazioni:

1. L'indicatore VD è rappresentativo sia delle sovratensioni che delle sottotensioni; il punto 2, pur presentando una tensione limite inferiore più bassa, è caratterizzato da una tensione limite superiore più bassa rispetto al punto 1.
2. Sia il punto 1 che il punto 2 presentano rispettivamente una $V_{range,inf}$ e una $V_{range,sup}$, non corrispondenti ad un preciso valore ma appartenenti ad un certo intervallo. Ciò significa che più le tensioni limite si allontanano dal valore unitario (in p.u.) più difficilmente il controllo riuscirà a riportarle nell'intervallo definito dalle tensioni $V_{range,sup}$ e $V_{range,inf}$.

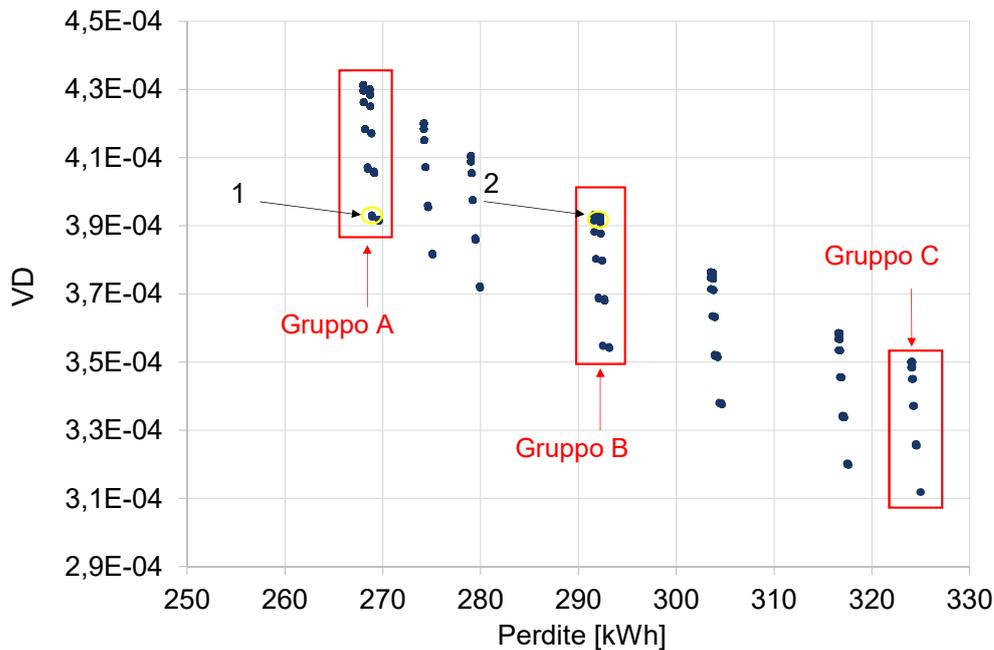


Figura 7.5: Andamento dell'indicatore VD in funzione delle perdite in rete per tutte le possibili combinazioni delle variabili di controllo ($V_{lim,sup}, V_{lim,inf}, V_{range,sup}, V_{range,inf}$)

Tabella 7.4: Intervalli di variazione delle grandezze associate all'azione della regolazione distribuita per i punti 1 e 2 individuati in Fig. 7.7 e per i gruppi di soluzioni D, E, F, individuati in Fig.7.9.

	Punto 1	Punto 2	Gruppo D	Gruppo E	Gruppo F
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	0.97	0.93	0.9-0.97	0.9-0.97	0.9-0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	0.99	0.96-0.99	0.95-0.99	0.95-0.99	0.95-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	1.01-1.05	1.05	1.01-1.05	1.01-1.04	1.01-1.02
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	1.09	1.06	1.1-1.09	1.06	1.03
VD []	$3.92 \cdot 10^{-4}$			$\sim 4.1 \cdot 10^{-4}$	
GOD []	$3.22 \cdot 10^{-2}$	$1.95 \cdot 10^{-2}$		$\sim 3.22 \cdot 10^{-2}$	
GUD []	$1.15 \cdot 10^{-3}$	$3.92 \cdot 10^{-3}$		$(1.15-2.6) \cdot 10^{-3}$	
Perdite [kWh]	270	292	~ 269	~ 291	~ 325

3. Le configurazioni 1 e 2 differiscono in particolare anche per l'indicatore di sovratensione GOD; in 2 tale indicatore risulta inferiore rispetto a 1 a prezzo tuttavia di maggiori perdite in rete (+8%).

Nel grafico di Fig. 7.7 invece sono riportati gli andamenti degli indicatori di sovratensione e sottotensione (rispettivamente GOD e GUD) in funzione delle perdite di rete al variare delle variabili di controllo. Come è lecito aspettarsi, il primo indicatore (GOD), decresce all'aumentare delle perdite di rete in quanto gli inverter mettono in gioco potenza reattiva per limitare le sovratensioni. Al contrario il secondo indicatore rimane pressochè costante; ciò a testimonianza di come gli inverter per la maggiorparte del tempo in cui sono chiamati a

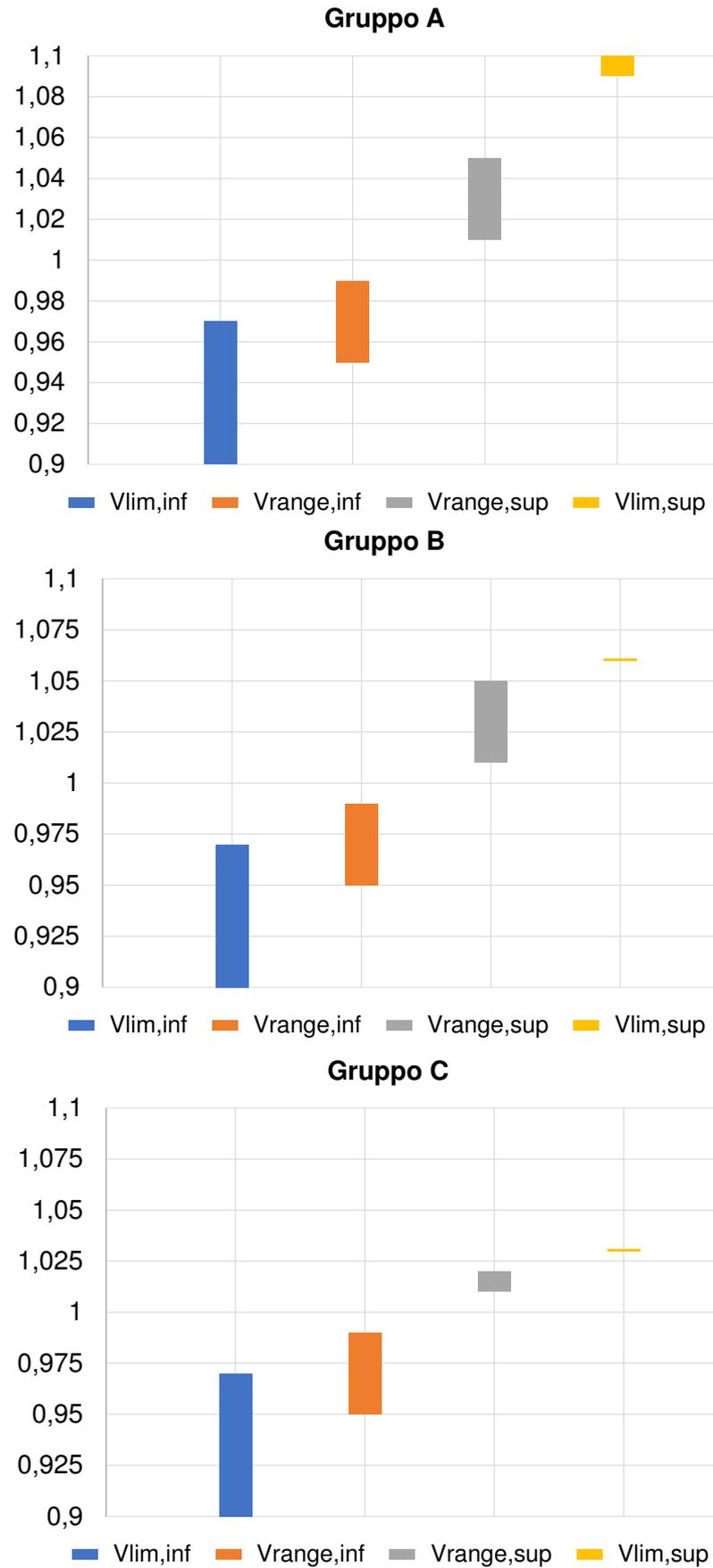


Figura 7.6: Intervalli di variazione delle grandezze associate all'azione della regolazione distribuita per i gruppi di soluzioni A, B, C, individuate in Fig. 7.6.

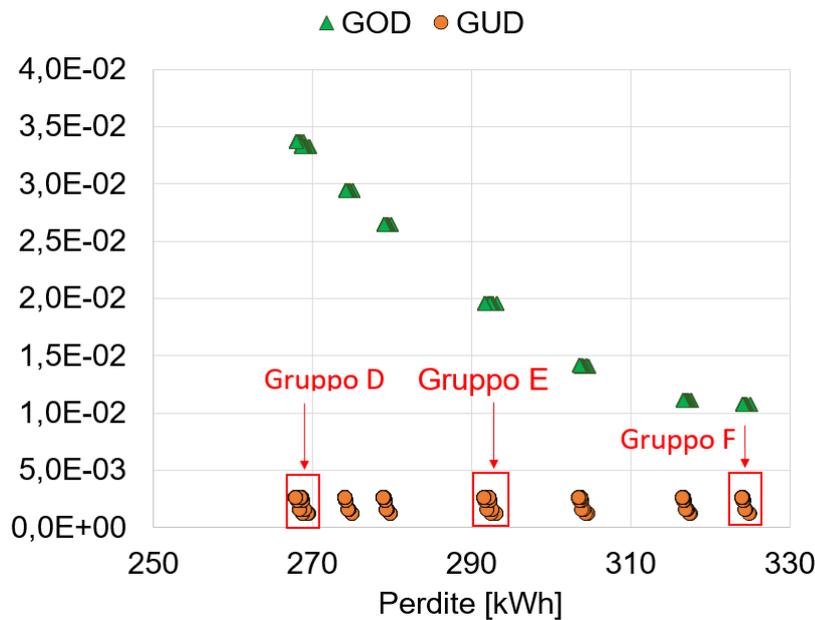


Figura 7.7: Andamento dell'indicatore VD in funzione delle perdite in rete per tutte le possibili combinazioni delle variabili di controllo ($V_{lim,sup}$, $V_{lim,inf}$, $V_{range,sup}$, $V_{range,inf}$)

regolare devono fronteggiare delle sovratensioni piuttosto che sottotensioni.

Come si è visto dai grafici precedenti avere nello stesso nodo sia tensioni basse che presenza di generazione distribuita disponibile a regolare è una casistica rara; principalmente perchè l'immissione di potenza attiva (soprattutto nelle reti BT), da parte dei generatori fotovoltaici comporta l'innalzamento delle tensioni nodali.

In maniera analoga a quanto fatto per l'indicatore VD, si analizzano tre gruppi distinti di dati (grafico di Fig.7.7 D, E, F), valutando il legame che sussiste tra le variabili di controllo e gli indicatori GOD e GUD.

Dalla tabella 7.4 si nota come per ciascun gruppo di soluzioni, $V_{lim,inf}$ e $V_{range,inf}$ si mantengono sempre nello stesso intervallo; ciò che varia da una fascia all'altra sono le tensioni $V_{lim,sup}$ e $V_{range,sup}$. L'assorbimento/immissione di potenza reattiva non determina inoltre un peggioramento per quanto concerne l'indicatore GUD (esso è sempre compreso nello stesso range indipendentemente dalle perdite realizzate).

Le Tabelle 7.6, 7.7, 7.8 contengono le configurazioni delle variabili caratteristiche tali da minimizzare alcuni degli indicatori di tensione precedentemente per diversi valori di tensione nel nodo slack (1 p.u., 0,9875 p.u. e 1.0125 p.u.), valori corrispondenti a tre delle posizioni assumibili del variatore). La partecipazione alla regolazione di tensione da parte della generazione distribuita ha effetti evidenti sugli indicatori di tensione: nella configurazione a VD minimo, con tensione nel nodo slack pari a 1 p.u., tale indicatore risulta il 28% inferiore rispetto alla configurazione senza regolazione, mentre gli indicatori GOD e GUD subiscono una diminuzione di circa il 68% e il 56%. Le perdite, tuttavia, subiscono un aumento pari al 21%.

Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici

Tabella 7.5: Valori delle variabili di controllo che minimizzano alcuni degli indicatori di tensione.

$V_{slack} = 1p.u.$	Senza regolazione	Minimo VD	Minimo GOD	Minimo GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.98-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01	1.01-1.05
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03	1.03-1.1
VD []	$4.32 \cdot 10^{-4}$	$3.07 \cdot 10^{-4}$	$(3.07-3.5) \cdot 10^{-4}$	$(3.07-3.93) \cdot 10^{-4}$
LVD []	$2.43 \cdot 10^{-4}$	$2.07 \cdot 10^{-4}$	$(2.07-2.48) \cdot 10^{-4}$	$2.07 \cdot 10^{-4}$
UVD []	$1.89 \cdot 10^{-4}$	$0.1 \cdot 10^{-4}$	$0.1 \cdot 10^{-4}$	$(0.1-1.88) \cdot 10^{-4}$
GOD []	$3.37 \cdot 10^{-2}$	$1.08 \cdot 10^{-2}$	$1.08 \cdot 10^{-2}$	$1.08-3.37 \cdot 10^{-2}$
GUD []	$2.59 \cdot 10^{-3}$	$1.14 \cdot 10^{-3}$	$(1.14-2.59) \cdot 10^{-3}$	$1.14 \cdot 10^{-3}$
OD []	$1.02 \cdot 10^{-2}$	$6.16 \cdot 10^{-3}$	$6.16 \cdot 10^{-3}$	$(6.16-10.25) \cdot 10^{-3}$
UD []	$3.82 \cdot 10^{-4}$	$2.03 \cdot 10^{-4}$	$(2.03-3.82) \cdot 10^{-4}$	$2.03 \cdot 10^{-4}$
Perdite [kWh]	268	327	~325	268-327

Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici

Tabella 7.6: Valori delle variabili di controllo che minimizzano alcuni degli indicatori di tensione.

$V_{slack} = 1.0125p.u.$	Senza regolazione	Minimo VD	Minimo GOD	Minimo GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.98-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.02	1.01-1.05
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03	1.03-1.1
VD []	$4.97 \cdot 10^{-4}$	$3.15 \cdot 10^{-4}$	$(3.15-3.31) \cdot 10^{-4}$	$(3.15-4.78) \cdot 10^{-4}$
LVD []	$9.98 \cdot 10^{-5}$	$8.53 \cdot 10^{-5}$	$(8.43-8.53) \cdot 10^{-5}$	$(8.53-5.16) \cdot 10^{-5}$
UVD []	$3.98 \cdot 10^{-4}$	$2.3 \cdot 10^{-4}$	$2.30 \cdot 10^{-4}$	$(2.30-3.94) \cdot 10^{-5}$
GOD []	$6.93 \cdot 10^{-2}$	$2.9 \cdot 10^{-2}$	$2.9 \cdot 10^{-2}$	$(2.9-6.9) \cdot 10^{-2}$
GUD []	$7.64 \cdot 10^{-4}$	$2.83 \cdot 10^{-4}$	$(2.83-7.65) \cdot 10^{-4}$	$2.83 \cdot 10^{-4}$
OD []	$1.34 \cdot 10^{-2}$	$1.05 \cdot 10^{-2}$	$1.05 \cdot 10^{-3}$	$(1.05-1.34) \cdot 10^{-3}$
UD []	$1.24 \cdot 10^{-4}$	$6.94 \cdot 10^{-5}$	$(6.94-12.4) \cdot 10^{-5}$	$6.94 \cdot 10^{-5}$
Perdite [kWh]	262	332	~ 331	264-332

Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici

Tabella 7.7: Valori delle variabili di controllo che minimizzano alcuni degli indicatori di tensione.

$V_{slack} = 0.9875 p.u.$	Senza regolazione	Minimo VD	Minimo GOD	Minimo GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.98-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.03	1.01-1.05
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03-1.04	1.03-1.1
VD []	$6.82 \cdot 10^{-4}$	$5.61 \cdot 10^{-4}$	$(5.61-6.5) \cdot 10^{-4}$	$(5.61-5.93) \cdot 10^{-4}$
LVD []	$5.89 \cdot 10^{-4}$	$5.16 \cdot 10^{-4}$	$(5.16-6.03) \cdot 10^{-4}$	$(5.01-5.16) \cdot 10^{-4}$
UVD []	$9.26 \cdot 10^{-5}$	$4.45 \cdot 10^{-5}$	$(4.45-5.35) \cdot 10^{-5}$	$(4.45-9.26) \cdot 10^{-5}$
GOD []	$1.39 \cdot 10^{-2}$	$3.32 \cdot 10^{-3}$	$3.32 \cdot 10^{-3}$	$3.32-13.9 \cdot 10^{-3}$
GUD []	$7.77 \cdot 10^{-3}$	$4.26 \cdot 10^{-3}$	$(4.26-7.65) \cdot 10^{-3}$	$4.26 \cdot 10^{-3}$
OD []	$6.66 \cdot 10^{-3}$	$3.21 \cdot 10^{-3}$	$3.21 \cdot 10^{-3}$	$(3.21-6.66) \cdot 10^{-3}$
UD []	$1.09 \cdot 10^{-3}$	$8.53 \cdot 10^{-4}$	$(8.53-10.9) \cdot 10^{-4}$	$8.53 \cdot 10^{-4}$
Perdite [kWh]	274	326	312-326	276-326

È interessante inoltre notare come l'indicatore VD sia minimo quando le tensioni $V_{lim,inf}$, $V_{range,inf}$, $V_{range,sup}$, $V_{lim,sup}$ sono il più prossime possibili al valore unitario: questa condizione corrisponde alla massima partecipazione alla regolazione di tensione da parte degli inverter fotovoltaici. Discorso simile per gli altri indicatori: per le configurazioni che minimizzano gli altri due indicatori si nota che l'indicatore GOD minimo si ottenga per valori di tensioni $V_{lim,sup}$ e $V_{range,inf}$ pari a 1.03 e 1.01 p.u.; mentre l'indicatore GUD minimo si ottiene per valori di tensione $V_{lim,inf}$ e $V_{range,inf}$ rispettivamente pari a 0.97 p.u. e 0.98-0.99 p.u. Tali tensioni, analogamente per il caso a VD minimo, assumono tra tutti i valori possibili quelli che più si avvicinano al valore unitario. Si osserva infine come minimizzare l'indicatore VD significhi anche massimizzare le perdite.

La variazione della tensione nel nodo slack influisce sul valore degli indicatori di tensione. L'impostazione di una tensione nel nodo slack superiore o inferiore a 1 p.u. può essere dettata dalla necessità di limitare rispettivamente le sottotensioni e le sovratensioni (in particolare si nota l'effetto sugli indicatori LVD (*Upper Voltage Deviations*) e UVD (*Lower Voltage deviations*); tuttavia, come si può notare dalle tabelle la configurazione a VD minimo è raggiunta per una tensione pari a 1 p.u. Le perdite, invece, per le configurazioni a VD minimo, sono pressochè uguali per diversi valori della tensione nel nodo slack; mentre aumentano al diminuire di tale tensione nel caso in cui non sia intrapresa alcuna regolazione. Valgono inoltre gli stessi ragionamenti fatti per il primo caso: la configurazione a VD minimo corrisponde a quella a massime perdite, ed è ottenuta per valori di $V_{lim,inf}$, $V_{range,inf}$, $V_{range,sup}$, $V_{lim,sup}$ il più prossimi possibili al valore unitario.

7.2 Regolazione centralizzata e distribuita con OLTC e inverter fotovoltaici

Come per la regolazione distribuita attraverso inverter fotovoltaici anche in questo caso si analizza una configurazione base come esempio per portare a termine alcune osservazioni (si veda la Tabella 7.9). In Fig. 7.8 si riportano i profili di tensione (con e senza regolazione) nel nodo in cui è collocato l'OLTC durante uno dei 7 giorni complessivi. Non sussiste alcuna differenza sulla modalità di intervento degli inverter dei generatori fotovoltaici; l'assorbimento/immissione di potenza reattiva è sempre vincolata alle tensioni caratteristiche. È interessante invece notare come si esplica l'azione di regolazione del variatore sotto carico: il regolatore integrativo è attivato non appena la differenza tra la tensione nel nodo di connessione dell'OLTC e la tensione obiettivo è inferiore alla quantità $-\Delta V_{tap}/2$ (nell'intorno delle ore 10:00) e inizia ad integrare fino a quando l'uscita del regolatore è superiore a 1; in tale istante temporale la tensione nel nodo 1 è variata di una quantità corrispondente a ΔV_{tap} . La persistenza nella nuova posizione (1.0125 p.u., come da grafico) è di 42 minuti circa; l'integratore infatti è nuovamente attivato quando la differenza di cui sopra supera la quantità $+\Delta V_{tap}/2$ fino a quando l'uscita del regolatore arriva al valore unitario, e si procede nuovamente alla variazione del livello di tensione.

Analisi dei risultati della simulazione complessiva

In questa sottosezione si valutano le relazioni che sussistono tra le variabili di controllo, gli indicatori di tensione e le perdite realizzate in rete. Si individuano e commentano infine le soluzioni ottimali che minimizzano/massimizzano gli indicatori di tensione.

Nel grafico di Fig.7.9 si osserva come gli andamenti dell'indicatore VD per ciascuna tensione obiettivo del regolatore del trasformatore siano qualitativamente simili a quello visto per sola regolazione tramite inverter (Fig. 7.5). Si possono quindi fare considerazioni simili a quelle fatte per il caso precedente in merito all'andamento delle tensioni di controllo associate all'azione della gene-

Tabella 7.8: Range delle grandezze caratteristiche relative all'OLTC.

V_{target} [p.u.]	Parametro controllore trasformatore 1/k [min]
0.9875	10
1	25
1.0125	40

Tabella 7.9: Range delle grandezze caratteristiche relative alla regolazione centralizzata e distribuita con oltc e inverter fotovoltaici utilizzate nel caso di riferimento.

$V_{lim,inf}$ [p.u.]	$V_{range,inf}$ [p.u.]	$V_{range,sup}$ [p.u.]	$V_{lim,sup}$ [p.u.]	k [min]	V_{target} [p.u.]
0.95	0.95	1.05	1.05	10	1

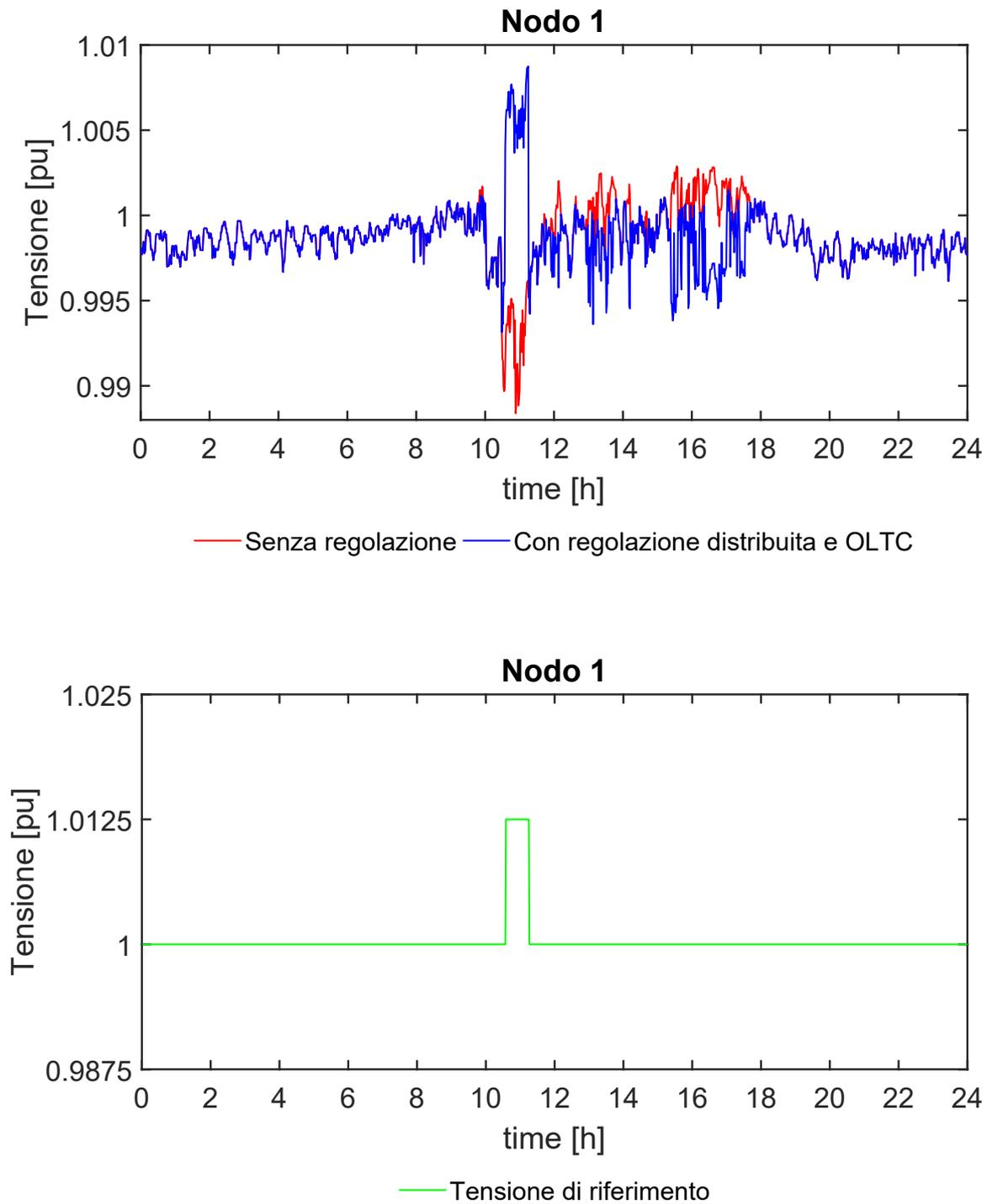


Figura 7.8: Profili di tensione e di potenza attiva e reattiva per il nodo 1 nel caso base.

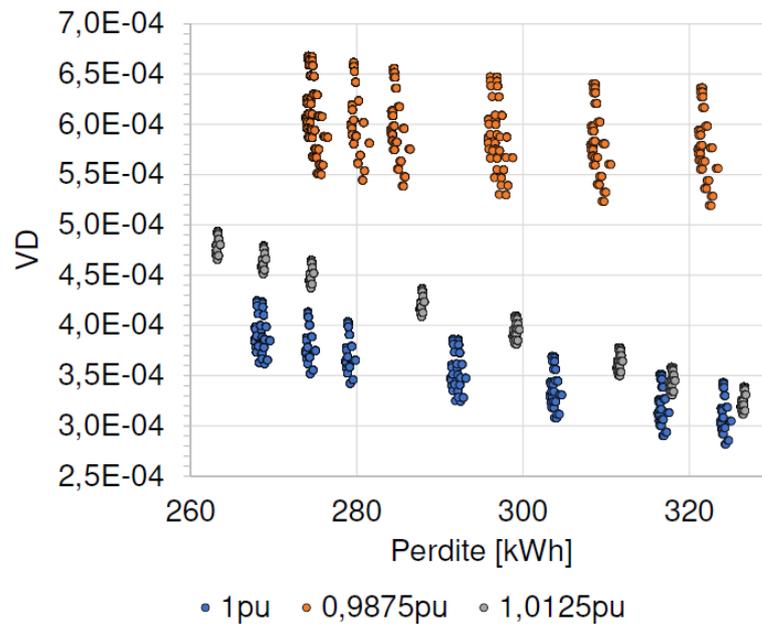


Figura 7.9: Andamento dell'indicatore VD in funzione delle perdite in rete.

razione distribuita. Dal grafico inoltre si nota come le configurazioni con tensione obiettivo pari a 1 p.u. presentino nella maggiorparte dei casi VD inferiori rispetto alle altre. Come detto in precedenza, tale indicatore è rappresentativo sia dello scostamento dello superiore che di quello inferiore delle tensioni nodali rispetto al valore unitario; una tensione obiettivo troppo alta o troppo bassa quindi influiscono negativamente sull'indicatore. Il motivo per cui i casi con tensione obiettivo pari a 1.125 p.u. presentino VD sempre minore rispetto a quelli con tensione obiettivo pari a 0.9875 p.u. risiede nell'intervento della generazione distribuita che limita le sovratensioni e contribuisce in modo decisivo a contenere l'indicatore.

Per capire invece la relazione che sussiste tra l'indicatore VD e il parametro di controllo del trasformatore k , si rappresenta in un altro grafico (Fig 7.10) l'andamento di VD (con tensione obiettivo del controllore del variatore costante pari a 1 p.u.), in funzione delle perdite, per tutti e tre i possibili valore del parametro k . Si nota come, minore è tale valore più rapidamente il variatore agisce a fronte di un perturbazione di tensione, minori sono i valori minimi VD. La differenza tuttavia, tra i VD minimi ottenuti rispettivamente con k pari a 10 e 60 minuti è pari ad una quantità trascurabile; è inutile quindi impostare un valore eccessivamente basso di tale parametro di controllo, si otterrebbero miglioramenti trascurabili a scapito di un numero di operazioni del variatore eccessivamente elevate, che comportano una diminuzione della vita utile del componente.

Come è lecito aspettarsi (Fig. 7.10), gli indicatori di sovratensione e sottotensione sono proporzionali alla tensione obiettivo del controllore del variatore; si nota infatti, dai grafici di Fig 7.10, 7.11, come il valore minimo dell'indicatore GOD decresca al diminuire della tensione (viceversa per l'indicatore GUD). Si osserva inoltre come il range di variabilità dell'indicatore di sovratensione GOD aumenti all'aumentare della tensione di riferimento (viceversa per l'indicatore GUD); ciò poichè aumenta il tempo totale in cui si ha disponibilità di regolazio-

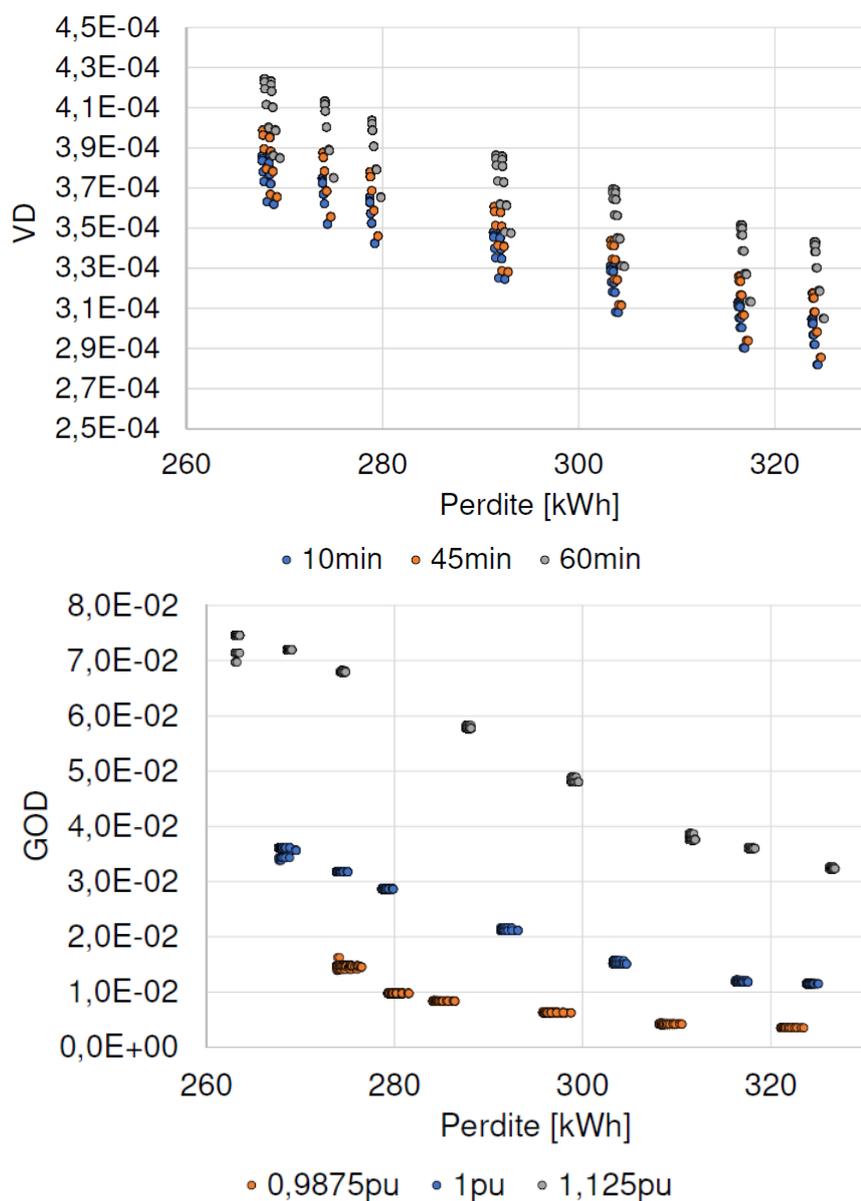


Figura 7.10: Andamento dell'indicatore VD in funzione delle perdite in rete.

ne da parte degli inverter dei generatori fotovoltaici.

Come dimostra il grafico di Fig. 7.12 la dipendenza dell'indicatore GOD dal parametro k fissata la tensione obiettivo è inesistente. L'indicatore GUD risulta invece correlato con il parametro k ; si nota infatti come il valore minimo dell'indicatore, sia proporzionale a quest'ultimo. La diminuzione del parametro k infatti comporta una maggior velocità di intervento del regolatore a seguito ad una certa perturbazione di tensione.

In Tabella 7.10 si riportano infine i valori delle variabili di controllo associate alla regolazione distribuita e al variatore sotto carico tale da minimizzare alcuni degli indicatori di tensione. In merito a tali risultati si osserva che:

- Anche in questo caso la minimizzazione dell'indicatore VD è ottenuta per valori di $V_{lim,inf}$, $V_{range,inf}$, $V_{range,sup}$, $V_{lim,sup}$ il più prossimi possibili al valore unitario di tensione e per un valore della tensione di riferimento del

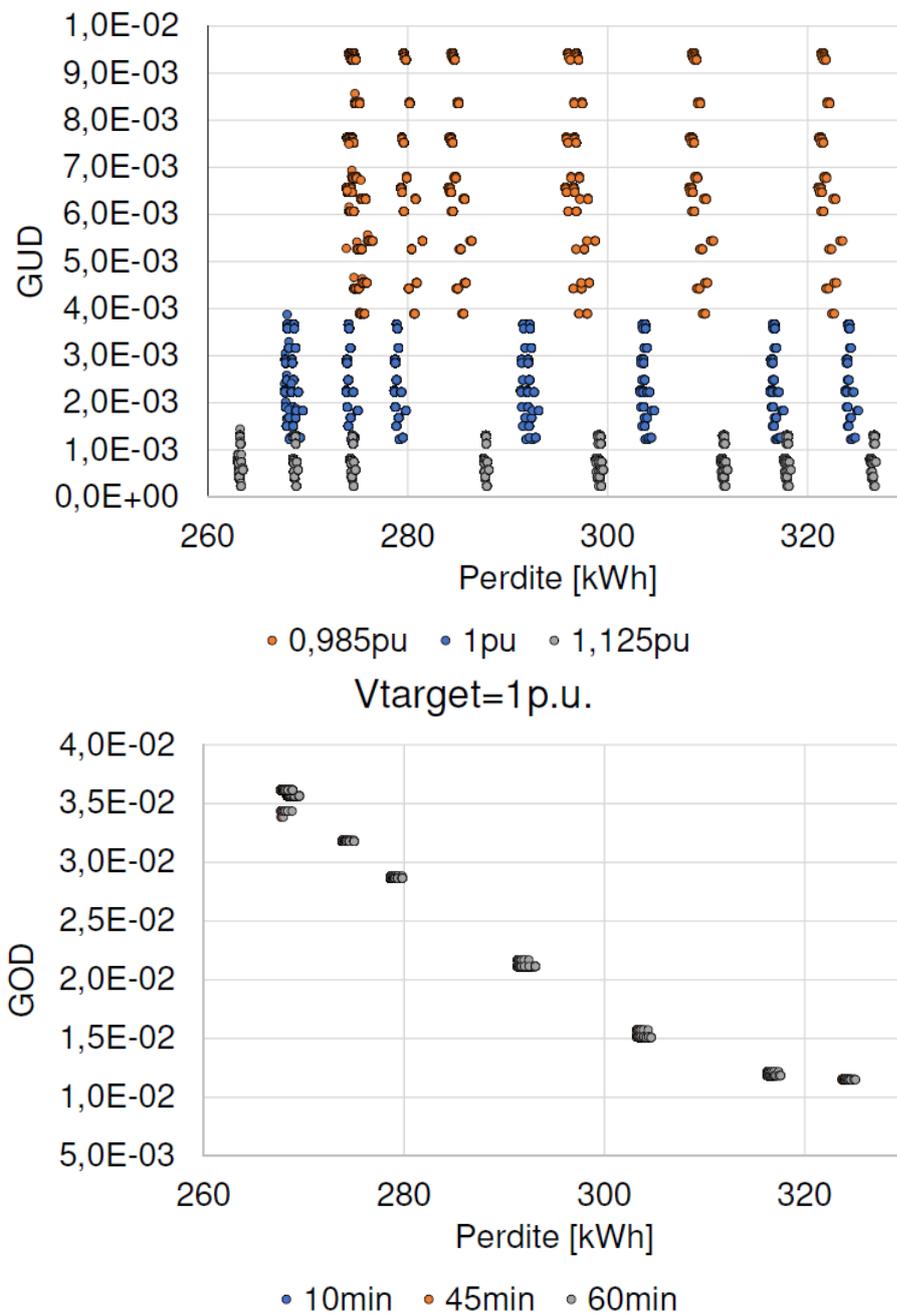


Figura 7.11: Andamento degli indicatori GOD, GUD in funzione delle perdite in rete.

controllore del variatore sotto carico pari a 1 p.u. In tale configurazione l'indicatore VD risulta il 36% inferiore rispetto alla configurazione senza regolazione mentre l'indicatore GOD e GUD subisce una diminuzione di circa il 65% rispetto al caso senza regolazione mentre il GUD risulta essere 30 volte inferiore rispetto allo stesso indicatore calcolato in assenza di regolazione.

- La scelta di tensioni obbiettivo del variatore inferiori o superiori permette di ottenere notevoli miglioramenti per gli indicatori di sovratensione e sottotensione; a prezzo tuttavia di VD più elevati rispetto a quello minimo

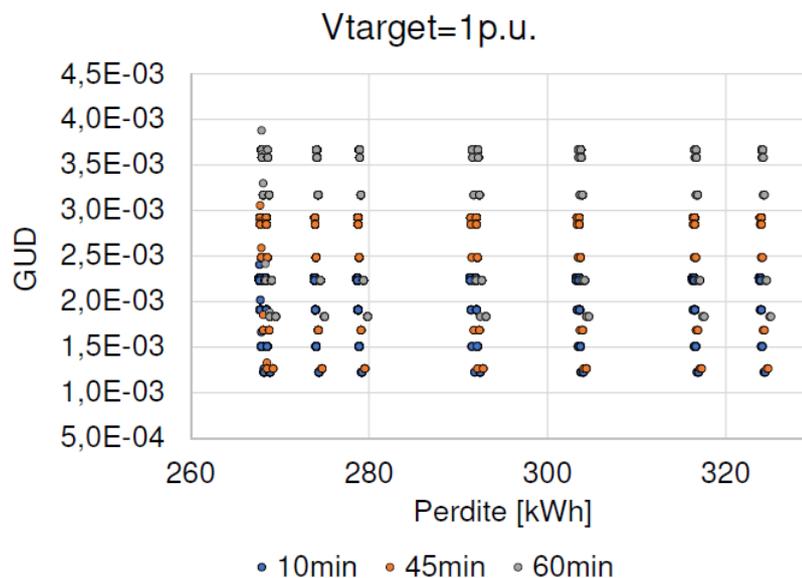


Figura 7.12: Andamento degli indicatori GOD, GUD in funzione delle perdite in rete.

ottenuto con $V_{target}=1$.

7.3 Regolazione centralizzata e distribuita con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici

La modalità di trattazione non differisce dai casi precedenti, si analizza dapprima un caso base (Tabella 7.11), in cui si mettono in evidenza le modalità di

Regolazione centralizzata e distribuita con OLTC e inverter fotovoltaici

Tabella 7.10: Valori delle variabili di controllo che minimizzano e massimizzano alcuni degli indicatori di tensione e le perdite di rete.

	Senza regolazione	minimo VD	minimo GOD	minimo GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.98-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.02	1.01-1.05
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03	1.03-1.1
VD	$4.32 \cdot 10^{-4}$	$2.77 \cdot 10^{-4}$	$(5-6) \cdot 10^{-4}$	$(3.15-4.69) \cdot 10^{-4}$
GOD	$3.37 \cdot 10^{-2}$	$1.15 \cdot 10^{-2}$	$3.52 \cdot 10^{-3}$	$(3.24-7.45) \cdot 10^{-2}$
GUD	$2.59 \cdot 10^{-3}$	$7.73 \cdot 10^{-4}$	$3.89-9.42 \cdot 10^{-3}$	$2.33 \cdot 10^{-4}$
OD	$1.02 \cdot 10^{-2}$	$6.16 \cdot 10^{-3}$	$3.21 \cdot 10^{-3}$	$(1.15-1.34) \cdot 10^{-2}$
UD	$3.82 \cdot 10^{-4}$	$1.54 \cdot 10^{-4}$	$(6-10) \cdot 10^{-4}$	$5.46 \cdot 10^{-5}$
V_{target} [p.u.]	non esiste	1	0.875	1.0125
k [min]	non esiste	10	10-40	25
Ntap totali	non esiste	18	2-18	6
Perdite [kWh]	268	324	~ 322	263-326

intervento dell'SVC/STATCOM e l'effetto sulla tensione nel nodo in cui è collegato; successivamente verranno commentati i risultati ottenuti dalla totalità delle simulazioni svolte.

L'azione combinata dell'SVC/STATCOM e degli inverter dei generatori fotovoltaici si esplica in modo evidente: considerando i grafici di Fig. 7.13 si nota come il condizionamento della potenza reattiva da parte del dispositivo centralizzato sia legata al valore di tensione nel nodo 1 rispetto alle tensioni $V_{range,inf,svc}$ e $V_{range,inf,svc}$. L'assorbimento di potenza reattiva avviene in concomitanza alla diminuzione di tensione che si verifica nell'intorno delle ore 10:00 (presenza di carichi elettrici che intervengono in modo simultaneo) e a causa dell'intervento degli inverter dei generatori fotovoltaici. Questi infatti, per la maggiorparte del tempo assorbono potenza reattiva per limitare le sovratensioni, determinando quindi un abbassamento di tensione in tutta la rete (compreso il nodo 1). Questa considerazione è confermata analizzando i profili di tensione del medesimo grafico; dalle ore 11 fino alle ore 18 circa, la tensione in assenza di qualsiasi tipo di regolazione risulta superiore a quella in presenza di regolazione con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici.

Analisi dei risultati della simulazione complessiva

Come fatto per gli altri due casi precedenti si riportano nella Tabella 7.10 i valori delle variabili relative al controllo degli inverter fotovoltaici e del SVC/STATCOM tali da minimizzare e massimizzare alcuni indicatori di tensione e le perdite di rete. Anche in questo caso la partecipazione da parte degli inverter e dell'SVC/STATCOM alla regolazione di tensione si esplica sui valori degli indicatori di tensione: la configurazione a minimo VD corrisponde (analogamente ai casi precedenti) con quella a massime perdite e valori di $V_{lim,inf}$, $V_{range,inf}$, $V_{range,sup}$, $V_{lim,sup}$ il più prossimi possibili a quello unitario.

Dai risultati delle simulazioni per ciascuna tecnica di regolazione si nota come:

$$\min \{(VD)_{inverter+OLTC}\} < \min \{(VD)_{inverter+SVC/STATCOM}\} < \min \{(VD)_{inverter}\} \quad (7.1)$$

Il valore minimo di VD è quindi ottenuto mediante l'utilizzo congiunto di un variatore sotto carico (tecnica di regolazione centralizzata) e degli inverter fotovoltaici (tecnica di regolazione distribuita). Il motivo è da attribuire alla modalità di regolazione dell'OLTC: essa è più diradata nel tempo rispetto a quella dell'SVC/STATCOM (non più di 18 variazioni di tensione nel tempo complessivo) e più grezza (regolazione di tipo discreto effettuato mediante imposizione di step di tensione e banda morta superiore a quella del che caratterizza il controllo dell'SVC/STATCOM). Al fine della minimizzazione di VD è quindi meglio regolare

Tabella 7.11: Range delle grandezze caratteristiche relative alla regolazione centralizzata e distribuita con oltc e inverter fotovoltaici utilizzate nel caso di riferimento.

$V_{lim,inf}$ [p.u.]	$V_{range,inf}$ [p.u.]	$V_{range,sup}$ [p.u.]	$V_{lim,sup}$ [p.u.]	$V_{range,inf,svc}$ [p.u.]	$V_{range,sup,svc}$ [p.u.]
0.95	0.95	1.05	1.05	0.995	1.005

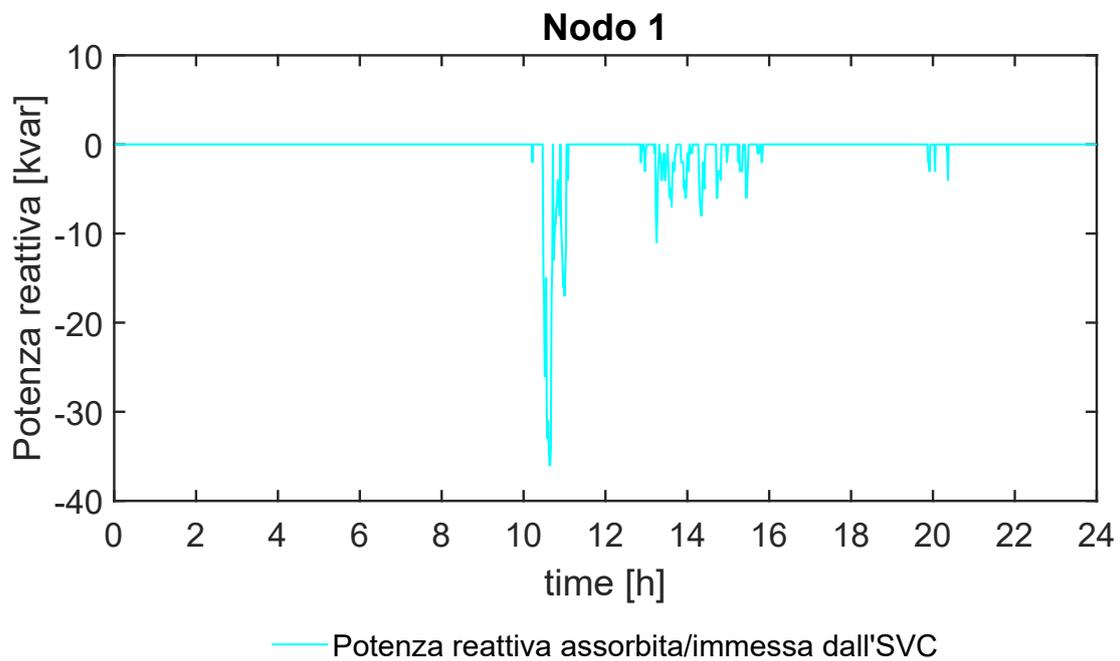
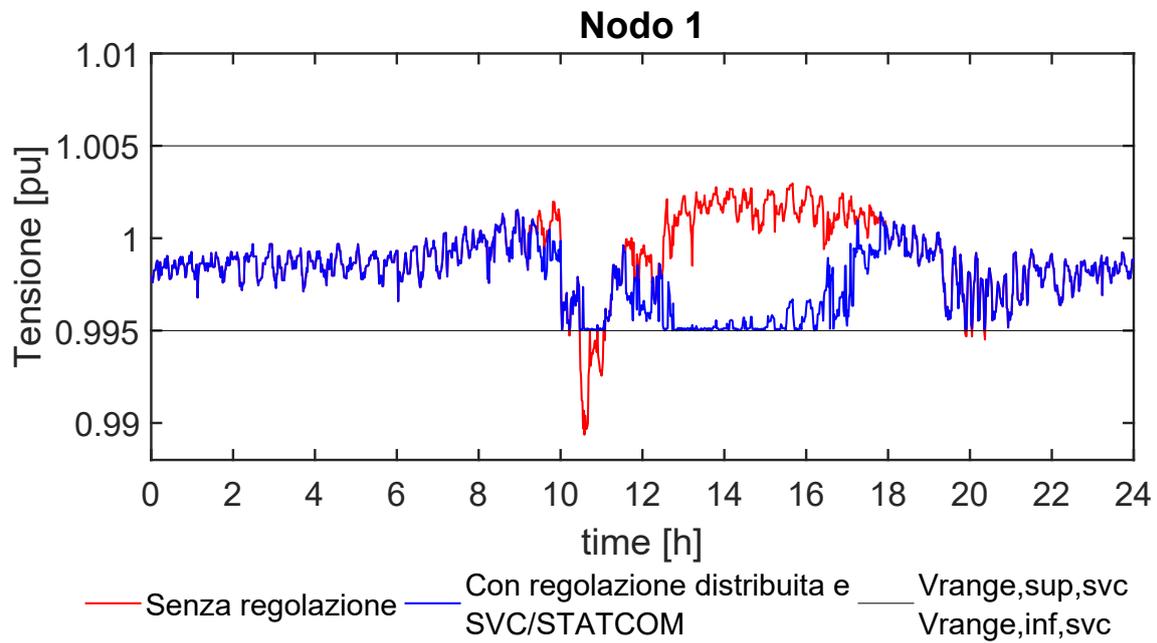


Figura 7.13: Profili di tensione e di potenza attiva e reattiva per il nodo 1 per il caso base.

Regolazione centralizzata e distribuita con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici

Tabella 7.12: Valori delle variabili di controllo che minimizzano e massimizzano alcuni degli indicatori di tensione e le perdite di rete.

	Senza regolazione	minimo VD	minimo GOD	minimo GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.98-0.99
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.02	1.01-1.05
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03	1.03-1.1
VD	$4.32 \cdot 10^{-4}$	$3.01 \cdot 10^{-4}$	$(3.01-3.27) \cdot 10^{-4}$	$(3.01-3.84) \cdot 10^{-4}$
GOD	$3.37 \cdot 10^{-2}$	$1.12 \cdot 10^{-2}$	$1.12 \cdot 10^{-2}$	$(1.12-3.37) \cdot 10^{-2}$
GUD	$2.594 \cdot 10^{-3}$	$1.03 \cdot 10^{-3}$	$(1.03-1.82) \cdot 10^{-3}$	$1.03 \cdot 10^{-4}$
OD	$1.02 \cdot 10^{-2}$	$6.25 \cdot 10^{-3}$	$6.25 \cdot 10^{-3}$	$(6.25-10.25) \cdot 10^{-3}$
UD	$3.82 \cdot 10^{-4}$	$1.98 \cdot 10^{-4}$	$(1.98-3.17) \cdot 10^{-4}$	$1.98 \cdot 10^{-4}$
Perdite [kWh]	268	327	~327	269-327

Tabella 7.13: Valori minimi di VD e delle perdite per ciascuna modalità di regolazione

	Rete 1	
	VD	Perdite [kWh]
Senza regolazione	$4.32 \cdot 10^{-4}$	268
Regolazione con inverter fotovoltaici	$3.01 \cdot 10^{-4}$	327
Regolazione con OLTC e inverter fotovoltaici	$2.77 \cdot 10^{-4}$	324
Regolazione con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici	$2.65 \cdot 10^{-4}$	327

meno volte ma, quando necessario, farlo in modo consistente (con step di tensione discreti). L'utilizzo di SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici infatti permette di ottenere un valore minimo di VD più elevato dell'8% rispetto a quest'ultima tecnica e inferiore del 2% rispetto al VD minimo ottenuto con l'utilizzo di soli inverter fotovoltaici. Nonostante l'indicatore GOD minimo ottenuto risulti più basso rispetto alla regolazione con OLTC e inverter fotovoltaici, il GUD minimo è superiore. Da una parte quindi si limitano le sottotensioni (in modo meno efficace rispetto all'OLTC) andando istante per istante a realizzare una tensione nel nodo 1 compresa nella banda di regolazione (0.995-1.005 p.u.); dall'altra l'azione continua del regolatore comporta un aumento dell'indicatore GOD rispetto alla regolazione con soli inverter fotovoltaici.

7.4 Simulazioni su un'altra rete di distribuzione

I risultati ottenuti finora sono validi per la rete di distribuzione rappresentata in Fig. 7.3. Ci si chiede ora quali conclusioni possono essere tratte eseguendo le simulazioni viste nelle sezioni precedenti per un'altra rete di distribuzione BT.

A tal proposito è stata individuata una rete BT Croata nella piattaforma *IEEE* (Fig. 7.14), con i relativi dati caratteristici di impedenze delle linee e del trasformatore di cabina (si veda la Tabella 7.14). Le sigle alfanumeriche collocate in corrispondenza dei nodi corrispondono ai carichi originariamente previsti per la stessa (si veda [25] per ulteriori approfondimenti).

La metodologia con cui si è proceduto è la medesima della precedente rete: la determinazione dei carichi e della generazione aggregata per ciascun nodo è stata effettuata a partire dagli stessi profili di carico e di generazione settimanali visti in precedenza. Anche qui si è deciso di collocare la generazione distribuita a fine linea per accentuare le problematiche di tensione.

Si omettono le considerazioni fatte in precedenza per le singole tecniche di regolazione (in quanto del tutto analoghe alle precedenti) per soffermarsi sui risultati finali. Essi sono riportati risultati nelle Tabelle 7.14-7.18 e permettono di fare le seguenti osservazioni:

- Per tutte e tre le tecniche di regolazione le configurazioni (come nella rete precedente) a minimo VD corrispondono a valori di $V_{lim,inf}$, $V_{range,inf}$, $V_{range,sup}$, $V_{lim,sup}$ il più prossimi possibili al valore unitario. Tale condizione corrisponde alla disponibilità massima alla partecipazione alla regolazione di tensione da parte della generazione distribuita.
- Per tutte e tre le tecniche di regolazione (come nel caso precedente) massimizzare le perdite (con tensione obiettivo del variatore pari a 1 p.u.) significa realizzare il valore minimo dell'indicatore VD. In particolare, come nella precedente rete si realizza la seguente relazione tra gli indicatori:

$$\min \{(VD)_{inverter+OLTC}\} < \min \{(VD)_{inverter+SVC/STATCOM}\} < \min \{(VD)_{inverter}\} \quad (7.2)$$

Tabella 7.14

Sn [VA]	250000
Pcc a 75° [kW]	4,7
Vn [V]	400
In [A]	361
Vcc [%]	6
Zcc [Ω]	0,038
Rcc [Ω]	0,0120
Xcc [Ω]	0,0365
r_l [Ω /km]	0.433
x_l [Ω /km]	0.077

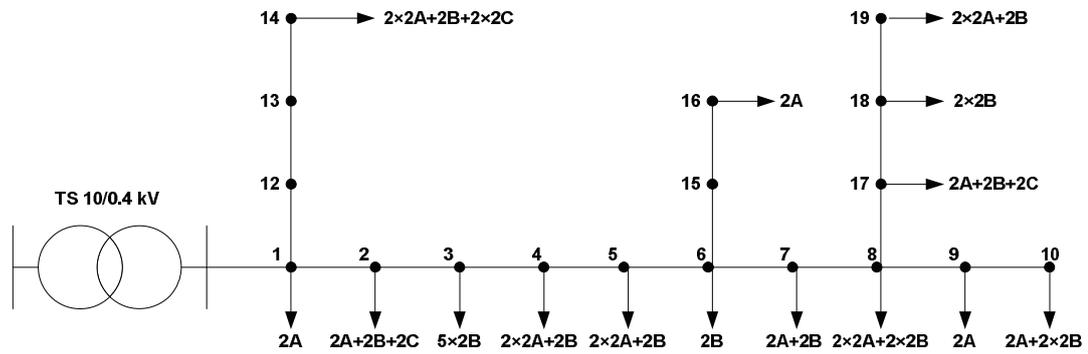


Figure 2 Configuration of the observed low-voltage radial line

TABLE I
LENGTHS OF OBSERVED LOW-VOLTAGE SEGMENTS

Segment	Length [m]
TS-1	16.0
1-2	39.9
2-3	28.7
3-4	36.3
4-5	30.0
5-6	41.5
6-7	34.0
7-8	40.3
8-9	32.0
9-10	31.0
1-12	22.1
12-13	40.8
13-14	27.7
6-15	36.0
15-16	37.0
8-17	33.1
17-18	36.5
18-19	41.8

Figura 7.14: Schema elettrico unifilare della rete BT Croata e relative caratteristiche geometriche.

Tabella 7.15: Valori minimi di VD e delle perdite per ciascuna modalità di regolazione

	Rete 2	
	VD	Perdite [kWh]
Senza regolazione	$3.96 \cdot 10^{-4}$	159
Regolazione con inverter fotovoltaici	$2.84 \cdot 10^{-4}$	194
Regolazione con OLTC e inverter fotovoltaici	$2.24 \cdot 10^{-4}$	193
Regolazione con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici	$2.65 \cdot 10^{-4}$	194

- Anche in questo caso il VD minimo è ottenuto tramite l'azione congiunta degli inverter fotovoltaici (regolazione distribuita) e OLTC (regolazione centralizzata) con tensione di riferimento corrispondente a 1 p.u.

Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici

Tabella 7.16: Valori delle variabili di controllo che minimizzano e massimizzano alcuni degli indicatori di tensione e le perdite di rete.

$V_{slack} = 1 p.u.$	Senza regolazione	minimo VD	minimo GOD	min GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.98-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.03	1.01-1.05
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03-1.04	1.03-1.1
VD	$3.96 \cdot 10^{-4}$	$2.84 \cdot 10^{-4}$	$(2.84-3.47) \cdot 10^{-4}$	$(2.84-3.5) \cdot 10^{-4}$
LVD	$2.73 \cdot 10^{-4}$	$1.92 \cdot 10^{-4}$	$(1.92-3.47) \cdot 10^{-4}$	$1.92 \cdot 10^{-4}$
UVD	$1.59 \cdot 10^{-4}$	$9.18 \cdot 10^{-5}$	$(9.18-11) \cdot 10^{-5}$	$(9.18-15.9) \cdot 10^{-5}$
GOD	$2.25 \cdot 10^{-2}$	$1.64 \cdot 10^{-3}$	$1.64 \cdot 10^{-3}$	$(1.64-22.5) \cdot 10^{-2}$
GUD	$6.54 \cdot 10^{-3}$	$1.39 \cdot 10^{-3}$	$1.39-2.63 \cdot 10^{-3}$	$1.39 \cdot 10^{-3}$
OD	$1.85 \cdot 10^{-3}$	$1.3 \cdot 10^{-3}$	$1.3 \cdot 10^{-3}$	$(1.3-5.63) \cdot 10^{-2}$
UD	$8.32 \cdot 10^{-4}$	$1.98 \cdot 10^{-4}$	$(1.98-3.53) \cdot 10^{-4}$	$1.98 \cdot 10^{-4}$
Perdite [kWh]	159	194	185-193	159-263

Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici

Tabella 7.17: Valori delle variabili di controllo che minimizzano e massimizzano alcuni degli indicatori di tensione e le perdite di rete.

$V_{slack} = 0.9875 p.u.$	Senza regolazione	minimo VD	minimo GOD	min GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.98-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.03	1.01-1.05
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03-1.04	1.03-1.1
VD	$6.44 \cdot 10^{-4}$	$5.27 \cdot 10^{-4}$	$(5.27-6.30) \cdot 10^{-4}$	$(5.27-5.73) \cdot 10^{-4}$
LVD	$5.78 \cdot 10^{-4}$	$4.88 \cdot 10^{-4}$	$(4.88-5.8) \cdot 10^{-4}$	$(4.88-5.13) \cdot 10^{-4}$
UVD	$6.53 \cdot 10^{-5}$	$3.85 \cdot 10^{-5}$	$(3.85-5) \cdot 10^{-5}$	$(3.85-6.55) \cdot 10^{-5}$
GOD	$2.76 \cdot 10^{-3}$	$3.86 \cdot 10^{-5}$	$3.86 \cdot 10^{-5}$	$3.86 \cdot 10^{-5} - 2.76 \cdot 10^{-3}$
GUD	$6.54 \cdot 10^{-3}$	$3.84 \cdot 10^{-3}$	$3.84-6.52 \cdot 10^{-3}$	$3.84 \cdot 10^{-3}$
OD	$1.85 \cdot 10^{-3}$	$3.86 \cdot 10^{-5}$	$3.86 \cdot 10^{-5}$	$3.86 \cdot 10^{-5} - 1.85 \cdot 10^{-3}$
UD	$8.32 \cdot 10^{-4}$	$5.01 \cdot 10^{-4}$	$(5.01-8.32) \cdot 10^{-4}$	$5.01 \cdot 10^{-4}$
Perdite [kWh]	162	189	177-189	165-189

Regolazione distribuita con inverter fotovoltaici

Tabella 7.18: Valori delle variabili di controllo che minimizzano e massimizzano alcuni degli indicatori di tensione e le perdite di rete.

$V_{slack} = 1.0125 p.u.$	Senza regolazione	minimo VD	minimo GOD	min GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.96-0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.97-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.04	1.01-1.05
$V_{lim,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03-1.04	1.03-1.1
VD	$4.65 \cdot 10^{-4}$	$3.12 \cdot 10^{-4}$	$(3.12-3.52) \cdot 10^{-4}$	$(3.12-4.51) \cdot 10^{-4}$
LVD	$9.2 \cdot 10^{-5}$	$7.16 \cdot 10^{-5}$	$(7.16-7.87) \cdot 10^{-5}$	$(7.16-7.87) \cdot 10^{-5}$
UVD	$3.72 \cdot 10^{-4}$	$2.41 \cdot 10^{-4}$	$(2.41-2.59) \cdot 10^{-4}$	$(2.84-3.5) \cdot 10^{-4}$
GOD	$5.48 \cdot 10^{-2}$	$2.26 \cdot 10^{-2}$	$2.26 \cdot 10^{-2}$	$(2.26-5.47) \cdot 10^{-2}$
GUD	$7.83 \cdot 10^{-4}$	$1.54 \cdot 10^{-4}$	$(1.54-7.83) \cdot 10^{-4}$	$1.54 \cdot 10^{-4}$
OD	$1.02 \cdot 10^{-2}$	$5.92 \cdot 10^{-2}$	$5.92 \cdot 10^{-2}$	$(5.92-10.2) \cdot 10^{-2}$
UD	$1.27 \cdot 10^{-4}$	$2.76 \cdot 10^{-5}$	$(2.76-12.7) \cdot 10^{-5}$	$2.76 \cdot 10^{-5}$
Perdite [kWh]	155	193	189-193	155-193

Regolazione centralizzata e distribuita con OLTC e inverter fotovoltaici

Tabella 7.19: Valori delle variabili di controllo che minimizzano e massimizzano alcuni degli indicatori di tensione e le perdite di rete.

	Senza regolazione	minimo VD	minimo GOD	minimo GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.96-0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.97-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.03	1.01-1.05
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03-1.04	1.03-1.1
VD	$3.96 \cdot 10^{-4}$	$2.24 \cdot 10^{-4}$	$(4.37-5.66) \cdot 10^{-4}$	$(2.91-4.3) \cdot 10^{-4}$
GOD	$2.25 \cdot 10^{-2}$	$1.74 \cdot 10^{-3}$	$3.85 \cdot 10^{-5}$	$(2.42-5.88) \cdot 10^{-2}$
GUD	$2.63 \cdot 10^{-3}$	$3.14 \cdot 10^{-4}$	$(2.53-6.12) \cdot 10^{-3}$	0
OD	$5.63 \cdot 10^{-3}$	$1.3 \cdot 10^{-3}$	$3.85 \cdot 10^{-5}$	$(0.61-1.01) \cdot 10^{-2}$
UD	$3.53 \cdot 10^{-4}$	$4.96 \cdot 10^{-5}$	$(2.76-6.39) \cdot 10^{-4}$	0
V_{target} [p.u.]	non esiste	1	0.875	1.0125
k [min]	non esiste	10	10	10
Ntap totali	non esiste	24	10-24	26
Perdite [kWh]	159	193	175-187	155-192

Regolazione centralizzata e distribuita con SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici

Tabella 7.20: Valori delle variabili di controllo che minimizzano e massimizzano alcuni degli indicatori di tensione e le perdite di rete.

	Senza regolazione	minimo VD	minimo GOD	minimo GUD
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.97	0.9-0.97	0.96-0.97
$V_{range,inf}$ [p.u.]	non esiste	0.99	0.95-0.99	0.97-0.99
$V_{range,sup}$ [p.u.]	non esiste	1.01	1.01-1.03	1.01-1.05
$V_{lim,inf}$ [p.u.]	non esiste	1.03	1.03-1.04	1.03-1.1
VD	$3.96 \cdot 10^{-4}$	$2.65 \cdot 10^{-4}$	$(2.65-3) \cdot 10^{-4}$	$(2.65-3.37) \cdot 10^{-4}$
GOD	$2.25 \cdot 10^{-2}$	$1.65 \cdot 10^{-3}$	$1.65 \cdot 10^{-3}$	$(1.65-22.44) \cdot 10^{-3}$
GUD	$2.63 \cdot 10^{-3}$	$8.76 \cdot 10^{-4}$	$(0.88-1.43) \cdot 10^{-3}$	$8.76 \cdot 10^{-4}$
OD	$5.63 \cdot 10^{-3}$	$1.3 \cdot 10^{-3}$	$1.3 \cdot 10^{-3}$	$(1.3-5.63) \cdot 10^{-2}$
UD	$3.53 \cdot 10^{-4}$	$1.43 \cdot 10^{-4}$	$(1.43-1.93) \cdot 10^{-4}$	$1.43 \cdot 10^{-4}$
Perdite [kWh]	159	194	185-193	159-193

8 | Conclusioni

In questa tesi sono state investigate alcune tecniche per la regolazione di tensione in reti di distribuzione BT caratterizzate dall'elevata penetrazione del fotovoltaico. In particolare sono state analizzate tecniche di tipo distribuito e tecniche di tipo centralizzato. Le prime attraverso l'utilizzo di inverter fotovoltaici, le seconde attraverso l'impiego di OLTC (*On Load Tap Changer*), e dispositivi per il condizionamento della potenza reattiva quali SVC e STATCOM.

Per valutare l'efficacia di ciascuna tecnica sono state effettuate simulazioni numeriche in ambiente Matlab[®]. Dai risultati delle stesse si è messo in evidenza come gli inverter fotovoltaici, come è ben noto, per far fronte al problema delle sovratensioni e delle sottotensioni (molto meno frequenti nell'intervallo temporale di funzionamento dei generatori), assorbono/immettano potenza reattiva in rete, determinando un miglioramento dei profili di tensione a discapito di un aumento delle perdite.

Per le tecniche di regolazione facenti uso di inverter fotovoltaici e OLTC è stato inoltre studiato il legame che sussiste tra l'indicatore VD e le variabili di controllo, individuando le soluzioni ottimali (fronte di Pareto).

Dai risultati delle simulazioni complessive sono state inoltre individuate alcune configurazioni notevoli delle variabili di controllo tali da minimizzare e massimizzare alcuni degli indicatori di tensione. Le soluzioni che hanno determinato il più significativo miglioramento dei profili di tensione per entrambe le reti di distribuzione simulate, corrispondenti con la soluzione a minimo VD, sono state ottenute utilizzando in modo congiunto, ma non combinato, inverter fotovoltaici e variatore sotto carico. Tali soluzioni presentano una tensione obiettivo del variatore corrispondente a 1 p.u. e valore minimo del parametro di controllo del variatore. Sempre in queste soluzioni notevoli la generazione distribuita è caratterizzata da valori delle tensioni di controllo il più prossime possibili a 1 p.u.

Rispetto al caso in cui non si effettua alcuna regolazione, si è ottenuto una diminuzione dell'indicatore VD per la prima e la seconda rete rispettivamente di circa il 36% e il 43%. Per la stessa configurazione invece le perdite subiscono un aumento pari a circa il 21% in entrambe le reti. Si è inoltre notato come tutte le configurazioni a VD minimo corrispondano con quelle a massime perdite (fissata la tensione nel nodo slack e la tensione obiettivo del variatore sotto carico pari a 1 p.u.). Ciò a testimonianza di come massimizzare la disponibilità alla regolazione di tensione da parte degli inverter comporti al tempo stesso la massimizzazione delle perdite.

Si è trovato inoltre che la regolazione di tensione attraverso l'utilizzo congiunto di SVC/STATCOM e inverter fotovoltaici, abbia portato a valori di VD superiori rispetto alla soluzione a VD minimo. Il motivo è intrinsecamente legato alle modalità di regolazione dei dispositivi centralizzati: l'OLTC presenta infatti una certa banda morta (all'interno della quale non è tenuto a regolare) e agisce saltuariamente, imponendo step discreti di tensione; mentre l'SVC/STATCOM regola in modo continuo in tutta la settimana in cui si svolge ciascuna simula-

zione, garantendo istante per istante che la tensione nel nodo slack sia sempre presente nella banda di regolazione. Quest'ultimo da una parte realizza valori minimi dell'indicatore GOD inferiori, dall'altra valori minimi di GUD superiori al caso di regolazione con OLTC e inverter fotovoltaici. Il secondo effetto è tuttavia preponderante per il calcolo dell'indicatore VD.

Un futuro sviluppo su tale tesi di laurea potrà riguardare in primo luogo la valutazione delle metodologie di regolazione della tensione analizzate, effettuando un'ulteriore analisi parametrica delle grandezze di controllo per ciascun dispositivo di regolazione: in particolare potranno essere considerati valori differenti dei parametri di controllo per ciascun inverter coinvolto nella regolazione. Inoltre potranno essere condotte simulazioni di altre reti di distribuzione utilizzando diversi profili di carico e di generazione e variandone la distribuzione nella rete.

Bibliografia

- [1] F. Spertino, Lezioni dal Corso di “Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica” - Politecnico di Torino, A.A 2011-2012
- [2] ABB, “Quaderni di applicazione tecnica N .10: impianti fotovoltaici”, ABB®, 2013
- [3] Datasheet Sunmodule Plus SW 250, SolarWorld Industries GmbH ©
- [4] Alternative Energy Tutorials “Tutorials about Solar Power” - www.alternative-energy-tutorials.com , 2017
- [5] G. Chicco, Lezioni del Corso di “Distribuzione e utilizzazione dell’energia elettrica” - Politecnico di Torino, A.A 2016-2017
- [6] M. Delfanti, Lezioni dalla “Electrical engineering summer school” - Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 24/07/2017-11/08/2017
- [7] Eugen Sheskin, Lezioni dalla “Electrical engineering summer school” - Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 24/07/2017-11/08/2017
- [8] Norma tecnica IEEE 1547, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” , 2003
- [9] Norma tecnica CEI 0-21, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica” , 2016
- [10] Allegato A70 al codice di rete, “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita” , 2012
- [11] Benjamin Bayer, Patrick Matschoss, Heiko Thomas, Adela Marian, “The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids” , Renewable Energy , 2017
- [12] SAG®, iNES® , “Distribution Grid Management System, Transparent, Safe, Efficient” , 2014
- [13] R. Bojoi, Lezioni dal Corso di “Elettronica industriale” - Politecnico di Torino, A.A 2015-2016
- [14] R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma, “Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems”, John Wiley & Sons.”, 2003
- [15] Laszlo Gyugyi, “Power Electronics in Electric Utilities: Static Var Compensators”, Proceedings of the IEEE, Vol. 76, No. 4, 1988

- [16] Esther Barrios-Martínez, Cesar Ángeles-Camacho, "Technical comparison of FACTS controllers in parallel connection", *Journal of Applied Research and Technology*, pag. 36-44, ScienceDirect, 2017.
- [17] B. Singh, R. Saha, A. Chandra, K. Al-Haddad, "Static synchronous compensators (STATCOM): a review", *IET Power Electronics*, Vol 2, Iss. 4, pag. 297-324, 2009
- [18] D. Dohnal, "On load tap changers for power transformers", *Maschinenfabrik Reinhausen GmbH*®, 2013
- [19] J. H. Harlow, "Transformer Tapchanging Under Load: A Review of Concepts and Standards", 64th Annual Engineering Conference, Kansas City, Missouri, April 6-8, Beckwith Electric®, 1993
- [20] J. Hillergren, M. Lindahl, Master of Science Thesis in the Master Degree Programme Applied Physics "On moving contacts in on.load tap changers", Goteborg, Sweden, 2010
- [21] Manuali trasformatore Schneider Electric, www.schneider-electric.it, Schneider Electric ©
- [22] A. Ciocia, G. Chicco, P. Di Leo, M. Gai, A. Mazza, F. Spertino "Voltage control in low voltage grids: A comparison between the use of distributed photovoltaic converters or centralized devices", *IEEE*, 2017
- [23] J. Tuominen, S. Repo and A. Kulmala, "Comparison of the low voltage distribution network voltage control schemes", *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul*, 2014, pag. 1-6.
- [24] M. Hartung, E. M. Baerthlein, A. Panosyan, "Comparative Study of Tap Changer Control Algorithms for Distribution Networks with High Penetrations of Renewables", *CIREN Workshop, Rome*, 11-12 June, 2014
- [25] K. Knezović, S. Krajcar "Modelling and simulating the impact of a small plant to the low-voltage network", *EuroCon 2013, Zagreb*
- [26] M. Gai, "Casi applicativi di inverter fotovoltaici, variatori sotto carico di trasformatori e compensatori SVC per la regolazione della tensione di rete", *Politecnico di Torino, Tesi di laurea*, a.a. 2016-1017
- [27] Analizzatore di rete NANoMoNo 63A, *FRER*® srl
- [28] Datasheet VSN700 Data Logger, *ABB*®

Ringraziamenti

La dedizione, la passione, la tenacia, la forza di volontà, sono stati ingredienti fondamentali nel raggiungimento di questo importante traguardo, ma non gli unici. Ci sono i miei genitori, che hanno lavorato per darmi la possibilità di studiare all'Università; Elena, che ha saputo supportarmi emotivamente nei momenti più bui; Mattia, per le risate spensierate condivise insieme, Marco, per il supporto morale e i consigli prestati in questi anni.

Ci sono anche il Prof. Spertino e l'Ing. Alessandro Ciocia, che desidero ringraziare per il tempo dedicatomi, per gli insegnamenti impartiti, per la pazienza avuta durante stesura della tesi e per tutti i momenti di leggerezza vissuti all'Università e non.

Ultimi ma non ultimi tutti i miei amici con cui ho affrontato questo viaggio, con cui è stato possibile aiutarsi vicendevolmente e condividere momenti di gioia e difficoltà.