



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Calcolo dei flussi di potenza in reti di distribuzione
dissimmetriche: confronto tra teoria alle componenti
simmetriche e metodo multiconduttore

Relatore: Prof. Massimiliano Coppo

Correlatore: Prof. Roberto Turri

Alessandro Bobbo 1241876

Anno Accademico 2021/2022

Indice

SOMMARIO	1
1. LA RETE DI DISTRIBUZIONE	3
1.1. Introduzione	3
1.2. La distribuzione in bassa tensione	4
1.2.1. Qualità del servizio (Power Quality)	7
1.2.2. Connessione alla rete di distribuzione italiana	10
1.2.3. Sbilanciamento delle tensioni	12
1.3. GENERAZIONE DISTRIBUITA	15
1.3.1. Connessione di utenti attivi e isola indesiderata	16
1.3.2. Impatto della generazione distribuita sul sistema elettrico	18
1.3.3. Sicurezza	21
1.3.4. Adeguatezza	23
1.3.5. Qualità	24
1.3.6. Componenti di rete potenzialmente critici	25
1.4. SMART GRID	27
1.4.1. Componenti di una smart grid	28
1.4.2. Microgrid	30
1.4.3. Controllo delle microgrid	31
1.4.4. Smart metering e tecnologie di comunicazione	32
1.4.5. Barriere allo sviluppo delle smart grid	34
1.4.6. Flessibilità della rete	35
1.4.7. Il ruolo delle smart grid	37
2. METODI RISOLUTIVI POWER FLOW E MODELLO DELLA RETE	39
2.1. Introduzione	39
2.2. Metodi sequence frame	40
2.2.1. Modello del trasformatore alle sequenze	40
2.2.2. Modello delle linee alle sequenze	41

2.2.3.	Metodo alle sequenze	43
2.3.	Modello delle linee	46
2.3.1.	Modello dei carichi.....	50
2.4.	Ambiente Python Pandapower.....	53
2.5.	Metodo Multi-conduttore.....	55
2.5.1.	Elementi dei rami.....	56
2.5.2.	Elementi di shunt	56
2.5.3.	Messa a terra dei nodi	59
2.5.4.	Modello del trasformatore	59
2.5.5.	Algoritmo Correction Current Injection (CCI).....	62
3.	CASI DI STUDIO	65
3.1.	Introduzione	65
3.2.	Rete Test CIGRE	66
3.2.1.	Rete Passiva.....	67
3.2.2.	Rete sbilanciata.....	74
3.2.3.	Rete attiva.....	81
3.3.	Gestione del neutro	88
3.4.	Rete reale	90
3.4.1.	Confronto tra i due modelli	91
3.5.	Analisi in condizioni di funzionamento reale	102
3.5.1.	Scenario migliore distribuzione.....	104
3.5.2.	Scenario peggiore distribuzione	108
4.	CONCLUSIONI.....	111
	BIBLIOGRAFIA	111
	APPENDICE	113
	Dati rete Verona.....	113

Elenco delle figure

Figura 1 Generazione distribuita	15
Figura 2 Schema di connessione alla rete per utenti attivi	17
Figura 3 Profilo di generazione di un impianto fotovoltaico.....	18
Figura 4 Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione rinnovabile e del carico residuo	19
Figura 5 Produzione lorda delle GD per fonte	20
Figura 6 Andamento del transitorio di frequenza a seguito di perdita di generazione su due sistemi a diversa inerzia.....	21
Figura 7 Dati sull'inversione dei flussi di potenza	23
Figura 8 Concetto di smart grid.....	27
Figura 9 Modello di una microgrid.....	30
Figura 10 European Smart Grid Architecture Model (SGAM).....	37
Figura 11 Modello alle sequenze disaccoppiato.....	42
Figura 12 Schema a blocchi metodo alle sequenze	45
Figura 13 Sezione di linea a tre conduttori con neutro.....	46
Figura 14 Messa a terra del neutro per l'applicazione della riduzione di Kron	48
Figura 15 Sezione di linea a tre conduttori.....	49
Figura 16 Connessione a stella	50
Figura 17 Connessione a triangolo	52
Figura 18 Rappresentazione schematica della rete.....	55
Figura 19 Modello a π n-fase.....	56
Figura 20 Rappresentazione degli elementi di shunt con componente costante e corrente di correzione	57
Figura 21 (a) modello del trasformatore monofase tramite impedenze di cortocircuito e di magnetizzazione, (b) modello del trasformatore monofase a π in p.u.....	59
Figura 22 Esempio di composizione della matrice alle ammettenze.....	62
Figura 23 Matrice partizionata per la soluzione del power flow	63
Figura 24 Rete BT CIGRE europea.....	66
Figura 25 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore.....	69
Figura 26 Tensioni Pandapower	69
Figura 27 Corrente sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore.....	71
Figura 28 Corrente Pandapower	71
Figura 29 Perdite sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore	73
Figura 30 Perdite Pandapower.....	73

Figura 31 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore.....	76
Figura 32 Tensioni Pandapower	76
Figura 33 Corrente metodo multi-conduttore.....	78
Figura 34 Corrente Pandapower	78
Figura 35 Perdite metodo multi-conduttore.....	80
Figura 36 Perdite Pandapower [kW]	80
Figura 37 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore.....	83
Figura 38 Tensioni Pandapower	83
Figura 39 Corrente metodo multi-conduttore.....	85
Figura 40 Corrente Pandapower	85
Figura 41 Perdite metodo multi-conduttore.....	87
Figura 42 Perdite Pandapower.....	87
Figura 43 Modello di linea a quattro conduttori.....	88
Figura 44 Rete reale.....	91
Figura 45 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore.....	94
Figura 46 Tensioni Pandapower	94
Figura 47 Correnti metodo multi-conduttore.....	98
Figura 48 Correnti Pandapower.....	98
Figura 49 Perdite sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore	101
Figura 50 Perdite Pandapower.....	101
Figura 51 Possibili scenari di sviluppo GD.....	102
Figura 52 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore.....	104
Figura 53 Tensioni Pandapower	105
Figura 54 Perdite sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore	106
Figura 55 Perdite Pandapower.....	106
Figura 56 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore.....	108
Figura 57 Tensioni Pandapower	109
Figura 58 Perdite metodo multi-conduttore.....	109
Figura 59 Perdite Pandapower.....	110

Elenco delle tabelle

Tabella 1 Carichi sensibili	6
Tabella 2 Schemi di connessione dell'impianto di utente.....	11
Tabella 3 Modello del trasformatore alle sequenze.....	41
Tabella 4 Confronto tool Pandapower con altri tool commerciali e open source	53
Tabella 5 Carichi rete CIGRE passiva.....	67
Tabella 6 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [p.u.].....	68
Tabella 7 Confronto correnti metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [A]	70
Tabella 8 Confronto perdite metodo multi-conduttore (a) e Pandapower(b) [kW].....	72
Tabella 9 Carichi rete CIGRE sbilanciata	74
Tabella 10 Percentuale di sbilanciamento rete CIGRE sbilanciata [%]	74
Tabella 11 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [p.u.] ...	75
Tabella 12 Confronto correnti metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [A]	77
Tabella 13 Confronto perdite metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [kW].....	79
Tabella 14 Generatori rete CIGRE attiva	81
Tabella 15 Carichi rete CIGRE attiva.....	81
Tabella 16 Percentuale di sbilanciamento rete CIGRE attiva [%]	82
Tabella 17 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [p.u.] ...	82
Tabella 18 Confronto correnti metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [A]	84
Tabella 19 Perdite rete CIGRE attiva metodo multi-conduttore [kW].....	86
Tabella 20 Perdite rete CIGRE attiva Pandapower [kW].....	86
Tabella 21 Percentuale di sbilanciamento rete reale [%]	92
Tabella 22 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower(b) [p.u.]....	93
Tabella 23 Correnti metodo multi-conduttore [A]	96
Tabella 24 Correnti Pandapower [A].....	97
Tabella 25 Perdite metodo multi-conduttore [kW].....	99
Tabella 26 Perdite Pandapower [kW].....	100
Tabella 27 Perdite rete Verona nello scenario di migliore distribuzione della distribuzione metodo multi-conduttore [Wh].....	107
Tabella 28 Perdite rete Verona nello scenario di migliore distribuzione della distribuzione Pandapower [Wh].....	107
Tabella 29 Caratteristiche elettriche conduttori.....	113
Tabella 30 Configurazione dei conduttori delle linee	115
Tabella 31 Configurazione linee	116
Tabella 32 Carichi rete Verona.....	119

SOMMARIO

Negli ultimi anni la rete di distribuzione sta affrontando un'evoluzione rispetto al sistema che siamo sempre stati abituati ad osservare.

Se il sistema elettrico è sempre stato visto come un sistema verticalmente integrato, che parte dalla produzione dell'energia elettrica e giunge alla distribuzione passando per la trasmissione, con l'avvento e la diffusione della cosiddetta generazione distribuita si assiste ad un radicale cambiamento dell'intero sistema.

Questa importante trasformazione ha sicuramente un effetto positivo dal punto di vista, ad esempio, dell'impatto ambientale ma comporta anche una serie di aspetti problematici dal punto di vista tecnico.

Uno di questi problemi riguarda l'inversione dei flussi di potenza.

Il lavoro di questa tesi parte proprio dalla necessità crescente di conoscere e calcolare i flussi di potenza all'interno della rete di distribuzione con l'obiettivo di confrontare due diversi metodi per la soluzione del problema dei flussi di potenza.

Questi due metodi partono da due approcci completamente diversi tra loro e l'intento sarà pertanto dimostrare la validità dei due metodi concentrandosi poi sull'effettiva efficacia in base alla situazione di squilibrio in cui si trova la rete.

Questo lavoro partirà con un'analisi della situazione attuale della rete di distribuzione, soffermandosi sull'importante argomento della generazione distribuita e delle smart grid. Il secondo capitolo sarà dedicato alla descrizione dei due metodi risolutivi che verranno utilizzati nel terzo capitolo in cui sarà eseguita la vera e propria analisi di due reti elettriche, appunto con l'obiettivo di confrontare le soluzioni fornite dai due metodi e verificarne l'efficacia.

1. LA RETE DI DISTRIBUZIONE

1.1. Introduzione

La struttura di un sistema elettrico è articolata in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Il sistema di produzione richiede una gestione autonoma rispetto alle altre aree del sistema a causa di problemi, ad esempio, nella scelta dei siti di installazione delle centrali di produzione e all'approvvigionamento delle materie prime energetiche.

Il sistema di trasmissione presenta una configurazione magliata e le potenze delle singole linee oscillano tra 100 MW e 3000 MW con distanze da decine di km fino ai 1500 km.

La rete di distribuzione presenta tre diversi livelli:

La rete di subtrasmissione che trasmette l'energia elettrica dai nodi della rete di trasmissione ai principali utenti e ai punti di alimentazione delle reti di distribuzione.

La rete di distribuzione MT che si estende dalle cabine primarie alimentate dalla rete di subtrasmissione fino alle cabine degli utenti.

La rete di distribuzione, ultima fase della rete di distribuzione che consegna l'energia elettrica alle piccole utenze

È articolata su due livelli di tensione: per quanto riguarda la media tensione la tensione si attesta tra i 10 kV e i 20 kV e viene gestito tramite linee diramate a neutro isolato mentre per la distribuzione in BT la tensione viene abbassata nelle cabine secondarie fino a 400 V per le utenze industriali e a 230 per le utenze residenziali.

1.2. La distribuzione in bassa tensione

Nelle reti BT la tensione nominale si attesta a 230 V per le forniture monofase e a 400 V per le forniture trifase, la frequenza nominale è di 50 Hz.

La rete è a 4 conduttori: 3 conduttori di fase L1, L2 e L3 e il conduttore di neutro N. Da una linea trifase a 4 conduttori è possibile ottenere 3 linee monofase (L1-N, L2-N, L3-N) per poter alimentare carichi monofase che rappresentano tuttavia un problema dal punto di vista dell'equilibrio: dato che sul neutro circola una corrente che è pari alla somma delle correnti nelle fasi, maggiore è lo squilibrio, maggiore sarà la corrente circolante sul neutro e il conduttore potrebbe risultare inadeguato in caso di eccessivo squilibrio. Inoltre, lo sbilanciamento impedisce di sfruttare al massimo la potenza disponibile.

Il neutro è distribuito ed è fatto divieto agli utenti di impiegarlo come conduttore di protezione, nonché di collegare il neutro del Distributore alla terra di protezione dell'impianto di utenza.

La rete trae origine da una cabina secondaria in cui è presente un trasformatore, generalmente di tipo Dyn11 (primario a triangolo, secondario a stella e neutro collegato a terra) che permette l'abbassamento della tensione dai 20 kV della rete MT ai 400 V della distribuzione BT.

Le reti di distribuzione BT sono normalmente esercite in maniera radiale, aspetto che presenta una serie di vantaggi, quali la facilità di esercizio dato che i guasti locali possono essere facilmente localizzabili, una chiara distribuzione della corrente sulla rete, semplicità costruttiva ed economia nell'installazione. Di contro, bisogna considerare una limitata possibilità di ampliamenti e una modesta qualità del servizio. In alcuni casi il distributore potrebbe consentire il funzionamento in isola intenzionale di alcune porzioni della rete di bassa tensione anche previo accordi con i titolari di impianti di produzione o utenti passivi.

Durante questa fase, devono essere rispettati dei criteri di qualità del servizio:

- Variazioni di frequenza: $(50 \pm 5\%)$ durate il 100% del tempo e $(50 \pm 2\%)$ durante il 95% dl tempo.
- Variazioni lente di tensione: $(U_n +10\%)$ e $(U_n -15\%)$ [1]

Il sistema di distribuzione impiegato è il tipo TT, cioè con neutro connesso direttamente a terra in cabina e masse connesse a terra alle utenze.

Il conduttore di neutro è considerato attivo a tutti gli effetti e come tale deve essere sezionabile e se necessario protetto contro le sovracorrenti.

Per la sicurezza nei sistemi TT è richiesto:

- Un impianto di messa a terra efficiente, dimensionato in modo che la tensione di contatto nelle peggiori condizioni di guasto, non superi i limiti prefissati dalle norme di sicurezza (50 V o 25 V).
- Presenza di protezioni di massima corrente coordinata con l'impianto di terra secondo quanto prescritto dalla normativa.
- presenza di un sistema di protezione differenziale che intervenga in caso di presenza di difetti dell'impianto di terra o se si verificano interruzioni dei collegamenti di sicurezza. Tale sistema deve essere opportunamente regolato tramite la resistenza del dispersore dell'utente ($I_{dn} \leq \frac{U_L}{R_E}$ con I_{dn} corrente nominale differenziale, U_L tensione di contatto limite convenzionale e R_E resistenza del dispersore dell'utente).
- Per consentire il corretto intervento dei dispositivi di protezione differenziale (riconosciuti dalla norma CEI 64-8) è necessario che la messa a terra nel neutro da parte del distributore abbia una resistenza $R_n \leq 180 \Omega$ e R_E di valore opportunamente coordinato con i requisiti della norma CEI 64-8. [2]

Nella norma CEI 0-21 vengono definite le caratteristiche degli utenti connessi alla rete BT. In particolare, gli impianti utilizzatori vengono classificati in base alla sensibilità alla continuità del servizio e alle caratteristiche di tensione definite nella norma CEI EN 50160.

Si definiscono:

- Carichi sensibili: quei carichi che risentono delle diverse caratteristiche dell'onda di tensione (buchi di tensione, variazioni di tensione, sovratensioni, armoniche e dissimmetria della tensione trifase).
- Carichi non sensibili: quei carichi che non risentono dei disturbi nell'onda di tensione.

	FENOMENO CONSIDERATO	Carico SENSIBILE	CONSEGUENZE
(a)	Buchi di tensione: $\Delta V \leq 30 \% U_N$ $\Delta t \leq 60 + 100 \text{ ms}$	Apparati elettronici digitali di controllo di processo o macchinari calcolatori in genere	Arresti e/o anomalie dei processi/macchinari
		Azionamenti a velocità variabile (elettronica di potenza)	Interventi delle protezioni dell'elettronica di potenza
	Buchi di tensione: $\Delta V \geq 30 \% U_N$ $\Delta t \leq 60 + 100 \text{ ms}$	In aggiunta a quanto sopra, dispositivi elettromeccanici (relè ausiliari, teleruttori)	Arresto quasi globale di tutte le utenze
(b)	Sovratensioni non impulsive (lunga durata)	Motori e macchine elettriche Bobine di contattori Lampade a incandescenza	Riduzione di vita degli isolamenti
	Variazioni lente di tensione $\Delta V = \pm 10 \% V_N$	Impianti di illuminazione Gli stessi apparecchi di (a) e (b)	In caso di riduzione, rallentamento o arresto di motori elettrici: le stesse conseguenze di (a) e (b)
	Sovratensioni impulsive	Componenti elettronici sia di controllo che di potenza.	Perforazione isolamenti
		Motori, cavi e macchinario elettrico in genere	Danneggiamento ai circuiti elettronici
	Transitori di commutazione (ponti convertitori, tecniche chopper)	Linee trasmissione dati e segnali a basso livello di potenza. Apparecchi elettronici di controllo	Malfunzionamento dei sistemi di controllo e di elaborazione dati.
	Armoniche	Condensatori	Sovra riscaldamento e danneggiamento condensatori
		Relè di protezione	Interventi intempestivi relè di protezione
		Collegamenti a basso livello di potenza	Malfunzionamento sistemi di controllo e trasmissione dati
		Motori e macchine rotanti	Incremento delle perdite di motori, trasformatori e cavi e conseguente. Sovra riscaldamento
Trasformatori			
Cavi elettrici			
Dissimmetrie e squilibri	Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Sovra riscaldamento	

Tabella 1 Carichi sensibili

I carichi devono sottostare alle norme CEI riguardanti i disturbi condotti e indotti in rete per non degradarne il funzionamento e vengono caratterizzati in base ai disturbi immessi in rete:

- Carichi non disturbanti
- Carichi distorcenti: sono carichi non lineari come, ad esempio, azionamenti a velocità variabile, lampade e convertitori statici
- Carichi fluttuanti: sono carichi che assorbono una potenza fortemente variabile. Questo comporta rapide variazioni di tensione (flicker) e circolazione di corrente variabile e distorta che non permette il corretto funzionamento dei dispositivi connessi alla rete (saldatrici, motori di potenza elevata e inserzione di trasformatori). [1]

1.2.1. Qualità del servizio (Power Quality)

Un aspetto fondamentale è quello relativo alla qualità del servizio che si divide in due aspetti: continuità del servizio e qualità della tensione.

Per quanto riguarda la continuità del servizio, può essere fatta una classificazione tra:

- Interruzioni lunghe, con durata superiore ai 3 minuti
- Interruzioni brevi, con durata compresa tra 1 s e 3 minuti
- Interruzioni transitorie con durata inferiore al secondo.

Nell'ambito della qualità della tensione, la norma CEI EN 50160 descrive le caratteristiche dei disturbi che possono caratterizzare l'onda di tensione:

- **Variazioni lente di tensione:** Sono dovute alle variazioni del carico e possono essere controllate tramite i variatori sotto carico presenti nei trasformatori AAT/AT (cabina primaria)
- **Variazione rapida della tensione:** è un abbassamento rapido del valore efficace della tensione dovuta a variazioni del carico o a causa di manovre nel sistema. Per essere visibile deve avere una potenza significativa rispetto alla potenza di cortocircuito della rete di alimentazione; quindi, inizialmente si caratterizza per un brusco abbassamento della tensione a cui segue una rampa crescente che raggiunge un valore inferiore rispetto a quello esistente prima della variazione di tensione. Per essere considerata una variazione di tensione deve rispettare il limite di variazione di $U_n \leq 10\%$. Generalmente in BT le variazioni non sono superiori al 5% della tensione nominale.
- **Flicker:** è un fenomeno dovuto alle fluttuazioni della tensione, cioè variazioni rapide e ripetitive. Con flicker si identifica l'effetto visivo che si verifica a seguito di una variazione di intensità luminosa nelle lampade soggette a variazioni della tensione con frequenze di modulazione tra 0,5 Hz e 35 Hz.
 - La misurazione avviene tramite uno strumento chiamato "Flickermetro".
 - La severità del flicker viene valutata sia a breve termine misurata a intervalli consecutivi di 10 minuti, sia a lungo termine sulla base di una serie di 12 valori consecutivi in un intervallo di 2 ore.
- **Tensioni armoniche:** dovute all'utilizzo di carichi che possono essere assimilati a generatori di tensioni armoniche (motori sincroni o asincroni) oppure a generatori di correnti armoniche (forni e lampade ad arco, ponti raddrizzatori).
 - La presenza di armoniche a bassa frequenza può avere conseguenze a medio lungo termine sul funzionamento dei componenti di rete e dell'impianto del cliente. La presenza di tensioni armoniche ha come effetto il peggioramento

delle prestazioni: nei trasformatori producono perdite addizionali nel ferro e nel rame, nei motori aumentano le perdite nel ferro e nel rame e questo porta ad una maggiore sollecitazione delle parti meccaniche, nei cavi si assiste ad un aumento delle perdite dielettriche e nel rame e sul neutro si potrebbe assistere alla circolazione di armoniche di ordine 3 e multiple oltre alla componente continua. Anche i condensatori presentano come effetto l'aumento delle perdite dielettriche ma soprattutto la loro impedenza diminuisce in maniera proporzionale all'ordine di armonica con conseguente aumento della distorsione e possibilità che si creino condizioni di risonanza. Infine, i dispositivi basati sull'elettronica di potenza sono influenzati dalla presenza di tensioni armoniche oltre ad essere tra i principali responsabili della generazione di armoniche.

- Il limite della distorsione armonica totale (THD) della tensione di alimentazione viene fissato a 8% dalla EN 50160:2011 per armoniche fino al 40° ordine.
- Alle alte frequenze, la presenza di armoniche può provocare serie conseguenze sui sistemi di comunicazione.

Esiste poi il problema legato alle inter-armoniche che derivano dalla sovrapposizione del segnale sinusoidale a frequenza fondamentale con segnali periodici ad alta frequenza non multipla della fondamentale. Sono normalmente generate da convertitori statici o lampade ad arco e hanno come effetti lo sfarfallio nei display e nelle lampade a incandescenza oltre a disturbi sui sistemi TLC.

- Sovratensioni

- Transitorie di breve durata ($< 1 \mu\text{s}$): hanno frequenze di oscillazione dell'ordine di decine di MHz. Si verificano a causa di manovre sugli interruttori, manovre su brevi tratti di cavo o sulle sbarre con ampiezze fino a (1-2) kV, oppure manovre su relé.
- Transitorie di media durata ($1 < t < 100 \mu\text{s}$): con frequenze di 10-100 KHz, causate principalmente da manovre sugli organi di interruzione, trasferimento di sovratensioni atmosferiche e fulminazioni dirette o indirette delle linee BT. L'ampiezza raggiunta nel caso di fulminazioni può superare la tenuta dell'isolamento delle linee aeree e può essere smorzata tramite l'utilizzo di scaricatori ad ossido di zinco o spinterometri.
- Transitorie di lunga durata (100 μs): hanno generalmente un andamento oscillatorio smorzato e frequenza inferiore a 10 KHz. Sono conseguenti a manovre o guasti presenti a monte delle cabine di trasformazione,

all'intervento dei fusibili o manovre di banchi di condensatori. Possono raggiungere picchi di (3-5) pu la tensione nominale.

- Buchi di tensione: sono fenomeni imprevedibili e casuali.
 - In un sistema polifase si considera buco di tensione una diminuzione del valore efficace della tensione tra il 90% e il 5%. Al di sotto di tale soglia si parla di interruzione dell'alimentazione.
 - Hanno origine dalla rete di trasmissione e di distribuzione e sono prodotti da guasti a cui seguono manovre di richiusura, correnti di inserzione di trasformatori e avviamento dei motori, variazioni di carichi, componente in corrente continua. A seguito del guasto le linee "sane" vedranno una serie di buchi di tensione di durata pari al tempo di intervento delle protezioni. Gli utenti connessi alla linea guasta vedranno invece una serie di interruzioni.
 - Il buco di tensione si genera nel momento in cui la tensione di alimentazione scende al di sotto del 90% del valore efficace e termina quando la tensione ritorna ad una tensione superiore al 90% e dipende dai tempi caratteristici delle protezioni. In generale la durata varia dai 100 ms fino a qualche secondo.
 - La tensione residua invece dipende dal tipo di guasto, è tanto più intenso quanto più è elettricamente lontano dal generatore ed è influenzato dal tipo di trasformatore impiegato.
- Variazione della frequenza di alimentazione: quando si assiste a distacchi di gruppi generatori con potenza complessiva rilevante oppure la commutazione di carichi molto importanti, si verificano delle variazioni transitorie di frequenza che possono essere compensate in tempi relativamente rapidi agendo inizialmente sui motori primi dei gruppi di generazione e successivamente tramite la regolazione frequenza-potenza.
 - Quando si verificano transitori di questo tipo, viene richiesto agli impianti di produzione statici la capacità di ridurre la potenza immessa per rispondere alla variazione di frequenza al di sopra di una soglia predefinita e di iniettare gradualmente potenza in rete per minimizzare gli effetti sul sistema.
 - Durante i transitori gli impianti di produzioni devono essere in grado di:
 - Mantenere la potenza immessa per frequenza comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz.
 - Ridurre la potenza immessa quando si verifica uno scarto di frequenza positiva nell'intervallo (50,3 – 51,5) Hz.
 - Non riconnettersi alla rete e non aumentare la produzione minima in caso di nuova diminuzione della frequenza dopo un aumento oltre 50,3 Hz. [3]

1.2.2. Connessione alla rete di distribuzione italiana

Obiettivo della connessione è quello di garantire agli utenti accesso alla rete, continuità del servizio e qualità della tensione considerando l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico nonché particolari e documentabili esigenze dell'utente. [1]

Per poter individuare l'impianto di rete per la connessione è necessario considerare inizialmente la tipologia della connessione (monofase o trifase) e il punto al quale l'impianto di rete può essere connesso in base alle caratteristiche dell'impianto stesso e della rete di distribuzione interessata. Successivamente è necessario considerare lo schema di inserimento più adatto a tale scopo.

Inizialmente sarà quindi il distributore ad effettuare le scelte riguardanti la tipologia di connessione e il punto della rete, sulla base di alcuni dati quali la potenza disponibile in prelievo o in immissione a seconda del tipo di utente (passivo o attivo), dislocazione dei carichi nella rete, contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, rispetto delle norme CEI per tutti i componenti presenti e alle esigenze dell'utente.

La potenza che è possibile connettere alla rete di bassa tensione non deve superare i 100 KW: al di sopra di questa soglia, infatti, il distributore potrebbe richiedere una connessione in MT.

Per la scelta dello schema di inserimento si prende in considerazione la vicinanza a elettrodotti o alle cabine primarie e secondarie. Quindi per determinare la scelta, si ragiona su:

- Potenza dell'impianto.
- Posizione dell'impianto.
- Possibilità di ampliamento e possibilità di sviluppo della rete.
- Dispositivi di protezione e automazione sulla rete di distribuzione.
- Esigenze dell'utente riguardo la continuità del servizio.

Le possibilità sono molteplici e sono contraddistinte da un diverso livello di affidabilità:

- Inserimento in antenna da cabina MT/BT esistente: si realizza una linea alimentata direttamente dalla cabina secondaria per consentire la connessione di un'utenza. È possibile adottare questa soluzione quando gli schemi di inserzione su linea esistente non possono essere adottati.
- Inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente: è un inserimento in derivazione su una linea di bassa tensione esistente.

- Inserimento in derivazione a T su una linea esistente con dispositivo di sezionamento verso l'utente: è un inserimento in derivazione che presenta un dispositivo di sezionamento/protezione.
- Inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente: la derivazione in questo caso ha origine da una cassetta con un dispositivo di sezionamento verso l'utenza.
- È presente anche la soluzione con due dispositivi di sezionamento.
- Inserimento in antenna da cabina MT/BT di nuova installazione: si realizzano una cabina MT/BT e un nuovo tratto di linea per consentire la connessione dell'utenza. Può essere adottata in caso di esigenza del distributore. [1]

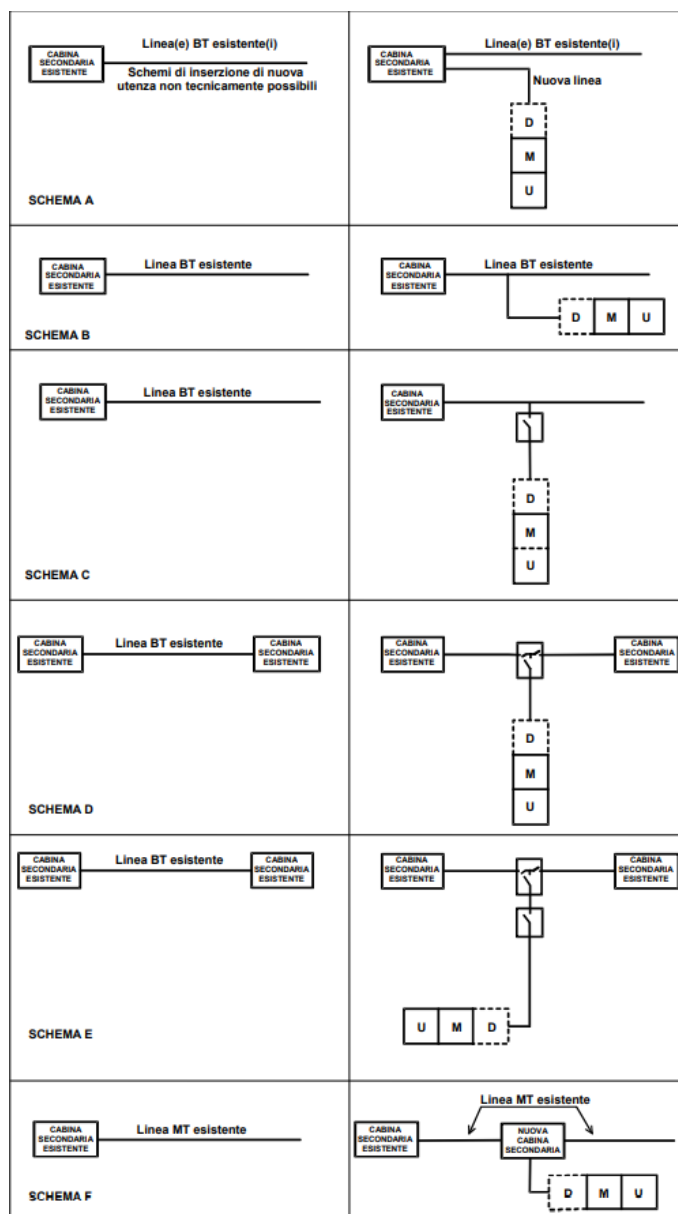


Tabella 2 Schemi di connessione dell'impianto di utente

1.2.3. Sbilanciamento delle tensioni

Lo squilibrio delle tensioni di fase è una condizione per cui le tensioni presentano uno sfasamento diverso rispetto ai 120° ed è un fenomeno frequente a livello di rete di distribuzione che ha implicazioni a livello di power quality.

Il fatto che abbiano origine e livello di rete di bassa tensione è dovuto al collegamento di carichi non equilibrati (monofase) alla rete di distribuzione mentre si manifestano nella rete di media tensione in caso di presenza di un trasformatore privo di un collegamento a triangolo o a zig-zag.

La presenza di sbilanciamento provoca inconvenienti nelle macchine rotanti: si verifica la circolazione di correnti di sequenza inversa negli avvolgimenti di rotore che generano un campo rotante in senso opposto a quello principale. La conseguenza è la circolazione di correnti a frequenza doppia rispetto a quella di rete che provocano perdite addizionali, riduzione della coppia di avviamento e aumento della temperatura. Nel caso invece dei convertitori statici l'effetto è la circolazione di correnti armoniche aggiuntive rispetto a quella caratteristiche.

La definizione non è univoca:

- NEMA (National Equipment Manufacturer's Asso.): è nota anche come line voltage unbalance rate (LVUR)

$$\begin{aligned} \%LVUR &= \frac{\text{max deviazione dalla tensione media di linea}}{\text{tensione media di linea}} * 100 \\ &= \frac{\text{max}[|V_{AB} - V_{Lm}|, |V_{BC} - V_{Lm}|, |V_{CA} - V_{Lm}|,]}{V_{Lm}} * 100 \end{aligned} \quad (1.1)$$

Dove V_{Lm} è data dalla media delle tensioni delle tre fasi.

- IEEE: nota anche come *phase voltage unbalance rate* (PVUR) e definisce lo squilibrio delle tensioni come il rapporto tra la massima deviazione della tensione di fase media e la tensione di fase media.

$$\begin{aligned} \%PVUR &= \frac{\text{max deviazione dalla tensione media di fase}}{\text{tensione media di fase}} * 100 \\ &= \frac{\text{max}[|V_{PA} - V_{Pm}|, |V_{PB} - V_{Pm}|, |V_{PC} - V_{Pm}|,]}{V_{Pm}} * 100 \end{aligned} \quad (1.2)$$

- Definizione “vera”: in questo caso viene definita come il rapporto tra la tensione alla sequenza inversa e la tensione alla sequenza diretta.

$$\%VUF = \frac{\text{tensione alla sequenza inversa (V1)}}{\text{tensione all sequenza diretta (V2)}} * 100 \quad (1.3)$$

Le tensioni alla sequenza diretta e inversa sono ottenute tramite le seguenti espressioni:

$$V_1 = \frac{V_{AB} + \alpha V_{BC} + \alpha^2 V_{CA}}{3} \quad (1.4)$$

$$V_2 = \frac{V_{AB} + \alpha^2 V_{BC} + \alpha V_{CA}}{3} \quad (1.5)$$

Con $\alpha = 1 < 120^\circ$ e $\alpha^2 = 1 < 240^\circ$. [4]

1.3. GENERAZIONE DISTRIBUITA

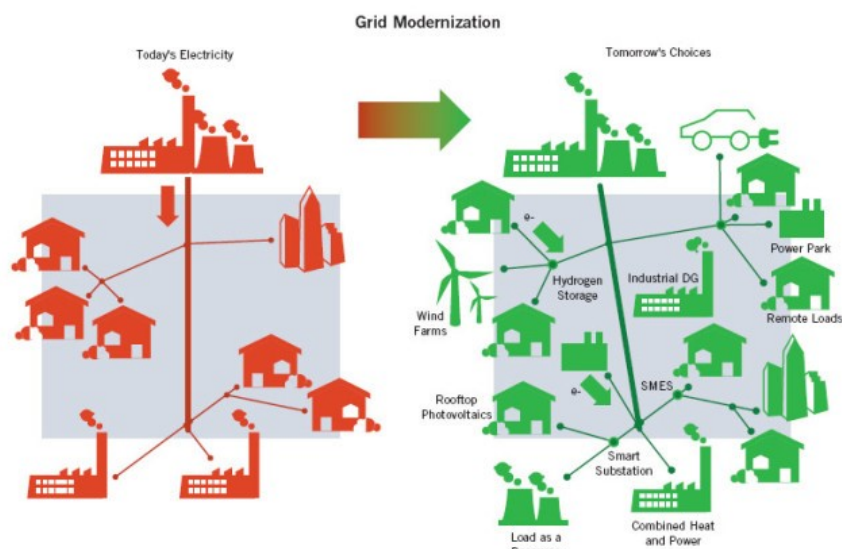


Figura 1 Generazione distribuita

A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico, alla sempre crescente domanda di energia elettrica e alla maggiore attenzione sul tema dell'impatto ambientale e l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili, si sono creati i presupposti per una maggiore penetrazione di generazione distribuita (GD).

Si tratta di generatori di piccola e media taglia con potenze in un range variabile da alcuni kW fino ai 10 MW, connessi alla rete di distribuzione e spesso integrati a sistemi di accumulo: viene introdotta la definizione di prosumer, cioè non si tratta più solamente di utenti passivi ma di utenti attivi che possono assorbire e iniettare potenza in rete.

L'impiego di generazione distribuita in prossimità dei carichi riduce il flusso di potenza nella rete di trasmissione e distribuzione con il vantaggio di ridurre le perdite e potrebbe aumentare la qualità del servizio ai clienti in quanto possono offrire supporto contro le congestioni di rete. Potrebbero trovare impiego anche per il ripristino della rete in caso di guasti: bisogna tuttavia tenere in considerazione che la generazione distribuita è costituita in buona parte da impianti a fonte rinnovabile che, data l'impossibilità di prevedere la loro produzione, non sono di aiuto nei casi di ripristino della rete a seguito di guasto.

Negli impianti tradizionali, l'alimentazione viene fornita da macchine rotanti che contribuiscono alla stabilità del sistema ma nella generazione distribuita si ricorre spesso all'utilizzo di interfacce ad inverter, quindi componenti privi di inerzia ma che offrono la possibilità di funzionamento più flessibile.

La loro presenza comporta delle complicazioni sulle modalità di esercizio delle reti stesse dato che erano state progettate per sostenere un flusso di potenza unidirezionale e alimentare carichi passivi. È necessario poi considerare la necessità di un controllo coordinato di questi impianti oltre ai problemi di bilancio della potenza attiva e reattiva.

In base alla fonte di energia impiegata, possono essere classificati in due categorie:

- Generazione distribuita che impiega fonti di energia continue, quindi impiego ad esempio di microturbine, impianti combinati e fuel cell.
- Generazione distribuita che utilizza fonti di energia rinnovabile (fotovoltaico, eolico e piccoli impianti idroelettrici).

1.3.1. Connessione di utenti attivi e isola indesiderata

In presenza di utenti attivi, per la connessione alla rete di distribuzione devono essere rispettate tutte le regole previste per gli utenti passivi a cui vengono aggiunte delle prescrizioni riferite a tutte le tipologie di generatori.

Gli impianti di produzione connessi alla rete possono avere una potenza complessiva fino a 6 kW in caso di impianto monofase ma è facoltà del distributore portarlo a 10 kW.

Il conduttore di neutro non deve essere messo a terra dall'utente attivo in caso di funzionamento in parallelo con la rete del distributore e deve poter essere interrotto in caso di funzionamento in isola.

In presenza di utenze attive, sorge il problema dell'isola indesiderata che è un processo per cui, a seguito di un guasto, un impianto di produzione collegato alla rete continua ad alimentare una porzione della rete stessa che il gestore della rete vorrebbe invece rimanesse non alimentato.

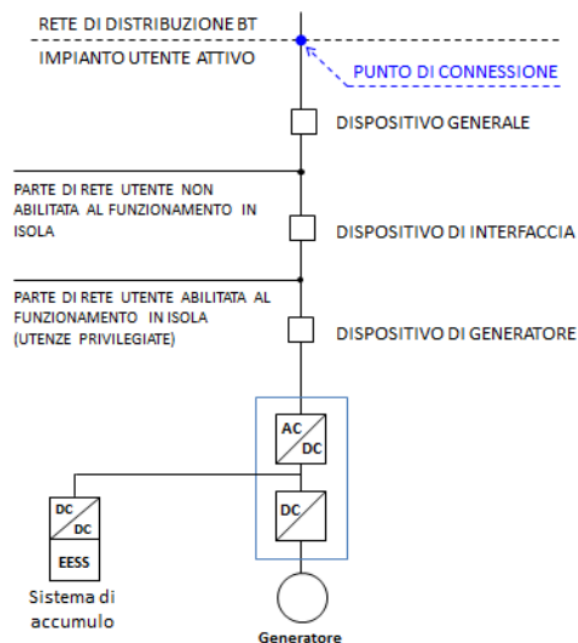


Figura 2 Schema di connessione alla rete per utenti attivi

In figura viene rappresentato lo schema generale per la connessione degli utenti attivi.

Il primo dispositivo necessario per la connessione di impianti di produzione alla rete BT è il Dispositivo Generale (DG) che ha la funzione di disconnettere l'intero impianto dalla rete di distribuzione in caso di guasto sull'impianto utente mentre deve rimanere chiuso in caso di guasto a monte dell'impianto.

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI) opera separando l'impianto di generazione ed eventuali utenze privilegiate dalla rete di distribuzione. In caso di guasto questo genere di utenze possono scollegarsi dalla rete e alimentare tramite dei propri generatori i carichi operando quindi in isola. Ha lo scopo di evitare che, in caso di guasto, il generatore alimenti il guasto o la rete.

In caso di assenza di carichi privilegiati potrebbe coincidere con il DDG. Se invece l'impianto comprende più generatori, il DDI deve essere di norma unico e in grado di escludere contemporaneamente tutti i generatori mentre quando l'impianto supera gli 11,08 kW è possibile avere fino a tre dispositivi di interfaccia.

È presente poi il Dispositivo di Generatore (DDG) che ha il compito di separare il generatore dall'impianto e deve assicurare l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni di esercizio ordinarie, la protezione dell'impianto in caso di guasto e l'intervento coordinato del DDG, del DDI e del DG in caso di guasti in rete. [1]

1.3.2. Impatto della generazione distribuita sul sistema elettrico

Come citato precedentemente, la presenza della generazione distribuita può dare luogo a delle complicazioni nell'esercizio e nella gestione della rete di distribuzione, progettata per operare in maniera passiva.

Una delle principali caratteristiche degli impianti a fonte rinnovabile è l'impossibilità di programmare la loro produzione.

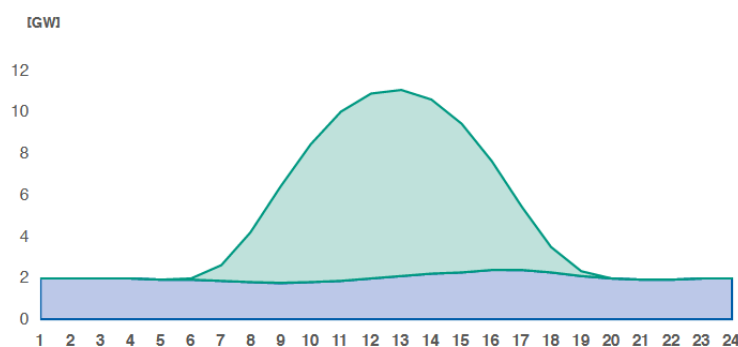


Figura 3 Profilo di generazione di un impianto fotovoltaico

Il profilo di generazione di impianti fotovoltaici, ad esempio, presenta un picco concentrato nella parte centrale della giornata.

Definendo il carico residuo come la differenza tra il fabbisogno di energia elettrica e la produzione proveniente da energia rinnovabile, esso rappresenta il carico che deve essere coperto dalla produzione di impianti a fonte rinnovabile.

Con l'espansione della GD a fonte rinnovabile il carico residuo assume una forma che si discosta sempre di più dalla forma reale della domanda di energia elettrica in quanto caratterizzata da picchi nelle ore diurne e serali: in questi casi la curva sarà caratterizzata da forti variazioni nel corso della giornata e un incremento più marcato della rampa serale a causa del fatto che la domanda aumenta e la produzione da rinnovabile si riduce.

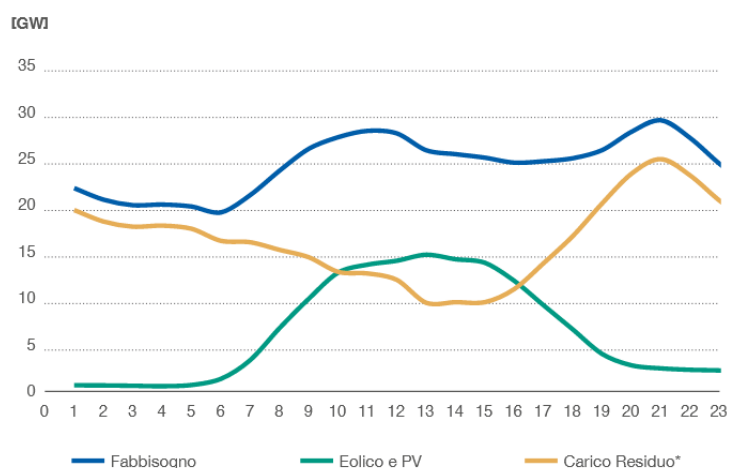


Figura 4 Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione rinnovabile e del carico residuo

In Italia lo sviluppo degli impianti a fonte rinnovabile non è stato omogeneo dato che la realizzazione degli impianti è avvenuta nelle zone che consentono un migliore producibilità: se si pensa agli impianti eolici, sono posizionati quasi esclusivamente (80%) nel Sud Italia e nelle isole mentre per gli impianti fotovoltaici c'è una maggiore distribuzione nel territorio con una elevata concentrazione al Nord (40%).

Anche la connessione alla rete non è omogenea: circa il 90% degli impianti eolici è connesso alla rete di trasmissione in AT mentre la produzione fotovoltaica è connessa prevalentemente (96%) alla rete di distribuzione.

Il fotovoltaico rappresenta quasi interamente gli impianti connessi alla rete di distribuzione con una percentuale che supera il 65% della potenza installata per quanto riguarda la generazione distribuita.

Nel 2017 la produzione da generazione distribuita è arrivata a coprire circa il 22% della produzione lorda nazionale (> 64 TWh) come evidenziato in Figura 5.

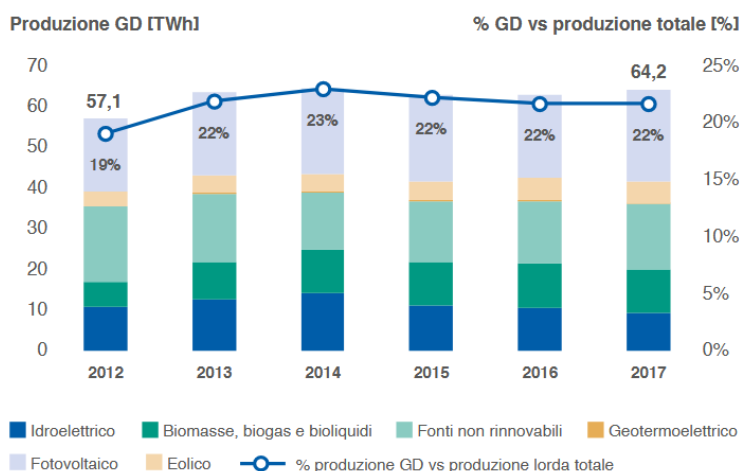


Figura 5 Produzione lorda delle GD per fonte

La differenza principale tra gli impianti a fonte rinnovabile e un impianto tradizionale, oltre alla possibilità di programmare la produzione, è la modalità con cui l'impianto si interfaccia con la rete: un impianto tradizionale sfrutta la presenza di una macchina rotante mentre un impianto FER si interfaccia tramite l'utilizzo di una macchina statica (inverter) che richiede un approccio diverso ed alcune criticità nell'esercizio.

Per loro natura le macchine statiche hanno una propensione minore a sostenere l'esercizio in sicurezza della rete, in particolare:

- Si riduce l'inerzia del sistema elettrico, fondamentale per la stabilità della frequenza e per la capacità di resistere in caso di perturbazione.
- Riduzione del numero di risorse utilizzabili per la regolazione della tensione tramite la potenza reattiva.
- Riduzione della potenza di cortocircuito con effetti negativi sulla power quality e sulla sicurezza.

Legato all'aspetto della non programmabilità delle fonti:

- Riduzione del numero di risorse utilizzabili per la regolazione frequenza-potenza.
- Riduzione del margine di adeguatezza per la copertura dei picchi di carico quando gli impianti rinnovabili hanno una produzione minore, ad esempio nelle ore serali.
- Periodi di sovra-generazione nelle ore centrali della giornata che possono portare all'inversione del flusso di potenza verso la rete a tensione maggiore attraverso i trasformatori in cabina. Questo aspetto può creare problemi dal punto di vista delle protezioni di linea dato che a causa dell'inversione del flusso potrebbero agire in maniera intempestiva.

A causa poi della disomogeneità nella distribuzione degli impianti a fonte rinnovabile sul territorio che spesso è anche incoerente con la posizione dei luoghi di consumo:

- Aumento delle congestioni di rete causa della dislocazione rispetto al luogo di consumo.
- Maggiori problematiche nella gestione della rete a causa della presenza di impianti di generazione distribuita.

1.3.3. Sicurezza

Quando si parla di sicurezza del sistema elettrico, si intende la capacità che ha il sistema di resistere ad una perturbazione del regime di funzionamento quando si manifesta un disturbo improvviso.

I parametri coinvolti sono frequenza e tensione ma il solo sistema elettrico non è in grado di garantire la sicurezza della rete, in quanto a seguito di un disturbo i parametri non tornano automaticamente al loro valore nominale ma sono necessarie delle azioni che permettano di ripristinarli.

La capacità di un sistema elettrico di resistere ad una perturbazione è determinata dall'inerzia di rete che negli impianti tradizionali è fornita dalle macchine rotanti e che negli impianti di GD interfacciati tramite convertitori statici è praticamente nulla.

Le macchine rotanti sono in grado di sostenere il sistema elettrico quando si verifica una perturbazione perché, anche in caso di riduzione della velocità a seguito di uno sbilanciamento tra potenza meccanica ed elettrica, rimangono in rotazione grazie all'inerzia meccanica.

I convertitori statici invece non presentano parti in movimento, quindi, non riescono ad offrire lo stesso contributo di una macchina rotante, cioè non sono in grado di fare fronte ad una variazione della frequenza ma addirittura, in caso di variazione che supera una certa soglia, si distaccano dalla rete.

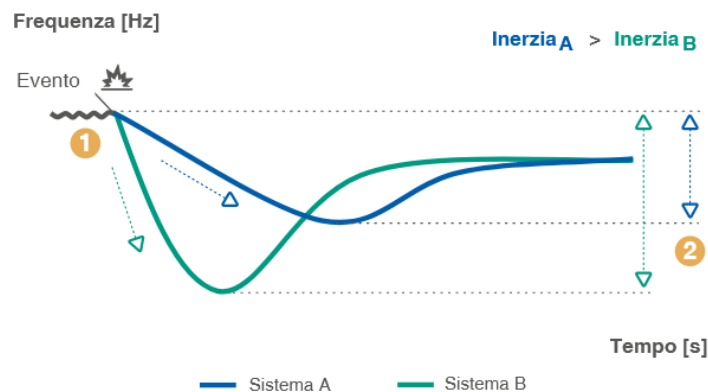


Figura 6 Andamento del transitorio di frequenza a seguito di perdita di generazione su due sistemi a diversa inerzia

L'espansione della GD che si interfaccia tramite convertitori statici comporta un cambiamento nei sistemi elettrici, sia a livello nazionale che a livello europeo, in quanto ci si muove verso un sistema ad inerzia sempre minore e ad una elevata variabilità dei flussi.

Sulla base di queste considerazioni Terna si adopera per avere a disposizione una capacità di riserva utile alla regolazione della frequenza tramite:

- Regolazione primaria: automatica e attuata dai primi istanti a seguito dello squilibrio e ha lo scopo di “bloccare” la variazione di frequenza all'interno di un range nell'intorno del valore nominale.
- Regolazione secondaria: automatica con lo scopo di riportare la frequenza al suo valore nominale con interventi più lenti.
- Regolazione terziaria: eseguita su richiesta di Terna per ripristinare le riserve di capacità.

Per la regolazione della frequenza vengono impiegati solamente gruppi di generazione superiori a 10 MVA non alimentati da fonte non programmabile.

Per la regolazione della tensione si deve modulare la potenza reattiva in rete per stabilizzare il valore della tensione ed è anch'essa divisa in due step:

- Regolazione primaria: consiste in modulazioni della potenza reattiva in base allo scostamento della tensione dal suo valore nominale ai morsetti di un certo gruppo ed ha quindi carattere locale.
- Regolazione secondaria: consiste nella modulazione della potenza reattiva su nodi strategici della rete chiamati “nodi pilota” ed ha un carattere regionale.

Nel contesto della regolazione della tensione assume rilevanza il compensatore sincrono costituito da una macchina rotante che permette di variare la potenza reattiva in maniera continuativa e può contribuire all'inerzia della rete. Ad oggi, nessun impianto eolico o fotovoltaico contribuisce alla regolazione della tensione.

Sono previste delle azioni di controllo che vengono messe in atto per l'esercizio in sicurezza della rete che si rendono necessarie per riportare il sistema alle condizioni di lavoro normali a seguito di una perturbazione. A seconda della tipologia di disturbo vengono impiegate manovre automatiche per fenomeni ad evoluzione rapida o manuali per quelli ad evoluzione più lenta.

Un forte impatto sulla sicurezza della rete deriva dalle inversioni dei flussi di potenza dovuti alla crescente presenza della generazione distribuita. Queste inversioni di flusso consistono nella risalita di potenza dalla rete di distribuzione verso quella di trasmissione nel momento in cui la generazione distribuita supera il carico locale.

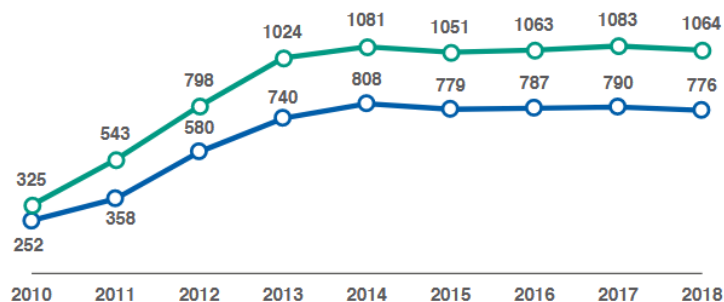


Figura 7 Dati sull'inversione dei flussi di potenza

La transizione da un sistema che opera tramite l'interconnessione delle diverse parti della rete a un sistema che può operare in isola è un problema perché causa sbilanciamento tra generazione e carico.

Un aiuto può essere fornito dai sistemi di accumulo come le batterie che potrebbero provvedere a mantenere la stabilità della rete a seguito di un disturbo.

Le problematiche che si generano da questo fenomeno riguardano la riduzione della selettività delle protezioni e la diminuzione dell'efficacia dei piani di difesa in quanto è necessario rivedere le modalità di gestione della rete di distribuzione che si è assunta inizialmente passiva.

Anche i sistemi di monitoraggio possono risultare obsoleti dato che vengono monitorati in tempo reale solo i flussi di potenza tra rete di trasmissione e cabina primaria mentre non vengono presi in considerazione circa 28 GW di impianti produttivi connessi alla distribuzione di bassa tensione.

1.3.4. Adeguatezza

Il sistema elettrico si definisce adeguato se possiede una capacità di riserva sufficiente a soddisfare la domanda attesa in ogni istante tenendo in considerazione le possibili fluttuazioni o altre situazioni impreviste come l'incertezza della producibilità o la realizzazione di nuova capacità.

Ognuna di queste situazioni è associata a un livello di incertezza che sarà tanto maggiore quanto più lungo è l'orizzonte temporale.

L'esercizio deve pertanto avvenire con un certo margine di adeguatezza sufficiente alla gestione della rete. Il margine di adeguatezza viene definito come la differenza tra la capacità disponibile (sia prodotta che importata) e il fabbisogno di energia aumentato della riserva terziaria.

Considerando le diverse fonti di energia, il loro contributo non può essere ritenuto costante per tutto l'anno ma subisce variazioni a seconda del periodo dell'anno e anche durante l'arco di una giornata e di ognuna di esse è necessario tenere in considerazione che di tutta la capacità installata, non tutta offre un contributo all'adeguatezza.

Per gli impianti termoelettrici una parte della capacità disponibile non può essere sfruttata a causa di limiti autorizzativi, a causa della necessità di avere una banda di riserva primaria o per eventuali manutenzioni.

Per gli impianti idroelettrici si deve considerare la loro produzione effettiva per gli impianti privi di sistemi di accumulo o la producibilità massima in caso di presenza di impianti di accumulo.

Passando alla produzione da fonte rinnovabile, è necessario considerare una stima della produzione resa disponibile nell'arco di una giornata basandosi su dati storici sia per quanto riguarda la produzione interna, sia per l'importazione dall'estero.

La generazione distribuita contribuisce solo in minima parte ed è da considerare che, la sostituzione di impianti a fonte fossile con impianti a fonte rinnovabile, fornisce un contributo molto inferiore all'adeguatezza del sistema elettrico: se infatti si considerano 1000 MW di fonte eolica o fotovoltaica, questi non corrispondono a 1000 MW impiegabili per l'adeguatezza del sistema ma bisogna considerare un tasso di derating elevato (89% per il solare, 82% per l'eolico).

L'effetto dell'aumento della generazione distribuita a fronte della diminuzione degli impianti a fonte fossile è la progressiva diminuzione del margine di adeguatezza del sistema che ad esempio nel 2014-2015 si è ridotto di oltre il 70%. Questo provoca un peggioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema che potrebbe trovarsi in una situazione di stress maggiore.

1.3.5. Qualità

Come già citato nel capitolo precedente, la power quality si articola su due diversi aspetti che sono la continuità del servizio e la qualità dell'onda di tensione.

È un aspetto che sta assumendo maggiore rilevanza per l'incremento dei componenti elettronici e per il fatto che diventa sempre più fondamentale la disponibilità di energia a causa della crescente elettrificazione dei consumi finali: la mancata disponibilità del servizio anche per brevi istanti può causare infatti perdite sia dal punto di vista tecnico che dal punto di vista economico.

Il principale parametro che viene valutato in questo contesto è quello del numero di buchi di tensione cioè il numero delle volte in cui il valore efficace della tensione di alimentazione scende al di sotto del suo 90% causati nella maggiore parte dei casi da un cortocircuito in rete che determina la circolazione di una corrente di guasto che porta ad un rapido abbassamento della tensione.

L'area che risente dell'abbassamento della tensione è inversamente proporzionale alla potenza di cortocircuito della rete a cui contribuiscono gli impianti di produzione dotati di macchine rotanti.

Quindi, nell'attuale periodo di transizione, con la diminuzione dell'attività dei parchi termici a favore degli impianti a fonte rinnovabile, si assiste ad una diminuzione della potenza di cortocircuito che indebolisce la rete, aumentando l'estensione delle aree interessate dal buco di tensione e riducendo la selettività delle protezioni. [5]

1.3.6. Componenti di rete potenzialmente critici

La presenza di generazione distribuita nella rete può comportare maggiori sollecitazioni di alcuni componenti di rete con conseguenze nell'esercizio.

I componenti che risentono maggiormente della presenza della generazione distribuita sono:

- Interruttori di linea (MT e BT), interruttori IMS nelle cabine di sezionamento e interruttori delle utenze passive: l'aumento delle correnti di cortocircuito nelle reti con presenza di correnti di GD può comportare la circolazione di correnti al limite delle caratteristiche costruttive degli organi di manovra. Di conseguenza sarà necessario adottare delle soluzioni pratiche al fine di evitare queste eventualità:
 - Sostituzione degli interruttori presenti con altri di caratteristiche adeguate.
 - Allacciamento della GD in un punto diverso della rete MT o BT.
 - Allacciamento della GD alla rete a tensione superiore.
 - Utilizzo di reattanze serie per limitare il contributo alla corrente di cortocircuito.
- Protezioni di linea: riguarda soprattutto le protezioni di massima corrente. La possibilità di avere scatti intempestivi che pongono fuori esercizio i feeder, si può risolvere adottando opportuni provvedimenti:
 - Diversa taratura delle protezioni.
 - Allacciamento della GD in un punto diverso della rete MT o BT.
 - Allacciamento della GD tramite linea dedicata.
 - Adozione di reattanze serie per limitare il contributo alla corrente di cortocircuito

- Conduttori: se si verificasse un aumento della tensione di cortocircuito in un tratto di linea in cui il conduttore presenta sezione minore, ci potrebbero essere dei problemi relativi all'energia termica passante (I^2t). La possibile soluzione è la sostituzione del tratto di linea interessato ma rappresenta un impegno economico non indifferente.
- Variatore sotto carico dei trasformatori in cabina primaria (OLTC): se l'impianto di GD installato nella rete MT ha una taglia elevata, unita alla aleatorietà della fonte, il commutatore potrebbe dover eseguire numerose commutazioni in breve tempo. [6]

1.4. SMART GRID

La rete attuale si presenta come già detto come un sistema verticalmente integrato, diviso nelle tre fasi di generazione, trasmissione e distribuzione ma sta affrontando una fase di transizione dovuta allo sviluppo e alla crescente integrazione della generazione distribuita che come detto causa problemi di gestione della rete elettrica. Allo stato attuale, solo un terzo della fonte di energia viene convertita in energia elettrica senza che avvenga un recupero del calore dissipato, circa l'8% dell'energia viene persa lungo le linee di trasmissione e a causa della sua struttura, in caso di guasto risente di una sorta di effetto domino.

Il passo successivo è quello dell'implementazione delle smart grid.

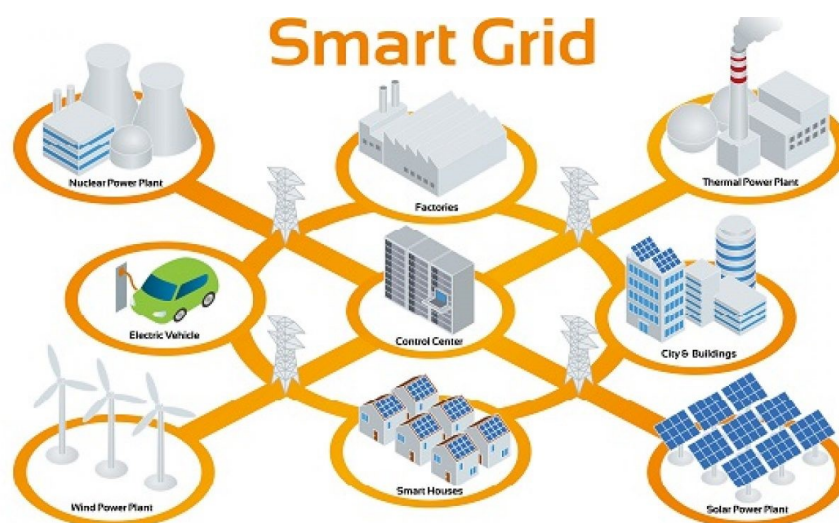


Figura 8 Concetto di smart grid

Con il termine smart grid si identifica una rete elettrica dotata di tecniche di ottimizzazione dinamica che utilizza misurazioni in tempo reale per ridurre al minimo le perdite, mantenere i livelli di tensione, aumentare l'affidabilità e migliorare la gestione delle risorse in modo tale da integrare in maniera intelligente le azioni di tutti gli utenti connessi. In pratica, a differenza di una normale rete elettrica che si presenta come un aggregato di generatori e carichi controllati in maniera manuale, la smart grid aumenta il livello di connettività e l'automazione tra i generatori e carichi.

L'obiettivo dello sviluppo delle smart grid è quello di ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica e di tutti i suoi componenti.

Grazie a queste tecnologie, la rete dovrebbe essere in grado di:

- Semplificare la connessione e il funzionamento di impianti di produzione eterogenei di diverse dimensioni e tecnologie.

- Facilitare l'implementazione delle fonti di energia rinnovabile in modo da ridurre l'impatto ambientale del sistema elettrico.
- Gestire e risolvere eventuali perturbazioni per aumentare il grado di affidabilità e sicurezza della rete.
- Fornire ai consumatori gli strumenti necessari per contribuire ad ottimizzare il funzionamento del sistema elettrico e dare loro maggiori informazioni e potere di scelta.

Data la necessità di integrare una maggiore quantità di impianti di generazione distribuita evitando il degrado del comportamento e delle prestazioni del sistema elettrico, le smart grid avranno il compito di promuovere l'uso diffuso di microgenerazione ed essere in grado di gestire i flussi di potenza bidirezionali.

A tale scopo un ruolo rilevante viene assunto dall'intelligenza computazionale con cui si identificano gli strumenti necessari per l'analisi e l'ottimizzazione della rete elettrica.

Fanno parte di questo ambito la programmazione e gli strumenti per l'ottimizzazione e per questo dovranno essere sviluppati nuovi algoritmi per la gestione e le operazioni di rete.

Dal punto di vista del mercato, ogni utente diventerà *prosumer*, cioè un utente che acquista e vende energia elettrica nel mercato partecipando alla *Demand Side Management* (DSM). In questo modo il prezzo dell'energia elettrica nel mercato sarà variabile nel tempo in modo da bilanciare la domanda e l'offerta di energia.

Per discostarsi dal modello centralizzato attuale, ogni utente potrebbe essere rappresentato nel mercato da un agente-software, cioè da un programma in grado di massimizzare il profitto degli utenti.

Sono diffusi scenari di *price-to-device*, in cui il prezzo varia in maniera dinamica nel tempo e i contatori comunicano con gli elettrodomestici al fine di migliorare il profilo di generazione. [7] [8] [9]

1.4.1. Componenti di una smart grid

Una smart grid in grado di operare sia in parallelo alla rete, sia con un funzionamento in isola, si basa sui seguenti concetti:

- Comprende impianti di produzione in grado di soddisfare la domanda locale e di fornire alla rete elettrica la produzione in eccesso. Integrano impianti di generazione distribuita a fonte rinnovabile, impianti a ciclo combinato (CCHP), microturbine, impianti fotovoltaici e permettono la connessione e il controllo dei

veicoli elettrici stradali che possono rappresentare un sistema di accumulo dell'energia nel momento in cui vengono connessi alla rete, ma anche una risorsa energetica in caso di necessità. L'insieme di questi impianti deve consentire un flusso di potenza bidirezionale tra distributori e carichi, sia residenziali che industriali.

- Fa utilizzo anche di impianti di accumulo per limitare i problemi legati alla produzione fortemente variabile degli impianti a fonte rinnovabile.
- Comprende impianti di smart metering e sensori in grado di misurare diversi parametri della rete (potenza attiva, potenza reattiva, tensione, corrente ecc.) con buona precisione. A questi si aggiungono dei dispositivi di controllo che hanno la funzione di valutare le congestioni e la stabilità della rete, monitorare lo stato dei componenti e forniscono supporto per il controllo della rete.
- Include infrastrutture per la comunicazione che permettono ai diversi componenti della rete di scambiarsi informazioni e di fornire i comandi in maniera sicura e affidabile (Internet of Energy).
- Sono presenti sistemi di automazione che consentono una rapida diagnosi delle problematiche in rete e consentono di attuare soluzioni specifiche in caso di guasto o disturbo. Al fine di ricavare informazioni dalla rete, esistono dei sistemi di analitica avanzata implementate con tecniche di visualizzazione che consentono di ridurre le enormi quantità di dati presenti.
- Incorpora terminazioni e carichi intelligenti, in grado di comunicare il loro stato e ricevere i comandi che vengono forniti per adattare le loro performance. [10]

1.4.2. Microgrid

Al fine di sviluppare il potenziale dei sistemi di generazione distribuita, è utile visualizzare l'impianto di produzione e il carico che alimenta come un sottosistema o microgrid e tale approccio consente di spostarsi da una condizione di controllo della rete e della GD centralizzato verso un controllo locale dell'impianto di produzione.

La struttura di una microgrid è composta da diversi impianti a fonte rinnovabile connessi alla rete di distribuzione nella forma appunto di generazione distribuita e l'insieme di diverse microgrid integrate tra di loro (unite ai sistemi di gestione e controllo) compone una smart grid.

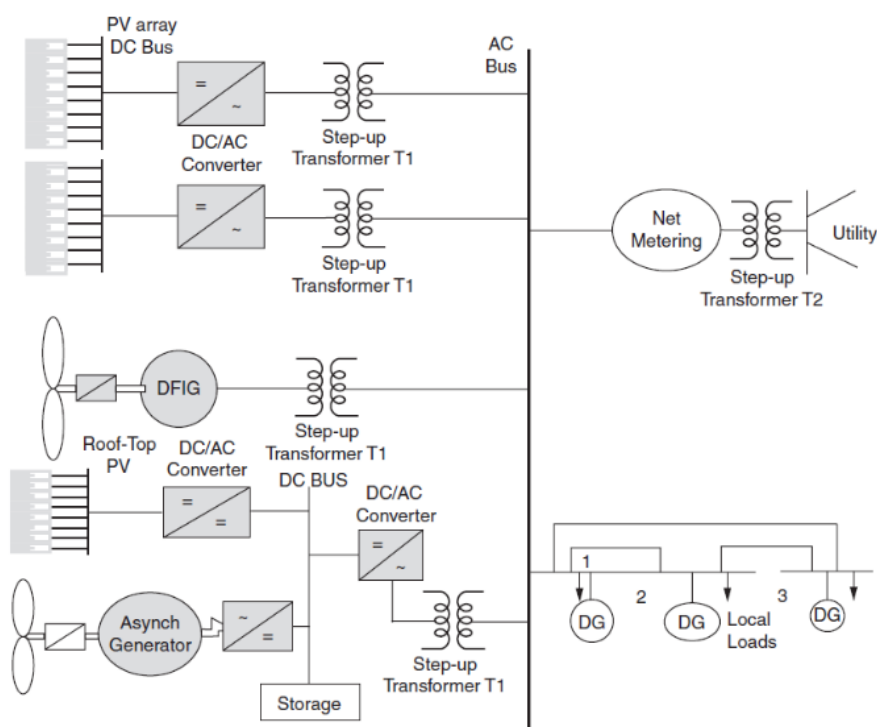


Figura 9 Modello di una microgrid

Tramite lo sviluppo di questo tipo di impianti, in caso di disturbo o di guasto in rete, l'impianto di GD e il relativo carico possono sconnettersi dalla rete e funzionare in isola senza intaccare il funzionamento della rete.

Dal punto di vista tecnologico, oltre alla presenza del generatore prevalentemente a fonte rinnovabile, è importante la presenza di un sistema di accumulo questo perché:

- Stabilizza il funzionamento della microgrid in caso di fluttuazioni del carico.
- Riduce i picchi,
- Rappresenta una fonte di energia di supporto.

Vantaggi:

- Sono in grado, in caso di disturbo, di separarsi dalla rete ed operare in isola senza causare problemi al carico connesso ad essa.
- Durante i periodi di picco riducono il carico alimentato direttamente dalla rete in modo da evitare eventuali aperture delle protezioni di linea.
- Utilizzano generatori nella maggior parte dei casi a fonte rinnovabile riducendo quindi l'impatto ambientale.
- Possono operare per ridurre i costi dell'energia elettrica dato che permettono di generare una parte della domanda di energia di un'utenza o l'intera parte.

Svantaggi:

- Devono essere controllati i valori di frequenza, potenza e tensione per il bilancio del sistema.
- Si rendono necessari sistemi di accumulo ingombranti.
- Sorgono problemi a seguito del funzionamento in isola per la risincronizzazione con la rete.
- Gli standard di interconnessione hanno bisogno di essere sviluppati.

1.4.3. Controllo delle microgrid

Per integrare al meglio la generazione distribuita connessa alla rete BT e metterla in relazione con la rete MT al fine di ottimizzare il funzionamento del sistema, necessita di un sistema di controllo che può essere organizzato su tre livelli:

- Microgenerator Controller (MC): utilizza l'interfaccia di conversione della sorgente dell'impianto e pertanto dovrà presentare caratteristiche diverse a seconda del tipo di generatore viene utilizzato. Sfrutta le informazioni locali per il controllo di tensione e frequenza.
- Microgrid Central Controller (MGCC): ha una duplice funzione dato che è in grado di monitorare sia i flussi di potenza attiva e reattiva, sia di eseguire azioni al fine di ottimizzare le operazioni della microgrid.
- Distribution Management System (DMS): ad esso vengono connessi diversi MGCC e si deve occupare di questioni relative al funzionamento autonomo della microgrid, lo scambio di informazioni tra le diverse componenti dell'impianto e i processi di disconnessione e risincronizzazione con la rete.

I sistemi di controllo possono quindi presentarsi come connessi alla rete o operare in maniera isolata da essa: hanno lo scopo di regolare il funzionamento e la stabilità della microgrid soprattutto dal punto di vista di tensione e frequenza.

È possibile distinguere poi tra controllo decentralizzato e controllo centralizzato.

Nel primo caso è il MC ad avere un ruolo di maggiore responsabilità perché deve essere in grado di massimizzare la produzione al fine di soddisfare la domanda ed esportare energia in rete tenendo in considerazione i prezzi del mercato. L'approccio può essere basato su una tecnologia multi-agent (MAS) che consente ai micro-generatori di avere diversi proprietari e dato che gli impianti sono localizzati in luoghi differenti e presentano diverse caratteristiche, risulta opportuno che il controllo avvenga localmente e non in maniera centralizzata in modo da garantire un funzionamento più efficiente ed autonomo.

Per quanto riguarda il controllo centralizzato il microgrid controller (MC) segue le direttive del MGCC quando la microgrid opera connessa alla rete mentre se opera disconnesso dalla rete, può operare in autonomia con lo scopo di ottimizzare la produzione di potenza attiva e reattiva.

Per ottimizzare il funzionamento delle microgrid e dei carichi ad essa connessi, la strategia utilizzata è quella di inviare dei segnali di controllo e nelle situazioni di necessità, alcuni carichi possono essere disconnessi. [11] [12]

1.4.4. Smart metering e tecnologie di comunicazione

Uno strumento di smart metering è uno strumento di misura avanzato in grado di ottenere informazioni dall'utente ed è in grado di analizzare i consumi energetici tramite la misura delle grandezze elettriche raccolte in tempo reale.

Supportano una comunicazione bidirezionale con il sistema centrale e alcuni di essi hanno la capacità di connettere e disconnettere i carichi da remoto. Comprendono al loro interno una serie di sensori e dispositivi di controllo supportati da sistemi di comunicazione che raccolgono i dati delle utenze domestiche e dalla rete di distribuzione uniti ai consumi energetici.

A seguito della raccolta, i dati vengono inviati all'unità centrale che fornisce i comandi e le azioni da eseguire per migliorare il consumo di energia dell'utenza.

Grazie a questi strumenti il gestore della rete è in grado di gestire in maniera interattiva e decentralizzata i flussi di potenza e un migliore utilizzo delle risorse energetiche e di rete oltre ad un sistema di tariffe che variano sensibilmente con le variazioni dei nodi della rete.

Dal punto di vista dei customer, la presenza degli smart meter consente di avere una maggiore consapevolezza dei consumi energetici, un migliore utilizzo dei dispositivi elettrici durante i periodi di picco spostandone magari l'impiego in un momento della giornata in cui il prezzo risulta minore.

I primi progetti presentavano sistemi AMR (*Automatic Meter Reading*) che erano in grado di leggere i consumi delle utenze ed eventuali criticità. Tuttavia, questa tecnologia non incontra la principale necessità delle reti, la Demand Side Management: per loro natura, questi strumenti erano in grado solamente di leggere i dati ma non consentivano di eseguire azioni correttive al fine di ottimizzare il funzionamento, cioè non consentivano una vera e propria transizione verso le smart grid.

Il passo successivo è stato quello dell'AMI (*Advanced Meter Infrastructure*): questo ha consentito alle utenze di essere dotate di un sistema di comunicazione bidirezionale rispetto allo strumento di misura, ma anche la possibilità di eseguire delle azioni per la gestione dei carichi in base ai dati rilevati dagli strumenti.

I costi relativi all'implementazione di questo sistema sono molto elevati per permettere una rapida espansione del sistema delle smart grid, di conseguenza inizialmente si assiste ad una coesistenza tra il sistema tradizionale e quello delle smart grid, con funzionalità e gestione dei carichi che si sposterà sempre di più verso il sistema più moderno.

Dal punto di vista della comunicazione, si rende necessaria la definizione di alcuni standard ICT (*Information and Communication Technology*) per definire lo scambio di informazioni tra i diversi componenti della rete.

La ICT viene implementata a livello di rete di trasmissione ma la tecnologia, i protocolli e gli standards che vengono utilizzati non sono adatti per essere inseriti in un contesto di rete di distribuzione, sia da un punto di vista tecnico che da un punto di vista di convenienza economica.

Le infrastrutture di trasmissione e distribuzione in una smart grid presentano una struttura simile a quella di una rete internet, nel senso che comprende una serie di nodi interconnessi tra di loro ma senza una struttura verticale come nel caso di una rete tradizionale.

Gli elementi di rilievo per lo sviluppo di tali infrastrutture sono:

- Un sistema di comunicazione semplice, sicuro e robusto con lo scopo di monitorare e controllare il dispacciamento dell'energia elettrica ai customer.
- Un modello comune per i dati e le informazioni in modo da costituire un database uguale per tutti i livelli della rete.
- Soluzioni ICT ben funzionanti al fine di mantenere la sicurezza nella fornitura e per le interazioni tra gli operatori del mercato.

Nonostante siano presenti diverse tecnologie, questi strumenti operano secondo un procedimento definito: gli smart meter raccolgono i dati e li trasmettono tramite la rete locale (LAN) al sistema centrale che raccoglie i dati e li elabora per poi inviare comandi e disposizioni tramite la rete WAN sfruttando il collegamento bidirezionale. Per la comunicazione bidirezionale possono essere impiegati sistemi a radio frequenze oppure *Power Line Carrier* (PLC). [11] [13]

1.4.5.Barriere allo sviluppo delle smart grid

Lo sviluppo delle smart grid non presenta solamente i vantaggi legati ad un utilizzo più efficiente dell'energia e della rete oltre alla possibilità di una migliore integrazione degli impianti a fonte rinnovabile. È necessario prendere in considerazione anche gli svantaggi e le barriere che impediscono lo sviluppo di questa soluzione.

- In primo luogo, i gestori delle reti dovranno preoccuparsi di modificare il loro business model e potrebbero non avere al loro interno tecnici in grado di affrontare tale situazione. Una possibile soluzione è quella di creare una affiliazione con le compagnie di telecomunicazione per ricercare professionisti adatti allo scopo.
- A causa della penetrazione degli impianti di generazione distribuita, i gestori della rete potrebbero trovarsi nella situazione di una riduzione delle vendite dell'energia, aspetto problematico considerando che il mercato si basa sui costi. Deve essere quindi il governo ad occuparsi dello sviluppo di progetti che limitano l'acquisto di energia da impianti distribuiti per consentire ai gestori delle reti di non avere perdite dal punto di vista economico.
- I consumatori potrebbero risultare restii al cambiamento relativo alla presenza degli smart meter a causa di possibili guasti. È necessario quindi dotare i customer di tecnologie sicure e testate comprendendo inizialmente un periodo di prova per l'approvazione dello strumento.
- Sempre riguardo gli strumenti di misura, c'è da registrare un costo sicuramente superiore rispetto ai contatori tradizionali oltre ad una aspettativa di vita più breve. Inoltre, bisogna considerare che nei paesi in via di sviluppo potrebbero non esserci risorse sufficienti per l'installazione degli smart meters. Sarà quindi necessario prevedere una sistema di incentivi per l'installazione di tali dispositivi e incrementare i fondi per lo sviluppo di nuovi progetti.
- Dal punto di vista delle interconnessioni e della comunicazione, risultano assenti standard e sistemi di cyber security: devono essere previsti gruppi di lavoro per lo sviluppo di standard idonei e per aumentare la sicurezza nella protezione dei dati.

- Infine, bisogna ricordare che l'installazione di impianti di accumulo è ancora molto ridotta, quindi anche in questo caso si dovranno incentivare gli investimenti aumentando i fondi per la ricerca e lo sviluppo [14]

1.4.6.Flessibilità della rete

L'evoluzione del sistema elettrico ha un impatto significativo sulla pianificazione del sistema elettrico nel futuro. È per questo che le principali sfide per il futuro sono:

- Identificazione dello stato operativo: dato che l'utilizzo del sistema elettrico è destinato a crescere nel futuro, è importante conoscere le incertezze e i limiti che caratterizzano il sistema elettrico ed in particolare per garantire la stabilità del sistema bisogna porre l'attenzione su frequenza e tensione.
- Cambiamenti nella risposta dinamica: come già descritto in precedenza il problema della crescente presenza degli impianti interfacciati con il sistema elettrico tramite inverter rappresenta un problema per la risposta dinamica del sistema elettrico stesso. È per questo che regole e principi validi fino a questo momento non potranno più essere adottati.
- Diversa utilizzazione del sistema elettrico: con la crescente penetrazione della generazione distribuita cambiano le dinamiche della domanda e il numero delle interconnessioni.

Tutti questi aspetti possono essere racchiusi all'interno del concetto di flessibilità della rete elettrica.

Quando si parla di flessibilità, la definizione non è univoca dato che negli anni ne sono state proposte diverse. Nel 1995 la CIGRE propone come definizione: "l'abilità di adattare lo sviluppo del sistema elettrico rapidamente e ad un costo ragionevole, a qualsiasi cambiamento previsto o meno delle condizioni presenti al momento della pianificazione" mentre nel 2018 la International Renewable Energy Agency (IRENA) la definisce come: "la capacità del sistema elettrico di far fronte alla variabilità e alle incertezze che vengono introdotte dai sistemi a fonte rinnovabile in tempi diversi, dal breve al lungo termine, evitando la riduzione degli impianti a fonte rinnovabile e fornendo in modo affidabile l'energia richiesta dai customer".

In generale la definizione che viene fornita di flessibilità è: "la capacità del sistema elettrico di gestire i cambiamenti".

La prima divisione che può essere fatta è quella tra flessibilità a livello globale del sistema elettrico e flessibilità a livello locale: nel primo caso si tratta di mantenere una frequenza stabile ed una fornitura sicura mentre localmente è importante mantenere la tensione ai bus e assicurare la capacità necessaria. È importante in questo caso

comprendere che in base alle necessità le soluzioni da adottare sono differenti e in tempi diversi ed è per questo che viene introdotta una seconda classificazione:

- Flessibilità per la potenza: nel sistema elettrico deve essere garantito in ogni istante l'equilibrio tra potenza fornita e consumata e nel breve periodo questo si traduce nella relazione tra potenza e frequenza. Con l'incremento della generazione distribuita, si riduce la produzione programmabile che porta ad una maggiore incertezza della fornitura di energia. Ecco che si rende necessario un aumento della flessibilità per garantire il bilancio.
- Flessibilità per l'energia: per il medio-lungo periodo l'equilibrio tra fornitura e domanda richiede di assicurare la riserva per necessità future. Per gli impianti tradizionali viene previsto uno stoccaggio di combustibile oppure l'utilizzo di serbatoi (nel caso di impianti idroelettrici) per avere le risorse sufficienti e fornire flessibilità al sistema elettrico al fine di contrastare le produzioni variabili degli impianti rinnovabili e le variazioni di carico stagionali. La riduzione degli impianti a fonte fossile tradizionale e il parallelo aumento degli impianti a fonte rinnovabile ha come risultato una maggiore incertezza nella fornitura dell'energia.
- Flessibilità per la capacità di trasferimento: in questo caso la flessibilità è rappresentata dalla capacità di fornire la capacità di riserva in situazioni di necessità. La soluzione per garantire flessibilità in questo caso non è quella di dotarsi di nuove installazioni dato che i problemi possono verificarsi sia a livello nazionale che internazionale.
- Le soluzioni possibili vanno dall'installazione di sistemi di protezione o di misurazione (*Dynamic Line Rating DLR*) all'implementazione di tariffe variabili nel tempo.
- La flessibilità in questo caso è richiesta sia a livello locale che regionale e mostra l'importanza della localizzazione della capacità di riserva.
- Flessibilità per la tensione: la stabilità della tensione, come noto, è in relazione con la potenza reattiva degli impianti di generazione ed è per questo che l'andamento della domanda influenza la stabilità e quindi la qualità della tensione.
- La generazione distribuita crea flussi di potenza differenti in rete alterando i profili di tensione; quindi, ai fini della flessibilità diventano fondamentali i servizi ancillari e i sistemi di accumulo. [15]

1.4.7. Il ruolo delle smart grid

Come si può intuire, lo sviluppo delle smart grid è la sfida più importante per lo sviluppo della rete elettrica. Si possono elencare tre ragioni per cui l'integrazione e l'interoperabilità dei sistemi elettrici sono la strada da perseguire:

- Users: possono essere visti come dei provider di flessibilità perché hanno un interesse nel fornire servizi ad altri customer ma presentano un budget limitato e carenza di interfacce per la partecipazione al mercato.
- Venditori: hanno gli stessi interessi degli users ma se non si giunge allo sviluppo di standard comuni, non saranno in grado di esportare il loro prodotto al di fuori dei confini nazionali.
- DSO: come nel caso dei venditori, anche loro sono interessati allo sviluppo di standard comuni per aumentare le opzioni nel loro portfolio.

Nel 2017 il progetto *Integrating the Energy System Austria* (IES) ha iniziato a testare con successo un sistema di comunicazione standard per la rete europea al fine di promuovere una struttura di rete transnazionale in collaborazione con gli altri stati.

Questo progetto rientra nel *European Smart Grid Architecture Model* (SGAM) che illustra cinque livelli di interoperabilità nei quali possono esserci scambi di informazione al livello di smart grid.

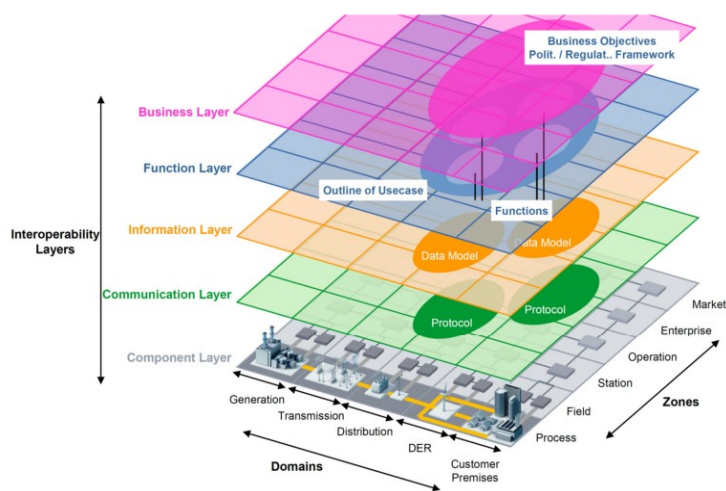


Figura 10 European Smart Grid Architecture Model (SGAM)

I cinque layer del modello sono:

- Business: racchiude informazioni relative ai processi di business, alle organizzazioni e alle condizioni regolatorie.
- Function: descrive le funzioni logiche e le relazioni tecniche per il business.
- Information: riguarda le informazioni scambiate dalle function.

- Communication: protocolli e meccanismi per scambiare le informazioni contenute nell'information layer.
- Component: insieme dei componenti di rete che comunicano tra di loro tramite determinati protocolli.

Con l'avvento delle smart grid e l'implementazione delle tecniche di comunicazione two-way, diventa più semplice per le utilities collegarsi tra di loro a livello residenziale, data l'omogeneità dei carichi. In questo modo migliora l'integrazione degli impianti a fonte rinnovabile e si riduce la necessità di combustibili fossili.

Quindi, la transizione verso le smart grid consentirà non solo di aumentare la flessibilità del sistema elettrico grazie alle nuove possibilità di interconnessione e comunicazione, ma avrà anche un ruolo di supporto al fine di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione delle immissioni grazie alla capacità di integrare in maniera più efficiente gli impianti distribuiti a fonte rinnovabile. [16]

2. METODI RISOLUTIVI POWER FLOW E MODELLO DELLA RETE

2.1. Introduzione

A seguito dei cambiamenti che stanno interessando la rete elettrica, con una maggiore penetrazione di generazione distribuita e l'avvento delle smart grid, risulta ancora più rilevante la soluzione dei power flow a livello di rete di distribuzione.

I metodi risolutivi dei power flow nascono e si sviluppano prevalentemente a livello di rete di trasmissione in cui viene spesso impiegato un modello monofase equivalente data la possibilità di trascurare lo sbilanciamento delle fasi. Negli anni sono stati sviluppati algoritmi per la risoluzione dei power flow anche a livello di rete di distribuzione che tuttavia differisce da quella di trasmissione in alcuni aspetti:

- Struttura radiale.
- Rapporto R/X elevato.
- Dissimmetria della rete elettrica.
- Presenza di carichi sbilanciati.
- Elevato numero di nodi nella rete.

In generale quindi, a livello di rete di distribuzione non è possibile assumere l'ipotesi di rete simmetrica ed equilibrata ed è per questo che è necessario sviluppare un algoritmo trifase.

L'analisi dei flussi di potenza trifase può essere eseguita secondo due diversi riferimenti: phase frame e sequence frame.

Nel primo caso l'analisi viene eseguita utilizzando le grandezze delle tre fasi a-b-c ed appartengono a questa famiglia i metodi backward/forward sweep, metodi di compensazione, metodi Z Bus impliciti e metodi di Newton modificati.

Per quanto riguarda l'analisi tramite sequence frame la rete viene scomposta in sequenza diretta, inversa e omopolare (zero). Nascono tuttavia delle complicazioni a causa del fatto che per una linea non trasposta le mutue induttanze tra le fasi non sono uguali tra di loro, impedendo di avere modelli alle sequenze indipendenti tra di loro e creando notevoli svantaggi dal punto di vista computazionale a causa della complessità dei dati e delle soluzioni. Una possibile soluzione è l'iniezione di correnti di compensazione in modo tale da disaccoppiare le tre sequenze.

2.2. Metodi sequence frame

L'approccio dei metodi sequence frame, si basa sulla scomposizione del sistema trifase sbilanciato nei tre circuiti alle sequenze.

Il vantaggio nell'utilizzo di tali metodi risolutivi è dato dalla riduzione della dimensione del problema da risolvere come viene citato in [17], in cui si spiega come la dimensione ($6N \times 6N$) dello Jacobiano nella soluzione tramite Newton-Raphson possa essere ridotta ad una matrice ($2N \times 2N$) per la sequenza diretta e una matrice ($N \times N$) per la sequenza inversa e zero.

Ci sono tuttavia due aspetti negativi da considerare quando vengono utilizzati metodi alle sequenze: il primo è dato dal fatto che in una rete non trasposta, le mutue induttanze tra le fasi non sono uguali tra di loro e di conseguenza nel passaggio alle sequenze non si possono ottenere sistemi indipendenti tra di loro, cioè esiste un certo accoppiamento tra i circuiti. In secondo luogo, bisogna prendere in considerazione lo sfasamento introdotto da alcuni trasformatori speciali che sono difficili da rappresentare.

Il metodo utilizzato nel tool di Python chiamato Pandapower è quello descritto in [17] che verrà descritto nelle sezioni successive.

2.2.1. Modello del trasformatore alle sequenze

Il trasformatore viene rappresentato trasformando la matrice alle ammettenze di fase nella matrice alle ammettenze alle sequenze utilizzando la matrice di Fortescue:

$$Y_{012} = A^{-1}Y_{abc}A \quad (2.1)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

In cui $a_s = e^{j\frac{2}{3}\pi}$

I modelli per i diversi tipi di trasformatore sono riassunti nella tabella:

Connection		Equivalent Circuit/Admittance Matrix		
Bus P	Bus S	Positive	Negative	Zero
		$\begin{bmatrix} y_p & -y_m \angle 30 \\ -y_m \angle -30 & y_s \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} y_p & -y_m \angle -30 \\ -y_m \angle 30 & y_s \end{bmatrix}$	
		$\begin{bmatrix} y_p & -y_m \angle 30 \\ -y_m \angle -30 & y_s \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} y_p & -y_m \angle -30 \\ -y_m \angle 30 & y_s \end{bmatrix}$	

Tabella 3 Modello del trasformatore alle sequenze

2.2.2. Modello delle linee alle sequenze

Quando viene considerata una linea sbilanciata o non trasposta, la matrice alle sequenze risulterà asimmetrica e non presenterà componenti nulle.

Il modello alle sequenze delle linee è caratterizzato da un accoppiamento modesto in modo che i modelli delle linee possano risultare disaccoppiati nei tre circuiti alle sequenze: per fare ciò si ricorre all'iniezione di correnti ad entrambi gli estremi della linea.

Vengono definite le matrici alle ammettenze in serie e la matrice alle ammettenze degli elementi di shunt:

$$Y_{012}^Z = \begin{bmatrix} y_{00} & y_{01} & y_{02} \\ y_{10} & y_{11} & y_{12} \\ y_{20} & y_{21} & y_{22} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\frac{Y_{012}^S}{2} = \begin{bmatrix} y_{00} & y_{01} & y_{02} \\ y_{10} & y_{11} & y_{12} \\ y_{20} & y_{21} & y_{22} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Considerando una linea connessa tra i bus i e j , le correnti da iniettare possono essere calcolate come segue:

$$\begin{cases} \Delta I_0^{ij} = y_{01}^Z (V_1^i - V_1^j) + y_{02}^Z (V_2^i - V_2^j) \\ \Delta I_1^{ij} = y_{10}^Z (V_0^i - V_0^j) + y_{12}^Z (V_2^i - V_2^j) \\ \Delta I_2^{ij} = y_{20}^Z (V_0^i - V_0^j) + y_{21}^Z (V_1^i - V_1^j) \end{cases} \quad (2.5)$$

$$\begin{cases} \Delta I_0^{ii} = y_{01}^S V_1^i + y_{02}^S V_2^i \\ \Delta I_1^{ii} = y_{10}^S V_0^i + y_{12}^S V_2^i \\ \Delta I_2^{ii} = y_{20}^S V_0^i + y_{21}^S V_1^i \end{cases} \quad (2.6)$$

La corrente di iniezione che si ottiene al termine dei passaggi descritti sopra sarà:

$$\begin{cases} \Delta I_{i_{Line_n}} = \Delta I_n^{ii} + \Delta I_n^{ij} \\ \Delta I_{j_{Line_n}} = \Delta I_n^{jj} - \Delta I_n^{ij} \end{cases} \quad (2.7)$$

con $n=0,1,2$

Nei metodi di soluzione dei power flow bilanciati la corrente di iniezione alla sequenza diretta viene poi trasformata in iniezione di potenza alla sequenza diretta:

$$\begin{cases} \Delta S_{i_{Line_1}} = V_1^i (\Delta I_{Line_1}^i)^* \\ \Delta S_{j_{Line_1}} = V_1^j (\Delta I_{Line_1}^j)^* \end{cases} \quad (2.8)$$

Si ottengono dunque tre circuiti alle sequenze disaccoppiati tra di loro dato che il mutuo accoppiamento viene incluso tramite l'iniezione delle correnti e della potenza.

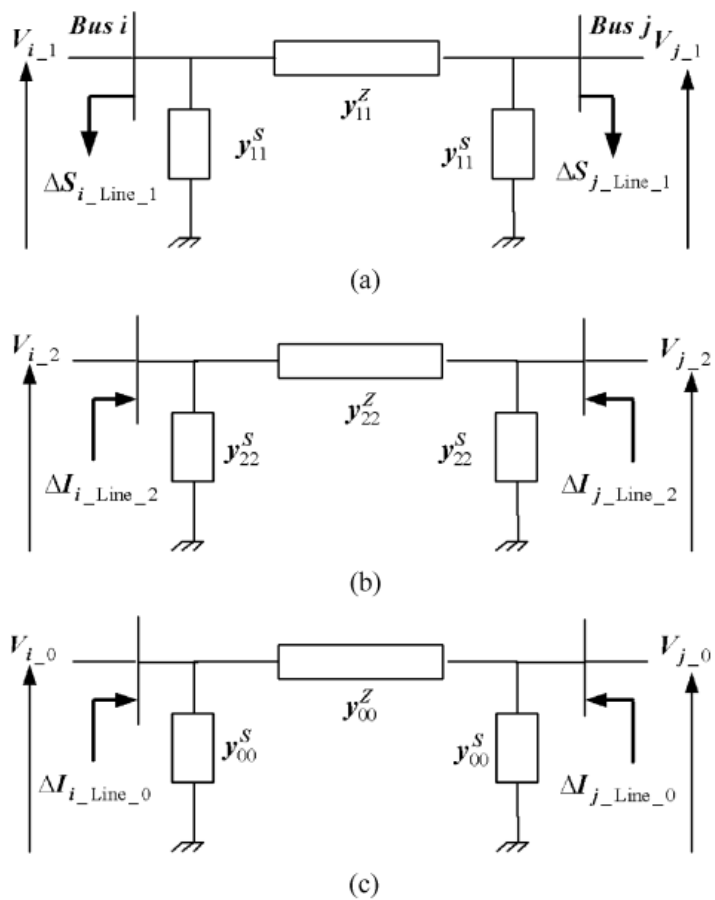


Figura 11 Modello alle sequenze disaccoppiato

2.2.3. Metodo alle sequenze

Per l'utilizzo dei metodi alle sequenze si utilizzano tre vincoli:

- *Slack Bus*: viene fissata la tensione e l'angolo alla sequenza diretta.

$$V_1 = V_1^{sp} \angle \theta_1^{sp} \quad (2.9)$$

- *Voltage Controlled Bus*: è un nodo di generazione in cui viene fissata la tensione alla sequenza diretta e la totale potenza generata.

$$V_1^{PV} = V_1^{sp} \quad (2.10)$$

$$P_1^{PV} = \frac{P_{1tot}}{3} \quad (2.11)$$

- *Load Bus*: in presenza di carichi bilanciati la potenza per ogni fase viene calcolata a partire dalla domanda totale di potenza al bus. In caso di carichi sbilanciati, la potenza vien specificata per ogni singola fase.

$$S_m = \frac{(P + jQ)}{3} \quad (2.12)$$

$$S_m = P_m + jQ_m \quad (2.13)$$

Con $m=a,b,c$

A questo punto le equazioni (2.12) e (2.13) vengono utilizzate per poter calcolare le correnti iniettate nelle singole fasi

$$I_m = \left(\frac{S_m}{V_m} \right)^* \quad (2.14)$$

Le correnti che vengono utilizzate nei circuiti alle sequenze sono ottenute tramite la matrice di Fortescue.

I vincoli finali al generico bus i sono definiti dalle equazioni:

$$\begin{cases} P_{i_1} = P_{i_{Load_1}} + \sum_k^M \Delta P_{i_{Line_1}}^k \\ Q_{i_1} = Q_{i_{Load_1}} + \sum_k^M \Delta Q_{i_{Line_1}}^k \end{cases} \quad (2.15)$$

$$\begin{cases} I_{i_2} = -I_{i_{Load_2}} - \sum_k^M \Delta I_{i_{Line_2}} \\ I_{i_0} = -I_{i_{Load_0}} - \sum_k^M \Delta I_{i_{Line_0}} \end{cases} \quad (2.16)$$

Nelle (2.15) e (2.16) M rappresenta il numero delle linee non trasposte e le sommatorie presenti forniscono il totale della potenza e della corrente iniettate a causa della presenza di linee non trasposte.

Le specifiche che vengono utilizzate per la sequenza diretta sono le stesse che si utilizzerebbero nel caso di una power flow. I vincoli relativi allo slack bus e al nodo di generazione impongono valori costanti che non necessitano di essere aggiornati ad ogni iterazione.

Per quanto riguarda i carichi, le equazioni (2.15) e (2.16) devono invece essere aggiornate ad ogni iterazione.

Per la soluzione del power flow alla sequenza diretta viene utilizzato il metodo di Newton-Raphson, la sequenza inversa e la sequenza omopolare vengono risolte tramite l'utilizzo del metodo current injection.

Per la soluzione del problema dei flussi di potenza, si procede inizialmente definendo la matrice alle ammettenze nel modello alle sequenze.

Successivamente si procede calcolando la generazione alla sequenza positiva che, come detto in precedenza, non necessita di essere aggiornata ad ogni iterazione del metodo.

A questo punto si rende necessario calcolare le correnti di iniezione (2.14) alle singole fasi utilizzando inizialmente una tensione trifase fissata che dovrà essere aggiornata ad ogni iterazione del ciclo di soluzione. Dopodiché le correnti alle fasi devono essere trasformate in correnti alle sequenze utilizzando la matrice di Fortescue.

Utilizzando la (2.115) e (2.16) si ottengono infine le potenze e le correnti di iniezione alle sequenze che comprendono gli effetti dei carichi e della mancata trasposizione delle fasi.

La soluzione dei flussi di potenza in una rete elettrica implica la conoscenza della tensione ai nodi della rete: nel caso di un metodo alle sequenze la soluzione è data dalla conoscenza della tensione alle sequenze. Risolvendo le equazioni (2.17) e (2.18) si ottengono rispettivamente la tensione alla sequenza inversa e la tensione alla sequenza zero:

$$Y_2 V_2 = I_2^{SP} \quad (2.17)$$

$$Y_0 V_0 = I_0^{SP} \quad (2.18)$$

Per il calcolo della tensione alla sequenza diretta invece, la potenza calcolata in (2.15) viene inserita nella routine monofase come si vede in figura:

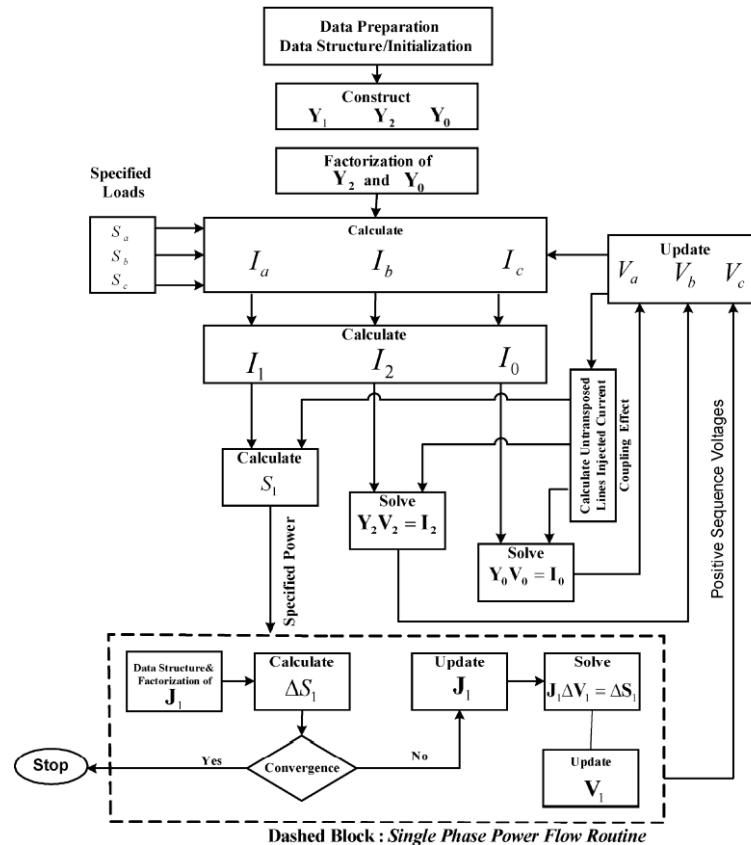


Figura 12 Schema a blocchi metodo alle sequenze

Come si vede dal diagramma a blocchi in figura, dopo aver calcolato la tensione alla sequenza diretta, si procede aggiornando la tensione che era stata fissata in precedenza ed il procedimento viene ripetuto fino a che non viene raggiunta una determinata tolleranza.

2.3. Modello delle linee

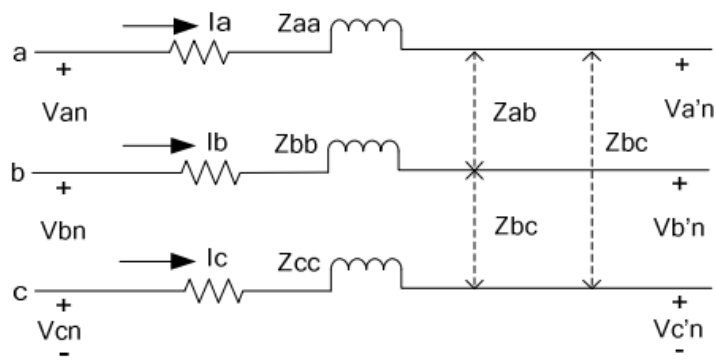


Figura 13 Sezione di linea a tre conduttori con neutro

I dati di input che sono stati utilizzati per la soluzione del problema nell'ambiente Python Pandapower sono stati calcolati a partire dai parametri delle linee della rete elettrica presa in esame. Di seguito verrà descritto il procedimento per la definizione di resistenza e reattanza alla sequenza diretta e sequenza zero utilizzate nel programma.

Le impedenze utilizzate per la rappresentazione sono costituite da una componente resistiva relativa ai conduttori delle linee e da una componente reattiva che riguarda gli accoppiamenti induttivi generati dal campo magnetico che circonda i conduttori. Nelle linee di alta tensione viene assunto che le linee siano trasposte e bilanciate: questo consente di combinare i coefficienti di auto e mutua induttanza in un'unica induttanza di fase.

A causa della natura asimmetrica della rete di distribuzione queste assunzioni non sono valide ed è quindi impossibile prescindere dai due coefficienti.

Le auto e mutue impedenze chilometriche delle linee sono pertanto definite dalle formule di Carson in cui la linea viene rappresentata in modo tale che risulti alimentata da un lato e connessa a terra all'altra estremità:

$$Z_{ii} = R_i + R_e + j\omega * 2 * 10^{-4} \ln\left(\frac{D_e}{r_i}\right) \quad [\Omega/km] \quad (2.19)$$

$$Z_{ij} = R_e + j\omega * 2 * 10^{-4} \ln\left(\frac{D_e}{d_{ij}}\right) \quad [\Omega/km] \quad (2.20)$$

Il parametro R_i è la resistenza chilometrica in DC, R_e è la resistenza del conduttore equivalente di ritorno nel terreno e D_e rappresenta la distanza del percorso di ritorno equivalente della corrente.

$$R_e = \pi^2 * f * 10^{-4} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.21)$$

$$D_e = 659 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m] \quad (2.22)$$

Dove f è la frequenza del sistema considerato (50 Hz nel sistema elettrico europeo) e ρ è la conducibilità del terreno.

In seguito alla definizione delle auto e mutue impedenze è possibile ottenere la matrice primitiva: considerando una linea a quattro conduttori, si ottiene una matrice 4x4 che definisce la linea trifase sbilanciata considerando gli effetti degli accoppiamenti. Il ragionamento è valido sia nel caso di una linea aerea, sia per una linea in cavo con la differenza che nel caso di una linea in cavo devono essere tenuti in considerazione gli schermi dei conduttori che presentano anch'essi un coefficiente di auto induzione e uno di mutua induzione. La matrice risulterà pertanto di dimensioni maggiori: 6x6 nel caso di una linea a tre conduttori, 7x7 se si considera una linea a tre conduttori con un conduttore di neutro aggiuntivo.

Nella trattazione successiva è opportuno specificare che gli effetti degli schermi sono stati trascurati assumendo che i conduttori si trovino ad una distanza che coincide con il diametro degli schermi. In questo modo sarà possibile definire la matrice primitiva come una matrice 4x4 come nel caso delle linee elettriche aeree.

La matrice primitiva è pertanto composta dai coefficienti di auto e mutua induzione tra i conduttori di fase e i coefficienti di auto e mutua induzione tra conduttori di fase e conduttore di neutro:

$$[Z_{abcn}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

La matrice può essere rappresentata anche come:

$$[Z_{abcn}] = \begin{bmatrix} [Z_{pp}] & [Z_{pn}] \\ [Z_{np}] & [Z_{nn}] \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

In cui il termine \mathbf{Z}_{pp} rappresenta la matrice delle auto e mutue impedenze tra i conduttori di fase, \mathbf{Z}_{pn} il vettore delle mutue impedenze tra conduttori di fase e conduttore di neutro, $\mathbf{Z}_{np} = \mathbf{Z}_{pn}^T$ è il vettore trasposto delle mutue impedenze tra conduttori di fase e neutro e \mathbf{Z}_{nn} è l'auto impedenza del conduttore di neutro.

In molti casi, può risultare utile applicare Riduzione di Kron: si assume per ipotesi che il conduttore di neutro venga connesso a terra alle due estremità:

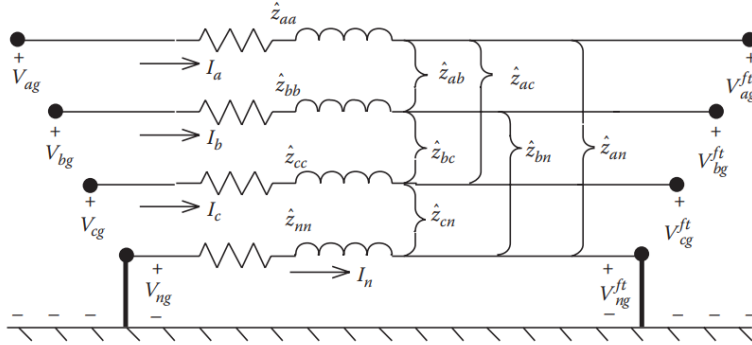


Figura 14 Messa a terra del neutro per l'applicazione della riduzione di Kron

Si applica ora la legge di Kirchhoff alle tensioni:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [Z_{pp}] & [Z_{pn}] \\ [Z_{np}] & [Z_{nn}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Data l'ipotesi di neutro connesso in modo franco a terra le due tensioni V_{ng} e V'_{ng} sono uguali a zero e questo consente di scrivere:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [Z_{pp}] \cdot [I_{abc}] + [Z_{pn}] \cdot [I_n] \quad (2.27)$$

$$[0] = [0] + [Z_{np}] \cdot [I_{abc}] + [Z_{nn}] \cdot [I_n] \quad (2.28)$$

Risolviendo ora rispetto alla corrente I_n si ottiene:

$$[I_n] = -[Z_{nn}]^{-1} \cdot [Z_{np}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.29)$$

Sostituendo ora nella (2.27):

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + ([z_{pp}] - [z_{nn}]^{-1} \cdot [z_{np}] \cdot [z_{pn}]) \cdot [I_{abc}] \quad (2.30)$$

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [z_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.31)$$

In cui: $[z_{abc}] = [z_{pp}] - [z_{nn}]^{-1} \cdot [z_{np}] \cdot [z_{pn}]$ che rappresenta la forma definitiva della riduzione di Kron e consente infine di poter scrivere la matrice primitiva:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Nel caso di sezioni di linea monofase o bifase, la corrispondente matrice alle impedenze di fase presenterebbe componenti di riga o di colonna con ingresso nullo. Nel caso di una linea trifase non trasposta i termini sulla diagonale principale non risultano uguali tra di loro e lo stesso si può dire per i termini fuori dalla diagonale principale.

La definizione della matrice primitiva alle fasi permette di ottenere un nuovo modello di rete in cui la relazione tra tensioni dei nodi e correnti dei rami viene espressa come:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [z_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.34)$$

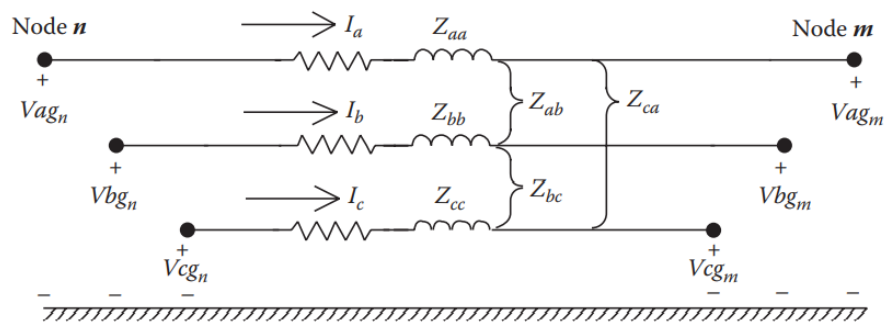


Figura 15 Sezione di linea a tre conduttori

In determinate situazioni (metodi sequence frame) e come si vedrà successivamente nella trattazione, può risultare necessario definire oltre alla matrice primitiva, anche la matrice delle impedenze alle sequenze.

A tale scopo è necessario definire la matrice di Fortescue:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Nella matrice, a_s è un operatore fasoriale di rotazione in senso antiorario di un angolo pari a 120° ed è infatti definito come $a_s = e^{j\frac{2}{3}\pi}$

La (x) viene definita nel dominio delle sequenze tramite la relazione:

$$\begin{aligned} [VLG_{012}]_n &= [A]^{-1} \cdot [VLG_{abc}]_m + [A]^{-1} \cdot [z_{abc}] \cdot [A_s] \cdot [I_{012}] \\ &= [VLG_{012}]_m + [z_{012}] \cdot [I_{012}] \end{aligned} \quad (2.36)$$

Nell'equazione la matrice z_{012} rappresenta la matrice delle impedenze alle sequenze:

$$z_{012} = \begin{bmatrix} z_{00} & z_{01} & z_{02} \\ z_{10} & z_{11} & z_{12} \\ z_{20} & z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

2.3.1. Modello dei carichi

I carichi nelle reti di distribuzione sono presenti nella configurazione a stella o nella configurazione a triangolo, possono essere carichi trifase, bifase o monofase.

Una rappresentazione tipica è lo ZIP model in cui il carico può essere rappresentato a impedenza costante, corrente costante, a potenza attiva e reattiva costante oppure sfruttando una combinazione delle tre precedenti.

- Carico connesso a stella:

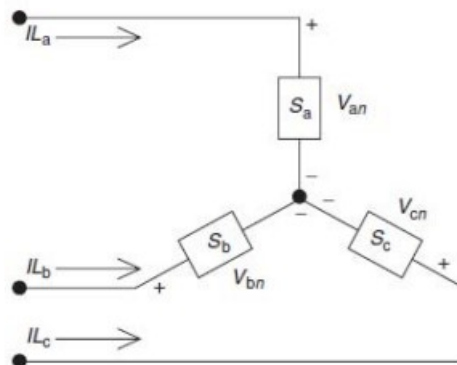


Figura 16 Connessione a stella

Come ipotesi iniziale, si assume che il carico presenti una potenza complessa iniziale pari a:

$$\bar{S}_{a,b,c} \angle \theta = P_{a,b,c} + jQ_{a,b,c} \quad (2.38)$$

Ed una tensione: $|V_{pn}| \angle \delta_p$ dove p indica la generica fase a, b o c.

Nel caso di un carico a stella nella situazione di potenza attiva e reattiva costante, le correnti di linea sono definite secondo l'equazione:

$$IL_p = \left(\frac{S_p}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle \delta_p - \theta_p = |IL_p| \angle \alpha_p \quad (2.39)$$

Ad ogni iterazione del metodo per la soluzione del power flow, la tensione fase-neutro sarà aggiornata.

Quando si tratta di un carico ad impedenza costante, l'impedenza viene calcolata a partire dalla potenza complessa e dalla tensione di fase:

$$Z_p = \frac{|V_{pn}|^2}{S_p^*} = \frac{|V_{pn}|^2}{|S_p|} \angle \theta_p = |Z_p| \angle \theta_p \quad (2.40)$$

La corrente ricavata a partire dal carico ad impedenza costante sarà data da:

$$IL_p = \frac{V_{pn}}{Z_a} = \frac{|V_{pn}|}{|Z_p|} \angle \delta_p - \theta_p = |IL_p| \angle \alpha_p \quad (2.41)$$

Nel caso, infine, di un carico a corrente costante, le correnti vengono ricavate allo stesso modo dei due casi precedenti e successivamente vengono mantenute costanti. A variare sarà l'angolo della tensione di fase che comporta una variazione dell'angolo della corrente in modo da mantenere costante il fattore di potenza del carico.

- Carico connesso a triangolo:

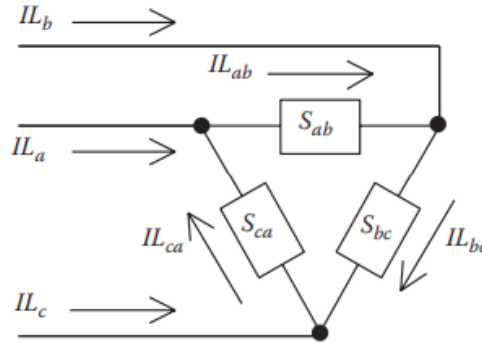


Figura 17 Connessione a triangolo

Il carico sarà caratterizzato da una potenza complessa: $|S_{rs}| \angle \theta_{rs} = P_{rs} + jQ_{rs}$ in cui r e s rappresentano due generiche fasi a, b e c.

La tensione di riferimento sarà la tensione concatenata tra due fasi: $|V_{rs}| \angle \delta_{rs}$

Considerando ora il modello ZIP, nel caso di un carico a potenza attiva e reattiva costante, la corrente nel carico è definita come:

$$IL_{rs} = \left(\frac{S_{rs}}{V_{rs}} \right)^* = \frac{|S_{rs}|}{|V_{rs}|} \angle \delta_{rs} - \theta_{rs} = |IL_{rs}| \angle \alpha_{rs} \quad (2.42)$$

Come nel caso del carico connesso a stella, nel modello a potenza costante la tensione concatenata cambierà ad ogni iterazione fornendo una nuova corrente in modulo e fase ad ogni ciclo.

Nel modello del carico ad impedenza costante, viene definita l'impedenza a partire dalla potenza complessa e dalla tensione concatenata:

$$Z_{rs} = \frac{|V_{rs}|^2}{S_{rs}^*} = \frac{|V_{rs}|^2}{|S_{rs}|} \angle \theta_{rs} = |Z_{rs}| \angle \theta_{rs} \quad (2.43)$$

Si giunge al calcolo della corrente nel carico:

$$IL_{rs} = \frac{V_{rs}}{Z_{rs}} = \frac{|V_{rs}|}{|Z_{rs}|} \angle \delta_{rs} - \theta_{rs} = |IL_{rs}| \angle \alpha_{rs} \quad (2.44)$$

Per il modello del carico a corrente costante, come detto precedentemente per la connessione a stella, a seguito del calcolo della corrente nel carico, questa viene

mantenuta costante con conseguente variazione della fase della tensione per ottenere un fattore di potenza costante nel carico.

2.4. Ambiente Python Pandapower

Pandapower è un ambiente open source creato sulla base del linguaggio di programmazione Python a partire da due librerie: la prima è la libreria Pandas che comprende una serie di istruzioni per l'analisi dei dati e permette ad esempio di interfacciare il programma con documenti esterni quali fogli di calcolo per l'input o l'output dei dati. La seconda libreria su cui è basato l'ambiente Pandapower è la libreria Pypower, un tool creato come programma di calcolo con lo scopo di semplificare l'analisi e l'ottimizzazione dei sistemi elettrici.

	Modelo elettrico	Automazione	Customizzazione
Tool commerciali (es. Sincal, PowerFactory, NEPLAN)	Modelli elettrici di linee, trasformatori, switch ecc. accuratamente validati e facili da parametrizzare	Applicazioni dell'interfaccia grafica difficili da automatizzare	Ristrette possibilità di customizzazione a causa di codici proprietari
Tool open source (es. MATPOWER, PYPOWER)	Modelli base che richiedono parametrizzazioni da parte di un utente esperto	Console application create per valutazioni automatiche	Codice open source che può essere liberamente modificato e customizzato
Pandapower	Modelli elettrici di linee, trasformatori, switch ecc. accuratamente validati e facili da parametrizzare	Console application create per valutazioni automatiche	Codice open source che può essere liberamente modificato e customizzato

Tabella 4 Confronto tool Pandapower con altri tool commerciali e open source

Come riportato in Tabella 4, il principale vantaggio di Pandapower è quello di essere un software open source facile da utilizzare e da modificare in base alle proprie esigenze.

Il risultato è un ambiente di calcolo e di analisi per le reti elettriche che comprende una estesa libreria di informazioni utili appunto all'analisi delle reti elettriche sotto diversi punti di vista tra cui, come nel caso di questa trattazione, un sistema per il calcolo e la soluzione dei flussi di potenza.

L'ambiente consente l'analisi sia dei sistemi di trasmissione che sono idealmente simmetrici, sia di sistemi di distribuzione trifase. Non è consentita invece operare un'analisi diretta di sistemi dissimmetrici come il sistema di distribuzione a quattro fili presenti in Italia: è per questo motivo che per le simulazioni che sono state svolte in questo lavoro è stato necessario calcolare i parametri alle sequenze utilizzando la riduzione di Kron per semplificare la trattazione.

All'interno della libreria sono presenti una serie di istruzioni semplici per definire i componenti di reti tramite la struttura `"pp.create"` che appunto consente di inizializzare le varie parti della rete fornendo i parametri richiesti, alcuni dei quali obbligatori per esempio per la soluzione dei flussi di potenza.

Esiste anche la possibilità di usufruire di librerie standard type predefinite per linee e trasformatori che comprendono al loro interno tutte i parametri richiesti dalla funzione `"create"`. Oltre alle librerie predefinite viene data la possibilità all'utente di creare le proprie librerie standard da poter utilizzare all'interno del programma.

L'ambiente Pandapower si basa fundamentalmente su una struttura tabulare in cui ogni tabella rappresenta un singolo componente e racchiude al suo interno i relativi parametri. Questo vale sia per i dati di input che per i dati di output e la struttura si basa essenzialmente sulla libreria Pandas.

In questa tesi verrà utilizzata la funzione per l'analisi dei flussi di potenza in una rete di bassa tensione a quattro conduttori sfruttando la semplicità nella definizione della rete e dei componenti. Allo stesso tempo, verrà confrontata la funzione per l'analisi dei flussi di potenza in una rete dissimmetrica con il metodo multi-conduttore al fine di mostrare quelli che sono i punti di forza e le lacune del tool di Pandapower rispetto ad un metodo consolidato.

2.5. Metodo Multi-conduttore

L'algoritmo che verrà descritto in questa sezione è stato sviluppato per lo studio dei flussi di potenza considerando sistemi multifase e la presenza di generatori monofase. Il metodo multi-conduttore a differenza della soluzione descritta in precedenza ed utilizzata all'interno dell'ambiente Pandapower, non utilizza le grandezze alle sequenze, bensì le grandezze di fase.

La soluzione adottata deriva da una evoluzione del metodo descritto in [18] che propone un metodo per il calcolo dei flussi di potenza in reti bilanciate, utile pertanto allo studio dei flussi di potenza nelle reti di alta tensione. Il metodo multi-conduttore risulta vantaggioso per il fatto che permette di studiare sistemi multifase considerando tutti gli accoppiamenti presenti tra le fasi stesse offrendo quindi una maggiore flessibilità per lo studio e l'analisi di sistemi dissimmetrici quali le reti di distribuzione in bassa tensione.

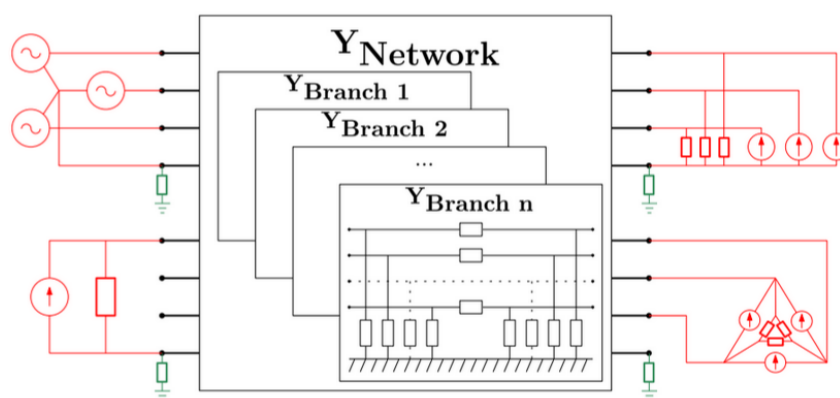


Figura 18 Rappresentazione schematica della rete

La Figura 18 è la rappresentazione utilizzata per schematizzare la rete oggetto dell'analisi. La parte centrale dello schema rappresenta la rete passiva tramite le relative matrici alle ammettenze, gli elementi in rosso (carichi e generatori) rappresentano gli elementi di shunt in tutte le possibili configurazioni che possono essere implementate nel metodo mentre in verde sono raffigurate le messe a terra che possono essere imposte all'interno dell'algoritmo proposto.

Tutte le componenti appena citate verranno descritte in dettaglio nelle sezioni successive.

2.5.1. Elementi dei rami

Per la rappresentazione dei rami si utilizza un modello a π n-fase quindi ogni matrice alle ammettenze rappresentante un tratto di linea sarà formata da una impedenza longitudinale e da due ammettenze trasversali.

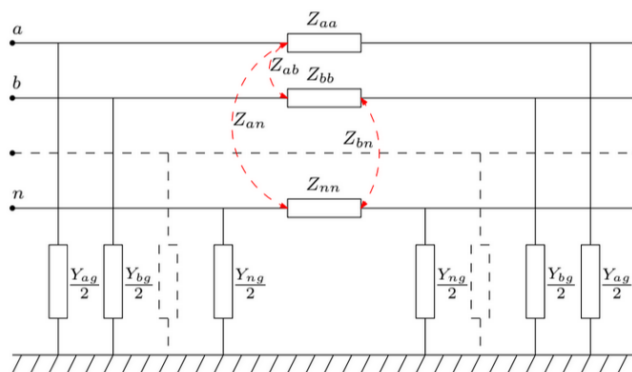


Figura 19 Modello a π n-fase

La matrice che si ottiene sarà pertanto definita come:

$$Y_{ramo} = \begin{bmatrix} Z^{-1} + \frac{Y_t}{2} & Z^{-1} \\ Z^{-1} & Z^{-1} + \frac{Y_t}{2} \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

Y_{ramo} rappresenta la relazione tra correnti, che per convenzione hanno segno positivo quando sono entranti, e tensioni. Le impedenze che compaiono nella matrice sono calcolate a partire dalle formule di Carson-Clem come si era visto in precedenza in 2.3 mentre le ammettenze Y_t rappresentano le auto e mutue suscettanze valutate tramite i coefficienti di Maxwell che nel caso dell'analisi dei flussi di potenza in una rete di una rete di base tensione hanno un effetto marginale.

Una volta calcolate le matrici per ogni tratto di linea della rete, la matrice dell'intera rete viene calcolata tramite una matrice di incidenza che caratterizza la topologia della rete e, considerata una rete ad m-nodi e n conduttori, sarà una matrice quadrata di dimensioni ($m \times n$).

2.5.2. Elementi di shunt

Con il termine shunt si identificano quei componenti in derivazione rispetto ad un nodo, come ad esempio carichi e generatori che possono presentare connessioni monofase oppure trifase: nel caso di uno shunt monofase, il componente è connesso tra una fase ed il neutro mentre se lo shunt è trifase la connessione sarà eseguita a stella oppure a triangolo.

La definizione di carichi e generatori viene fatta tramite una combinazione di una ammettenza relativa allo shunt e l'iniezione di una corrente di correzione che consente di rappresentare il componente come una ammettenza in parallelo ad un generatore di tensione in parallelo.

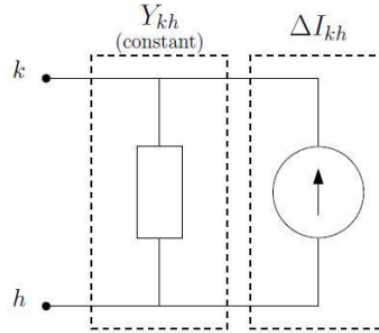


Figura 20 Rappresentazione degli elementi di shunt con componente costante e corrente di correzione

Se si considera un elemento di shunt monofase, connesso a due generici nodi k e h, l'ammettenza può essere calcolata come:

$$Y_{kh} = \frac{S_{kh(0)}^*}{|U_{kh(0)}|^2} \quad (U_{kh} = E_k - E_h) \quad (2.46)$$

Nell'equazione $S_{kh}^*(0)$ indica la potenza definita tramite una stima iniziale che viene fatta coincidere con il valore nominale mentre U_{kh} indica la differenza di potenziale tra i nodi k e h a cui è connesso l'elemento di shunt. Con questa definizione è possibile includere gli elementi di shunt all'interno della matrice alle ammettenze e consente di modificare la dipendenza dalla tensione in base al modello scelto.

La potenza apparente alla i-esima iterazione può essere definita separando la componente costante dell'ammettenza ed il termine relativo alla corrente di correzione che permette di definire una dipendenza dalla tensione mantenendo costante il valore dell'ammettenza da inserire nella matrice alle ammettenze:

$$S_{kh(i)}^* = Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \cdot \Delta I_{kh(i)} \quad (2.47)$$

Utilizzando la rappresentazione del modello ZIP, l'equazione (2.47) può essere riscritta per esprimere meglio la dipendenza dalla tensione:

$$S_{kh(i)}^* = S_{kh(0)}^* \cdot \left[k_Z \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right)^2 + k_I \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) + k_P \right] \quad (2.48)$$

$$= S_{kh(i)_Z}^* + S_{kh(i)_I}^* + S_{kh(i)_P}^* \quad k_Z + k_I + k_P = 1 \quad (2.49)$$

Considerando ora le singole componenti del modello ZIP, quando si definisce la parte a potenza costante il termine relativo alla corrente di correzione viene posto a zero.

Il termine a corrente costante rappresenta una dipendenza lineare rispetto alla tensione, quindi:

$$S_{kh(i)_I\%}^* = k_I \cdot \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) \cdot Y_{kh} \cdot |U_{kh(0)}|^2 = k_I \cdot \left(Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \Delta I_{kh(i)_I\%} \right) \quad (2.50)$$

In cui:

$$\Delta I_{kh(i)_I\%} = k_I \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} (|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(i)}| \cdot |U_{kh(0)}|) \quad (2.51)$$

Anche il termine a potenza costante può essere espresso tramite una corrente di correzione:

$$S_{kh(i)_P\%}^* = k_P \cdot Y_{kh} \cdot |U_{kh(0)}|^2 = k_I \cdot \left(Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \Delta I_{kh(i)_P\%} \right) \quad (2.52)$$

In cui:

$$\Delta I_{kh(i)_P\%} = k_P \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} (|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(0)}|^2) \quad (2.53)$$

A questo punto, si giunge all'equazione definitiva che racchiude al suo interno le diverse dipendenze rispetto alla tensione con l'utilizzo delle correnti di correzione che vengono iniettate:

$$S_{kh(i)}^* = Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - (\Delta I_{kh(i)_I\%} + \Delta I_{kh(i)_P\%}) U_{kh(i)} \quad (2.54)$$

2.5.3. Messa a terra dei nodi

Un importante vantaggio che presenta l'algoritmo del metodo multi-conduttore è la possibilità di definire la connessione a terra dei nodi che possono essere specificate in ogni punto della rete e modificate in base alle esigenze.

Questo aspetto permette di considerare ogni tipo di schema di connessione senza ricorrere all'utilizzo della teoria alle sequenze.

Come descritto in precedenza per gli elementi dei rami della rete, la rappresentazione della messa a terra avviene tramite un'auto ammettenza quindi per ogni nodo viene costruita una matrice quadrata $m \times m$ (m numero di conduttori) che presenterà come unico elemento non nullo il termine relativo al neutro.

Una volta costruite tutte le matrici relative alle connessioni a terra, queste verranno unite a formare la matrice complessiva Y_{ground} .

2.5.4. Modello del trasformatore

Definire il modello di un trasformatore in un sistema multi-conduttore può essere complicato a causa di alcune configurazioni che introducono delle singolarità all'interno della matrice alle ammettenze. L'obiettivo sarà pertanto quello di rappresentare tutte le possibili connessioni del trasformatore nella rete multi-conduttore conoscendo l'impedenza del circuito equivalente.

Per poter ottenere questo risultato, il procedimento è stato suddiviso in tre step:

- Definizione della matrice alle ammettenze primitiva.
- Definizione della matrice alle ammettenze per gli avvolgimenti non connessi.
- Definizione della matrice alle ammettenze del trasformatore utilizzando le giuste connessioni tra gli avvolgimenti e le porte del modello della rete in base al gruppo del trasformatore.

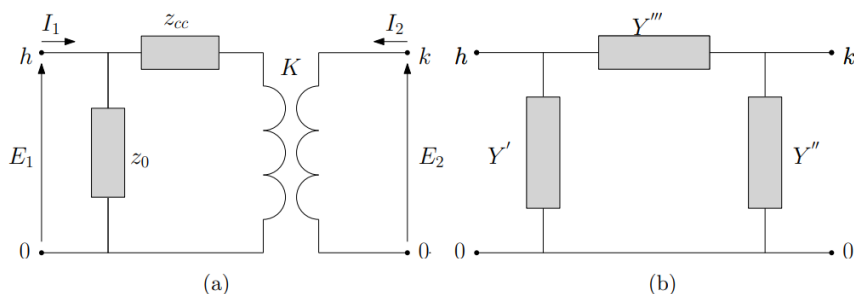


Figura 21 (a) modello del trasformatore monofase tramite impedenze di cortocircuito e di magnetizzazione, (b) modello del trasformatore monofase a π in p.u.

Il primo passaggio da svolgere è la rappresentazione del circuito monofase equivalente del trasformatore con due possibili soluzioni: la prima e più comune è quella di definire il circuito tramite le impedenze di magnetizzazione z_0 e di cortocircuito z_{cc} riferite all'avvolgimento primario con tensione E_1 tra il generico nodo h e la terra.

La seconda possibilità è quella di utilizzare il modello a π sfruttando le grandezze in per unità.

Considerando un rapporto spire $K = \frac{N_1}{N_2}$ e un rapporto di trasformazione $m = K \frac{E_1}{E_2}$, le ammettenze saranno definite come:

$$Y' = \frac{1 - m}{z_{cc}} \quad (2.55)$$

$$Y'' = \frac{m(m - 1)}{z_{cc}} \quad (2.56)$$

$$Y''' = \frac{m}{z_{cc}} \quad (2.57)$$

Come si nota non è presente il termine relativo a z_0 che riguarda le perdite a vuoti e verrà aggiunto in modo separato nella trattazione.

Una volta calcolate le ammettenze di ogni fase partendo dai modelli a π dei circuiti monofase, è possibile costruire la matrice primitiva del trasformatore senza che siano ancora prese in considerazione le connessioni relative al gruppo.

La matrice primitiva presenterà sulla diagonale principale le ammettenze calcolate in precedenza per ogni fase del trasformatore e risulterà in una matrice quadrata di ordine $4n$ con n numero delle fasi.

$$Y_P = \begin{bmatrix} Y'_a & 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & 0 & Y''_a & 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & 0 & \ddots & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & 0 & Y'''_a & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & \ddots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & Y_{0a} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Nota la matrice primitiva, la matrice del trasformatore si ottiene applicando alla stessa una adeguata matrice di incidenza che dipende dall'ordine usato per raggruppare i circuiti equivalenti a π .

Nel caso specifico la matrice di incidenza sarà:

$$A = \begin{matrix} Y' \\ Y'' \\ Y''' \\ Y_{0a} \end{matrix} \begin{matrix} (A, B \dots) & (a, b \dots) \\ \left[\begin{array}{cc} [1] & [0] \\ [0] & [1] \\ -[1] & [1] \\ [1] & [0] \end{array} \right] \end{matrix} \quad (2.59)$$

All'interno della matrice, l'elemento [1] indica la matrice identità, [0] una matrice di zeri. Entrambe avranno ordine pari a m . L'indice di colonna $(A, B \dots)$ indica che le grandezze sono riferite al primario del trasformatore, mentre $(a, b \dots)$ indica grandezze riferite al secondario del trasformatore.

La matrice appena calcolata è relativa al trasformatore con avvolgimenti non ancora connessi al modello a n-porte considerato, quindi si rende necessario considerare le connessioni degli avvolgimenti del trasformatore e costruire la matrice associata.

Dato che la trattazione è relativa alla rete di distribuzione, il tipico trasformatore da distribuzione presenta una configurazione triangolo-stella che verrà pertanto descritta di seguito.

Per costruire la matrice del trasformatore considerando le connessioni appena citate si ricorre nuovamente all'utilizzo di una matrice di incidenza B.

$$B = \begin{matrix} & A & B & C & N & a & b & c & n \\ \begin{matrix} A - B \\ B - C \\ C - A \\ a - n \\ b - n \\ c - n \end{matrix} & \left[\begin{array}{cccccccc} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{array} \right] \end{matrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} [B_p] & [0] \\ [0] & [B_s] \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

Nella matrice (2.60) il termine $[B_p]$ indica la matrice di incidenza degli avvolgimenti primari del trasformatore, in questo caso nella configurazione a triangolo, mentre $[B_s]$ è la matrice di incidenza degli avvolgimenti secondari che sono connessi stella.

Avendo ora a disposizione tutte le componenti necessari, è ora possibile definire la matrice del trasformatore come:

$$Y_T = B^T \{A^T Y_p A\} B \quad (2.61)$$

2.5.5. Algoritmo Correction Current Injection (CCI)

Dopo aver calcolato tutte le matrici alle ammettenze relative ai componenti della rete ed aver quindi costruito la matrice globale della rete, è possibile risolvere il problema dei flussi di potenza calcolando quindi le tensioni ai nodi della rete, le correnti sulle linee e le perdite.

L'equazione base utilizzata per il calcolo delle tensioni è:

$$I = Y \cdot E \quad (2.62)$$

Nell'equazione E è appunto il vettore delle tensioni ai nodi della rete, Y è la matrice alle ammettenze ottenuta sommando la matrice alle ammettenze della rete passiva e le matrici degli elementi di shunt sommati in base alla convenzione dell'utilizzatore: i carichi, pertanto, presenteranno segno positivo mentre i generatori avranno segno negativo secondo convenzione.

$$Y = Y_{network} + Y_T + Y_{ground} + Y_{load} - Y_{gen} = Y_{net,p} + Y_{load} - Y_{gen} \quad (2.63)$$

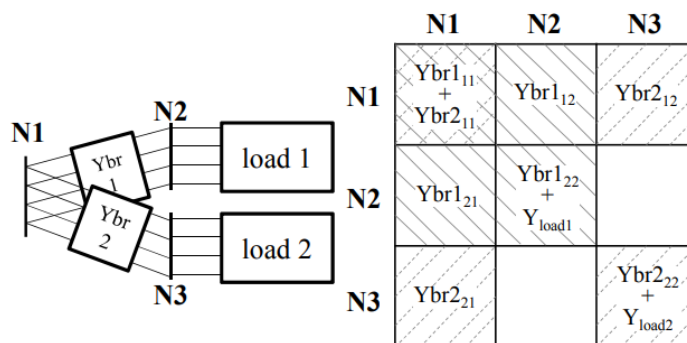


Figura 22 Esempio di composizione della matrice alle ammettenze

La figura fornisce una rappresentazione schematica della composizione della matrice della rete, mentre in Figura 23 si presenta una partizione della matrice per isolare i termini relativi al nodo di saldo:

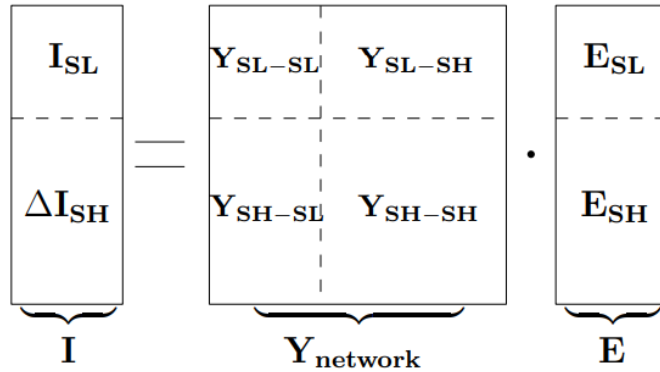


Figura 23 Matrice partizionata per la soluzione del power flow

Tale rappresentazione partizionata può essere riscritta come:

$$I_{SL} = Y_{SL-SL} \cdot E_{SL} + Y_{SL-SH} \cdot E_{SH} \quad (2.64)$$

$$\Delta I_{SH} = Y_{SL-SH} \cdot E_{SL} + Y_{SH-SH} \cdot E_{SH} \quad (2.65)$$

Il termine ΔI_{SH} rappresenta la corrente di iniezione utilizzata per introdurre assorbimento o iniezione di potenza da parte degli elementi di shunt in base alla dipendenza dalla tensione come descritto nelle sezioni precedenti.

A questo punto l'equazione deve essere risolta per ricavare E_{SH} , ottenendo alla generica i -esima iterazione del ciclo:

$$E_{SH(i)} = Y_{SH-SH}^{-1} \cdot (\Delta I_{SH(i-1)} - Y_{SH-SL} \cdot E_{SL}) \quad (2.66)$$

Il termine $\Delta I_{SH(i-1)}$ è molto importante dal punto di vista computazionale aumentando la velocità dei calcoli dato che consente di operare l'inversione della matrice alle ammettenze (Y_{SH-SH}^{-1}) solo all'inizio del processo iterativo dell'algoritmo.

3. CASI DI STUDIO

3.1. Introduzione

In questa sezione, a seguito della descrizione dei due metodi per la soluzione dei power flow, verranno analizzati due diversi casi di studio.

Il primo caso preso in esame riguarda una rete test presente nel report CIGRE in [19] per la quale il test sarà diviso in tre step per evidenziare meglio le differenti prestazioni dei due metodi risolutivi: inizialmente verrà presa in considerazione la rete con carichi equilibrati e assenza di generazione, successivamente si passerà ad una rete con carichi squilibrati nelle tre fasi sempre in assenza di generazione mentre l'ultimo step riguarderà lo studio di un caso più vicino alla realtà in cui saranno presenti sia carichi squilibrati che la generazione distribuita.

La seconda rete utilizzata per il test sarà invece una rete reale che presenta una massiccia presenza di carichi squilibrati e generatori distribuiti in maniera asimmetrica tra le fasi.

L'obiettivo di questo capitolo sarà quella di confrontare due metodi per la soluzione del problema dei flussi di potenza in una rete di distribuzione di bassa tensione dissimmetrica ed evidenziare le differenze tra gli approcci: da una parte il metodo multi-conduttore, grazie alla possibilità di studiare una rete a n conduttori, consentirà di evidenziare in maniera accurata gli effetti degli squilibri presenti in rete considerando in maniera esplicita la presenza del conduttore di neutro, dall'altra il metodo alle sequenze implementato nell'ambiente Python Pandapower che rappresenta un metodo semplificato per l'analisi dei flussi di potenza nella rete ma con minore accuratezza e precisione del metodo multi-conduttore.

3.2. Rete Test CIGRE

La prima rete presa in considerazione per l'analisi dei flussi di potenza ed il confronto tra i due metodi risolutivi è una rete di distribuzione di bassa tensione definita nel documento [19]. Si tratta di una rete che trae origine da un trasformatore MT/BT in cabina ed è divisa successivamente in tre diverse aree che sono rispettivamente residenziale, commerciale ed industriale.

La porzione residenziale e quella industriale sono formate da linee in cavo mentre la porzione commerciale presenta linee solamente linee aeree.

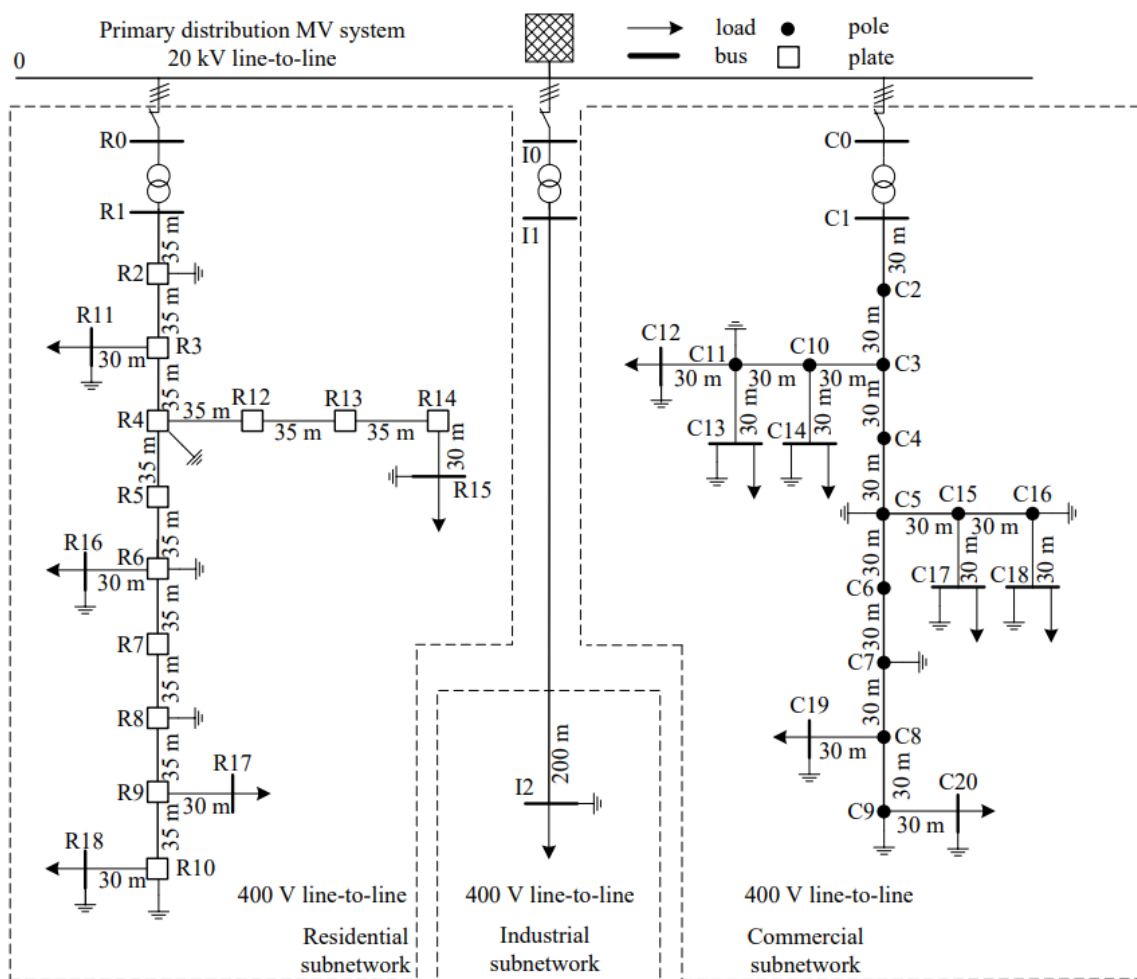


Figura 24 Rete BT CIGRE europea

L'analisi, in seguito, verrà eseguita solamente sulla porzione di rete residenziale ma verrà, come detto in precedenza, suddivisa in tre step per evidenziare in modo migliore le differenti prestazioni dei due programmi utilizzati.

Il trasformatore MT/BT sarà un trasformatore con configurazione triangolo stella: questo tipo di trasformatori è un classico nelle cabine secondarie perché la presenza

dell'avvolgimento a triangolo al primario del trasformatore impedisce alla componente omopolare che si genera nella rete di bassa tensione di propagarsi al primario del trasformatore e quindi verso la rete di media tensione.

È opportuno evidenziare la presenza del variatore sotto carico (OLTC) del trasformatore in questione che tuttavia risulta poco significativo per l'analisi che verrà eseguita in seguito.

I conduttori che compongono le linee sono come detto in precedenza conduttori in cavo con una sezione che varia dai 240 mm^2 utilizzato per la connessione dei nodi 2 e 3 ai 20 mm^2 utilizzati per il conduttore di neutro di alcune configurazioni presenti sui rami secondari.

3.2.1. Rete Passiva

Il primo step prevede l'analisi di una rete passiva con soli carichi equilibrati per simulare una situazione di rete teoricamente bilanciata.

La rete è composta da un feeder principale dal quale si dipartono dei rami secondari ai quali sono poi connessi gli elementi di shunt del sistema, ossia carichi e generatori.

In prima battuta, la rete presenterà come unici elementi di shunt dei carichi equilibrati rispettivamente ai nodi 8, 9, 10, 11 e 12 come riportato in Tabella 5:

Bus	Sn [kVA]	cos ϕ	P [kW]	Q [kVAR]
8	15	0,85	12,75	7,90174031
9	72	0,85	61,2	37,9283535
10	55	0,85	46,75	28,9730478
11	15	0,85	12,75	7,90174031
12	47	0,85	39,95	24,7587863

Tabella 5 Carichi rete CIGRE passiva

La trattazione risulta in questa prima parte semplificata dato che non vengono considerati i generatori e non vengono nemmeno presi in considerazione dei profili di carico. Pertanto, per l'analisi della rete presente nel documento [19] i carichi saranno considerati costanti.

A questo punto, dopo aver descritto brevemente la situazione relativa ai carichi della rete in esame si procede con la soluzione dei flussi di potenza applicando entrambi i metodi visti in precedenza.

Quello che ci si può aspettare nel caso di una rete tutto sommato bilanciata come la rete in esame è che, dato l'equilibrio dei carichi e l'assenza di generazione, i due programmi forniscano risultati equivalenti: questo è dovuto al fatto che, nonostante la

funzione implementata nell'ambiente Python Pandapower risulti semplifica rispetto alla soluzione fornita dal metodo multi-conduttore, lo squilibrio introdotto dai carichi è teoricamente nullo e pertanto le cadute di tensione, le perdite e la circolazione di corrente nel neutro sono trascurabili.

Nodo	va	vb	vc	vn
1	1	1	1	0
2	0,9839	0,9841	0,984	0
3	0,9643	0,9657	0,9621	0,0023
4	0,9552	0,9571	0,952	0,0033
5	0,9438	0,9465	0,9394	0,0047
6	0,9348	0,938	0,9294	0,0057
7	0,9325	0,9359	0,9268	0,006
8	0,9602	0,9617	0,958	0,0024
9	0,9403	0,9429	0,936	0,0046
10	0,9353	0,9381	0,9306	0,0049
11	0,9377	0,9406	0,933	0,005
12	0,9306	0,9339	0,9251	0,0058
13	0,9223	0,9263	0,9167	0,0063

Nodo	va	vb	vc
1	1	1	1
2	0,98289888	0,98289888	0,98289888
3	0,96286994	0,96286994	0,96286994
4	0,95357434	0,95357434	0,95357434
5	0,94204519	0,94204519	0,94204519
6	0,93282166	0,93282166	0,93282166
7	0,93048665	0,93048665	0,93048665
8	0,95878482	0,95878482	0,95878482
9	0,9385145	0,9385145	0,9385145
10	0,93345624	0,93345624	0,93345624
11	0,93589228	0,93589228	0,93589228
12	0,92860364	0,92860364	0,92860364
13	0,92067926	0,92067926	0,92067926

Tabella 6 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b)

[p.u.]

Come si nota in Tabella 5 le tensioni risultanti dai due metodi sono confrontabili tra di loro ma appunto per il diverso approccio che presentano le due soluzioni il livello di dettaglio è differente: il metodo multi-conduttore, fornisce anche i risultati riguardanti il conduttore di neutro e in questo modo è possibile notare una leggera differenza nelle cadute di tensione tra le tre fasi. Tale aspetto non è invece riscontrato nel metodo adottato in Pandapower dove si può notare come le cadute di tensioni nelle tre fasi risultino esattamente uguali tra di loro.

Nei due grafici è possibile vedere graficamente questa differenza tra i due risultati proposti:

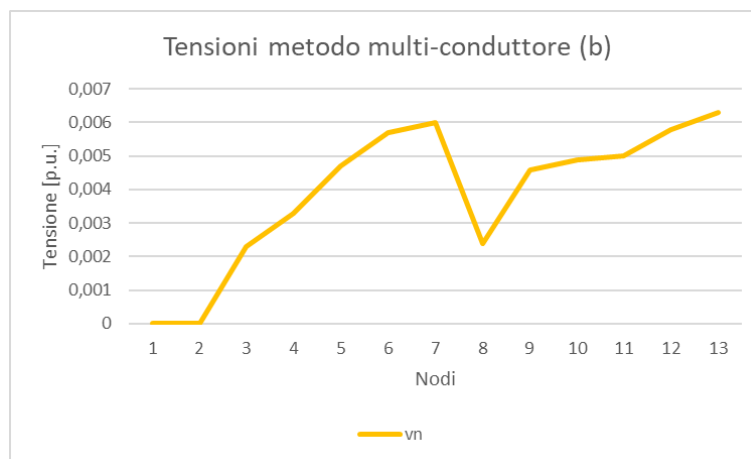
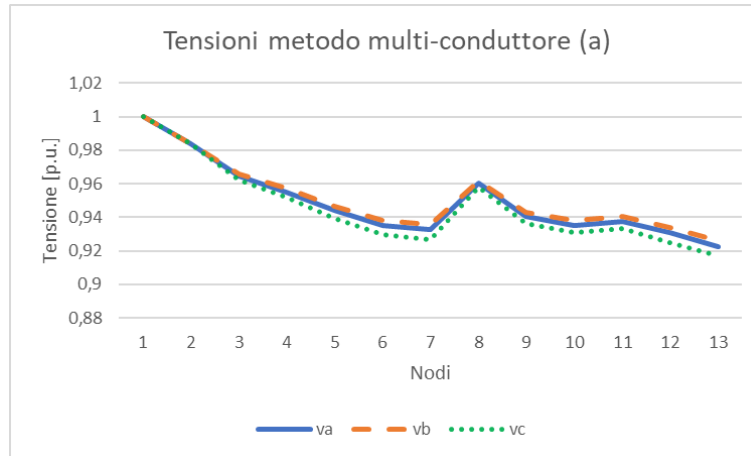


Figura 25 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

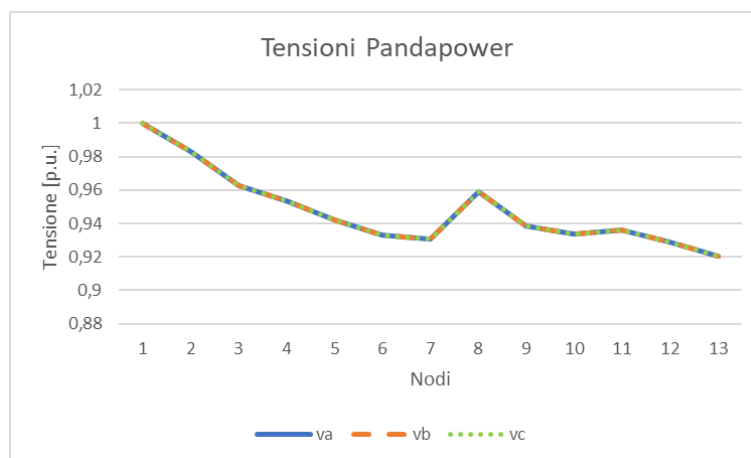


Figura 26 Tensioni Pandapower

Nel Grafico 1 si può notare la leggera differenza nei risultati relativi alle tensioni tra le fasi e soprattutto è esplicitata la caduta di tensione sul conduttore di neutro mentre

dai risultati ottenuti tramite il metodo alle sequenze implementato in Pandapower queste differenze tra le fasi vengono meno e non si possono ottenere informazioni sulla caduta nel conduttore di neutro.

Dopo aver analizzato le cadute di tensione fornite dai due metodi, risulta opportuno soffermarsi sulle correnti che interessano le linee della rete.

Quello che si ottiene sono risultati equivalenti tra i due programmi, ovviamente tenendo in considerazione che nella soluzione proposta dal metodo multi-conduttore implementato nell'ambiente di lavoro di Matlab sarà presente una corrente circolante nel conduttore di neutro: questo significa che la somma vettoriale delle correnti nella linea non sarà nulla nonostante la rete risulti idealmente equilibrata. Dato che la rete studiata in questo primo passaggio è comunque una rete in cui sono assenti carichi squilibrati e generatori, la corrente circolante nel neutro risulta praticamente trascurabile rispetto alle correnti che circolano nei conduttori di fase della linea.

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic	in
1	2	315,8387	312,3995	317,75	3,30883
2	3	293,2674	289,9402	295,1196	3,2031
3	4	181,9045	179,74	183,1169	2,0851
4	5	97,0571	95,7811	97,7773	1,2349
5	6	73,7301	72,7407	74,2896	0,9578
2	7	22,5717	22,4595	22,6306	0,10544
3	8	111,3633	110,2005	112,003	1,118
8	9	111,3633	110,2005	112,0031	1,1181
4	10	84,8475	83,9589	85,3399	0,8503
5	11	23,3272	23,0405	23,4879	0,277
6	12	73,7301	72,7407	74,2896	0,9578

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic
1	2	315,734619	315,734619	315,734619
2	3	293,153353	293,153353	293,153353
3	4	181,821982	181,821982	181,821982
4	5	96,9984845	96,9984845	96,9984845
5	6	73,6832666	73,6832666	73,6832666
2	7	22,5813286	22,5813286	22,5813286
3	8	111,331462	111,331462	111,331462
8	9	111,331463	111,331463	111,331463
4	10	84,8235038	84,8235038	84,8235038
5	11	23,3152599	23,3152599	23,3152599
6	12	73,6832676	73,6832676	73,6832676

Tabella 7 Confronto correnti metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [A]

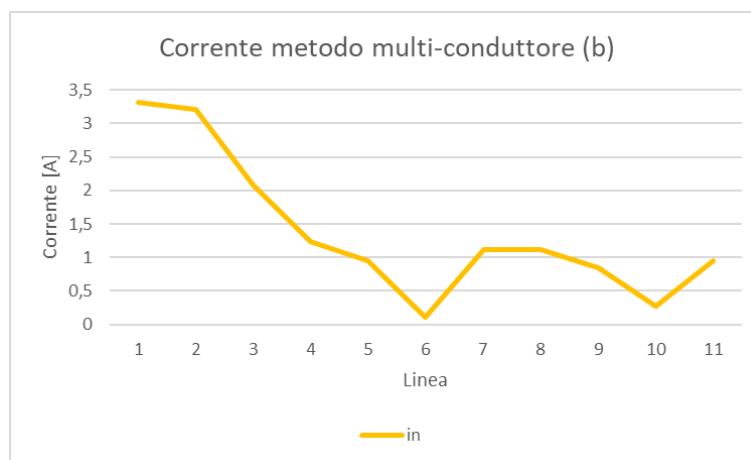
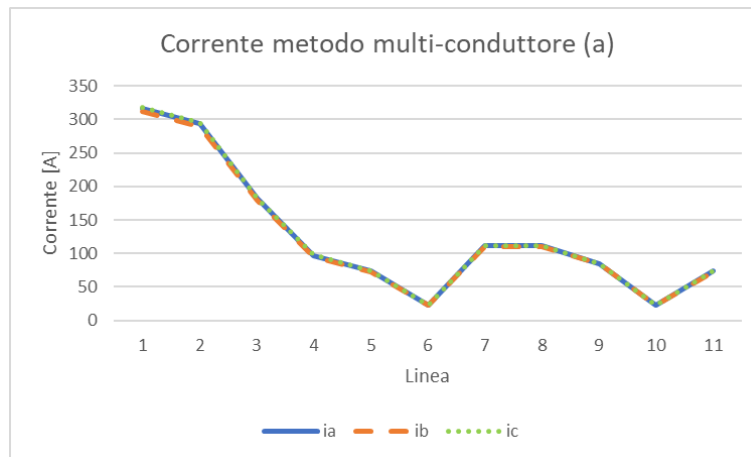


Figura 27 Corrente sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

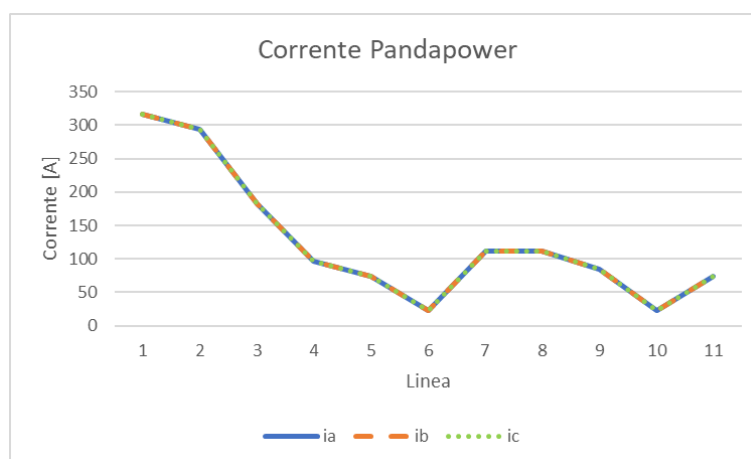


Figura 28 Corrente Pandapower

Considerazioni analoghe possono essere fatte infine per quanto riguarda le perdite sulle linee: infatti, se la soluzione proposta dall'algorithm implementato in Pandapower fornisce perdite uguali nelle tre fasi, lo stesso non si può dire per la soluzione fornita da metodo multi-conduttore. Prendendo in considerazione il conduttore di neutro, infatti, lo stesso conduttore presenterà delle perdite che nel

metodo alle sequenze non potevano essere esplicitate e le perdite nei tre conduttori di fase non saranno uguali nonostante il generale equilibrio dei carichi.

Nella rappresentazione grafica fornita in Grafico 3 e Grafico 4, a differenza di ciò che si notava per le tensioni, è più marcata la differenza dei risultati forniti dai due metodi, soprattutto per quanto riguarda i nodi del feeder principale che si articola tra i nodi 2 e 7 ed è particolarmente evidente tra i nodi 2 e 4.

Dai risultati presenti in Tabella 8, si vede come nella soluzione del metodo alle fasi multi-conduttore la differenza delle perdite nelle tre fasi è maggiore al nodo 2, nodo a valle del trasformatore MT/BT mentre le perdite sul neutro sono maggiori nel nodo 1, cioè nel nodo a monte del trasformatore mentre si annullano ai nodi 7 e 11.

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc	pn
1	2	1,1298	0,9752	1,2764	0,016
2	3	0,487	0,42	0,5505	0,0007
3	4	0,3747	0,3227	0,4239	0,0006
4	5	0,16	0,1374	0,1812	0,0003
5	6	0,0308	0,0264	0,0349	0,0001
2	7	0,0235	0,023	0,0239	0
3	8	0,3448	0,3134	0,3736	0,0003
8	9	0,1208	0,1114	0,1293	0,0001
4	10	0,1226	0,1161	0,1282	0,0001
5	11	0,0251	0,0242	0,0258	0
6	12	0,181	0,1731	0,1868	0,0001

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc
1	2	1,13082243	1,13082243	1,13082243
2	3	0,48742718	0,48742718	0,48742718
3	4	0,37500994	0,37500994	0,37500994
4	5	0,16009256	0,16009256	0,16009256
5	6	0,03079341	0,03079341	0,03079341
2	7	0,02355865	0,02355865	0,02355865
3	8	0,34496813	0,34496813	0,34496813
8	9	0,12087502	0,12087502	0,12087502
4	10	0,12262089	0,12262089	0,12262089
5	11	0,02511493	0,02511493	0,02511493
6	12	0,18080285	0,18080285	0,18080285

Tabella 8 Confronto perdite metodo multi-conduttore (a) e Pandapower(b) [kW]

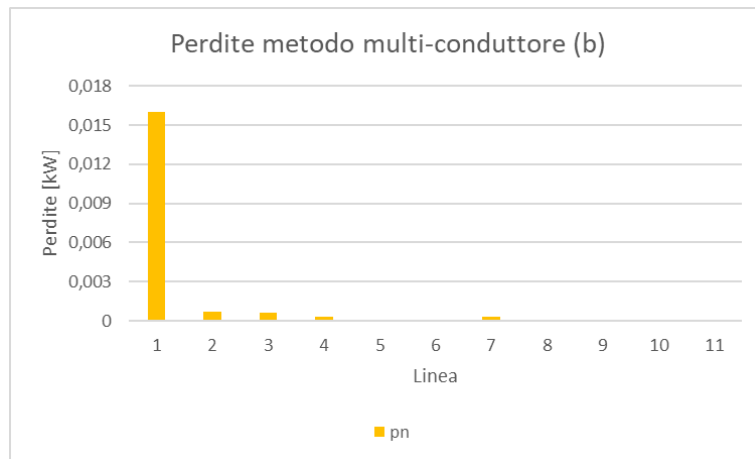
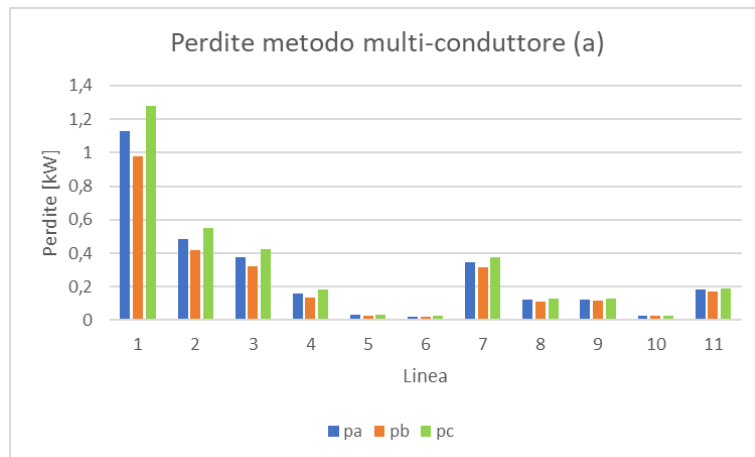


Figura 29 Perdite sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

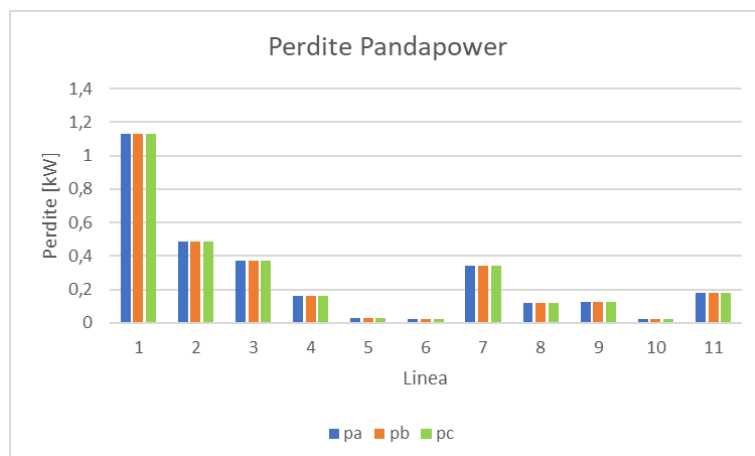


Figura 30 Perdite Pandapower

3.2.2. Rete sbilanciata

Proseguendo nell'analisi relativa alla rete CIGRE presente in [19], il secondo step prevede l'analisi della stessa rete vista in precedenza ma in una situazione diversa: i carichi, che rimangono connessi agli stessi nodi visti in precedenza, sono questa volta dei carichi squilibrati, come evidenziato in Tabella 8:

Bus	Fase	P[kW]	Q[kVAR]
8	a	8	3,874577
8	b	6	2,905933
8	c	4	1,695127
10	a	20	9,444281
10	b	21	9,928603
10	c	24	11,623731
11	a	13	6,054026
11	b	17	7,991315
11	c	14	6,780509
12	a	16	7,749154
12	b	19	9,202120
12	c	16	7,506993
13	a	4	1,695127
13	b	6	2,905933
13	c	8	3,874577

Tabella 9 Carichi rete CIGRE sbilanciata

La presenza di carichi squilibrati introduce una percentuale di sbilanciamento che avrà influenza sui risultati del powerflow.

Questo effetto sarà più evidente nei risultati forniti dal metodo multi-conduttore dato che prevede il calcolo dei risultati relativi al conduttore di neutro che, dato lo squilibrio, sarà interessato dalla circolazione di una certa corrente che provocherà caduta di tensione e perdite maggiori rispetto al caso della rete bilanciata e passiva vista nel caso precedente.

Quello che ci si aspetta invece dai risultati forniti dal metodo alle sequenze di Pandapower sarà una differenza nelle cadute di tensione tra le tre fasi, diverse correnti circolanti nelle tre fasi visto che, a seguito della riduzione di Kron, sono presenti solamente tre conduttori e non il neutro e anche perdite diverse nei tre conduttori di fase.

Lo sbilanciamento nei nodi della rete viene fornito in Tabella 9:

Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Unb[%]	0,127	0,245	0,352	0,426	0,539	0,650	0,671	0,217	0,528	0,565	0,576	0,691	0,784

Tabella 10 Percentuale di sbilanciamento rete CIGRE sbilanciata [%]

Nell'analisi dei risultati si parte anche in questo caso dalle cadute di tensione che interessano i nodi della rete. Dai risultati ottenuti dal metodo multi-conduttore si può osservare come la tensione sul conduttore di neutro risulti trascurabile rispetto a quelle degli altri conduttori di fase e di conseguenza i risultati saranno in linea con quelli ottenuti tramite il metodo alle sequenze implementato nell'ambiente Python.

Nelle seguenti Tabelle sono riassunti i risultati relativi alle tensioni ottenuti con i due metodi.

Nodo	va	vb	vc	vn
1	1	1	1	0
2	0,9862	0,9839	0,9842	0
3	0,9678	0,9636	0,9609	0,0031
4	0,9599	0,9543	0,9499	0,0055
5	0,95	0,9418	0,9363	0,0086
6	0,941	0,9304	0,9235	0,0118
7	0,9405	0,9295	0,9221	0,0127
8	0,9602	0,9579	0,9575	0,0017
9	0,9469	0,9409	0,932	0,009
10	0,9425	0,9364	0,9259	0,0108
11	0,9454	0,9355	0,9307	0,011
12	0,9255	0,9113	0,9077	0,0136
13	0,9381	0,9252	0,9162	0,0153

Nodo	va	vb	vc
1	1,00123449	0,99962527	0,99914144
2	0,98625018	0,98194135	0,98224972
3	0,96905353	0,95763334	0,96170777
4	0,9621882	0,94624664	0,9516996
5	0,9535462	0,93027981	0,94034516
6	0,94579535	0,91580365	0,92928581
7	0,94576411	0,91455951	0,92772714
8	0,96004112	0,95272923	0,95899994
9	0,95084029	0,93166644	0,93285533
10	0,94697658	0,92674175	0,92649325
11	0,94931629	0,9229344	0,93543335
12	0,92986312	0,89545737	0,91519024
13	0,9446811	0,90932454	0,9214142

Tabella 11 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b)

[p.u.]

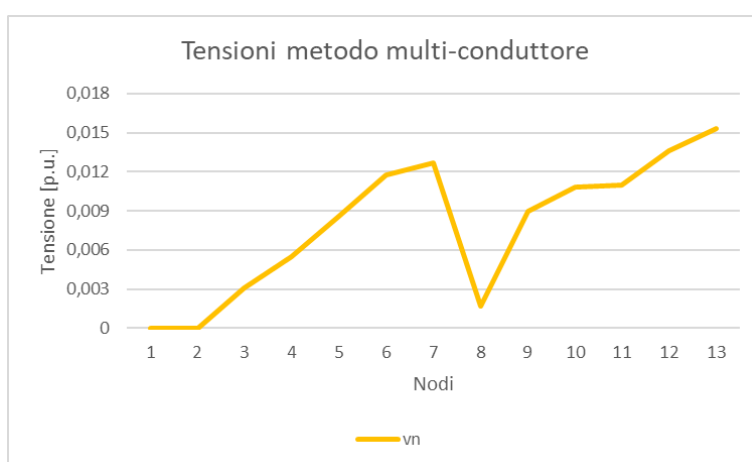
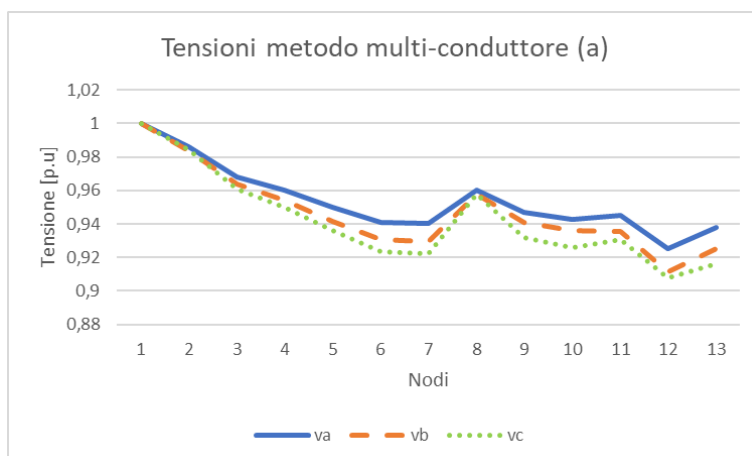


Figura 31 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

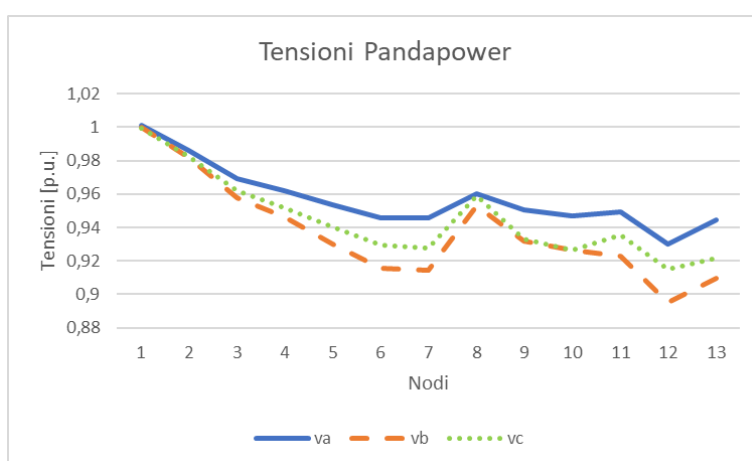


Figura 32 Tensioni Pandapower

Osservando il Grafico 7(a) e il Grafico 8, si può vedere come i risultati ottenuti tramite i due metodi non siano perfettamente simmetrici: tra i nodi 6 e 7 della rete, ad esempio, si può vedere come la caduta di tensione sulla fase b nel metodo multi-conduttore sia maggiore rispetto a quella che si ottiene tramite il metodo alle sequenze.

Dopo aver analizzato i risultati relativi alle tensioni, si può passare all'analisi dei risultati relativi alle correnti.

Dato lo sbilanciamento introdotto a causa della presenza di carichi squilibrati,

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic	in
1	2	301,2697	353,0782	341,7099	42,9125
2	3	261,2321	322,8896	324,136	58,232
3	4	162,5297	217,8096	198,0345	45,0709
4	5	99,6472	132,4748	125,2147	27,5178
5	6	17,6719	31,3457	42,4976	21,0101
2	7	40,0389	30,1888	17,5749	19,3285
3	8	98,7043	105,0801	126,1054	23,891
8	9	98,7043	105,0801	126,1054	23,891
4	10	62,8827	85,3351	72,82	18,4423
5	11	81,9761	101,1292	82,7172	17,4403
6	12	17,6719	31,3457	42,4977	21,0102

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic
1	2	303,126745	356,572642	337,455061
2	3	263,033969	326,272798	319,897091
3	4	163,9625	219,845308	195,26602
4	5	100,611156	133,831723	123,258353
5	6	17,8252386	31,7461934	41,7736367
2	7	40,0929141	30,299919	17,5590652
3	8	99,0721436	106,428031	124,631843
8	9	99,0721445	106,428032	124,631844
4	10	63,3515682	86,0136569	72,0077638
5	11	82,7862362	102,085696	81,485184
6	12	17,8252395	31,7461942	41,7736376

Tabella 12 Confronto correnti metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b)

[A]

Osservando i dati di Tabella 11 è evidente come i risultati forniti dal metodo alle sequenze di Pandapower non forniscano una rappresentazione reale del comportamento della rete nella situazione che si sta andando ad analizzare: se infatti i risultati relativi alle correnti circolanti nei conduttori di fase risultano confrontabili tra i due metodi, l'assenza del dato relativo alla corrente circolante nel conduttore di neutro nel metodo alle sequenze rappresenta una mancanza rilevante dato che a differenza del caso precedente riguardante la rete CIGRE passiva, la corrente nel neutro assume valori rilevanti e confrontabili, in alcuni casi con, quelli relativi agli altri conduttori.

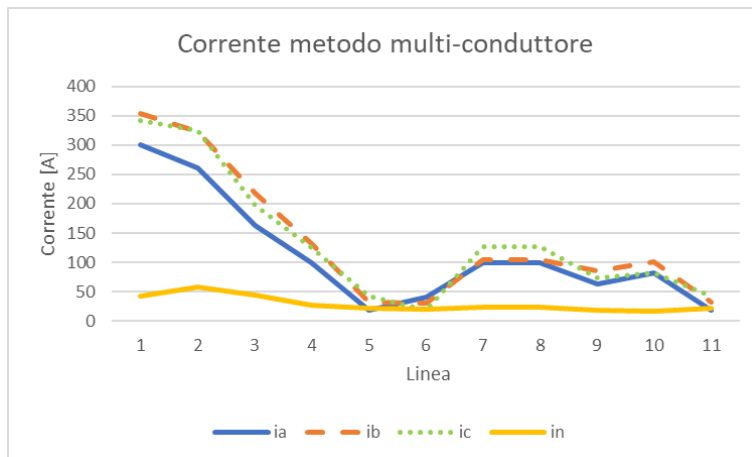


Figura 33 Corrente metodo multi-conduttore

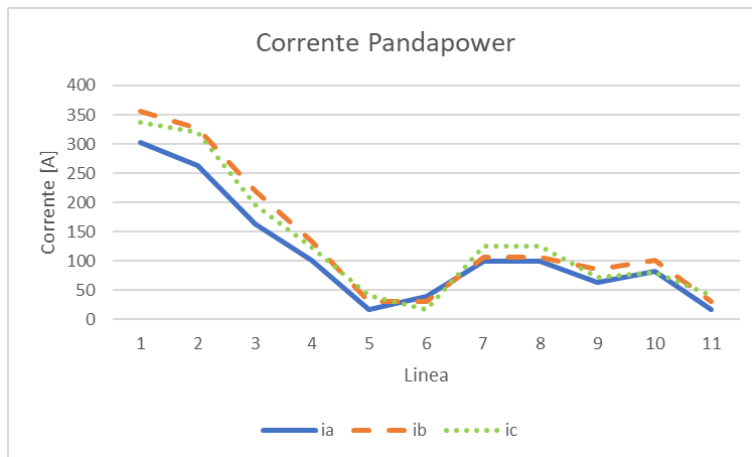


Figura 34 Corrente Pandapower

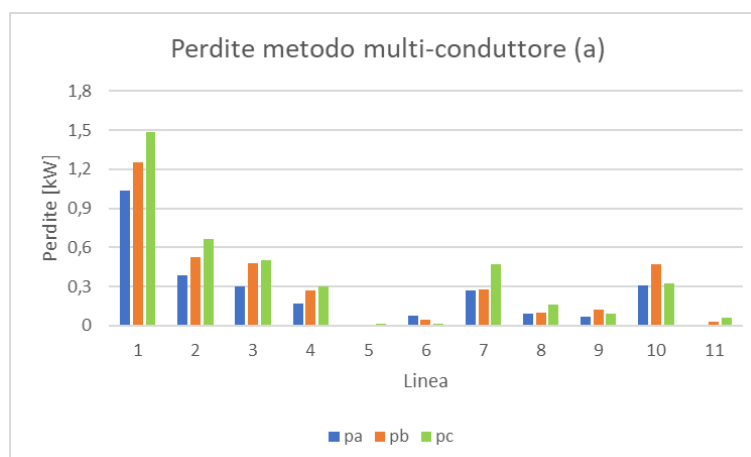
Per concludere l'analisi relativa alla rete CIGRE in [19] nella configurazione sbilanciata, è opportuno considerare i risultati relativi alle perdite nelle linee.

Quello che si nota analizzando le perdite fornite dai due metodi è che i risultati seguono andamenti diversi nei due casi come si può vedere in Tabella 12 ma in maniera più evidente dal punto di vista grafico.

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc	pn
1	2	1,0332	1,2559	1,4819	0,0302
2	3	0,3865	0,5227	0,6641	0,0318
3	4	0,3034	0,4817	0,501	0,0338
4	5	0,1701	0,2661	0,2991	0,0199
5	6	0,0016	0,0047	0,0111	0,0042
2	7	0,0743	0,0418	0,0146	0,0126
3	8	0,2671	0,2812	0,4686	0,0235
8	9	0,0939	0,1002	0,1625	0,0109
4	10	0,0678	0,1206	0,0938	0,0109
5	11	0,3113	0,4678	0,3208	0,0097
6	12	0,0103	0,032	0,0609	0,0153

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc
1	2	0,98481092	1,62383555	1,1819309
2	3	0,33905942	0,71414732	0,53582116
3	4	0,28156024	0,6632352	0,35670082
4	5	0,1523148	0,37008591	0,22174692
5	6	0,00014929	0,00886677	0,01025953
2	7	0,08575669	0,03364451	0,01430311
3	8	0,21972548	0,34338777	0,46623149
8	9	0,07815243	0,11955149	0,1628142
4	10	0,06698663	0,14298035	0,07564592
5	11	0,33248452	0,49402189	0,28096184
6	12	0,00573753	0,04265023	0,05731862

Tabella 13 Confronto perdite metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b) [kW]



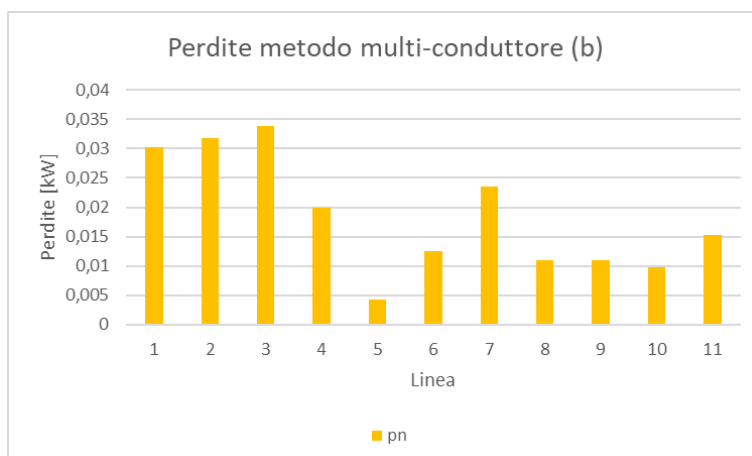


Figura 35 Perdite metodo multi-conduttore

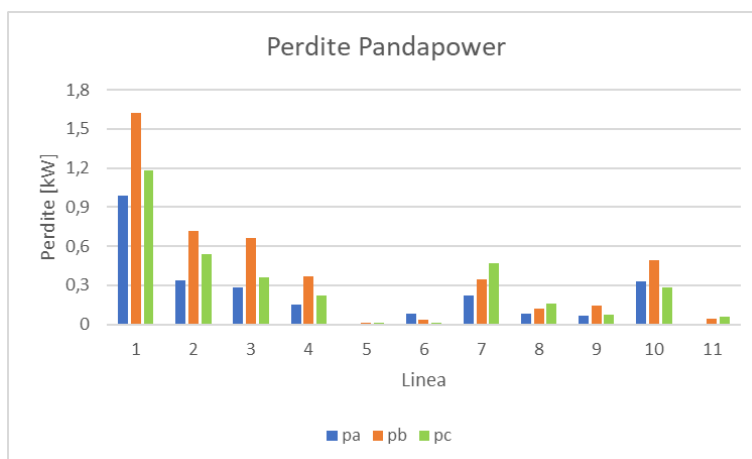


Figura 36 Perdite Pandapower [kW]

È evidente quindi che la presenza di uno squilibrio, seppur minimo, abbia influenza sui risultati che si possono ottenere: la possibilità di implementare un modello multifase nel metodo multi-conduttore permette di apprezzare in modo migliore il comportamento della rete quando questa alimenta carichi squilibrati.

In generale però, si può dire che i risultati che sono stati ottenuti con il metodo alle sequenze implementato nell'ambiente Python Pandapower sono confrontabili con quelli del metodo multi-conduttore almeno per i primi due casi che sono stati analizzati, cioè in una situazione di equilibrio dei carichi e in una seconda situazione di leggero squilibrio.

È opportuno ricordare, tuttavia, che le due reti affrontate finora sono due reti passive e che non sono stati considerati profili di carico e generazione su un determinato arco temporale. Di conseguenza, le due reti analizzate in questa prima parte dell'analisi e del confronto tra i due metodi, sono casi che si discostano dalla realtà ma che si sono rivelati utili al fine della trattazione.

3.2.3. Rete attiva

Per terminare questa sezione relativa alla rete CIGRE, l'ultimo passaggio prevede l'introduzione della generazione in rete per simulare uno scenario che si avvicini maggiormente alla realtà e all'evoluzione che sta interessando la rete di distribuzione, come è stato analizzato nella prima parte di questa tesi.

Di seguito sono riportati i dati relativi ai carichi e ai generatori presenti in rete:

Bus	Fase	P [kW]	Q [kVAr]
8	b	10	0
10	a	20	0
10	b	20	0
10	c	35	0
11	b	10	0
12	a	15	0
13	c	21	0

Tabella 14 Generatori rete CIGRE attiva

Come si può vedere dai dati, i generatori inseriti in rete sono asimmetrici e quelli connessi ai bus 8, 11, 12 e 13 sono dei generatori monofase che, come spiegato nelle sezioni precedenti sono una delle cause dello sbilanciamento del sistema elettrico in questa fase di evoluzione.

Bus	Fase	P[kW]	Q[kVAR]
8	a	8	3,874577
8	b	6	2,905933
8	c	4	1,695127
10	a	20	9,444281
10	b	21	9,928603
10	c	24	11,623731
11	a	13	6,054026
11	b	17	7,991315
11	c	14	6,780509
12	a	16	7,749154
12	b	19	9,202120
12	c	16	7,506993
13	a	4	1,695127
13	b	6	2,905933
13	c	8	3,874577

Tabella 15 Carichi rete CIGRE attiva

Con l'introduzione della generazione in rete si registra un aumento dello squilibrio rispetto a quello registrato per il caso della rete sbilanciata ma passiva che era stata descritta nella sezione precedente:

Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Unb [%]	0,250	0,482	0,685	0,828	1,012	1,371	1,458	0,344	1,041	1,113	0,943	1,810	1,743

Tabella 16 Percentuale di sbilanciamento rete CIGRE attiva [%]

Visti i risultati precedenti quello che ci si aspetta in questo caso, è un aumento della corrente circolante nel conduttore di neutro e un ulteriore aumento delle perdite. L'effetto sarà quindi una differenza più marcata tra i risultati proposti dai due metodi segno dell'influenza dello squilibrio introdotto in rete.

Analizzando ora i risultati relativi alle tensioni sui nodi della rete, si può vedere che, nonostante la caduta di tensione sul neutro sia poco rilevante se confrontata con quella delle tre fasi, c'è una differenza sugli andamenti delle tensioni ottenute grazie ai due metodi implementati.

Nodo	va	vb	vc	vn
1	1	1	1	0
2	0,9894	0,9873	0,9898	0
3	0,9784	0,9746	0,9809	0,0054
4	0,9741	0,9681	0,9769	0,0086
5	0,9673	0,9572	0,9689	0,0122
6	0,9625	0,9448	0,9636	0,0243
7	0,9617	0,9437	0,9646	0,0265
8	0,9709	0,978	0,9777	0,0087
9	0,9714	0,9646	0,9794	0,0159
10	0,9706	0,9636	0,9804	0,0194
11	0,9627	0,9545	0,9636	0,0074
12	0,9606	0,9257	0,9689	0,0293
13	0,9591	0,9392	0,9723	0,0367

Nodo	va	vb	vc
1	1,00167836	0,99755652	1,0007698
2	0,99069299	0,98453319	0,99057937
3	0,97725574	0,97191051	0,98515482
4	0,97185497	0,96455488	0,98378623
5	0,96499605	0,95071969	0,97963159
6	0,95872468	0,93378011	0,9824311
7	0,95638509	0,93345251	0,98467237
8	0,97018404	0,97741737	0,97926012
9	0,96486492	0,96326998	0,98923403
10	0,96268395	0,96293421	0,99131789
11	0,96146562	0,94837666	0,97278844
12	0,95898893	0,90854936	0,97228661
13	0,94907429	0,93145525	0,99523659

Tabella 17 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b)

[p.u.]

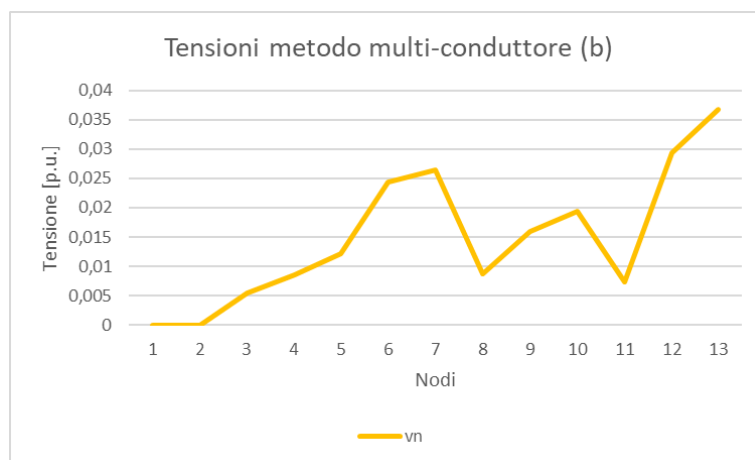
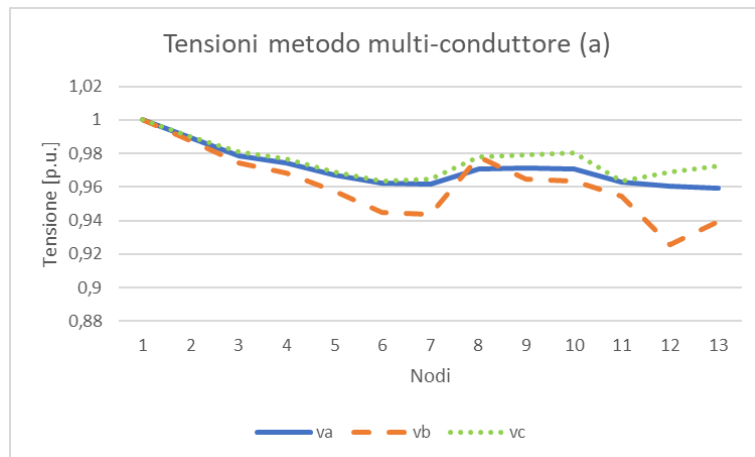


Figura 37 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

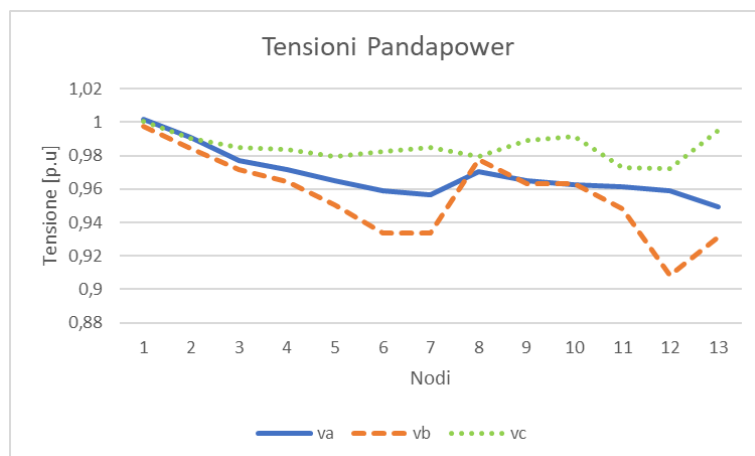


Figura 38 Tensioni Pandapower

Se si osservano gli andamenti nel Grafico 13 (a) e nel Grafico 14, si può vedere che le tensioni nelle fasi presentano un andamento differente che è particolarmente evidente tra i nodi 4 e 6 tra i quali la caduta di tensione è maggiore nel metodo multi-conduttore per la fase c e lo stesso comportamento si registra sui nodi 9 e 10.

Risulta pertanto evidente che il maggiore sbilanciamento introdotto provochi uno spostamento del centro stella delle tensioni che tuttavia non è lo stesso per i due metodi e questo è ovviamente dovuto al diverso approccio che utilizzano i due metodi.

Dopo aver analizzato comportamento delle tensioni, come è stato fatto nelle analisi precedenti, si procede analizzando i risultati sulle correnti che interessano le linee.

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic	in
1	2	171,4288	203,0293	146,787	58,0891
2	3	135,4434	206,1079	135,6543	80,9028
3	4	104,2927	177,092	110,9744	63,6396
4	5	46,9957	133,4116	52,8317	93,3192
5	6	17,7676	31,5206	58,2637	71,1548
2	7	40,0012	21,7811	17,1555	38,7761
3	8	42,8432	44,8219	69,3793	44,8957
8	9	42,8433	44,822	69,3793	44,8957
4	10	62,7247	46,8979	69,3665	35,4929
5	11	34,8663	101,9015	77,008	85,4833
6	12	17,7676	31,5206	58,2637	71,1548

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic
1	2	170,864837	201,916698	146,661611
2	3	135,300841	204,827458	135,50407
3	4	104,35295	175,495144	110,42677
4	5	47,5126904	131,605308	52,4092062
5	6	17,7427053	30,9919516	59,0203507
2	7	39,6737312	21,9035255	17,1957836
3	8	42,5383618	44,70533	69,9048453
8	9	42,5383639	44,7053321	69,9048469
4	10	62,5509788	47,0315928	69,2426795
5	11	35,2792488	100,614769	76,7000839
6	12	17,7427062	30,9919525	59,0203513

Tabella 18 Confronto correnti metodo multi-conduttore (a) e Pandapower (b)

[A]

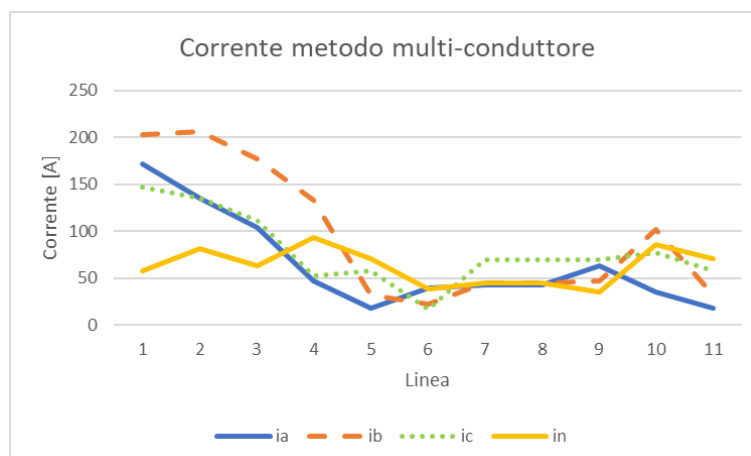


Figura 39 Corrente metodo multi-conduttore

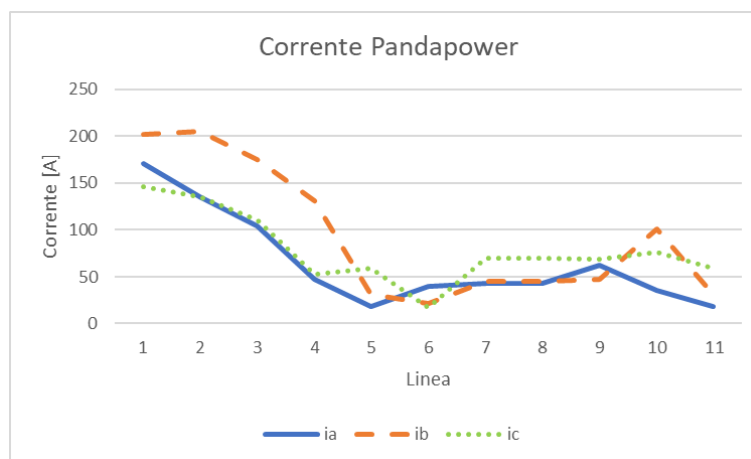


Figura 40 Corrente Pandapower

È chiaro, soprattutto a livello grafico, la conseguenza dell'aumento dello sbilanciamento introdotto in rete: l'andamento della corrente sui conduttori di fase è praticamente speculare nei due casi ma la circolazione di corrente nel conduttore di neutro, dato che non viene fornito dal tool di Pandapower, non può essere trascurato. È evidente, infatti, che nel neutro circola una corrente che in alcuni casi è non solo confrontabile con quella che circola nei conduttori di fase, ma addirittura superiore, come accade tra i nodi 4 e 6 e ai nodi 10 e 11.

Per terminare la sezione riguardante la rete CIGRE si procede esaminando i risultati relativi alle perdite sulle linee.

Ciò che si può osservare dai risultati ottenuti tramite i due metodi, sia dal punto di vista dei risultati numerici che graficamente, è che nasce una differenza più marcata rispetto al caso precedentemente analizzato dovuta ad una diversa distribuzione delle perdite nelle tre fasi.

Non sono da trascurare le perdite nel conduttore di neutro che raggiungono valori non trascurabili se confrontati con quelle degli altri conduttori. Questo è un dettaglio importante al fine del confronto tra i due metodi: se si sommano le perdite nei conduttori di fase del metodo multi-conduttore, trascurando le perdite sul conduttore di neutro, si ottiene un risultato confrontabile con la somma delle perdite del metodo alle sequenze. Se invece vengono sommate anche le perdite sul conduttore di neutro si nota un aumento pari circa al 10% delle perdite totali. Questo significa che le perdite nel neutro costituiscono circa il 10% delle perdite totali nei quattro conduttori, percentuale che, a causa delle semplificazioni introdotte dal metodo alle sequenze, non può essere apprezzata nei risultati forniti dalla funzione per la soluzione dei flussi di potenza di Pandapower.

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc	pn	pa+pb+pc	pt
1	2	0,3408	0,4398	0,2719	0,0551	1,0525	1,1076
2	3	0,1104	0,2315	0,1137	0,0544	0,4556	0,51
3	4	0,1334	0,3339	0,1614	0,0651	0,6287	0,6938
4	5	0,0464	0,2995	0,0507	0,2335	0,3966	0,6301
5	6	0,0024	0,007	0,0179	0,0463	0,0273	0,0736
2	7	0,0731	0,0219	0,0136	0,0527	0,1086	0,1613
3	8	0,0483	0,0539	0,1359	0,0715	0,2381	0,3096
8	9	0,0171	0,019	0,0475	0,0351	0,0836	0,1187
4	10	0,0657	0,0354	0,0841	0,0433	0,1852	0,2285
5	11	0,0581	0,4753	0,2784	0,2502	0,8118	1,062
6	12	0,011	0,0342	0,1119	0,1742	0,1571	0,3313

Tabella 19 Perdite rete CIGRE attiva metodo multi-conduttore [kW]

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc	pt
1	2	0,43940921	0,35396352	0,26920095	1,06257369
2	3	0,16808845	0,20461808	0,09745106	0,47015759
3	4	0,17849618	0,40167217	0,06083738	0,64100573
4	5	0,11482521	0,35206997	0,0078516	0,47474678
5	6	0,00903558	0,00402604	0,04103591	0,05409753
2	7	0,05793513	0,03660044	0,02498261	0,11951818
3	8	0,05462829	0,01054207	0,21065019	0,27582055
8	9	0,01919321	0,00462088	0,07220717	0,09602126
4	10	0,04387576	0,04776999	0,10370857	0,19535432
5	11	0,10468561	0,5813076	0,16616714	0,85216035
6	12	0,02900942	0,00380754	0,16776474	0,2005817

Tabella 20 Perdite rete CIGRE attiva Pandapower [kW]

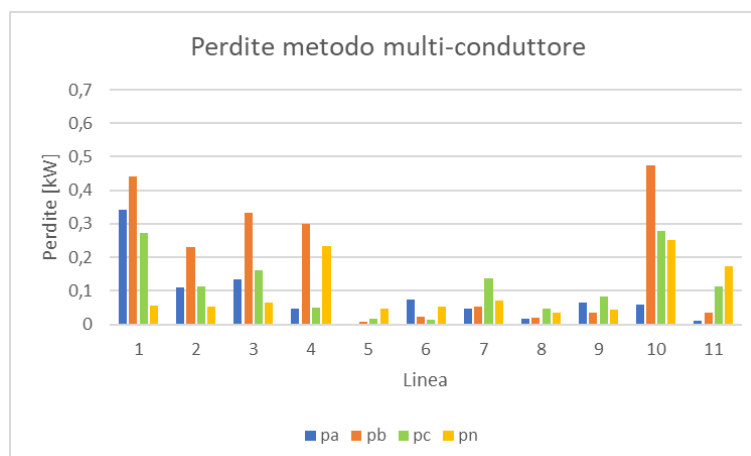


Figura 41 Perdite metodo multi-conduttore

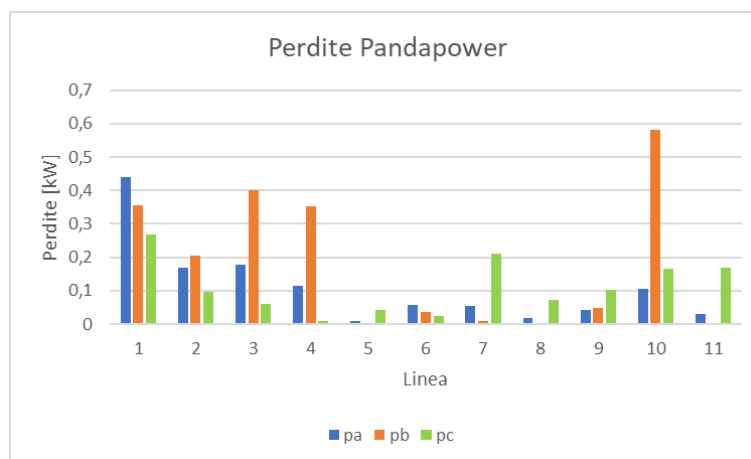


Figura 42 Perdite Pandapower

Al termine di questa prima parte di analisi e confronto tra i due metodi, si è visto come in caso di squilibrio teoricamente nullo i risultati forniti dai due metodi sono equivalenti, dato che i dati relativi al conduttore di neutro risultano trascurabili rispetto alle grandezze relative ai conduttori di fase. All'aumentare dello squilibrio dovuto alla presenza di carichi squilibrati e alla penetrazione della generazione in rete, i risultati che si ottengono iniziano a discostarsi seppure seguano andamenti paragonabili tra di loro.

La differenza principale risulta a livello del conduttore di neutro: la semplificazione relativa alla riduzione di Kron, implementata per calcolare i parametri alle sequenze dei conduttori, non consente di esplicitare i dati e i risultati relativi al neutro nel metodo alle sequenze utilizzato in Pandapower. Questo aspetto, all'aumentare dello squilibrio introdotto in rete, risulta in una differenza marcata tra i risultati soprattutto a livello di correnti e perdite, che nel conduttore di neutro assumono valori confrontabili con i conduttori di fase.

3.3. Gestione del neutro

Prima di iniziare l'analisi che riguarda questa volta una rete reale è opportuno riportare alcune considerazioni sulla gestione del neutro nella rete in questione.

Si prende in considerazione il modello a quattro conduttori in Figura 25:

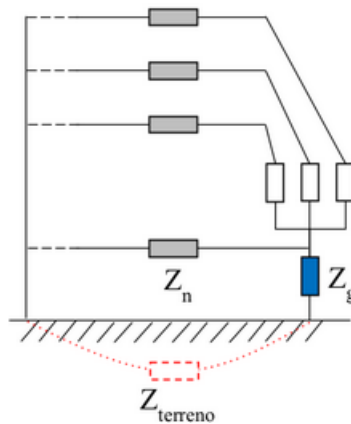


Figura 43 Modello di linea a quattro conduttori

Collegato alla linea viene modellato un carico il cui centro stella può essere vincolato a terra tramite una impedenza. Tale impedenza modifica il valore dell'impedenza alla sequenza zero Z_0 che viene definita come:

$$Z_0 = Z_f + 3 \cdot \frac{Z_n \cdot (Z_g + Z_t)}{Z_n + (Z_g + Z_t)} \quad (3.1)$$

Dalla definizione dell'impedenza alla sequenza zero in (3.1), possono essere ricavate tre situazioni standard in base al rapporto tra l'impedenza del conduttore di fase e del conduttore di neutro e al valore dell'impedenza Z_g

- $Z_n = Z_f, Z_g = \infty$

Il primo caso riguarda una situazione di neutro isolato in cui i conduttori di fase e neutro sono uguali e presentano di conseguenza la stessa impedenza. In questa situazione risolvendo la (3.1) si ottiene:

$$Z_0 = 4Z_f \quad (3.2)$$

Nell'analisi della rete CIGRE vista in precedenza, si partiva proprio da questa assunzione dato che le linee sono state pensate come costituite da quattro conduttori identici tra loro.

Ne caso di neutro isolato, data l'elevatissima impedenza Z_g , si presume che la corrente omopolare che si somma vettorialmente al centro stella del carico ritorni tutta attraverso il conduttore di neutro.

- $Z_n = 2Z_f, Z_g = \infty$

Anche in questo caso si parte da una situazione di neutro isolato ma ora il conduttore di neutro presenta un'impedenza doppia rispetto a quella del conduttore di fase. Il risultato che si ottiene sarà:

$$Z_0 = 7Z_f \quad (3.3)$$

- $Z_n = Z_f, Z_g + Z_t = Z_n$

L'ultima situazione tipica non riguarda più il caso di neutro isolato: ora, l'impedenza Z_g , considerando una Z_t molto piccola, avrà impedenza pari a quella del conduttore di neutro. In questo modo la corrente omopolare si dividerà e ritornerà in parte attraverso il conduttore di neutro e in parte attraverso il terreno. L'impedenza Z_0 sarà pertanto pari a:

$$Z_0 = 2,5Z_f \quad (3.4)$$

Nella rete reale che si andrà ad analizzare, tuttavia, non si conosce il valore dell'impedenza Z_g ma, dato che sono note le caratteristiche elettriche e geometriche dei conduttori utilizzati, sono noti i rapporti tra le impedenze Z_0 e Z_f e tra le impedenze Z_n e Z_f .

Risolvendo ora la (3.1) rispetto a Z_g sarà possibile ottenere il valore di tale impedenza in base al nodo che si andrà a considerare.

Definendo:

$$Z_0 = hZ_f \quad (3.5)$$

$$Z_n = kZ_f \quad (3.6)$$

Si ottiene:

$$Z_g = \frac{\frac{h-1}{3} \cdot k \cdot Z_f}{k - \frac{h-1}{3}} \quad (3.7)$$

3.4. Rete reale

Per concludere questo capitolo relativo all'analisi dei flussi di potenza in reti di distribuzione dissimetriche e al confronto tra i due metodi presentati nel capitolo precedente, si procederà prendendo in considerazione una rete di bassa tensione reale. Nel caso visto in precedenza, l'analisi era stata eseguita in un'unica istante senza prendere in considerazione dei profili di carico e di generazione.

Anche per questa rete verrà eseguito lo stesso tipo di studio proprio per avere un paragone tra i due metodi, ma successivamente si passerà ad una situazione più vicina alla realtà, simulando il comportamento della rete su dodici giornate tipiche con profili orari di carico e generazione.

Questo tipo di simulazione è resa possibile in Pandapower sfruttando la funzione `controller` che permette appunto di controllare una determinata grandezza nella rete, in questo caso il fattore `scaling` e i termini di potenza reattiva di carichi e generatori, e la funzione `timeseries` che consente invece di aggiornare ciclicamente i valori controllati tramite il `controller` per eseguire la simulazione.

La rete trae origine da un trasformatore Dyn11 come nel caso precedente ed è composta da 37 nodi ai quali verranno collegati 90 carichi, per la maggior parte monofase.

L'analisi verrà eseguita su due diversi scenari di generazione: nel primo caso si tratta di una situazione di generazione distribuita in modo tale da ridurre lo squilibrio, nel secondo caso si affronta invece una situazione in cui la generazione è molto squilibrata e questo dovrebbe aumentare le differenze nei risultati tra i due programmi come visto in precedenza. In entrambi i casi verranno connessi alla rete 182 generatori, perlopiù monofase.

La rete sarà formata da 35 linee in cavo a quattro conduttori in cui nella maggior parte dei casi il conduttore di neutro ha una sezione minore di quella dei conduttori di fase: conoscendo le caratteristiche geometriche ed elettriche dei conduttori è stato possibile ricavare l'impedenza di messa a terra del neutro da utilizzare all'interno del calcolo nel metodo multi-conduttore come si è visto nella sezione precedente.

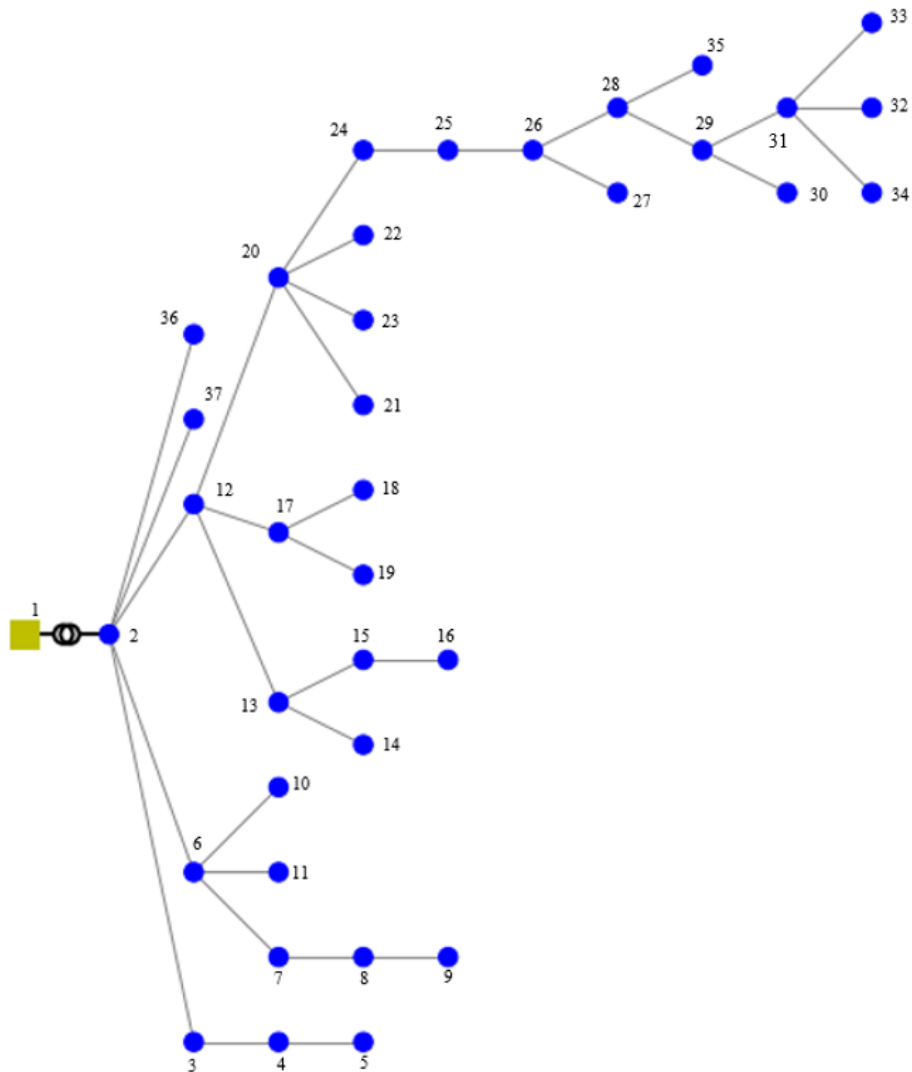


Figura 44 Rete reale

3.4.1. Confronto tra i due modelli

Come accennato, la prima parte dell'analisi sarà eseguita in una situazione ideale effettuando il confronto tra i due metodi in un unico istante, privo di profili di carico e generazione: questo consentirà di ottenere un confronto immediato tra i due metodi come nel caso della rete CIGRE.

L'assenza di profili di carico e generazione comporta uno squilibrio maggiore all'interno della rete che si rifletterà sui risultati: come si è visto per la rete CIGRE all'aumentare del grado di squilibrio le differenze nei risultati forniti dai due metodi tendono ad accentuarsi appunto per la differenza di approccio utilizzato dai due metodi.

La rete presa in esame per questo confronto è quella che presenta la migliore distribuzione della generazione, cioè che consente di minimizzare le perdite sulle linee. Adottando lo stesso criterio adottato per l'analisi precedente, il primo dato che verrà analizzato è quello relativo allo squilibrio:

Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Unb [%]	0,311	0,755	0,857	1,031	1,302	1,402	1,507	1,747	1,907	
Nodo	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Unb [%]	1,271	1,344	0,927	0,932	1,050	0,893	1,259	0,915	0,887	
Nodo	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Unb [%]	0,955	1,037	1,302	1,099	1,236	1,014	0,942	0,909	0,909	
Nodo	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Unb [%]	0,884	0,807	1,171	0,786	0,928	0,811	0,817	0,837	0,730	0,732

Tabella 21 Percentuale di sbilanciamento rete reale [%]

Dai risultati sullo sbilanciamento forniti in Tabella 21, ottenuti dal programma alle sequenze in Pandapower, si nota come in questa configurazione lo squilibrio nono superi mai il 2% e che il nodo in cui risulta maggiore lo squilibrio sia il nodo 9 in cui si raggiunge 1,907% di squilibrio.

La prima analisi che verrà effettuata è quella relativa alle cadute di tensione

Nodo	va	vb	vc	vn
1	1	1	1	0
2	1,0103	1,0077	1,0105	0
3	1,0129	1,0059	1,0129	0,0007
4	1,0113	1,0024	1,0168	0,0002
5	1,0217	1,002	1,018	0
6	1,0086	1,0032	1,0109	0,0007
7	1,0081	0,999	1,0152	0,0022
8	0,9836	0,9766	1,0101	0,0002
9	0,9716	0,9628	1,0037	0,0011
10	1,0023	1,0033	0,9981	0,0018
11	1,0025	1,0001	1,0072	0,0008
12	1,0094	1,0203	1,0607	0,0009
13	1,0068	1,0202	1,0617	0,0012
14	1,0118	1,0202	1,0683	0
15	0,9972	1,0204	1,0616	0,0014
16	0,9841	1,0157	1,076	0
17	1,0109	1,0227	1,0623	0,0012
18	1,0106	1,023	1,0617	0,0026
19	1,0125	1,0241	1,0669	0
20	1,0133	1,0202	1,0737	0,0015
21	1,0149	1,0132	1,0796	0
22	1,0208	1,0243	1,0782	0
23	1,0227	1,0173	1,0721	0
24	1,0068	1,0313	1,0809	0,0013
25	1,001	1,041	1,0858	0,0014
26	0,9991	1,0449	1,0872	0,0012
27	0,9992	1,0445	1,0874	0
28	0,9969	1,0492	1,0879	0,0026
29	0,9912	1,059	1,0947	0
30	0,9764	1,0596	1,1045	0
31	0,9927	1,0603	1,0949	0
32	0,9952	1,0584	1,0988	0
33	0,9987	1,0597	1,097	0
34	0,9894	1,0616	1,0968	0
35	0,997	1,049	1,0868	0,0019
36	1,0108	1,0095	1,0113	0
37	1,0105	1,0098	1,0104	0,001

Nodo	va	vb	vc
1	1,00310387	0,99856585	0,99833753
2	1,01340958	1,00500294	1,00886478
3	1,01620763	1,00012757	1,01167554
4	1,01949936	0,9912382	1,0166813
5	1,01935639	0,97779292	1,01609839
6	1,01842623	0,97118429	1,01771503
7	1,01917057	0,96611093	1,02168737
8	0,99273459	0,93581062	1,02045496
9	0,98083219	0,92064546	1,01520775
10	1,01131985	0,97230636	1,00426514
11	1,01138065	0,96853074	1,01441782
12	1,01315232	1,02274836	1,05570641
13	1,01111758	1,02223364	1,05649894
14	1,01565611	1,02248204	1,06356059
15	1,00136344	1,02267253	1,05659704
16	0,98808446	1,01810685	1,07132224
17	1,01497491	1,02512278	1,05688583
18	1,01478519	1,02616258	1,0554364
19	1,01628674	1,02656754	1,06184837
20	1,01710564	1,02421881	1,06771821
21	1,0185896	1,01695604	1,07409239
22	1,02442408	1,02812482	1,07260084
23	1,02556655	1,02155406	1,06924496
24	1,01248194	1,03380927	1,07401929
25	1,00687884	1,04367008	1,07849811
26	1,00508228	1,04781257	1,07947849
27	1,00508247	1,04781233	1,0794785
28	1,00355827	1,05119979	1,08025356
29	0,99710203	1,0624363	1,08663312
30	0,98232476	1,06305979	1,0964755
31	0,99855219	1,06371786	1,08674455
32	1,00104903	1,06191325	1,09067331
33	1,00457868	1,0632281	1,08868554
34	0,99523283	1,06513961	1,08863298
35	1,003412	1,0524019	1,07791103
36	1,01394987	1,00680631	1,00960965
37	1,01273074	1,00651345	1,00939902

Tabella 22 Confronto tensioni metodo multi-conduttore (a) e Pandapower(b)

[p.u.]

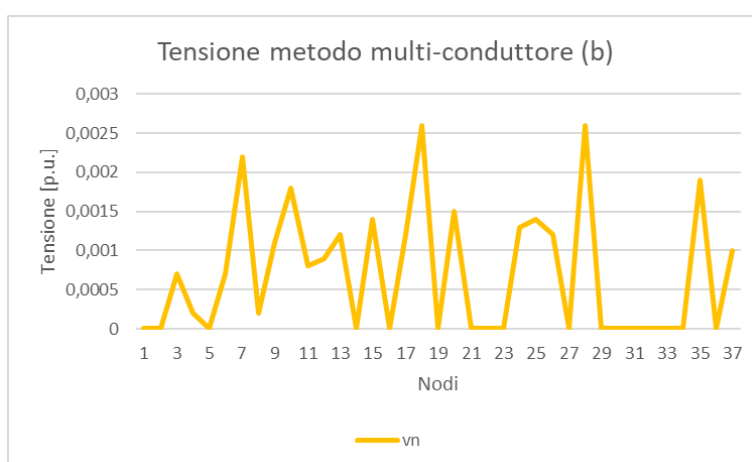
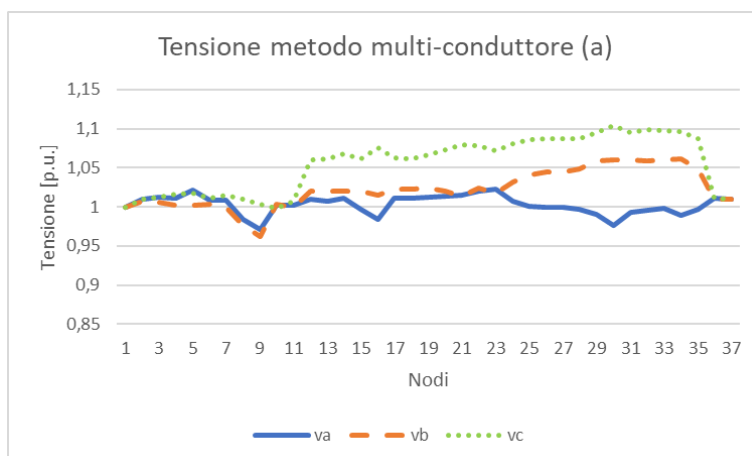


Figura 45 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

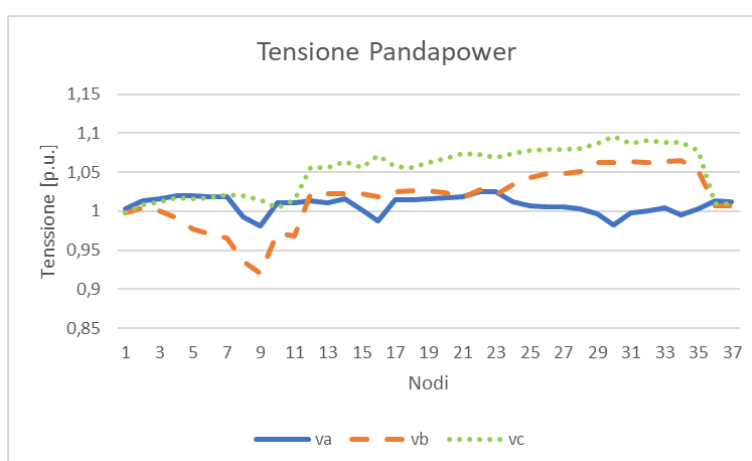


Figura 46 Tensioni Pandapower

Come si può vedere anche dal punto di vista grafico, le tensioni seguono andamenti simili nei due casi anche se in alcuni nodi si possono notare evidenti differenze: all'altezza del nodo 9, che risulta appunto il nodo con la maggiore percentuale di sbilanciamento, la caduta di tensione risulta maggiore nella fase b del metodo alle

sequenze in Pandapower rispetto al risultato ottenuto tramite il metodo multi-conduttore.

Il caso relativo al nodo 9 non è l'unico da evidenziare perché si può notare come in altri nodi in cui si ha uno sbilanciamento maggiore, gli andamenti delle tensioni risultanti dai due metodi siano diversi tra di loro: è il caso ad esempio dei nodi 13, 16 e 23.

Terminato il confronto relativo alle tensioni, si prosegue analizzando le correnti che interessano le linee della rete in esame:

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic	in
2	3	130,9476	18,1281	55,6111	80,7312
3	4	80,525	18,1282	42,9956	43,7004
4	5	12,6406	5,3836	5,2992	9,0079
2	6	26,6099	77,7449	37,4141	37,7289
6	7	27,5617	42,9733	16,4734	46,8037
7	8	48,3418	55,7611	21,3558	18,724
8	9	61,334	81,9288	46,6506	13,8603
6	10	33,3322	7,7697	33,4325	14,0175
6	11	58,8131	39,745	33,099	16,4998
2	12	119,8066	102,47	207,0752	82,365
12	13	27,0321	25,7785	0,8375	14,13
13	14	25,2552	6,2618	23,9209	12,8721
13	15	64,9744	32,0402	7,0207	33,0474
15	16	14,4256	13,9768	22,4302	7,5486
12	17	29,4532	35,3283	27,9404	7,9781
17	18	21,0922	16,6101	20,0876	32,2138
17	19	12,619	6,2382	23,9519	6,7443
12	20	117,3802	67,8976	130,109	43,2528
20	21	11,1906	20,3178	10,5202	11,6219
20	22	37,5503	24,9468	23,7006	10,2173
20	23	37,4777	0,0001	11,9177	22,1928
20	24	19,9437	64,6585	97,2305	46,3065
24	25	5,4304	52,2545	61,7842	48,7641
25	26	5,4304	52,2546	50,0171	44,7661
26	27	0,0001	0,0001	0,0001	6,4176
26	28	5,4304	40,0187	38,2605	33,3206
28	29	26,7137	54,2598	69,634	54,4527
29	30	39,2568	12,0587	34,7054	15,2526
29	31	25,4338	30,123	11,5864	10,1531
31	32	12,8383	6,0359	11,6279	4,18
31	33	38,3798	12,0574	11,6477	15,7203
31	34	12,9138	0,0001	11,6498	13,5985
28	35	8,5356	6,085	11,7771	12,8171
2	36	12,6399	37,9688	25,268	7,8027
2	37	0,0003	25,2884	12,6406	16,8528

Tabella 23 Correnti metodo multi-conduttore [A]

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	ia	ib	ic
2	3	104,47778	76,215069	18,499074
3	4	54,1869054	76,2150713	5,86988278
4	5	4,05924284	89,1008805	31,8323422
2	6	26,3035979	94,616937	37,1415418
6	7	27,3003588	58,7055492	16,4117683
7	8	47,920111	71,9286767	21,1051676
8	9	60,7904453	85,5817666	46,1466052
6	10	32,9882972	8,03046101	33,220031
6	11	58,2524328	41,0416861	32,8875527
2	12	119,478602	102,207442	208,421307
12	13	26,9014703	25,7423133	0,87624145
13	14	25,1597582	6,24795489	24,0265274
13	15	64,6965128	31,9901677	7,0333066
15	16	14,3676659	13,9439945	22,5273344
12	17	29,3526312	35,2882273	28,0673176
17	18	20,9844631	16,6014416	20,1762293
17	19	12,572073	6,22308531	24,0652699
12	20	117,022201	67,6756725	131,080656
20	21	11,1499275	20,2416655	10,5737653
20	22	37,4166255	24,8546322	23,8240243
20	23	37,3749441	0,00416925	2,9383E-05
20	24	19,9170707	64,4486966	86,0534058
24	25	5,34291114	52,0897128	62,2639373
25	26	5,34291277	52,0897129	50,4181544
26	27	2,2242E-05	0,00406461	2,3888E-05
26	28	5,34291606	39,8959098	38,5832663
28	29	26,5493652	54,0830994	70,1474001
29	30	39,0201827	12,0189241	34,9579239
29	31	25,2860528	30,0240505	11,673248
31	32	12,7634405	6,01595051	11,714631
31	33	38,1557861	12,0170186	11,73602
31	34	12,8380338	4,9479E-05	11,7365867
28	35	8,4889267	6,07034139	11,8533305
2	36	12,6010495	38,0713702	25,3104403
2	37	6,8328E-05	12,6941493	12,6578609

Tabella 24 Correnti Pandapower [A]

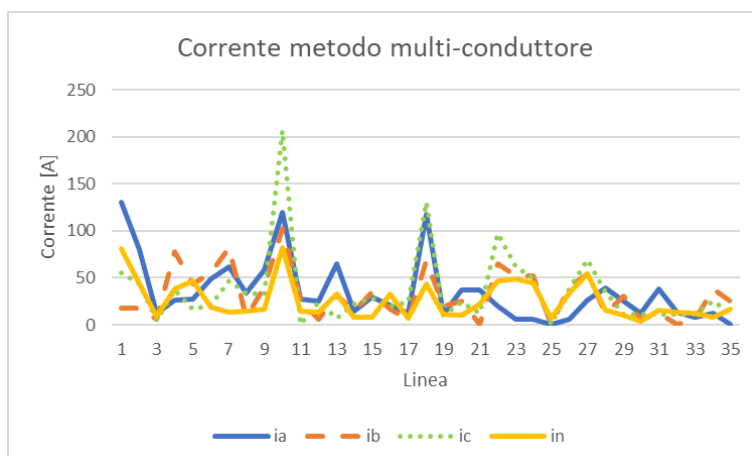


Figura 47 Correnti metodo multi-conduttore

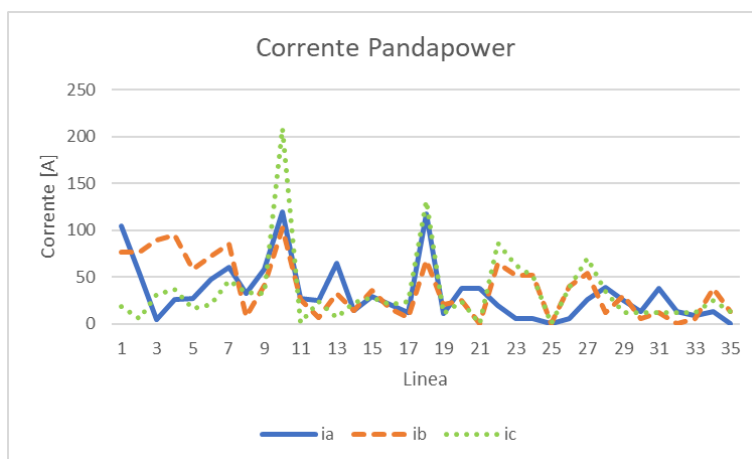


Figura 48 Correnti Pandapower

Alla pari di quanto visto nell'analisi della rete CIGRE nelle sezioni precedenti, anche in questo caso si può osservare come le correnti risultanti dalla soluzione dei flussi di potenza forniti dai due metodi seguano andamenti simili. Tuttavia, è evidente che la corrente che interessa il conduttore di neutro non può essere trascurata dato che in alcune linee risulta essere addirittura superiore di quelle nelle fasi.

Ancora una volta viene quindi è possibile osservare come il metodo alle componenti simmetriche implementato in Pandapower risulti carente da questo punto di vista non appena la percentuale di squilibrio supera l'1%.

L'ultimo punto prevede l'analisi dei risultati relativi alle perdite nei conduttori di fase. Come appena affermati a riguardo dei risultati relativi alle correnti nei conduttori di fase, le stesse considerazioni possono essere fatte per i risultati relativi alle perdite.

Dai grafici 23 e 24 si può notare come le perdite seguendo andamenti tutti sommato simili nei due casi anche se non del tutto simmetrici: nel Grafico 24 si può vedere come le perdite nella fase b siano in alcune linee (linea 6 e 7 ad esempio) sensibilmente

maggiori rispetto a quelle che si ottengono dal metodo multi-conduttore dal quale però si ricavano perdite sul neutro non trascurabili dovute ovviamente alla circolazione di correnti cospicue sul conduttore.

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc	pn
2	3	0,082	0,008	0,031	0,013
3	4	0,089	0,015	0,039	0,009
4	5	0	0	0,002	0
2	6	0,01	0,082	0,003	0,003
6	7	0,003	0,042	0,017	0,006
7	8	0,279	0,293	0,026	0,01
8	9	0,172	0,265	0,069	0,002
6	10	0,049	0	0,101	0,004
6	11	0,085	0,029	0,029	0,006
2	12	0,014	0,304	2,468	0,001
12	13	0,017	0,001	0	0,002
13	14	0,03	0	0,037	0,004
13	15	0,146	0,002	0	0,003
15	16	0,044	0,015	0,076	0
12	17	0,01	0,02	0,01	0,001
17	18	0,001	0,002	0,003	0,011
17	19	0,005	0,002	0,026	0,002
12	20	0,109	0,002	0,399	0,001
20	21	0,004	0,033	0,014	0,002
20	22	0,066	0,024	0,025	0,003
20	23	0,083	0	0,005	0,008
20	24	0,031	0,169	0,169	0,023
24	25	0,007	0,119	0,072	0,002
25	26	0,002	0,048	0,017	0,004
26	27	0	0	0	0,002
26	28	0,003	0,04	0,007	0,004
28	29	0,035	0,125	0,113	0,032
29	30	0,137	0,002	0,079	0
29	31	0,009	0,009	0	0
31	32	0,008	0,003	0,011	0
31	33	0,054	0,002	0,006	0
31	34	0,01	0	0,005	0
28	35	0	0	0,003	0,007
2	36	0,002	0,016	0,005	0
2	37	0	0,012	0	0,004

Tabella 25 Perdite metodo multi-conduttore [kW]

Nodo Partenza	Nodo Arrivo	pa	pb	pc
2	3	0,0695335	0,08621099	0,01218899
3	4	0,04250186	0,15683565	0,00683515
4	5	2,9625E-05	0,2800082	0,00433871
2	6	0,0058457	0,14517338	0,01408814
6	7	0,00459701	0,06891037	0,01532234
7	8	0,29732823	0,51001938	0,00610133
8	9	0,16988557	0,30458467	0,05685471
6	10	0,05490031	0,00211331	0,10491017
6	11	0,09634804	0,02555914	0,02546039
2	12	0,00338038	0,42750262	2,32312033
12	13	0,01285667	0,00305931	0,00018339
13	14	0,02682522	0,0003631	0,03983785
13	15	0,14808871	0,00338484	6,0094E-05
15	16	0,04479047	0,01491178	0,07796009
12	17	0,01256113	0,01968114	0,0077777
17	18	0,00092866	0,0040563	0,00686681
17	19	0,00387259	0,00211075	0,02804333
12	20	0,11038717	0,02341314	0,37149058
20	21	0,00390214	0,03448673	0,01582559
20	22	0,0643005	0,02279502	0,02731289
20	23	0,07428587	3,6883E-07	7,5896E-09
20	24	0,02180395	0,14514236	0,13070729
24	25	0,00665511	0,12058919	0,06716905
25	26	0,00207432	0,05066497	0,01204643
26	27	2,3588E-13	7,1515E-10	7,4303E-13
26	28	0,00176598	0,03172947	0,00733183
28	29	0,03994145	0,14268624	0,10556027
29	30	0,13534062	0,00176703	0,08087175
29	31	0,00860796	0,00903819	0,00030509
31	32	0,0074839	0,00254741	0,0108065
31	33	0,05401195	0,00138148	0,00535238
31	34	0,01000292	6,2322E-09	0,00520893
28	35	0,00028707	0,0017192	0,00651954
2	36	0,00159868	0,01612089	0,00442682
2	37	4,5071E-09	0,00450219	0,00158984

Tabella 26 Perdite Pandapower [kW]

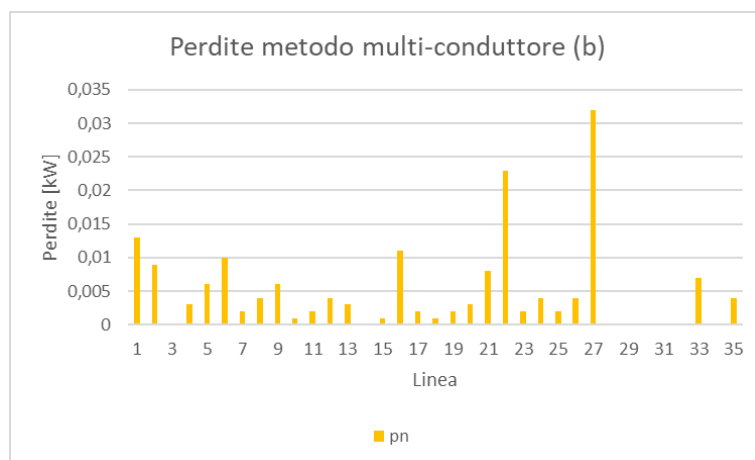
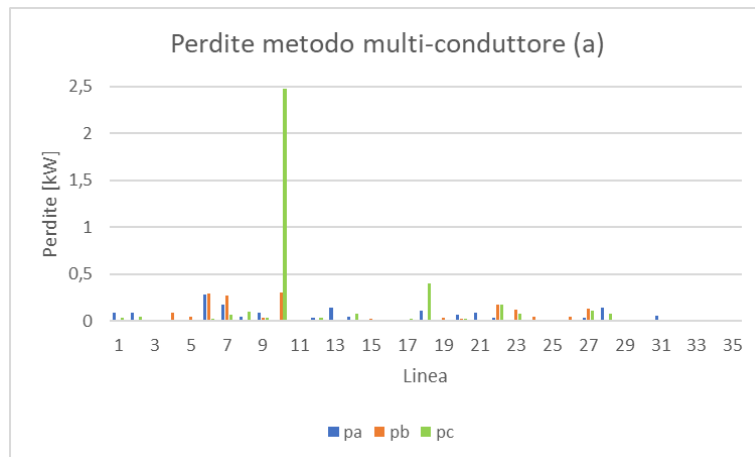


Figura 49 Perdite sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

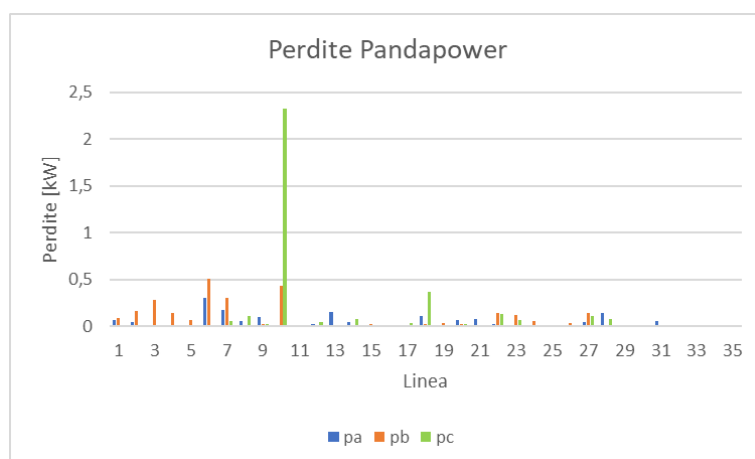


Figura 50 Perdite Pandapower

3.5. Analisi in condizioni di funzionamento reale

Come introdotto in precedenza l'ultima fase di questo capitolo sarà dedicata all'analisi della rete in condizioni di funzionamento reale, considerando profili di carico e di generazione appunto per simulare una situazione che possa rispecchiare il più possibile la realtà.

L'analisi che è stata effettuata in precedenza, invece, si discosta dalla realtà in quanto è stata eseguita in condizioni di carico e generazione alla potenza nominale, situazione che è impossibile che si verifichi nella realtà.

Lo scenario che si andrà ad analizzare prevede la simulazione del funzionamento della rete su dodici giorni tipici (tre per ogni stagione, considerando giorno feriale-prefestivo-festivo).

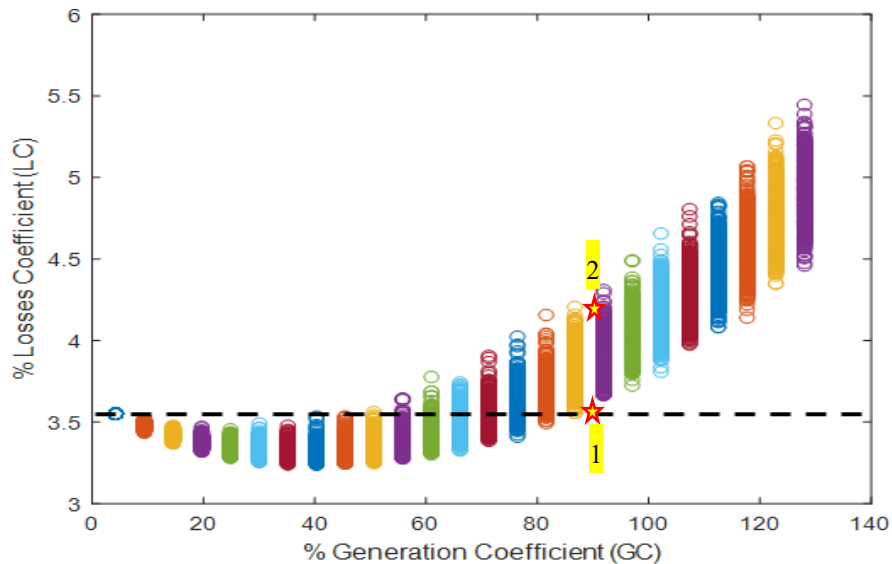


Figura 51 Possibili scenari di sviluppo GD

Per la scelta dei profili di carico e generazione all'interno dei dodici giorni tipici, è stata condotta una indagine stocastica per diversi scenari possibili. Partendo da uno scenario base, la generazione viene progressivamente aumentata prevedendo una distribuzione random tra le fasi della rete. Simulando la soluzione dei flussi di potenza si ottengono due dati, definiti come Generation Coefficient (GC) e Losses Coefficient (LC):

$$G_C = \frac{E_{GD}}{E_{LOAD}} \quad (3.8)$$

$$L_C = \frac{E_{LOSS}}{E_{LOAD}} \quad (3.9)$$

Questi due coefficienti rappresentano rispettivamente le ascisse e le ordinate nel Grafico 25 e hanno come significato la penetrazione percentuale della generazione distribuita in rete e la percentuale di perdite in rete.

Partendo da questi due coefficienti verranno presi in considerazione due scenari: considerando una penetrazione di generazione distribuita attorno all'84%, la prima situazione riguarda uno scenario di distribuzione in cui le perdite sono minimizzate (1). Nel secondo caso, considerando lo stesso dato relativo alla penetrazione della generazione distribuita si procede ad analizzare una situazione in cui c'è una peggiore distribuzione della generazione che si traduce in un aumento delle perdite.

A differenza dei casi precedenti, l'analisi verrà condotta analizzando le tensioni e le perdite in un unico nodo della rete, più precisamente il nodo 29.

3.5.1. Scenario migliore distribuzione

Analizzando lo scenario che prevede la migliore distribuzione della generazione, le prime considerazioni verranno fatte sulle tensioni che interessano il nodo 29 nei dodici giorni tipici che sono stati presi in considerazione.

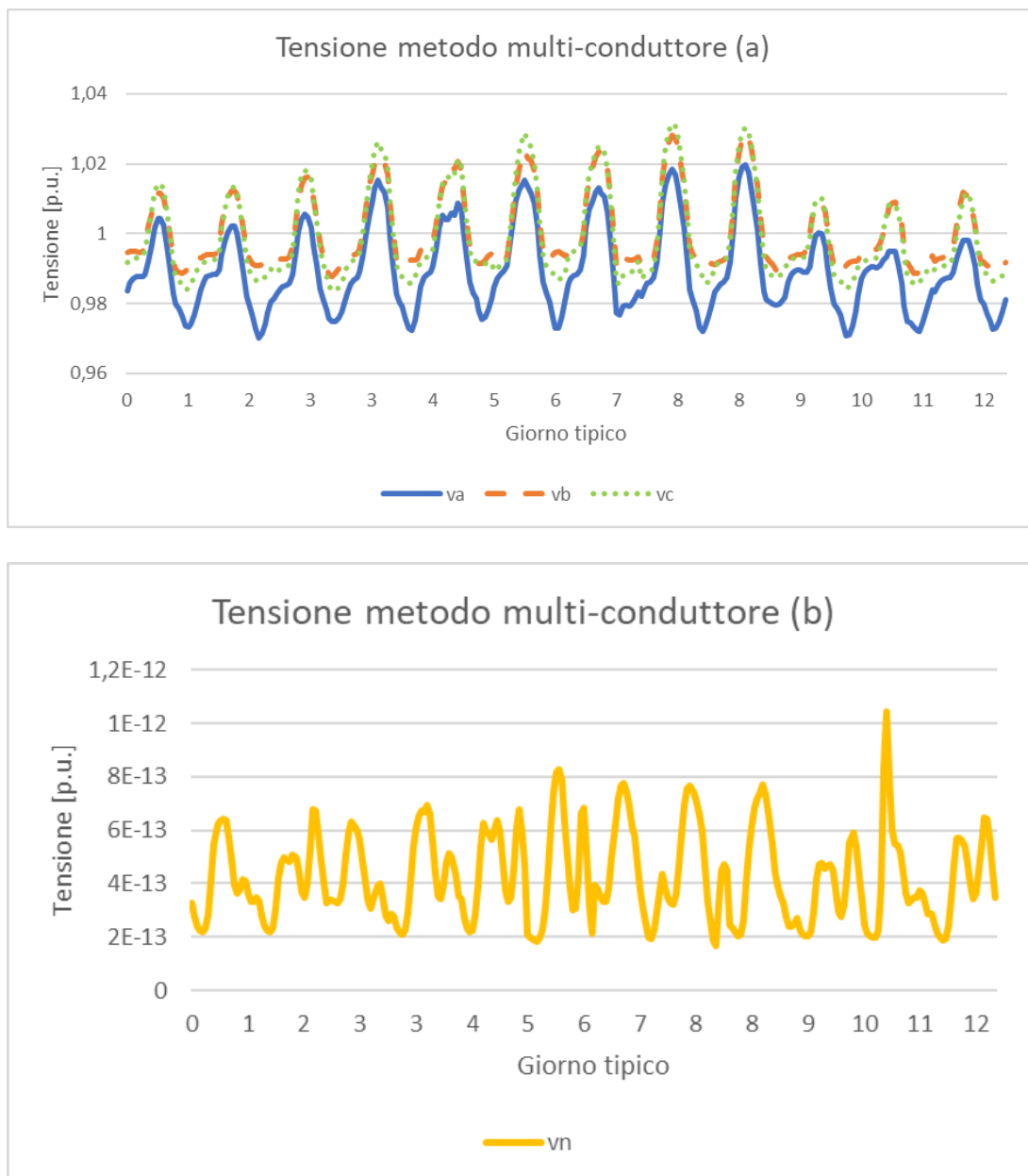


Figura 52 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

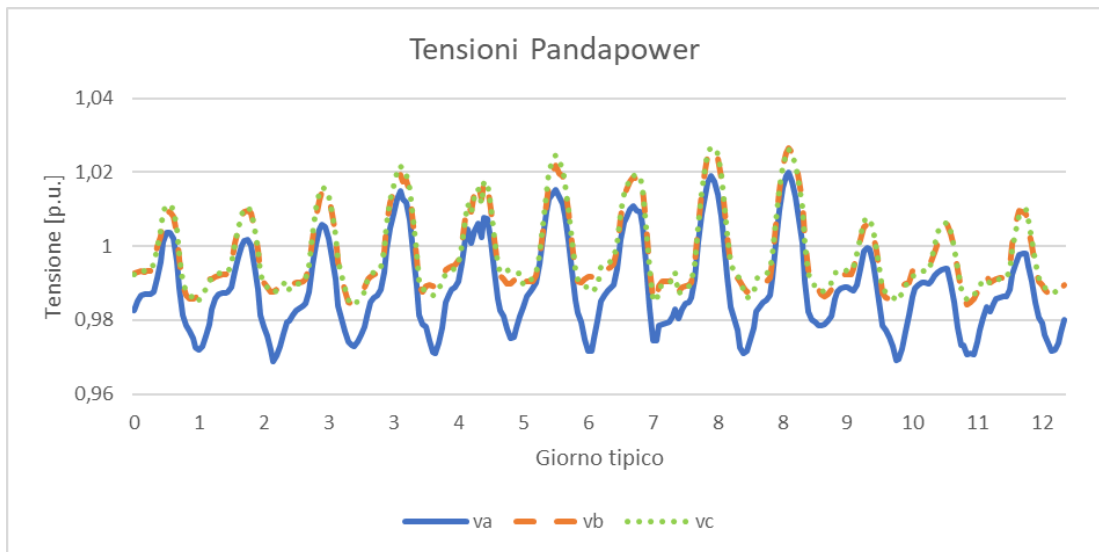
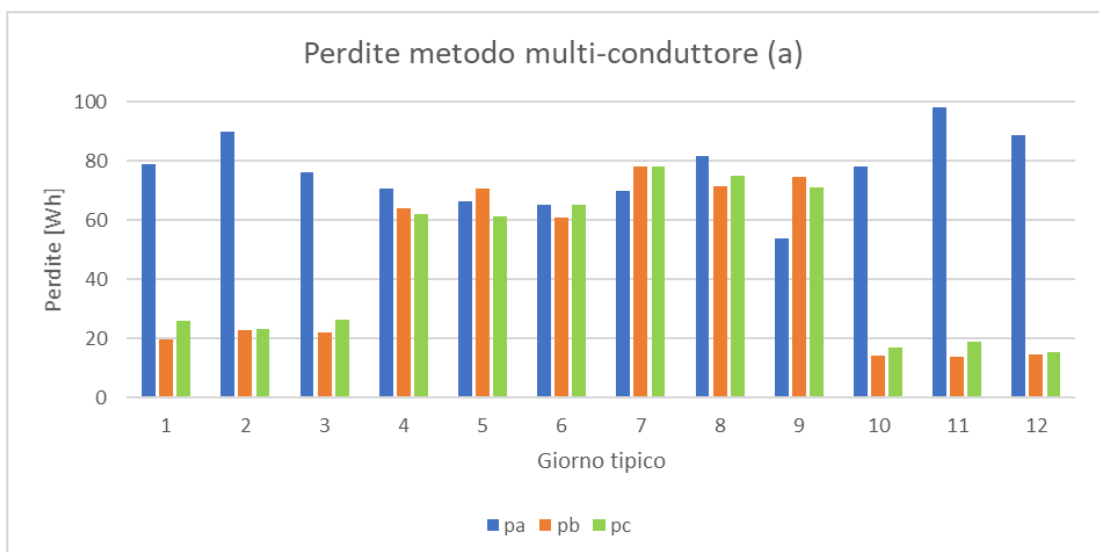


Figura 53 Tensioni Pandapower

Osservando i grafici si può notare come, in uno scenario in cui lo squilibrio introdotto in rete viene minimizzato, i risultati che forniscono i due metodi possono essere considerati come equivalenti.

Un'ulteriore conferma viene data dalla caduta di tensione sul conduttore di neutro che si attesta attorno a 10^{-12} [p.u.].

La seconda analisi che viene effettuata riguarda le perdite che interessano la linea collegata al nodo 29 preso in analisi. Le perdite verranno in questo caso considerate come somma delle perdite che interessano la linea nel singolo giorno tipico e avranno pertanto dimensione di perdite di energia.



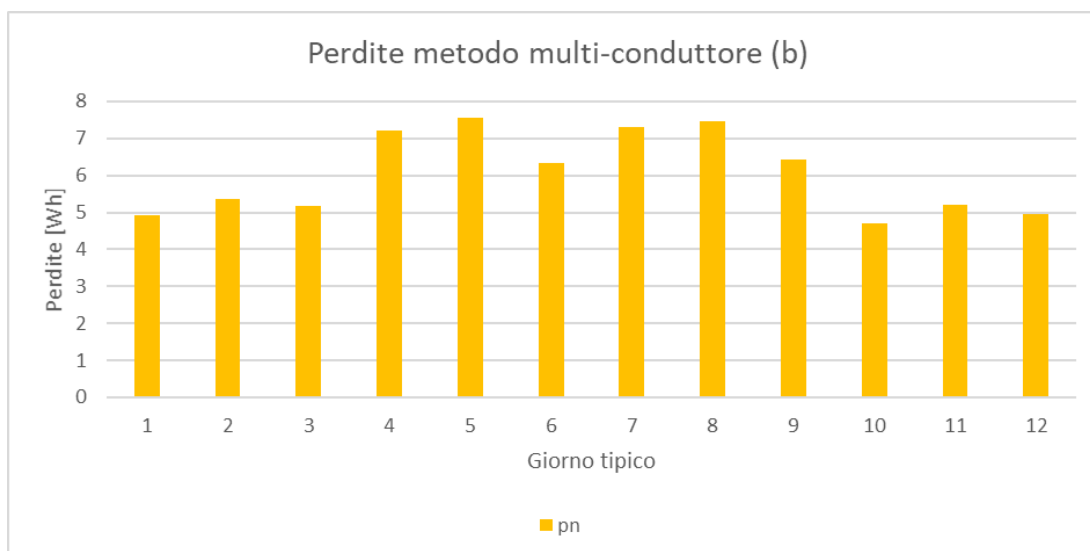


Figura 54 Perdite sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

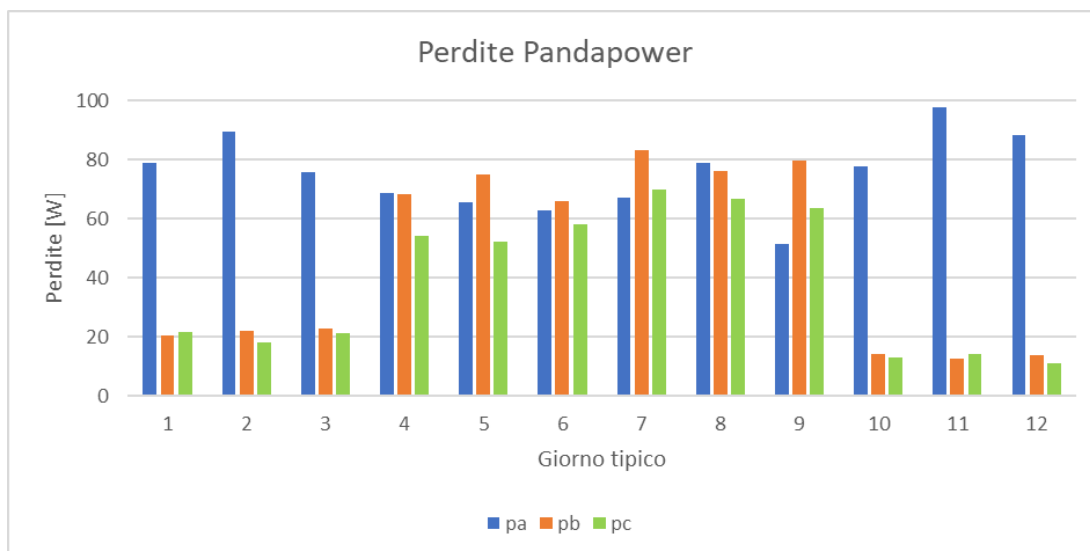


Figura 55 Perdite Pandapower

Come si può osservare dai risultati ottenuti, l'andamento generale delle perdite segue un andamento comune tra i due metodi.

Sommando le perdite giornaliere sulle tre fasi nel metodo alle componenti simmetriche si ottiene una differenza che varia tra il 6% e il 9% con quelle ottenute sommando le perdite nei quattro conduttori del metodo multi-conduttore: considerando che le perdite sul conduttore di neutro rappresentano tra il 3% e il 4% delle perdite totali fornite dal metodo multi-conduttore, è possibile affermare che le perdite calcolate in Pandapower differiscono in questo caso proprio per le perdite che interessano il conduttore di neutro.

pa	pb	pc	pn	Somma	pn [%]
79,0531451	19,5858644	25,8236175	4,92305244	124,462627	3,95544635
89,7557705	22,6109907	23,0212563	5,37145534	135,388017	3,96745254
76,0130025	21,8911844	26,2498091	5,17503924	124,153996	4,16824219
70,6363444	63,8544459	61,9519761	7,20385053	196,442766	3,66714981
66,2374569	70,5875147	61,1220623	7,54279492	197,947034	3,81051172
65,3056374	60,7744183	65,1446183	6,34646629	191,224674	3,31885324
69,9546333	77,9572847	78,1029448	7,29294126	226,014863	3,22675295
81,6684372	71,3386075	75,135883	7,46618806	228,142928	3,27259238
53,7423266	74,7446356	71,1832026	6,43989473	199,670165	3,2252664
77,9080721	14,3481364	16,7660431	4,70551695	109,022252	4,31610692
98,0134565	13,8063482	18,8604512	5,20578318	130,680256	3,98360345
88,5633729	14,6937733	15,5102766	4,94046785	118,767423	4,15978367

Tabella 27 Perdite rete Verona nello scenario di migliore distribuzione della distribuzione metodo multi-conduttore [Wh]

pa	pb	pc	Somma
78,8794919	20,6191266	21,7382765	121,236895
89,5884452	22,1189625	17,978056	129,685464
75,7035279	22,7385245	21,2258117	119,667864
68,7296141	68,3885457	54,1012789	191,219439
65,5877071	74,9562285	52,2777167	192,821652
62,7509047	65,7541742	58,2131238	186,718203
67,2905696	83,2363973	69,9418515	220,468818
79,0010989	76,1513747	66,707658	221,860132
51,5034206	79,5032795	63,6398428	194,646543
77,742334	14,0112255	12,813018	104,566578
97,8835594	12,690774	14,2860135	124,860347
88,2904696	13,8550164	11,0653239	113,21081

Tabella 28 Perdite rete Verona nello scenario di migliore distribuzione della distribuzione Pandapower [Wh]

3.5.2. Scenario peggiore distribuzione

Per terminare questo capitolo relativo all'analisi di reti di distribuzione con l'intento di confrontare i due metodi risolutivi presentati, si procede analizzando la rete nello scenario di peggiore distribuzione della generazione nel caso di una penetrazione pari a circa l'84%

In uno scenario di peggiore distribuzione, è lecito aspettarsi oltre ad un ovvio aumento delle perdite, anche un aumento dello squilibrio all'interno della rete (picco di 1,23%, inteso come VUF) che visti i diversi approcci proposti dai due metodi si tradurrà in una differenza più marcata dei risultati ottenuti.

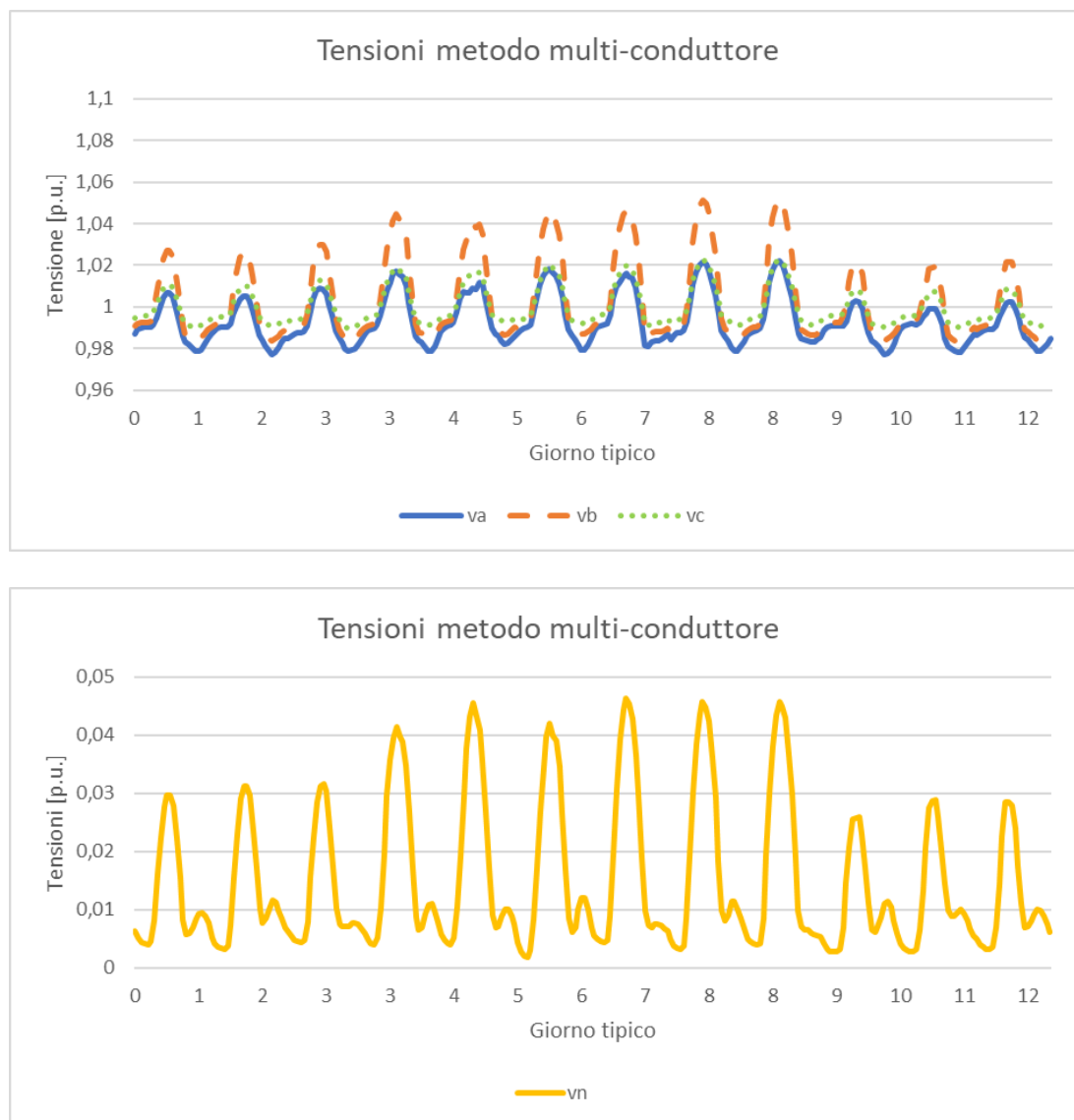


Figura 56 Tensioni sulle fasi (a) e sul neutro (b) metodo multi-conduttore

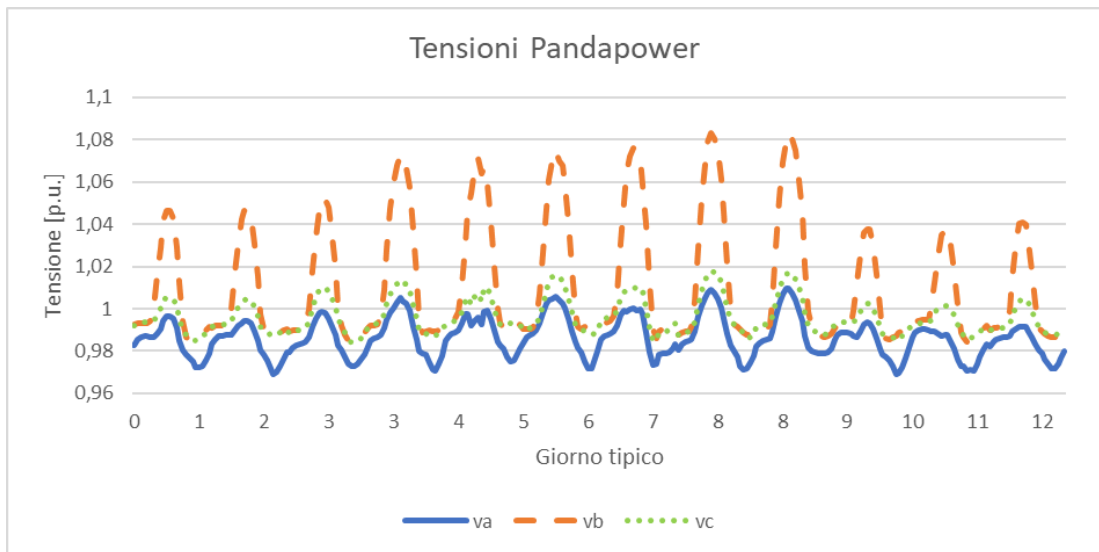


Figura 57 Tensioni Pandapower

Come per il caso dello scenario di migliore distribuzione della generazione, l'analisi inizia dalle tensioni che interessano il nodo 29.

È evidente che in questo scenario non possono essere fatte le stesse considerazioni che erano state fatte per il caso precedente. Si nota infatti come le tensioni seguano andamenti completamente diversi soprattutto per quanto riguarda la fase b che risulta essere la fase maggiormente squilibrata.

Inoltre, si può notare come la caduta sul conduttore di neutro non sia più trascurabile come nello scenario precedente, ma raggiunga anche picchi pari al 2-3% delle tensioni che interessano le altre fasi.

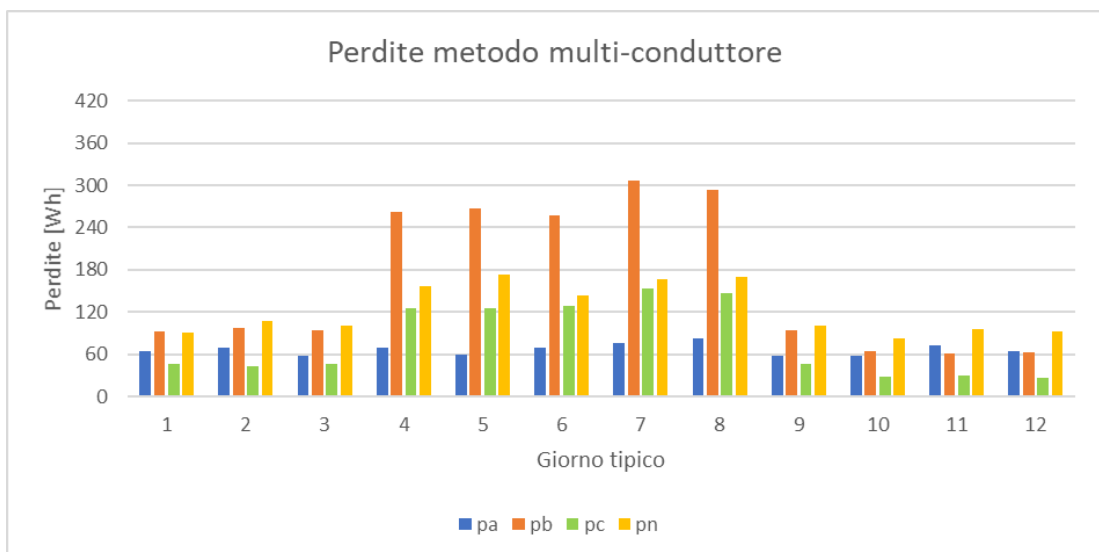


Figura 58 Perdite metodo multi-conduttore

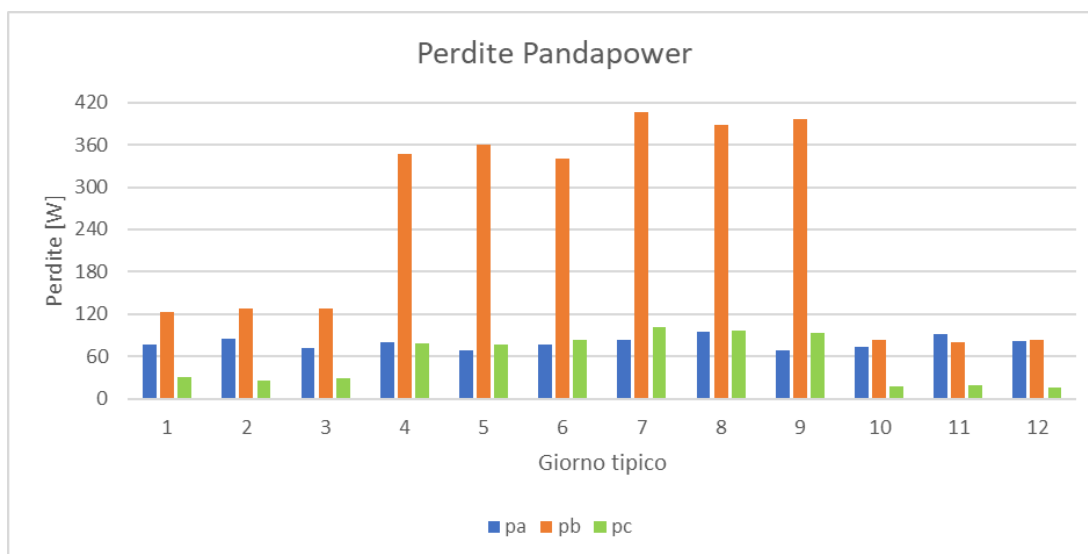


Figura 59 Perdite Pandapower

Nel caso delle perdite è ancora più evidente l'influenza dell'aumento dello squilibrio dovuto ad una peggiore distribuzione della generazione.

Per prima cosa si nota come la fase b, appunto la fase alla quale è connessa la maggior parte della generazione, sia interessata da perdite molto elevate rispetto agli altri conduttori di fase, con evidenti differenze tra i due metodi.

In secondo luogo, si può notare l'entità delle perdite sul conduttore di neutro: è chiaro che in uno scenario in cui lo squilibrio introdotto in rete aumenta, le perdite sul neutro assumono valori sempre maggiori che non possono essere trascurati.

A differenza del caso precedente inoltre non è possibile affermare che la somma delle perdite nei due metodi differisca per le perdite nel conduttore di neutro dato che la differenza tra i due risultati è troppo marcata in questa situazione: questo dato permette però di affermare che la semplificazione utilizzata per l'implementazione del metodo alle componenti simmetriche in Pandapower, non ha più validità nel caso di reti fortemente squilibrate in quanto non è più possibile sottintendere il conduttore di neutro nella matrice alle ammettenze delle fasi tramite la riduzione di Kron, visto che all'aumentare dello squilibrio in rete, tensioni e perdite che interessano il conduttore di neutro stesso, non sono più trascurabili.

4. CONCLUSIONI

L'obiettivo di questa tesi era quello di confrontare due metodi diversi per il calcolo e l'analisi di flussi di potenza in reti di bassa tensione, che per loro natura sono reti dissimmetriche.

I due metodi nascono da approcci completamente diversi: il metodo multi-conduttore ha la peculiarità di essere un metodo risolutivo *phase frame*, un metodo cioè in cui le linee vengono modellate con grandezze alle fasi ed è un metodo che permette di studiare sistemi multifase con presenza di generazione distribuita.

Il metodo alle componenti simmetriche presente nell'ambiente di lavoro Pandapower, invece, prevede il dimensionamento delle linee tramite i parametri alle sequenze: per fare questo ciò si rende necessaria la riduzione di Kron che consiste nel connettere a terra in modo franco il conduttore di neutro alle due estremità di una linea. In questo modo vengono tuttavia a mancare dati sul comportamento del neutro, soprattutto in caso di reti fortemente squilibrate.

Nell'esecuzione del confronto tra i due metodi sono state prese in considerazione due reti di riferimento: la prima è una rete test inserita nel documento CIGRE in [19]. La rete in questione è stata dimensionata a partire da dati noti riguardo i parametri alle sequenze in tre scenari differenti; rete passiva, rete sbilanciata e rete squilibrata.

L'analisi è stata eseguita in una situazione di carichi e generatori alla loro potenza nominale, ipotesi lontana dalla realtà che ha però permesso di osservare le differenze tra i due metodi proposti in base allo scenario preso in considerazione.

Si è visto come in caso di rete passiva o debolmente squilibrata i due metodi offrano soluzioni equivalenti tra di loro nonostante i diversi approcci. Nel caso invece dello scenario di rete attiva, si è potuto osservare come l'aumento dello squilibrio in rete porti ad un considerevole aumento delle correnti circolanti nel conduttore di neutro e delle conseguenti perdite: ciò non permette pertanto di trascurare o sottintendere la presenza del conduttore di neutro come avviene per il metodo alle componenti simmetriche in Pandapower.

La seconda parte dell'analisi prevedeva invece di concentrarsi su una rete reale maggiormente estesa rispetto a quella precedente. Anche in questo caso è stata eseguita una prima analisi in un contesto di generatori e carichi alla loro potenza nominale per avere un confronto immediato tra i due metodi.

La seconda e più importante parte di analisi della rete di Verona, prevedeva invece di analizzare la rete in due scenari opposti: il primo in un contesto di buona distribuzione della generazione distribuita atta a minimizzare le perdite in rete, il secondo in un

contesto di “peggiore” distribuzione della generazione in rete utilizzando in entrambi i casi profili di carico e generazione reali su dodici giorni tipici.

Nello scenario di migliore distribuzione della generazione in cui lo squilibrio introdotto in rete era minore, le differenze tra i risultati proposti dai due metodi studiati risulta minima in quanto le cadute di tensione e le perdite sul conduttore di neutro risultano praticamente trascurabili ai fini dell’analisi.

Questo ci permette di dire che in un contesto di rete poco squilibrata, il metodo alle sequenze in Pandapower può rappresentare una buona soluzione per la soluzione del problema dei flussi di potenza e la conseguente analisi.

Diverse invece sono le considerazioni che devono essere fatte per lo scenario a peggiore distribuzione della generazione: in questo caso lo squilibrio raggiunge l’1,23% e tale aspetto si traduce sui risultati forniti dai due metodi.

Se nel caso precedente il conduttore di neutro presentava perdite e cadute di tensioni quasi trascurabili, la stessa cosa non si può dire per questo scenario. La tensione sul conduttore di neutro raggiunge infatti valori pari al 2-3% delle tensioni sui conduttori di fase e le perdite sul neutro stesso raggiungono valori addirittura superiori a quelli delle altre fasi.

Lo squilibrio inoltre fa sì che le perdite sui conduttori di fase risultino sensibilmente diverse nel caso del metodo alle componenti simmetriche di Pandapower rispetto a quella del metodo multi-conduttore.

Questo suggerisce che il metodo alle sequenze implementato in Pandapower non risulti efficace ai fini dell’analisi di una rete fortemente squilibrata, questo perché la semplificazione introdotta dalla riduzione di Kron di collegare il neutro a terra vincolando il suo potenziale viene meno, impedendo di apprezzare il comportamento del conduttore di neutro in queste situazioni di squilibrio.

BIBLIOGRAFIA

- [1] C. C. E. Italiano, «CEI 0-21 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica,» CEI Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano, 2019.
- [2] R. Benato e L. Fellin, *Impianti Elettrici*, Wolters Kluwer Italia s.r.l., 2014.
- [3] C. C. E. Italiano, «CEI EN 50160 Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica,» CEI Comitato Elettrotecnico Italiano, 2016.
- [4] A. K. Singh, G. K. Singh e R. Mitra, «Some Observations on Definitions of Voltage Unbalance,» in *2007 39th North American Power Symposium (NAPS 2007)*, 2007.
- [5] T. S. E. G. TERNA, «Contesto ed evoluzione del sistema elettrico,» TERNA S.P.A., Roma, 2019.
- [6] D. Castelli, B. Ceresoli, A. Cerretti, E. De Berardinis, G. Simioli, E. Tironi e F. Vertemati, «Integrazione e gestione della generazione distribuita collegata alla rete di distribuzione MT/BT».
- [7] R. Abhari, J. Anderson, G. W. Arnold, F. Canavero, M. El-Hawary, B.-M. Haemmerli, M. Lanzerotti, D. Jacobson, O. Malik, S. Nahavandi, T. Samad, G. Zobrist e K. Moore, *Smart Grid*, IEEE Press Editorial Board; Wiley, 2012.
- [8] H. Rabab e R. Ghadir, «Survey on Smart Grid,» 2010.
- [9] H. Farhangi, «The Path of the Smart Grid,» *IEEE power & energy magazine*, pp. 18-28, Gennaio/Febbraio 2010.
- [10] C. Wei, «A Conceptual Framework for Smart Grid,» Qingdao. Cina, 2010.
- [11] N. Hatziargyriou, N. Jenkins, G. Strbac, J. Pecas Lopes, J. Ruela, A. Engler, J. Oyarzabal, G. Kariniotakis e Amorim A., «Microgrids - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids,» Cigré, Parigi, 2006.
- [12] B. Hartono, Budiyanto e R. Setiabudy, «Review of Microgrid Technology».
- [13] J. Zheng, L. Lin e D. Wenzhong Gao, «Smart Meters in Smart Grid: An Overview,» in *2013 IEEE Green TEchnologies Conference*, 2013.
- [14] NRG Expert, «Barriers to the development of the smart grid,» in *Global Smart Grid Report*, p. 16.
- [15] E. Hillberg, A. Zegers, B. Herndler, S. Wong, J. Pompee, J.-Y. Bourmaud, S. Lehnhoff, G. Migliavacca, K. Uhlen, I. Oleinikova, H. Pihl, M. Norstrom, M.

- Persson, J. Rossi e G. Beccuti, «Flexibility needs in the future power system,» ISGAN, 2019.
- [16] J. Trefke, S. Rohjans, M. Uslar, S. Lehnhoff, L. Nordstrom e A. Saleem, «Smart Grid Architecture Model Use Case: Management in a Large European Smart Grid Project,» in *2013 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Copenhagen, 2013.
- [17] M. Abdel-Akher, K. M. Nor e A. H. Abdul Rashid, «Improved Three-Phase Power Flow Methodds Using Sequence Components,» in *IEEE Transactions on power systems*, 2005.
- [18] R. Benato, A. Paolucci e R. Turri, «Power flow solution by a complex admittance matrix method,» *ETEP*, vol. 11, n. 3, pp. 181-188, 2001.
- [19] C. T. f. C6.04.02, «Benchmark systems for network integration of renewable and distibuted energy resources,» CIGRE, 2009.

APPENDICE

Dati rete Verona

Tipo conduttore	Diametro [m]	Coefficiente GMR	Resistenza conduttore [Ω]	Imax [A]
1	0,005541	0,7788	0,734	166
2	0,007592	0,7788	0,391	166
3	0,0035	0,7788	1,84	55
4	0,005541	0,7788	0,734	166
5	0,007602	0,7788	0,39	166
6	0,007592	0,7788	0,391	249
7	0,01075	0,7788	0,195	249
8	0,01075	0,7788	0,195	311
9	0,013321	0,7788	0,127	311
10	0,007575	0,7788	0,628	180
11	0,009019	0,7788	0,443	180
12	0,005599	0,7788	0,719	140
13	0,002714	0,7788	3,06	53
14	0,004408	0,7788	1,16	91
15	0,005541	0,7788	0,734	166
16	0,007592	0,7788	0,391	166
17	0,004446	0,7788	1,14	105
18	0,006527	0,7788	0,529	195
19	0,010611	0,7788	0,32	195
20	0,010611	0,7788	0,32	245
21	0,013226	0,7788	0,206	245
22	0,002714	0,7788	3,06	62
23	0,004343	0,7788	1,91	65
24	0,004408	0,7788	1,16	97
25	0,00548	0,7788	1,2	97
26	0,005541	0,7788	0,734	137
27	0,007498	0,7788	0,641	137
28	0,004343	0,7788	1,91	70
29	0,004343	0,7788	1,91	65

Tabella 29 Caratteristiche elettriche conduttori

Numero configurazione	Fase	Tipo conduttore	X [m]	Y [m]
1	1	2	0	-0,8
1	2	2	0,008025	-0,8
1	3	2	0	-0,80802
1	4	1	0,008025	-0,80802
2	1	3	0	-0,8
2	2	3	0,004772	-0,8
2	3	3	0	-0,80477
2	4	3	0,004772	-0,80477
3	1	5	0	-0,8
3	2	5	0,01316	-0,8
3	3	5	0	-0,81316
3	4	4	0,01316	-0,81316
4	1	7	0	-0,8
4	2	7	0,017463	-0,8
4	3	7	0	-0,81746
4	4	6	0,017463	-0,81746
5	1	9	0	-0,8
5	2	9	0,020304	-0,8
5	3	9	0	-0,8203
5	4	8	0,020304	-0,8203
6	1	11	-0,00768	8,515366
6	2	11	0,007683	8,515366
6	3	11	-0,00768	8,5
6	4	10	0,007683	8,5
7	1	12	-0,00525	8,510495
7	2	12	0,005247	8,510495
7	3	12	-0,00525	8,5
7	4	12	0,005247	8,5
8	1	13	-0,00235	8,504698
8	2	13	0,002349	8,504698
8	3	13	-0,00235	8,5
8	4	13	0,002349	8,5
9	1	14	-0,00282	8,505639
9	2	14	0,00282	8,505639
9	3	14	-0,00282	8,5
9	4	14	0,00282	8,5
10	1	16	-0,00456	8,509114
10	2	16	0,004557	8,509114
10	3	16	-0,00456	8,5
10	4	15	0,004557	8,5
11	1	17	-0,00458	8,50917
11	2	17	0,004585	8,50917
11	3	17	-0,00458	8,5

11	4	17	0,004585	8,5
12	1	19	0	-0,8
12	2	19	0,011216	-0,8
12	3	19	0	-0,81122
12	4	18	0,011216	-0,81122
13	1	21	0	-0,8
13	2	21	0,020158	-0,8
13	3	21	0	-0,82016
13	4	20	0,020158	-0,82016
14	1	22	-0,00244	8,50487
14	2	22	0,002435	8,50487
14	3	22	-0,00244	8,5
14	4	22	0,002435	8,5
15	1	23	-0,0037	8,5074
15	2	23	0,0037	8,5074
15	3	23	-0,0037	8,5
15	4	23	0,0037	8,5
16	1	25	0	-0,8
16	2	25	0,006791	-0,8
16	3	25	0	-0,80679
16	4	24	0,006791	-0,80679
17	1	27	0	-0,8
17	2	27	0,007925	-0,8
17	3	27	0	-0,80792
17	4	26	0,007925	-0,80792
18	1	28	0	-0,8
18	2	28	0,008307	-0,8
18	3	28	0	-0,80831
18	4	28	0,008307	-0,80831
19	1	29	0	-0,8
19	2	29	0,0074	-0,8
19	3	29	0	-0,8074
19	4	29	0,0074	-0,8074

Tabella 30 Configurazione dei conduttori delle linee

Nodo partenza	Nodo arrivo	Tipo linea	Lunghezza [km]
2	3	5	0,03
3	4	5	0,07
4	5	19	0,015
2	6	5	0,07
6	7	5	0,06
7	8	16	0,081
8	9	16	0,033
6	10	17	0,095
6	11	17	0,036
2	12	13	0,17
12	13	1	0,021
13	14	9	0,043
13	15	6	0,048
15	16	8	0,045
12	17	3	0,035
17	18	3	0,014
17	19	18	0,022
12	20	4	0,066
20	21	2	0,037
20	22	18	0,023
20	23	2	0,025
20	24	4	0,078
24	25	12	0,057
25	26	10	0,02
26	27	15	0,02
26	28	10	0,021
28	29	11	0,023
29	30	8	0,022
29	31	7	0,014
31	32	14	0,019
31	33	7	0,04
31	34	7	0,042
28	35	6	0,046
2	36	19	0,005
2	37	13	0,061

Tabella 31 Configurazione linee

Bus	Fase	P [W]	Q [VAr]	Conn
5	1	3333,333	1	y
5	2	3333,333	1	y
5	3	3333,333	1	y
9	1	3000	1	y
9	1	2000	1	y
9	2	2000	1	y
9	3	2000	1	y
9	2	3000	1	y
9	3	3000	1	y
9	2	3000	1	y
9	1	3000	1	y
9	3	3000	1	y
9	2	4500	1	y
9	2	3000	1	y
9	1	3000	1	y
9	3	3000	1	y
9	2	3000	1	y
9	1	3000	1	y
9	3	3000	1	y
9	2	3000	1	y
9	1	3000	1	y
10	2	3000	1	y
10	1	3000	1	y
10	3	3000	1	y
10	2	3000	1	y
10	1	3000	1	y
10	3	4500	1	y
10	2	4500	1	y
10	1	4500	1	y
10	1	3333,333	1	y
10	2	3333,333	1	y
10	3	3333,333	1	y
10	3	6000	1	y
11	2	3000	1	y
11	1	4500	1	y
11	3	3000	1	y
11	2	3000	1	y
11	1	3000	1	y
11	3	3000	1	y
11	1	3333,333	1	y
11	2	3333,333	1	y
11	3	3333,333	1	y
11	2	3000	1	y

11	1	3000	1	y
11	2	3000	1	y
11	3	4500	1	y
13	3	3000	1	y
13	3	3000	1	y
13	3	1000	1	y
14	2	3000	1	y
14	2	4500	1	y
15	1	7333,333	1	y
15	2	7333,333	1	y
15	3	7333,333	1	y
15	3	3000	1	y
15	1	4500	1	y
16	2	3000	1	y
16	2	3000	1	y
16	1	3000	1	y
16	2	3000	1	y
16	1	3333,333	1	y
16	2	3333,333	1	y
16	3	3333,333	1	y
18	1	6000	1	y
18	2	3000	1	y
18	3	3000	1	y
18	1	2000	1	y
18	2	2000	1	y
18	3	2000	1	y
18	3	3000	1	y
18	1	3000	1	y
19	2	4500	1	y
20	1	3333,333	1	y
20	2	3333,333	1	y
20	3	3333,333	1	y
20	2	3000	1	y
21	2	1500	1	y
21	1	3000	1	y
21	1	3333,333	1	y
21	2	3333,333	1	y
21	3	3333,333	1	y
22	3	3000	1	y
23	1	3000	1	y
23	2	3000	1	y
23	3	3000	1	y
27	2	3000	1	y
28	1	5000	1	y
28	2	5000	1	y

28	3	5000	1	y
28	3	3000	1	y
29	1	3000	1	y
30	1	3000	1	y
30	1	3000	1	y
30	2	3000	1	y
30	2	3000	1	y
30	1	3000	1	y
31	3	3000	1	y
31	1	3000	1	y
31	3	3000	1	y
31	1	3000	1	y
32	2	4500	1	y
34	1	3000	1	y
34	1	3000	1	y
35	2	3000	1	y
35	2	1500	1	y
35	2	3000	1	y
35	1	2000	1	y
35	2	3000	1	y
35	1	3000	1	y
35	3	3000	1	y

Tabella 32 Carichi rete Verona

