



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale
Corso di Laurea in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Valutazione delle perdite tecniche in reti attive

Relatore: Chia.mo Prof. Roberto Turri

Studente:

Jacopo Gianmaria Melazzi Matr. 1106009

Anno Accademico 2016-2017

"It ain't about you hard you hit, it's about how hard you can get hit and keep moving forward, how much you can take and keep moving forward."

Rocky Balboa

*A tutti coloro che desiderano vedermi fallire,
siete la mia forza nei momenti di difficoltà.*

Indice

1	Introduzione	3
2	Generalità	5
2.1	Il mercato dell'energia elettrica in Italia	5
2.2	Reti di distribuzione in bassa tensione	6
2.2.1	Caratteristiche principali	6
2.2.2	Caratteristiche degli utenti delle reti BT	8
2.3	Cenni sulle smart grids	9
2.3.1	Impatto della GD sulle reti di distribuzione	10
3	Perdite in reti BT	13
3.1	Valutazione delle perdite	15
3.1.1	Modellizzazione della rete BT	16
3.2	Procedure per il calcolo dell'energia consumata	17
3.2.1	Procedura A	17
3.2.2	Procedura B	18
3.2.3	Procedura C	18
4	Genesi del programma multiconduttore	21
4.1	Elementi di ramo	22
4.2	Elementi di shunt	23
4.3	Gestione del trasformatore	24
5	La regolazione della tensione	27
5.1	Tipologie di regolazione	27
6	Descrizione del programma	31
6.1	Dati in ingresso	31
6.2	Main	32
6.3	La matrice passiva di rete	35
6.3.1	ImpAdm	35
6.3.2	CalcRLC	35
6.3.3	MatrixYpass	37
6.3.4	MatrixYNet	37
6.3.5	MatrixYTrasf	38
6.3.6	MatrixYGround	40
6.4	Il calcolo della tensione	40

6.4.1	CCILF	41
6.4.2	MatrixShunt	42
6.4.3	CorrCurrZip	42
6.5	La regolazione della tensione	43
6.5.1	RegLOCALEQ	44
6.6	Determinazione delle perdite	44
6.6.1	Losses	44
6.6.2	CurrentNodes	45
6.6.3	PowerNodes	45
6.6.4	Powerlosses	45
6.7	Risultati	46
6.7.1	Tensione	46
6.7.2	Perdite	46
7	Esempi su rete test in BT	49
7.1	Pareggio locale potenza Generata/Richiesta	50
7.2	Squilibrio locale di potenza	53
7.3	Squilibrio totale di potenza	53
8	Caso studio: rete di riferimento in BT	55
8.1	Caratteristiche rete	55
8.1.1	Conduttori	57
8.1.2	Bus e rami	57
8.1.3	Carichi	57
8.1.4	Generatori	58
8.2	Scenario base	61
8.3	Scenario 2	63
8.4	Scenario 3	63
9	Caso studio: rete BT Trentino	67
9.1	Caratteristiche rete	67
9.1.1	Conduttori	71
9.1.2	Bus e rami	71
9.1.3	Carichi	71
9.1.4	Generatori	76
9.2	Scenario base	80
9.3	Scenario 2	82
9.4	Scenario 3	86
9.5	Scenario 4	90
9.6	Il regime squilibrato	93
9.7	Regime con regolazione della tensione	96
9.8	Conclusioni	97
10	Conclusioni	101
	Bibliografia	103

Elenco delle figure

2.1	Dinamica del mercato elettrico.	6
2.2	Sistema TT.	7
2.3	Rete distribuzione radiale.	7
4.1	Modello generale della rete.	22
4.2	Ramo di rete.	22
4.3	Elemento di shunt.	24
4.4	Circuiti equivalenti trasformatore.	24
5.1	Limiti di potenza reattiva erogabile.	28
5.2	Potenza reattiva erogata dal generatore in funzione della tensione.	29
5.3	Potenza reattiva erogata dal generatore in funzione della tensione per l'area A.	29
5.4	Tipi di regolazione.	30
6.1	Diagramma di flusso del programma.	47
7.1	Rete test.	49
7.2	Rete test in configurazione di pareggio.	50
7.3	Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di pareggio.	51
7.4	Rete test in configurazione di squilibrio locale.	52
7.5	Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio locale.	52
7.6	Rete test in configurazione di squilibrio totale.	54
7.7	Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio totale.	54
8.1	Rete in analisi.	57
8.2	Tipologie di carico.	59
8.3	Profilo orario in un anno della somma di tutti i carichi.	60
8.4	Profilo generazione.	60
8.5	Profilo orario in un anno dei generatori.	61
8.6	Perdite in funzione dell'ora.	62
8.7	Perdite in funzione dell'ora.	64
9.1	Rete in analisi.	68
9.2	Rete in analisi con diversi scenari.	69

9.3	Profilo orario di due carichi per una giornata.	77
9.4	Profilo orario in un anno della somma di tutti i carichi.	77
9.5	Profilo orario della generazione per tutto il periodo di analisi.	78
9.6	Profilo orario della generazione per la prima settimana di Luglio 2012.	78
9.7	Profilo orario caratteristico di un generatore per una giornata.	79
9.8	Perdite in funzione dell'ora per lo scenario base.	81
9.9	Confronto tra perdite sul trasformatore e quelle di linea per la prima settimana di Luglio 2012.	82
9.10	Confronto perdite trasformatore tra scenario base e scenario 2.	83
9.11	Analisi in un particolare giorno: 29 Giugno 2016.	84
9.12	Andamento perdite nella linea dedicata nello scenario 2.	85
9.13	Confronto delle perdite di linea tra scenario base e scenario 2 in tutto il periodo di analisi	85
9.14	Perdite sul neutro.	88
9.15	Perdite sulla linea per lo scenario 3 confrontate con lo scenario base.	89
9.16	Perdite sulla linea nello scenario 4 confrontate con lo scenario base.	91
9.17	Andamento delle perdite sul neutro nello scenario 4.	92
9.18	Tensione sul neutro su ogni bus "all'ora 6900" per gli scenari base, 3 e 4.	94
9.19	Tensione sul neutro su ogni bus "all'ora 6900" per lo scenario 2.	94
9.20	Tensione al bus 89.	95
9.21	Contributo dei vari tipi di perdita in tutti e quattro gli scenari.	99
9.22	Perdite di linea nei 4 scenari.	99

Elenco delle tabelle

7.1	Caratteristiche conduttori rete test.	50
7.2	Coordinate conduttori rete test.	50
7.3	Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di pareggio.	51
7.4	Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio locale.	52
7.5	Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio totale.	54
8.1	Caratteristiche Trasformatore rete Cigrè.	55
8.2	Diverse configurazioni utilizzate per la rete Cigrè.	56
8.3	Caratteristiche conduttori per la rete Cigrè.	56
8.4	Caratteristiche carichi per la rete Cigrè.	58
8.5	Caratteristiche generatori per la rete Cigrè.	58
8.6	Risultati scenario base.	61
8.7	Risultati scenario 2.	63
8.8	Risultati scenari con regolazione della tensione.	63
9.1	Caratteristiche Trasformatore rete Trentino.	67
9.2	Diverse configurazioni utilizzate rete Trentino.	70
9.3	Caratteristiche conduttori rete Trentino.	70
9.4	Risultati scenario base.	79
9.5	Perdite di linea nello scenario base.	79
9.6	Risultati scenario 2.	82
9.7	Perdite di linea nello scenario 2.	82
9.8	Risultati scenario 3.	87
9.9	Perdite di linea nello scenario 3.	87
9.10	Risultati scenario 4	91
9.11	Perdite di linea nello scenario 4.	91
9.12	Perdite sul neutro in tutti e 4 gli scenari.	93
9.13	Risultati scenari con regolazione.	96
9.14	Risultati scenari con regolazione.	98

Sommario

Nel seguente lavoro l'obiettivo principale sarà quello di analizzare le perdite in reti di bassa tensione. Ovviamente si dovrà utilizzare un programma power flow che permetta l'analisi della rete sotto analisi. Per questo oltre ad effettuare un'analisi sulle perdite, verrà anche presentata una descrizione del programma utilizzato (in *Matlab*), volendo enfatizzare l'uso dello stesso all'interno del lavoro.

Pertanto verranno toccati elementi fondamentali della distribuzione dell'energia elettrica, come la modellizzazione delle reti (in BT), motivazioni al calcolo delle perdite, elementi di regolazione della tensione, brevi parti di programma e infine l'analisi vera e propria delle reti.

Capitolo 1

Introduzione

Uno dei problemi che deve essere affrontato nella gestione della distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica è l'analisi delle perdite, le quali devono essere accuratamente monitorate e quantificate, per garantire ai carichi un livello di tensione prestabilito che permetta il corretto funzionamento dell'utenza e di qualsivoglia dispositivo ivi presente.

Con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 196/11), l'Autorità ha, fra l'altro, ritenuto opportuno effettuare ulteriori approfondimenti in merito all'adeguatezza dei fattori di perdita standard relativamente alle reti in media e bassa tensione, rinviando la revisione dei fattori medesimi, anche al fine di definire una specifica disciplina per i prelievi e le immissioni di energia elettrica, oltre che di prevedere modalità di determinazione e di riconoscimento a ciascuna impresa distributrice della differenza tra le perdite effettive e le perdita standard.

Ai fini degli interventi proposti, si considerano:

- *perdite tecniche*, imputabili alle caratteristiche fisiche delle reti;
- *perdite non tecniche o commerciali*, ascrivibili ad altri fattori, tra cui i prelievi fraudolenti dei clienti finali e gli errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati.

Laddove non indicato esplicitamente, per fattore di perdita standard si intende il fattore convenzionale associato alle perdite sia di natura tecnica che commerciale.

Con l'avvento della generazione distribuita le reti diventeranno sempre più attive e di conseguenza un'analisi delle perdite (tecniche) dovrà tenere presente della penetrazione di tale generazione.

Capitolo 2

Generalità

In questo capitolo verranno presentate alcune caratteristiche principali per ciò che concerne il sistema elettrico italiano, in prospettiva di un'analisi delle perdite in reti di BT.

2.1 Il mercato dell'energia elettrica in Italia

Nel 1962 la Legge 1643 determinò la nazionalizzazione del settore elettrico, affidando all'Enel la titolarità delle varie fasi costituenti la filiera elettrica (produzione, distribuzione, vendita). Grazie al monopolio è stato possibile conseguire obiettivi altrimenti improbi, come l'elettificazione pressoché totale del paese insieme all'unificazione del costo dell'energia elettrica.

Il Decreto Legislativo 79/99 (noto anche come Decreto Bersani) ha recepito la Direttiva 96/92/CE recante regole comuni per i mercati elettrici interni dei paesi membri finalizzate a liberalizzare la domanda, l'accesso alle reti e l'offerta dell'energia elettrica, cominciando così la trasformazione effettiva del settore da monopolio a libero mercato.

Organo fondamentale è l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico (AEEGSI) è un'autorità formalmente indipendente che, come l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM) e l'Autorità di regolazione dei trasporti (ART), ha la funzione di favorire lo sviluppo di mercati concorrenziali nelle filiere elettriche, del gas naturale e dell'acqua potabile, principalmente tramite la regolazione tariffaria, dell'accesso alle reti, del funzionamento dei mercati e la tutela degli utenti finali.

Accanto ad essa soggetti istituzionali coinvolti sono:

1. *Terna*, rete elettrica nazionale, società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. Compito fondamentale è quello garantire l'equilibrio tra l'energia richiesta e quella prodotta;
2. *Gestore del sistema elettrico, GRTN*, in seguito al trasferimento del ramo d'azienda relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete a Terna S.p.A, il 1° novembre 2005, il GRTN si concentra sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia;

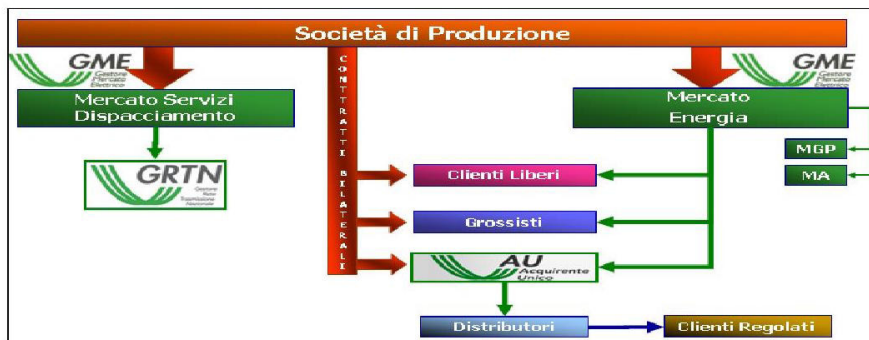


Figura 2.1: Dinamica del mercato elettrico.

3. *Acquirente Unico, AU*, società per azioni, cui è affidato il compito di assicurare la fornitura di energia elettrica, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza efficienza del servizio, ai clienti vincolati in modo da consentire anche a tali consumatori di beneficiare dei vantaggi del processo di liberalizzazione del settore. Il suo compito, pertanto, è quello di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e di cederla alle imprese distributrici per la fornitura ai clienti vincolati;
4. *Gestore del mercato elettrico GME* è affidata la gestione economica del Mercato Elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività. Per raggiungere questi obiettivi, esso organizza e gestisce la cosiddetta borsa elettrica.

Accanto a tali figure, vi sono quelle non istituzionali, ossia:

1. *Produttori*;
2. *Grossisti*;
3. *Distributori*;
4. *Clienti Vincolati*;
5. *Clienti Idonei*.

In Fig.2.1 viene illustrata l'interazione tra le varie istituzioni: è evidente che alcune delle stesse svolgono una funzionamento di coordinamento, le altre sono i soggetti veri e propri del mercato elettrico.

2.2 Reti di distribuzione in bassa tensione

2.2.1 Caratteristiche principali

La rete di distribuzione italiana, anche se le caratteristiche costruttive possono essere diversificate in virtù del settore di utilizzo della rete (domestico, terziario, industriale, agricolo) o anche della zona geografica presentano le seguenti caratteristiche comuni, ad esempio:

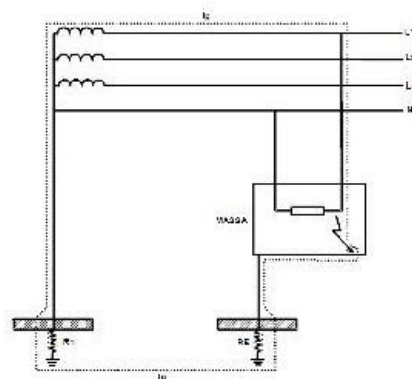


Figura 2.2: Sistema TT.

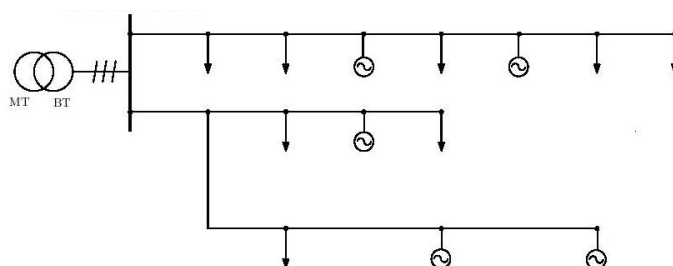


Figura 2.3: Rete distribuzione radiale.

- Costituita da tre conduttori di fase e conduttore di neutro di richiusura del circuito che accoglie la meno somma delle tre correnti di fase;
- Tensione di alimentazione (BT) di 230 V per le forniture monofase e 400 V per le forniture trifase con alcune porzioni del sistema BT esercite con tensione diversa e la frequenza nominale è di 50 Hz;
- Le caratteristiche della tensione di fornitura (ovvero al punto di connessione dell'utenza denominato Point of Delivery, POD) sono definite e descritte dalla Norma CEI EN 50160. In particolare, circa l'ampiezza della tensione, sono in genere ammesse variazioni entro il campo $\pm 10\%$ secondo i limiti temporali e le specifiche di misura fornite nella stessa Norma CEI EN 50160;
- Viene gestita in cabina secondaria con neutro a terra oppure tramite resistenza. Il neutro viene distribuito ed è fatto divieto agli utenti di impiegare il neutro come conduttore di protezione, nonchè di collegare il neutro del distributore alla terra di protezione dell'impianto di utenza. Dal punto di vista della sicurezza il sistema impiegato è di tipo TT (vedi Fig.2.2). Risulta necessario che la messa a terra del neutro da parte del distributore abbia un valore di R_n inferiore a 180Ω ; la resistenza R_{earth} (che ricade sotto la responsabilità dell'utente) abbia un valore opportunamente coordinato con i requisiti indicati nella norma CEI 64-8 art.413.1.4;

- Presentano esclusivamente una struttura di rete radiale che parte da una cabina secondaria (trasformatore 20/0,4 kV) alimentando via via carichi derivati per distanze relativamente contenute (massimo 1km) con possibili diramazioni ed una tale configurazione porta ai seguenti vantaggi:

1. facilità d'esercizio in quanto eventuali guasti sono rapidamente localizzati;
2. distribuzione delle correnti chiara e flusso di potenza unidirezionale nel caso di rete passiva (caso di rete attiva può essere anche bidirezionale);
3. semplicità costruttiva ed economicità dell'installazione.

e alcuni svantaggi:

1. limitata possibilità di ampliamento;
2. modesta qualità del servizio.

che sono superabili con l'utilizzo di reti radiali rindondanti e a doppia sbarra. Possono avere anche possibilità di contro-alimentazione. In Fig.2.3 si riporta un esempio di rete radiale di BT .

- Costituita da linee in cavo (tripolare + monopolare o 4 monopolari) interrate o su palificazioni oppure direttamente linee aeree con trefolo in rame o alluminio.
- Non viene effettuata la trasposizione delle fasi e non ci sono regole sull'ordine del collegamento degli utenti alle varie fasi.
- Data generalmente la non omogenea distribuzione di carichi e generatori sulle tre fasi, la rete può presentare condizioni operative squilibrate; di conseguenza le ipotesi di simmetria necessarie per l'utilizzo del modello monofase equivalente possono risultare in una rappresentazione non veritiera della rete BT.

Inoltre si possono descrivere anche ulteriori caratteristiche di esercizio in particolari tipi di funzionamento nei quali le reti si possono andare ad assestare: funzionamento nominale, funzionamento in isola e funzionamento in regime di guasto. Per il secondo si può dire che il distributore può temporaneamente (per esempio per motivi di manutenzione) mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete BT. L'esercizio in isola intenzionale può avvenire anche stipulando accordi con titolari di impianti di produzione e/o eventuali utenti passivi (per esempio carichi disturbanti o di potenza rilevante) connessi alla porzione di rete BT interessata.

2.2.2 Caratteristiche degli utenti delle reti BT

Gli utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione BT sono soggetti esercenti come:

- impianti di utilizzazione dell'energia (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di prelievo);
- impianti di produzione (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di immissione);
- impianti di produzione e utilizzazione (assimilati, dal punto di vista della misura, a punti di prelievo);
- reti di distribuzione (nell'ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione).

Nello specifico gli impianti di utilizzazione dell'energia cioè i carichi, possono essere caratterizzati, oltre che per la potenza disponibile, secondo i seguenti criteri di potenza, sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione, disturbi immessi in rete, interrompibilità. Tali criteri, non esaustivi, hanno lo scopo di caratterizzare, in maniera semplificata, gli impianti di utilizzazione rispetto alle loro esigenze minime e ai fattori che le influenzano. Mentre per gli impianti di produzione di energia si può dire che sono classificati soltanto in relazione alla potenza e ai disturbi immessi in rete e devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo con la rete per valori di tensione, nel punto di connessione, compresi tra 85 % e il 110 %; inoltre devono essere in grado di rimanere connessi alla rete per valori di frequenza compresi tra 47,5 Hz e 51,5 Hz applicando i controlli richiesti dalla norma CEI 0-21.

2.3 Cenni sulle smart grids

Il forte aumento della generazione distribuita (*GD*) nel sistema elettrico impone un ripensamento delle modalità di protezione, gestione e regolazione di tali reti, che devono passare da passive ad attive e quindi con possibile inversione del flusso quando la generazione supera il carico richiesto. Il paradigma di rete di distribuzione intelligente viene comunemente denominato Smart Grid, sottintendendo strutture e procedure operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e a dabilità dell'intero sistema, siano anche in grado di far fronte ai numerosi problemi legati alla gestione della GD, alle possibilità di controllo dei flussi di potenza (legati alla domanda e alla generazione) da parte del sistema, alla promozione dell'efficienza energetica e ad un maggiore coinvolgimento degli utenti finali, attivi e passivi (che comprendono anche nuove tipologie come i veicoli elettrici o i sistemi di storage), in relazione al mercato elettrico. Questa trasformazione, che coinvolge l'intero sistema elettrico, non ha una forma definita né un confine preciso: adesso non basta più solo soddisfare la crescente domanda di energia elettrica (che da sempre è stato il principale, se non l'unico, obiettivo delle reti elettriche), ma bisogna anche rispondere a nuove esigenze risolvibili tramite lo sviluppo di tecnologie innovative (sia a livello centrale, sia a livello periferico) tra loro comunicanti, grazie anche all'impiego di sistemi ICT (Information and Communication Technology). La causa principale di questa evoluzione è la necessità di gestire efficientemente lo sviluppo della GD, che ha

avuto forte impulso a seguito degli obiettivi fissati per l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili fissati al 2020 a livello europeo e nella diminuzione delle emissioni inquinanti. La necessità della sicurezza della fornitura elettrica e della riduzione dei gas serra trova nella crescita della generazione distribuita e nelle tecnologie a fonte rinnovabile quelle componenti essenziali verso uno sviluppo sostenibile. In virtù di una sempre più capillare distribuzione della GD e dell'attenzione rivolta a poter massimizzare l'efficienza energetica, risulta fondamentale piano valutare le perdite della rete in maniera e cace anche in presenza di inversione di flusso e in seguito ripartire queste perdite (quindi allocarle) ai vari utenti attivi o passivi presenti in rete sulla base del loro comportamento che può essere benefico per la rete oppure peggiorativo a seconda dello stato di rete. In seguito si potrà pensare al successivo step ovvero quello di permettere agli utenti, attraverso delle misure dei flussi in rete real-time con smart meter, di autoregolare il proprio assorbimento o erogazione e partecipare in un mercato delle perdite di energia dove ognuno può offrire un certo alleggerimento di carico e/o generazione o rinforzo.

I sistemi elettrici della maggior parte dei paesi, europei e non solo, stanno ora attraversando una nuova fase di transizione più veloce e incisiva: si assiste a un ripensamento delle modalità di gestione delle reti, soprattutto di distribuzione, che devono passare da passive ad attive. Questa direzione di evoluzione (con risvolti più tecnici della precedente) è identificata con il termine smart grid, che comprende nuove modalità di gestione, controllo e protezione delle reti elettriche, soprattutto di distribuzione, che garantiscono un migliore esercizio del sistema sia in condizioni ordinarie sia in condizioni di guasto, ma che sono anche capaci di integrare grandi quantità di GD mantenendo un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, e di implementare procedure per il controllo del carico e il coinvolgimento dei clienti finali.

In ordine di criticità, i principali problemi legati alle FRNP (fonti rinnovabili non programmate e, in particolare, alla GD che possono influenzare negativamente il funzionamento del sistema elettrico sono legati:

- all'influenza sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema (con riferimento sia al funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia, sia alla regolazione della tensione);
- all'influenza sull'approvvigionamento delle risorse (sia nella fase di programmazione del Mercato del Giorno prima, sia nelle fasi di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento e di gestione in tempo reale del Mercato di bilanciamento).

Queste problematiche sono attribuibili soprattutto all'aleatorietà della produzione da FRNP e alle carenze infrastrutturali delle aree in cui tali fonti sono prevalentemente localizzate.

2.3.1 Impatto della GD sulle reti di distribuzione

Dall'analisi delle diverse definizioni della generazione distribuita in ambito internazionale, nonché dall'analisi del quadro normativo nazionale, è possibile dedurre

che essa consiste in un nuovo modello di produzione e distribuzione di energia, che si basa sull'integrazione nelle reti elettriche di piccoli-medi impianti (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW) generalmente connessi alla rete di distribuzione in BT. Le unità di generazione distribuita sono installate principalmente per perseguire i seguenti obiettivi:

1. alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile oppure in ambiti domestici con installazione di moduli fotovoltaici a copertura del carico domestico;
2. sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

La generazione distribuita (GD) può essere dunque definita come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA, soglia atta all'individuazione di particolari insiemi di tipologie di produzione normalmente connesse alle reti di distribuzione (normativa CEI 0-21), alle quali risultano applicabili particolari regimi di connessione e di cessione dell'energia elettrica. Un sottoinsieme della GD è rappresentato dalla Microgenerazione (MG), ossia l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione elettrica non superiore a 1000 kW [art.1, comma 85, legge n.239/04]. Spesso le unità GD sono localizzate in prossimità dell'utente finale, contribuendo cos'è a ridurre la necessità d'investimenti e d'infrastrutture per aumentare la capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione e consentendo nello stesso tempo la riduzione delle perdite di rete (sotto alcune ipotesi di funzionamento) e dei costi di distribuzione, risultando quindi in un aumento della dabilità e della qualità del servizio. Infatti come sarà trattato in seguito non è detto che la GD diminuisca a prescindere le perdite ma tutto dipende dal rapporto PG/PL in un certo istante. La capacità di alimentare rapidamente una porzione del sistema, ed in futuro isole di distribuzione, potrà dare una maggiore sicurezza al sistema, riducendo i rischi e gli effetti di possibili blackout. Per l'integrazione in rete di queste tecnologie diventa essenziale la disponibilità di sistemi di accumulo che siano caratterizzati da un basso costo e da una lunga durata; servirà anche la disponibilità di nuove funzioni di controllo supportate da innovative tecnologie informatiche e di comunicazione che regolano le protezioni in maniera dinamica. Infatti la rete di distribuzione, originariamente concepita come passiva (adatta esclusivamente ad assorbire potenza dalle reti di livello di tensione superiore), diventa ora essa stessa attiva in quanto il normale flusso di potenza può essere invertito; questo implica un cambiamento nelle logiche di protezione e controllo della rete. Essendo il livello di penetrazione della GD nelle reti in continuo aumento si pone per i distributori il problema di pianificazione e gestione della rete, con conseguente necessità di ricorrere a nuovi standard per poter superare i limiti odierni trasformando le reti da passive in attive. Una possibile definizione di sistema di distribuzione attivo potrebbe essere la seguente: la rete di distribuzione è attiva se il gestore della rete controlla e/o regola la potenza assorbita e generata da carichi e generatori, la tensione ai

nodi ed i flussi di potenza nei rami della rete o, più semplicemente, può la GD può portare alle reti benefici rilevanti: può fornire un'alimentazione di back-up in occasione di guasti sulla rete pubblica di distribuzione, contribuire ad un'azione di copertura del carico o del picco di carico e a ridurre i buchi di tensione alle utenze, migliorando la qualità del servizio. Nonostante queste potenzialità, spesso i gestori delle società di distribuzione sono riluttanti verso la diffusione della GD nelle reti, e sono portati a sottolineare solamente i costi elevati ed i rischi legati ad una sua massiccia diffusione. Sia i benefici che i problemi sono fortemente legati alla localizzazione delle unità di produzione nella rete ed alla particolare rete di distribuzione considerata. Dal punto di vista del miglioramento dell'efficienza energetica la GD, se come vedremo in seguito correttamente allocata nella rete e opportunamente dimensionata, consente una riduzione delle perdite per effetto Joule, grazie ai minori flussi di potenza in transito. Ci aspetteremo che tali vantaggi possano essere vanificati in condizioni di carico minimo, durante il quale una gran parte della potenza prodotta dalla GD fluisce verso la rete di MT e da lì a quella di trasmissione sovraccaricando le linee, che comporta un maggiore sfruttamento della rete di distribuzione per alimentare le utenze. Quindi risulta di rilevante importanza analizzare il regime dei flussi di potenza della rete e da lì quello delle perdite per poter riuscire a dare anche un criterio di ottimizzazione di funzionamento della GD e quindi del regime delle perdite. Inoltre un'ulteriore definizione/distinzione tra rete attiva e rete passiva è quella che viene presentata nel documento per la consultazione 264/2014/R/eel in relazione all'entità del fenomeno relativo all'inversione di flusso dell'energia elettrica a livello di CP (cabina primaria) per effetto della generazione distribuita. In particolare, in prima approssimazione, le reti con un valore di inversione di flusso (misurato sul lato in media tensione della CP) maggiore di zero, in termini di ore percentuali all'anno in cui si verifica il fenomeno, possono essere considerate attive. Viceversa, le reti che non presentano inversione di flusso a livello di CP possono essere classificate come passive. Un ulteriore parametro da tenere in considerazione, ai fini della valutazione delle condizioni di esercizio delle reti, è il rapporto tra l'energia immessa dalla GD e l'energia del carico sulla rete su un orizzonte annuale: tale rapporto consente, infatti, di tener conto dell'impatto che la GD può avere sulle reti a livello ancora più puntuale, come per esempio sulle linee in media tensione, anche laddove non si determini inversione di flusso dove nel totale delle reti di BT italiane le reti attive ad alta incidenza corrispondono al 16,2, le reti passive a bassa incidenza 66,4, il rimanente 17,4 sono reti passive ad alta incidenza. In tale documento viene detto che per tenere in considerazione l'impatto della GD sulle perdite di rete, è stato ipotizzato un trattamento specifico per l'energia che determina un'inversione di flusso misurata a livello di interfaccia AT/MT (ovvero di CP), a cui può aggiungersi, in una fase successiva e solo dopo aver condotto opportuni calcoli di load flow, un andamento metodologico in modo da considerare l'impatto che essa può causare sulla rete anche prima di creare inversione di flusso a livello di CP.

Capitolo 3

Perdite in reti BT

A livello europeo non esiste una definizione univoca per le perdite di rete e ciò si traduce, fra l'altro, in una notevole differenziazione dei fattori convenzionali di perdita associati all'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete, nonché in modalità differenti di riconoscimento a fini tariffari. Gli elementi che maggiormente incidono sulle differenze riscontrate nei diversi Paesi sono riconducibili al livello di tensione a cui i fattori di perdita sono associati, alle tipologie di perdita (tecniche e/o commerciali) considerate ai fini della determinazione dei corrispondenti fattori convenzionali applicati all'energia trasportata, al riferimento per il calcolo del fattore percentuale di perdita all'energia immessa (input) piuttosto che a quella prelevata (output).

In base a quanto stabilito dalla direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 e poi confermato dalla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, ciascun gestore di rete acquisisce l'energia che utilizza per coprire le perdite di rete secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato. Ciò detto, a livello europeo permangono notevoli differenze, a partire dall'individuazione del soggetto responsabile per la copertura delle perdite sulla rete elettrica. Limitando il campo di osservazione alla distribuzione, possiamo distinguere due scenari:

- Paesi in cui tale responsabilità ricade sull'impresa distributrice, la stessa acquisisce le risorse necessarie a coprire le perdite stimate sulla rete;
- Paesi in cui il soggetto che primariamente provvede all'acquisizione delle suddette risorse risulta essere il fornitore ai clienti finali, per cui la responsabilità in capo all'impresa distributrice è solitamente limitata al differenziale tra le perdite effettive e quelle convenzionali, valorizzate secondo criteri di mercato.

Nel nostro Paese, l'attuale regolazione prevede un unico fattore di perdita standard, differenziato per livello di tensione, per i prelievi di energia elettrica e il meccanismo di perequazione perdite, ossia di pareggiamento, che comporta la regolazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard da parte delle imprese di distribuzione. Tale meccanismo ha la finalità di incentivare ciascuna impresa di distribuzione al contenimento delle perdite, ponendo in capo alle (o a beneficio delle) imprese medesime la differenza (positiva o negativa)

tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di ciascuna impresa di distribuzione.

Per ciò che concerne le reti in media tensione la revisione delineata nel 2012 del meccanismo di perequazione perdite prese spunto sia da alcune simulazioni presentate nello studio del Politecnico, con riferimento alle reti in media tensione, sia dalle risultanze derivanti dall'implementazione del meccanismo di perequazione perdite che era in vigore. Le simulazioni effettuate dal Politecnico relativamente al calcolo delle perdite sulle reti MT evidenziano la presenza di differenze non trascurabili tra i fattori di perdita a livello territoriale. Tali analisi esaminò i fattori di perdita differenziati per livello di concentrazione, che esibiscono significativi scostamenti rispetto al valore medio computato per tutta la rete MT a livello di campione esteso. Questi risultati sono attribuiti principalmente al fatto che le reti con bassa concentrazione si sviluppano, tipicamente, in territori rurali nei quali, rispetto alle aree urbane, la rete si caratterizza per una maggiore estensione e una minore densità di carico, entrambi fattori che contribuiscono all'aumento delle perdite di rete. La differenziazione nei fattori di perdita sulle reti MT emersa dalle simulazioni svolte dal Politecnico, associata a differenze nelle caratteristiche della rete e alla densità di carico su base territoriale, indusse l'Autorità a ritenere che, anche sui tratti di rete BT, siano riscontrabili differenze nei livelli di perdita dovute a fattori analoghi. In considerazione di quanto sopra, si ritiene opportuno adottare una regolazione che stabilisca meccanismi specifici di perequazione tra imprese di distribuzione per tenere conto della differenziazione su base territoriale.

Anche dalle informazioni desumibili dall'implementazione del vigente meccanismo di perequazione perdite, si evidenzia una significativa articolazione della differenza tra perdite effettive e perdite standard a livello territoriale. Sulla base delle analisi svolte, la divergenza dal valore medio nazionale appare solo in parte ascrivibile alle caratteristiche tecniche delle reti di distribuzione, alle peculiarità connesse con l'orografia del territorio e alla diversa concentrazione territoriale dei punti di prelievo. Una parte di tale differenziazione risulterebbe riconducibile a fenomeni di prelievo fraudolento da parte dei clienti finali, realizzato anche attraverso la manomissione degli impianti di prelievo.

Un altro fattore che deve essere preso in considerazione è lo sviluppo delle smart grids con presenza di utenze attive che, ovviamente influenzano il flusso di potenza.

In generale si possono distinguere:

- attività a cura delle imprese di distribuzione:
 1. individuazione delle informazioni topologiche ed elettrotecniche delle reti in bassa tensione necessarie alla definizione di un campione sufficientemente rappresentativo della realtà di esercizio attuale delle reti italiane;
 2. raccolta dei dati di misura orari dei prelievi di tutte le utenze BT connesse alle reti di distribuzione per almeno un intero anno (meglio per 24 mesi);

3. individuazione delle perdite tecniche sulle reti BT ottenute tramite calcoli di load flow.
- attività a cura di un soggetto qualificato esterno:
 1. verifica di congruenza dei dati di partenza di cui ai punti 1 e 2 e dei risultati ottenuti al punto 3;
 2. correlazione dei risultati ottenuti al punto 3 (perdite tecniche) con le principali variabili esogene da cui essi risultano influenzati (ad esempio, potenza nominale del trasformatore MT/BT, ambito territoriale, densità di carico, ecc.) e conseguente individuazione di un numero e di una tipologia di classi rappresentative a cui ricondurre i diversi tratti della rete di ciascuna impresa di distribuzione;
 3. definizione di un fattore di perdita medio per ciascuna classe rappresentativa da utilizzare ai fini della differenziazione per ciascuna impresa di distribuzione delle perdite tecniche sulle reti;
 4. suddivisione del territorio di competenza di ciascuna impresa di distribuzione in diverse aree, ognuna delle quali riconducibile ad una delle classi rappresentative di cui al precedente alinea.

Per quanto concerne le perdite tecniche, la disponibilità di un campione rappresentativo delle linee in bassa tensione consentirà, quindi, di valutare in modo più preciso il fattore di perdita standard medio nazionale ad esse relativo e, nel contempo, di differenziarlo sulla base di uno o comunque pochi parametri regolatori opportunamente desunti dalle simulazioni stesse (classi rappresentative). Ad esempio, qualora si dovessero riscontrare differenze significative in funzione della concentrazione abitativa, si potrebbero differenziare i fattori di perdita standard di natura tecnica per ambito territoriale a bassa, media e alta concentrazione. In questo modo la rete di distribuzione sottesa ad ogni Cabina Primaria verrà suddivisa in diverse aree, ognuna riconducibile ad una delle classi rappresentative. Per ciascuna Cabina Primaria sarà possibile calcolare, sulla base delle classi rappresentative in cui è stata suddivisa la rete sottesa e dei relativi fattori di perdita standard, il fattore di perdita standard ad essa attribuibile. Sulla base dei fattori di perdita standard calcolati, sarà possibile effettuare la stima delle perdite tecniche per ciascuna Cabina Primaria e procedere al confronto con il relativo valore misurato, pari alla differenza tra il valore di energia registrato a livello di Cabina Primaria e i valori di energia registrati da tutti i contatori dei clienti MT e BT alimentati dalla Cabina Primaria stessa. In seguito le informazioni relative al delta perdite come sopra determinato potranno essere impiegate, a valle di ulteriori elaborazioni, al fine di individuare le perdite commerciali su base territoriale.

3.1 Valutazione delle perdite

La determinazione del fattore percentuale delle perdite di tipo tecnico relativo a ciascuna rete BT è basata sul calcolo di:

- valore, definito su un orizzonte annuale, dell'energia fornita (*Energia Fornita Annuale, EFA*) da ciascuna CS ai carichi sottesi avendo come punti di prelievo, rispettivamente
 1. carichi BT con potenza maggiore o uguale a 55 kW;
 2. gli altri carichi BT;
- valore, definito su un orizzonte annuale, delle perdite sulla rete BT medesima (*Perdite Attive Annue, PAA*), con i medesimi punti di prelievo sopra definiti.

I fattori percentuali saranno determinati come rapporto tra PAA e EFA.

Nello scenario base si devono trascurare tutti i generatori BT attualmente connessi, effettuando, quindi, i calcoli load flow solo su rete passiva. Per i calcoli di cui sopra, è necessario definire la modellizzazione della rete BT e individuare il livello di carico di ciascuna utenza connessa, insieme al relativo profilo annuo di variazione. Definire, infatti, come i carichi evolvono nel tempo, e attribuire a ciascuno di essi la corrispondente curva di prelievo, permette di individuare, attraverso calcoli di load flow (estesi su un intero anno di esercizio), le perdite reali del sistema.

3.1.1 Modellizzazione della rete BT

Le reti BT del campione su cui effettuare le analisi devono essere modellizzate, attraverso opportuno software di calcolo, includendo le informazioni topologiche ed elettrotecniche reali di ciascun elemento di rete (trasformatore MT/BT, linea BT).

Nel seguito, verranno distinte:

1. la *linea* (o feeder) ossia l'insieme di nodi e lati sottesi ad una dorsale in derivazione dalla sbarra BT del trasformatore in cabina secondaria;
2. la *rete* ossia l'insieme di tutte le linee, afferenti alla stessa sbarra di bassa tensione.

I parametri di resistenza, reattanza, suscettanza con cui saranno modellizzati il trasformatore MT/BT e le linee BT devono essere rispettivamente quelli nominali (come da dati di targa) per i trasformatori, o quelli a temperatura standard (tipicamente pari a 20°C) per le linee. Nel caso in cui le CS selezionate dovessero avere più di un trafo MT/BT, i calcoli di load flow dovranno essere effettuati su uno solo di essi, e, in particolare, su quello che presenta il numero maggiore di utenti BT sottesi (in questo caso, dovrà essere inviata opportuna comunicazione agli uffici AEEGSI). Il fattore di potenza da applicare ai carichi BT, in presenza di dati misurati, è quello reale del cliente stesso. Le prese e i montanti interni agli edifici di cui non si ha conoscenza possono essere trascurati, o, in alternativa, qualora si ritenga che costituiscano una parte rilevante della rete, possono essere approssimati tramite l'utilizzo di una lunghezza media di rete.

I calcoli di load flow dovranno essere effettuati considerando la diversa natura della rete trifase e monofase (indicando separatamente le perdite sulla parte di rete

trifase e quelle sulla parte di rete monofase); ciò implica in principio l'utilizzo di uno strumento che consenta la rappresentazione dissimmetrica dei carichi (carichi monofase) e delle linee (linee monofase, linee trifase con 4° filo).

Dovranno inoltre essere individuate le lunghezze dei tratti di rete in monofase e di quelli trifase. Qualora la rete BT dovesse risultare magliata, e qualora il software di calcolo utilizzato non sia in grado di riprodurre l'esercizio, la rete stessa dovrà essere segnalata agli uffici AEEGSI e dovrà essere proposto un assetto radiale alternativo su cui effettuare le analisi. Possono essere utilizzate due diverse curve di carico:

1. su base oraria (8760 punti);
2. su base semplificata (72 punti ottenuti a partire da 8760 valori).

Eventuali procedure alternative possono essere segnalate agli uffici AEEGSI e la loro applicazione sarà definita caso per caso.

3.2 Procedure per il calcolo dell'energia consumata

3.2.1 Procedura A

Si effettuano 8760 load flow, uno per ogni ora dell'anno, attribuendo:

1. alle utenze BT con $P_d > 55$ kW le curve di carico registrate dai misuratori elettronici (8760 punti);
2. alle utenze complementari all'insieme di cui sopra, una curva proporzionale alla curva oraria aggregata relativa denominata PRA (Prelievo Residuo di Area, 8760 punti), valida per un'area di riferimento e per tutto l'anno, in modo da ottenere per ciascuno punto di prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore. Per ottenere l'uguaglianza tra l'energia realmente consumata dal carico (rinvenuta tramite lettura totale annua del contatore) e l'energia calcolata a partire dalla curva oraria del PRA in p.u. è necessario moltiplicare tale curva per la potenza contrattuale del cliente e applicare a ciascun cliente un k_{BT} calcolato come:

$$k_{BT,clientej} = \frac{E_{TOT,clientej}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale,clientej} \cdot curvaPRA} \quad (3.1)$$

Inoltre è possibile ridurre il numero di load flow da effettuare (72 punti a rappresentare l'intero anno, fatto di 8760 ore) utilizzando una curva semplificata di variazione della potenza assorbita da ciascun punto di prelievo. Si effettuano 72 load flow attribuendo:

1. alle utenze BT con $P_d > 55$ kW le curve di carico registrate dai misuratori elettronici ridotte a 72 punti;

2. alle utenze complementari all'insieme di cui sopra, una curva proporzionale alla curva oraria aggregata relativa denominata PRA (Prelievo Residuo di Area, semplificata in 72 punti), valida per un'area di riferimento e per tutto l'anno, in modo da ottenere per ciascuno punto di prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore. In questo caso, il k_{BT} per ciascun cliente dovrà essere calcolato come:

$$k_{BT,clientej} = \frac{E_{TOT,clientej}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale,clientej} \cdot curvaPRA \cdot heq_i} \quad (3.2)$$

3.2.2 Procedura B

Qualora fossero disponibili le curve di potenza oraria registrate a livello di ciascuna singola CS, si attribuisce a ciascuna utenza BT sottesa alla CS stessa una curva proporzionale a quella registrata in CS in modo da ottenere per ciascuno punto di prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore. La procedura può essere effettuata rispetto a 8760 valori, o a 72 valori ottenuti partendo dalla curva completa con 8760 valori. Il k_{BT} per ciascun gruppo di clienti sottesi ad una CS dovrà essere calcolato per ciascuna CS come:

$$k_{BT,CSj} = \frac{E_{TOT,CSj}}{\sum_{i=1}^{8760} \sum_{j=1}^{\text{numero carichi BT totali della CSj}} P_{contrattuale,carichiCSj} \cdot curvaCSj_i} \quad (3.3)$$

nel caso di curva con 8760 valori

$$k_{BT,CSj} = \frac{E_{TOT,CSj}}{\sum_{i=1}^{72} \sum_{j=1}^{\text{numero carichi BT totali della CSj}} P_{contrattuale,carichiCSj} \cdot curvaCSj_i \cdot heq_i} \quad (3.4)$$

nel caso di curva con 72 valori.

3.2.3 Procedura C

Si utilizza per ogni tipologia di carico (cliente domestico, cliente industriale, etc.) una curva standard stimata opportunamente applicata in modo da ottenere per ciascuno punto di prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore, e si effettuano i calcoli di load flow rispetto ad un intero anno di esercizio su base oraria 8760 punti, o su base semplificata. I k_{BT} dovranno essere calcolati per ciascun cliente come:

$$k_{BT,clientej} = \frac{E_{TOT, cliente domestico j}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale, cliente domesticoj} \cdot curva domestico pu_i} \quad (3.5)$$

$$k_{BT,clientej} = \frac{E_{TOT, cliente non domestico j}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale, cliente non domesticoj} \cdot curva domestico pu_i} \quad (3.6)$$

nel caso di curva con 8760 valori

$$k_{BT,clientej} = \frac{E_{TOT, cliente domestico j}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale, cliente domesticoj} \cdot curva domestico pu_i \cdot heq_i} \quad (3.7)$$

$$k_{BT,clientej} = \frac{E_{TOT, cliente non domestico j}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale, cliente non domesticoj} \cdot curva domestico pu_i \cdot heq_i} \quad (3.8)$$

nel caso di curva con 72 valori.

Capitolo 4

Genesi del programma multiconduttore

Lo studio di un qualsivoglia sistema trifase, sotto opportune ipotesi di simmetria equilibrio delle fasi, può essere studiato facendo riferimento al *circuito equivalente* che permette di ottenere un'unica grandezza (fasore) per una fase, le altre saranno semplicemente sfasate di un angolo di 120° (elettrici).

Nelle reti di bassa tensione le ipotesi sopra riportate non possono ritenersi soddisfatte (basti pensare alla presenza di un carico monofase) e quindi è necessario un algoritmo che consideri il sistema come multiconduttore, ossia eseguendo i calcoli su ogni fase (compreso il neutro, se presente).

Tale algoritmo ha quindi due caratteristiche principali:

1. il fatto che "scorpori" il flusso di potenza su ogni fase;
2. l'utilizzo del metodo *current injection*.

Per quanto riguarda la caratteristica 2, essa permette di non modificare la matrice delle ammettenze ad ogni iterazione (dovendo considerare una curva di carico per generatori e carichi, il calcolo deve essere eseguito in vari intervalli temporali). In tutta generalità, l'equazione (matriciale) che governa un power flow è del tipo:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}\mathbf{E} \quad (4.1)$$

Dove con \mathbf{I} si indicano le correnti su ogni fase e ramo, con \mathbf{E} , le tensioni stellate su ogni fase e ogni bus e infine \mathbf{Y} è la matrice delle ammettenze. E' risaputo che un'operazione onerosa dal punto di vista computazionale è l'inversione di una matrice. In questo modo l'inversione viene eseguita una sola volta, definendo una parte fissa per le impedenze inerenti i carichi e i generatori; la parte variabile viene gestita definendo una *corrente di iniezione* opportunamente modificata ad ogni iterazione.

Il modello generale di rete è riportato in Fig.4.1.

Viste le caratteristiche del power flow, esse permette di posizionare la connessione tra le fasi e la massa in qualunque punto del sistema; questo permette di non utilizzare la teoria alle sequenze. Vista la presenza di elementi shunt (che verrà analizzata più avanti), la connessione tra neutro e massa può essere semplicemente rappresentata come un'auto impedenza al bus corrispondente.

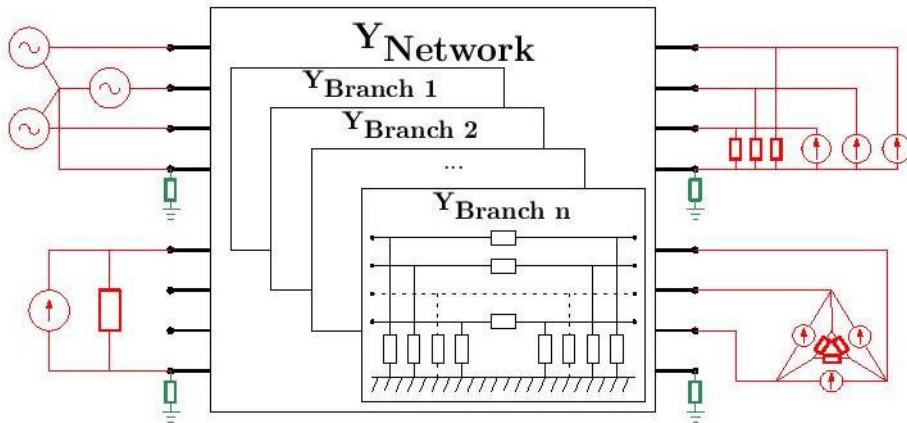


Figura 4.1: Modello generale della rete.

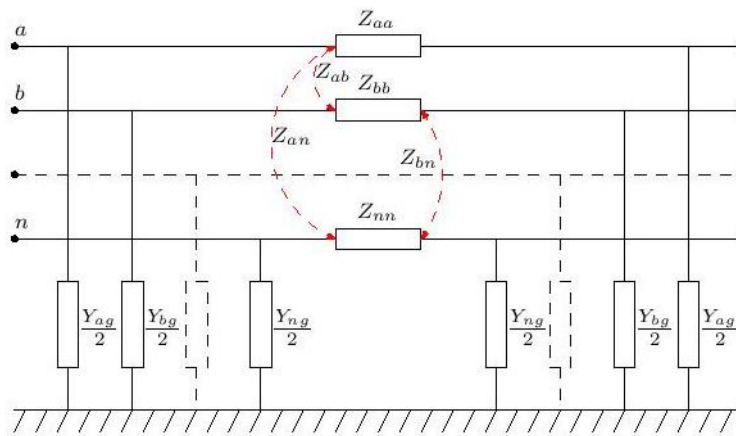


Figura 4.2: Ramo di rete.

4.1 Elementi di ramo

Gli elementi ramo sono inseriti nella matrice di rete considerando un modello π n -fase. Ad ogni ramo è associata una matrice delle impedenze longitudinali, \mathbf{Z} , e delle ammettenze trasversali, \mathbf{Y}_t .

Si ponga attenzione che la matrice delle impedenze longitudinali, \mathbf{Z} , contiene le auto e mutue induttanze di ogni fase.

Nello schema di Fig.4.2 sono evidenziati tali elementi, che poi sono inseriti nella matrice di ramo secondo lo schema del modello π :

$$\mathbf{Y}_{br} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} \end{bmatrix}$$

La matrice \mathbf{Y}_{br} rappresenta la relazione tra le correnti (positive se entranti) e le tensioni (con riferimento ad un zero comune, che non è il neutro) delle $2m$ porte del ramo.

Ogni elemento delle matrice di ramo viene calcolato secondo la teoria di *Carson-Clen*, le cui relazioni verranno riportate nel capitolo 6.

4.2 Elementi di shunt

Carichi, generatori e, in generale, ogni elemento di shunt, può essere rappresentato con una *componente costante* (ammettenza) e una *componente variabile* (corrente di iniezione), come è mostrato in Fig.4.3. Per arrivare a tale formulazione, si consideri inizialmente un elemento di shunt monofase connesso tra i nodi k ed h , l'impedenza (numero complesso) può essere calcolato come:

$$Y_{kh} = \frac{S_{kh(0)}^*}{|U_{kh(0)}|^2} \quad (4.2)$$

dove

$$U_{kh} = E_k - E_h \quad (4.3)$$

è la tensione concatenata, E_k e E_h sono i potenziali ai nodi k ed h , $S_{kh(0)}^*$ è la potenza nominale dell'elemento di shunt. In generale il pedice (0) indica che la grandezza è quella nominale.

Con riferimento all'iterazione i -esima si può esprimere l'ammettenza come:

$$S_{kh(i)}^* = Y_{kh}|U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)}\Delta I_{kh(i)} \quad (4.4)$$

dove viene separata la parte costante da quella che varia, grazie alla definizione di un termine di corrente (di iniezione) che è quello rappresentato dal generatore in Fig.4.3. Facendo riferimento allo *ZIP model* si può scrivere:

$$\begin{aligned} S_{kh(i)}^* &= S_{kh(0)}^* \left[k_z \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right)^2 + k_I \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) + k_P \right] \\ &= S_{kh(i)Z}^* + S_{kh(i)I}^* + S_{kh(i)P}^*, \quad k_Z + k_I + k_P = 1 \end{aligned} \quad (4.5)$$

dove si hanno diversi contributi alla potenza complessa all'iterazione i :

1. *ammettenza*, vista la dipendenza quadratica dalla tensione;
2. *corrente*, vista la dipendenza lineare dalla tensione;
3. *generatore*, visto il termine costante.

Per quello che riguarda la parte inerente all'impedenza, la ΔI viene posta uguale a 0. Per le altre due, eguagliando le equazioni (4.4) e (4.5) si ottiene:

$$\begin{cases} \Delta I_{kh(i)I\%} = k_I \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} \left(|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(i)}||U_{kh(0)}| \right) \\ \Delta I_{kh(i)P\%} = k_P \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} \left(|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(0)}|^2 \right) \end{cases} \quad (4.6)$$

e quindi si ottiene:

$$S_{kh(i)}^* = Y_{kh}|U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)}(\Delta I_{kh(i)I\%} + \Delta I_{kh(i)P\%}) \quad (4.7)$$

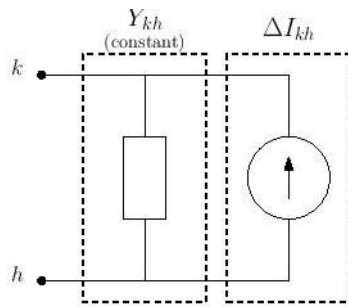
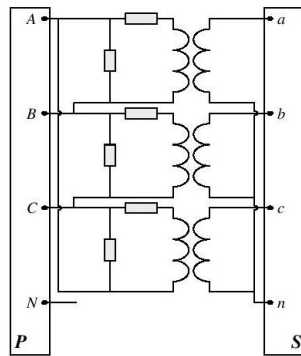
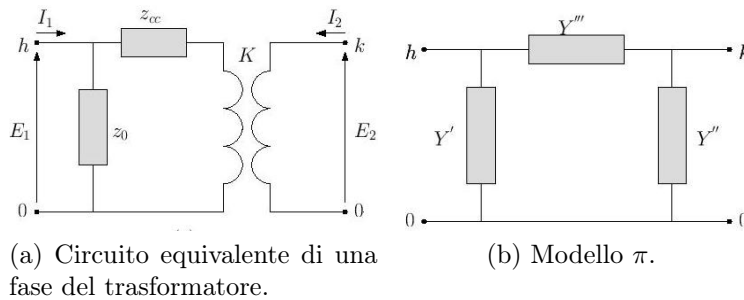


Figura 4.3: Elemento di shunt.



(c) Trasformatore trifase.

Figura 4.4: Circuiti equivalenti trasformatore.

4.3 Gestione del trasformatore

Vista la natura topologica dell'algoritmo, la modellizzazione del trasformatore riserva una trattazione a parte. In tutta generalità, è possibile affermare che l'obiettivo è quello di rappresentare il trasformatore come in Fig.4.4c con un approccio che faccia ricorso alla matrice d'incidenza.

Gli step nella creazione della matrice \mathbf{Y}_T sono i seguenti:

1. calcolo dei parametri di una fase del trasformatore, come in Fig.4.4a;
2. utilizzo del modello π , come in Fig.4.4b;
3. si inseriscono tali valori in una matrice diagonale (3 per ogni parametro, visto il trasformatore trifase);

4. si calcola la matrice delle ammettenze per il trasformatore non connesso utilizzando quindi una matrice \mathbf{A} per tenere in considerazione la connessione tra le fasi;
5. si calcola la matrice delle ammettenze per il trasformatore connesso utilizzando quindi una matrice \mathbf{B} .

Capitolo 5

La regolazione della tensione

L'obiettivo di questo capitolo è quello di introdurre la regolazione della tensione in una rete di bassa tensione, esponendo i criteri in base ai quali si sceglie un tipo di regolazione piuttosto che un'altra.

5.1 Tipologie di regolazione

Quanto detto nel seguito farà riferimento alla norma CEI 0-21 per il complesso inverter-generatore connessi alla rete di bassa tensione con una potenza installata superiore ai 6 KW.

In Fig.5.1, possono essere individuata tre tipi diversi di regolazione:

1. *rettangolare*, in cui il valore di potenza reattiva limite è sempre lo stesso indipendentemente dalla potenza attiva erogata, considerando un $\cos \phi = 0,9$ si avrà:

$$Q_{max} = P_r \tan(\cos 0,9) = 0,484P_r$$

dove P_r è la potenza nominale dell'inverter. A tale tipologia è associata l'area B. Tale regolazione si effettua per:

$$P_r > 11,08 \text{ kW}$$

2. *lineare*, in cui il valore di potenza reattiva limite varia linearmente con la potenza attiva erogata. Il valore massimo di potenza reattiva ottenibile è ancora $Q_{max} = 0,484P_r$. A tale tipologia è associata l'area A.
3. *semicircolare*¹, in cui l'inverter può funzionare in condizioni di sovraccarico determinata come :

$$P_r = \frac{P_r, nom}{0.9}$$

cioè considerando un sovradimensionamento del 10%.

¹Essa non è presa in considerazione e trattata dalla normativa italiana ma vi è comunque una direttiva europea (*CENELEC*) che prescrive la possibilità di utilizzo di tale regolazione e quindi potrà essere utilizzata, in futuro, anche in ambito *CEI*.

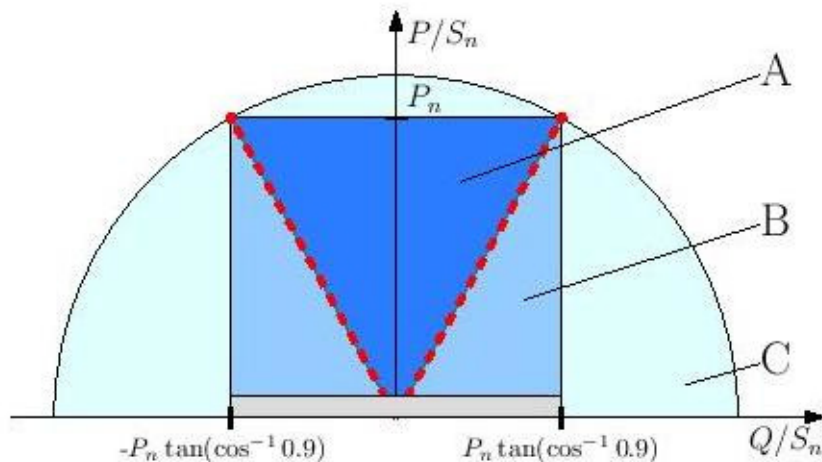


Figura 5.1: Limiti di potenza reattiva erogabile.

La curva obbedisce alla relazione:

$$P^2 + Q^2 = S_n^2 \implies \left(\frac{P}{S_n}\right)^2 + \left(\frac{Q}{S_n}\right)^2 = 1$$

Quindi anche se il fotovoltaico non produce potenza attiva viene comunque attivata la regolazione e quindi si ha l'erogazione di una componente di potenza reattiva costante. Infatti in questi istanti il punto di lavoro è sull'asse delle ascisse, in particolare sulla semicirconferenza di raggio Q_{max} e l'inverter sta erogando/assorbendo o Q_{max} o Q_{min} . Quando nelle ore centrali del giorno ci sarà generazione attiva, allora il punto di lavoro, si sposterà su tale semicirconferenza avendo valori di potenza reattiva erogata o assorbita sempre più contenuti fino a raggiungere il limite di con $\cos \phi = 0,9$. In seguito, diminuendo la potenza attiva generata, la potenza reattiva tornerà al valore massimo.

Bisogna inoltre precisare che le capability rettangolare e triangolare vengono attivate se:

$$P_{G,att} \geq 0,05P_{inv}$$

dove $P_{G,att}$ è la potenza generata dai generatori, mentre P_{inv} è la potenza di sovradimensionamento dell'inverter. Questo giustifica l'area rettangolare piccola indicata in figura (dove quindi non viene attivata la regolazione). Per la capability semicircolare questo vincolo non viene utilizzato.

In Fig.5.2, si apprezza come avviene la regolazione della tensione, nel caso di utilizzo dell'area B: in ascissa si ha lo scarto di tensione, ΔV , una volta fissata una tensione "obiettivo", mentre in ordinata la potenza reattiva che deve essere erogata dal generatore. Bisogna notare tre zone principali:

1. la *banda morta*, intervallo in cui non si ha erogazione di potenza reattiva;
2. retta con *pendenza* (sia positiva che negativa);

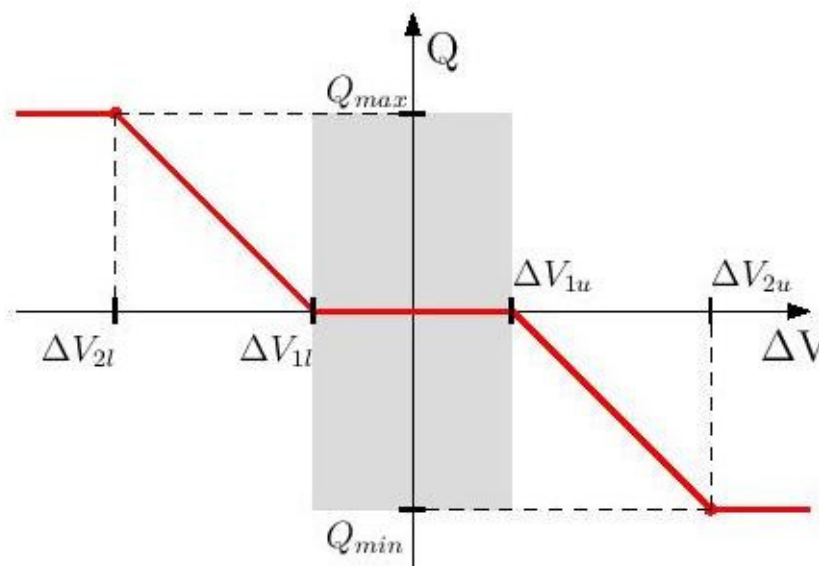


Figura 5.2: Potenza reattiva erogata dal generatore in funzione della tensione.

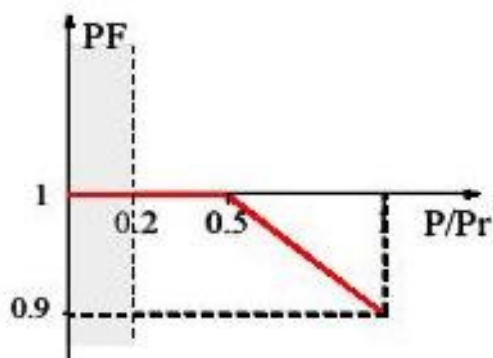


Figura 5.3: Potenza reattiva erogata dal generatore in funzione della tensione per l'area A.

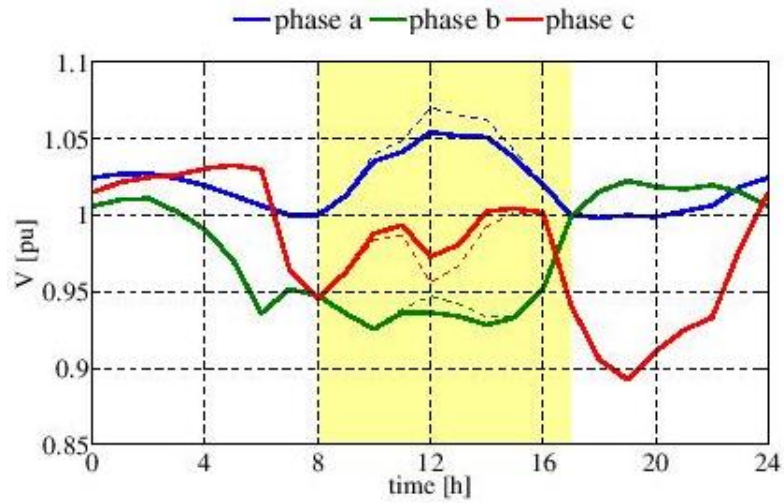
3. valore *costante* di potenza reattiva erogata indipendentemente da ΔV ;

tali zone vengono decise dal distributore.

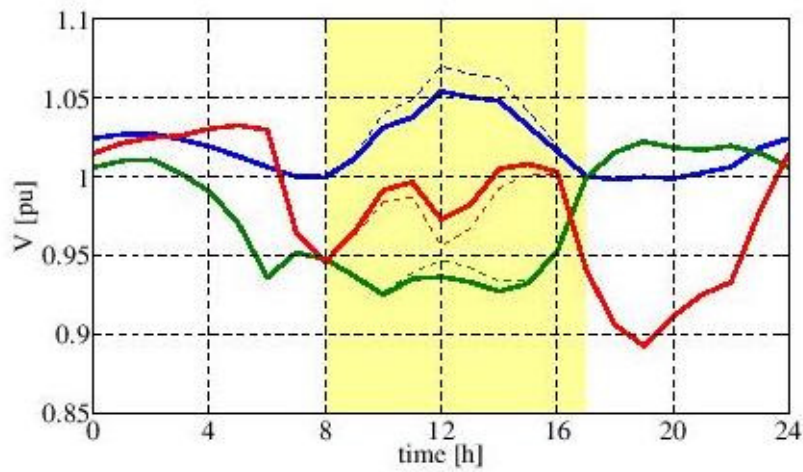
In Fig.5.3, si ha il tipo di regolazione attuato per l'area A. Si nota una regolazione del $\cos \phi$ in funzione della potenza attiva generata. Poichè il $\cos \phi$ viene mantenuto a 1 fino a che $\frac{P}{P_r} = 0,5$, la potenza reattiva verrà mantenuta a 0, per poi aumentare fino al valore tale $\cos \phi = 0,9$; di conseguenza l'area A è più piccola di quella indicata in figura.

In Fig.5.4 viene raffigurato l'effetto dei tre tipi di regolazione; la linea tratteggiata rappresenta il caso base, cioè senza regolazione. Da notare che il periodo di produzione è evidenziato in giallo.

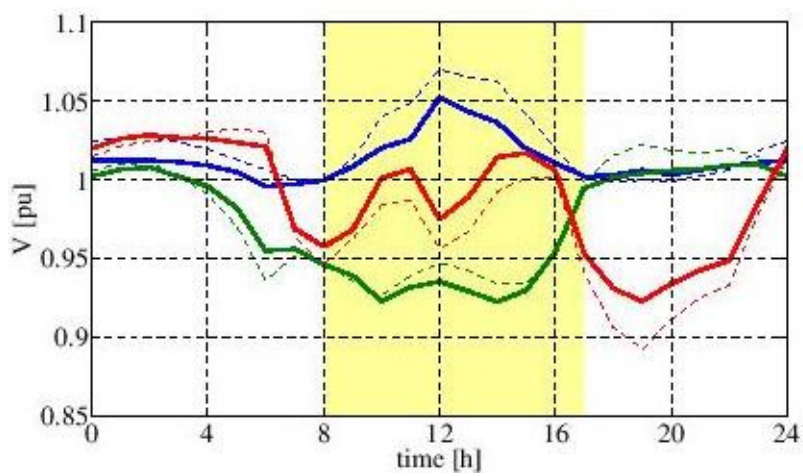
La regolazione triangolare e rettangolare conducono ha dei profili di tensione simili, mentre quella circolare opera sull'intero periodo.



(a) Triangolare.



(b) Rettangolare.



(c) Circolare.

Figura 5.4: Tipi di regolazione.

Capitolo 6

Descrizione del programma

Nel seguito si cercherà di descrivere il programma partendo dai dati di input e inserendo le descrizioni di ogni singola function richiamando parti di programma.

Si presti attenzione che viene presentata una versione del programma, a cui, in seguito, potranno essere inseriti dei miglioramenti; ad esempio per la parte inerente ai carichi si descriverà quella con profili standard.

6.1 Dati in ingresso

Il programma funziona importando una serie di dati in formato excel e trasformandoli in forma matriciale. Si ha:

- **DBUS**: ha n_{bus} righe e 3 colonne, cioè il numero del bus, la tensione di riferimento e la resistenza di terra;
- **WIREDATA**: ha tante righe quanti sono i tipi di conduttori presenti e 6 colonne, cioè il numero del conduttore, il diametro, il coefficiente GMR, la resistenza, la conduttanza e l'Ampacity;
- **CONFIGURATIONS**: ha tante righe quante il numero di configurazioni (se ci sono tre fasi con la medesima configurazione avrò tre righe) e 6 colonne, cioè la configurazione, il numero della fase, il tipo di conduttore, la coordinata x e la coordinata y;
- **LINES**: ha $n_{bus}/2$ righe e 4 colonne, cioè il bus di partenza, il bus di arrivo, il tipo di linea e la lunghezza;
- **TRANSFORMERS**: ha tante righe quanti sono il numero di trasformatori e 12 colonne, cioè il bus di partenza, quello di arrivo, la tensione nominale primaria, la tensione nominale secondaria, la potenza apparente, la tensione di cortocircuito, la potenza di cortocircuito, la connessione primaria, la connessione secondaria, il gruppo, il du e il tap;
- **LOADS**: ha tante righe quanti il numero di carichi (3 se trifase) e 5 colonne, cioè il bus in cui c'è il carico, la fase a cui è attaccato, la potenza nominale, il fattore di potenza e il tipo di carico (1 se agricolo, 2 se commerciale, 3 se residenziale);

- **GENERATORS**: ha tante righe quanti sono il numero di generatori (3 se trifase) e 5 colonne, cioè il bus in cui c'è il carico, la fase a cui è attaccato, la potenza nominale, il fattore di potenza e il tipo di carico (1 se fotovoltaico);
- **Network.Proff.week**: ha 7 righe (giorni della settimana) e 4 colonne, cioè il giorno, COM, RES, PV;
- **Network.Proff.month**: ha 12 righe (mesi in un anno) e 4 colonne, cioè il mese, COM, RES, PV;
- **Network.Proff.year**: ha 20 righe (dal 2010 al 2030) e 4 colonne, cioè l'anno, COM, RES, PV;
- **Network.Proff.day**: prima si costruisce partendo dai dati iniziali ottenendo quindi tante righe per ogni 15 minuti (quindi 15×24) e 4 colonne, cioè l'anno, COM, RES, PV; in seguito volendo avere valori per ogni secondo, avendo in un'ora:

$$24 \times 60 \times 60 = 86\,400 \text{ s}$$

si avranno 86401 righe e 4 colonne, cioè l'ora, COM, RES, PV.

Avendo, come già detto, valori per ogni 15 min, si utilizzerà il codice:

```
DPROF=Dati(2:size(Dati,1),:);
Time=cell2mat(DPROF(1:97,1))*86400;
ti=0:86400;
for np=1:size(Network.Prof_day,2)
Pi(:,np) = interp1(Time,Network.Prof_day(:,np),ti,'linear');
end
Network.Prof_day=Pi;
```

si nota la presenza di una matrice **DPROF** e **Time**, che contiene le ore da convertire in secondi. Inoltre le precedenti righe di codice utilizzano un comando che interpola in modo lineare i valori di **NetworkProf.day** che sono in funzione della variabile indipendente Time (cioè i secondi) per tutti i punti definiti in ti.

6.2 Main

La parte iniziale del programma prevede un indirizzamento alle diverse cartelle che contengono le function con scopi diversi.

In seguito, attraverso le function *Interface exel* e *data reader* si leggono i dati provenienti dal file exel e si creano le matrici dei dati in ingresso come descritto precedentemente.

Si procede quindi all'inizializzazione di alcuni parametri, innanzitutto con la function *Basic Variables* si definiscono:

- $\rho = 100 \Omega\text{m}$, resistività del suolo;
- $f = 50 \text{ Hz}$, frequenza del sistema;

- $w = 2\pi f \frac{rad}{s}$, pulsazione del sistema;
- $Esetpoint = 1.0$, tensione di set point per lo slack bus;
- $Sbase = 1 \times 10^3$ VA, potenza di base per il sistema;
- $\alpha = e^{\frac{2\pi}{3}}$, fattore per la teoria all sequenze;
- $kZ = 0$, coefficiente kZ;
- $kI = 0$, coefficiente kI;
- $kP = 1$, coefficiente kP;
- $TolEM = 10^{-4}$, tolleranza sui moduli di tensione;
- $TolEA = 10^{-4}$, tolleranza sugli angoli di tensione;
- $MaxIter = 20$, massimo numero di iterazioni permesso.

Poi con la function *RegulationVariables* si definiscono i parametri che serviranno per la regolazione della tensione:

- $Vset = 1$, tensione di set-point per i regolatori locali;
- $DeadBand = 0.01$, banda morta dei regolatori;
- $dV_{max} = 0,1$ V, massimo scarto di tensione (raggiunto $\cos\phi_{min}$)
- $\cos\phi_{min} = 0.9$, minimo valore di $\cos\phi$ ottenibile in regolazione;
- $capab = 3$, tipo di capability:

Si definisce quindi l'orizzonte temporale su cui effettuare il calcolo con i vettori \mathbf{DATE}_S e \mathbf{DATE}_E , in forma vettoriale:

$$\mathbf{DATE}_S = [2016 \ 01 \ 01 \ 00 \ 00 \ 00]$$

$$\mathbf{DATE}_E = [2016 \ 01 \ 02 \ 00 \ 00 \ 00]$$

Nell'esempio il calcolo verrà effettuato in una giornata e quindi per 24 ore.

Inoltre si definisce lo *Step*:

$$Step = 3600 \text{ s}$$

che determina ogni quanto effettuare il calcolo e in questo caso equivale ad un'ora.

A questo punto si crea la matrice $P_{Profiles}$.

Innanzitutto si crea il *Tstep* che nel nostro caso sarà:

$$\frac{STEP}{86400} = \frac{1}{24}$$

poi si inizializzano le matrici \mathbf{TIME}_{LF} che avrà tante righe quanto grande è l'arco temporale analizzato (ad esempio 25 se 1 giorno) e $\mathbf{P}_{Profiles}$ che avrà lo stesso numero di righe di \mathbf{TIME}_{LF} e tante colonne quante quelle di $\mathbf{Network.Proff.day}$.

In seguito con un ciclo for si assegna ad ogni riga di **TIME_{LF}** una data (che comprende anche l'ora) e infine si selezionano i vari valori che compaiono nelle varie *Network.Prof* corrispondenti alla "data" individuata dall'indice del ciclo for; tali valori si moltiplicano tra loro per averne solo uno.

```
Tstep=STEP/86400;
TIME_LF=zeros(round((datenum(DATE_E)-datenum(DATE_S))/datenum(Tstep))+1,6);
P_profiles=zeros(size(TIME_LF,1),size(Network.Prof_day,2));
for nt=1:round((datenum(DATE_E)-datenum(DATE_S))/datenum(Tstep)+1)
    TIME_LF(nt,1:6)=datevec(datenum(DATE_S)+datenum(Tstep)*(nt-1));
    P_profiles(nt,:)=Network.Prof_year(TIME_LF(nt,1)-2009,:).*...
        Network.Prof_month(TIME_LF(nt,2),:).*...
        Network.Prof_week(weekday(datenum(TIME_LF(nt,:))),:).*...
        Network.Prof_day(round(datenum([zeros(1,3) TIME_LF(nt,4:6)]*86400)+1,:));
end
```

Si calcolano **Z_u**, **Y_u** e **I_{max}** che sono rispettivamente l'impedenza longitudinale, l'ammettenza trasversale e l'ampacity di ogni conduttore. Si defiscono due grandezze:

1. **II**: vettore contenente tutti i tipi di configurazioni usate;
2. **K**: vettore contenente la configurazione usata per ogni fase e ramo.

Si calcola quindi *m*, cioè il numero di conduttori di ogni ramo:

$$m = \text{sum}(K == II(1))$$

cioè si sommano i K_i che hanno il valore indicato nella prima posizione di *II*.

Si utilizza quindi il codice:

```
Zu=cell(numel(unique(Network.Configurations(:,1))),1);
Yu=cell(numel(unique(Network.Configurations(:,1))),1);
Imax=cell(numel(unique(Network.Configurations(:,1))),1);
for ni=1:numel(II)
    CFG=Network.Configurations(Network.Configurations(:,1)==II(ni),:);
    [Zl,Yt,I,Rw]=Imp_Adm(Network.Wiredata,CFG(:,3),CFG(:,4)+1i*CFG(:,5));
    Zu(ni,1)={Zl};
    Yu(ni,1)={Yt};
    Imax(ni,1)={I};
end
```

dove si inizializzano **Z_u**, **Y_u**, **I_{max}** come celle; si avranno tante celle quante sono le configurazioni. Con il ciclo for si riempiono tali celle. Utilizzando **CGF**, per ogni configurazione si estrae una configurazione di dati corrispondenti a tale configurazione. Le celle vengono riempite facendo uso della function *ImpAdm*. Si presti attenzione al fatto che ogni cella è una matrice 4×4 e di conseguenza le tre celle sopra citate (in realtà matrici) ha dimensione $4n_{config} \times 4$.

Si procede quindi al calcolo della matrice passiva **Y_{passiva}** che ha dimensione $mN_{bus} \times mN_{bus}$ attraverso la function *MatrixYpass*, con la quale si estrae anche la matrice **Y_p** di dimensione $2mN_{branches} \times 2mN_{branches}$ che contiene le ammettenze di ogni ramo.

Nell'ultima parte si esegue il calcolo vero e proprio, in essa possiamo distinguere 3 parti:

1. grazie alla function *CCILF* si esegue il power flow e quindi si ottiene la matrice tensione **E** di dimensione $mN_{buses} \times ore$ e la matrice corrente **I** di dimensione $mN_{branches} \times ore$;

2. si effettua una regolazione della tensione al fine di ottenere \mathbf{I}_{reg} ed utilizzare nuovamente la function *CCILF* per ottenere la matrice tensione \mathbf{E}_{reg} e la matrice corrente \mathbf{I} di dimensione $mN_{\text{branches}} \times \text{ore}$;
3. con la function *losses* si effettua il calcolo delle perdite, per ottenere *LossTotBranchTime* di dimensione $N_{\text{branches}} \times \text{ore}$ per le linee o $N_{\text{trasf}} \times \text{ore}$, *LossTotPhaseTime* di dimensione $m \times \text{ore}$, *LossTotTime* con n_{ore} elementi.

6.3 La matrice passiva di rete

Uno dei passi fondamentali per la risoluzione di un power flow è, in generale, la determinazione della matrice delle ammettenze di rete, ossia che tenga conto dei conduttori, trasformatori e delle resistenze di messa a terra. Si è già visto che con la function *ImpAdm* si determinano le ammettenze longitudinali e trasversali. Vediamo più nel dettaglio le varie function.

6.3.1 ImpAdm

Input: *wiredata*, cioè la matrice con le caratteristiche del conduttore, *wiretype* cioè il vettore con il tipo di conduttore per ciascuna fase, **Coords** cioè il vettore complesso con la disposizione delle fasi.

Output: **Zl**, **Yt**, **Imax**, già descritte in precedenza.

Si creano quindi i vettori:

- **diam** = *wiredata*(rows, 2), diametro dei conduttori (in m);
- **mcoef** = *wiredata*(rows, 3), coefficiente per il calcolo del raggio;
- **Rw** = *wiredata*(rows, 4), resistenza del conduttore (in ohm);
- **g** = *wiredata*(rows, 5), conduttanza del conduttore (in S);
- **Imax** = *wiredata*(rows, 6), ampacity del conduttore (in A);

Si utilizza quindi la function *CalcRLC* per calcolare **Zl** e **Yt**.

6.3.2 CalcRLC

Input: **Coord**, che è un vettore di numeri complessi \mathbf{r}_c raggio del conduttore (in m), **mcoef**, **R_c**, **g_c**.

Output: **Zl**, **Yt**.

Si definiscono prima alcune grandezze:

- $\epsilon_0 = 8.854 \cdot 10^{-12} \frac{F}{m}$;
- $k_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \frac{m}{F}$;
- $n = \text{size}(\text{Coord}, 1)$, cioè il numero di conduttori (nel seguito si assume 4);
- $\mathbf{R}_{\text{earth}} = [1 \ 1 \ 1 \ 1] \cdot \pi^2 f 10^{-4}$;

- $\mathbf{D}_e = [1 \ 1 \ 1 \ 1] \cdot 0,59 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$;
- $\mathbf{R} = \begin{bmatrix} R_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_c & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_c & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_c \end{bmatrix}$;
- $\mathbf{g} = \begin{bmatrix} g_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & g_c & 0 & 0 \\ 0 & 0 & g_c & 0 \\ 0 & 0 & 0 & g_c \end{bmatrix}$;
- $\mathbf{m}_{coeff} = \begin{bmatrix} m_{coeff} & 1 & 1 & 1 \\ 1 & m_{coeff} & 1 & 1 \\ 1 & 1 & m_{coeff} & 1 \\ 1 & 1 & 1 & m_{coeff} \end{bmatrix}$;

Si procede al calcolo delle mutue distanze:

$$\mathbf{dd} = \begin{bmatrix} r_c & dd_{12} & dd_{13} & dd_{14} \\ dd_{21} & r_c & dd_{23} & dd_{24} \\ dd_{31} & dd_{32} & r_c & dd_{34} \\ dd_{41} & dd_{42} & dd_{43} & r_c \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{dd}_1 = dd_{ij} \cdot m_{coeff,ij}$$

con le righe di codice:

```
dd      = abs(Coord*ones(1, n)-ones(n,1)*Coord.>') + diag(r_c);
dd(find(dd<Toll)) = Toll;
dd1     =dd .* mcoef  ;
```

si calcola:

$$\mathbf{D}_1 = \begin{bmatrix} dd_{11} & dd_{12} & dd_{13} & dd_{14} \\ dd_{21} & dd_{22} & dd_{23} & dd_{24} \\ dd_{31} & dd_{32} & dd_{33} & dd_{34} \\ dd_{41} & dd_{42} & dd_{43} & dd_{44} \end{bmatrix}$$

con il codice:

```
Coord_i = conj(Coord);
Dij1    = abs(Coord*ones(1,n)-ones(n,1)*Coord_i.>');
Dij1(find(Dij1<Toll)) = Toll;
```

quindi si calcolano:

$$\mathbf{Z}_1 = R_{ij} + R_{Earth,i} + j2\omega 10^{-4} \ln \frac{D_e}{dd_{1ij}}$$

$$\mathbf{P} = \frac{k_0}{1000} \cdot \log_{10}\left(\frac{D_{1ij}}{dd_{ij}}\right)$$

$$\mathbf{K} = \mathbf{P}^{-1}$$

$$\mathbf{Yt} = g_{ij} + j\omega \cdot K_{ij}$$

6.3.3 MatrixYpass

Imput: **Buses**, **Branches**, **Trafo**, **dU**, **Tap**, **Zu**, **Yu**, **Sbase**, **m**.

Output: **Ynet** che ha dimensione $mNbus \times mNbus$, **Y_p** già descritta in precedenza e **msg** che dice se il trasformatore è supportato dal modello.

Prima di tutto si calcolano **Y_{network}** e **Y_p** con la function *MatrixYNet*, poi si calcola la matrice del trasformatore **Y_T** delle stesse dimensioni di **Y_{network}** con la function *MatrixYTras*, si calcola la matrice delle impedenze di terra **Y_{gr}** con la function *MatrixGr* e infine si calcola **Y_{net}**:

$$\mathbf{Y}_{net} = \mathbf{Y}_{network} + \mathbf{Y}_{gr} + \mathbf{Y}_T$$

L'eventuale non presenza dei trasformatori viene gestita con il codice:

```
YT=zeros(size(Y_network));
if size(Trafo,1)>0
    k_OLTC=ones(size(Trafo,1),1)+dU/100.*Tap;
    [YT,msg]=Matrix_YTras(Trafo(:,1:2),Trafo(:,3),Trafo(:,4),Trafo(:,5),...
    Trafo(:,6),Trafo(:,7),Trafo(:,8:9),Trafo(:,10),k_OLTC,Buses(:,2),Sbase,4);
end
```

6.3.4 MatrixYNet

Imput: **NN**, Matrice di connessione dei nodi (da a), **length**, vettore con la lunghezza di ogni ramo (in Km), **cfg**, **Zu**, **Yu**, **Vbase** (in V), **Sbase** (in VA), **m**.

Output: **Y**.

Con le seguenti righe di codice:

```
for ni=1:size(NN,1)
    N1=NN(ni,1);
    N2=NN(ni,2);
    z_long=Zu{cfg(ni),1}*length(ni);
    y_tr=Yu{cfg(ni),1}*length(ni)*z_base(ni,1);
    y_long=inv(z_long/z_base(ni,1));

    Y11=y_long+y_tr/2;
    Y12=-y_long;
    Y21=-y_long;
    Y22=y_long+y_tr/2;

    Ybr=[Y11 Y12;Y21 Y22];

    Yp((ni*2*m)-2*m+1:(ni*2*m),(ni*2*m)-2*m+1:(ni*2*m))=Ybr;

    A((ni*2*m)-2*m+1:(ni*2*m)-m,(N1*m)-m+1:(N1*m))=ONE;
    A((ni*2*m)-m+1:(ni*2*m),(N2*m)-m+1:(N2*m))=ONE;
end
```

per ogni ramo si determinano le impedenze e ammettenze per tutta la lunghezza, poi si utilizza il modello π per determinare le matrici di ogni ramo che vengono inserite nella matrice **Y_p** di tutto il sistema. Si determina inoltre la matrice di incidenza **A** grazie alla quale si calcola:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{A}^T \mathbf{Y}_p \mathbf{A}$$

6.3.5 MatrixYTrasf

Input: NN , V_{1R} , V_{2R} , tensioni nominali lato primario e secondario (in kV), V_{base} in V , S_{base} in VA, nph .

Output: Y .

Si determinano i parametri caratteristici del circuito equivalente con le righe di codice:

```

for ni=1:size(NN,1)
    N1=NN(ni,1);
    N2=NN(ni,2);
    pcc=PCC(ni,1)/100;
    vcc=VCC(ni,1)/100;
    Pn=PN(ni,1)*1000/3;
    V1r=V1R(ni,1);
    V2r=V2R(ni,1);
    V1b=Vbase(N1,1);
    V2b=Vbase(N2,1);
    V1r(CONN(:,1)==1)=V1r(CONN(:,1)==1)/sqrt(3);
    V2r(CONN(:,2)==1)=V2r(CONN(:,2)==1)/sqrt(3);
    m=V1r/V2r*V2b/V1b;
    Ybr=trasformatore_pigreco(V1r*ones(3,1).*k_OLTC(ni,1),V2r*ones(3,1),...
    V1b*ones(3,1), V2b*ones(3,1),Sbase,Pn,pcc*ones(3,1),vcc*ones(3,1),1e-10,1e-10,...
    [CONN(ni,1) CONN(ni,2) group(ni,1)]);

    if any(any(Ybr))==0
        msg='\nNot supported transformer.\nCheck on connections/group.\n';
    end

    Y11=Ybr(1:nph,1:nph);
    Y22=Ybr(nph+1:2*nph,nph+1:2*nph);
    Y12=Ybr(1:nph,nph+1:2*nph);
    Y21=Ybr(nph+1:2*nph,1:nph);

    Y(((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph),((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph))=...
    Y(((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph),((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph))+Y12;
    Y(((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph),((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph))=...
    Y(((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph),((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph))+Y21;
    Y(((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph),((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph))=...
    Y(((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph),((N1*nph)-(nph-1):(N1*nph))+Y11;
    Y(((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph),((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph))=...
    Y(((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph),((N2*nph)-(nph-1):(N2*nph))+Y22;
end

```

Notiamo che con $CONN$ si indicano le connessioni che possono essere $WYE(1)$ e $delta(2)$, in basi alle quali si divide o meno (per $\sqrt{3}$) V_{1r} e V_{2r} .

In *trasformatorepigreco*¹ si determinano i parametri del trasformatore.

Quindi il modulo dell'impedenza di cortocircuito è dato da:

$$z_{cc} = \left(\frac{v_{1cc}}{P_n} V_{1n}^2 \right) Y_{base}$$

pertanto resistenza e reattanza di cortocircuito:

$$r_{cc} = \left(\frac{p_{1cc}}{P_n} V_{1n}^2 \right) Y_{base}$$

$$x_{cc} = \sqrt{z_{cc}^2 - r_{cc}^2}$$

¹Si ponga attenzione che essendo i trasformatori trifase, ogni parametro che viene determinato, in realtà corrisponde a tre valori uguali.

Passando ai parametri a vuoto si ha:

$$I_0 = i_0 \frac{P_n}{V_{1n}}$$

$$P_0 = p_0 P_n$$

$$\phi_0 = \arccos \frac{P_0}{V_{1n} I_0}$$

$$r_0 = \left(\frac{V_{1n}^2}{P_0} \right) Y_{base}$$

$$x_0 = \left(\frac{V_{1n}^2}{P_0 \tan \phi_0} \right) Y_{base}$$

Quindi:

$$\mathbf{z}_t = r_{cc} + jx_{cc}$$

$$\mathbf{y}_0 = g_0 + jb_0$$

Con la function *Zpigreco* si determina il modello π :

$$A = m$$

$$B = \frac{z_{cc}}{m}$$

$$C = \frac{m}{z_0}$$

$$D = \frac{z_{cc}}{(z_0 + 1)m}$$

$$Y_1 = \frac{D - 1}{B}$$

$$Y_2 = \frac{A - 1}{B}$$

$$Y_3 = \frac{1}{B}$$

Infine si inseriscono tali valori in una matrice \mathbf{Y} :

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y1_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y1_b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y1_c & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y2_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y2_b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y2_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y3_a & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y3_b & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y3_c \end{bmatrix}$$

A questo punto si introduce la matrice \mathbf{A} per ricavare la matrice delle ammettenze del trasformatore e la matrice \mathbf{B} per tenere conto delle connessioni esterne (cioè se abbiamo un DELTA o un WYE. Per un DELTA-WYE si ha:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} [\mathbf{B}_P] & [\mathbf{0}] \\ [\mathbf{0}] & [\mathbf{B}_S] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$$

per ogni ramo si ottiene quindi la matrice:

$$\mathbf{Y}_{br} = \mathbf{B}^T (\mathbf{A}^T \mathbf{Y}_p \mathbf{A}) \mathbf{B} = \begin{bmatrix} [\mathbf{Y}_{11}] & [\mathbf{Y}_{12}] \\ [\mathbf{Y}_{21}] & [\mathbf{Y}_{22}] \end{bmatrix}$$

Poi si inseriscono ogni matrice di ramo nella matrice del trasformatore.

6.3.6 MatrixYGround

Input: \mathbf{R}_{earth} (in Ω), V_{base} , S_{base} , m .

Output: \mathbf{Y}_{gr} .

Dopo aver calcolato l'impedenza di base

$$Z_{base,ij} = \frac{V_{base,ij}^2}{S_{base,ij}}$$

si procede al calcolo di ogni ammettenza di terra:

$$Y_{gr,ij} = \frac{Z_{base,ij}}{R_{earth,ij}}$$

che andrà posizionato sulla diagonale ogni quattro elementi.

6.4 Il calcolo della tensione

Le righe di codice nel main sono:

```

Loads(:,3)=Network.Loads(:,3).*P_profiles(t,Network.Loads(:,5));
Gen(:,3)=Network.Gen(:,3).*P_profiles(t,Network.Gen(:,5)+max(Network.Loads(:,5)));
Ql=Loads(:,3).*tan(acos(Loads(:,4)));
Qg=Gen(:,3).*tan(acos(Gen(:,4)));
[E(:,t),Ia,it,LFok]=CCI_LF(Network.Buses(:,1:3),Loads,Gen,Sbase,m,...
E_set_point,Tol_EM,Tol_EA,MaxIter,[],kZ,kI,kP,Ypassiva);
switch isempty(msg)
case 1
    if LFok==1
        fprintf(['Loadflow converged in: ' num2str(it) ' iterations.\n']);
    else
        fprintf(['Loadflow DID NOT converge.\n']);
    end
case 0
    fprintf([msg '\n']);
end

```

sono contenute all'interno di un ciclo for per ogni ora.

Si ha un adattamento delle potenze dei carichi e dei generatori per ogni istante temporale, poi si calcolano le grandezze come già detto precedentemente.

Se c'è convergenza ($LFok = 1$) vengono mostrati i risultati altrimenti si ha la non convergenza. Se il trasformatore non è supportato viene scritto quello che c'è in *msg*.

6.4.1 CCILF

Imput: \mathbf{Z}_u , \mathbf{Y}_u , $Sbase$ in VA, m , E_{set} , $TolEM$, $TolEA$, $MaxIter$.

Output: \mathbf{E} , \mathbf{I}_a , it .

Prima di tutto si completa la matrice delle ammettenze con gli elementi di shunt, con le righe di codice:

```
Y_loads=Matrix_Shunt(Loads,[Ea;En],Sbase,m);
Y_gen=Matrix_Shunt(Gen,[Ea;En],Sbase,m);

Ytot=Ypassiva+Y_loads-Y_gen
Yaa=Ytot(1:m,1:m);
Yan=Ytot(1:m,m+1:Num_buses*m);
Yna=Ytot(m+1:Num_buses*m,1:m);
Ynn=Ytot(m+1:Num_buses*m,m+1:Num_buses*m);
```

dove le matrici \mathbf{Y}_{loads} e \mathbf{Y}_{gen} sono state ottenute con la function *MatrixShunt*.

Il calcolo della tensione e della tensione effettivo viene gestito con il seguente codice:

```
while (max(abs((abs(En)-abs(En_old))))>Tol_EM || ...
      max(abs((angle(En)-angle(En_old))))>Tol_EA) ...
      && it<=MaxIter
    it=it+1;
    En_old=En;
    Icorr1=CorrCurr_ZIP(Y_loads,E_set,[Ea;En],m,kZ,kI,kP);
    Icorr2=CorrCurr_ZIP(Y_gen,E_set,[Ea;En],m,kZ,kI,kP);
    if not isempty(Ireg)
      for ni=1:size(Ireg,1)
        NN=Ireg(ni,1)-1;
        Icorr2(NN*m-m+1:NN*m)=Icorr2(NN*m-m+1:NN*m)+[Ireg(ni,2:4).';...
        -sum(Ireg(ni,2:4))];
      end
    end
    En=Ynn_1*(Icorr1-Icorr2-Yna*Ea);
end
if it<=MaxIter
  LFok=1;
end
Ia=Yaa*Ea+Yan*En;
E=[Ea;En];
```

dove è presente un ciclo while fino a che non sono raggiunte le tolleranze di tensione (modulo e fase) e il numero di iterazioni è minore di quello massimo. In esso vengono calcolate le correnti di iniezione \mathbf{I}_{corr1} e \mathbf{I}_{corr2} corrispondenti ai carichi e ai generatori rispettivamente. Per i generatori viene inoltre tenuta in considerazione la corrente di regolazione, che verrà spiegata nel seguito. Si calcola quindi \mathbf{E}_n :

$$\mathbf{E}_n = \mathbf{Y}_{nn}^{-1}(\mathbf{I}_{corr1} - \mathbf{I}_{corr2} - \mathbf{Y}_{na}\mathbf{E}_a)$$

e lo si unisce ad \mathbf{E}_a per ottenere il vettore totale tensione \mathbf{E} :

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} \mathbf{E}_a \\ \mathbf{E}_n \end{bmatrix}$$

e si calcola il vettore corrente \mathbf{I}_a :

$$\mathbf{I}_a = \mathbf{Y}_{aa}\mathbf{E}_a + \mathbf{Y}_{an}\mathbf{E}_n$$

6.4.2 MatrixShunt

Input: Loads, \mathbf{E} , Sbase, m .

Output: \mathbf{Y} .

Viene calcolata l'ammettenza Y_{shunt} (del carico o del generatore), per ogni fase e bus, con la relazione:

$$Y_{kh} = \frac{S^*}{U_{kh}^2}$$

dove U_{kh} è la tensione concatenata:

$$U_{kh} = E_k - E_h$$

Tale valore viene posizionato nella matrice \mathbf{Y}_{shunt} , con le righe di codice:

```
Local_y_topology=zeros(m);
Local_y_topology(phase,phase)=1; Local_y_topology(m,m)=1;
Local_y_topology(phase,m)=-1; Local_y_topology(m,phase)=-1;
Y(((N*m)-(m-1)):(N*m),((N*m)-(m-1)):(N*m))=...
Y(((N*m)-(m-1)):(N*m),((N*m)-(m-1)):(N*m))+(Local_y_topology*y_load);
```

inserite all'interno di un ciclo for, per ogni fase. Ad esempio per la fase 1 si avrà:

$$\mathbf{LocalY}_{Topology} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

a cui grazie all'equazione vettoriale:

$$\mathbf{I} = \mathbf{LocalY}_{Topology}\mathbf{E}$$

si ricava:

$$\begin{cases} I_1 = Y_{load,1}(E_1 - E_n) \\ I_2 = 0 \\ I_3 = 0 \\ I_n = Y_{load,1}(E_n - E_1) \end{cases}$$

6.4.3 CorrCurrZip

Input: \mathbf{Y}_{shunt} , E_{set} , \mathbf{E} , m , kZ , kI , kP ;

Output: \mathbf{I}_{corr} .

Il codice è il seguente:

```

for ni=2:n
    N=ni;
    y_abc=diag(diag((Y_shunt((N*m)-(m-1):N*m-1,(N*m)-(m-1):N*m-1))));
    E_shunt=E(((N*m)-(m-1)):N*m));
    I_corr_sh_P = kP * (y_abc)*((abs(A*E_shunt).^2-abs(E_set)^2)./conj(A*E_shunt));
    I_corr_sh_I = kI * (y_abc)*((abs(A*E_shunt).^2)-(abs(E_set).*abs(A*E_shunt)))./...
    conj(A*E_shunt);
    I_corr_sh_Z = kZ * zeros(3,1);
    I_corr_sh=I_corr_sh_Z+I_corr_sh_I+I_corr_sh_P;
    I_corr_n = -sum(I_corr_sh);
    Icorr((((N-1)*m)-(m-1)):((N-1)*m),1)= [I_corr_sh;I_corr_n];
end

```

dove n indica il numero di bus.

Da notare la presenza di una matrice A , che identifica il tipo di carico (stella o triangolo). Ad esempio nel caso a stella si ha:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$$

attraverso la quale si possono ottenere le tensioni sul carico:

$$\begin{bmatrix} E_1 - E_n \\ E_2 - E_n \\ E_3 - E_n \end{bmatrix} = \mathbf{A} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_n \end{bmatrix}$$

Si nota il calcolo di tre correnti di iniezione pesate secondo i coefficienti K_Z , K_I , K_P che poi vengono sommate. Inoltre viene calcolata la corrente di iniezione sul neutro come somma delle correnti di iniezioni sulle tre fasi.

6.5 La regolazione della tensione

Nel main si trovano le seguenti righe di codice:

```

Ig=zeros(Num_buses,4);
for ng=1:size(Gen,1)
    PG=abs(Network.Gen(ng,3));
    Pact=abs(Gen(ng,3));
    Sinv=PG/.9;
    Eg(ng,1)=E(Gen(ng,1)*m-m+Gen(ng,2))-E(Gen(ng,1)*m);
    switch capab
        case 1
            if Pact/PG>0.2
                Qg(ng,1)=Reg_LOCALE_COSFI(Pact,PG,...
                abs(Eg(ng,1)),1.05);
            else
                Qg(ng,1)=0;
            end
        case 2
            if Pact/Sinv>0.05
                Ql(ng,1)=Reg_LOCALE_Q(DeadBand,abs(Eg(ng,1))-...
                Vset,dV_max,PG*sin(acos(.9)));
            else
                Ql(ng,1)=0;
            end
        case 3
            Qg(ng,1)=Reg_LOCALE_Q(DeadBand,abs(Eg(ng,1))-...
            Vset,dV_max,sqrt(Sinv^2-Pact^2));

```

```

end
Q_sign=-sign(Qg(ng));
Ig(Gen(ng,1),Gen(ng,2))=abs(Qg(ng,1))/Sbase/abs(Eg(ng,1))*...
exp(1i*(angle(Eg(ng,1))+Q_sign));
end
Ig=[unique(Gen(:,1)) Ig(unique(Gen(:,1)),:)]];

```

dove si utilizza un ciclo for per poter considerare ogni generatore e calcolare i dati relativi alle potenze (sia quelle nominali (attive e apparenti che quelle orarie) e alla tensione concatenata.

Si utilizza quindi la function *RegLOCALEQ* o *RegLOCALECOSFI* per effettuare la regolazione, in base al tipo scelto (si utilizza il comando *switch* in base al valore di *capab*). Infine si calcola il valore di **Ig**.

6.5.1 RegLOCALEQ

Input: *DB*, cioè la banda morta, *Vdiff*, cioè la differenza di tensione, DV_{max} , cioè la differenza di tensione massima, *lim*, ossia il limite che caratterizza i tipi di regolazione;

Output: *Qreattiva*, ossia la potenza reattiva erogata dal generatore.

Con gli Input sopra riportati si va a costruire l'andamento come in Fig.

6.6 Determinazione delle perdite

Come già detto si ottengono tre tipi di perdite:

1. **LossTotBranchTime**, per ogni ora si hanno le perdite attive e reattive di ogni ramo;
2. **LossTotPhaseTime**, per ogni ora si hanno le perdite attive e reattive di ogni fase (compreso il neutro);
3. **LossTotTime**, per ogni ora si hanno le perdite attive e reattive totali.

6.6.1 Losses

Input: **NN**, cioè la matrice dei rami, **PP**, cioè la matrice dei bus, **Yp**, **E**, *m*, *t*;

Output: **LbrmethodS**, cioè le perdite calcolate per l'ora che ha dimensione $m \times N_{branches}$, **Ematrix**, matrice delle tensioni ai nodi di dimensione $m \times N_{buses}$.

Con il seguente codice si calcola **Ematrix**, **Ibranchmatrix_{in}**, **Ibranchmatrix_{out}**, dove le ultime due sono le due matrici che esprimono le correnti entranti e uscenti da ogni nodo anche esse di dimensione $m \times N_{branches}$; esse vengono calcolate con l'ausilio della function *currentnodes*.

```

for nr = 1:size(PP,1)
    E_matrix(1:m,nr)=E((1:m)+m*(nr-1),t);
end

for nr = 1:size(NN,1)
    N_br = nr;
    I_network = Current_nodes(N_br,m,E_matrix(:,:),Yp,nr);
    Ibranch_matrix_in(:,N_br) = I_network(1:m,1);
    Ibranch_matrix_out(:,N_br) = I_network(m+1:m*2,1);
end

```

In seguito con le function *PowerNodes* e *Powerlosses* si determinano le perdite.

6.6.2 CurrentNodes

Input: N_{br} cioè il numero di rami, m , \mathbf{E}_{matrix} , \mathbf{Y}_p , nr , ossia l'indice del ciclo for in cui è inserita la function;

Output: \mathbf{Inodes} .

```
Enodes(1:m,1) = E_matrix(:,index);
Enodes(m+1:m*2,1) = E_matrix(:,index+1);
Inodes = Yp((2*m*nr-7: 2*m*nr),(2*m*nr-7: 2*m*nr))*Enodes;
```

Da notare che si crea il vettore tensione di dimensione $2m$ visto che si ha bisogno di tensioni ai nodi entranti e uscenti e si utilizza la matrice \mathbf{Y}_p di cui si considerano solo i blocchi diagonali (essendo una matrice diagonale a blocchi):

$$\mathbf{Y}_p = \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} \end{bmatrix}_{11} & O & \dots & O \\ O & \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} \end{bmatrix}_{22} & & O \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ O & O & \dots & \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} \end{bmatrix}_{nn} \end{pmatrix}$$

6.6.3 PowerNodes

Input: Br , cioè il numero di rami, \mathbf{E}_{matrix} , $\mathbf{Imatrix}_{in}$, $\mathbf{Imatrix}_{out}$, m ;

Output: $\mathbf{Smatrix}_{in}$, $\mathbf{Smatrix}_{out}$, di dimensione $m \times N_{branches}$.

Per ogni ramo vengono calcolate le potenze complesse entranti e uscenti:

```
for ni = 1:size(Br,1)
    S_in = E_matrix(:,ni).*conj(I_matrix_in(:,ni));
    S_out = E_matrix(:,ni+1).*conj(I_matrix_out(:,ni));
    S_matrix_in(:,ni) = S_in;
    S_matrix_out(:,ni) = S_out;
end
```

6.6.4 Powerlosses

Input: Br , \mathbf{S}_{in} , \mathbf{S}_{out} , m ;

Output: \mathbf{Ploss}_{matrix} , di dimensione $m \times N_{branches}$.

Vengono sommate (visto le convezioni utilizzate) le potenze complesse entranti e uscenti:

```
for ni = 1:size(Br,1)
    Ploss_matrix(:,ni) = S_in(:,ni) + S_out(:,ni);
end
```

6.7 Risultati

I risultati sono di due tipi:

1. *tensione*;
2. *perdite*.

6.7.1 Tensione

Input: $\mathbf{E}_{\text{matrix}}$, $1 : \text{Num}_{\text{buses}}$, it , $\text{Num}_{\text{buses}}$;

Output: foglio di risultati.

Si ponga attenzione che tale function è posizionata all'interno del ciclo for inerente agli intervalli su cui eseguire il calcolo.

6.7.2 Perdite

Input: $\text{LossTot}_{\text{Time}}$, $1 : \text{size}(P_{\text{profiles}}, 1)$, $\text{LossTotPhase}_{\text{Time}}$, $\text{size}(P_{\text{profiles}}, 1)$;

Output: foglio di risultati.

In questo caso la function è posizionata al di fuori del ciclo for sopra citato.

Per questo nel main (all'interno del ciclo for) si calcolano $\text{LossTot}_{\text{Time}}$ e $\text{LossTotPhase}_{\text{Time}}$ con le seguenti righe di codice:

```
Loss_Tot_BranchP = sum(L_br_method_S,1);
Loss_Tot_Phase = sum(L_br_method_S,2);
Loss_Tot = sum(Loss_Tot_Phase,1);
Loss_Tot_Branch = (Loss_Tot_BranchP)';

Loss_Tot_Branch_Time(:,t) = Loss_Tot_Branch;
Loss_Tot_Phase_Time(:,t) = Loss_Tot_Phase;
Loss_Tot_Time(t) = Loss_Tot;
```

Essenzialmente si calcolano per ogni istante di calcolo le perdite totali di ramo, totali di fase e totali di sistema e successivamente vengono inserite in una matrice le cui colonne corrispondono agli intervalli temporali.

Per il calcolo delle perdite sul trasformatore, si eseguono le stesse tipologie di calcoli, semplicemente utilizzando grandezze inerenti il trasformatore (ad esempio la matrice delle impedenze del trasformatore).

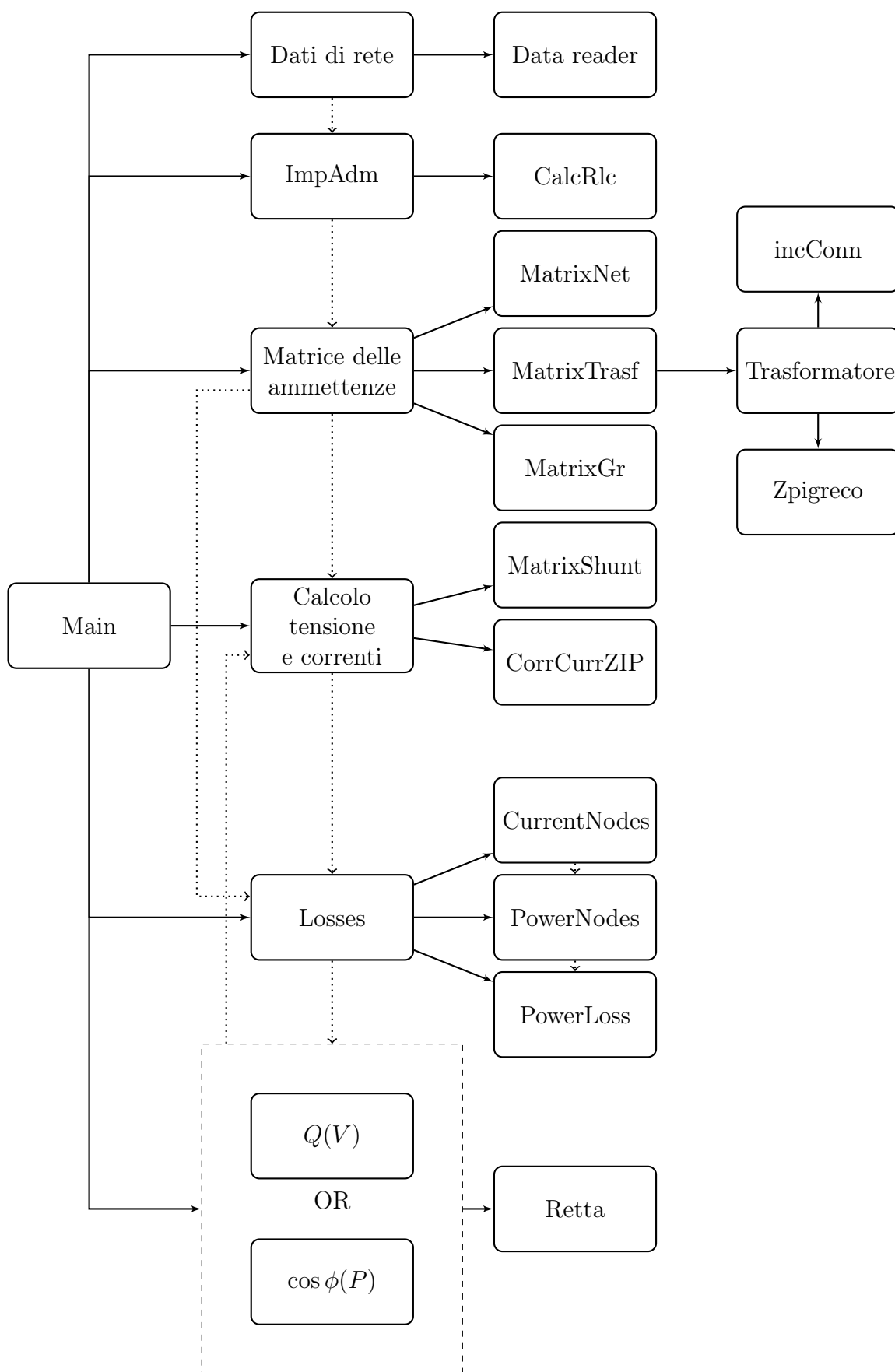


Figura 6.1: Diagramma di flusso del programma.

Capitolo 7

Esempi su rete test in BT

Il seguente capitolo si pone l'obiettivo di, definita la rete, in termini di topologia e caratteristiche, analizzare varie configurazioni di generatore/carico attraverso il programma multiconduttore. Tale rete è presentata in Fig.7.1 e i suoi parametri sono i riportati in Tab.7.1 e in Tab.7.2.

Si scelga quindi la configurazione 1. Inoltre la lunghezza di ogni ramo è:

$$\begin{cases} l_1 = 24m \\ l_2 = 36,2m \\ l_3 = 45,7m \end{cases}$$

Saranno studiate nel seguito 3 tipi di configurazione di rete in base a localizzazione dei carichi e generatori:

1. rete caratterizzata dal pareggio locale al nodo della potenza generata con quella richiesta da carichi;
2. rete caratterizzata da uno squilibrio locale di potenza in un nodo (surplus di GD locale) ma che viene equilibrato globalmente in rete;
3. rete caratterizzata dall'assenza di equilibrio tra generazione e carico.

Per ognuna di queste sarà effettuata prima per la rete passiva e poi per quella attiva, con $\cos \phi$ unitario, ottenendo un confronto tra le due. In seguito verranno trovati dei grafici che descrivono il contributo della GD alle perdite in proporzione

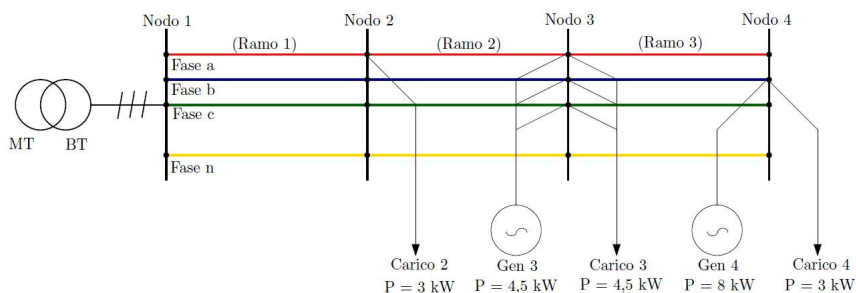


Figura 7.1: Rete test.

Tipo	Diametro	GMR	RES	CON	COR
[-]	[mm]	[-]	[Ω]	[S]	[A]
1	986	0,7788	0,507	0	260
2	15,73	0,7788	0,212	0	330

Tabella 7.1: Caratteristiche conduttori rete test.

Fase	Tipo1		Tipo2	
	X	Y	X	Y
[-]	[m]	[m]	[m]	[m]
a	0	1,99	0	1,99
b	0,010	1,99	0,016	1,99
c	0	2	0	2
n	0,010	2	0,016	2

Tabella 7.2: Coordinate conduttori rete test.

alla variazione della potenza attiva da loro prodotta e di quella reattiva variandone il $\cos \phi$ di funzionamento. Saranno calcolate le perdite in tre casi per ogni rete:

1. $P_G = 0$;
2. $P_G = P_i$;
3. $P_G = 2P_i$.

7.1 Pareggio locale potenza Generata/Richiesta

La rete analizzata è riportata in Fig.7.2. I valori delle perdite sono in Tab.7.3, mentre in Fig.7.3 si apprezza l'andamento delle perdite con il variare della potenza generata. In seguito si riportano alcune osservazioni:

- quando la potenza generata è uguale a quella dei carichi non ci sono perdite, visto che ogni carico viene alimentato in modo locale dal medesimo generatore;

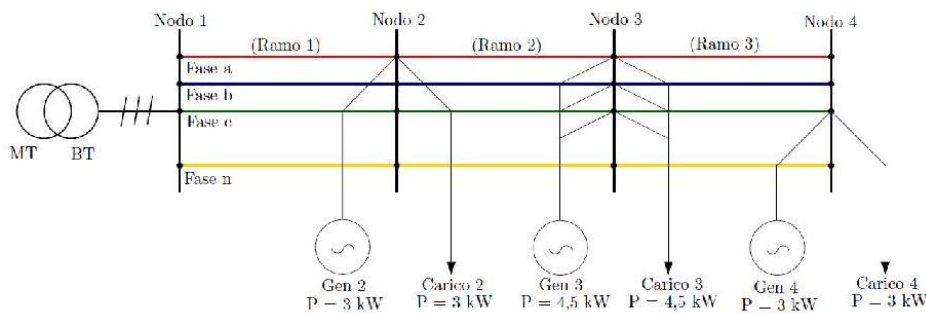


Figura 7.2: Rete test in configurazione di pareggio.

$\frac{P_g}{P_l}$ [-]	Totali [W]	Fase a [W]	Fase b [W]	Fase c [W]	Neutro [W]
0	71,6	17,9	10,3	34,7	8,7
1	0	0	0	0	0
2	70,2	17,9	10,3	33,8	8,4

Tabella 7.3: Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di pareggio.

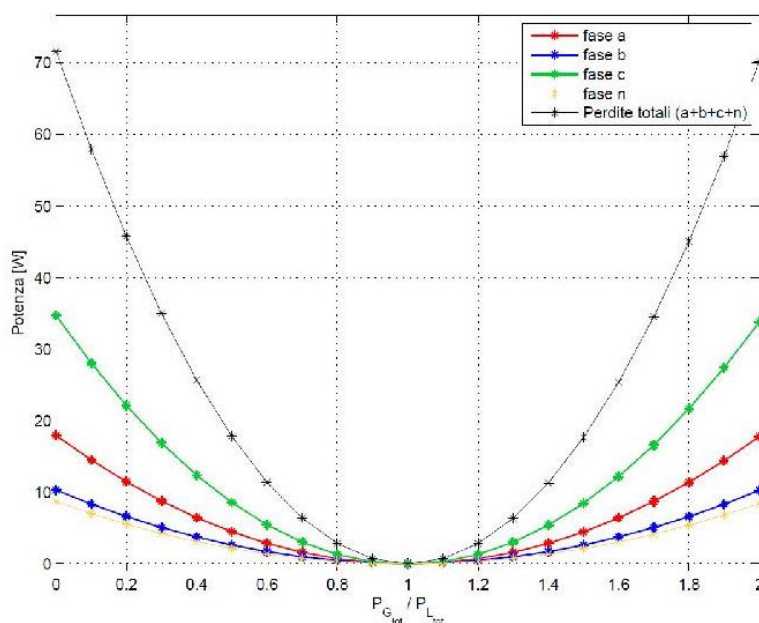


Figura 7.3: Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di pareggio.

- si parte da una condizione di rete passiva in cui non c'è generazione, poi aumentando la generazione le perdite diminuiscono parabolicamente;
- dopo il punto di pareggio le perdite aumentano (parabolicamente) poichè la potenza della *GD* supera quella dei carichi e quindi si ha un'inversione del flusso con conseguente inversione del verso delle correnti che cominciano ad aumentare.

Quindi nel caso con $\frac{P_g}{P_l} = 1$ la *GD* ha un comportamento virtuoso per la rete poichè l'alimentazione non è effettuata attraverso sbarra del trasformatore di cabina secondaria. Come conclusione a queste osservazioni possiamo dire una cosa rilevante per la gestione delle reti attive: la *GD* rappresenta sicuramente un beneficio perchè porta alla riduzione delle correnti di carico che circolano in rete ma solo se è vincolata a rimanere al di sotto della potenza richiesta altrimenti, se la *GD* è in surplus e risulta impossibilitata per via del collegamento a scambiare potenza con altri carichi, ci sarebbe la copertura totale delle correnti di carico

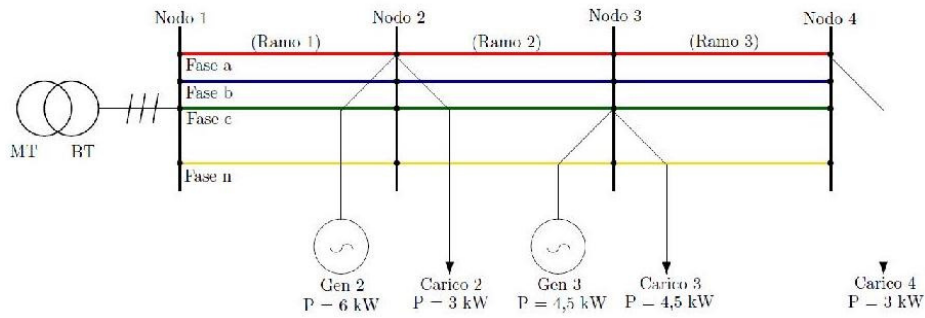


Figura 7.4: Rete test in configurazione di squilibrio locale.

$\frac{P_g}{P_l}$ [-]	Totali [W]	Fase a [W]	Fase b [W]	Fase c [W]	Neutro [W]
0	39,9	15,0	0	14,6	15,7
1	13,6	6,3	0	0	6,2
2	47,2	10,3	0	14,7	22,3

Tabella 7.4: Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio locale.

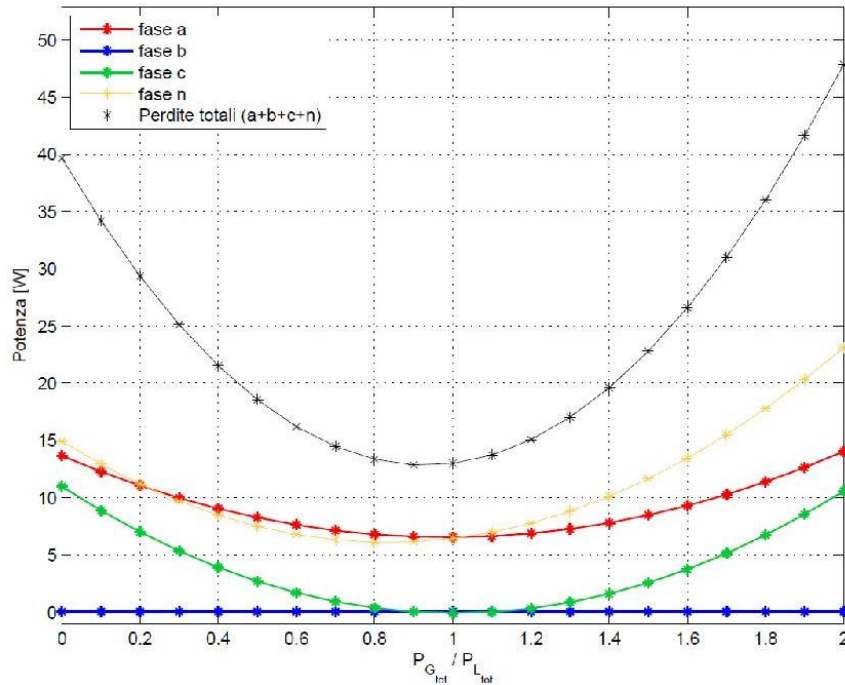


Figura 7.5: Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio locale.

locale ma in rete comunque circolerebbe una corrente dovuta a tale surplus e quindi per le perdite si ha una situazione duale al caso di rete passiva.

7.2 Squilibrio locale di potenza

La rete analizzata è riportata in Fig.7.5. I valori delle perdite sono in Tab.7.5, mentre in Fig.7.5 si apprezza l'andamento delle perdite con il variare della potenza generata.

In seguito si riportano alcune osservazioni:

- poichè la fase b non è caricata con nessun carico su di essa non ci sono perdite per ogni valore di potenza generata;
- nella situazione di pareggio non ci sono più perdite nulle dovuto al fatto che ci dovrà essere una generatore che alimenta il nodo 4;
- si ha ancora un andamento parabolico, con un minimo che è circa a 0.9 poichè sul neutro le perdite raggiungono il minimo prima del pareggio generazione carico, e con una fase di ricrescita subito dopo il pareggio.
- nel punto tale che $P_g = 2P_l$ si ha lo stesso quantitativo di perdite nelle fasi a,b,c mentre sul neutro sono diverse hanno un valore praticamente doppio.
- complessivamente nel neutro ci sono più perdite rispetto al caso precedente, visto la non presenza di un carico trifase.

7.3 Squilibrio totale di potenza

La rete analizzata è riportata in Fig.7.7. I valori delle perdite sono in Tab.7.7, mentre in Fig.7.7 si apprezza l'andamento delle perdite con il variare della potenza generata. In seguito si riportano alcune osservazioni:

- la fase b è caricata, di conseguenza le perdite sono maggiori;
- le perdite sul neutro sono minori rispetto al caso precedente questo perchè è presente un carico trifase e quindi ci sarà minor squilibrio di corrente;
- nel momento di pareggio non ho perdite totali nulle, perchè ho un flusso di potenza che mi occupa la fase b;
- l'andamento è ovviamente sempre parabolico con minimo circa a 0.7;
- il minimo della fase a lo si ha per un rapporto circa $\frac{1}{3}$ e questo vuol dire che con un eccesso di potenza generata da G3 si va ad alimentare il carico L2 ed il restante quantitativo per coprire il suo fabbisogno lo dà la rete da sbarra ma richiamando meno corrente e quindi limitando le perdite; quindi il minimo per tale fase di rete risulta quando L2 è alimentato sia da G3 che dal nodo di saldo.

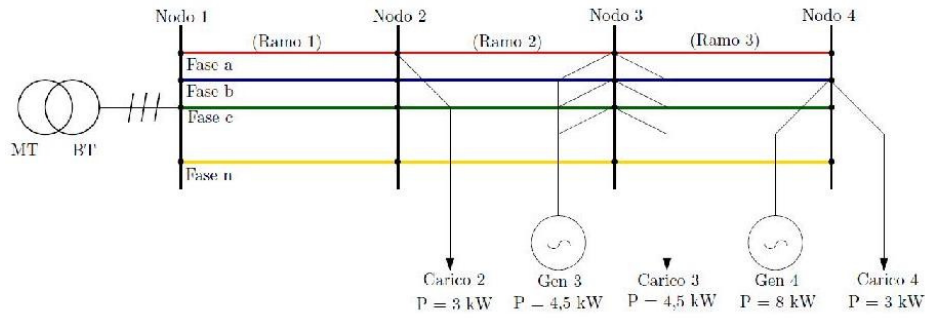


Figura 7.6: Rete test in configurazione di squilibrio totale.

$\frac{P_g}{P_l}$ [-]	Totali [W]	Fase a [W]	Fase b [W]	Fase c [W]	Neutro [W]
0	70,1	20,1	30	8,7	11,3
1	25,2	1,0	10,8	0	13,4
2	220,3	10,1	119,3	13,5	77,4

Tabella 7.5: Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio totale.

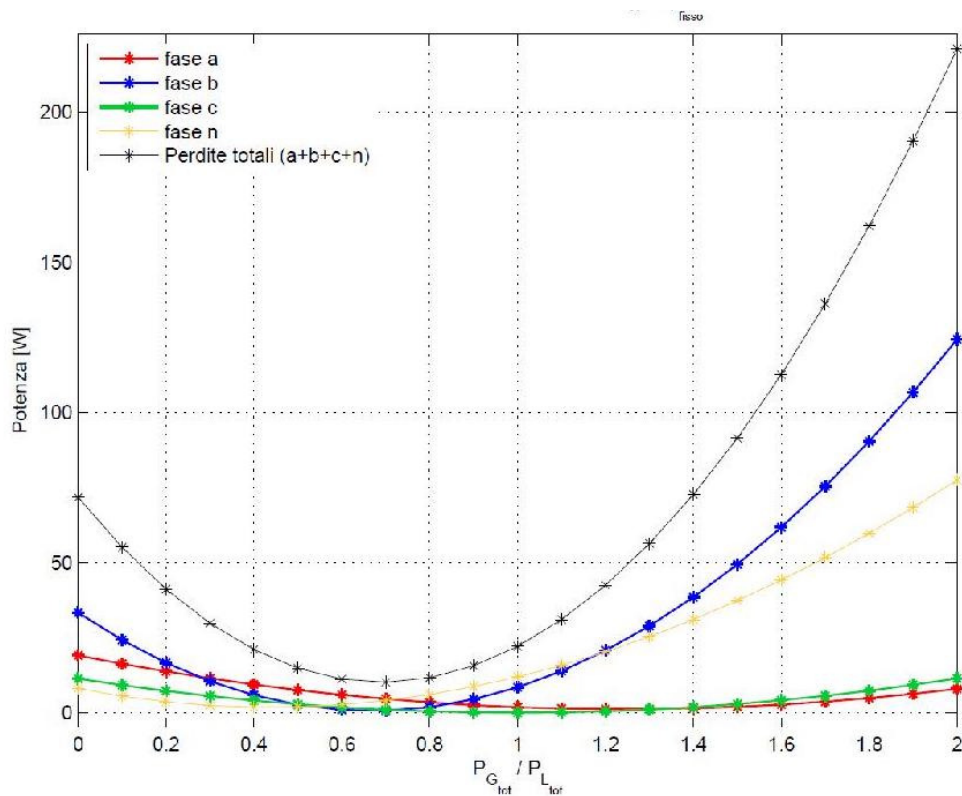


Figura 7.7: Perdite al variare della potenza generata per la configurazione di squilibrio totale.

Capitolo 8

Caso studio: rete di riferimento in BT

La rete per il caso studio è parte della rete di riferimento in BT europea presentata nel "Cigrè C6 task force report on benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources". Tale rete ha una particolarità poichè i generatori fotovoltaici o meglio gli inverter dei generatori sono chiamati in causa per portare una regolazione di tensione in abbassamento/aumento tramite l'erogazione (oltre alla componente attiva) di una componente di potenza reattiva prestabilita secondo tre fasce di capability. Le tre capability diverse sono descritte in parte nella norma CEI 0-21 che regola la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica. I tre tipi di regolazione sono stati visti nel capitolo 5.

8.1 Caratteristiche rete

La rete analizzata è riportata in Fig.8.1. Si possono notare 5 feeder, che partono dal trasformatore MV/LV (i cui dati di targa sono riportati in Tab.9.1) posizionato tra il nodo 1 e il nodo 2. Essi sono:

1. *blu*, rami 1,2,3,4 e 5;
2. *verde*, rami 6,10;
3. *giallo*, ramo 11;
4. *arancione*, ramo 9 ;
5. *rosso*, rami 7 e 8.

V_1 [V]	V_2 [V]	S_n [kVA]	v_{cc} [%]	P_{cc} [%]	P_0 [%]	i_0 [-]	gruppo [-]	dU [-]	Tap [%]
20000	400	400	4	1,00	0,50	1,00	1	1	0

Tabella 8.1: Caratteristiche Trasformatore rete Cigrè.

Conf.	Fase	Tipo	X	Y
[–]	[–]	[–]	[m]	[m]
1	1	1	0,05	0,15
1	2	1	0,00	0,15
1	3	1	0,05	0,10
1	4	2	0,00	0,10
2	1	2	0,04	0,14
2	2	2	0,00	0,14
2	3	2	0,04	0,10
2	4	3	0,00	0,10
3	1	3	0,04	0,14
3	2	3	0,00	0,14
3	3	3	0,04	0,10
3	4	6	0,00	0,10
4	1	4	0,02	0,12
4	2	4	0,00	0,12
4	3	4	0,02	0,10
4	4	7	0,00	0,10
5	1	5	0,03	0,13
5	2	5	0,00	0,13
5	3	5	0,03	0,10
5	4	7	0,00	0,10
6	1	6	0,03	0,13
6	2	6	0,00	0,13
6	3	6	0,03	0,10
6	4	5	0,00	0,10

Tabella 8.2: Diverse configurazioni utilizzate per la rete Cigrè.

Tipo	Diametro	GMR	RES	CON	COR
[–]	[m]	[–]	[Ω]	[S]	[A]
1	0,0175	0,766 86	0,162	0	240
2	0,0138	0,769 57	0,265	0	240
3	0,0124	0,766 13	0,325	0	240
4	0,005 64	0,780 14	1,54	0	240
5	0,006 68	0,778 44	1,11	0	240
6	0,009 44	0,779 66	0,568	0	240
7	0,0051	0,7788	1,15	0	240

Tabella 8.3: Caratteristiche conduttori per la rete Cigrè.

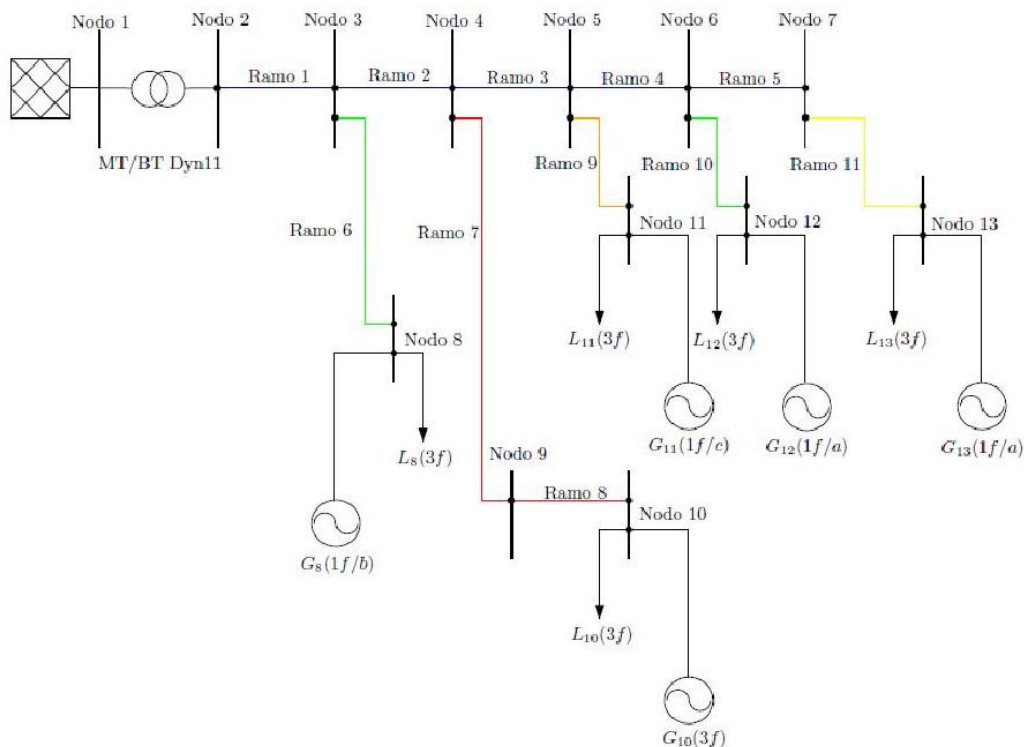


Figura 8.1: Rete in analisi.

8.1.1 Conduttori

In Tab.8.3 vengono riportate i tipi di conduttore utilizzati nella rete. Mentre in Tab.8.2 vengono riportate le configurazioni utilizzate nella rete comprendenti anche le coordinate di ciascuna configurazione.

8.1.2 Bus e rami

La rete consta di 13 bus, ognuno ha una resistenza di messa a terra $R_c = 10^{-10}$. Per quello che riguarda le tensioni di base esse sono tutte pari a 400 V, tranne per il bus1 che è pari a 20 kV. I rami invece sono 12.

8.1.3 Carichi

I dati relativi ai carichi sono riportati in Tab.8.5, ognuno ha un profilo caratteristico:

- *AGR*: agrario (Fig.8.2a), i picchi si hanno in corrispondenza del momento di mungitura del bestiame e di altre operazioni;
- *COM*: commerciale (Fig.8.2b), i picchi si hanno nelle ore centrali del giorno (ore lavorative);
- *RES*: residenziale (Fig.8.2c), i picchi si hanno nella prima fascia della mattinata, a mezzogiorno e alla sera.

Nodo [-]	Fase [-]	P [W]	PF [-]	Profilo [-]
8	1	7000	0,9	RES
8	2	6000	0,9	AGR
8	3	3000	0,9	COM
10	1	20 400	0,9	AGR
10	2	30 000	0,9	AGR
10	3	30 000	0,9	RES
11	1	16 500	0,9	COM
11	2	19 800	0,9	COM
11	3	22 000	0,9	RES
12	1	3600	0,9	AGR
12	2	5000	0,9	RES
12	3	7000	0,9	RES
13	1	14 000	0,9	RES
13	2	15 400	0,9	COM
13	3	19 000	0,9	RES

Tabella 8.4: Caratteristiche carichi per la rete Cigrè.

Tali profili sono riportati in Fig.8.2, mentre il profilo totale è riportato in Fig.8.3. Inoltre sommando tutti i carichi in tutto il periodo si ottiene l'assorbimento totale di energia dei carichi:

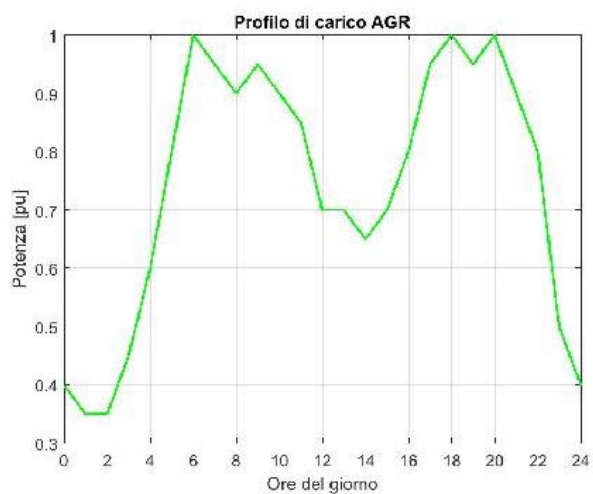
$$E_{loads} = 800,55 \text{ MWh}$$

8.1.4 Generatori

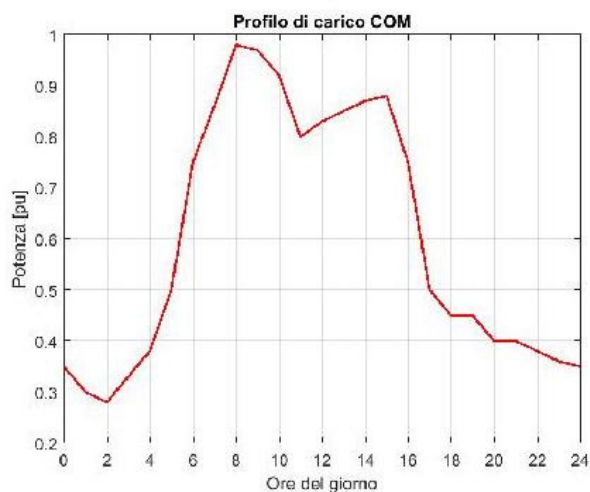
Facendo riferimento alla figura 8.4 come sia il profilo di un carico durante un giorno: si ha una zona dove inizia la produzione, in questo caso intorno alle 8.00, poi si ha picco di produzione alle 12.00 e infine la produzione finisce intorno alle 17.00. Invece facendo riferimento alla Fig.8.5 si apprezza l'andamento della generazione in tutto il periodo di analisi.

Nodo [-]	Fase [-]	P [W]	PF [-]	Tipo [-]
8	2	15 000	0,9	RES
10	1	10 000	0,9	AGR
10	2	10 000	0,9	COM
10	3	10 000	0,9	AGR
11	3	15 000	0,9	AGR
12	1	8000	0,9	RES
13	1	15 000	0,9	COM

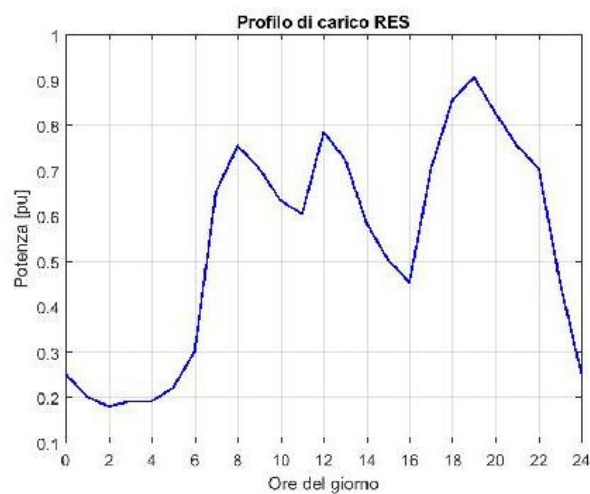
Tabella 8.5: Caratteristiche generatori per la rete Cigrè.



(a) Profilo AGR.



(b) Profilo COM.



(c) Profilo RES.

Figura 8.2: Tipologie di carico.

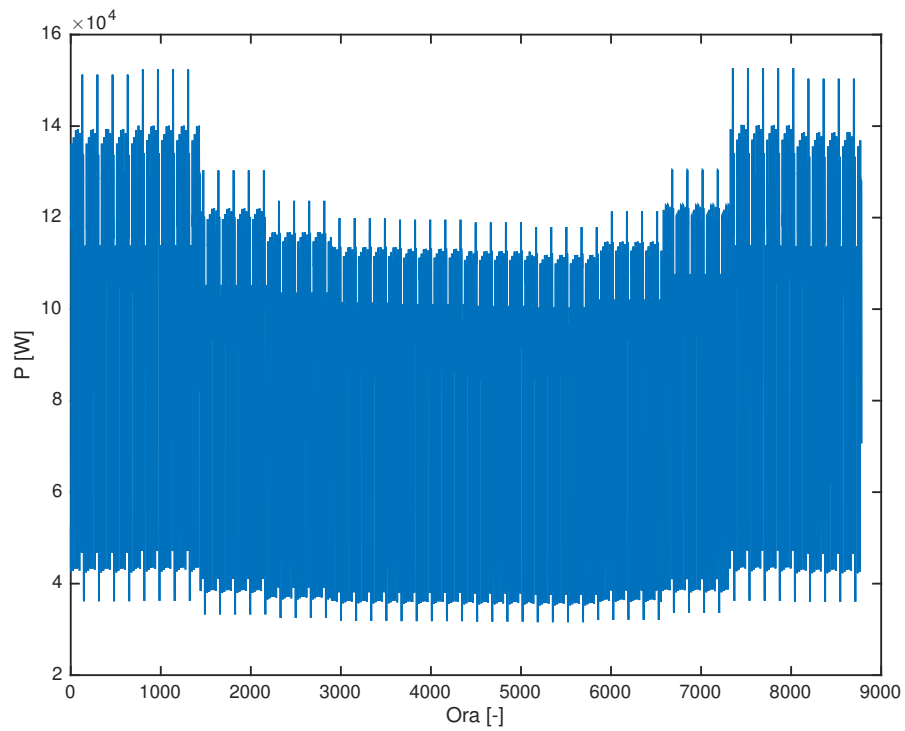


Figura 8.3: Profilo orario in un anno della somma di tutti i carichi.

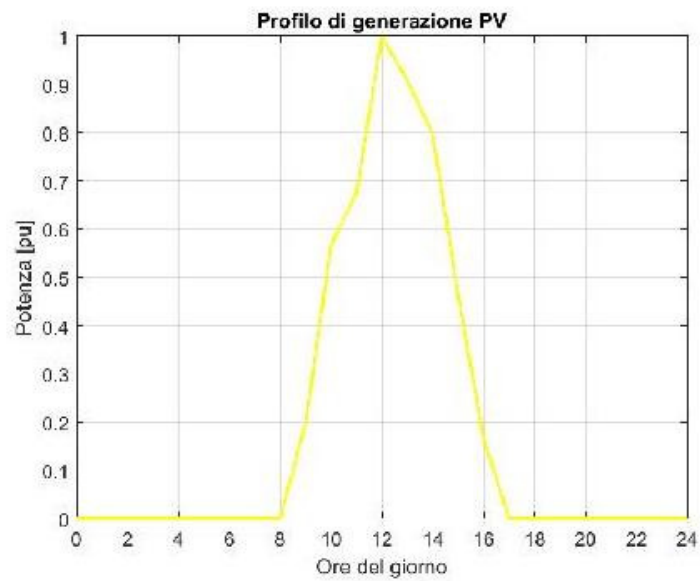


Figura 8.4: Profilo generazione.

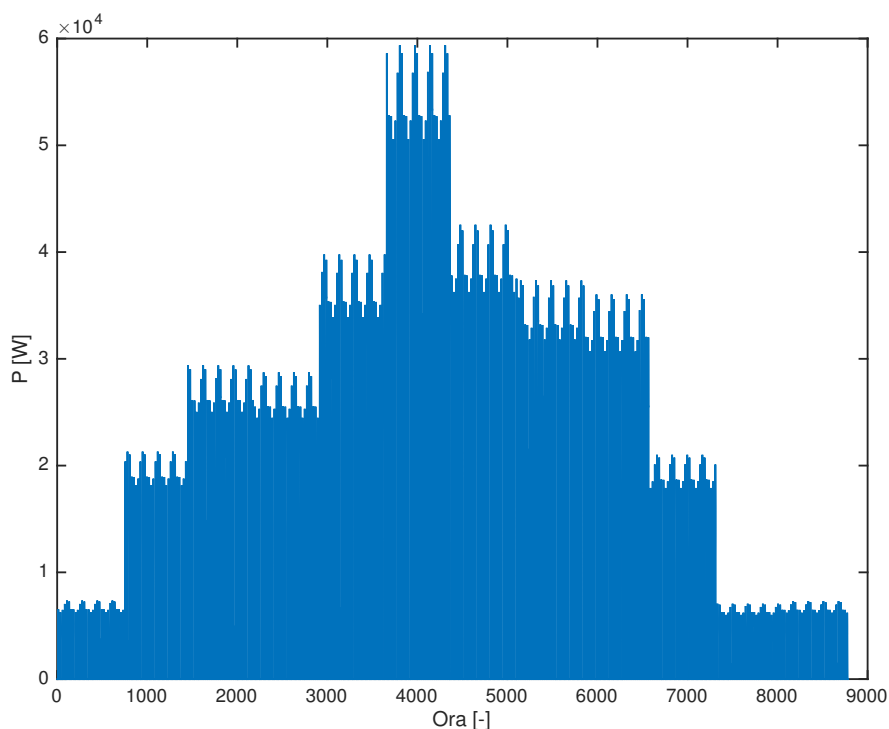


Figura 8.5: Profilo orario in un anno dei generatori.

Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
21,935	31,275	53,209	6,64

Tabella 8.6: Risultati scenario base.

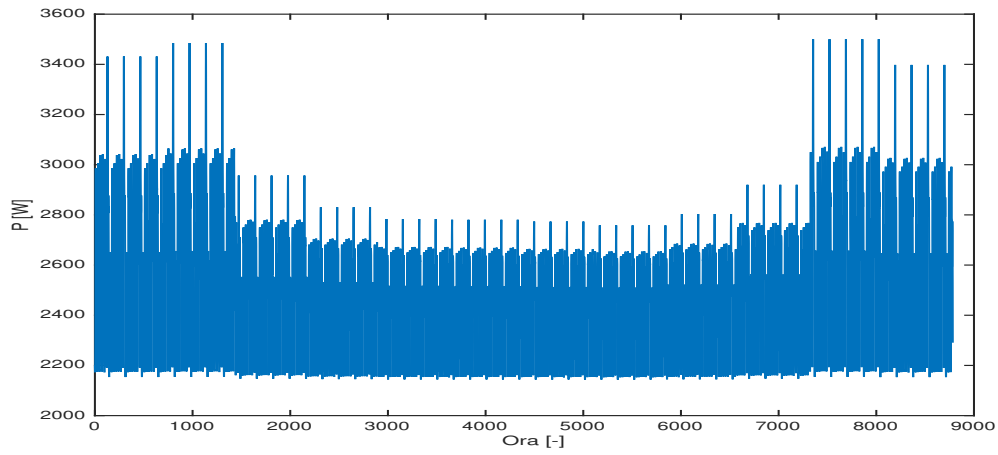
8.2 Scenario base

Nello scenario base la rete viene considerata passiva, pertanto tutti i generatori sono sconnessi; questo si ottiene ponendo a zero il valore di potenza nominale sul file 'Generators' che si trova nel file excel dei dati input di ingresso.

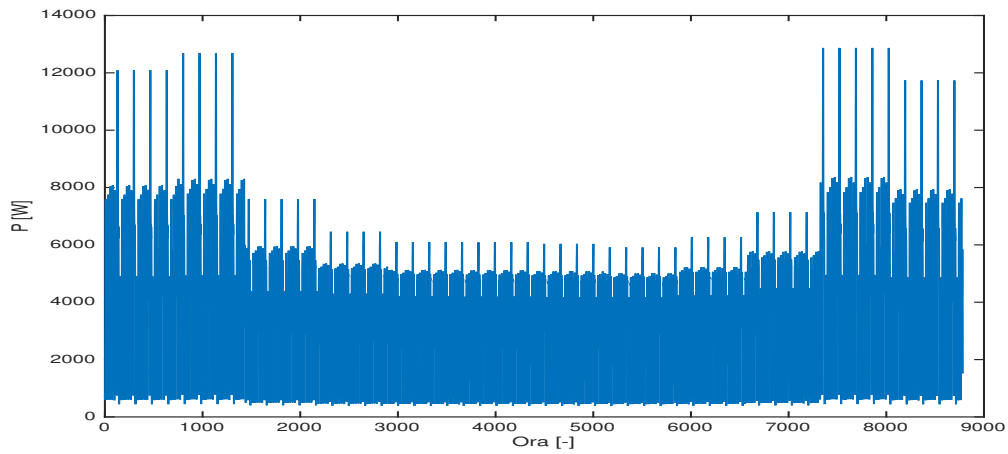
I risultati sono riportati in Tab.8.6, mentre in Fig.8.6 vengono riportate in funzione del tempo (intero periodo di analisi) le perdite sul trasformatore (Fig.8.6a), sulla linea (Fig.8.6b) e quelle totali (Fig.8.6c).

Alcune osservazioni vengono riportate nel seguito:

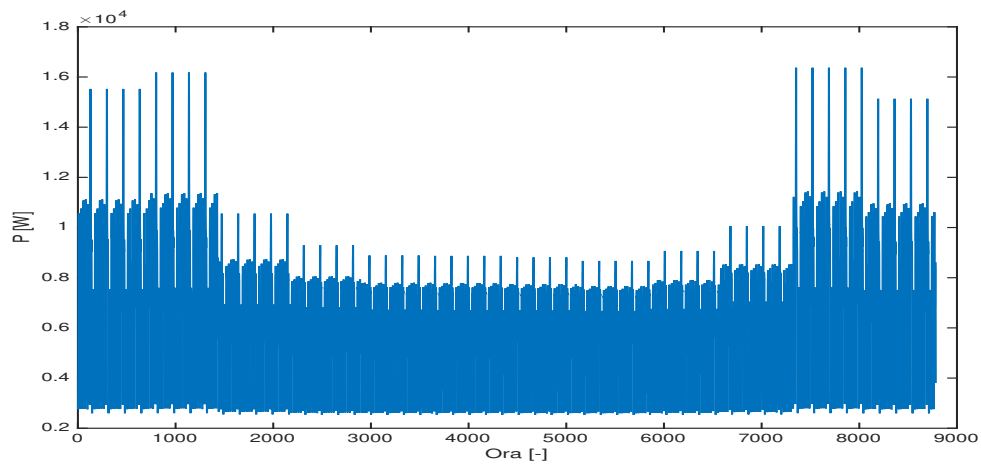
- l'andamento delle perdite segue l'andamento dei carichi riportato in Fig.8.5, d'altra parte aumentando il carico totale aumenterà anche la corrente e di conseguenza anche le perdite;
- i termini di perdita sulla linea sono maggiori che quelli sul trasformatore;



(a) Perdite sul trasformatore.



(b) Perdite sulla linea.



(c) Perdite totali.

Figura 8.6: Perdite in funzione dell'ora.

Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
21,686 (-1.13%)	29,749 (-4.87%)	51,435 (-3.3%)	6,42 (-3.41%)

Tabella 8.7: Risultati scenario 2.

	Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
Triangolare	21,705 (-1.04%)	29,978 (-4.14%)	51,683 (-2.86%)	6,45 (-2.77%)
Rettangolare	21,718 (-0.98%)	30,027 (-3.99%)	51,745 (-2.75%)	6,46 (-2.76%)
Circolare	21,838 (-0.44%)	30,662 (-1.96%)	52,500 (-1.3%)	6,56 (-1.23%)

Tabella 8.8: Risultati scenari con regolazione della tensione.

- il coefficiente di perdita LC è pari a:

$$LC = \frac{53.209}{800.55} \cdot 100 = 6.64\%$$

- le perdite sul neutro sono praticamente nulle.

8.3 Scenario 2

Gli andamenti delle varie perdite sono riportati in Fig.8.7 confrontati con lo scenario base.

Alcune osservazioni vengono riportate nel seguito:

- tutte le perdite diminuiscono, in particolare nel periodo centrale, vista la maggiore produzione da parte dei generatori;
- il coefficiente di perdita LC è pari a:

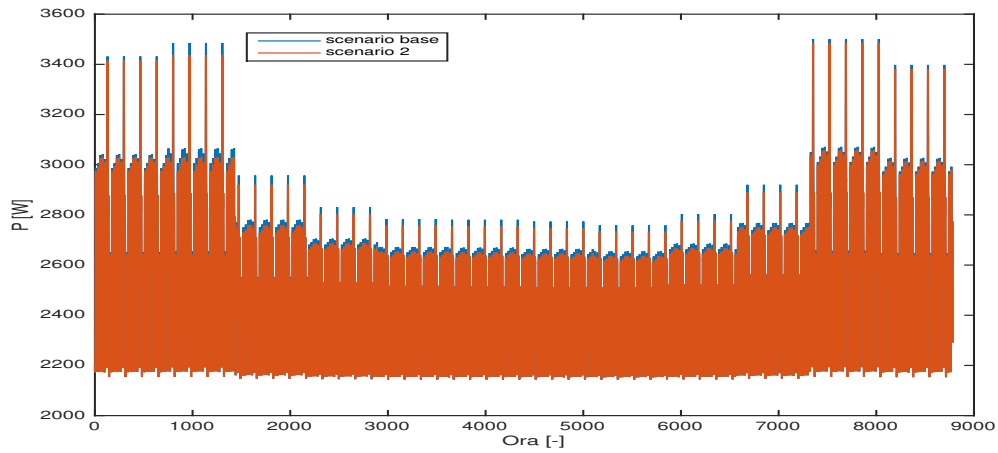
$$LC = \frac{51.435}{800.55} \cdot 100 = 6.42\%$$

- le perdite sul neutro sono praticamente nulle.

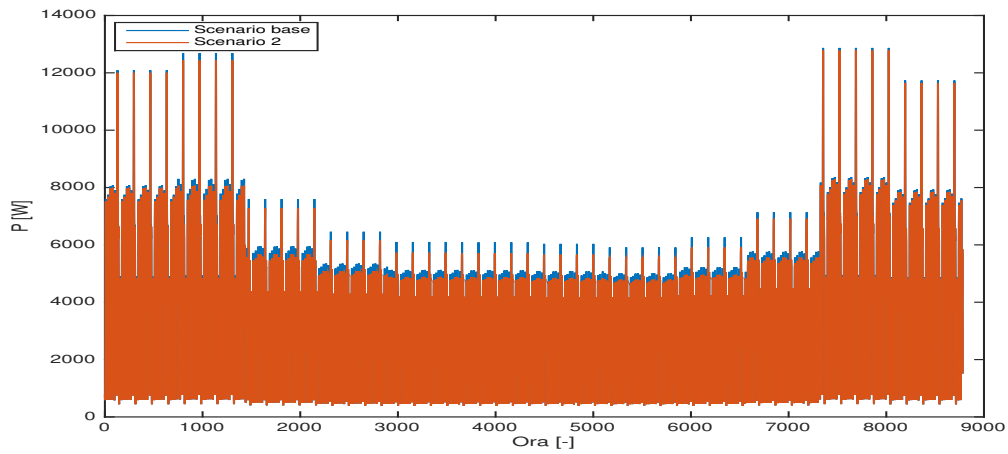
8.4 Scenario 3

In questa analisi verranno considerati i tre tipi di regolazione della tensione e si vedrà quale ha la maggiore influenza sulle perdite.

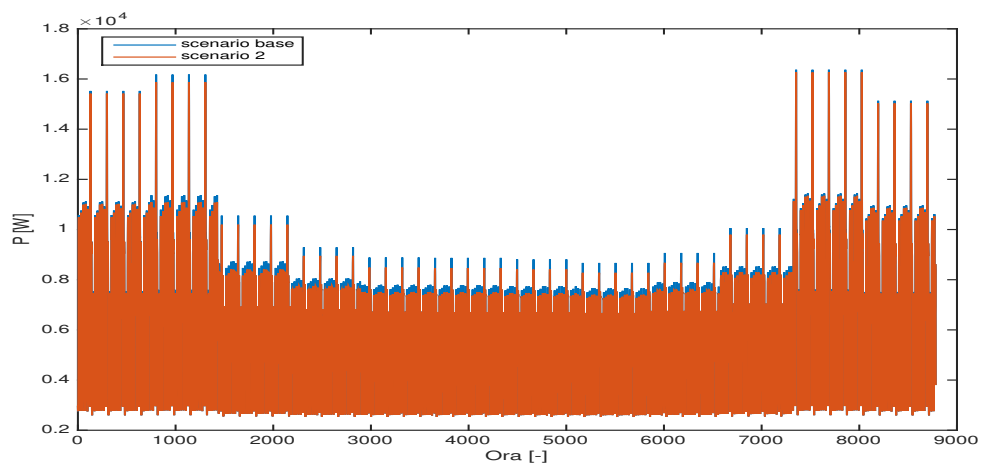
I risultati sono riportati in Tab.8.8.



(a) Perdite sul trasformatore.



(b) Perdite sulla linea.



(c) Perdite totali.

Figura 8.7: Perdite in funzione dell'ora.

Come ci si aspettava lo scenario che ha la maggiore influenza sulle perdite è la regolazione di tipo circolare. In generale tutte e tre le regolazioni operano un peggioramento delle perdite rispetto al caso attivo (scenario 2).

Capitolo 9

Caso studio: rete BT Trentino

Nel seguente capitolo verrà considerata una rete BT reale, in particolare quella trentina. Inizialmente verrà descritta tale rete ossia verrà presentata la topologia, il tipo di conduttori, carichi e generatori.

In seguito tale rete verrà studiata, tramite il programma *power-flow* sotto diverse condizioni di generazione come si vede in Fig.9.2; in particolare saranno presentati tre casi:

1. *scenario base*, dove la rete viene considerata passiva, quindi i generatori vengono annullati;
2. *scenario 1*, dove la rete viene considerata attiva, considerando quindi anche i generatori;
3. *scenario 2*, dove la rete viene considerata attiva e viene attivata anche la regolazione della tensione.

9.1 Caratteristiche rete

La rete analizzata è riportata in Fig.9.1. Si possono notare 5 feeder, di cui 4 partono dal trasformatore *MV/LV* (i cui dati di targa sono riportati in Tab.9.1) posizionato tra rete MT e N022. Essi sono:

1. *Santa Croce 1*, in blu, che rappresenta il nodo MT, N022, S1 ;
2. *Santa Croce 2*, in rosso che alimenta 11 carichi;
3. *Santa Croce 3*, in verde che alimenta 63 carichi;

V_1 [V]	V_2 [V]	S_n [kVA]	v_{cc} [%]	p_{cc} [%]	p_0 [%]	i_0 [-]	gruppo [-]	dU [-]	Tap [%]
20000	400	100	4	1,47	0,32	0,841	11	1	0

Tabella 9.1: Caratteristiche Trasformatore rete Trentino.

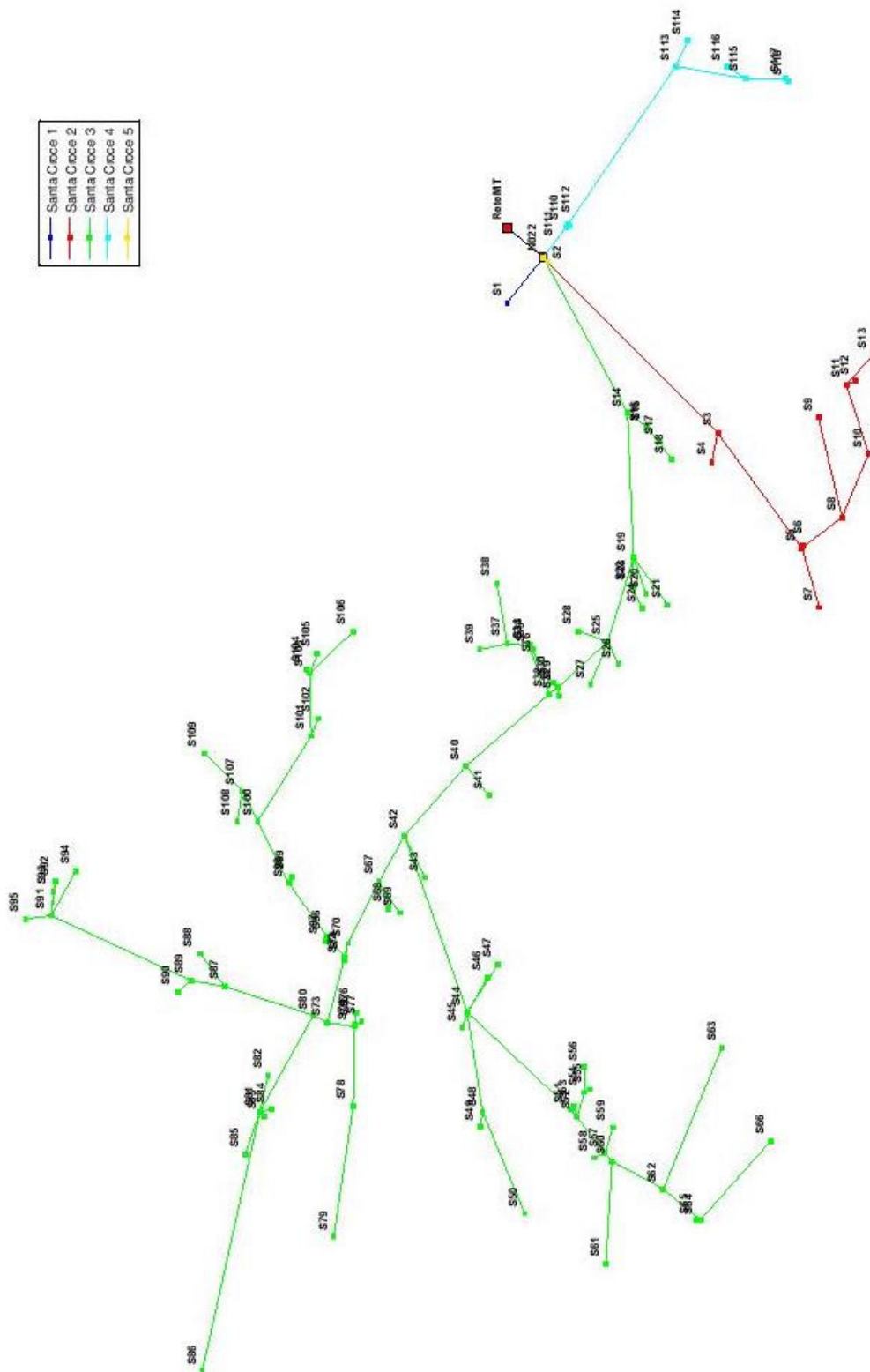


Figura 9.1: Rete in analisi.

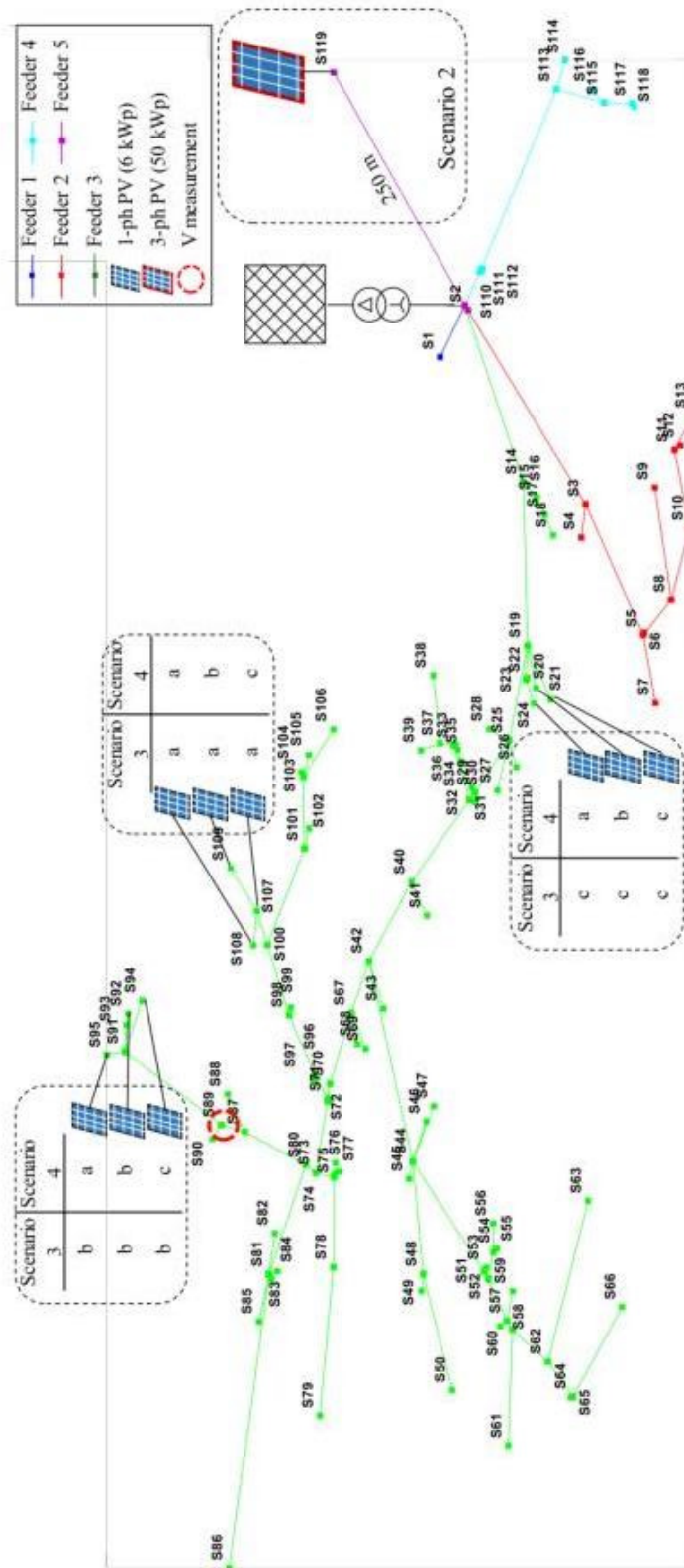


Figura 9.2: Rete in analisi con diversi scenari.

Conf.	Fase	Tipo	X	Y
[–]	[–]	[–]	[m]	[m]
1	1	1	0	–0,8
1	2	1	0,003	–0,8
1	3	1	0	–0,803
1	4	1	0,003	–0,803
2	1	2	0	–0,8
2	2	2	0,0052	–0,8
2	3	2	0	–0,8
2	4	2	0,0063	–0,8
3	1	3	0	–0,8063
3	2	3	0,0063	–0,8063
3	3	3	0	–0,8
3	4	3	0,0094	–0,8
4	1	4	0	–0,8094
4	2	4	0,0094	–0,8
4	3	4	0	–0,8
4	4	4	0,011	–0,8
5	1	4	0	–0,811
5	2	4	0,011	–0,8
5	3	4	0	–0,811
5	4	3	0,011	–0,811
6	1	6	0	–0,8
6	2	6	0,0127	–0,8
6	3	6	0	–0,8127
6	4	4	0,0127	–0,8127

Tabella 9.2: Diverse configurazioni utilizzate rete Trentino.

Tipo	Diametro	GMR	RES	CON	COR
[–]	[m]	[–]	[Ω]	[S]	[A]
1	0,003	0,7788	3,3	0	330
2	0,0052	0,7788	1,21	0	330
3	0,0063	0,7788	0,78	0	330
4	0,0094	0,7788	0,386	0	330
5	0,011	0,7788	0,272	0	330
6	0,0127	0,7788	0,206	0	330

Tabella 9.3: Caratteristiche conduttori rete Trentino.

4. *Santa Croce 4*, in azzurro che alimenta 10 carichi;
5. *Santa Croce 5*, in giallo che rappresenta il nodo S2.

In Fig.9.2 viene riportata la medesima rete considerando anche gli scenari che si andranno ad analizzare, si ponga attenzione che non viene rappresentato il nodo reteMT e quello N022 che invece nei dati input del programma vengono chiamati S1 e S2 e quindi il ramo tra di essi compressi rappresenterà il trasformatore.

9.1.1 Conduttori

In Tab.9.3 vengono riportate i tipi di conduttore utilizzati nella rete. Mentre in Tab.9.2 vengono riportate le configurazioni utilizzate nella rete comprendenti anche le coordinate di ciascuna configurazione.

9.1.2 Bus e rami

La rete consta di 120 bus, ognuno ha una resistenza di messa a terra $R_c = 10^{10}$ tranne per il bus 2 (cioè quello in corrispondenza al trasformatore) che ha una resistenza di messa a terra $R_c = 10^{-10}$. Per quello che riguarda le tensioni di base esse sono tutte pari a 400 V, tranne per il bus1 (ossia il bus in MT) che è pari a 20 kV. I rami invece sono 119. Per lo scenario 2 dove c'è bisogno di una linea dedicata si avranno 121 bus e 120 rami. Si ponga attenzione che con rami si intende anche il trasformatore di conseguenza i rami veri e propri sono 118 (119 per lo scenario 2).

9.1.3 Carichi

La rete ha in totale 79 utenze, di cui 71 monofase e 8 trifase con i seguenti valori:

- *monofase* con $P_n = 1000 \text{ W}$ e $p.f = 0.9$;
- *trifase* con $P_n = 333,33 \text{ W}$ e $p.f = 0.9$.

Tali valori vengono moltiplicati per i valori orari indicati nella curva di carico. Ogni carico ha la propria curva oraria dove in ascissa ci sono tutte le 8784 ore in un anno. Le curve hanno la medesima forma, sono semplicemente scalate. Le curve per il carico 3 (Fig.9.3a) e per il carico 4 (Fig.9.3b) sono riportate in Fig.carichi; per ovvi motivi si è preso in ascissa solo un giorno: 1 Gennaio 2012. Per questa analisi si utilizzeranno quindi i profili di tipo custom per avere una migliore precisione rispetto all'utilizzo di solo carichi divisi per tipo *COM*, *RES*, *IND*. In Fig.9.4 viene rappresentata la somma di tutti i carichi in funzione di tutto il periodo di analisi (anno), si possono quindi notare periodi dove il carico è maggiore e periodi dove il carico è minore. I carichi per ogni nodo sono come in seguito:

- in S1, carico trifase 40;
- in S2, carico trifase 60 e carico trifase 61;

- In S3, non c'è carico;
- in S4, nella fase 1 carico 15, nella fase 2 carico 16, nella fase 3 carico 17;
- in S5, non c'è carico;
- in S6, carico 13;
- in S7, nella fase 2 carico 73, nella fase 3 carico 74;
- in S8, non c'è carico;
- in S9, carico 3;
- in S10, non c'è carico;
- in S11, non c'è carico;
- in S12, carico trifase 12;
- in S13, carico trifase 11;
- in S14, non c'è carico;
- in S15, non c'è carico;
- in S16, carico 26 nella fase 3;
- in S17, non c'è carico;
- in S18, nella fase 1 carico 23, nella fase 2 carico 24, nella fase 3 carico 25;
- in S19, non c'è carico;
- in S20, nella fase 1 carico 78;
- in S21, nella fase 1 carico 21 nella fase 3 carico 22;
- in S22, non c'è carico;
- in S23, nella fase 2 carico 28, nella fase 3 carico 29;
- in S24, nella fase 2 carico 27;
- in S25, non c'è carico;
- in S26, nella fase 2 carico 30 e 31;
- in S27, nella fase 3 carico 34;
- in S28, nella fase 1 carico 70;
- in S29, non c'è carico;
- in S30, non c'è carico;

- in S31, nella fase 2 carico 79;
- in S32, non c'è carico;
- in S33, non c'è carico;
- in S34, nella fase 3 carico 39;
- in S35, nella fase 2 carico 37;
- in S36, nella fase 1 carico 36;
- in S37, nella fase 2 carico 28;
- in S38, nella fase 2 carico 41, nella fase 3 carico 42;
- in S39, nella fase 1 carico 44;
- in S40, non c'è carico;
- in S41, nella fase 3 carico 43;
- in S42, non c'è carico;
- in S43, nella fase 1 carico 29;
- in S44, non c'è carico;
- in S45, nella fase 2 carico 6, nella fase 3 carico 7;
- in S46, nella fase 1 carico 2;
- in S47, nella fase 1 carico 71;
- in S48, non c'è carico;
- in S49, nella fase 1 carico 44;
- in S50, nella fase 2 carico 38;
- in S51, non c'è carico;
- in S52, non c'è carico;
- in S53, nella fase 2 carico 2;
- in S54, non c'è carico;
- in S55, nella fase 3 carico 3;
- in S56, nella fase 1 carico 38;
- in S57, non c'è carico;
- in S58, nella fase 1 carico 35;

- in S59, nella fase 1 carico 32;
- in S60, non c'è carico;
- in S61, nella fase 1 carico 69;
- in S62, non c'è carico;
- in S63, nella fase 1 carico 35;
- in S64, non c'è carico;
- in S65, nella fase 3 carico 17;
- in S66, nella fase 2 carico 14;
- in S67, non c'è carico;
- in S68, nella fase 2 carico 8;
- in S69, non c'è carico;
- in S70, non c'è carico;
- in S71, non c'è carico;
- in S72, non c'è carico;
- in S73, non c'è carico;
- in S74, non c'è carico;
- in S75, nella fase 1 carico 47;
- in S76, nella fase 3 carico 65;
- in S77, nella fase 3 carico 66;
- in S78, non c'è carico;
- in S79, nella fase 1 carico 64;
- in S80, non c'è carico;
- in S81, non c'è carico;
- in S82, nella fase 3 carico 51;
- in S83, nella fase 3 carico 52 e carico 53;
- in S84, nella fase 1 carico 67;
- in S85, nella fase 3 carico 68;
- in S86, nella fase 2 carico 57;

- in S87, non c'è carico;
- in S88, nella fase 2 carico 56;
- in S89, non c'è carico;
- in S90, nella fase 1 carico 58;
- in S91, non c'è carico;
- in S92, nella fase 1 carico 59;
- in S93, nella fase 1 carico 76;
- in S94, nella fase 1 carico 77;
- in S95, nella fase 3 carico 75;
- in S96, non c'è carico;
- in S97, nella fase 3 carico 49;
- in S98, non c'è carico;
- in S99, nella fase carico 50;
- in S100, non c'è carico;
- in S101, non c'è carico;
- in S102, nella fase 1 carico 1;
- in S103, non c'è carico;
- in S104, nella fase 3 carico 10;
- in S105, nella fase 2 carico 9;
- in S106, nella fase 3 carico 48;
- in S107, non c'è carico;
- in S108, nella fase 3 carico 54;
- in S109, carico trifase 55;
- in S110, non c'è carico;
- in S111, nella fase 1 carico 62;
- in S112, nella fase 1 carico 63;
- in S113. non c'è carico;
- in S114, carico trifase 20;

- in S115, non c'è carico;
- in S116, non c'è carico;
- in S117, non c'è carico;
- in S118, carico trifase 72;

Considerando che alcuni carichi hanno un profilo a causa del quale il loro valore di potenza assorbita è sempre zero nei bus S6, S9, S16, S20, S24, S35, S38, S39, S41, S43, S49, S55, S58, S63, S77, S82, S83, S86, S88, S97, S102, S104, S106, S108, S111, mentre nei bus S23 e S45 c'è solo la fase 2.

Di conseguenza riassumendo la situazione per feeder si ha:

1. *feeder 1* (Santacroce 1, S1-S2): 3 carichi trifase;
2. *feeder 2* (Santacroce 2, S3-S13): 5 carichi monofase e 2 carichi trifase;
3. *feeder 3* (Santacroce 3, S14-S109): 38 carichi monofase;
4. *feeder 4* (Santacroce 4, S110-118): 1 carico monofase e 2 carichi trifase;

Inoltre sommando tutti i carichi in tutto il periodo si ottiene l'assorbimento totale di energia dei carichi:

$$E_{loads} = 123,4 \text{ MWh}$$

suddividendoli per feeder si ha:

$$E_{loads,1} = 36,5 \text{ MWh}$$

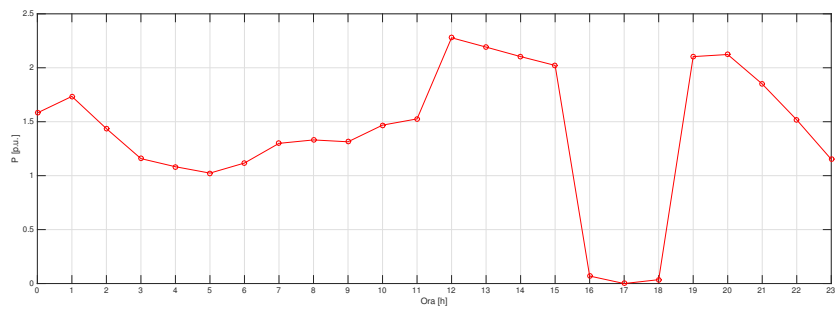
$$E_{loads,2} = 15,97 \text{ MWh}$$

$$E_{loads,3} = 48,408 \text{ MWh}$$

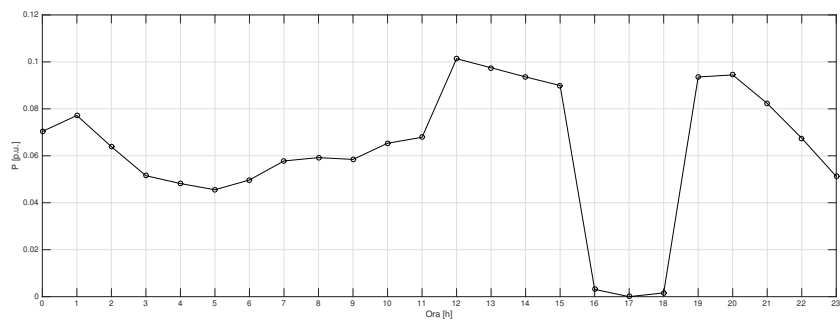
$$E_{loads,4} = 22,522 \text{ MWh}$$

9.1.4 Generatori

Come già detto i generatori e le loro relative configurazioni verranno cambiati in base ai diversi scenari, in questo paragrafo si vuole semplicemente far vedere, facendo riferimento alla figura 9.7 come sia il profilo di un carico durante il 1 Gennaio 2012: si ha una zona dove inizia la produzione, in questo caso intorno alle 8.00, poi si ha picco di produzione alle 12.00 e infine la produzione finisce intorno alle 17.00.



(a) Carico 3.



(b) Carico 4.

Figura 9.3: Profilo orario di due carichi per una giornata.

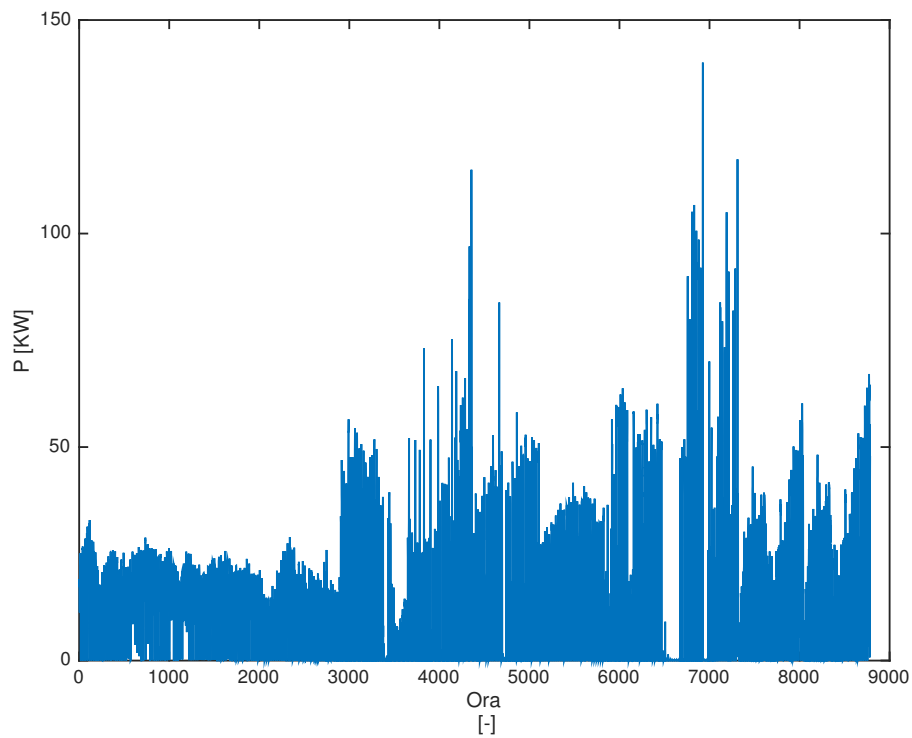


Figura 9.4: Profilo orario in un anno della somma di tutti i carichi.

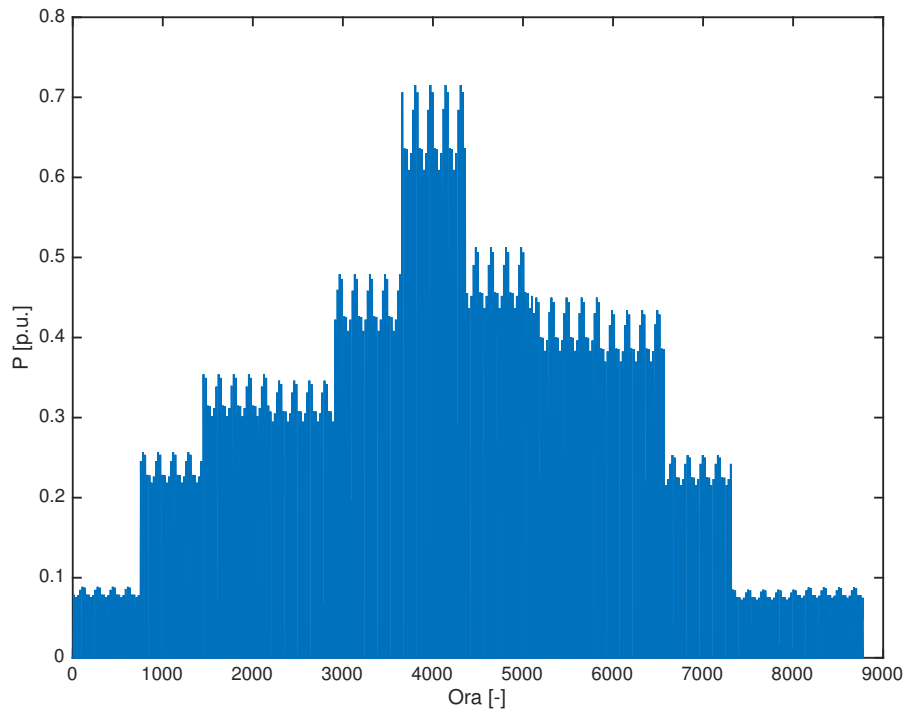


Figura 9.5: Profilo orario della generazione per tutto il periodo di analisi.

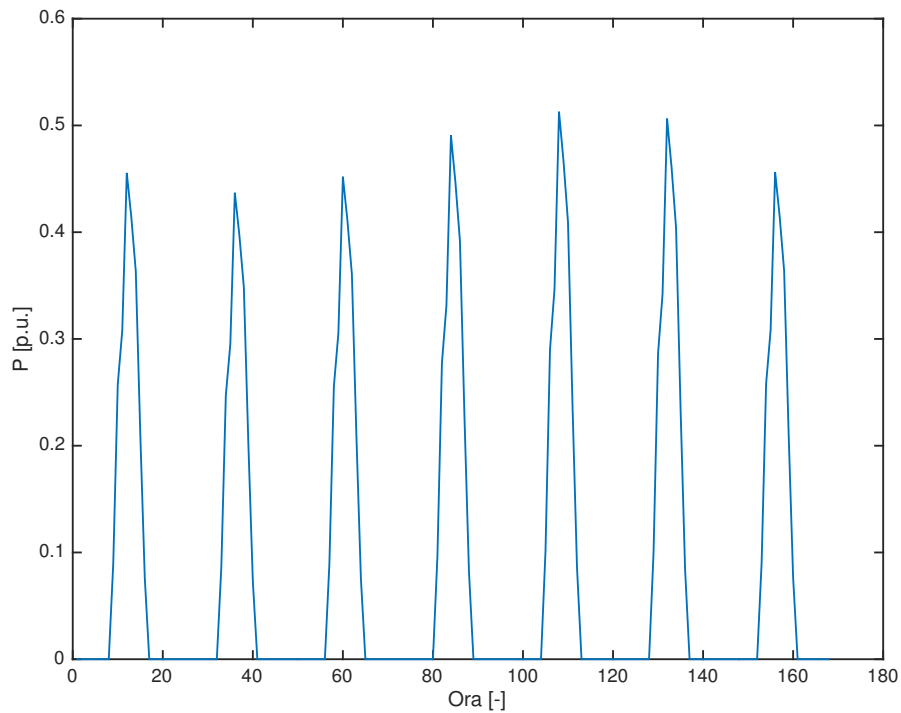


Figura 9.6: Profilo orario della generazione per la prima settimana di Luglio 2012.

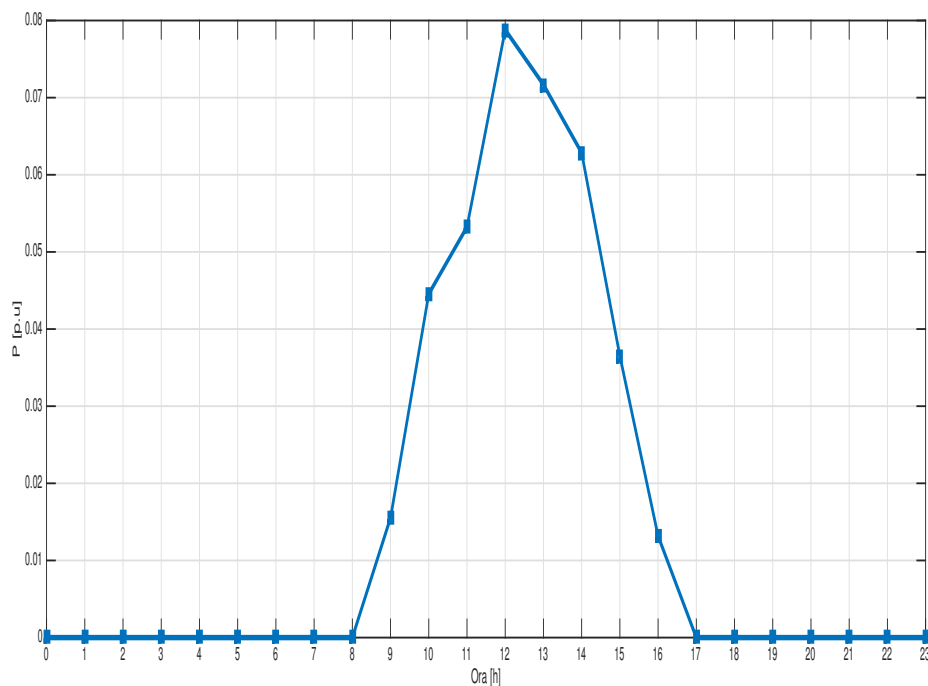


Figura 9.7: Profilo orario caratteristico di un generatore per una giornata.

Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
3,701	1,097	4,798	3,89
74,5%	25,33%	-	-

Tabella 9.4: Risultati scenario base.

feeder 1 [MWh]	feeder 2 [MWh]	feeder 3 [MWh]	feeder 4 [MWh]
0,0195	0,106	0,85	0,0852
0,41%	2,21%	17,71%	1,76%

Tabella 9.5: Perdite di linea nello scenario base.

9.2 Scenario base

Nello scenario base la rete viene considerata passiva, pertanto tutti i generatori sono sconnessi; questo si ottiene ponendo a zero il valore di potenza nominale sul file 'Generators' che si trova nel file excel dei dati input di ingresso.

I risultati sono riportati in Tab.9.4, mentre in Fig.9.8 vengono riportate in funzione del tempo (intero periodo di analisi) le perdite sul trasformatore (Fig.9.8a), sulla linea (Fig.9.8b) e quelle totali (Fig.9.8c). Inoltre in Tab.9.5 ci sono le perdite di linea divise per ogni feeder. Alcune osservazioni vengono riportate nel seguito:

- l'andamento delle perdite segue l'andamento dei carichi riportato in Fig.9.4, d'altra parte aumentando il carico totale aumenterà anche la corrente e di conseguenza anche le perdite;
- i termini di perdita sul trasformatore sono i più importanti:

$$\frac{3.701}{4.798} \cdot 100 = 77\%$$

questo è dovuto alle perdite a vuoto del trasformatore (perdite sul ferro e di magnetizzazione) che non sono legate al carico ma alla tensione di alimentazione, quindi rimangono praticamente inalterate durante il periodo di analisi. Utilizzando i dati di targa del trasformatore, si possono calcolare tali perdite:

$$P_0 = \frac{p_0\%}{100} \cdot 100 = 0,32 \text{ kW} = 320 \text{ W}$$

$$\implies 320 \cdot 8784 = 2,810 \text{ MWh}$$

e quindi percentualmente rispetto alle perdite totali:

$$\frac{2,810}{3,701} \cdot 100 = 76\%$$

e di conseguenza le perdite per effetto Joule sono pari a:

$$3,701 - 2,810 = 0,891 \text{ MWh}$$

e quindi percentualmente rispetto alle perdite totali:

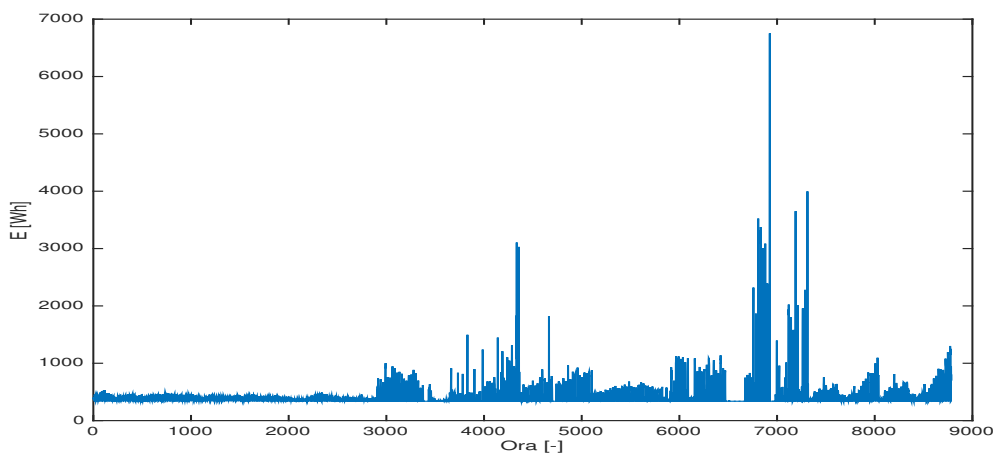
$$\frac{0,891}{3,701} \cdot 100 = 24\%$$

Guardando Fig.9.9, dove vengono riportate le perdite di linea e sul trasformatore per la prima settimana di Luglio 2012 si vede che il valore medio del trasformatore è circa di 320 W come calcolato in precedenza.

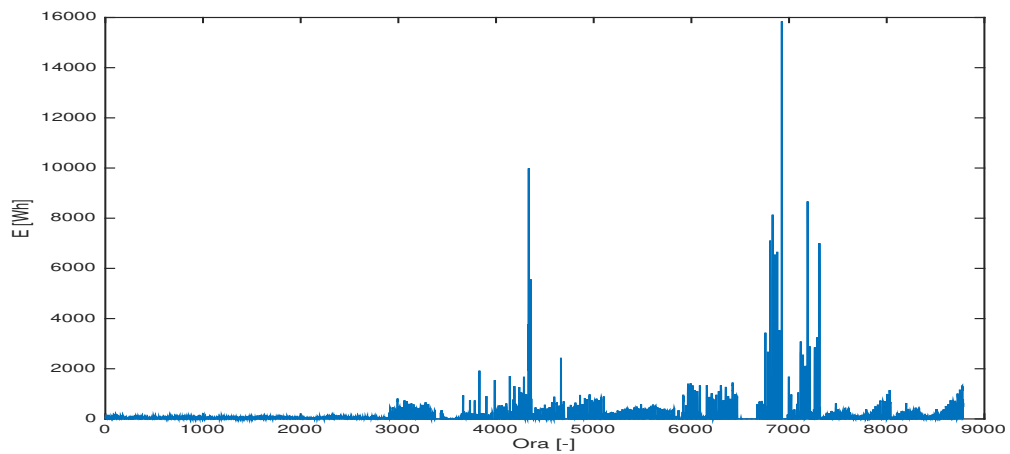
- il coefficiente di perdita LC è pari a:

$$LC = \frac{4.798}{123.4} \cdot 100 = 3.89\%$$

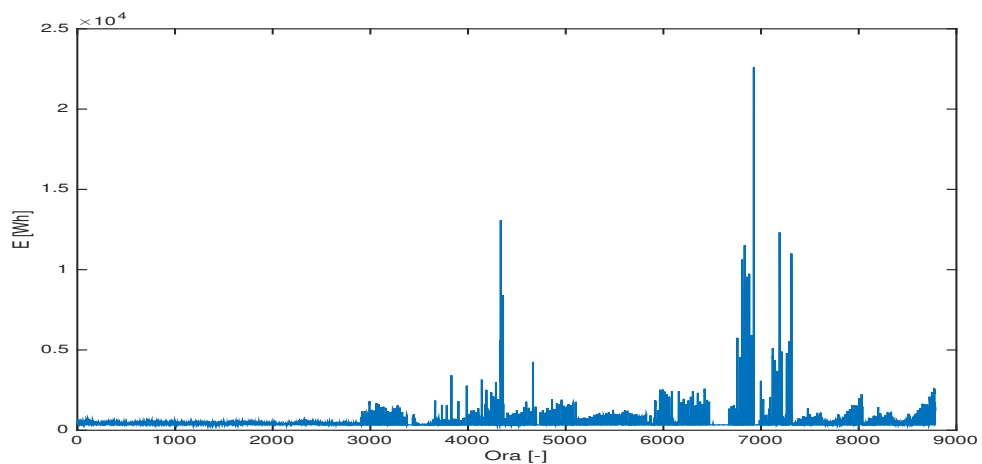
- in Tab.9.5 vengono riportate le perdite di linea divise per feeder, si vede che il feeder con più perdite è ovviamente il terzo; le percentuali sono espresse rispetto alle perdite totali.



(a) Perdite sul trasformatore.



(b) Perdite sulla linea.



(c) Perdite totali.

Figura 9.8: Perdite in funzione dell'ora per lo scenario base.

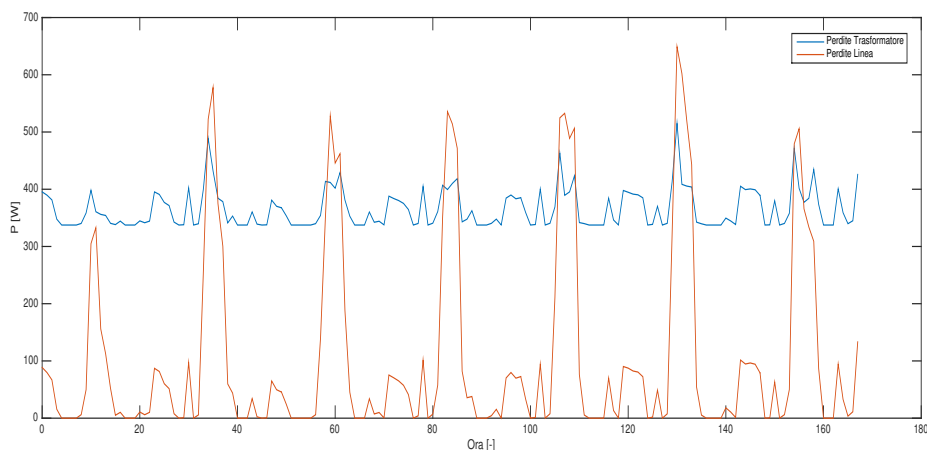


Figura 9.9: Confronto tra perdite sul trasformatore e quelle di linea per la prima settimana di Luglio 2012.

Trasformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
3,552	1,208	4,768	3,86
74,5%	25,33%	-	-

Tabella 9.6: Risultati scenario 2.

9.3 Scenario 2

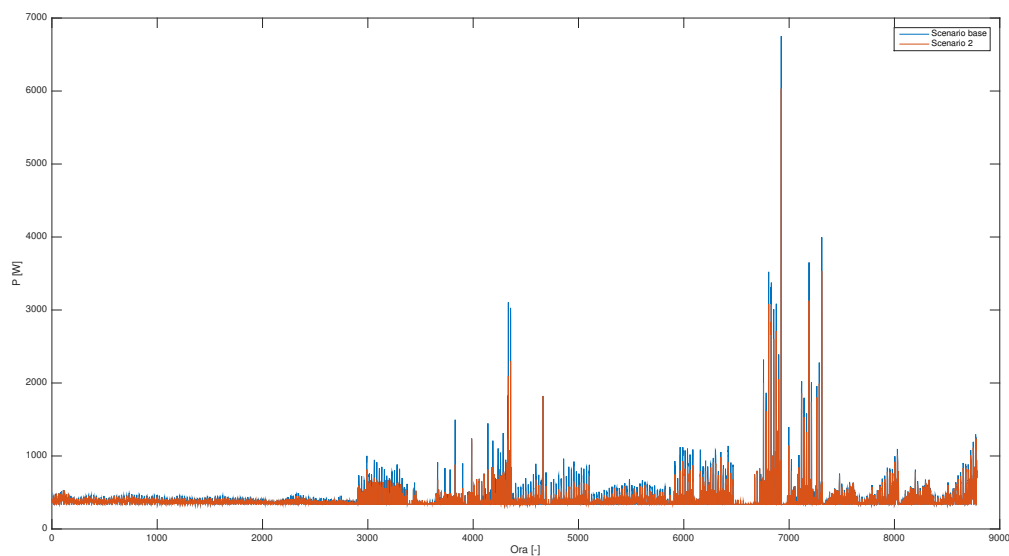
In questo caso un impianto fotovoltaico trifase di potenza nominale di 50 kW è connesso alla rete nel bus 119 tramite linea dedicata; ogni fase ha una potenza nominale di 16,67 con $\cos \phi = 1$, per una produzione annuale di energia di 9,0976 MWh. Le considerazioni fatte per lo scenario base possono essere fatte anche per questo scenario. Le perdite sono riassunte in Tab.9.10, mentre il loro andamento a confronto con lo scenario 2 è riportato in Fig.9.10. Inoltre in Tab.9.7 ci sono le perdite di linea divise per ogni feeder. In questo caso il coefficiente di perdita di perdita è pari a:

$$LC = \frac{4.760}{123.4} = 3,86 \%$$

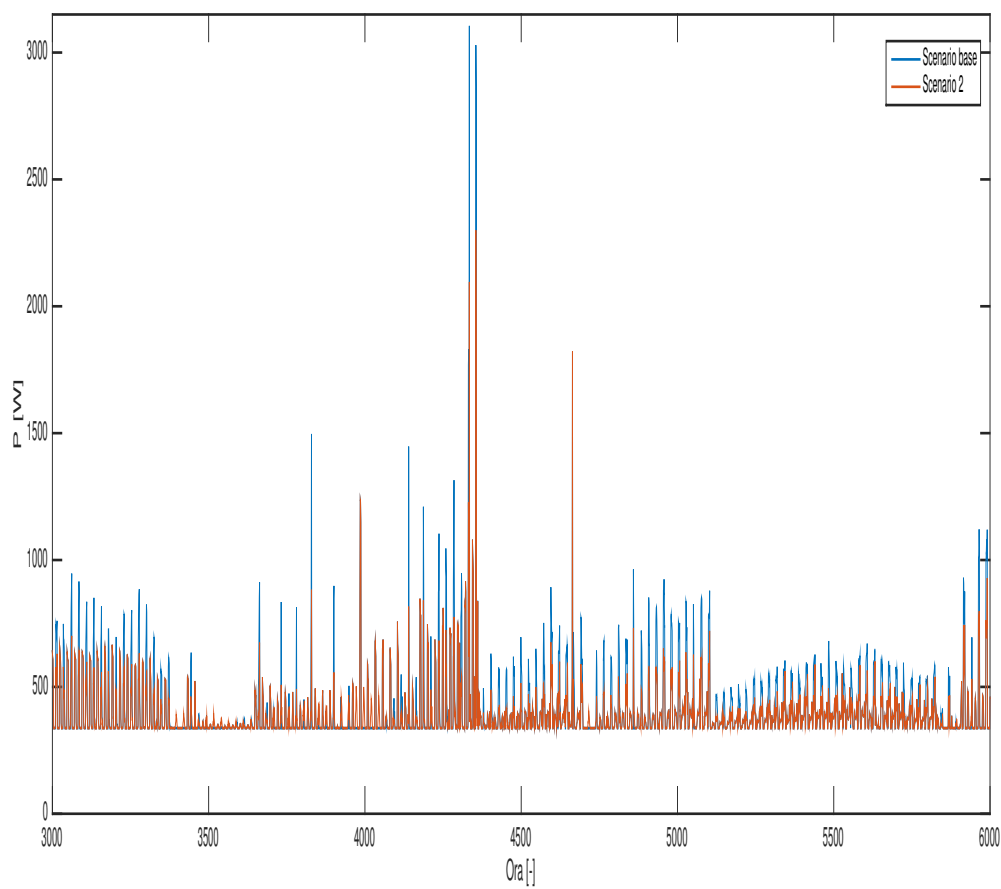
Possono essere fatte le seguenti osservazioni:

feeder 1 [MWh]	feeder 2 [MWh]	feeder 3 [MWh]	feeder 4 [MWh]	feeder 5 [MWh]
0,41	2,21	18,29	1,77	4,05
0,0195 %	0,106 %	0,872 %	0,0847 %	0,193 %

Tabella 9.7: Perdite di linea nello scenario 2.

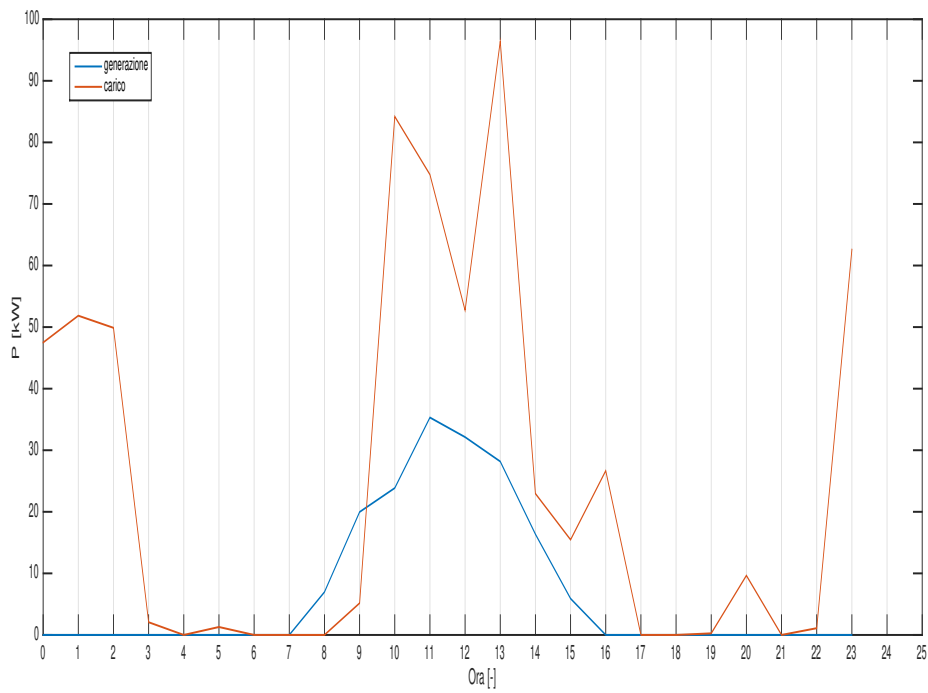


(a) Confronto perdite sul trasformatore in tutto il periodo.

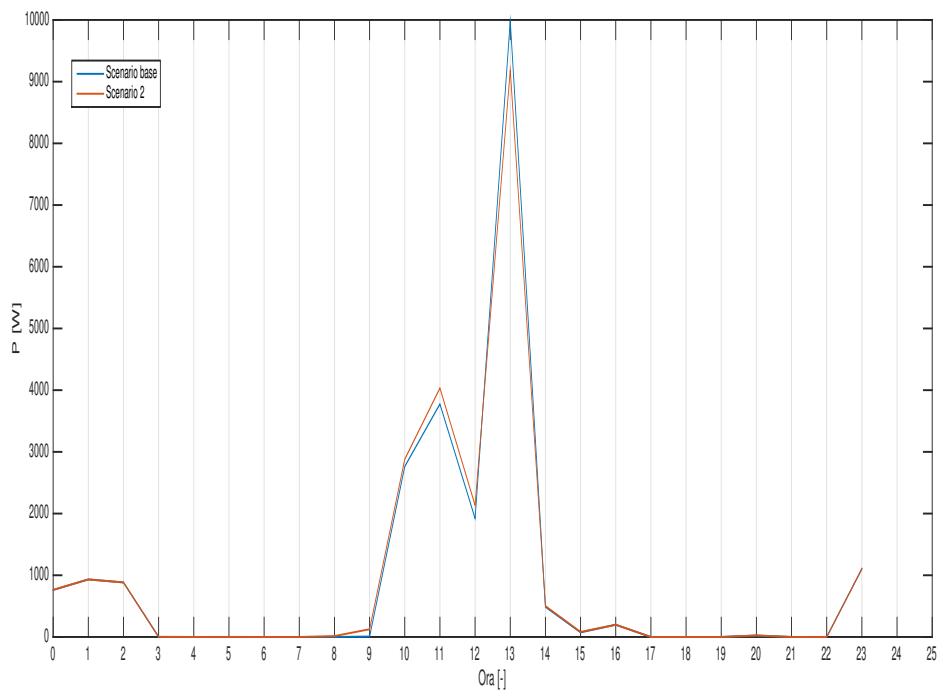


(b) Confronto perdite sul trasformatore nella zona di produzione attiva.

Figura 9.10: Confronto perdite trasformatore tra scenario base e scenario 2.



(a) Carico e generazione.



(b) Confronto perdite sulla linea.

Figura 9.11: Analisi in un particolare giorno: 29 Giugno 2016.

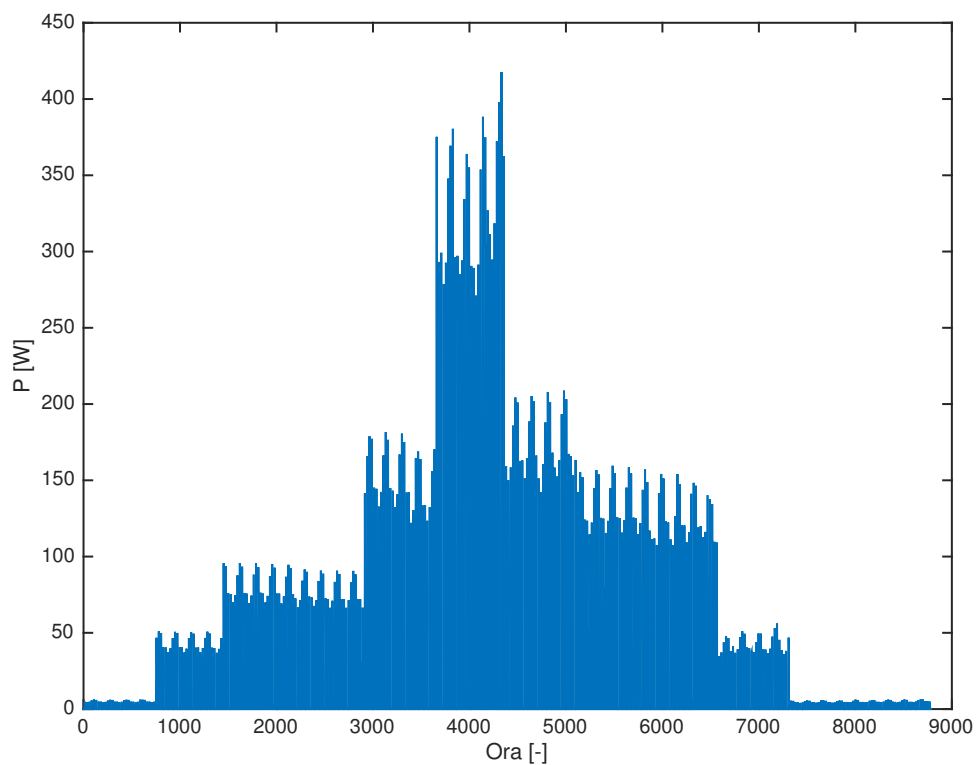


Figura 9.12: Andamento perdite nella linea dedicata nello scenario 2.

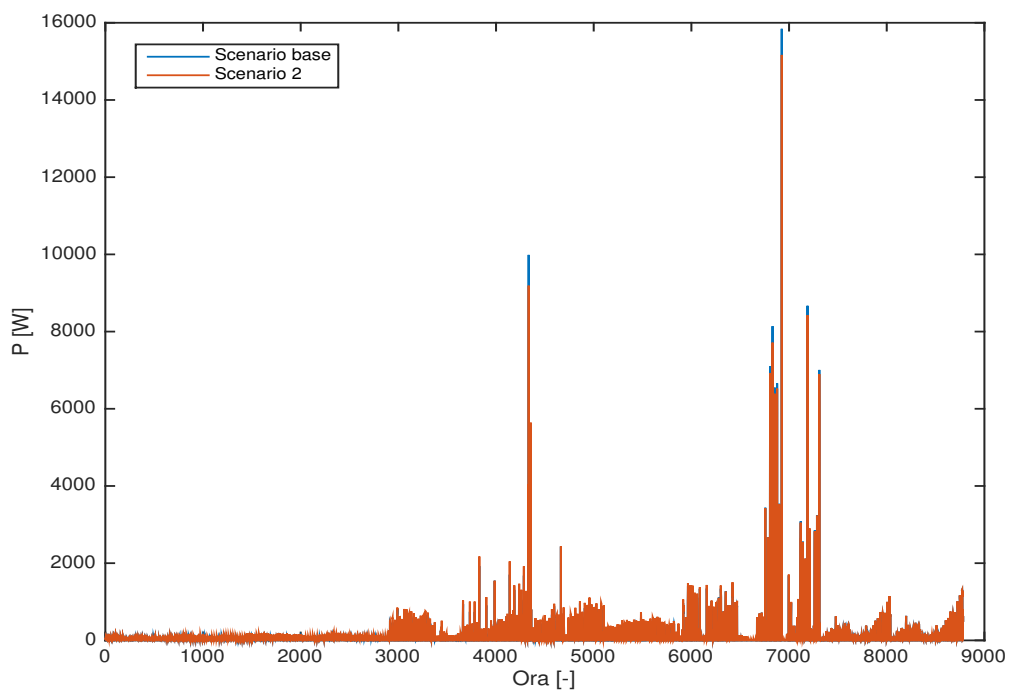


Figura 9.13: Confronto delle perdite di linea tra scenario base e scenario 2 in tutto il periodo di analisi .

- le perdite sul trasformatore diminuiscono (-4%), infatti come si nota in Fig.9.10a e ancor meglio in Fig.9.10b nelle ore di maggiore produzione (quindi dall'ora 3000 a 6000) le perdite nello scenario base sono maggiori che quelle nello scenario sotto analisi; ciò può essere spiegato considerando che avendo introdotto della generazione distribuita si avrà bisogno di minor energia proveniente dal lato MT, di conseguenza avrò minori perdite sul trasformatore. Percentualmente le perdite a vuoto, rispetto alle perdite totali:

$$\frac{2,810}{3,552} \cdot 100 = 79\%$$

e di conseguenza le perdite per effetto Joule sono pari a:

$$3,552 - 2,810 = 0,751 \text{ MWh}$$

quindi percentualmente rispetto alle perdite totali:

$$\frac{0,751}{3,552} \cdot 100 = 21\%$$

- le perdite di linea aumentano, tale aumento è maggiore nelle ore di produzione e può essere spiegato con una maggiore circolazione di corrente in ogni singolo ramo. La Fig.9.11a mostra il confronto carico generazione mentre in Fig.9.11b vengono confrontate le perdite di linea nello scenario base e nello scenario 2: si vede che quando il carico è elevato, l'elevata generazione causa una diminuzione delle perdite, viceversa quando il carico è basso e c'è della generazione le perdite aumentano.
- le perdite di linea aumentano a causa del feeder inserito a cui è collegato il generatore, in tale feeder l'andamento è rappresentato in Fig.9.12, e segue l'andamento dei generatori e non dei carichi; negli altri feeder le perdite rimangono praticamente le stesse;
- in Fig.9.13, viene riportato il confronto tra le perdite di linea nello scenario base e nello scenario 2 per tutto il periodo di analisi.

9.4 Scenario 3

In questa analisi una produzione simile allo scenario 2 viene considerata ma ottenuta attraverso la connessione da 9 unità monofase, in particolare:

- bus 109, fase 1;
- bus 110, fase 1;
- bus 111, fase 1;
- bus 95, fase 2;
- bus 96, fase 2;

Trasformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
3,541	1,955	5,495	4,46
64.44%	35.57%	-	-

Tabella 9.8: Risultati scenario 3.

feeder 1 [MWh]	feeder 2 [MWh]	feeder 3 [MWh]	feeder 4 [MWh]
0,0195	0,106	1,74	0,0672
0.356%	1.93%	31.66%	1.22%

Tabella 9.9: Perdite di linea nello scenario 3.

- *bus 97*, fase 2;
- *bus 22*, fase 3;
- *bus 23*, fase 3;
- *bus 26*, fase 3.

Ogni unità monofase ha una potenza nominale $P_n = 50 \text{ kW}$ con $\cos \phi = 1$. Da notare come il regime in analisi sia quindi fortemente squilibrato.

Le considerazioni fatte per lo scenario base possono essere fatte anche per questo scenario. Le perdite sono riassunte in Tab.9.8. Inoltre in Tab.9.9 ci sono le perdite di linea divise per ogni feeder.

Il coefficiente di perdita è pari a:

$$LC = \frac{5,495}{123,4} \cdot 100 = 4,46 \%$$

Vanno fatte alcune osservazioni:

- le perdite sul trasformatore hanno un andamento, il cui confronto è come quello per lo scenario 2. Percentualmente le perdite a vuoto rispetto alle perdite totali:

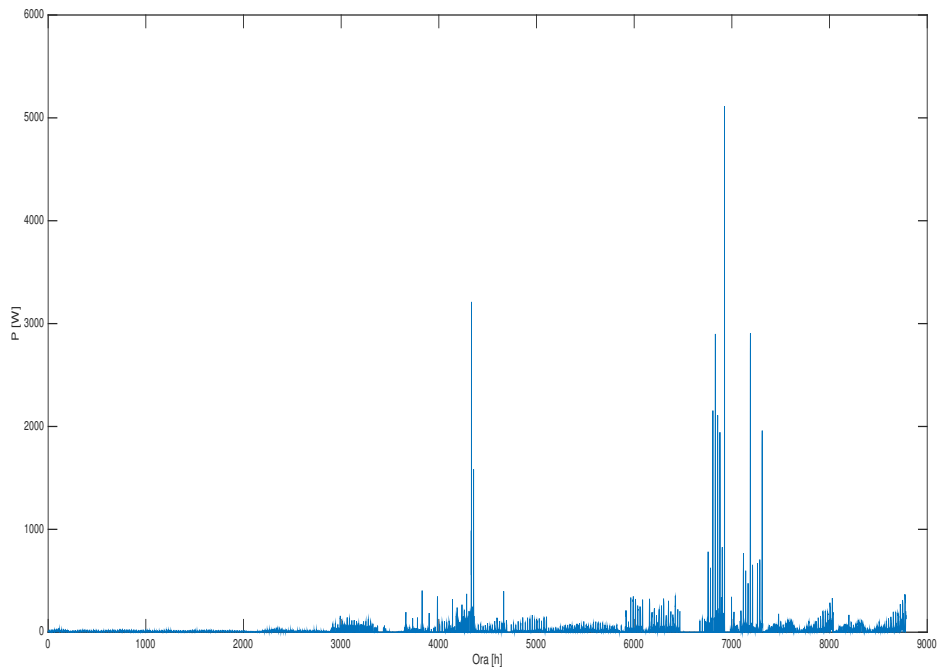
$$\frac{2,810}{3,541} \cdot 100 = 73\%$$

e di conseguenza le perdite per effetto Joule sono pari a:

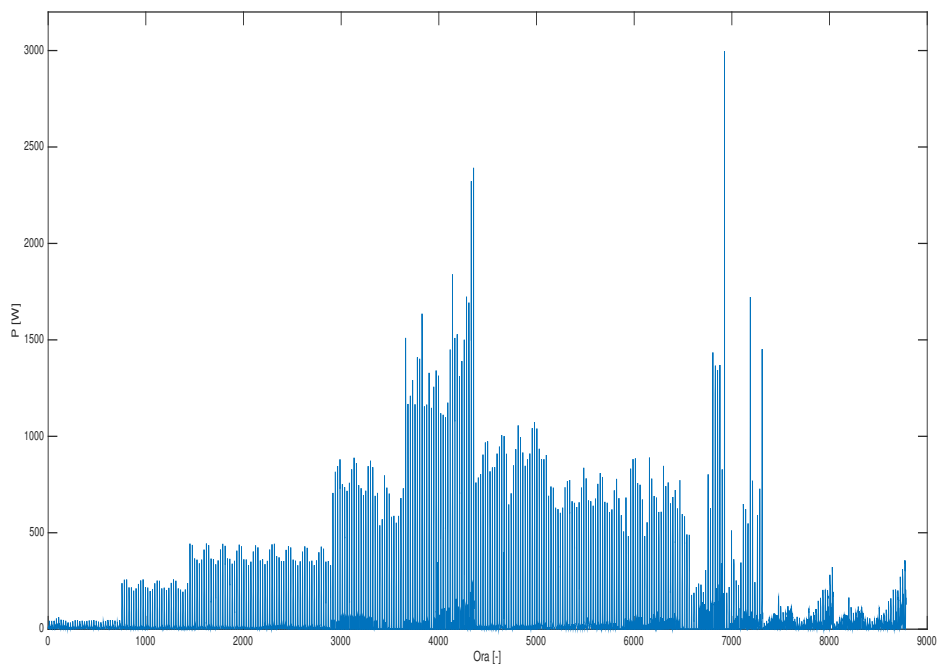
$$3,541 - 2,810 = 0,731 \text{ MWh}$$

quindi percentualmente rispetto alle perdite totali:

$$\frac{0,731}{3,541} \cdot 100 = 20\%$$



(a) Perdite sul neutro nello scenario base.



(b) Perdite sul neutro nello scenario 3.

Figura 9.14: Perdite sul neutro.

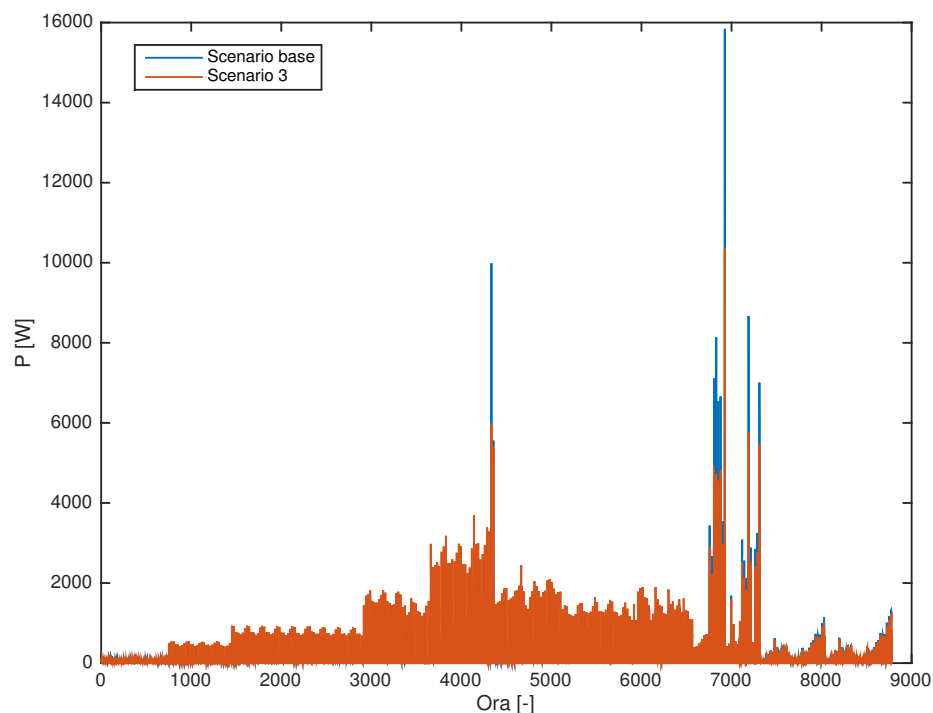


Figura 9.15: Perdite sulla linea per lo scenario 3 confrontate con lo scenario base.

- le perdite sulla linea sono molto più elevate rispetto allo scenario 2 (+78,2% contro un +10,1%); facendo riferimento alla Fig.9.15 ci sono comunque dei picchi in cui tali perdite sono inferiori al caso base e sono più rilevanti di quanto visto nello scenario 2, questo perché, essendo il profilo di carico distribuito sull'intera rete, andando a distribuire la generazione invece di tenerla concentrata avrò un utilizzo dell'energia da essa prodotta più locale, che non vada cioè ad impiegare una circolazione di corrente dal generazione al carico (che farà aumentare le perdite);
- le perdite di linea sono fortemente influenzate da quello che succede nel feeder 3, ossia quello dove c'è il complesso dei generatori;
- lo squilibrio introdotto dalla presenza non equilibrata dei generatori comporta un aumento della corrente sul neutro e di conseguenza delle sue perdite. Nello scenario base le perdite sul neutro erano pari a:

$$E_{neutro} = 0,24273 \text{ MWh}$$

e quindi in percentuale rispetto alle perdite di linea dello scenario base:

$$\frac{0.24273}{1.208} \cdot 100 = 20 \%$$

mentre nello scenario 3 si ha:

$$E_{neutro} = 0,7754 \text{ MWh}$$

e quindi in percentuale rispetto alle perdite di linea dello scenario 3:

$$\frac{0.7754}{1.208} \cdot 100 = 40\%$$

L'andamento delle perdite sul neutro è riportato in Fig.9.14 dove la Fig.9.14a sono le perdite sul neutro nel caso base, mentre la Fig.9.14b sono le perdite sul neutro nello scenario 3.

9.5 Scenario 4

In questa analisi una produzione simile allo scenario 2 viene considerata ma ottenuta attraverso la connessione da 9 unità monofase, in particolare:

- bus 109, fase1;
- bus 110, fase 2;
- bus111, fase 3;
- bus 95, fase 1;
- bus 96, fase 2;
- bus 97, fase 3;
- bus 22, fase 1;
- bus 23, fase 2;
- bus 26, fase 3.

Ogni unità monofase ha una potenza nominale $P_n = 50 \text{ W}$ con $\cos \phi = 1$. Da notare come il regime in analisi sia uguale in termini di unità di generazione allo scenario 3, quello che cambia è il collegamento: si ha una distribuzione sulle trifase di ogni bus.

Le considerazioni fatte per lo scenario base possono essere fatte anche per questo scenario. Le perdite sono riassunte in Tab.9.13. Inoltre in Tab.9.11 ci sono le perdite di linea divise per ogni feeder.

Il coefficiente di perdita è pari a:

$$LC = \frac{4.741}{123.4} \cdot 100 = 3,84\%$$

- le perdite sul trasformatore hanno un andamento, il cui confronto è come quello per lo scenario 2. Percentualmente le perdite a vuoto, rispetto a quelle totali sono:

$$\frac{2,810}{3,531} \cdot 100 = 79,6\%$$

Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
3,531	1,209	4,741	3,84
74,7%	25.5%	-	-

Tabella 9.10: Risultati scenario 4

feeder 1 [MWh]	feeder 2 [MWh]	feeder 3 [MWh]	feeder 4 [MWh]
0,0195	0,106	0,9914	0,0672
0.41%	2.23%	20.91%	1.41%

Tabella 9.11: Perdite di linea nello scenario 4.

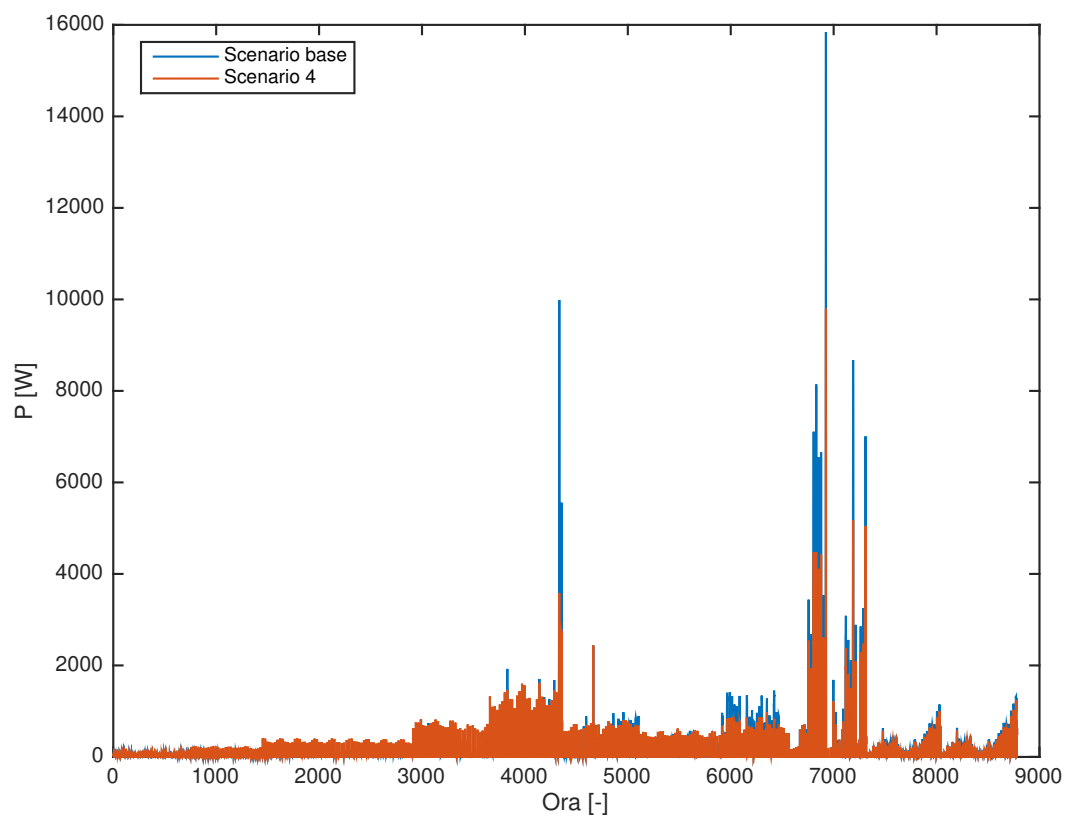


Figura 9.16: Perdite sulla linea nello scenario 4 confrontate con lo scenario base.

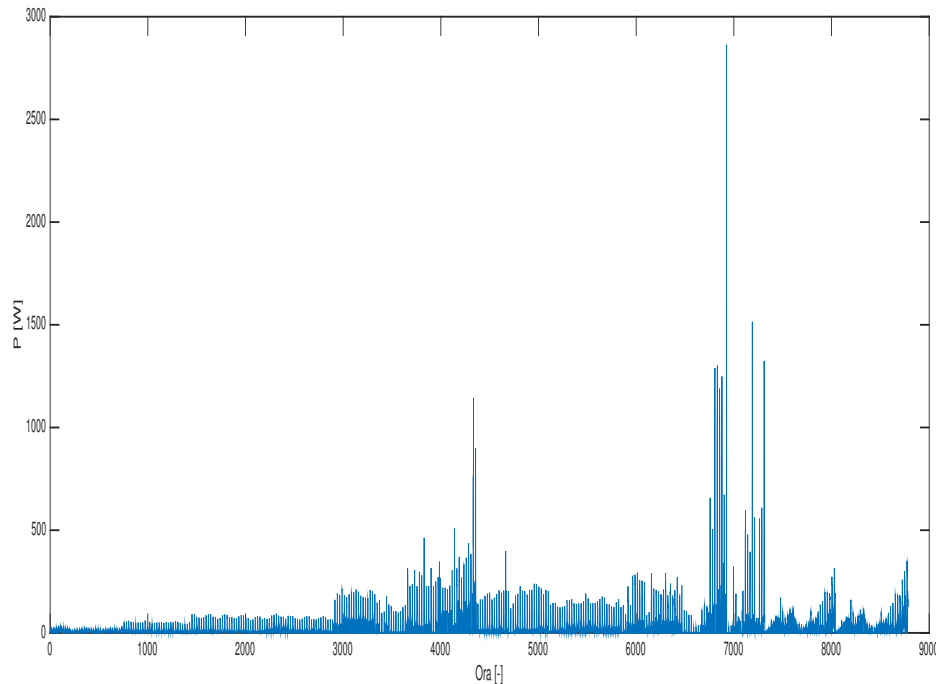


Figura 9.17: Andamento delle perdite sul neutro nello scenario 4.

e di conseguenza le perdite per effetto Joule sono pari a:

$$3,531 - 2,810 = 0,721 \text{ MWh}$$

quindi percentualmente rispetto alle perdite totali:

$$\frac{0,721}{3,531} \cdot 100 = 20\%$$

- le perdite di linea sono fortemente diminuite rispetto allo scenario 3 (+10,3% contro un +78,2%), infatti come si vede in Fig.9.16 si ha un'evidente diminuzione delle perdite rispetto allo scenario 3; in totale le perdite aumentano rispetto allo scenario base, ma nelle zone di picco esse diminuiscono in modo rilevante rispetto a qualsiasi scenario.
- analizzando lo squilibrio si ha che perdite sul neutro sono pari a:

$$E_{neutro} = 0,29426 \text{ MWh}$$

e quindi in percentuale rispetto alle perdite di linea dello scenario 3:

$$\frac{0.29426}{1.209} \cdot 100 = 24\%$$

L'andamento delle perdite sul neutro è riportato in Fig.9.17 dove si apprezza una diminuzione rispetto allo scenario 3 e un piccolo aumento rispetto allo scenario base.

	Perdite fasi [MWh]	Perdite neutro [MWh]	Percentuale neutro [%]
Scenario base	0,854 28	0,242 72	22 %
Scenario 2	0,970 01	0,237 99	19,7 %
Scenario 3	1,2006	0,775 40	38,6 %
Scenario 4	0,914 74	0,294 26	24 %

Tabella 9.12: Perdite sul neutro in tutti e 4 gli scenari.

- il cambiamento nelle perdite di linea avviene nel feeder 3, in miglioramento rispetto allo scenario 3, infatti percentualmente si ha:

$$\frac{0.9914}{1.74} \cdot 100 = 57\%$$

9.6 Il regime squilibrato

Si è visto che in ogni scenario analizzato c'è sempre una componente di perdita sul neutro la cui rilevanza dipende dallo scenario stesso. Un confronto delle perdite sul neutro è riportato in Tab.9.12.

In Fig.9.18 viene analizzato il potenziale del neutro ad ogni nodo "all'ora 6900" perchè risulta l'ora in cui le perdite sono più elevate (sia sul neutro che sulla linea). Si vede che lo squilibrio è ovviamente più alto nello scenario 3, seguono lo scenario 4 e quello base. In Fig.9.19 si riporta il potenziale del neutro ad ogni nodo "all'ora 6900" per lo scenario 2, dove il bus più squilibrato è quello collegato alla linea dedicata.

Alcune osservazioni:

- lo scenario 3 è il più squilibrato;
- la distribuzione sulla fasi introdotta nello scenario 3 riduce notevolmente le perdite sul neutro (da un 40 % a un 20 %);
- nello scenario 2 le perdite sul neutro sono inferiori che nello scenario base, quindi introducendo una generazione concentrata ma distribuita sulle tre fasi, si ha un aumento delle perdita di linea totali ed una diminuzione delle perdite sul neutro; evidentemente ciò è dovuto al fatto che concentrando la generazione in un unico nodo ma con la distribuzione sulle tre fasi, l'energia dovrà passare ai carichi (distanti da tale nodo) ma in modo equilibrato causando un aumento delle perdite sulle tre fasi e diminuendo quelle sul neutro. Andando infatti a calcolare le perdite totali di linea nello scenario 2 escludendo la linea dedicata:

$$PerditeLinea = 1,0824 \text{ Mwh}$$

$$\implies \frac{0.23799}{1.0824} \cdot 100 = 22\%$$

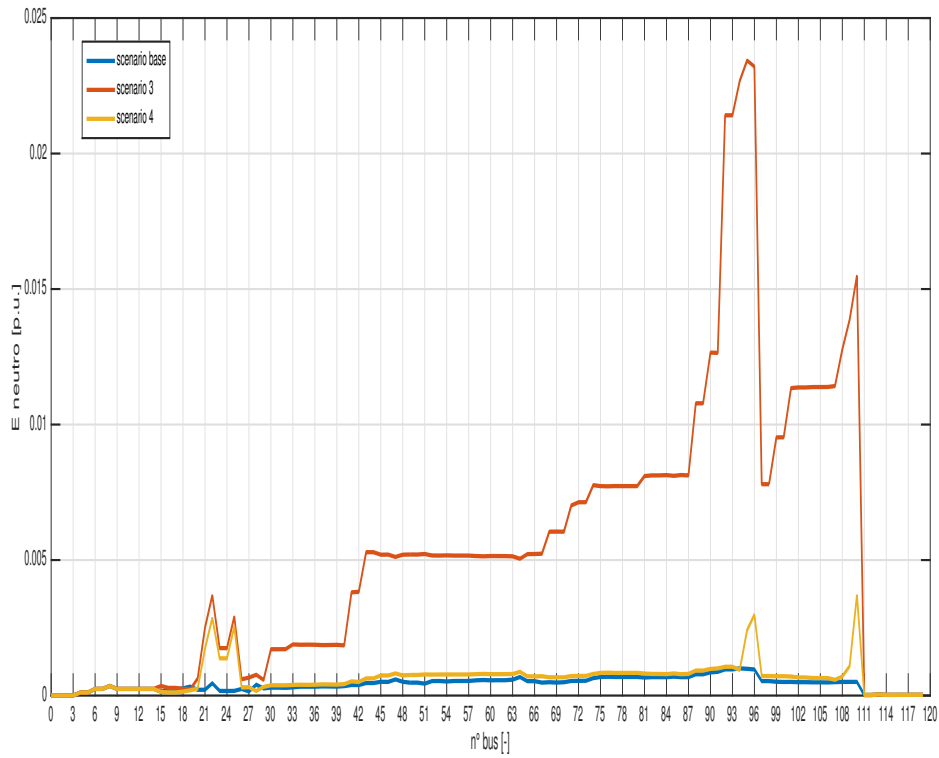


Figura 9.18: Tensione sul neutro su ogni bus "all'ora 6900" per gli scenari base, 3 e 4.

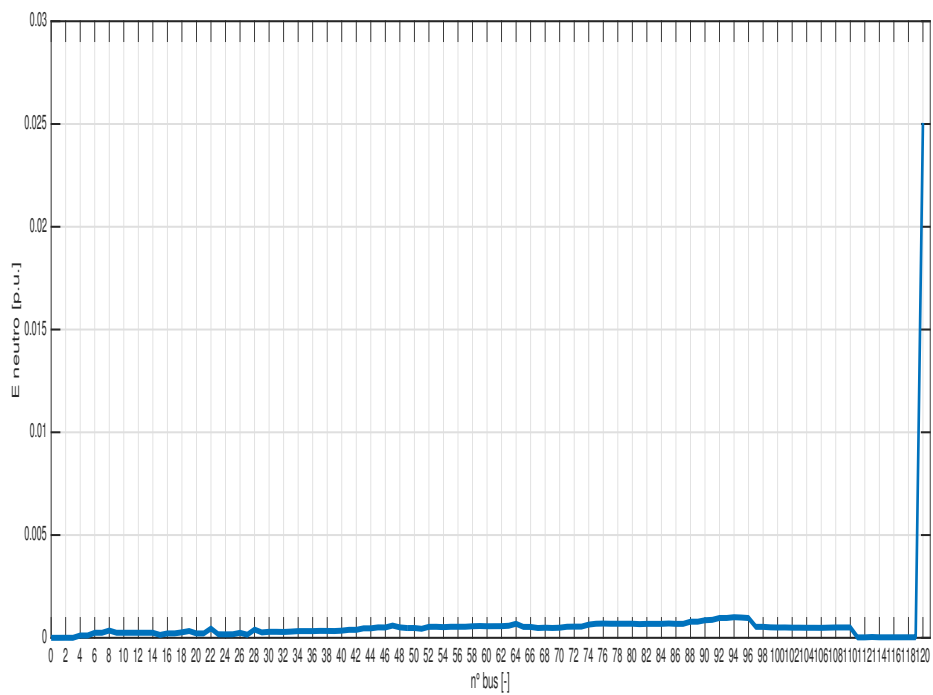
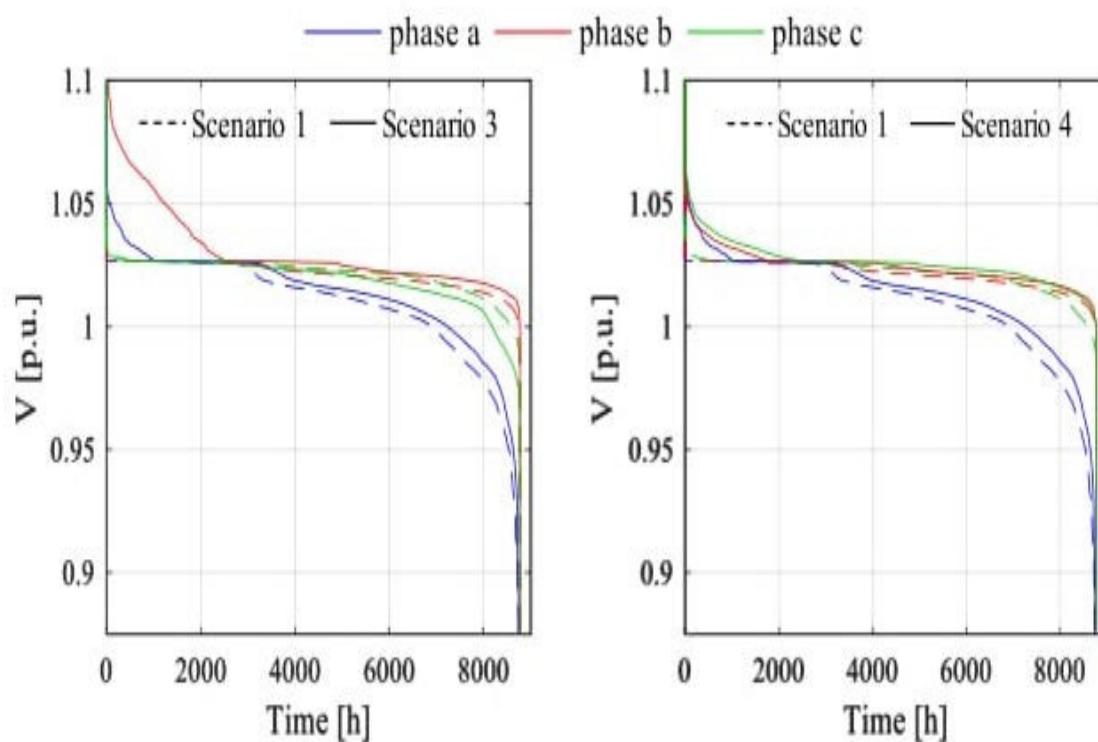
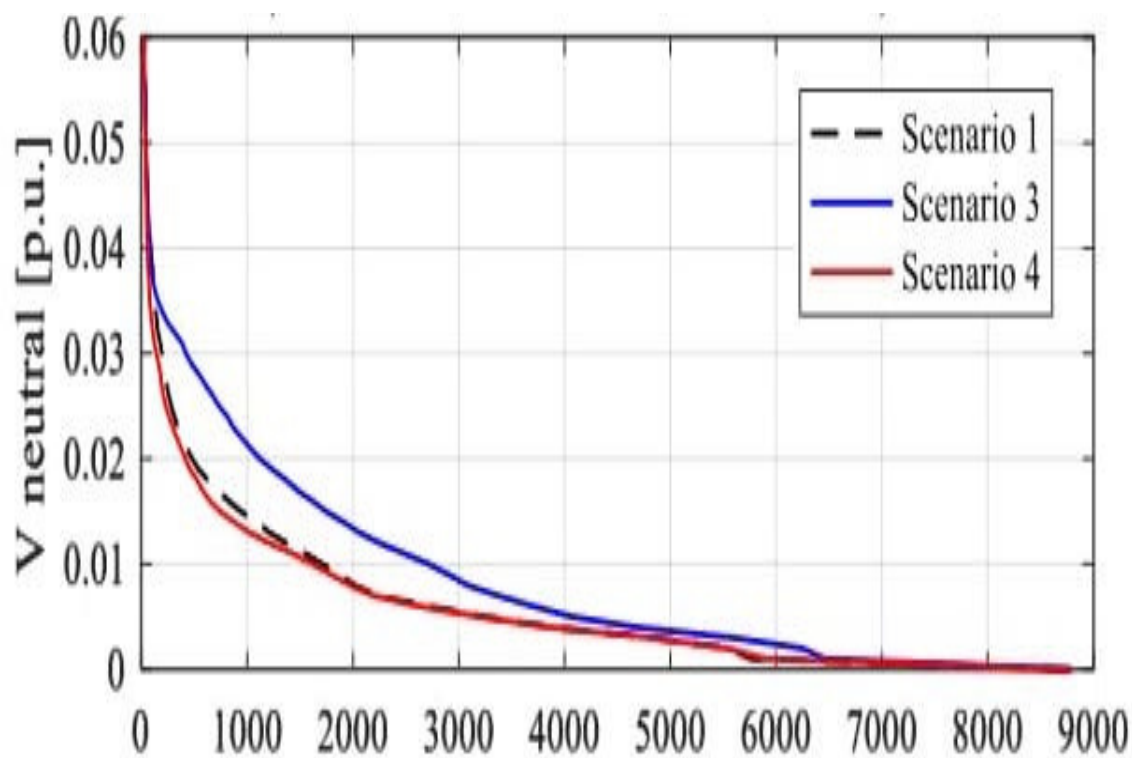


Figura 9.19: Tensione sul neutro su ogni bus "all'ora 6900" per lo scenario 2.



(a) Curve di durata per la tensione sulle fasi nello scenario 3 e 4 confrontate con quello base.



(b) Curva di durata per il neutro nei tre diversi scenari.

Figura 9.20: Tensione al bus 89.

	Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
Scenario 2	3,603 72.7%	1,354 27.1%	4,957 -	4,01 -
Scenario 3	3,558 64.2%	1,984 35.8%	5,543 -	4.49 -
Scenario 4	3,531 73.7%	1,242 25.9%	4,788 -	3,88 -

Tabella 9.13: Risultati scenari con regolazione.

In Fig.9.20 vengono confrontate attraverso delle curve di carico come sono le tensioni al bus 89 nello scenario 3 e 4 rispetto allo scenario base. In Fig.9.20a sono rappresentate la fasi, mentre in Fig.9.20b il neutro. Possono essere fatte le seguenti osservazioni:

- lo scenario 3 è quello più squilibrato;
- l'effetto della riconfigurazione della fasi nello Scenario 4 porta ad uno minore sbilanciamento ed ad uno minore sbilanciamento nelle fasi;
- nello scenario 3 c'è effettivamente un aumento delle correnti sul neutro.

9.7 Regime con regolazione della tensione

Nel capitolo 5 è stato visto che in base alla potenza nominale dell'inverter si possono utilizzare due tipi di regolazione diversi che vanno ambedue ad influenzare la potenza reattiva erogata dall'inverter (e quindi dal generatore) e quindi ad una introdurre una regolazione della tensione. Nel seguente paragrafo si andranno ad analizzare come nei diversi scenari la regolazione ha effetti diversi. I dati percentuali saranno come nel caso precedente riferiti allo scenario base. Valgono quindi le seguenti osservazioni:

- il controllo introdotto nello scenario 2 (cioè la $Q(V)$) causa una notevole variazione rispetto al caso non regolato; tale controllo esplica un assorbimento di potenza per compensare la tensione (locale) più alta rispetto a quella nominale di conseguenza abbassandola, ciò implica un aumento dell'ampiezza delle correnti aumentando le perdite sia sul trasformatore sia sulla linea e di conseguenza quelle totali;
- negli altri due scenari la variazione delle perdite è più contenuta, indicando quindi una regolazione della tensione meno "efficace".

9.8 Conclusioni

I risultati di tutti gli scenari sono riportati in Tab.9.14, si ponga attenzione che le percentuali sono rispetto allo scenario base e indicano un aumento o una diminuzione rispetto al suddetto.

In Fig.9.21 viene riportato il confronto dei 4 scenari: per ogni scenario vengono distinte le perdite a vuoto nel trasformatore, quelle per effetto Joule e infine quelle di linea. Ovviamente le perdite a vuoto nel trasformatore rimangono sempre le stesse indipendentemente dallo scenario. Bisogna notare che negli scenari 2, 3 e 4 c'è una diminuzione delle perdite per effetto Joule nel trasformatore, ma tale diminuzione viene compensata da un aumento delle perdite di linea.

In Fig.9.22, viene riportato il confronto dei 4 scenari per quanto riguarda le perdite di linea.

Un'altra osservazione può essere fatta per le perdite di linea: considerando gli scenari 2 e 4 le perdite di linea sono uguali, ma gli andamenti come si vede in Fig.9.13 e Fig.9.16 sono diversi. Infatti per lo scenario 2 le perdite aumentano nella zona dove c'è maggior produzione: l'energia dovendo passare dove la richiesta è maggiore (feeder 3) seguirà in tali linee un andamento che è quello della generazione. Viceversa per lo scenario 4: quando la produzione è maggiore le perdite si abbasseranno, essendo anche la richiesta elevata; mentre quando la richiesta è più bassa l'energia dovrà passare in altri feeder e quindi aumenteranno le perdite.

Nello scenario 3 si ha un ovvio aumento delle perdite di linea, ciò è evidente in Fig.9.16. Si noti che è presente sia un aumento delle perdite nel neutro sia quelle sulle fasi; ambedue gli aumenti sono dovuti allo squilibrio, infatti se una fase viene caricata più delle altre, ma il carico richiede (in ogni fase) la stessa corrente, avrà un aumento di perdita sia nella fase che è sovraccarica che nel neutro dove si ha la chiusura delle correnti.

	Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]	Transformatore [MWh]	Linee [MWh]	Totali [MWh]	LC [%]
Scenario base	3,701	1,097	4,798	3,89				
Scenario 2	3,552 (-4,0%)	1,208 (+10,1%)	4,768 (-0,8%)	3,86 (-)	3,603 (-2,64%)	1,354 (+23,4%)	4,957 (+3,31%)	4,01 (+3,89%)
Scenario 3	3,541 (-4,3%)	1,955 (+78,2%)	5,495 (+14,6%)	4,46 (+15,54%)	3,558 (-3,86%)	1,984 (+80,8%)	5,543 (+15,52%)	4,49 (+16,32%)
Scenario 4	3,531 (-4,6%)	1,209 (+10,3%)	4,741 (-1,2%)	3,84 (-0,1%)	3,531 (-4,6%)	1,242 (+13,21%)	4,788 (-0,2%)	3,88 (-0,1%)

Tabella 9.14: Risultati scenari con regolazione.

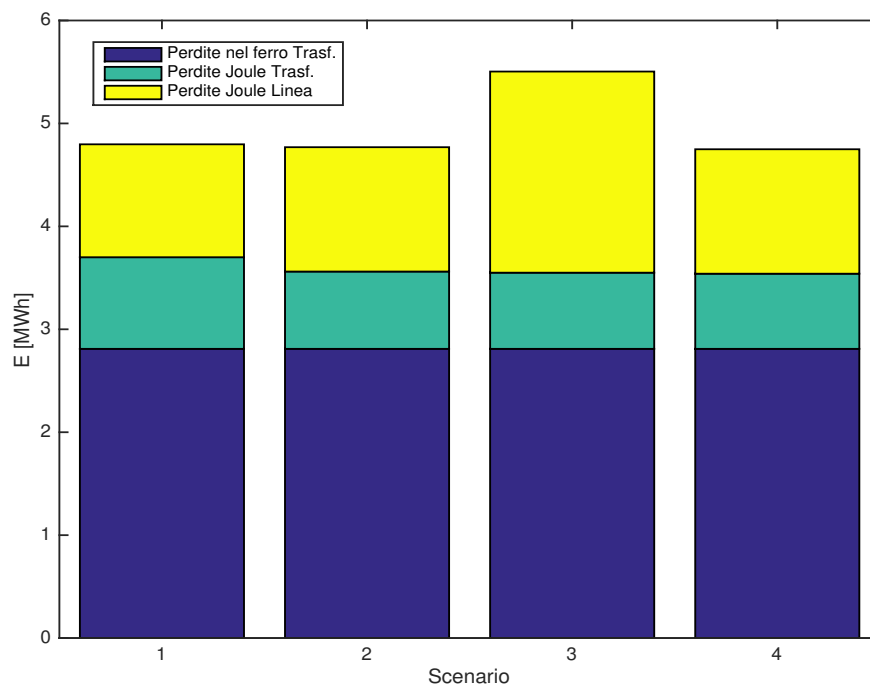


Figura 9.21: Contributo dei vari tipi di perdita in tutti e quattro gli scenari.

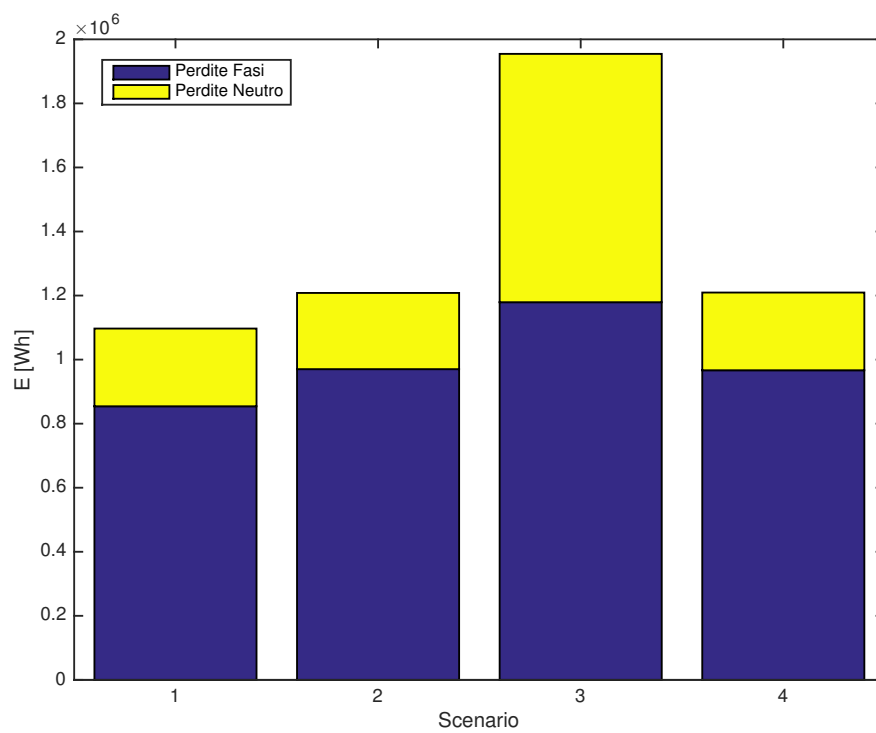


Figura 9.22: Perdite di linea nei 4 scenari.

Capitolo 10

Conclusioni

Nel lavoro sviluppato sono state toccate essenzialmente tre parti:

1. introduzione alle perdite su reti in BT;
2. presentazione del programma utilizzato, dai concetti di base ad una spiegazione dettagliata del codice utilizzato;
3. utilizzo del programma su diverse reti.

Nelle prime due parti si è voluto creare una libreria che permetta a qualsiasi utilizzatore del programma un approccio semplice e concreto al codice, capendone prima la natura e le motivazioni alla creazione dello stesso ed, in seguito, una descrizione del codice onde evitare un fastidioso semplice "copia e incolla".

Nella parte finale, più sostanziosa, di analisi di reti si è partiti inizialmente da una rete test grazie alla quale si è voluto mettere in evidenza che l'inserimento della generazione distribuita non sempre determina una diminuzione delle perdite ma anche un aumento.

In seguito si è analizzata una rete utilizzata per testare la regolazione della tensione (a livello europeo) ma utilizzata per l'analisi delle perdite, verificando quale regolazione della tensione fosse più influente.

Infine nel capitolo finale si è utilizzata una rete reale presentando gli scenari analizzati.

Si è visto che le in una rete di media estensione le perdite sul trasformatore sono rilevanti rispetto a quelle di linea, questo perchè, non avviene l'inversione di flusso in cabina secondaria visto che la generazione non crea un surplus eccessivo di energia. Invece in una rete più piccola con molta generazione avviene l'inversione del flusso e di conseguenza le perdite di linea sono più grandi di quelle del trasformatore.

Dato che l'Authority vuole che la rete venga considerata passiva si sono considerati degli scenari in cui non lo è, si è visto che in casi in cui la generazione è fortemente squilibrata tale approccio non considera il caso peggiore. Negli altri casi le perdite diminuiscono quindi può aver senso considerare la rete passiva. Nel caso si effettui la regolazione della tensione solo nello scenario 4 si ha una diminuzione (piccola!) delle perdite mentre negli scenari le perdite aumentano.

Bibliografia

- [1] R.Benato, L.Fellin, *Impianti Elettrici*, Milano, 2014, UTET.
- [2] AEEGSI, *Revisione dei fattori convenzionali di perdita per il meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione delibera 377/2015/R/eel*.
- [3] K.Sunderland, M.Coppo, M.Conlon, R.Turri, *A correction current injection method for power flow analysis of unbalanced multiple-grounded 4-wire distribution networks*, Elsevir EPSR, 19 Ottobre 2016.
- [4] G. Celli, N. Natale, F. Pilo, G. Pisano, F. Bignucolo, M. Coppo, A. Savio, R. Turri, A. Cerretti, *Containment of power losses in LV networks with high penetration of distributed generation*, Glasgow, 12-15 Giugno 2017.
- [5] M. Coppo, *Calcolo delle perdite su reti di distribuzione in bassa tensione*.
- [6] A. Bressan, M. Coppo, R. Turri, *Stima ed allocazione delle perdite nelle reti di bassa tensione attive*, Padova, 2 Dicembre 2016.