



POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea

**Individuazione di anomalie nei
parametri elettrici di linee e
trasformatori nelle reti di
trasmissione**

Relatore

Dott. Pietro Colella

Candidato

Simone Beccaria

Luglio 2021

Un grande ringraziamento ai miei genitori per il loro sostegno, sia morale che economico, che mi ha permesso di arrivare fino a questo importante traguardo. Un grazie anche a Giorgia per avermi ascoltato e spronato a dare il massimo, ed infine un grazie a tutte le persone che mi hanno accompagnato in questo percorso universitario in particolar modo a Marco da sempre compagno di studi.

Indice

Elenco delle figure	7
Elenco delle tabelle	9
1 Caratterizzazione dei sistemi elettrici di trasmissione	13
1.1 Linee Elettriche	13
1.1.1 Linee aeree - aspetti costruttivi	14
1.1.2 Linee in cavo - aspetti costruttivi	16
1.1.3 Modello elettrico delle linee	17
1.1.4 Limiti di funzionamento delle linee	22
1.2 Trasformatori	23
1.2.1 Caratteristiche costruttive trasformatore trifase	23
1.2.2 Modello elettrico dei trasformatori	24
2 Sviluppo del software per l'individuazione di anomalie nei parametri di rete	25
2.1 Obiettivo	25
2.2 Dati in Ingresso	26
2.3 Controlli per l'individuazione di anomalie	26
2.3.1 Controlli sulla rete	26
2.3.2 Controlli sulle linee	34
2.3.3 Controlli sui trasformatori	36
2.4 Dati in Uscita	39
2.5 Manuale D'uso del Software	39
2.5.1 Requisiti	39
2.5.2 Esecuzione dell'analisi di rete	39
3 Verifica manuale del corretto funzionamento del software	45
3.1 Caso studio 1 - Rete a 10 nodi	45

3.2 Caso studio 2 - Rete polacca - 2383 nodi	61
Bibliografia	67
A Appendice	69

Elenco delle figure

1.1	Traliccio di una linea di trasmissione	14
1.2	serie di isolatori di una linea di trasmissione	15
1.3	Sezione di un cavo di alta tensione	16
1.4	Cella elementare	17
1.5	Modello della linea a doppio bipolo	21
1.6	Modello circuitale a π per una linea	22
1.7	Modello elettrico a π del trasformatore	24
2.1	Flow-chart tests sulla rete	27
2.2	Flow-chart tests sui trasformatori	28
2.3	Flow-chart tests sulle linee	29
2.4	Grafo di rete caso con 118 nodi (in verde i nodi terminali) . .	32
2.5	Grafo di rete caso con 30 nodi in verde i ponti(bridge)	33
2.6	Interfaccia grafica	44
2.7	DialogBox per l'inserimento dei dati in input nel caso di formato diverso da quello MatPower	44
3.1	Input: tabella 'branch' relativa al caso studio	46
3.2	Input: tabella 'bus' relativa al caso studio	46
3.3	Input: tabella 'gen' relativa al caso studio	46
3.4	Grafo di rete del caso studio 1	47
3.5	Interfaccia grafica con dati in input in formato MatPower . . .	47
3.6	Grafo di rete: in verde il nodo terminale	48
3.7	Colonna nodi di generazione del file di input	49
3.8	Colonna dei nodi terminali (output)	50
3.9	Grafo di rete: in verde i ponti	51
3.10	In giallo i nodi di partenza (F_BUS) in verde i nodi di arrivo (TO_BUS) di ogni ramo	51
3.11	Colonna dei ponti (output)	52
3.12	Colonna delle differenze di fase tra i nodi (output)	53

3.13	parametri r,x,b in p.u. trasformatori	54
3.14	output r,x,b trasformatori	54
3.15	differenza di tensione nominale tra partenza e arrivo	55
3.16	parametri r,x,b in p.u. linee	56
3.17	output r,x,b linee	57
3.18	output tipi di linea	58
3.19	output lunghezza e sezione stimata	59
3.20	Esempio Warning restituiti durante l'esecuzione dei test	60
3.21	Grafo di rete a 2383 nodi	61
3.22	Grafo di rete: in verde i nodi terminali	62
3.23	Grafo di rete: in verde i ponti	63
3.24	Esempio Warning e tempi di calcolo restituiti durante l'esecuzione dei test	63

Elenco delle tabelle

1.1	Valori tipici delle costanti primarie delle linee	17
2.1	Descrizione dei dati di ingresso richiesti (parte 1)	30
2.2	Descrizione dei dati di ingresso richiesti (parte 2)	31
2.3	Tipologie di linee in relazione al valore di Z_0	35
2.4	Descrizione dei dati forniti in uscita (parte 1)	40
2.5	Descrizione dei dati forniti in uscita (parte 2)	41
2.6	Elenco file (parte 1)	42
2.7	Elenco file (parte 2)	43

Introduzione

In qualsiasi studio che coinvolge una rete elettrica, è sempre opportuno esaminare la topologia, le potenze iniettate, i parametri elettrici degli elementi che la costituiscono ed i risultati del calcolo dei flussi di potenza (power flow) per essere certi che i dati forniti in ingresso siano coerenti. L'analisi è solitamente condotta in modo manuale e la sua efficacia è strettamente legata all'esperienza di chi la effettua.

La tesi ha l'obiettivo di formalizzare e automatizzare queste verifiche tramite lo sviluppo di un software. In particolare, vengono effettuati controlli:

- sulla rete nel suo insieme, individuando ad esempio i nodi terminali, le isole elettriche e valutando il bilancio di potenza attiva;
- sulle linee elettriche e sui trasformatori a due avvolgimenti, esaminando i parametri elettrici e confrontandoli con i valori tipici disponibili in letteratura.

Il codice è scritto in linguaggio Matlab.

Per migliorare l'esperienza dell'utente, si è sviluppata un'interfaccia grafica che permette di caricare i dati in ingresso e scegliere i test da eseguire.

L'esito dei test è fornito a display e tramite fogli di calcolo (Microsoft Excel).

Capitolo 1

Caratterizzazione dei sistemi elettrici di trasmissione

Gli elementi essenziali di una rete elettrica sono:

- i generatori di energia elettrica, ovvero quelle macchine in grado di trasformare energia di altra natura in energia elettrica;
- le linee elettriche;
- i trasformatori, ovvero quelle macchine in grado di modificare i livelli di tensione e di corrente;
- i carichi elettrici, ovvero quegli apparecchi utilizzatori o sotto-reti che prelevano energia elettrica dal sistema.

In questo capitolo si fornirà una caratterizzazione delle linee (paragrafo 1.1) e dei trasformatori (paragrafo 1.2), prendendo come riferimento la rete elettrica di trasmissione nazionale italiana.

1.1 Linee Elettriche

Una linea elettrica può essere classificata rispetto agli aspetti costruttivi oppure a quelli funzionali (ovvero qual è la sua funzione ed all'interno di quale tipologia di rete è inserita).

La prima classificazione divide le linee in due macro categorie: una linea può essere in cavo oppure aerea. Nel primo caso, i conduttori sono protetti da almeno uno strato isolante mentre nel secondo caso i conduttori saranno visibili e posati su appositi tralicci (Figura 1.1).



Figura 1.1: Traliccio di una linea di trasmissione

1.1.1 Linee aeree - aspetti costruttivi

I 3 elementi fondamentali che compongono una linea aerea sono: conduttori, isolatori e sostegni.

Conduttori

I conduttori delle linee aeree, per una maggior flessibilità e migliori caratteristiche di conduzione, sono composti da tanti fili di piccola sezione detti trefoli avvolti elicoidalmente tra di loro e disposti su più strati per formare il conduttore, caratterizzato da una sezione maggiore di circa il 15% rispetto al corrispondente conduttore massiccio. Queste corde sono tipicamente in alluminio, in leghe d'alluminio o in rame incrudito con all'interno uno strato di acciaio galvanizzato. Il trefolo centrale invece è interamente in acciaio

per garantire una maggior resistenza alla trazione; a causa dell'effetto pelle e della maggiore resistività dell'acciaio, il trefolo centrale praticamente non partecipa alla conduzione di energia [2].

Nelle linee aeree di trasmissione è frequente inoltre trovare più di un conduttore per ogni singola fase (2 o 3) questa pratica serve per ridurre quello che è detto effetto corona, ovvero la generazione calore, luce, rumore udibile radio interferenze [2]. Tale fenomeno si manifesta prevalentemente in situazioni di notevole umidità ed è causato dal superamento della rigidità dielettrica dell'aria da parte del campo elettrico.

Isolatori

Per quanto riguarda gli isolatori ne esistono di diverso tipo (un esempio in Figura 1.2), essi hanno il compito di isolare elettricamente i conduttori dai sostegni. Solitamente si usano isolatori detti a cappa e perno, dove l'isolamento è realizzato da una campana in porcellana o in vetro temprato, con un foro centrale nel quale alloggia il perno in acciaio, e una cappa in ghisa. La forma dell'isolatore è studiata ad hoc per allungare il più possibile il percorso di fuga di un'eventuale scarica che dovesse innescarsi a causa della presenza di sporcizia o di condizioni atmosferiche particolarmente svantaggiose come umidità nell'aria o salsedine dovuta alla vicinanza a zone marine.

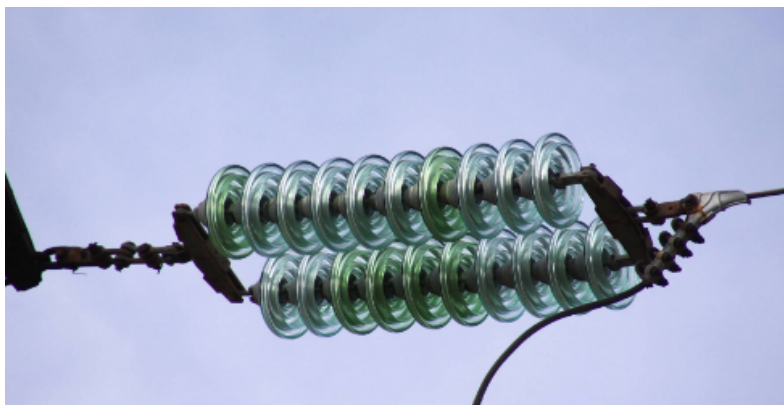


Figura 1.2: serie di isolatori di una linea di trasmissione

Sostegni

I sostegni sono solitamente in acciaio ed hanno il compito di sostenere i conduttori e gli isolatori, la struttura è quella tipica a traliccio per questioni

strutturali di maggior stabilità. La distanza da un sostegno all'altro in pianura può variare dai 200 ai 400 metri mentre l'altezza del singolo sostegno (in metri) cresce con il livello di tensione della linea (equazione 1.1). Inoltre per un dato livello di tensione esistono più tipologie di sostegni, scelti in base alle prestazioni meccaniche richieste.

$$H_{\min} = 5.5 + 0.006 \cdot U_{\text{kV}} \quad (1.1)$$

Nel punto più alto del sostegno transiterà un ulteriore conduttore in acciaio con un nucleo centrale in fibra ottica detto fune di guardia. Esso avrà una duplice funzione, quella di permettere la comunicazione tramite la fibra ottica e quella di proteggere la linea da fulminazioni dovute ad agenti atmosferici.

1.1.2 Linee in cavo - aspetti costruttivi

E' possibile osservare la sezione di un cavo di alta tensione in Figura 1.3. Il conduttore sarà formato da tanti trefoli, tipicamente in alluminio o rame. Questi saranno avvolti da uno schermo semiconduttore con lo scopo di rendere il campo elettrico più uniforme possibile per evitare scariche localizzate all'interno del materiale isolante. L'isolante svolge la funzione principale di isolamento elettrico. Attorno al materiale isolante troveremo uno schermo metallico che ha lo scopo di aumentare la sicurezza delle persone dal rischio elettrico. Infine l'ultimo strato sarà una guaina protettiva per proteggere il cavo da possibili danni di natura meccanica o chimica.

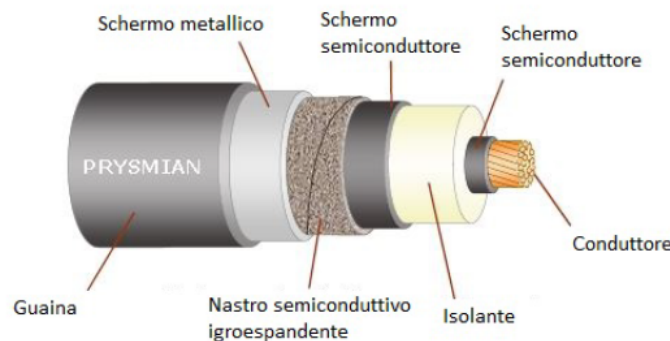


Figura 1.3: Sezione di un cavo di alta tensione

1.1.3 Modello elettrico delle linee

Costanti primarie

Una linea elettrica se analizzata in un tratto di lunghezza infinitesima, può essere rappresentata con quella che è detta 'cella elementare' (Figura 1.4), costituita dalle grandezze riportate di seguito caratterizzate dai valori numerici riportate in Tabella 1.1 [2] [4].

Tabella 1.1: Valori tipici delle costanti primarie delle linee

Linee	r [Ω/km]	l [mH/km]	c [nF/km]	g [nS/km]
380 kV aeree	0.029	1.22	9.1	96
220 kV aeree	0.084	1.3	8.6	100
130 kV aeree	0.228	1.26	8.8	30
380 kV cavo	0.028	0.22	340	400
220 kV cavo	0.056	0.37	253	238
130 kV cavo	0.898	0.34	154	485

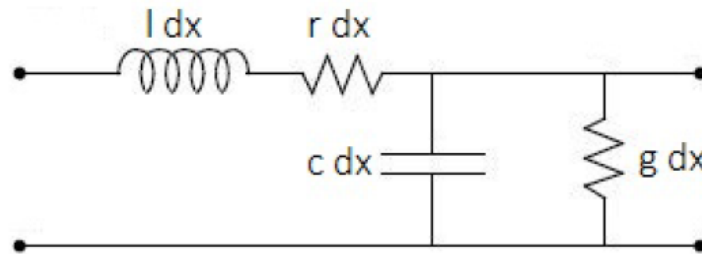


Figura 1.4: Cella elementare

- **resistenza r**

La resistenza è associata alle perdite per effetto joule dei conduttori, la si può calcolare partendo dalla resistenza in corrente continua per unità di lunghezza (Ω/km) data dal rapporto tra la resistività a 20 gradi del materiale conduttore diviso la sezione (equazione 1.2). Siccome la sezione del singolo trefolo sarà presumibilmente piccola la componente

di resistenza dovuta all'alternata è ridotta; si dovrà però tener in considerazione la dipendenza dalla temperatura secondo la legge seguente (equazione 1.3):

$$r_{dc} = \frac{\rho_{20}}{S} \quad (1.2)$$

$$r = r_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - \theta_{20})] \quad (1.3)$$

Dove α rappresenta il coefficiente di temperatura del conduttore e θ la nuova temperatura di esercizio.

- **induttanza l**

L'induttanza modella la dipendenza del flusso concatenato dalle spire formate dai conduttori dalla corrente nei conduttori stessi. E' possibile distinguere quella generata dal conduttore stesso (autoinduttanza) da quella dovuta alla presenza degli altri conduttori (mutuainduttanza). L'effetto delle auto e mutue induttanze si rappresenta con un unico parametro equivalente detto: 'induttanza apparente'.

- **conduttanza g**

La conduttanza è associata alle correnti di dispersione verso terra sugli isolatori ed alle perdite per effetto corona. E' espressa in (S/km)

- **capacità c**

La capacità è associata alle correnti di spostamento. E' possibile definire una capacità tra conduttore e schermo metallico per i cavi, e tra conduttore e terra per le linee aeree. Oltre a queste, vi è anche quella tra due conduttori. Il parametro utilizzato per rappresentarle è unico e prende il nome di 'capacità apparente'. Tale valore sarà dalle 15 alle 40 volte più grande nelle linee in cavo rispetto alle linee aeree a causa della minore distanza tra schermo e cavo piuttosto che cavo e terra nelle linee aeree.

Induttanza e capacità di servizio

Con il termine parametro di servizio si intende il valore medio dei valori apparenti sulle tre fasi (se la linea è simmetrica ed equilibrata i valori di fase sono uguali tra di loro).

- **Induttanza di servizio** L'induttanza di servizio per un sistema trifase è calcolabile con le seguenti equazioni (equazione 1.4 per linee aeree) (equazione 1.5 per linee in cavo).

$$l_{\text{aerea}} = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{2 \cdot D_m}{d_{\text{eq}}} \quad (1.4)$$

$$l_{\text{cavo}} = 0.46 \log \frac{2D_m}{d_{\text{eq}}} \quad (1.5)$$

$$D_m = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} \quad (1.6)$$

D_m (equazione 1.6) è il diametro dato dalla media geometrica delle distanze tra i centri dei tre conduttori D_{12} D_{23} D_{31} , mentre d_{eq} è il diametro di un conduttore singolo equivalente, che per linee aeree con più conduttori per fase è calcolato come segue (equazione 1.7)

$$d_{\text{eq}} = 2 \cdot \sqrt[n]{n \cdot k \cdot \frac{d}{2} \cdot \left(\frac{\Delta}{2}\right)^{n-1}} \quad (1.7)$$

n rappresenta il numero di conduttori per fase, che nel caso di linea in cavo sarà sempre pari ad 1, k è un coefficiente che dipende dalla tipologia del fascio, d il diametro di ciascun conduttore, infine Δ il diametro del fascio.

- **Capacità di servizio**

La capacità di servizio, rappresenta il valore medio dei valori apparenti sulle tre fasi. Se la linea è simmetrica ed equilibrata i valori di fase sono tutti uguali, il valore di questa capacità è espresso in (F/km) calcolabile con le equazioni seguenti: (equazione 1.8 per linee aeree) (equazione 1.9 per linee in cavo)

$$c_{\text{aerea}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{2D_m}{d_{\text{eq}}}} \quad (1.8)$$

$$c_{\text{cavo}} = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{D_s}{d_1}} \quad (1.9)$$

ϵ_r è stato aggiunto al caso di linee in cavo perché occorrerà tener conto del comportamento del materiale isolante, D_s rappresenta il diametro del cavo completo mentre d_1 il diametro della sola parte conduttrice.

Impedenza caratteristica e costante di propagazione

Una volta definiti i parametri primari e la struttura della cella elementare (Figura 1.4), si può comprendere il comportamento di una linea analizzando due importanti parametri: l'impedenza caratteristica (equazione 1.10) e la costante di propagazione (equazione 1.11).

$$Z_0 = \sqrt{\frac{r + j\omega L}{g + j\omega c}} \quad (1.10)$$

$$k = \sqrt{(r + j\omega L) \cdot (g + j\omega c)} \quad (1.11)$$

Modello a doppio bipolo

Supponendo di considerare una linea elettrica ed indicare con il pedice 's' (sending) tutte le grandezze legate al nodo di partenza e con il pedice 'r' (receiving) tutte quelle legate al nodo di arrivo, la conoscenza della costante di propagazione e dell'impedenza caratteristica permette di rappresentare la linea con un modello a **a doppio bipolo** (Figura 1.5). Questo modello permette di avere simmetria della linea rispetto allo scambio di r ed s, quindi se conosciamo la lunghezza della linea 'a' ed i valori di corrente e tensione a fondo linea potremo ricavare anche quelli all'inizio e viceversa. Le due equazioni delle linee sono riportate di seguito (equazione 1.12 e 1.13)

$$E_s = E_r \cdot \cosh ka + Z_0 \cdot I_r \cdot \sinh ka \quad (1.12)$$

$$I_s = \frac{E_r}{Z_0} \cdot \sinh ka + I_r \cdot \cosh ka \quad (1.13)$$

Possiamo adottare una scrittura più compatta:

$$E_s = A \cdot E_r + B \cdot I_r \quad (1.14)$$

$$I_s = C \cdot E_r + D \cdot I_r \quad (1.15)$$

$$A = D = \cosh ka \quad (1.16)$$

$$B = Z_0 \cdot \sinh ka \quad (1.17)$$

$$C = \frac{\sinh ka}{Z_0} \quad (1.18)$$

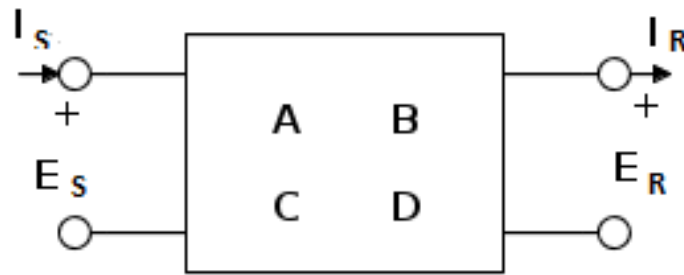


Figura 1.5: Modello della linea a doppio bipolo

Modelli circuitali a π

Per una maggior comodità solitamente si utilizza il modello circuitale a π (Figura 1.6) piuttosto che quello a doppio bipolo. dove i parametri Z e Y saranno uguali a:

$$Z = B \quad (1.19)$$

$$Y = \frac{A - 1}{Z} = \frac{A - 1}{B} \quad (1.20)$$

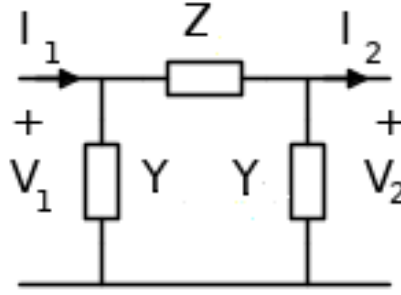


Figura 1.6: Modello circuitale a π per una linea

1.1.4 Limiti di funzionamento delle linee

Il corretto funzionamento delle linee elettriche dipende dal soddisfacimento dei seguenti vincoli:

- limite termico, legato all'entità delle correnti, alla loro durata ed alla temperatura dell'ambiente esterno;
- limite sulle cadute di tensione;
- limite di stabilità.

Per comprendere quest'ultimo, si definisce la potenza attiva trasportabile su una linea con l'equazione 1.21.

$$P = \frac{E_s E_r}{Z_0 \sin \theta} \cdot \sin \delta \quad (1.21)$$

$$\theta = k \cdot a \quad (1.22)$$

La potenza attiva massima si ha per $\delta = \pi/2$ dove δ rappresenta lo sfasamento tra la tensione ad inizio e fondo linea. Le possibilità sono due:

$0 < \delta < \frac{\pi}{2}$: In questa situazione, un aumento di potenza richiesta farà aumentare anche δ che a sua volta fa aumentare la potenza trasmessa trovando così un nuovo equilibrio.

$\frac{\pi}{2} < \delta < \pi$: In questo caso all'aumentare della richiesta aumenterà δ ma la potenza trasmessa al contrario diminuirà. Questa relazione inversa farà aumentare ulteriormente δ portando all'instabilità della linea.

Pertanto, a fronte di un incremento della potenza trasmessa su una linea, la condizione di stabilità si ha quando $\delta < \frac{\pi}{2}$.

1.2 Trasformatori

I trasformatori sono delle macchine elettriche che consentono l'innalzamento e la riduzione della tensione. Questa pratica consente di ridurre notevolmente le perdite per effetto joule nel trasporto di energia (essendo a parità di potenza trasportata la corrente minore se la tensione è maggiore).

1.2.1 Caratteristiche costruttive trasformatore trifase

I trasformatori trifase sono realizzati con tre avvolgimenti primari e tre secondari montati su un unico nucleo oppure, più di rado, con tre trasformatori monofase indipendenti.

Questi avvolgimenti possono essere connessi a stella (sigla Y lato alta e y lato bassa) a triangolo (sigla D lato alta e d lato bassa), oppure a zig zag (sigla Z lato alta e z lato bassa).

Alcuni collegamenti tipici sono i seguenti:

- Primario e secondario a stella

Questo tipo di collegamento è usato esclusivamente in presenza di carichi equilibrati;

- Primario a triangolo e secondario a stella con neutro

Questa tipologia di trasformatore è adatta ad alimentare carichi squilibrati, la connessione a triangolo a primario consente alla componente di terza armonica di circolare senza essere trasmessa a secondario;

- Primario a triangolo e secondario a triangolo

Anche questo tipo di connessione permette di alimentare carichi squilibrati senza avere delle dissimmetrie nelle forze elettromotrici;

La scelta dei collegamenti è importante ai fini di determinare i valori da assegnare ai parametri del trasformatore del circuito equivalente.

1.2.2 Modello elettrico dei trasformatori

Il modello elettrico utilizzato per rappresentare il trasformatore deriva da quello della linea, infatti è un modello a π . Il parametro longitudinale z_{12} si calcola nel seguente modo (equazione 1.23)

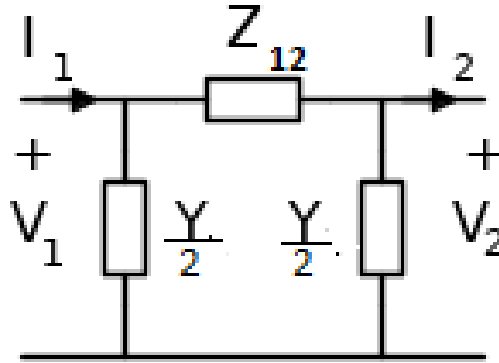


Figura 1.7: Modello elettrico a π del trasformatore

$$Z_{12} = \frac{V_{cc\%}}{100} \cdot \frac{V_{n1}^2}{A_{Rif}} \quad (1.23)$$

Dove $V_{cc\%}$ sarà un dato di targa del trasformatore insieme alla tensione nominale a primario V_{n1} e la potenza nominale di riferimento A_{Rif} .

I due parametri trasversali $Y/2$ si ricaveranno invece a partire dalla formula per il calcolo di Y (equazione 1.24):

$$Y = \frac{I_{0\%}}{100} \cdot \frac{A_{Rif}}{V_{n1}^2} \quad (1.24)$$

Capitolo 2

Sviluppo del software per l'individuazione di anomalie nei parametri di rete

2.1 Obiettivo

In qualsiasi studio che coinvolge una rete elettrica, è sempre opportuno esaminare la topologia, le potenze iniettate, i parametri elettrici degli elementi che la costituiscono ed i risultati del calcolo dei flussi di potenza (power flow) per essere certi che i dati forniti in ingresso siano coerenti. L'analisi è solitamente condotta in modo manuale e la sua efficacia è strettamente legata all'esperienza di chi la effettua.

La tesi ha l'obiettivo di formalizzare e automatizzare queste verifiche tramite lo sviluppo di un software. In particolare, vengono effettuati controlli:

- sulla rete nel suo insieme, individuando ad esempio i nodi terminali, le isole elettriche e valutando il bilancio di potenza attiva;
- sulle linee elettriche e sui trasformatori a due avvolgimenti, esaminando i parametri elettrici e confrontandoli con i valori tipici disponibili in letteratura.

Il codice è scritto in linguaggio Matlab.

Per migliorare l'esperienza dell'utente, si è sviluppata un'interfaccia grafica che permette di caricare i dati in ingresso e scegliere i test da eseguire.

L'esito dei test è fornito a display e tramite fogli di calcolo (Microsoft Excel).

2.2 Dati in Ingresso

I dati in ingresso sono riportati nelle Tabelle 2.1 e 2.2, e sono organizzati in due formati possibili, descritti di seguito.

- **MatPower** Si è deciso di adottare un formato di dati che ricalcasse quello del noto programma open source "MatPower", vista la sua diffusione in ambito accademico e aziendale. Si riporta un esempio di questo formato di dati nell'allegato '*case9_mod*';
- **Libero** Per garantire la massima flessibilità di utilizzo, i dati di ingresso possono essere salvati all'interno di un file "Microsoft Excel". L'utente, tramite l'interfaccia grafica, indica il foglio e la colonna corrispondenti a ciascuna grandezza.

2.3 Controlli per l'individuazione di anomalie

I controlli possibili sono divisi in tre macro-categorie:

1. controlli sulla rete nel suo insieme, descritti al paragrafo 2.3.1 e schematizzati nel flowchart di Figura: 2.1;
2. controlli sui trasformatori, descritti al paragrafo 2.3.3 e schematizzati nel flowchart di Figura 2.2;
3. controlli sulle linee, descritti al paragrafo 2.3.2 e schematizzati nel flowchart di Figura 2.3.

2.3.1 Controlli sulla rete

Identificazione delle isole Il controllo permette di individuare tutte le isole elettriche presenti nella rete e di assegnare a ciascun nodo un identificativo numerico dell'isola di appartenenza. Nel caso ne venga identificata più

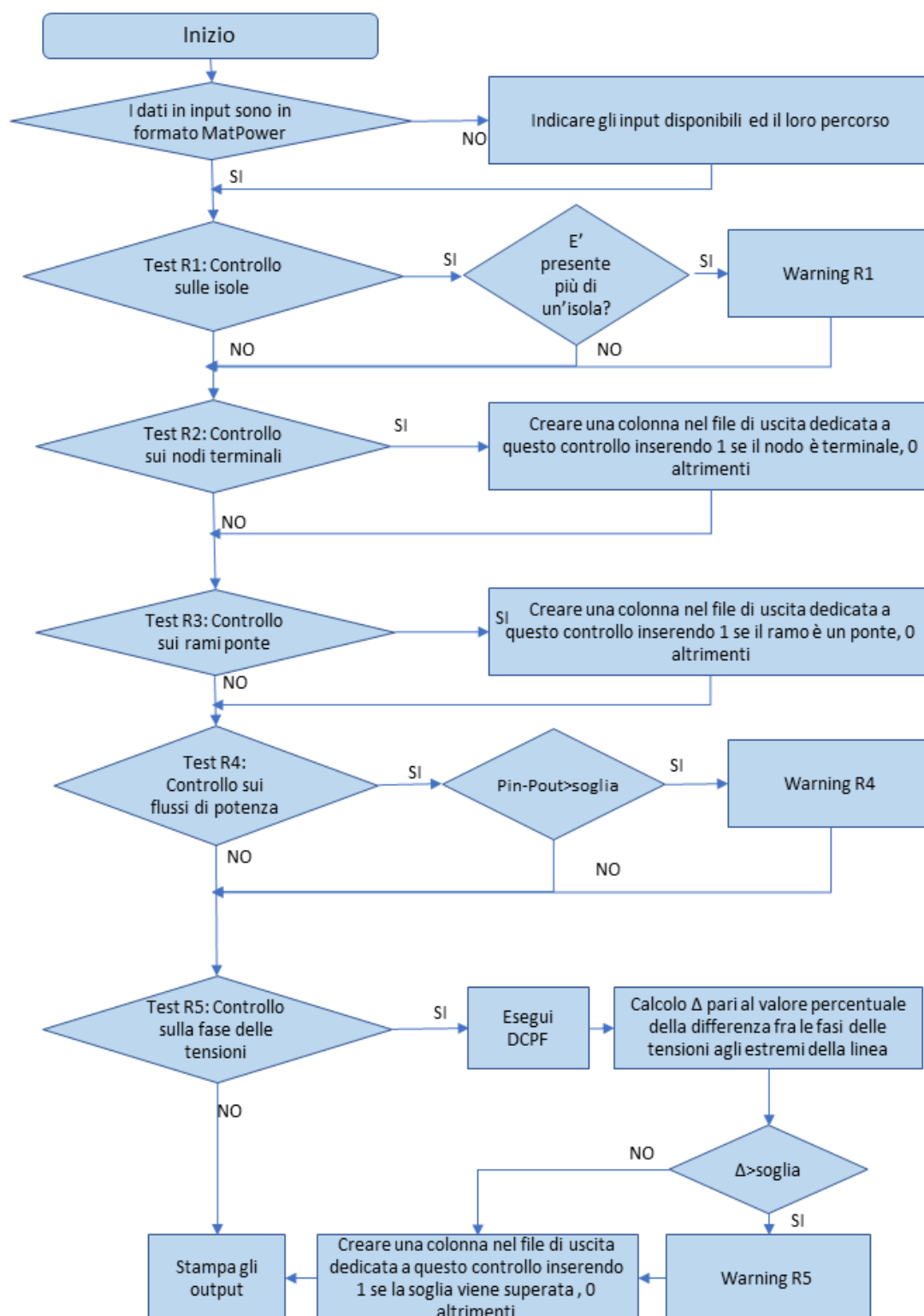


Figura 2.1: Flow-chart tests sulla rete

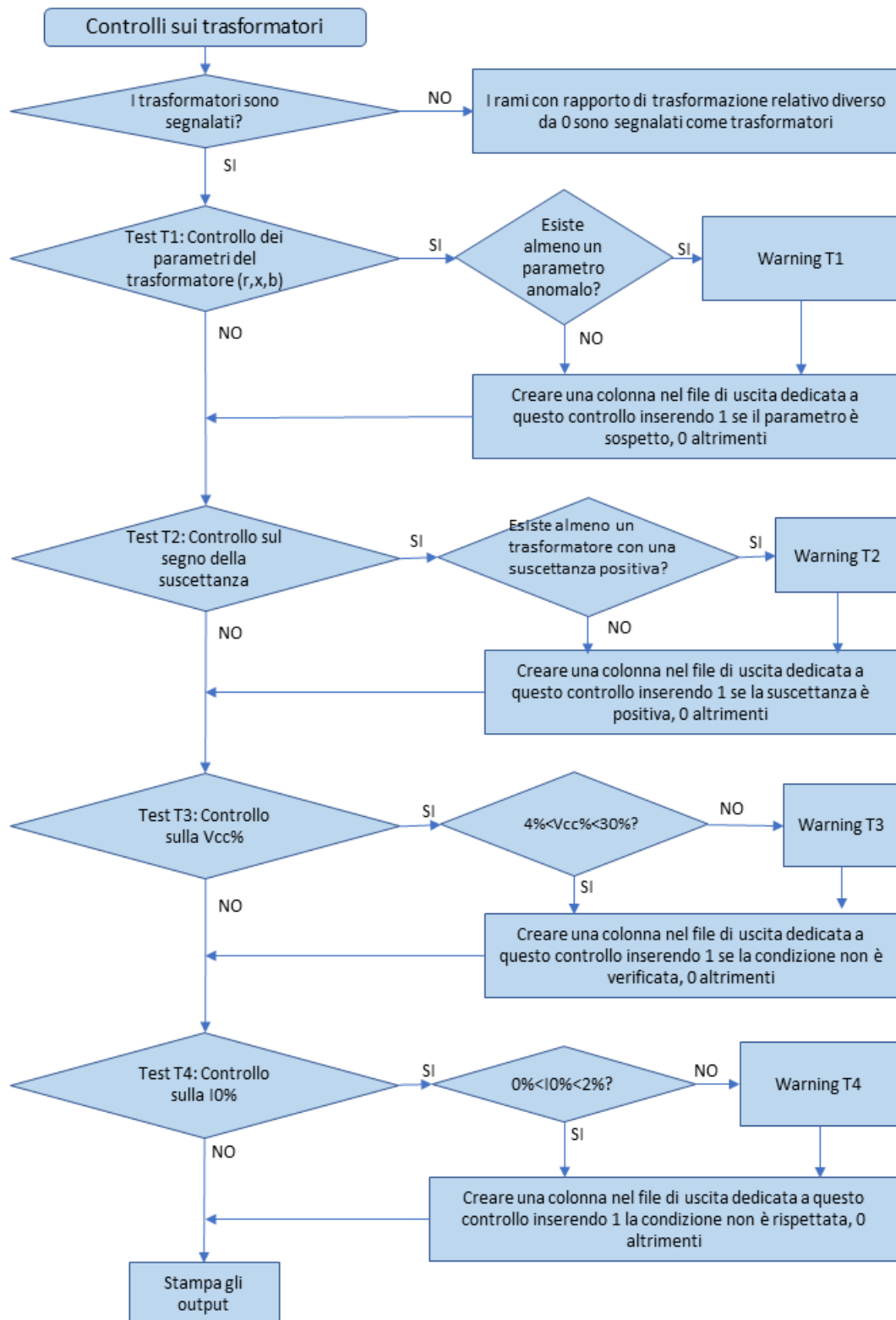


Figura 2.2: Flow-chart tests sui trasformatori

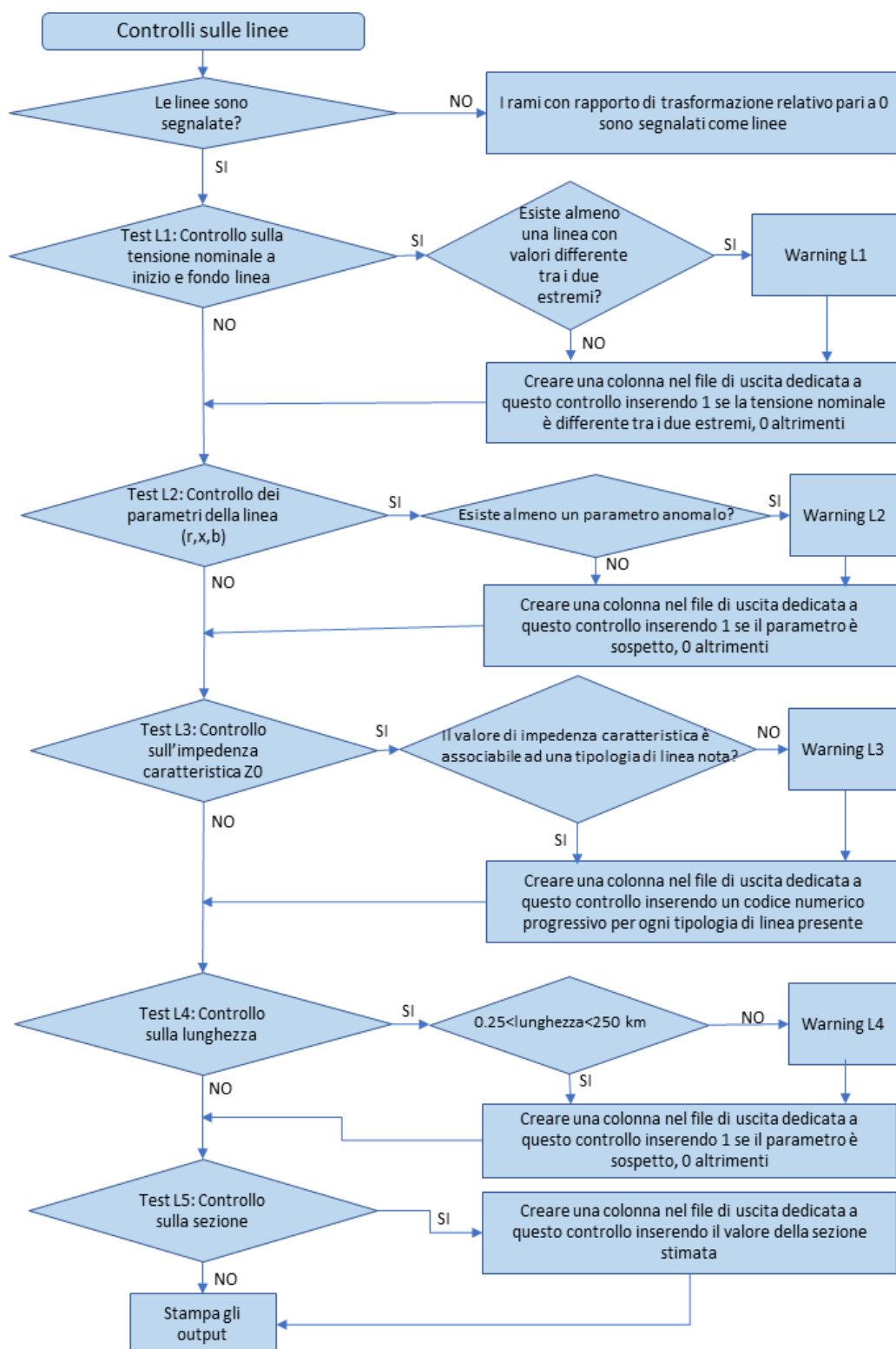


Figura 2.3: Flow-chart tests sulle linee

Tabella 2.1: Descrizione dei dati di ingresso richiesti (parte 1)

Dato	Acronimo	Descrizione	Unità di Misura
Nodo di partenza	F_BUS	-	-
Nodo di arrivo	T_BUS	-	-
Stato iniziale	BR_STATUS	In questa colonna comparirà 1 se il ramo è chiuso 0 se aperto	-
Nodi di generazione	GEN_BUS	-	-
Potenza base	baseMVA	In questa sezione verrà indicata la potenza base indispensabile per alcuni test sui trasformatori	MVA
Tensione base	BASE_KV	In questa sezione verrà indicata la tensione base utile per la conversione da valori in p.u. delle grandezze	kV
Rapporto trasf.	TAP	In questa sezione verrà indicato il rapporto di trasformazione normalizzato. Se uguale a 0 sarà una linea, altrimenti un trasformatore	-

di una, a schermo verrà visualizzato il messaggio di warning: 'There is more than one island in the network'.

Il software restituisce un file Microsoft Excel con una tabella contenente l'esito del controllo sui nodi e sui lati. Nella colonna dedicata al controllo sulle isole, a ciascun nodo è associato il codice identificativo dell'isola di

Tabella 2.2: Descrizione dei dati di ingresso richiesti (parte 2)

Dato	Acronimo	Descrizione	Unità di Misura
resistenza	BR_R	-	p.u.
reattanza	BR_X	-	p.u.
suscettanza	BR_B	-	p.u.
modulo tensione	VM	-	p.u.
fase tensione	VA	in queste sezioni verrà indicata la fase della tensione di ogni ramo	gradi
potenza carichi	PD	in queste sezioni verrà indicata la potenza totale richiesta dal nodo	MW
potenza prodotta	PG	in queste sezioni verrà indicata la potenza generata in ogni nodo di generazione	MW
potenza nominale trasf.	An	in queste sezioni verrà indicata la potenza nominale dei rami trasformatori	kVA

appartenenza.

Controllo sui nodi terminali Il controllo individua i nodi terminali (leaf nodes), ovvero tutti quei nodi non di generazione, che sono raggiunti da un solo ramo [9]. Tale funzione restituirà inoltre un grafo della rete evidenziando con un colore diverso (verde) i nodi terminali, come in Figura 2.4.

Il software restituisce un file Microsoft Excel con una tabella contenente l'esito del controllo sui nodi e sui lati. Nella colonna dedicata al controllo sui nodi terminali, i nodi terminali sono evidenziati con l'indice 1.

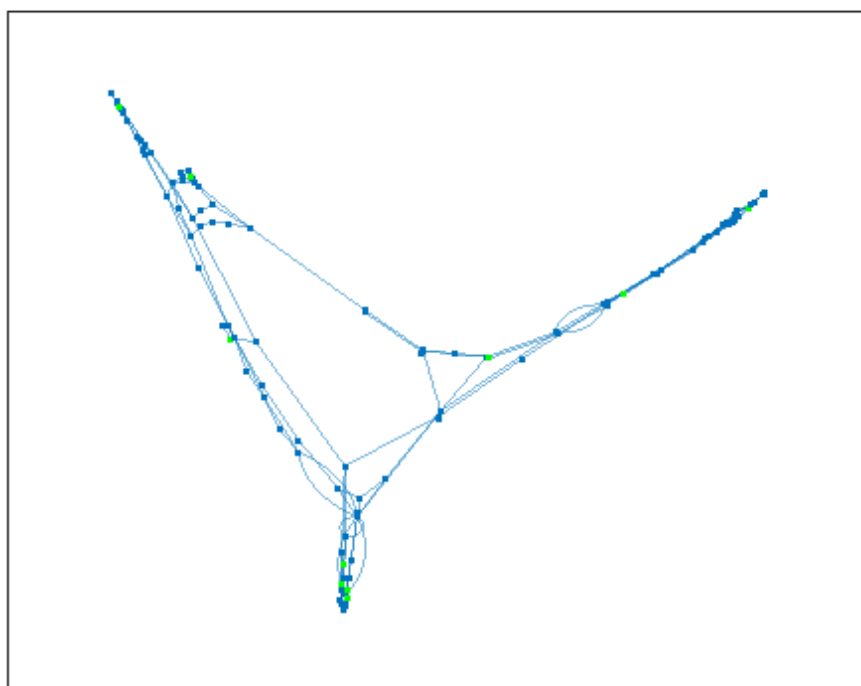


Figura 2.4: Grafo di rete caso con 118 nodi (in verde i nodi terminali)

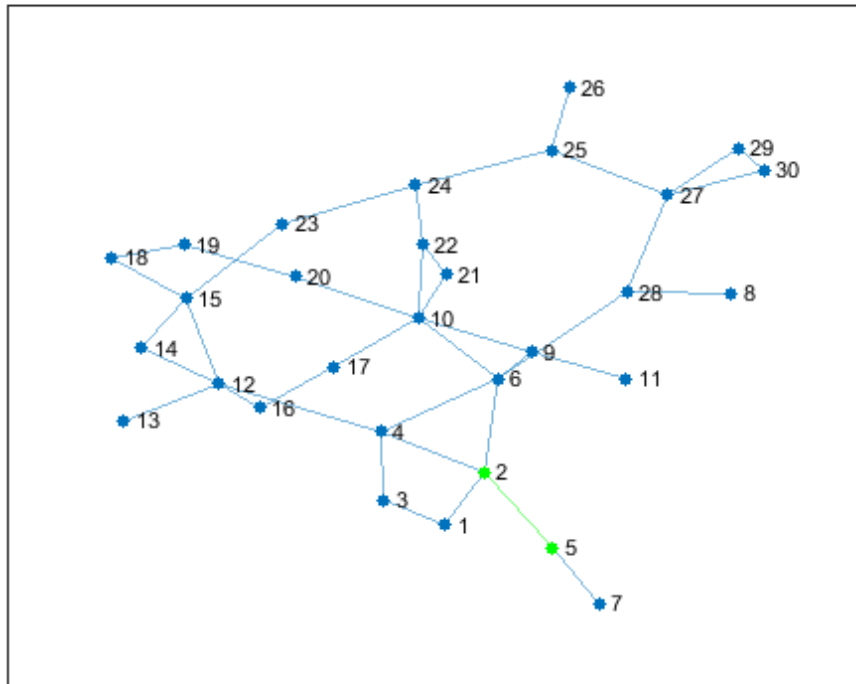


Figura 2.5: Grafo di rete caso con 30 nodi in verde i ponti(bridge)

Controllo sui ponti Un ponte è definito come un ramo che permette la connessione tra due porzioni di rete che altrimenti funzionerebbero in isola. [5] Il test identifica i ponti all'interno del grafo di rete, evidenziandoli in verde, come mostra Figura 2.5. Per riuscire ad individuare in maniera rapida ed efficace se un ramo è un ponte oppure no, la funzione va a disattivare uno alla volta tutti i rami dopodiché esegue la verifica delle isole. Se la disattivazione porta ad avere più isole questo permette di affermare con certezza che quel ramo è un ponte.

Il software restituisce un file Microsoft Excel con una tabella contenente l'esito del controllo sui nodi e sui lati. Nella colonna dedicata al controllo sui lati "ponti", questi vengono evidenziati con l'indice 1.

Controllo sul bilanciamento di potenza Il controllo confronta la potenza totale immessa in rete con quella prelevata. Se la differenza è superiore al 20%, il software restituirà il messaggio di warning: 'The difference between

the total injected power and the total power demand is greater than the set threshold of 20%'.

Controllo sulla fase delle tensioni Il software esegue l'algoritmo Direct Current Power Flow (DCPF) di MatPower per calcolare la fase delle tensioni ai nodi [10] [8] [7]. Per ciascun lato esegue la differenza tra la fase del nodo di partenza (F_BUS) e quella del nodo di arrivo (T_BUS). Tutti i lati che presentano una differenza angolare superiore a 10 gradi vengono evidenziati nel file Microsoft Excel di output e sul display compare il messaggio di warning: 'The difference between the phase of from bus voltage and the phase of to bus voltage is greater than the set threshold of 10 degrees'.

2.3.2 Controlli sulle linee

Sono identificate come linee tutti i rami che presentano un rapporto di trasformazione (TAP) pari a 0.

Controllo sulla tensione nominale dei nodi di partenza e di arrivo Il controllo confronta la tensione nominale del nodo di partenza (F_BUS) e del nodo di arrivo (T_BUS).

Tutti i lati dove questa condizione non è rispettata vengono segnalati e a schermo compare il messaggio di warning: 'There is at least one line with a different rated voltage between the departure node and the arrival node'.

Controllo sui parametri di linea Le linee che presentano valori di resistenza, reattanza e suscettanza pari a 0, 0.1, 0.01, 0.001 vengono evidenziate nel file Microsoft Excel e sul display compare il seguente messaggio di warning: 'There are one or more suspected line (resistance/reactance/susceptance) values'. Questi valori potrebbero infatti essere stati impostati a priori, senza che ci sia una motivazione fisica a supporto.

Controllo sull'impedenza caratteristica I valori di impedenza caratteristica delle linee elettriche di trasmissione assumono valori caratteristici sulla base della tipologia di linea (aerea o in cavo), della tensione nominale e del numero di conduttori per fase [3] [6]. I valori tipici disponibili di default nel software sono riportati in Tabella 2.3. Tali valori possono essere modificati dall'utente.

Tabella 2.3: Tipologie di linee in relazione al valore di Z_0

V_n [kV]	Tipo	num.conduttori fase	Z_0 min [Ω]	Z_0 max [Ω]
400	CL	1	10	100
400	OL	3	230	280
400	OL	2	280	320
220	CL	1	20	100
220	OL	2	250	350
220	OL	1	350	420

Conoscendo i parametri elettrici della linea è possibile ricavare l'impedenza caratteristica tramite l'equazione 2.1:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{X}{B}} \quad (2.1)$$

dove X è la reattanza longitudinale totale, e B la suscettanza trasversale totale.

Il tipo di linea potrà quindi essere catalogato sulla base del valore di Z_0 .

Il codice identificativo del tipo di linea viene associato a ciascuna linea nel file di Output di Microsoft Excel.

La sigla CL significa Cable Line ovvero linea in cavo mentre OL Overhead Line (linea aerea). Quindi facendo un esempio: se si ottenesse con l'equazione 2.1 un valore compreso tra 10 e 100 con un valore di tensione nominale pari a 400kV si saprà che con buone probabilità la linea che si sta analizzando sarà una linea in cavo, con un solo conduttore per fase.

Se si dovesse ottenere un valore di impedenza caratteristica non associabile a nessuna linea tipica si riceverà il messaggio di warning: 'It was not possible to associate the Z_0 value of line "n" to a specific type of line in the database'.

L'utente dovrà eseguire questo controllo su Z_0 per essere abilitato ad eseguire i controlli sulla stima della lunghezza e della sezione, descritti ai paragrafi 2.3.2 e 2.3.2.

Controllo sulla lunghezza della linea Conoscendo per i vari tipi di linea i valori tipici di reattanza per unità di lunghezza, è possibile stimarne la lunghezza servendosi dell'equazione 2.2:

$$a = \frac{X}{x_1} \quad (2.2)$$

dove:

- X è la reattanza longitudinale totale $[\Omega]$;
- x_1 la reattanza per unità di lunghezza;
- $[\Omega/km]$ ed infine a la lunghezza in chilometri.

Le linee caratterizzate da una lunghezza non compresa nell'intervallo $250\text{ m} \div 250\text{ km}$ sono evidenziate nel file Microsoft Excel e sul display compare il messaggio di warning 'The estimated length of the line number "n" is outside of a typical range of values (0.25 - 250 km)'.

Per ciascuna linea, nel file Microsoft Excel di output viene riportata la stima della lunghezza in km .

Controllo sulla sezione della linea A questo punto si può passare all'ultimo test, quello per la stima della sezione. Avendo già ipotizzato tramite il valore di Z_0 la tipologia di linea e la lunghezza, potrò stimare anche la sezione. I dati che servono saranno appunto la lunghezza, la resistività, il numero di conduttori per fase ed il valore della resistenza longitudinale (equazione 2.3):

$$S = \frac{\rho \cdot a}{n \cdot R} \quad (2.3)$$

Per ciascuna linea, nel file Microsoft Excel di output viene riportata la stima della sezione in mm^2 .

2.3.3 Controlli sui trasformatori

Controllo sui parametri dei trasformatori I trasformatori che presentano valori di resistenza, reattanza e suscettanza pari a 0, 0.1, 0.01, 0.001 vengono evidenziate nel file Microsoft Excel e sul display compare il seguente messaggio di warning: 'There are one or more suspected (resistance/-reactance/susceptance) values'. Questi valori potrebbero infatti essere stati impostati a priori, senza che ci sia una motivazione fisica a supporto [1].

Controllo sul segno della suscettanza Si può calcolare l'ammettenza (y) di un lato con l'equazione 2.4, la cui parte reale rappresenta il fenomeno dissipativo e prende il nome di conduttanza(g), mentre la componente immaginaria corrisponde alla suscettanza (b).

$$y = g - ib \quad (2.4)$$

A differenza della conduttanza che è un numero sempre positivo, la suscettanza può essere positiva o negativa: il primo caso si ha in caso di ammettenza capacitiva, mentre il secondo in caso di ammettenza induttiva. Essendo il trasformatore una macchina a comportamento prevalentemente induttivo, il segno della suscettanza atteso è negativo. Il controllo verifica il segno della suscettanza. Tutti i trasformatori che presentano una suscettanza positiva verranno segnalati sul file Microsoft Excel di output e sul display verrà visualizzato il messaggio di warning: 'There are one or more positive susceptance values'.

Controllo sulla $V_{cc\%}$ Il controllo stima la tensione di cortocircuito percentuale ($V_{cc\%}$) tramite l'equazione 2.5:

$$V_{cc\%} = 100 \cdot X \cdot \frac{S}{V_{HV}^2} \quad (2.5)$$

Dove S è la potenza nominale del trasformatore, $V_{HV\%}$ la tensione sul lato alta del trasformatore, mentre X e B sono rispettivamente reattanza e suscettanza. In relazione all'esperienza ed ai modelli di trasformatori in commercio si è sancito come range di valori accettabili per $V_{cc\%}$ da 4% a 30%. Tutti i trasformatori che presentano valori di $V_{cc\%}$ al di fuori di tale intervallo sono evidenziati nel file Microsoft Excel e sul display compare il messaggio di warning: 'The estimated vcc% of the transformer number "n" is outside of a typical range of values (4% - 30%)'.

Controllo sulla $I_{0\%}$ Il controllo calcola una stima della corrente a vuoto tramite l'equazione 2.6:

$$I_{0\%} = 100 \cdot (-B) \cdot \frac{V_{HV}^2}{S} \quad (2.6)$$

Dove S è la potenza nominale del trasformatore, $V_{HV\%}$ la tensione sul lato alta del trasformatore, mentre X e B sono rispettivamente reattanza e suscettanza. In relazione all'esperienza ed ai modelli di trasformatori in

commercio si è sancito come range di valori accettabili per $I_{0\%}$ da 0% a 2%. Tutti i trasformatori che presentano valori di $I_{0\%}$ al di fuori di tale intervallo sono evidenziati nel file Microsoft Excel e sul display compare il messaggio di warning: 'The estimated $I_{0\%}$ of the transformer number "n" is outside of a typical range of values (0% - 2%)'.

2.4 Dati in Uscita

I dati in uscita vengono riportati schematicamente nelle Tabelle 2.4 e 2.5.

Il software fornisce i messaggi di warning descritti in precedenza ed un file di Microsoft Excel dove viene fornito l'esito dei controlli sui nodi e sulle linee.

Il file è costituito da due tabelle relative ai nodi ed ai lati della rete in analisi. Il numero di righe è pari al numero di nodi/lati della rete, mentre il numero delle colonne è pari al numero dei controlli eseguiti (eccezion fatta per il controllo sulle isole e sui flussi di potenza, che non restituiranno una vera e propria uscita ma semplicemente un messaggio di warning in caso di esito negativo).

Nelle colonne corrispondenti ai controlli delle linee/trasformatore, per tutte le righe corrispondenti ad un trasformatore/linee viene visualizzato 'NaN', per sottolineare che il controllo non è stato eseguito.

2.5 Manuale D'uso del Software

2.5.1 Requisiti

Per poter utilizzare il software è necessario aver installato 'MATLAB R2019' o versioni successive, MatPower, ed 'Excel' per poter leggere il file di output. Inoltre per il corretto funzionamento occorrerà aver aggiunto nel "path Matlab" tutti i file con le funzioni sviluppate in questa tesi, i file dell'interfaccia grafica (Figura 2.6 e 2.7). Avviando MATLAB, 'Appdesigner' e aprendo il file 'Interfaccia grafica' ci si troverà di fronte alla schermata presente in Figura 2.6.

2.5.2 Esecuzione dell'analisi di rete

Tramite l'interfaccia l'utente potrà scegliere i test che desidera effettuare e fornire le informazioni sui file di ingresso dal quale prelevare i dati in input. Come prima cosa viene chiesto di scegliere il file nel formato Matpower (".mat") o ("excel"). Premendo sul tasto Select si apre una finestra di dialogo che permette all'utente di navigare all'interno dei file sul computer ed andare a selezionare quello desiderato. Scelto il file la finestra si chiude ed il percorso compare nell'apposito spazio "Path".

Se il formato dati è quello MatPower l'utente potrà inserire la flag nell'apposito riquadro e proseguire indicando i test che desidera eseguire. Se invece, il formato è differente non spuntando la flag si aprirà una finestra di dialogo

Tabella 2.4: Descrizione dei dati forniti in uscita (parte 1)

Dato	Acronimo	sezione	Descrizione
Nodi terminali	LEAF	bus	In questa colonna in corrispondenza di un dato nodo avremo 1 se è terminale, 0 altrimenti
rami ponte	BRIDGE	branch	In questa colonna in corrispondenza di ogni ramo avremo 1 se questo è un ponte, 0 altrimenti
fase	SHIFT_LIM	branch	In questa colonna in corrispondenza di ogni ramo avremo 1 se la differenza di fase tra nodo di partenza e arrivo supera la soglia, 0 altrimenti
r trasformatore x trasformatore b trasformatore	R X B	branch	In queste sezioni verranno segnalati con 1 i rami con valori anomali della grandezza corrispondente, 0 i valori verosimili
segno suscettanza	vcc_lim	branch	In questa colonna in corrispondenza di ogni ramo avremo 1 se il valore il valore di suscettanza è positivo, 0 altrimenti
$V_{cc\%}$	B_pos	branch	In questa colonna in corrispondenza di ogni ramo avremo 1 se la tensione di cortocircuito percentuale calcolata è fuori dal range limite, 0 altrimenti

Tabella 2.5: Descrizione dei dati forniti in uscita (parte 2)

Dato	Acronimo	sezione	Descrizione
$I_{0\%}$	I_0	branch	In questa colonna in corrispondenza di ogni ramo avremo 1 se la corrente a vuoto percentuale calcolata è fuori dal range limite, 0 altrimenti
modulo tensione	voltage_diff	branch	in queste sezioni avremo 1 se la tensione nominale tra gli estremi della linea è diversa, 0 altrimenti
r linea	IR	branch	In queste sezioni verranno segnalati con 1 i rami con valori anomali della grandezza corrispondente, 0 i valori verosimili
x linea	IX		
b linea	IB		
Z_0	z_0	branch	in queste sezioni verrà indicato un numero corrispondente alla tipologia di linea del file excel
tipo	type	branch	in questa sezione comparirà il valore 1 nel caso di linea aerea e 0 in caso di linea in cavo
n.conduttori	n_cond	branch	in questa sezione verrà indicato il numero di conduttori per fase
lunghezza	length	branch	in queste sezioni verrà indicata la lunghezza stimata in km
sezione	section	branch	in queste sezioni verrà indicata la sezione stimata in mm^2

Tabella 2.6: Elenco file (parte 1)

file	funzione	descrizione
find_island	Identificazione delle isole	Individua la presenza di più isole
find_terminal	Controllo sui nodi terminali	Individua e segnala i nodi terminali
bridge_identifications	Controllo sui ponti	Individua e segnala i rami ponte
make_power_balance	Controllo sui flussi di potenza	Segnala eventuali anomalie tra potenza prodotta e consumata
phase_differences	Controllo sulla fase delle tensioni	Segnala differenze di fase maggiori rispetto alla soglia, tra un estremo e l'altro della linea
transformer_R_X_B	Controllo sui parametri dei trasformatori	Segnala la presenza di parametri sospetti
susceptance_sign	Controllo sul segno della suscettanza	Segnala la presenza di valori di suscettanza positivi
V_{cc}	Controllo sulla tensione di cortocircuito percentuale	Segnala valori anomali di $V_{cc}\%$
$I_o_{transformer}$	Controllo sulla corrente a vuoto percentuale	Segnala valori anomali di $I_0\%$

(Figura 2.7) all'interno della quale saranno presenti tante voci quanti sono gli ingressi. Per ogni dato l'utente deve indicare se il dato è disponibile e, se lo è, il foglio ed il numero di colonna del file Excel entro il quale questo dato si trova. In questo modo si va a costruire a piccoli passi, colonna per colonna la matrice dei dati in ingresso.

Una volta selezionati gli input ed i test, premendo sul pulsante 'Run tests' il software eseguirà le operazioni e restituirà il file di output che verrà salvato

Tabella 2.7: Elenco file (parte 2)

file	funzione	descrizione
from_to_voltage	Controllo sulla tensione nominale agli estremi della linea	Segnala il ramo in caso di valori differenti tra i due estremi
line_R_X_B	Controllo sui parametri delle linee	Segnala la presenza di parametri sospetti
<i>Z₀_calculation</i>	Controllo sull'impedenza caratteristica	Definisce la tipologia di linea e la segnala in caso appartenga ad una tipologia sconosciuta
length_estimation	Controllo sulla lunghezza della linea	Stima la lunghezza della linea e la segnala nel caso in cui assuma valori fuori dal range consentito
section_estimation	Controllo sulla sezione della linea	Stima la sezione della linea
main_app	Schermata principale interfaccia grafica	Permette la scelta del formato dei dati in input e dei test da eseguire
dialog_box_data	Dialog box per l'inserimento dei dati in input nel caso in cui il formato sia diverso da quello MatPower	Permette di selezionare quali sono i dati disponibili e la loro posizione all'interno del file di input

all'interno della medesima cartella delle funzioni. Inoltre nella finestra di MATLAB comparirà un messaggio di warning per ogni test che ha riscontrato delle anomalie.

The interface is a light gray window with a top section for file input and three main test categories below. At the top left, there is an 'Input file' section with a 'Select' button and a 'Path:' text box. To the right of this is a checkbox labeled 'MatPower format data?' followed by another text box. Below these are three panels, each with a title and a list of tests with checkboxes. The first panel is 'TESTS ON THE GRID' with five tests. The second is 'TESTS ON THE LINES' with five tests. The third is 'TESTS ON THE TRANSFORMERS' with four tests. At the bottom center is a 'Run tests' button.

Input file
Select Path: ☐ MatPower format data?

TESTS ON THE GRID

- ☐ Test 1: identification of the islands
- ☐ Test 2: identification of the leaf nodes
- ☐ Test 3: identification of th bridge
- ☐ Test 4: power balance
- ☐ Test 5: voltage phase shift

TESTS ON THE LINES

- ☐ Test 1: voltage module difference
- ☐ Test 2: control of the line parameters (r,x,b)
- ☐ Test 3: estimation of Zo
- ☐ Test 4: estimation of the length
- ☐ Test 5: estimation of the section

TESTS ON THE TRANSFORMERS

- ☐ Test 1: control of the transformer parameters
- ☐ Test 2: control of the susceptance sign
- ☐ Test 3: calculation of Vcc%
- ☐ Test 4: calculation of Io%

Run tests

Figura 2.6: Interfaccia grafica

The dialog box is a light gray window with a grid of 15 parameter groups. Each group has a title, a checkbox for 'data available', and two text boxes for 'sheet:' and 'column:'. The groups are arranged in three columns and five rows. At the bottom center is a 'Save Data' button.

From bus
☐ data available
sheet: column:

To bus
☐ data available
sheet: column:

branch initial status
☐ data available
sheet: column:

resistance
☐ data available
sheet: column:

reactance
☐ data available
sheet: column:

susceptance
☐ data available
sheet: column:

base voltage
☐ data available
sheet: column:

voltage magnitude
☐ data available
sheet: column:

voltage angle
☐ data available
sheet: column:

generator bus
☐ data available
sheet: column:

real power output (PG)
☐ data available
sheet: column:

real power demand (PD)
☐ data available
sheet: column:

tap
☐ data available
sheet: column:

nominal power of the transformers
☐ data available
sheet: column:

base power
☐ data available
sheet: column:

Save Data

Figura 2.7: DialogBox per l'inserimento dei dati in input nel caso di formato diverso da quello MatPower

Capitolo 3

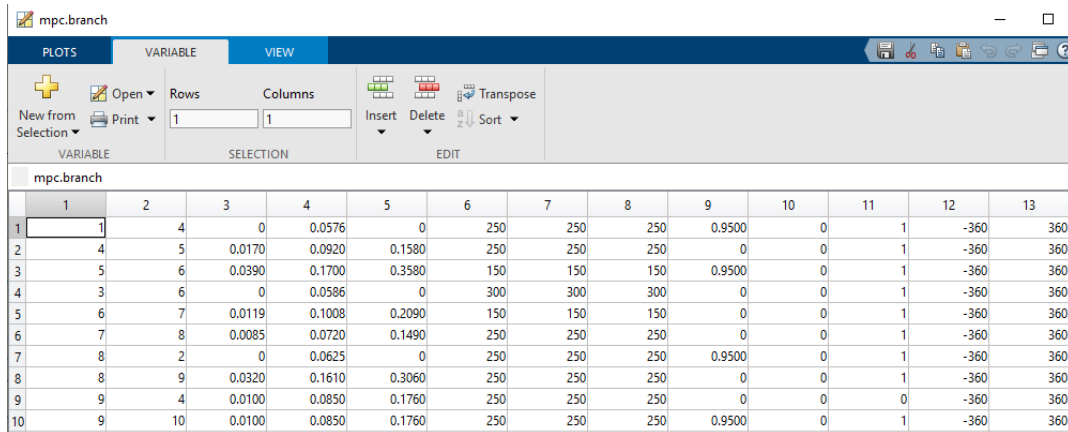
Verifica manuale del corretto funzionamento del software

Per semplicità e per agevolare le operazioni di verifica della correttezza dei controlli eseguiti si è scelto di utilizzare come caso studio una rete molto piccola composta soltanto da 10 nodi, così da poter valutare facilmente l'efficacia dei controlli. In seguito si è analizzata anche una rete estesa (2383 nodi) per confermare il corretto funzionamento anche con casi studio complessi.

3.1 Caso studio 1 - Rete a 10 nodi

La rete in questione è il caso studio "case9" proposto da MatPower [11], riadattato con l'aggiunta di un nodo e l'apertura di un ramo per verificare il funzionamento di tutti i controlli ('case9_mod').

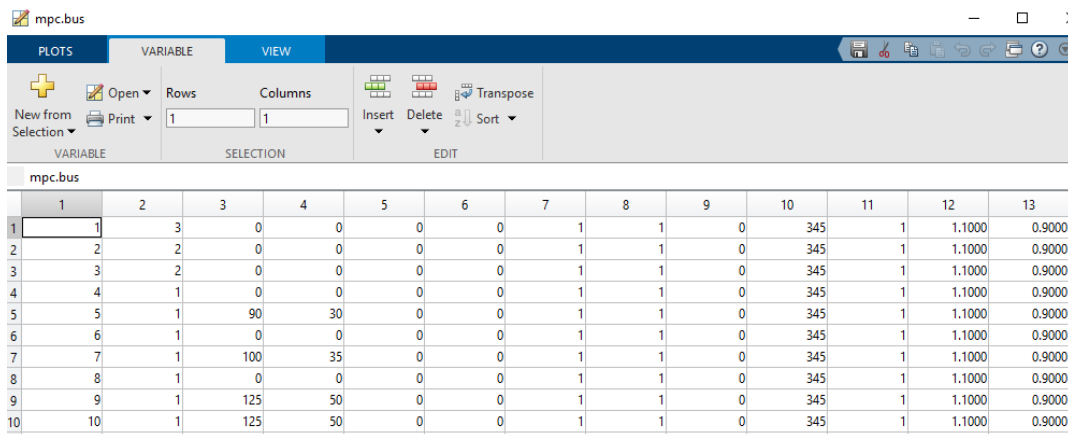
Essendo un file presente in MatPower, lo si indicherà all'interno dell'interfaccia, come in Figura 3.5. Per quanto riguarda i test si eseguiranno tutti quelli possibili visto che lo scopo è proprio quello di verificarne il corretto funzionamento. Non sarà possibile eseguire i test sulla $V_{cc\%}$ e sulla $I_{o\%}$ siccome nel formato di dati considerato non viene espresso il valore nominale della potenza dei trasformatori.



The screenshot shows the 'mpc.branch' window with a table containing 13 columns and 10 rows. The interface includes tabs for PLOTS, VARIABLE, and VIEW, along with various tool icons and a menu bar.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1	4	0	0.0576	0	250	250	250	0.9500	0	1	-360	360
2	4	5	0.0170	0.0920	0.1580	250	250	250	0	0	1	-360	360
3	5	6	0.0390	0.1700	0.3580	150	150	150	0.9500	0	1	-360	360
4	3	6	0	0.0586	0	300	300	300	0	0	1	-360	360
5	6	7	0.0119	0.1008	0.2090	150	150	150	0	0	1	-360	360
6	7	8	0.0085	0.0720	0.1490	250	250	250	0	0	1	-360	360
7	8	2	0	0.0625	0	250	250	250	0.9500	0	1	-360	360
8	8	9	0.0320	0.1610	0.3060	250	250	250	0	0	1	-360	360
9	9	4	0.0100	0.0850	0.1760	250	250	250	0	0	0	-360	360
10	9	10	0.0100	0.0850	0.1760	250	250	250	0.9500	0	1	-360	360

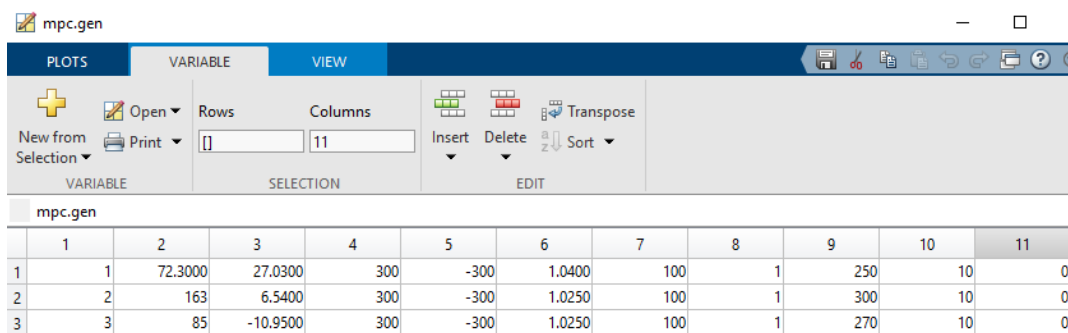
Figura 3.1: Input: tabella 'branch' relativa al caso studio



The screenshot shows the 'mpc.bus' window with a table containing 13 columns and 10 rows. The interface includes tabs for PLOTS, VARIABLE, and VIEW, along with various tool icons and a menu bar.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1	3	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
2	2	2	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
3	3	2	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
4	4	1	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
5	5	1	90	30	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
6	6	1	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
7	7	1	100	35	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
8	8	1	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
9	9	1	125	50	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000
10	10	1	125	50	0	0	1	1	0	345	1	1.1000	0.9000

Figura 3.2: Input: tabella 'bus' relativa al caso studio



The screenshot shows the 'mpc.gen' window with a table containing 11 columns and 3 rows. The interface includes tabs for PLOTS, VARIABLE, and VIEW, along with various tool icons and a menu bar.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	72.3000	27.0300	300	-300	1.0400	100	1	250	10	0
2	2	163	6.5400	300	-300	1.0250	100	1	300	10	0
3	3	85	-10.9500	300	-300	1.0250	100	1	270	10	0

Figura 3.3: Input: tabella 'gen' relativa al caso studio

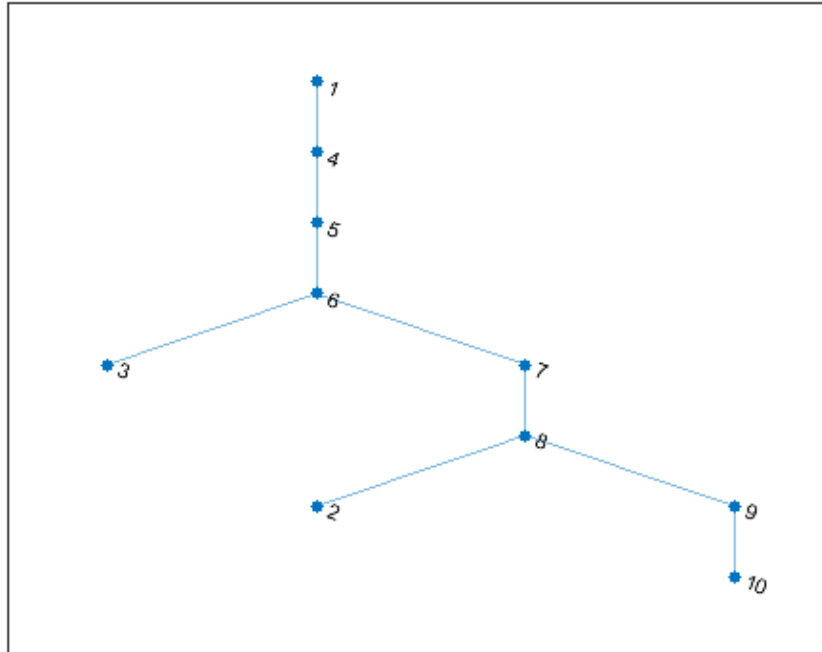


Figura 3.4: Grafo di rete del caso studio 1

Input file
Select Path: C:\Users\Utente\Desktop\POLI\IMA\ ☒ MatPower format data? select the tests you want to run

TESTS ON THE GRID	TESTS ON THE LINES	TESTS ON THE TRANSFORMERS
<input type="checkbox"/> Test 1: identification of the islands	<input type="checkbox"/> Test 1: voltage module difference	<input type="checkbox"/> Test 1: control of the transformer parameters
<input type="checkbox"/> Test 2: identification of the leaf nodes	<input type="checkbox"/> Test 2: control of the line parameters (r,x,b)	<input type="checkbox"/> Test 2: control of the susceptance sign
<input type="checkbox"/> Test 3: identification of the bridge	<input type="checkbox"/> Test 3: estimation of Zo	<input type="checkbox"/> Test 3: calculation of Vcc%
<input type="checkbox"/> Test 4: power balance	<input type="checkbox"/> Test 4: estimation of the length	<input type="checkbox"/> Test 4: calculation of Io%
<input type="checkbox"/> Test 5: voltage phase shift	<input type="checkbox"/> Test 5: estimation of the section	

Run tests

Figura 3.5: Interfaccia grafica con dati in input in formato MatPower

Controllo sulle isole

Il primo controllo sulla presenza di isole non fornisce nessun warning, ciò significa che tutti i nodi della rete appartengono ad un'unica isola.

Controllo sui nodi terminali

Il secondo test per l'individuazione dei leaf node se eseguito sul caso predefinito da 9 nodi non avrebbe rilevato la presenza di alcun nodo terminale, per questo motivo si è aggiunto questo ramo ulteriore che connette il nodo 9 al nodo 10 (Figura 3.6)

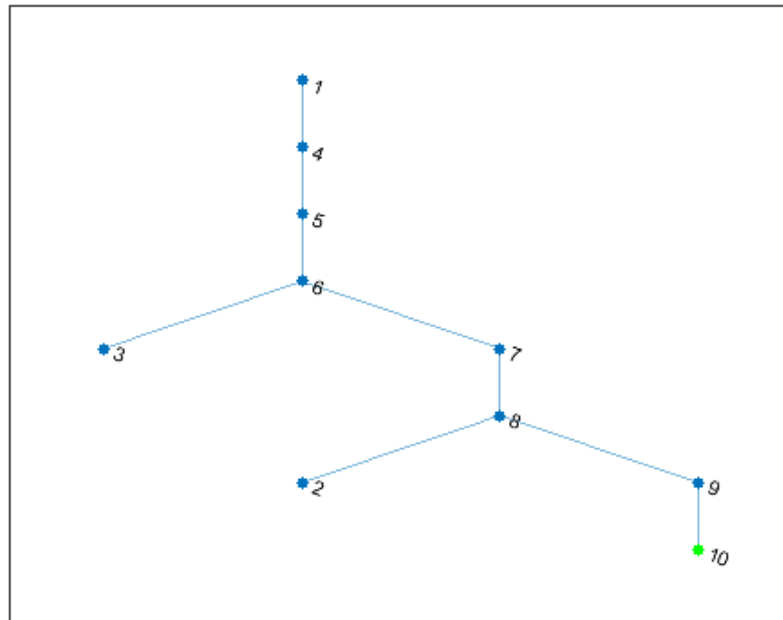
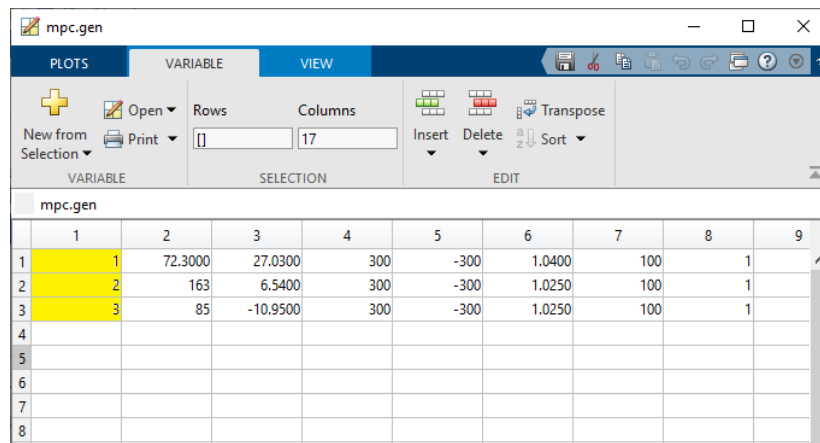


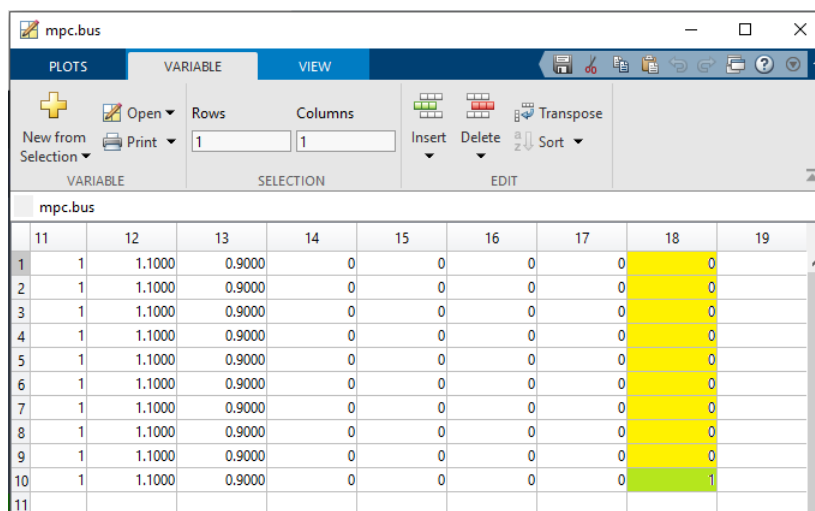
Figura 3.6: Grafo di rete: in verde il nodo terminale

Dal grafo sembrerebbero essere nodi terminali anche il nodo 1 il nodo 2 ed il nodo 3. Eseguendo però una verifica sul file di ingresso più precisamente nella parte dedicata ai nodi di generazione (Figura 3.7) vedremo che questi nodi sono tutti e tre tali, per tanto non dovranno essere segnalati come terminali.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	72.3000	27.0300	300	-300	1.0400	100	1	
2	2	163	6.5400	300	-300	1.0250	100	1	
3	3	85	-10.9500	300	-300	1.0250	100	1	
4									
5									
6									
7									
8									

Figura 3.7: Colonna nodi di generazione del file di input



	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
2	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
3	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
4	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
5	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
6	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
7	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
8	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
9	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	
10	1	1.1000	0.9000	0	0	0	0	0	1
11									

Figura 3.8: Colonna dei nodi terminali (output)

In seguito a questo test verrà generata all'intero della matrice, nella sezione 'bus' la colonna in Figura 3.8 dove vedremo 0 per tutti i nodi e l'unico 1 in corrispondenza del nodo terminale 10.

Controllo sui ponti

Il test per l'individuazione dei ponti, come nel caso precedente non avrebbe rilevato nulla con la rete originaria ma settando lo stato del ramo 4-9 pari a zero, allora è stato possibile verificare il corretto funzionamento della funzione che ha individuato come ponti i rami evidenziati in Figura 3.9.

Nella sezione 'branch' della struttura di dati possiamo vedere la corrispondenza tra ramo evidenziato nel grafo e valore 1 nella riga corrispondente. Per i rami che non sono ponti verrà attribuito il valore 0.

Controllo sui flussi di potenza

Il controllo dei flussi di potenza non restituisce alcun warning ciò significa che la differenza tra la potenza prodotta dai nodi di generazione e quella consumata sarà inferiore alla soglia prestabilita.

Controllo sulla fase delle tensioni

Il test sull'angolo di fase è stato eseguito in seguito alla risoluzione di un DCPF ed ha portato ad avere i seguenti risultati (Figura 3.12). (Per avere

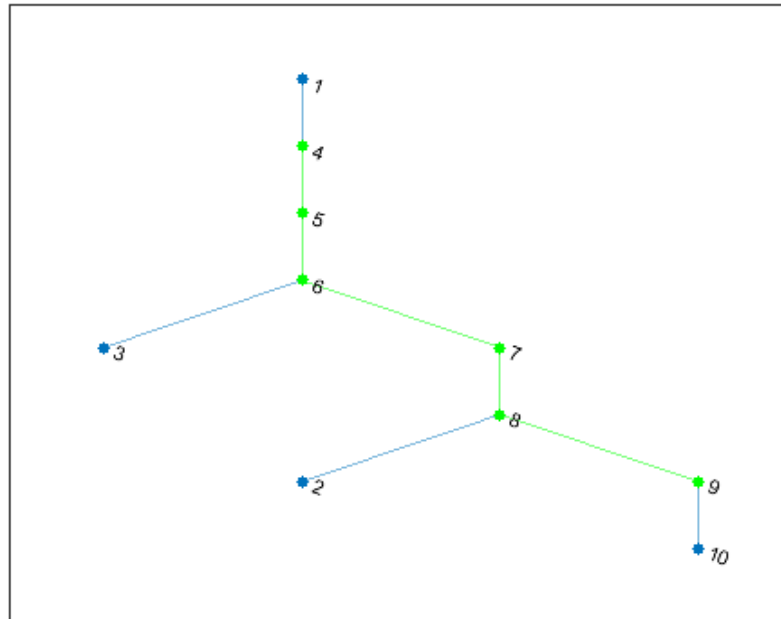
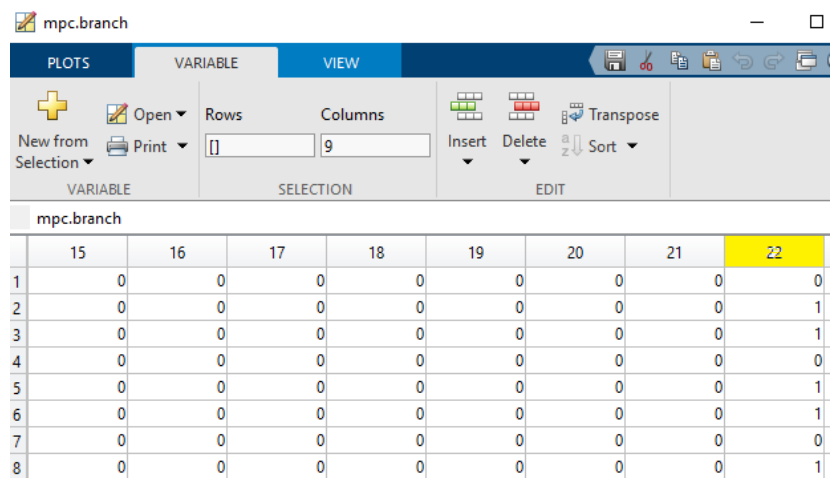


Figura 3.9: Grafo di rete: in verde i ponti

mpc.branch		
PLOTS		VARIABLE
<div> <div>+</div> <div>New from Selection</div> </div>		<div> <div>Open</div> <div>Print</div> </div>
VARIABLE		
mpc.branch		
	1	2
1	1	4
2	4	5
3	5	6
4	3	6
5	6	7
6	7	8
7	8	2
8	8	9
9	9	4
10	9	10
11		

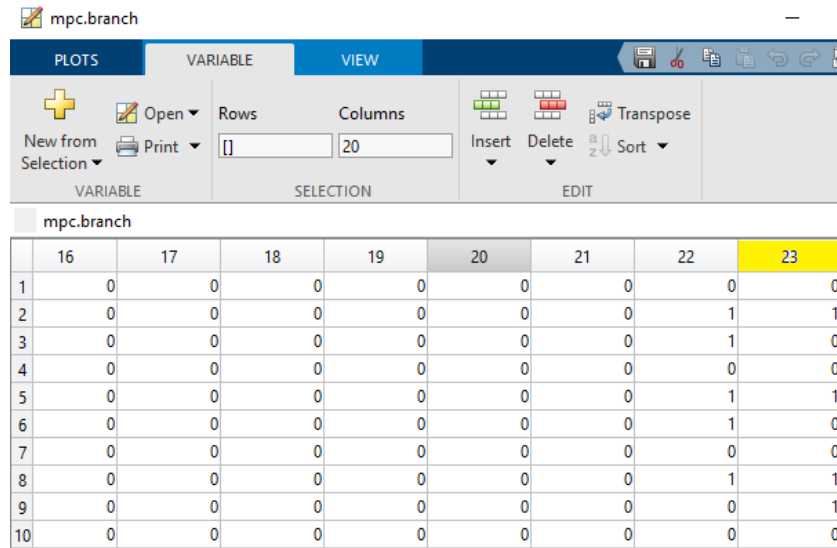
Figura 3.10: In giallo i nodi di partenza (F_BUS) in verde i nodi di arrivo (TO_BUS) di ogni ramo



mpc.branch

	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	1
6	0	0	0	0	0	0	0	1
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1

Figura 3.11: Colonna dei ponti (output)



The screenshot shows the 'mpc.branch' software interface. The 'VIEW' tab is active, displaying a table with 10 rows and 10 columns. The columns are labeled 16 through 23. The last column, labeled 23, is highlighted in yellow. The table contains numerical data representing phase differences between nodes.

	16	17	18	19	20	21	22	23	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	1	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	1	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	1
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 3.12: Colonna delle differenze di fase tra i nodi (output)

la corrispondenza con i rami fare riferimento a Figura 3.10)

Controllo sui parametri dei trasformatori

Passando ai controlli sui trasformatori, come già accennato prima, essendo assente il valore di potenza nominale in ingresso non potranno essere svolti i test su $V_{cc\%}$ e sulla $I_{o\%}$, inoltre il valore di suscettanza viene indicato in termini assoluti, perciò anche la verifica sul segno di b è impossibile da eseguire. Rimane soltanto il controllo sui parametri parassiti del trasformatore. Per questo tipo di controllo l'obiettivo è quello di individuare tutti i valori uguali a zero e segnalarli in apposite colonne dedicate (una per ogni parametro) seguendo sempre la solita logica dove 1 significa presenza di un valore anomalo mentre 0 negli altri casi. Siccome la rete in questione non comprendeva trasformatori, si è deciso di testare il controllo andando a variare casualmente il rapporto di trasformazione su qualche linea, in questo modo il software riconoscendo tap diverso da 0 andava a trattare le linee prescelte come dei trasformatori, permettendoci di verificare il funzionamento del codice. Le linee scelte a tale scopo sono state: 1,3,7,10. Nella figura seguente (3.13) sono evidenziate in giallo nell'ordine: le colonne relative alle resistenze, reattanze e suscettanze espresse in per unità. La colonna evidenziata in verde invece è quella relativa ai rapporti di trasformazione. Il valore 0.95 è stato scelto in modo arbitrario, semplicemente con il fine di averlo diverso da 0.

mpc.branch

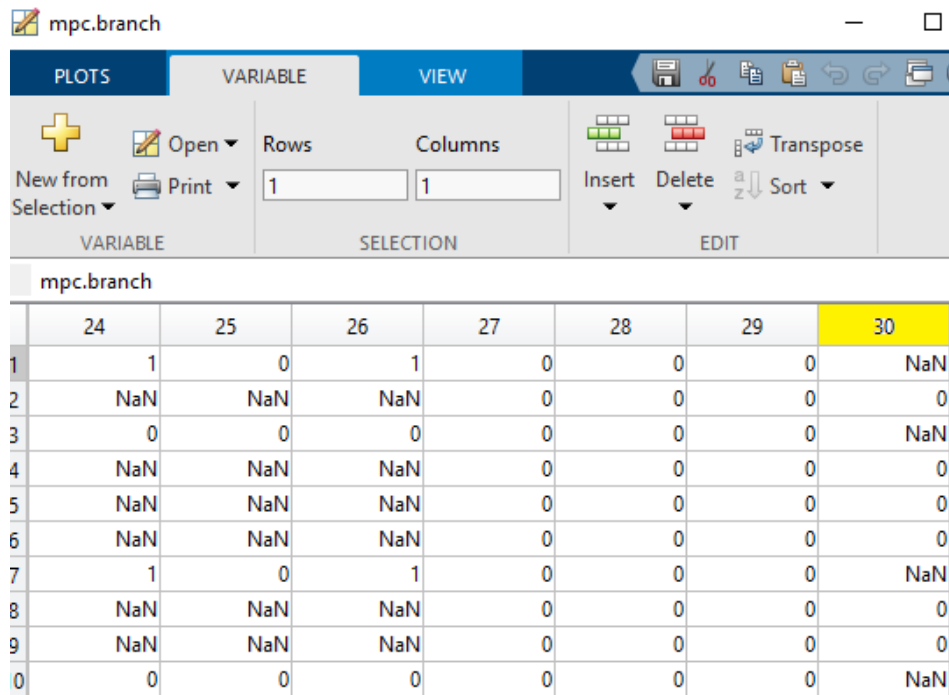
PLOTS		VARIABLE		VIEW					
New from Selection Open Print		Rows	Columns	Insert Delete Transpose Sort					
VARIABLE		SELECTION		EDIT					
mpc.branch									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	4	0	0.0576	0	250	250	250	0.9500
2	4	5	0.0170	0.0920	0.1580	250	250	250	0
3	5	6	0.0390	0.1700	0.3580	150	150	150	0.9500
4	3	6	0	0.0586	0	300	300	300	0
5	6	7	0.0119	0.1008	0.2090	150	150	150	0
6	7	8	0.0085	0.0720	0.1490	250	250	250	0
7	8	2	0	0.0625	0	250	250	250	0.9500
8	8	9	0.0320	0.1610	0.3060	250	250	250	0
9	9	4	0.0100	0.0850	0.1760	250	250	250	0
10	9	10	0.0100	0.0850	0.1760	250	250	250	0.9500

Figura 3.13: parametri r,x,b in p.u. trasformatori

mpc.branch

PLOTS		VARIABLE		VIEW					
New from Selection Open Print		Rows	Columns	Insert Delete Transpose Sort					
VARIABLE		SELECTION		EDIT					
mpc.branch									
	21	22	23	24	25	26			
1	0	0	0	1	0	1			
2	0	1	1	NaN	NaN	NaN			
3	0	1	0	0	0	0			
4	0	0	0	NaN	NaN	NaN			
5	0	1	1	NaN	NaN	NaN			
6	0	1	0	NaN	NaN	NaN			
7	0	0	0	1	0	1			
8	0	1	1	NaN	NaN	NaN			
9	0	0	1	NaN	NaN	NaN			
10	0	0	0	0	0	0			

Figura 3.14: output r,x,b trasformatori



	24	25	26	27	28	29	30
1	1	0	1	0	0	0	NaN
2	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	NaN
4	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0
5	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0
6	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0
7	1	0	1	0	0	0	NaN
8	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0
9	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	NaN

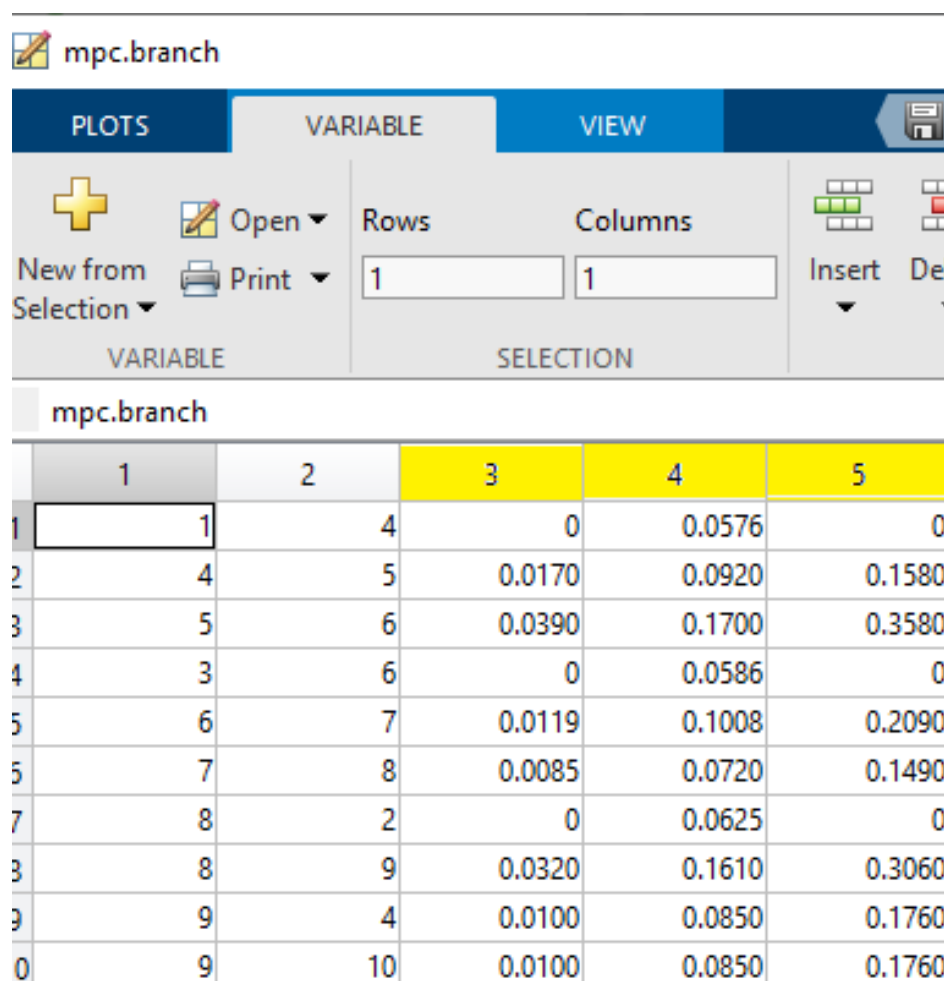
Figura 3.15: differenza di tensione nominale tra partenza e arrivo

Rispettivamente nella colonna 24, 25, 26 di Figura 3.14 si può vedere l'output del controllo sulla resistenza reattanza e suscettanza. Tutte le righe dove compare la scritta 'NaN' (not a number) rappresentano rami non adibiti a trasformatore ma a linea, per questo motivo si è scelta la sigla NaN, se si fosse utilizzato un semplice 0 il risultato del test non sarebbe stato chiaro, perché non si potrebbe distinguere tra: il caso in cui il test ha dato risultato negativo, ovvero non sono stati rilevati valori anomali, al caso in cui si tratti di una linea ed il controllo non viene eseguito.

Confronto della tensione nominale dei nodi di partenza e di arrivo

In merito alle linee ci aspettiamo che il primo test dia sempre esito negativo, quindi in uscita si avrà una colonna di tutti zeri (Figura 3.17)

La colonna evidenziata di Figura 3.17 come ci si aspettava è composta da tutti zeri, eccezion fatta per i rami trasformatorici in corrispondenza dei quali comparirà 'NaN' trattandosi di un test dedicato alle linee.



	1	2	3	4	5
1	1	4	0	0.0576	0
2	4	5	0.0170	0.0920	0.1580
3	5	6	0.0390	0.1700	0.3580
4	3	6	0	0.0586	0
5	6	7	0.0119	0.1008	0.2090
5	7	8	0.0085	0.0720	0.1490
7	8	2	0	0.0625	0
3	8	9	0.0320	0.1610	0.3060
9	9	4	0.0100	0.0850	0.1760
0	9	10	0.0100	0.0850	0.1760

Figura 3.16: parametri r,x,b in p.u. linee

Controllo sui parametri di linea

Come per i trasformatori anche sulle linee ci interessa sapere se sono presenti anomalie in termini di parametri parassiti. Non sono da ritenere valori sospetti soltanto parametri uguali a zero, ma anche cifre precise tipo 0.1 o 0.001 perché potrebbero essere valori non reali.

Le tre colonne evidenziate in Figura 3.16 contengono i valori di resistenza reattanza e suscettanza in per unità di tutti i rami. Nella Figura 3.17 però possiamo vedere che i rami adibiti a linea sono soltanto quelli dove compare un valore numerico, gli altri saranno trasformatori. Possiamo verificare il corretto funzionamento del programma andando a vedere il valore di r, x o b nella riga corrispondente a quella dove compare il numero 1 e vedremo che

mpc.branch

PLOTS		VARIABLE		VIEW	
+	Open	Rows	Columns	Insert	Delete
View from selection	Print	1	1		
VARIABLE		SELECTION			

mpc.branch

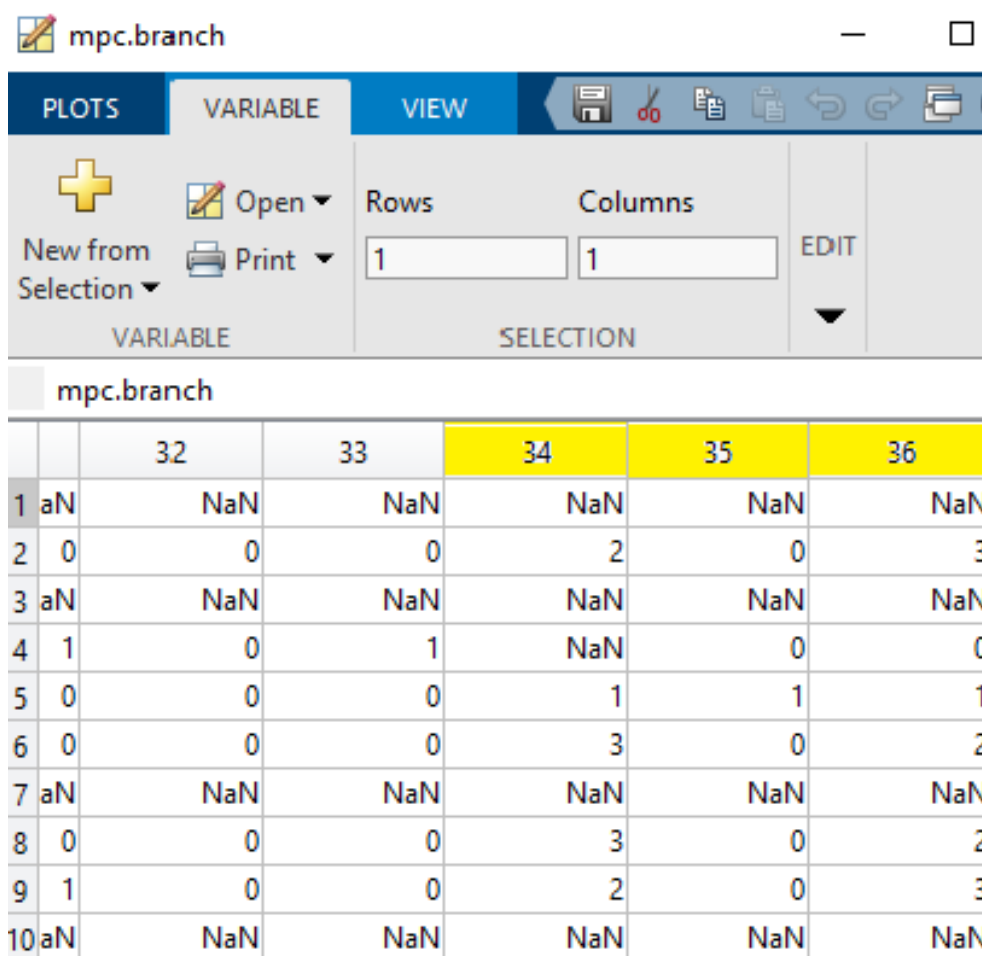
	29	30	31	32	33
0	0	NaN	NaN	NaN	NaN
0	0	0	0	0	0
0	0	NaN	NaN	NaN	NaN
0	0	0	1	0	1
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	NaN	NaN	NaN	NaN
0	0	0	0	0	0
0	0	0	1	0	0
0	0	NaN	NaN	NaN	NaN

Figura 3.17: output r,x,b linee

sarà uno dei valori da ritenere sospetti. Per esempio possiamo analizzare la riga 4. Sia la resistenza che la suscettanza sono segnalate come sospette, osservando Figura 3.16 vedremo infatti che entrambe sono uguali a 0. Un altro esempio può essere riga 9 dove la resistenza assume il valore 0.0100, altro valore da ritenere sospetto. In colonna 31 di Figura 3.17 alla riga corrispondente come ci si aspetta compare infatti il numero 1.

Controllo sull'impedenza caratteristica

Il test sull'impedenza caratteristica permette l'associazione di un numero per ogni tipologia di linea. Se questa non appartiene ad una delle tipologie già presenti nel software l'utente potrà aggiungerla all'elenco salvato su un file

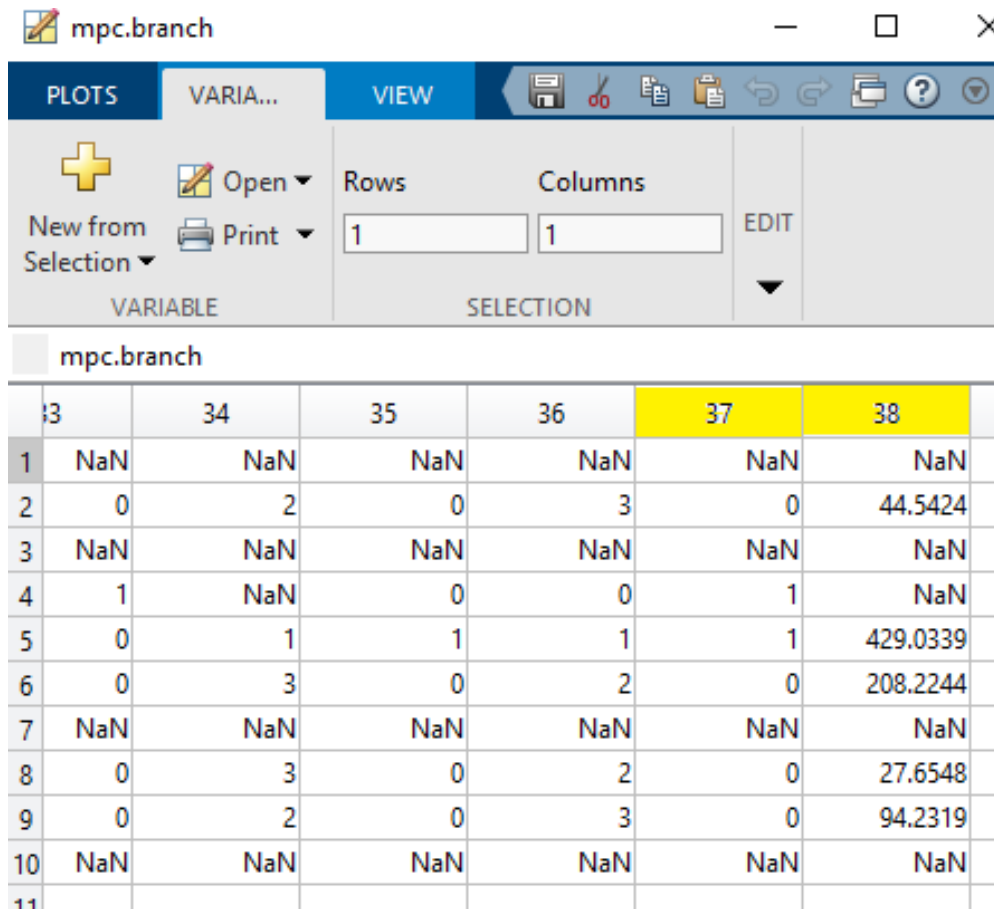


		32	33	34	35	36
1	aN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
2	0	0	0	2	0	3
3	aN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
4	1	0	1	NaN	0	0
5	0	0	0	1	1	1
6	0	0	0	3	0	2
7	aN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
8	0	0	0	3	0	2
9	1	0	0	2	0	3
10	aN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Figura 3.18: output tipi di linea

excel. Ciò che varia da una tipologia all'altra sarà il numero di conduttori, il tipo di linea (in cavo od aerea) e la tensione nominale di riferimento. Queste tre caratteristiche saranno quelle che influenzano i valori dei parametri parassiti e di conseguenza il valore di impedenza caratteristica della linea. Andando a calcolarla, in relazione al risultato ottenuto si potrà dire con buona probabilità a quale tipologia la linea in questione appartenga. Per esempio valori di impedenza caratteristica inferiori al cento son sinonimo di una capacità parassita molto elevata tipica delle linee in cavo.

Le colonne evidenziate di Figura 3.18 rappresentano rispettivamente la categoria, il tipo ed il numero di conduttori per fase di ogni linea. Sostanzialmente i numeri che compaiono in colonna 34 corrispondono al numero di riga del file excel dove sono indicate le tipologie di linee considerate. Riga



The screenshot shows the 'mpc.branch' application window. The 'VIEW' tab is active, displaying a table with 10 rows and 7 columns. The columns are labeled 3, 34, 35, 36, 37, and 38. The rows are numbered 1 to 10. The table contains numerical values and NaNs, representing estimated length and section data for a 10-node network.

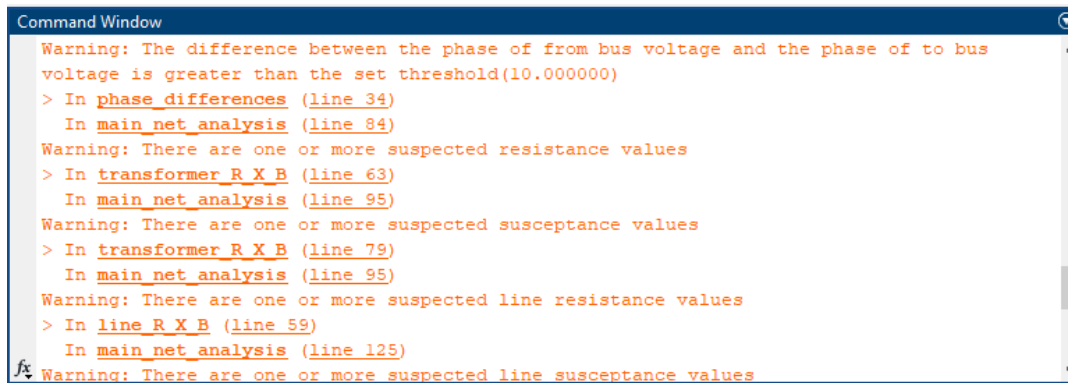
	3	34	35	36	37	38
1	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
2	0	2	0	3	0	44.5424
3	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
4	1	NaN	0	0	1	NaN
5	0	1	1	1	1	429.0339
6	0	3	0	2	0	208.2244
7	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
8	0	3	0	2	0	27.6548
9	0	2	0	3	0	94.2319
10	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Figura 3.19: output lunghezza e sezione stimata

1,3,7 e 10 come per i test precedenti rappresentano trasformatori, mentre in riga 4 compare un NaN nonostante questa sia una linea. Ciò è dovuto al valore nullo di suscettanza, dall'equazione 2.1 si capisce come dividendo per un valore nullo si otterrà un'impedenza caratteristica tendente ad infinito e questa viene rilevata con un warning dal sistema. Per quanto riguarda colonna 35 il valore 0 ha il significato di linea aerea mentre 1 linea in cavo. Colonna 36 infine Rappresenta il numero di conduttori per ogni fase che può andare da 1 a 3.

Controllo sulla lunghezza di linea

Conoscendo la tipologia di linea, grazie al calcolo dell'impedenza caratteristica, si conoscerà anche il valore di reattanza al chilometro, questo sarà necessario ai fini della stima della lunghezza (Figura 3.19).



```
Command Window
Warning: The difference between the phase of from bus voltage and the phase of to bus
voltage is greater than the set threshold(10.000000)
> In phase_differences (line 34)
   In main_net_analysis (line 84)
Warning: There are one or more suspected resistance values
> In transformer_R_X_B (line 63)
   In main_net_analysis (line 95)
Warning: There are one or more suspected susceptance values
> In transformer_R_X_B (line 79)
   In main_net_analysis (line 95)
Warning: There are one or more suspected line resistance values
> In line_R_X_B (line 59)
   In main_net_analysis (line 125)
fx Warning: There are one or more suspected line susceptance values
```

Figura 3.20: Esempio Warning restituiti durante l'esecuzione dei test

In colonna 37 possiamo vedere i dati in output relativi alla lunghezza stimata. Con la solita logica dei test precedenti valore pari a 0 significa che la lunghezza stimata rientra all'interno dei range possibili citati in precedenza, 1 invece, come appare in riga 4 e 5 significherà che la stima è fuori da questo intervallo.

Controllo sulla sezione della linea

La trentottesima ed ultima colonna di Figura 3.19 è quella relativa all'ultimo test sulle linee: stima della sezione. I valori sono espressi in millimetri quadri. Osservando le due linee che davano problemi per quanto riguarda la lunghezza elevata, si vedrà che questi stessi problemi si ripresenteranno con le sezioni (valori elevati). Oltre agli output sopra elencati si può avere un riscontro sugli esiti dei test tramite la Command Window di MATLAB dove compariranno eventuali warning e risultati dei test non positivi. In Figura 3.20 si possono vedere i messaggi restituiti durante questi test.

3.2 Caso studio 2 - Rete polacca - 2383 nodi

E' stato scelto questo caso studio di MatPower perché è un caso reale, infatti si riferisce alla rete elettrica polacca nell'inverno 1999-2000. L'obiettivo di questa operazione, ovvero di utilizzare il software 'Identification of network parameters anomalies' applicato ad una rete così vasta è appunto quello di verificare il corretto funzionamento anche con reti di dimensioni realistiche. I tests eseguiti per l'identificazione di anomalie sono stati i medesimi del caso precedente. Nelle immagini sottostanti si può osservare il grafo di rete (Figura 3.21), i nodi terminali (Figura 3.22) ed il grafo dei ponti (Figura 3.23).

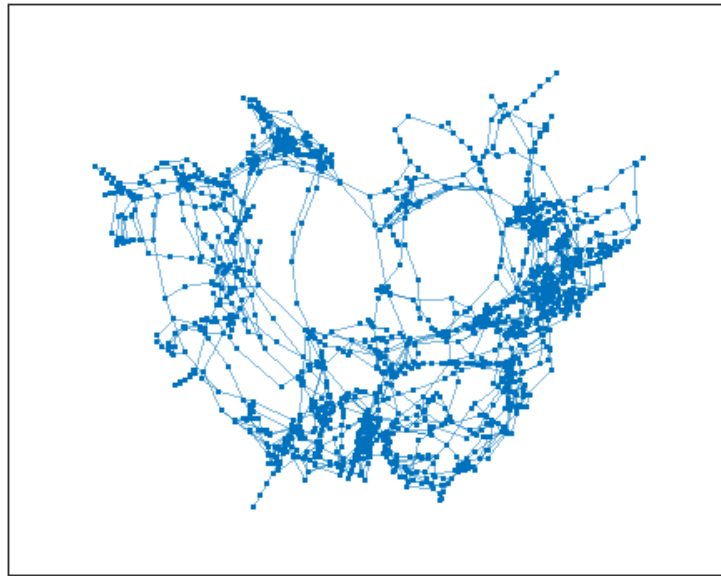


Figura 3.21: Grafo di rete a 2383 nodi

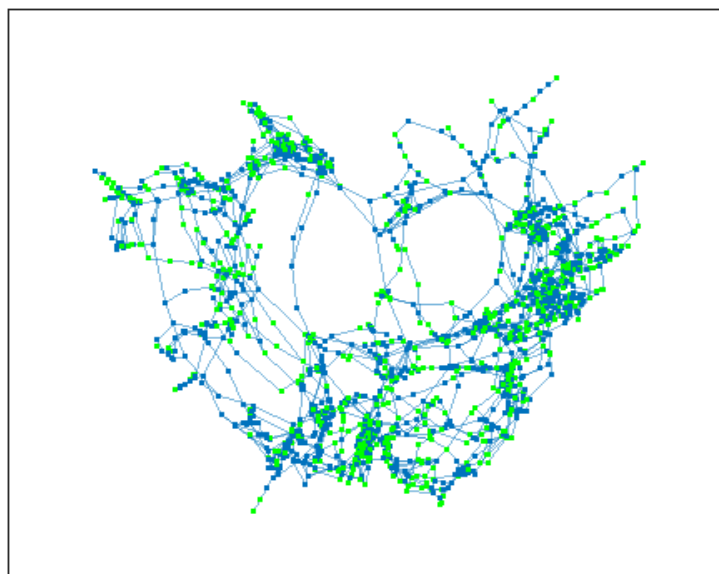


Figura 3.22: Grafo di rete: in verde i nodi terminali

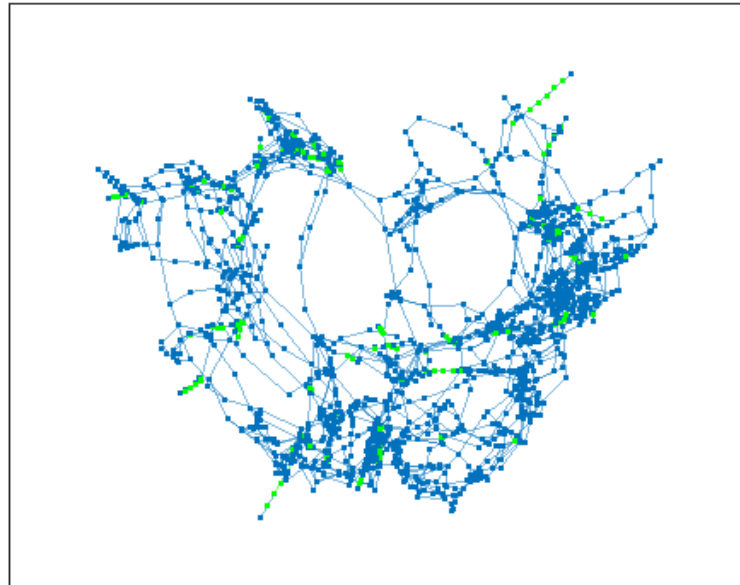


Figura 3.23: Grafo di rete: in verde i ponti

Command Window				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	2383	Total Gen Capacity	29593.7	0.0 to 0.0
Generators	327	On-line Capacity	29593.7	0.0 to 0.0
Committed Gens	327	Generation (actual)	24558.4	0.0
Loads	1822	Load	24558.4	0.0
Fixed	1822	Fixed	24558.4	0.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	2896	Losses ($I^2 \cdot Z$)	0.00	0.00
Transformers	170	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	13	Total Inter-tie Flow	1735.5	0.0
Areas	4			
		Minimum	Maximum	
Voltage Magnitude	1.000 p.u. @ bus 1		1.000 p.u. @ bus 1	
Voltage Angle	-50.12 deg @ bus 1858		5.89 deg @ bus 110	
Warning: The difference between the phase of from bus voltage and the phase of to bus voltage is greater than the set threshold(10.000000)				
> In phase_differences (line 34)				
In main_net_analysis (line 93)				
Warning: There are one or more suspected susceptance values				
> In transformer_R_X_B (line 79)				
In main_net_analysis (line 104)				
Elapsed time is 124.064682 seconds.				

Figura 3.24: Esempio Warning e tempi di calcolo restituiti durante l'esecuzione dei test

Oltre ai grafi nel file di output avremo tabelle da 2383 righe e numero di colonne pari al caso precedente. Il dato forse più rilevante in questo controllo è però il tempo di calcolo che si può vedere in Figura 3.24 e corrisponde all'incirca a 2 minuti. Questo tempo lo possiamo ritenere ragionevole considerata la dimensione della rete. Pertanto possiamo affermare che il software può avere applicazioni pratiche.

Conclusioni

Il software sviluppato permette di eseguire numerosi test per l'analisi dei dati di ingresso delle reti elettriche, ed in particolare quelle di trasmissione, da un punto di vista topologico, delle potenze iniettate e prelevate ai nodi, delle tensioni nodali e dei parametri elettrici che costituiscono linee e trasformatori.

Si è sviluppato un'interfaccia grafica per rendere agevole l'importazione dei dati e la selezione dei controlli desiderati.

I risultati dell'analisi vengono salvati in un file Microsoft Excel e visualizzati a schermo. Nel file vengono salvate due tabelle: la prima relativa ai nodi e la seconda ai lati della rete.

Per testare il software, si sono prese in considerazione due reti di test. La prima è una versione modificata della rete MatPower a 9 nodi; la seconda è la rete polacca da 2383 nodi. I risultati del software sono quelli attesi. Il file di output ed i grafici restituiti dal programma hanno permesso di analizzare la topologia della rete e di individuare alterazioni nelle tensioni ai nodi, nei flussi di potenza e nei parametri elettrici di linee e trasformatori.

Bibliografia

- [1] Mir Hadi Athari and Zhifang Wang. Statistically characterizing the electrical parameters of the grid transformers and transmission lines. *arXiv preprint arXiv:1706.02754*, 2017.
- [2] Roberto Benato. *Impianti elettrici / Roberto Benato, Lorenzo Fellin*. Impiantistica. Wolters Kluwer Italia, Milano, 2020.
- [3] Yan Du and Yuan Liao. Online estimation of power transmission line parameters, temperature and sag. In *2011 North American power symposium*, pages 1–6. IEEE, 2011.
- [4] Fabio Massimo Gatta. *Impianti elettrici / Fabio Massimo Gatta*. Esculapio, Bologna, 2014.
- [5] Teoman Guler and George Gross. Detection of island formation and identification of causal factors under multiple line outages. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2):505–513, 2007.
- [6] CS Indulkar and K Ramalingam. Estimation of transmission line parameters from measurements. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(5):337–342, 2008.
- [7] Lin Liu, Xifan Wang, Xiaoying Ding, Furong Li, and Min Fu. An extended optimal power flow measure for unsolvable cases based on interior point method. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–9. IEEE, 2009.
- [8] Thomas J Overbye. A power flow measure for unsolvable cases. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3):1359–1365, 1994.
- [9] DP Sharma, A Chaturvedi, G Purohit, and G Prasad. An improved mechanism of leaf node identification for radial distribution networks. In *2011 IEEE Power and Energy Conference at Illinois*, pages 1–3. IEEE, 2011.
- [10] Jen-Hao Teng. A direct approach for distribution system load flow solutions. *IEEE Transactions on power delivery*, 18(3):882–887, 2003.

- [11] Ray D Zimmerman, Carlos E Murillo-Sánchez, and Deqiang Gan. Matpower. *PSERC.[Online]. Software Available at: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower>, 1997.*

Appendice A

Appendice

”

```
1 function [num_island, mpc] = find_island(mpc)
2
3 % This function allows you to identify the presence
  % of islands on the transmission network.
4 % Since the transmission network is a mesh network,
  % the function will verify the presence of a single
  % island.
5 % If not, it will return a warning message to warn
  % the user.
6
7 %% define named indices into bus, gen, branch
  matrices
8 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
  BUS_AREA, VM, ...
9  VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
  MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
10 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
  RATE_C, ...
11  TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
  MU_ST, ...
12  ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX, BRIDGE] =
  id_brch;
13 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
  PMAX, PMIN, ...
```

```

14     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
15     QC1MIN, QC1MAX, ...
16     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
17     RAMP_Q, APF] = idx_gen;
18
19 num_island = find_islands(mpc); %The find_islands
    function is called and this will return a cell for
    each island containing all the island nodes
    inside
20 if numel(num_island) > 1 % If the number of cells is
    greater than 1 it means that there is more than
    one island
21     warning('There is more than one island in the
        network');
22 end
23 end

```

```

,,
1 function [leafnodes, mpc] = find_terminal(mpc)
2
3 %% define named indices into bus, gen, branch
    matrices
4 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
5     VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
6 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...
7     TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
    MU_ST, ...
8     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch
    ;
9 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
10     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
    QC1MIN, QC1MAX, ...
11     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
    RAMP_Q, APF] = idx_gen;
12

```

```

13 % This function allows you to identify the terminal
    nodes
14 % searching for nodes that appear only in the
    column of the End buses
15 % and never in the send buses and viceversa.
16 % Generation nodes are not considered leaf nodes.
17
18 To_bus= mpc.branch(:,T_BUS);
19 From_bus = mpc.branch(:,F_BUS);
20 Gen_bus= mpc.gen(:,GEN_BUS);
21 presumed_leaf= vertcat(setdiff(From_bus,To_bus),
    setdiff(To_bus,From_bus));
22 %This line of code allows the union in a single
    vector
23 %of the nodes that appear only in the column of
    arrival nodes
24 %and those that appear only as starting nodes.
25
26 leafnodes=setdiff(presumed_leaf,Gen_bus);
27
28 mpc.bus(:,LEAF)=ismember(mpc.bus(:,BUS_I),leafnodes)
    ;
29
30 %check that the identified leaf nodes are not
    generation nodes,
31 %otherwise they should not be considered as terminal
    nodes.
32
33
34 %% plot of the network hilighting the leaf nodes
35 F= (mpc.branch(:,F_BUS)).'; %conversion of a column
    vector F_BUS in a row vector
36 T= (mpc.branch(:,T_BUS)).'; %conversion of a column
    vector F_BUS in a row vector
37 G=graph(T,F);
38 %adjacency_matrix=adjacency(G);
39 figure;
40 h= plot(G);
41 highlight(h,leafnodes,'NodeColor','g')

```

42 end

```

    ''
1 function [bridge_branch, mpc] =
    bridge_identifications(mpc)
2
3 %% define named indices into bus, gen, branch
    matrices
4 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
5     VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
6 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...
7     TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
    MU_ST, ...
8     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX, BRIDGE] =
    id_brch;
9 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
10     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
    QC1MIN, QC1MAX, ...
11     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
    RAMP_Q, APF] = idx_gen;
12
13 % This function allows to find the bridge.
14 % A bridge is a branch that increases the number of
    islands if it is removed.
15
16 for i= 1:length(mpc.branch(:,F_BUS)) %for each
    branch, if the status is active, it is deactivated
    and the number of islands is checked.
17     if mpc.branch(i,BR_STATUS)==1
18         mpc.branch(i,BR_STATUS)=0;
19         n_islands = find_islands(mpc);
20         if numel(n_islands) > 1 % if the number
            of islands increases after set the branch
            state to 0
21             % it means that this branch is a bridge.

```



```

22         mpc.branch(i,BRIDGE)=1; % the branch
           flag corresponding to the bridge
           column is set to 1
23     else
24         mpc.branch(i,BRIDGE)=0;
25     end
26
27         mpc.branch(i,BR_STATUS)=1; % finally the
           branch is reset to the initial state
28     end
29 end
30
31 bridge_branch =mpc.branch(:,BRIDGE); % Vector of 0
           and 1 to identifie bridge_branch
32
33 active_branch = mpc.branch(mpc.branch(:,BR_STATUS)
           ==1,:);
34
35 for l=1:length(mpc.branch(:,F_BUS))
36
37     if mpc.branch(l,BR_STATUS)==0
38         active_branch(l,:) = [];%This line of code
           allows you to delete the line
39         %corresponding to the branch that has been
           taken out of service
40         %from the matrix active_branch
41     end
42 end
43
44 F = (active_branch(:,F_BUS)).'; %conversion of a
           column vector F_BUS in a row vector
45 T = (active_branch(:,T_BUS)).'; %conversion of a
           column vector F_BUS in a row vector
46 G=graph(T,F);
47 %adjacency_matrix=adjacency(G);
48 figure;
49 h= plot(G);
50 brg=find(bridge_branch);

```

```

51 bridge_nodes = union(mpc.branch(brg,F_BUS),mpc.
    branch(brg,T_BUS));
52 highlight(h,bridge_nodes,'NodeColor','g','EdgeColor'
    , 'g');
53 end

```

```

    ”
1 function [mpc] = make_power_balance(mpc, epsilon)
2
3 % This function allows you to identify anomalies and
    excessive differences
4 % between the power generated and the power of the
    loads in the network
5
6 %% define named indices into bus, gen, branch
    matrices
7 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
8     VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
9 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...
10     TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
    MU_ST, ...
11     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,] =
    id_brch;
12 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
13     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
    QC1MIN, QC1MAX, ...
14     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
    RAMP_Q, APF] = idx_gen;
15
16 P_gen= sum(mpc.gen(:,PG),1);
17 P_load= sum(mpc.bus(:,PD),1);
18 PB=(P_gen-P_load)/P_load*100;
19 if PB>epsilon % if the power difference is greater
    than a threshold, a warning message will be
    returned

```

```

20     warning('The difference between the total
        injected power(%f) and the total power demand
        (%f) is greater than the set threshold(%f)',
        P_gen, P_load, epsilon);
21 end
22 end

```

```

,,
1 function [phase_shift, mpc] = phase_differences (mpc
    , results)
2
3 % This function allows you to identify the branches
    that have a difference
4 % between the voltage phase at the beginning and end
    of the line greater than 10 degrees
5 % and provide a warning message for the
    corresponding branches
6
7 %% define named indices into bus, gen, branch
    matrices
8 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
9     VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
10 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...
11     TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
    MU_ST, ...
12     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX, BRIDGE,
    SHIFT_LIM] = id_brch;
13 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
14     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
    QC1MIN, QC1MAX, ...
15     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
    RAMP_Q, APF] = idx_gen;
16
17 % This function allows to identify anomalous phase
    shifts

```

```

18 % between "from" and "to" bus.
19
20 Va_FB= results.bus(results.branch(:,F_BUS),VA);
21 Va_TB= results.bus(results.branch(:,T_BUS),VA);
22 deltaVa=(Va_FB-Va_TB);
23
24 % deltaVa([2,7],1)=30; This two lines are used to
    verify the correct operation of the function code
25 %deltaVa([4,9],1)=-30;
26
27 p_s_lim=10;
28 mpc.branch(:,SHIFT_LIM)=abs(deltaVa)>p_s_lim; %abs
    return 1 if the condition >10 is true or 0
    otherwise
29
30 phase_shift = mpc.branch(:,SHIFT_LIM);
31 flag_shift=any(phase_shift);
32
33 if flag_shift==1
34     warning('The difference between the phase of
        from bus voltage and the phase of to bus
        voltage is greater than the set threshold(%f)'
        , p_s_lim);
35 end
36 % the function will return a vector with the numbers
    of the branches (the rows of the matrix)
37 % where the phase shifts between "from" and "to" bus
    " is greater than 10 degrees.
38 end

```

”

```

1 function [resistance, reactance, susceptance, mpc] =
    transformer_R_X_B(mpc)
2
3 % This function allows to find the suspicious value
    of R,X,B (for example null values)
4 % and provide a warning message for the affected
    transformers
5

```

```

6 %% define named indices into bus, gen, branch
  matrices
7 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
  BUS_AREA, VM, ...
8   VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
  MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
9 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
  RATE_C, ...
10  TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
  MU_ST, ...
11  ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
  SHIFT_LIM, R, X, B] = id_brch;
12 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
  PMAX, PMIN, ...
13  MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
  QC1MIN, QC1MAX, ...
14  QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
  RAMP_Q, APF] = idx_gen;
15
16 for i=1:length(mpc.branch(:,F_BUS))
17
18     if mpc.branch(i,BR_R)==0
19         mpc.branch(i,R)=1;
20     elseif isnan ( mpc.branch(i,BR_R))
21         mpc.branch(i,R)=1;
22     else
23         mpc.branch(i,R)=0;
24
25         resistance=mpc.branch(i,R);
26     end
27
28     if mpc.branch(i,BR_X)==0
29         mpc.branch(i,X)=1;
30     elseif isnan(mpc.branch(i,BR_X))
31         mpc.branch(i,X)=1;
32     else
33         mpc.branch(i,X)=0;
34
35         reactance=mpc.branch(i,X);

```

```

36     end
37
38     if mpc.branch(i,BR_B)==0
39         mpc.branch(i,B)=1;
40     elseif isnan(mpc.branch(i,BR_B))
41         mpc.branch(i,B)=1;
42     else
43         mpc.branch(i,B)=0;
44
45         susceptance = mpc.branch(i,B);
46     end
47
48     if mpc.branch(i,TAP)==0
49         mpc.branch(i,R)=NaN;
50         mpc.branch(i,X)=NaN;
51         mpc.branch(i,B)=NaN;
52         resistance=mpc.branch(i,R);
53         reactance=mpc.branch(i,X);
54         susceptance=mpc.branch(i,B);
55     end
56 end
57 %return 1 if value is suspicious or 0 otherwise in
58   3 different column
59 R0 = mpc.branch(:,R);
60 flag_R=any(R0);
61
62 if flag_R==1
63     warning('There are one or more suspected
64             resistance values');
65 end
66 X0 = mpc.branch(:,X);
67
68 flag_X=any(X0);
69
70 if flag_X==1
71     warning('There are one or more suspected
72             reactance values');

```

```

72 end
73
74 B0 = mpc.branch(:,B);
75
76 flag_B=any(B0);
77
78 if flag_B==1
79     warning('There are one or more suspected
            susceptance values');
80 end
81 end

```

```

''
1 function [positive_susceptance, mpc] =
    susceptance_sign(mpc)
2
3 %% define named indices into bus, gen, branch
    matrices
4 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
5     VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
6 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...
7     TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
    MU_ST, ...
8     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
    SHIFT_LIM, R, X, B, B_pos] = id_brch;
9 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
10     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
    QC1MIN, QC1MAX, ...
11     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
    RAMP_Q, APF] = idx_gen;
12
13 % This function allows to find the suspicious value
    of B in each transformer branch analyzing the
    susceptance sign.
14

```

```

15 transformer_branches = mpc.branch(:,TAP)~=0;
16 positive_susceptance = mpc.branch(
    transformer_branches,BR_B)>0;
17 mpc.branch(transformer_branches,B_pos)=
    positive_susceptance;
18 mpc.branch(mpc.branch(:,TAP)==0,B_pos)= NaN; %if
    this row does not correspond to a transform it
    will return NaN
19
20 B_positive = mpc.branch(:,B_pos);
21
22 flag_pos=any(B_positive);
23
24 if flag_pos==1
25     warning('There are one or more positive
        susceptance values');
26 end
27 end

```

”

```

1 function [vcc_lim, mpc] = Vcc(mpc)
2
3 % This function allows to find the suspicious value
    of Vcc%(<4% or >30%) in
4 % each transformer, and provide a warning message in
    cases where these anomalies are found
5
6 %% define named indices into bus, gen, branch
    matrices
7 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
8     VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
9 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...
10     TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
    MU_ST, ...

```



```

11     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
        SHIFT_LIM, R, X, B, B_pos, vcc_lim, Io_lim,
        voltage_diff, lR, lX, lB, Zo, type, n_cond,
        length, section, nom_pow] = id_brch;
12 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
13     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
        QC1MIN, QC1MAX, ...
14     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
        RAMP_Q, APF] = idx_gen;
15
16
17 for i=1:length(mpc.branch(:,F_BUS))
18
19     if mpc.branch(i,nom_pow)~=0
20         S_base=10^6.*mpc.baseMVA;
21         V_base=1000.*mpc.bus(i,BASE_KV);
22
23         Vhv =V_base.*max(mpc.bus(mpc.branch(i,F_BUS),VM)
            ,mpc.bus(mpc.branch(i,T_BUS),VM));
24         z_base=V_base^2./S_base;
25         vcc_perc=100*((mpc.branch(i,BR_X).*z_base).*(
            S_base.*(mpc.branch(i,nom_pow))./(Vhv.^2.*
            V_base)));
26
27         if (vcc_perc(i)<4 | vcc_perc(i)>30)& mpc.branch(
            i,TAP)~=0
28             mpc.branch(i,vcc_lim)= 1;
29
30         elseif mpc.branch(i,TAP)==0
31
32             mpc.branch(i,vcc_lim)=NaN;
33
34         else
35             mpc.branch(i,vcc_lim)=0;
36
37         end
38
39     if mpc.branch(i,vcc_lim)==1

```

```

40         warning('The estimated vcc% of the (%f)
           transformer is outside of a typical range
           of values (4% - 30%)', i);
41     end
42     else
43         warning('Is not possible to do vcc% test
           because the rated power of the transformer
           is not known');
44     end
45 end
46 end

```

”

```

1 function [Io_lim, mpc] = Io_transformer(mpc)
2
3 % This function allows to find the suspicious value
  % of Io%(<0% or >2%) in
4 % each transformer, and provide a warning message in
  % cases where these anomalies are found
5
6 %% define named indices into bus, gen, branch
  matrices
7 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
  BUS_AREA, VM, ...
8  VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
  MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
9 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
  RATE_C, ...
10  TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
  MU_ST, ...
11  ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
  SHIFT_LIM, R, X, B, B_pos, vcc_lim, Io_lim,
  voltage_diff, lR, lX, lB, Zo, type, n_cond,
  length, section, nom_pow] = id_brch;
12 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
  PMAX, PMIN, ...
13  MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
  QC1MIN, QC1MAX, ...

```

```

14     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
15     RAMP_Q, APF] = idx_gen;
16
17 for i=1:length(mpc.branch(:,F_BUS))
18
19     if mpc.branch(i,nom_pow)~=0
20         S_base=10^6.*mpc.baseMVA;
21         V_base=1000.*mpc.bus(i,BASE_KV);
22
23         Vhv =V_base.*max(mpc.bus(mpc.branch(i,F_BUS),VM)
24             ,mpc.bus(mpc.branch(i,T_BUS),VM));
25         z_base=V_base^2./S_base;
26         Io_perc=(100.*(-(mpc.branch(i,BR_B).*z_base).*((
27             Vhv.*V_base).^2./(mpc.branch(i,nom_pow)).*
28             S_base)))));
29
30     if mpc.branch(i,TAP)~=0
31         if (Io_perc(i)<0 | Io_perc(i)>2)
32             mpc.branch(i,Io_lim)= 1;
33         else
34             mpc.branch(i,Io_lim)=0;
35         end
36     end
37
38     if mpc.branch(i,TAP)==0
39         mpc.branch(i,Io_lim)=NaN;
40     end
41
42     if mpc.branch(i,Io_lim)==1
43         warning('The estimated Io% of the (%f)
44             transformer is outside of a typical range
45             of values (0% - 2%)', i);
46     end
47     else
48         warning('Is not possible to do Io% test
49             because the rated power of the transformer
50             is not known');
51     end
52 end

```

```

45     end
46 end
47 end

```

```

1 function [voltage_diff, mpc] = from_to_voltage(mpc)
2
3 % This function allows to find the suspicious
4 % difference of rated voltage between from and to
5 % bus.
6 % Because if it is a line, the nominal voltage value
7 % between the two ends must necessarily be the same
8
9 %% define named indices into bus, gen, branch
10 matrices
11 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
12  BUS_AREA, VM, ...
13  VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
14  MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
15 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
16  RATE_C, ...
17  TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
18  MU_ST, ...
19  ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
20  SHIFT_LIM, R, X, B, B_neg, vcc_lim, Io_lim,
21  voltage_diff] = id_brch;
22 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
23  PMAX, PMIN, ...
24  MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
25  QC1MIN, QC1MAX, ...
26  QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
27  RAMP_Q, APF] = idx_gen;
28
29 lines_branches=mpc.branch(:,TAP)==0;
30 transf_branches=mpc.branch(:,TAP)~=0;
31
32 F_BUS_voltage = mpc.bus(mpc.branch(lines_branches,
33  F_BUS),VM);

```

```

21 T_BUS_voltage = mpc.bus(mpc.branch(lines_branches ,
    T_BUS),VM);
22
23 threshold= 0.1; % impose a threshold of 10% of
    difference between from voltage and to voltage
24 mpc.branch(lines_branches,voltage_diff)= abs(
    F_BUS_voltage-T_BUS_voltage)>threshold;
25 mpc.branch(transf_branches,voltage_diff)= NaN;
26
27 F_T_bus =mpc.branch(lines_branches,voltage_diff);
28 flag_F_T=any(F_T_bus);
29 if flag_F_T==1
30     warning('there is at least one line with a
        different rated voltage between the departure
        node and the arrival node');
31 end
32 voltage_diff=abs(F_BUS_voltage-T_BUS_voltage);
33 end

```

”

```

1 function [Lresistance, Lreactance, Lsusceptance, mpc
    ] = line_R_X_B(mpc)
2
3 % This function allows to find the suspicious value
    of R,X,B in each line branch.
4 % if the line is considered suspicious, a warning
    message will be displayed
5 % and a 1 will be saved in the dedicated column of
    the output matrix
6
7 %% define named indices into bus, gen, branch
    matrices
8 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
9     VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
10 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...

```

```

11     TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
        MU_ST, ...
12     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
        SHIFT_LIM, R, X, B, B_neg, vcc_lim, Io_lim,
        voltage_diff, lR, lX, lB] = id_brch;
13 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
14     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
        QC1MIN, QC1MAX, ...
15     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
        RAMP_Q, APF] = idx_gen;
16
17 %
18
19 lines_branches=mpc.branch(:,TAP)==0;
20 transf_branches=mpc.branch(:,TAP)~=0;
21
22 mpc.branch(transf_branches,lR)=NaN;
23 mpc.branch(transf_branches,lX)=NaN;
24 mpc.branch(transf_branches,lB)=NaN;
25
26 suspicious_case_R= mpc.branch(:,BR_R)==0 | mpc.
    branch(:,BR_R)==0.100 | mpc.branch(:,BR_R)==0.0100
    | mpc.branch(:,BR_R)==0.00100 | isnan(mpc.branch
    (:,BR_R));
27 suspicious_case_X= mpc.branch(:,BR_X)==0 | mpc.
    branch(:,BR_X)==0.100 | mpc.branch(:,BR_X)==0.0100
    | mpc.branch(:,BR_X)==0.00100 | isnan(mpc.branch
    (:,BR_X));
28 suspicious_case_B= mpc.branch(:,BR_B)==0 | mpc.
    branch(:,BR_B)==0.100 | mpc.branch(:,BR_B)==0.0100
    | mpc.branch(:,BR_B)==0.00100 | isnan(mpc.branch
    (:,BR_B));
29
30 if any(suspicious_case_R==1)
31     mpc.branch(suspicious_case_R,lR)=1;
32     mpc.branch(transf_branches,lR)=NaN;
33 elseif lines_branches
34     mpc.branch(lines_branches,lR)=0;

```

```

35 end
36 Lresistance=mpc.branch(lines_branches,lR);
37
38 if any(suspicious_case_X==1)
39     mpc.branch(suspicious_case_X,lX)=1;
40     mpc.branch(transf_branches,lX)=NaN;
41 elseif lines_branches
42     mpc.branch(lines_branches,lX)=0;
43 end
44 Lreactance=mpc.branch(lines_branches,lX);
45
46 if any(suspicious_case_B==1)
47     mpc.branch(suspicious_case_B,lB)=1;
48     mpc.branch(transf_branches,lB)=NaN;
49 elseif lines_branches
50     mpc.branch(lines_branches,lB)=0;
51 end
52 Lsusceptance=mpc.branch(lines_branches,lB);
53
54 R0 = mpc.branch(:,lR);
55
56 flag_R=any(R0);
57
58 if flag_R==1
59     warning('There are one or more suspected line
60             resistance values');
61 end
62 X0 = mpc.branch(:,lX);
63
64 flag_X=any(X0);
65
66 if flag_X==1
67     warning('There are one or more suspected line
68             reactance values');
69 end
70 B0 = mpc.branch(:,lB);
71

```

```

72 flag_B=any(B0);
73
74 if flag_B==1
75     warning('There are one or more suspected line
76             susceptance values');
77 end
78 %return 1 if value is sospicious or 0 otherwise,
79     NaN when the branch is a transformer branch
80 end

```

”

```

1 function [Zo_values, mpc] = Zo_calculation(mpc)
2
3 % This function allows, in relation to the
4   calculated Zo value, to identify the corresponding
5   line type.
6 % If the Zo value obtained does not correspond to
7   any known line type,
8 % a warning message will be provided to warn that
9   there may be some anomaly
10 % or error.
11
12 %% define named indices into bus, gen, branch
13   matrices
14 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
15   BUS_AREA, VM, ...
16   VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
17   MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
18 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
19   RATE_C, ...
20   TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
21   MU_ST, ...
22   ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
23   SHIFT_LIM, R, X, B, B_neg, vcc_lim, Io_lim,
24   voltage_diff, lR, lX, lB, Zo, type, n_cond] =
25   id_brch;
26 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
27   PMAX, PMIN, ...

```



```

15     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
16     QC1MIN, QC1MAX, ...
17     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
18     RAMP_Q, APF] = idx_gen;
19
20 l=xlsread('C:\Users\Utente\Desktop\POLI\MAGISTRALE\
21     TESI MAGISTRALE (Colella)\materiale per scrittura
22     codice\app aggiunta linee\Library.xlsx');
23
24 for i=1:length(mpc.branch(:,F_BUS))
25
26     S_base=10^6.*mpc.baseMVA;
27     V_base=1000.*mpc.bus(i,BASE_KV);
28     z_base=V_base^2./S_base;
29     Zo_values(i)= z_base.*(sqrt( mpc.branch(i,BR_X)
30         ./mpc.branch(i,BR_B)));
31
32     if mpc.branch(i,TAP)==0 & Zo_values(i)~=Inf
33
34         difference=abs(l(:,9)-Zo_values(i));
35         [~, idx]= min(difference);
36         mpc.branch(i,n_cond)=l(idx,3);
37         mpc.branch(i,Zo)=l(idx,8);
38
39         if l(idx,10)== 1
40             mpc.branch(i,type)=1; %overhead lines
41             code 1
42
43         elseif l(idx,2)== 0
44             mpc.branch(i,type)=0; %cable lines code
45             0
46         end
47
48     elseif mpc.branch(i,TAP)~=0
49         mpc.branch(i,type)=NaN;
50         mpc.branch(i,n_cond)=NaN;
51         mpc.branch(i,Zo)=NaN;
52     end

```

```
47 end
48 end
```

”

```
1 function [lines_length, mpc] = length_estimation(mpc
2 )
3 % The length of the line is estimated in relation to
4 % the calculated Zo value and the hypothesized type
5 % of line.
6 % If the length is outside the typical range a
7 % warning message will be displayed.
8
9 %% define named indices into bus, gen, branch
10 matrices
11 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
12  BUS_AREA, VM, ...
13  VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
14  MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
15 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
16  RATE_C, ...
17  TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
18  MU_ST, ...
19  ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
20  SHIFT_LIM, R, X, B, B_neg, vcc_lim, Io_lim,
21  voltage_diff, lR, lX, lB, Zo, type, n_cond,
22  length] = id_brch;
23 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
24  PMAX, PMIN, ...
25  MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
26  QC1MIN, QC1MAX, ...
27  QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
28  RAMP_Q, APF] = idx_gen;
29
30 lines_length=zeros(1,10);
```

```

18 l=xlsread('C:\Users\Utente\Desktop\POLI\MAGISTRALE\
    TESI MAGISTRALE (Colella)\materiale per scrittura
    codice\app aggiunta linee\Library.xlsx','E:E'); %
    induttanza in mH/km
19 x=1.*10^-3.*(2*pi*50);
20
21 for i=1:max(size(mpc.branch(:,F_BUS)))
22
23     S_base=10^6.*mpc.baseMVA;
24     V_base=1000.*mpc.bus(i,BASE_KV);
25     z_base=V_base^2./S_base;
26     Zo_values(i)= z_base.*(sqrt( mpc.branch(i,BR_X)
        ./mpc.branch(i,BR_B)));
27
28     if mpc.branch(i,Zo)==1
29         lines_length(i)=Zo_values(i)/x(1); %length
        in km
30         if (lines_length(i)<0.25 | lines_length(i)
            >250)
31             mpc.branch(i,length)=1;
32         else
33             mpc.branch(i,length)=0;
34         end
35     end
36     if mpc.branch(i,Zo)==2
37         lines_length(i)=Zo_values(i)/x(2); %length
        in km
38         if lines_length(i)<0.25 | lines_length(i)
            >250
39             mpc.branch(i,length)=1;
40         else
41             mpc.branch(i,length)=0;
42         end
43     end
44     if mpc.branch(i,Zo)==3
45         lines_length(i)=Zo_values(i)/x(3); %length
        in km
46         if lines_length<0.25 | lines_length>250
47             mpc.branch(i,length)=1;

```

```

48         else
49             mpc.branch(i,length)=0;
50         end
51     end
52     if mpc.branch(i,Zo)==4
53         lines_length(i)=Zo_values(i)/x(4); %length
54         in km
55         if lines_length(i)<0.25 | lines_length(i)
56             >250
57             mpc.branch(i,length)=1;
58         else
59             mpc.branch(i,length)=0;
60         end
61     end
62     if mpc.branch(i,Zo)==5
63         lines_length(i)=Zo_values(i)/x(5); %length
64         in km
65         if lines_length(i)<0.25 | lines_length(i)
66             >250
67             mpc.branch(i,length)=1;
68         else
69             mpc.branch(i,length)=0;
70         end
71     end
72     if mpc.branch(i,Zo)==6
73         lines_length(i)=Zo_values(i)/x(6); %length
74         in km
75         if lines_length(i)<0.25 | lines_length(i)
76             >250
77             mpc.branch(i,length)=1;
78         else
79             mpc.branch(i,length)=0;
80         end
81     end
82     if isnan(mpc.branch(i,Zo)) & mpc.branch(i,TAP)
83         ==0 %
84         lines_length(i)=NaN;
85         mpc.branch(i,length)=1;
86     end

```

```

80
81     if mpc.branch(i,TAP)~=0 %
82         lines_length(i)=NaN;
83         mpc.branch(i,length)=NaN;
84     end
85
86     if lines_length(i)==0
87         mpc.branch(i,length)=1;
88     end
89
90     if mpc.branch(i,length)==1
91         warning('The estimated length of the (%f)
92             line is outside of a typical range of
93             values (0.25 - 250 km)', i);
94     end
95 end
96 end

```

”

```

1 function [estim_section, mpc] = section_estimation(
2     mpc, lines_length)
3
4 % This function allows, in relation to the value of
5 % Zo and the estimate of
6 % the length, to estimate the section of each line.
7
8 %% define named indices into bus, gen, branch
9 matrices
10 [PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
    BUS_AREA, VM, ...
    VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
    MU_VMAX, MU_VMIN, LEAF] = id_bus;
11 [F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B,
    RATE_C, ...
    TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF,
    MU_ST, ...

```

```

11     ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX BRIDGE,
        SHIFT_LIM, R, X, B, B_neg, vcc_lim, Io_lim,
        voltage_diff, lR, lX, lB, Zo, type, n_cond,
        length, section] = id_brch;
12 [GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
    PMAX, PMIN, ...
13     MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
        QC1MIN, QC1MAX, ...
14     QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
        RAMP_Q, APF] = idx_gen;
15
16
17 resistivity=16.8; %nohm m
18 n=mpc.branch(:,n_cond);
19 S_base=10^6.*mpc.baseMVA;
20 V_base=1000.*mpc.bus(:,BASE_KV);
21 z_base=V_base.^2./S_base;
22 R=mpc.branch(:,BR_R).*z_base;
23 num=(lines_length.*resistivity);
24 den=(R.*n).';
25 estim_section=num./den;
26 mpc.branch(:,section)=estim_section;
27 end

```