

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



***ANALISI TEMPO REALE DI RETI ATTIVE IN MEDIA
TENSIONE: LIMITI E VANTAGGI DELLA
SIMULAZIONE TRAMITE RTDS***

Relatore: Prof. Enrico Ragaini
Correlatore: Prof. Antonello Monti

Tesi di Laurea Magistrale di:
Sara Romani
Matricola 782672

Anno Accademico 2014 – 2015

30 Settembre 2015

"I figli sono come gli aquiloni, insegnerai a volare ma non voleranno il tuo volo. Insegnerai a sognare ma non sogneranno il tuo sogno. Insegnerai a vivere ma non vivranno la tua vita. Ma in ogni volo, in ogni sogno e in ogni vita rimarrà per sempre l'impronta dell'insegnamento ricevuto".

Madre Teresa di Calcutta

Ai miei genitori

Ringraziamenti

Un doveroso grazie ai pazienti Professori che mi hanno seguito da vicino e da lontano durante il periodo di tesi.

Ringrazio il Professor Enrico Ragaini per avermi seguito e supportato sempre dall'Italia, il Professor Antonello Monti per avermi accolto nel suo Istituto di Ricerca ad Aachen e per avermi dato l'opportunità di poter fare questa stimolante e costruttiva esperienza dal punto di vista personale, oltre che per avermi seguito durante tutto il lavoro di tesi e la Professoressa Ferdinanda Ponci per i numerosi consigli tecnici e incoraggiamenti.

S ara

Indice

Introduzione.....pag.21

Capitolo 1

Evoluzione delle reti elettrichepag.23

- 1.1 Il sistema elettrico: dalla produzione al carico pag.23
- 1.2 Integrazione e gestione della DG nelle reti elettriche..... pag.25
 - 1.2.1 Effetto della DG sulla power quality pag.25
 - 1.2.1.1 Variazioni lente di tensione pag.26
 - 1.2.1.1.1 Incremento della tensione nello steady state..pag.26
 - 1.2.1.1.2 Regolazione di tensione in cabina primaria...pag.27
 - 1.2.1.2 Variazioni rapide di tensione pag.28
 - 1.2.1.3 Distorsione delle armoniche di corrente e tensione .. pag.29
 - 1.2.1.4 Fluttuazione della tensione e fenomeno del flicker . pag.30
 - 1.2.1.5 Riduzione delle perdite sulle linee.....pag.30
 - 1.2.2 Incremento delle correnti di corto circuito.....pag.31
- 1.3 Effetto della DG sul sistema di protezione pag.34
 - 1.3.1 Blinding Effect pag.35
 - 1.3.2 Sympathetic Tripping.....pag.37
 - 1.3.3 Funzionamento in isola pag.38
 - 1.3.4 Problemi di coordinamento e di richiusura automatica delle protezioni pag.39

Capitolo 2

Nuovo sistema di protezionepag.43

Capitolo 3

Simulatori	pag.48
3.1 Simulatore Real Time Digital Simulator (RTDS).....	pag.49
3.1.1 Descrizione dell'hardware.....	pag.50
3.1.2 Descrizione del software: RSCAD	pag.52
3.1.3 Funzionamento Real Time	pag.54
3.1.3.1 Interfacciamento del simulatore con i dispositivi esterni.....	pag.55
3.2 Simulazione non real time: DIgSILENT.....	pag.58
3.2.1 Descrizione del software.....	pag.58
3.3 Confronto tra i due simulatori.....	pag.59
3.3.1 Rappresentazione del sistema di potenza.....	pag.59
3.3.2 Algoritmi risolutivi.....	pag.61
1. Metodi iterativi per la soluzione delle equazioni di Power Flow.....	pag.61
2. Metodo di integrazione numerica per la soluzione dinamica del sistema.....	pag.62

Capitolo 4

Scelta della rete elettrica	pag.65
4.1 Descrizione di una tipica rete MT in Italia e dei suoi componenti	pag.65
4.1.1 Passaggio dal neutro isolato al neutro compensato.....	pag.73
4.2 Scelta del modello di rete da implementare	pag.76
4.2.1 Rete rurale italiana	pag.77
4.2.2 Rete industriale italiana.....	pag.82
4.3 Motivazione della scelta delle reti implementate	pag.88

Capitolo 5

Modellistica della rete elettrica in RTDS	pag.89
5.1 Modellistica dei singoli componenti	pag. 89
5.1.1 Modello della rete in alta tensione	pag.89
5.1.2 Modello della cabina primaria.....	pag.92
5.1.3 Scelta del modello del componente trasformatore di cabina	pag.93
5.1.4 Scelta del modello dei componenti linee e cavi	pag.96
5.1.5 Scelta del modello del componente carico	pag.100
5.1.6 Modello della generazione distribuita	pag.107
5.1.6.1 Modello del PV.....	pag.107
5.1.6.2 Modello del CHP.....	pag.116
5.1.6.3 Modello della generazione eolica	pag.117
5.1.7 Modello dei bus e dei nodi del sistema.....	pag.118
5.2 Modalità di divisione del sistema su più racks	pag.122
5.2.1 Componente T_Line.....	pag.122
5.2.1.1 Componente T_Line all'interno di un blocco VSC.....	pag.123
5.2.2 Componente Cable	pag.127
5.2.3 Componente XCross Transformer	pag.128
5.2.4 Voltage and current injection method (V&I)	pag.130
5.2.5 Scelta della metodologia di suddivisione della rete elettrica	pag.132
5.2.6 Validazione del metodo di separazione scelto	pag.137
5.2.6.1 Analisi in regime statico.....	pag.140
5.2.6.2 Analisi in regime dinamico.....	pag.151
5.2.7 Modello di rete in AT in RSCAD.....	pag.168
5.3 Semplificazione delle reti elettriche.....	pag.170
5.4 Schemi di rete implementati in RSCAD	pag.172
5.5 Schemi di rete implementati in DigSILENT.....	pag.173

Capitolo 6

Analisi in regime statico	pag.175
6.1 Power flow	pag.175
6.1.1 Confronto tra i due simulatori.....	pag.176
6.2 Simulazioni.....	pag.177
6.3 Studio di scenari futuri	pag.182

Capitolo 7

Analisi in regime transitorio.....	pag. 183
7.1 Simulazioni	pag.183

Capitolo 8

Applicazioni e prossime attività.....	pag.203
8.1 Protezioni in RTDS.....	pag.203
8.2 Hardware in the loop	pag.204
8.2.1 Esempio pratico di Power Hardware in the Loop	pag.205
8.3 Prossime attività	pag.208
8.4 Laboratorio ACS	pag.210

Capitolo 9

Discussione dei risultati.....	pag.213
---------------------------------------	----------------

<i>Conclusioni</i>	pag.221
---------------------------------	----------------

Elenco delle Figure

Capitolo 1

Figura 1.1 Contributo alla corrente di corto circuito da parte della rete e della DG	pag.32
Figura 1.2 Circuito Equivalente	pag.32
Figura 1.3 Circuito equivalente di Thevenin	pag.33
Figura 1.4 Blinding Effect	pag.35
Figura 1.5 Sympathetic Tripping.....	pag.37
Figura 1.6 Funzionamento in isola	pag.38
Figura 1.7 Problema di coordinamento delle protezioni	pag.40
Figura 1.8 Problema della richiusura automatica.....	pag.41
Figura 1.9 Curva di intervento delle protezioni.....	pag.41

Capitolo 2

Figura2.1 Esempio di sistema di protezione adattato con un sistema di controllo centralizzato.....	pag.44
Figura2.2 Esempio di sistema di protezione adattato con un sistema di controllo centralizzato(RTU)	pag.47

Capitolo 3

Figura 3.1 Simulatore RTDS.....	pag.50
Figura 3.2 DRAFT in RSCAD	pag.53
Figura 3.3 RUNTIME in RSCAD	pag.54
Figura 3.4 Esempio di simulazione tramite RTDS.....	pag.55
Figura 3.5 Pannello “Digital Channels”.....	pag.57
Figura 3.6 Pannello “High Voltage Interface Panel”	pag.58

Capitolo 4

Figura 4.1 Struttura di una Cabina Primaria	pag.65
--	--------

Figura 4.2 Struttura "semplificata" di una Cabina Primaria.....	pag.66
Figura 4.3 Schema unifilare di una Cabina Primaria	pag.67
Figura 4.4 Tipologie di sostegni per linee MT	pag.68
Figura 4.5 Modello circuitale equivalente monofase a Π	pag.69
Figura 4.6 Modello circuitale equivalente monofase a T	pag.69
Figura 4.7 Modello di riferimento della rete rurale italiana.....	pag.78
Figura 4.8 Caratterizzazione dei singoli feeder	pag.79
Figura 4.9 Profili di consumo giornalieri delle diverse utenze per la rete rurale	pag.80
Figura 4.10 Profili di generazione degli impianti di generazione fotovoltaici	pag.81
Figura 4.11 Suddivisione delle tipologie di carico per ogni feeder per la rete rurale	pag.81
Figura 4.12 Modello della rete rurale semplificato implementato	pag.82
Figura 4.13 Modello di riferimento della rete industriale italiana.....	pag.83
Figura 4.14 Caratterizzazione dei singoli feeder per la rete industriale	pag.84
Figura 4.15 Profili di consumo giornalieri delle diverse utenze per la rete industriale.....	pag.85
Figura 4.16 Profili di generazione degli impianti di generazione fotovoltaici eolici e CHP.....	pag.85
Figura 4.17 Suddivisione delle tipologie di carico per ogni feeder per la rete industriale	pag.86
Figura 4.18 Modello della rete industriale semplificato implementato	pag.87

Capitolo 5

Figura 5.1 Modello della rete AT rurale e del nodo di slack in RTDS	pag.90
Figura 5.2 Modello della rete AT industriale e del nodo di slack in RTDS	pag.91
Figura 5.3 Modello della cabina primaria della rete rurale in RTDS	pag.92
Figura 5.4 Modello della cabina primaria della rete industriale in RTDS.....	pag.93
Figura 5.5 Modello del circuito equivalente del trasformatore di cabina in RTDS.....	pag.94
Figura 5.6 Modello del trasformatore di cabina della rete rurale in RTDS.....	pag.94
Figura 5.7 Parametri circuitali del trasformatore della rete rurale implementati su RSCAD	pag.95
Figura 5.8 Modello del trasformatore di cabina della rete industriale in RTDS.....	pag.96

Figura 5.9 Parametri circuitali del trasformatore della rete industriale implementati su RSCAD	pag.96
Figura 5.10 Modello del circuito equivalente di linea a Π	pag.98
Figura 5.11 Modello della linea a Π in RSCAD.....	pag.98
Figura 5.12 Parametri circuitali modello di linea a Π implementati su RSCAD	pag.99
Figura 5.13 Modello del componente Dinamic Load in RSCAD.....	pag.100
Figura 5.14 Parametri circuitali del modello dinamic load implementati su RSCAD	pag.101
Figura 5.15 Modello del componente Dynamic Load in RSCAD controllato da SLIDER	pag.102
Figura 5.16: Modello della SLIDER per la variazione tempo reale di Pe Q durante il runtime	pag.102
Figura 5.17: Modello del componente Dynamic Load in RSCAD controllato da SCHEDULE	pag.103
Figura 5.18 Configurazione del componente di controllo SCHEDULE ..	pag.103
Figura 5.19 Inserimento manuale del profilo di carico discretizzato nel componente di controllo SCHEDULE.....	pag.104
Figura 5.20 Modello del componente Constant Power Load d in RSCAD.....	pag.105
Figura 5.21 Modello del componente ZIP Load in RSCAD.....	pag.105
Figura 5.22 Configurazione del componente di controllo ZIP	pag.106
Figura 5.23 Modello del componente PV	pag.107
Figura 5.24 Imposizione in RUNTIME di Pord pari a zero.....	pag.108
Figura 5.25 Andamento delle tensioni nel tempo pari al loro valore nominale	pag.109
Figura 5.26 Andamento delle correnti nel tempo pari a valore nullo	pag.109
Figura 5.27 Imposizione in RUNTIME del parametro Pord ad un valore pari a 10 MW	pag.110
Figura 5.28 Andamento delle correnti iniettate in rete a fronte di una Pord pari a 10 MW	pag.111
Figura 5.29 Andamento delle correnti iniettate in rete a fronte di una Pord pari a -10 MW	pag.111
Figura 5.30 Schema di controllo del componente PV.....	pag.114
Figura 5.31 Modello del componente CHP in RSCAD.....	pag.116
Figura 5.32 Modello del componente Bus del sistema in RSCAD.....	pag.118
Figura 5.33 Configurazione del componente Bus	pag.118
Figura 5.34 Suddivisione della rete rurale in quattro Subsystems	pag.119
Figura 5.35: Suddivisione della rete industriale in sei Subsystems.....	pag.121
Figura 5.36 Modello del componente T_Line in RSCAD	pag.122
Figura 5.37 Modello del circuito equivalente del componente T_Line ...	pag.123

Figura 5.38 Modello del componente VSC per la simulazione Small Time Step in RSCAD	pag. 124
Figura 5.39 Modello circuitale del componente VSC per la simulazione Small Time Step in RSCAD.....	pag. 124
Figura 5.40 Allocamento delle porte all'interno del processore.....	pag. 125
Figura 5.41 Esempi di connessione in fibra ottica	pag. 126
Figura 5.42 Indicazione della porta GTCOM che si vuole utilizzare	pag. 127
Figura 5.43 <i>DRAFTFILENAME_comm_fiber_patching.txt</i>	pag. 127
Figura 5.44 Modello del componente Cable in RSCAD	pag. 128
Figura 5.45 Modello del componente X Cross Transformer in RSCAD ..	pag. 129
Figura 5.46 Modello del circuito equivalente del componente X CrossTransformer	pag. 129
Figura 5.47 Modello del metodo V&I in RSCAD (Sottosistema 1)	pag. 131
Figura 5.48 Modello del metodo V&I in RSCAD (Sottosistema 2)	pag. 131
Figura 5.49 Sistema elettrico semplice per la scelta sul metodo di suddivisione.....	pag. 132
Figura 5.50 Confronto delle correnti elettriche misurate dopo la simulazione in regime statico	pag. 133
Figura 5.51 Ingrandimento delle Figura 5.43	pag. 134
Figura 5.52 Confronto delle correnti elettriche misurate subito dopo la simulazione in regime dinamico.....	pag. 135
Figura 5.53 Confronto delle correnti elettriche misurate dopo la simulazione in regime dinamico dopo un intervallo di tempo pari a 2 secondi	pag. 135
Figura 5.54 Tabella riassuntiva sul confronto tra le diverse metodologie	pag. 136
Figura 5.55 Schema ad albero riassuntivo.....	pag. 137
Figura 5.56 Modello di un sistema elettrico semplice di partenza	pag. 138
Figura 5.57 Modello del sistema elettrico semplice suddiviso in due sottosistemi tramite il metodo X Cross Transformer.....	pag. 138
Figura 5.58 Confronto tra IAa1 e IAa2.....	pag. 140
Figura 5.59 Confronto tra IAa1 e IAa	pag. 141
Figura 5.60 Confronto tra IAa2 e IAb	pag. 141
Figura 5.61 Circuito equivalente del componente X Cross Transformer in RSCAD.....	pag. 142
Figura 5.62 Circuito equivalente del componente X Cross Transformer in RSCAD con le induttanza in parallelo	pag. 143
Figura 5.63 Modello del componente X Cross Transformer in RSCAD con le induttanza in parallelo	pag. 143
Figura 5.64 Circuito risonante LC parallelo.....	pag. 144
Figura 5.65 Rappresentazione vettoriale delle correnti del circuito risonante LC parallelo	pag. 144

Figura 5.66 Rappresentazione sinusoidale delle correnti del circuito risonante LC parallelo	pag.144
Figura 5.67 Confronto tra IAa1 e IAa2	pag.146
Figura 5.68 Confronto tra IAa1 e IAa	pag.146
Figura 5.69 Confronto tra IAa2 e IAb	pag.147
Figura 5.70 Confronto tra IAa e IAb	pag.147
Figura 5.71 Confronto tra N1a e N1b	pag.148
Figura 5.72 Confronto tra N1a e N4a	pag.148
Figura 5.73 Ingrandimento della figura 5.61	pag.149
Figura 5.74 Confronto tra N1b e N4b	pag.149
Figura 5.75 Ingrandimento della figura 5.74	pag.150
Figura 5.76 Confronto tra N4a e N4b	pag.150
Figura 5.77 Corrente di guasto monofase a terra (sistema di partenza) ...	pag.151
Figura 5.78 Corrente di guasto monofase a terra in RMS (sistema di partenza)	pag.152
Figura 5.79 Corrente di guasto monofase a terra (sistema di suddiviso) .	pag.152
Figura 5.80 Corrente di guasto monofase a terra in RMS (sistema suddiviso)	pag.153
Figura 5.81 Circuito risonante GLC parallelo	pag.154
Figura 5.82 Modulo dell'ammittenza del circuito passivo RLC parallelo in funzione di ω	pag.155
Figura 5.83 Caso di prova di corto circuito a valle del componente XCross Transformer	pag.156
Figura 5.84 Confronto tra le correnti di guasto monofase a terra Iag _a e Iag _b con R di guasto pari a 0.1 Ω	pag.157
Figura 5.85 Confronto tra le correnti di guasto monofase a terra Iag _a e Iag _b con R di guasto pari a 1 Ω	pag.157
Figura 5.86 Confronto tra le correnti di guasto monofase a terra Iag _a e Iag _b nel caso di corto circuito a valle della linea.....	pag.158
Figura 5.87 Modello di linea in AT con L pari a 50km con componente T_Line	pag.159
Figura 5.88 Parametri della linea di AT inseriti in RSCAD	pag.160
Figura 5.89 Parametri della linea di AT calcolati in automatico da RSCAD	pag.160
Figura 5.90 Confronto tra le tensioni N4b e N4	pag.161
Figura 5.91 Confronto tra le correnti CRT1SE e Ia2	pag.162
Figura 5.92 Confronto tra le correnti di guasto Iag e Iag _b nel caso di corto circuito a valle dei componenti critici TLine e Π con linee di lunghezza pari a 50 km	pag.163
Figura 5.93 Confronto tra le correnti di guasto Iag e Iag _b nel caso di corto circuito a valle dei componenti critici TLine e Π con linee di lunghezza pari a 500 km	pag.164

Figura 5.94 Confronto tra le correnti di guasto I_{ag} e I_{agb} nel caso di corto circuito a valle dei componenti critici TLine e Π con R di guasto "aumentata".....	pag.164
Figura 5.95 Controllo dell'istante di avvenuta del guasto al passaggio naturale per lo zero della tensione	pag.165
Figura 5.96 Confronto tra le correnti di guasto I_{agb} e I_{ag}	pag.165
Figura 5.97 Ingrandimento della figura 5.85	pag.166
Figura 5.98 Confronto tra le tensioni a valle dei componenti N4b e N4 ..	pag.166
Figura 5.99 Ingrandimento della figura 5.87	pag.167
Figura 5.100 Modello di una rete AT in RSCAD (Subsystem1)	pag.168
Figura 5.101 Modello di una rete AT in RSCAD (Subsystem2)	pag.169
Figura 5.102 Modello della rete rurale implementato in DigSILENT	pag.170
Figura 5.103 Modello della rete industriale implementato in DigSILENT	pag.171
Figura 5.104 Sistema originale e Sistema equivalente.	pag.171
Figura 5.105 Blocco di calcolo dell'algoritmo su RSCAD	pag.172

Capitolo 6

Figura 6.1 Valori delle tensioni e delle fasi ottenuti dal load flow in tutti i nodi della rete rurale	pag.176
Figura 6.2 Profili di carico della rete rurale impostati per la simulazione	pag.178
Figura 6.3 Monitoraggio delle grandezze correnti e tensioni su tutte le linee e tutti i nodi della rete rurale.....	pag.179
Figura 6.4 Profilo di generazione giornaliera della DG impostati per la simulazione	pag.180
Figura 6.5 Monitoraggio delle grandezze correnti e tensioni su tutte le linee e tutti i nodi della rete rurale con possibilità di variazione della potenza iniettata dalla DG	pag.181

Capitolo 7

Figura 7.1 Studio delle correnti di guasto nella rete rurale.....	pag.184
Figura 7.2 Caso 1: Corrente di corto circuito monofase franco in partenza al feeder I1agfe1.....	pag.185
Figura 7.3 Confronto tra il valore di Iagfe1test e IBRfe1a.....	pag.186
Figura 7.4 Ingrandimento della figura 7.3.	pag.187
Figura 7.5 Confronto tra il valore di Iagfe2test e IBRfe2	pag.188
Figura 7.6 Ingrandimento della figura 7.5.....	pag.188
Figura 7.7 Confronto tra il valore di Iagfe3test e IBRfe3a.....	pag.190
Figura 7.8 Ingrandimento della figura 7.7	pag.190
Figura 7.9 Andamento della tensione della fase guasta nel nodo di guasto	pag.191
Figura 7.10 Modello del guasto a valle del nodo N010	pag.192
Figura 7.11 Corrente di guasto IagBL2	pag.193
Figura 7.12 Andamento delle tensioni nel nodo N010	pag.193
Figura 7.13 Confronto tra il valore di Iagfe2test e IBRfe2a.....	pag.194
Figura 7.14 Confronto tra il valore di Iagfe3test e IBRfe3a.....	pag.195
Figura 7.15 Confronto tra il valore di Iag e Ia034049 in assenza di DG..	pag.197
Figura 7.16 Ingrandimento figura 7.15	pag.197
Figura 7.17 Confronto tra il valore di Iag e Ia034049 in presenza di DG	pag.198
Figura 7.18 Andamento delle correnti di guasto nel caso di corto circuito trifase a fondo linea	pag.199
Figura 7.19 Ingrandimento della figura 7.15	pag.199
Figura 7.20 Andamento delle correnti che fluiscono a monte del guasto sulla linea L009-010	pag.200
Figura 7.21 Ingrandimento della figura 7.17	pag.200
Figura 7.22 Andamento delle correnti di guasto nel caso di corto circuito trifase a fondo linea (scenario 2020)	pag.201
Figura 7.23 Andamento delle correnti che fluiscono a monte del guasto sulla linea L009-010 (scenario 2020)	pag.202

Capitolo 8

Figura 8.1 Modellistica di un Relé in RSCAD (1)	pag.203
Figura 8.2 Modellistica di un Relé in RSCAD (2)	pag.204
Figura 8.3 Simulazione tempo reale con hardware in loop del relé ABB REF615	pag.205
Figura 8.4 Schema elettrico della connessione hardware in loop del relé ABB REF615	pag.207
Figura 8.5 Configurazione one-feeder con hardware in loop del relé ABB REF615	pag.208
Figura 8.6 Configurazione two different substations con hardware in loop del relé ABB REF615	pag.209
Figura 8.7 Schema del laboratorio ACS	pag.211

Elenco delle appendici

Appendice A: parametri circuitali presenti dei trasformatori presenti nelle reti rurale e industriale.....	pag.225
Appendice B: parametri e caratteristiche delle linee presenti nella rete rurale e industriale.....	pag.227
Appendice C: schema della rete rurale per la simulazione in regime statico.....	pag.239
Appendice D: schema della rete industriale per la simulazione in regime statico	pag.245
Appendice E: schema della rete rurale per la simulazione in regime dinamico (RTDS).....	pag.253
Appendice F: schema della rete industriale per la simulazione in regime dinamico (RTDS).....	pag.259
Appendice G: schema della rete rurale per la simulazione in regime statico e dinamico (DigSILENT).....	pag.267
Appendice H: schema della rete industriale per la simulazione in regime statico e dinamico (DigSILENT).....	pag.269
Bibliografia	pag.223

Introduzione

Questo lavoro di tesi è stato svolto presso l'Istituto "Automation of Complex Power Systems" appartenente a E.ON Research Centre dell'Università Rheinisch Westfaelische Technische Hochschule Aachen, in Germania.

Argomento della tesi è la realizzazione tramite il simulatore digitale in tempo reale RTDS del modello di una rete di distribuzione reale attiva di dimensioni molto estese, caratterizzata da un numero di nodi al limite delle potenzialità del software e dell'hardware, e lo studio del suo comportamento in regime statico e dinamico, con particolare attenzione ai guasti e al sistema di protezione. Sulla base di tale studio, la progettazione dei sistemi di protezione potrà tener conto delle nuove esigenze dovute alla presenza della generazione distribuita.

In passato le reti di distribuzione erano concepite come esclusivamente passive, con flussi di potenza unidirezionali e struttura puramente radiale. Attualmente, invece, la crescente diffusione della generazione distribuita ha portato alla nuova concezione di rete attiva: alle linee possono essere connessi indifferentemente carichi, generatori, o insieme dei due.

Dal punto di vista del sistema di protezione, questa ampia diffusione può causare: difficoltà nel coordinamento dei dispositivi di protezione, soprattutto nel realizzare la selettività; una diminuzione della sensibilità dei dispositivi al guasto; problemi di mancata disconnessione dei generatori locali, con gravi conseguenze per la sicurezza degli operatori. Inoltre, in alcune situazioni, è possibile evidenziare come la protezione possa intervenire erroneamente o addirittura non intervenire recando un ingente danno al resto del sistema.

Da qui deriva l'esigenza di uno studio approfondito delle problematiche introdotte dalla generazione distribuita e la ricerca di nuove metodologie e sistemi di protezione per le reti attive. In particolare, si è dedicata l'attività qui descritta alla simulazione in tempo reale delle condizioni di guasto nelle reti di distribuzione: ciò permette di sottoporre i diversi sistemi di protezione a prove realistiche che dimostrino il loro buon funzionamento nelle diverse configurazioni e condizioni operative rese possibili dalla presenza della generazione distribuita.

L'utilizzo di simulatori di rete in tempo reale è infatti particolarmente interessante perché rende possibile l'esecuzione di prove in modalità "hardware in the loop": il simulatore può cioè essere connesso direttamente a componenti reali del sistema di potenza, di controllo o di protezione. In questo modo è possibile osservare il funzionamento dei dispositivi come se fossero collegati ad una rete reale.

Come simulatore da utilizzare, è stato scelto RTDS, uno dei simulatori più utilizzati tanto da costituire uno standard "de facto". RTDS , che è in grado di effettuare simulazioni molto accurate per reti di alta e altissima tensione in tempo reale, fornendo in uscita risultati realistici riguardanti lo stato delle diverse grandezze della rete. L'applicazione di RTDS alle reti di distribuzione non è ancora comune e richiede adattamenti non banali, come descritto nel seguito.

La prima parte del lavoro di tesi (Cap.1 e 2) riguarda le problematiche introdotte dalla generazione distribuita sulle reti elettriche di media tensione, soprattutto in riferimento ai guasti relativi sistemi di protezione. Nel capitolo 2 in particolare viene presentato uno schema di protezione adattativa in cui le logiche di intervento si modificano a seconda della configurazione dei generatori locali.

La seconda parte, (Cap. 3 e 4) è incentrata sulla scelta di reti significative e sulla realizzazione di loro modelli modellazione tramite i due simulatori scelti: RTDS e DigSILENT.

Il Capitolo 5 ha lo scopo di fornire una descrizione dettagliata sulla modellistica delle reti implementate tramite RTDS, evidenziando i limiti e le problematiche del software.

Nei Capitoli 6 e 7 sono riportate le simulazioni in regime statico e dinamico di alcuni casi significativi di studio di rete.

Nel Capitolo 8 è riportata una breve descrizione sul possibile impiego di RTDS in termini di applicazioni pratiche, ossia casi di hardware in the loop.

I risultati ottenuti vengono riassunti e discussi nel Capitolo 9.

Capitolo 1

Evoluzione delle reti elettriche

Nella prima parte di questo capitolo viene illustrata in modo molto sintetico la struttura del sistema elettrico, dalla produzione al carico. Nella seconda parte l'attenzione è rivolta ai problemi di integrazione e gestione della Generazione Distribuita nelle reti elettriche sia a livello di power quality sia a livello di incremento delle correnti di corto circuito. Nella terza parte vengono descritti alcuni importanti effetti introdotti dalla DG a livello di sistema di protezione.

1.1 Il sistema elettrico: dalla produzione al carico

Il sistema elettrico nazionale è costituito principalmente dall'insieme di tutte le macchine, le apparecchiature e le linee destinate alla generazione, trasformazione, trasmissione, distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica. La produzione, che avviene generalmente in media tensione, viene attuata all'interno delle centrali elettriche tradizionali nelle quali viene generata energia elettrica tramite un generatore sincrono; esse si distinguono in base all'energia primaria utilizzata: energia idraulica, termica, eolica, solare, delle biomasse. Le centrali sono in genere connesse tra loro e con il sistema di trasmissione dell'energia. Esse devono essere tenute sotto controllo in modo da garantire sempre l'equilibrio dinamico tra la produzione e la richiesta di consumo da parte del carico rappresentato dall'intera rete elettrica a valle. Gli impianti di produzione possono essere suddivisi in due grandi categorie a seconda delle loro caratteristiche e del tipo di servizio che offrono. Alcuni impianti di produzione, ad esempio le centrali termoelettriche tradizionali o quelle a ciclo combinato, necessitano di tempi di avviamento molto elevati, con costanti di tempo dell'ordine delle ore, per questo motivo essi vengono utilizzati per fornire un servizio di tipo continuativo rendendo disponibile una potenza di base. Gli impianti di generazione che invece prevedono tempi di messa in servizio ridotti, ad esempio le centrali idroelettriche a bacino, vengono sfruttati per effettuare il servizio di punta caratterizzato da frequenti distacchi e inserzioni dell'impianto. A valle dei centri di produzione tradizionali, si trovano le stazioni di trasformazione, dalle quali dipende il sistema di trasmissione nazionale. All'interno delle sottostazioni, la tensione viene innalzata tramite trasformatori elevatori ad un livello superiore detto alta o altissima tensione. Il sistema di trasmissione è caratterizzato dall'aver linee elettriche molto lunghe che interconnettono due o più nodi molto distanti tra loro.

Le reti di trasmissione possiedono una configurazione magliata e hanno il compito di trasportare la potenza elettrica dalle sottostazioni alle cabine primarie ad un livello di tensione elevato contenendo così le perdite per effetto Joule sui conduttori. La rete di trasmissione italiana è caratterizzata dai seguenti livelli di tensione:

- 380 kV che interconnette la rete italiana con quella di trasmissione europea e costituisce la principale rete di trasporto che porta l'energia dagli impianti di generazione ai nodi di trasformazione,
- 220 kV e 150-132-120 kV che assolvono il compito di distribuzione in alta tensione e alimentano le cabine primarie di trasformazione AT/MT.

All'interno delle cabine primarie, la tensione subisce un'ulteriore trasformazione: tramite trasformatori abbassatori dotati di variatore sotto carico per la regolazione della tensione sulle sbarre MT, il livello di tensione viene abbassato fino ad valori predefiniti detti di media tensione.

Tutto ciò che si trova a valle della cabine primarie fino ai carichi è definito come sistema di distribuzione: esso è caratterizzato da linee più brevi disposte secondo una configurazione radiale e comprende sia le linee elettriche in media tensione, sia quelle in bassa tensione che si trovano a valle delle cabine secondarie. All'interno di quest'ultime la tensione viene ulteriormente diminuita per essere resa compatibile con gli impianti utilizzatori. I valori di tensione tipici del sistema di distribuzione italiano sono 15 kV e 20 kV per la media tensione e 380 V per la bassa.

In riferimento al sistema elettrico di distribuzione, in passato le reti erano state concepite e progettate come esclusivamente passive, con flussi di potenza unidirezionali e struttura puramente radiale.

Con il termine generazione distribuita, si intende l'insieme di tutti gli impianti di produzione da fonti rinnovabili, ad esempio fotovoltaico e eolico in grado di produrre e iniettare potenza in rete ogni qual volta che la fonte di energia primaria risulta disponibile. Attualmente la sempre più crescente diffusione della generazione distribuita a livello di sistema di distribuzione dovuta sia agli incentivi statali, sia ai propositi di riduzione delle emissioni di CO₂ ha stravolto lo schema classico della rete, portando alla nuova concezione di rete attiva. I flussi di potenza sulle linee non sono più come in passato diretti dal livello di tensione maggiore verso quello inferiore, bensì possono esistere zone della rete nelle quali l'energia che viene prodotta dalla generazione diffusa e che non viene consumata localmente, può essere immessa in rete e trasferita dalla bassa verso la media tensione e dalla media verso l'alta tensione. In questo modo si ottiene

un'inversione del flusso di potenza che ha come conseguenza un notevole impatto delle reti di distribuzione.

1.2 Integrazione e gestione della DG nelle reti elettriche[2] [3]

La presenza di generazione distribuita può avere un impatto significativo sia sul comportamento della rete in regime statico, sia sul comportamento in regime dinamico. Ciò dipende principalmente dalla capacità della DG installata, dal suo livello di penetrazione nel sistema elettrico, dal tipo di generatore utilizzato e dalle sue caratteristiche, dal punto in cui viene installata e delle condizioni in cui il sistema sta operando.

La generazione distribuita risulta essere in primo luogo sicura e affidabile, infatti è in grado di sopperire alla mancanza di alimentazione da parte della generazione tradizionale nel caso in cui si verificano grandi problemi sulla rete o guasti. Un secondo vantaggio è il suo basso costo, essa infatti utilizzando risorse naturali come fonti primarie, risulta essere economica dal punto di vista dell'approvvigionamento delle risorse; inoltre, una sua corretta collocazione all'interno della rete elettrica porta vantaggi sia dal punto di vista delle perdite sulle linee che risultano essere ridotte, sia dal punto di vista del profilo delle tensioni, in questo modo si ottiene un miglioramento dell'efficienza delle reti.

Nei seguenti paragrafi viene riportata una panoramica generale delle problematiche introdotte dalla generazione distribuita sulle reti di distribuzione.

1.2.1 Effetto della DG sulla power quality[1]

Il problema della power quality è sempre più di notevole importanza in virtù della crescente diffusione degli apparati elettronici nelle reti e dei dispositivi per il controllo dei processi energetici e produttivi: essi risultano essere molto sensibili ai disturbi e talvolta sono proprio loro la causa dei disturbi. Lo sviluppo dell'elettronica di potenza ha portato ad un aumento del numero dei carichi disturbanti nelle reti e di quelli sensibili ai disturbi sulle tensioni in termini di forma d'onda. Con il termine power quality, si intendono principalmente due aspetti, uno legato alla continuità della fornitura che riguarda la capacità del sistema di alimentare il carico in qualsiasi momento, anche a fronte di eventuali guasti permanenti, e un altro legato invece alla qualità della tensione in caso di guasti temporanei o disturbi nel sistema.

Nei seguenti paragrafi verranno illustrate le criticità legate alla power quality causate dalla presenza della generazione distribuita nelle reti.

1.2.1.1 Variazioni lente di tensione [1]

La norma CEI EN 50160 definisce, descrive e specifica le caratteristiche principali della tensione ai terminali di un utente della rete pubblica di bassa, media o alta tensione in corrente alternata in normali condizioni di esercizio.

Il valore di tensione nelle reti di distribuzione di media tensione, esclusi i periodi con interruzioni, deve essere compreso in tutti i punti di consegna nei limiti del $\pm 10\%$ della tensione nominale per almeno il 95% del tempo considerato. In assenza di generazione distribuita, nel caso di carico elevato, si possono avere problemi legati agli elevati flussi di potenza che attraversano le linee, creando forti cadute di tensione sulle stesse, in questo modo, la tensione di alimentazione risulta essere inferiore alla nominale. Nel caso di basso carico, si riscontra il problema opposto, si hanno infatti modeste cadute di tensione che combinate con le capacità parassite della rete possono dare luogo a tensioni maggiori rispetto alle nominali. Da queste problematiche si evince l'esigenza di un sistema di regolazione per il mantenimento della tensione alla sbarra MT ad un determinato valore di set point. Tale compito viene assolto dal trasformatore con variatore sotto carico installato nella cabina primaria.

1.2.1.1.1 Incremento della tensione nello steady state [4]

Si considera un sistema elettrico che vede la presenza di diverse tipologie di generazione.

- Generazione distribuita che inietta in rete sola potenza attiva ($\cos\phi$ unitario)
- Generatori sincroni con $\cos\phi$ circa pari a 0,98 che iniettano anche potenza reattiva in rete
- Generatori a induzione che assorbono potenza reattiva necessaria al proprio sistema di eccitazione dalla rete a $\cos\phi$ circa pari a 0,95

Rispetto al caso in cui la generazione distribuita non è presente, si osserva un incremento dei valori delle tensioni nei nodi della rete. L'incremento di tensione dovuto ai generatori sincroni risulta essere più veloce e marcato rispetto al caso dei generatori a induzione, proprio per il supporto della potenza reattiva. Per quanto riguarda i generatori a induzione, invece l'aumento della tensione è più piccolo e una volta raggiunta una certa quantità di potenza iniettata, la tensione

torna a decrescere poiché essi necessitano di una potenza reattiva negativa e quindi fanno diminuire la tensione. Essendo meno incidente l'effetto dei generatori ad induzione in termini di innalzamento delle tensioni, nel caso ci si trovi in presenza di una sovratensione dovuta ad un generatore sincrono, è necessario operare diseccitando la macchina, assorbendo potenza reattiva anziché iniettandola in rete.

1.2.1.1.2 Regolazione di tensione in cabina primaria [1]

In una rete di distribuzione in media tensione, il controllo della tensione ha lo scopo di garantire in tutti i punti della rete un valore di tensione poco variabile; esso è necessario non solo nel rispetto del contratto di fornitura tra cliente e distributore, ma è anche legato a un discorso di funzionamento ottimale del sistema e dei carichi in termini di stabilità, riduzione delle perdite, sicurezza e qualità dell'esercizio. La regolazione si effettua tramite il variatore sotto carico (VSC) posto sul primario dei trasformatori AT/MT nella cabina primaria e tramite la compensazione della potenza reattiva. La regolazione di tensione in una rete passiva, nella quale la presenza della generazione distribuita non influenza il profilo delle tensioni sulle linee può avvenire tramite la variazione del rapporto spire sotto carico del trasformatore mediante un regolatore che impone alla sbarra MT un valore di tensione oppure scegliendo un valore del rapporto spire a vuoto. Nel caso di trasformatore a rapporto variabile, la regolazione può essere effettuata mantenendo il valore della tensione sulla sbarra MT ad un valore costante fissato sulla base delle curve di carico della cabina primaria, oppure facendo variare la tensione sulla sbarra MT al variare della corrente del trasformatore, fino ad un valore limite di corrente oltre il quale la tensione di sbarra rimane costante. In questo secondo caso la regolazione della tensione segue una legge di tipo lineare costituita dalla somma di un primo parametro costante che equivale alla tensione sulla sbarra in assenza di carico, e da un secondo parametro che dipende dalla corrente che circola nel trasformatore al variare del carico.

La tensione sulla sbarra MT deve essere mantenuta entro i seguenti limiti:

$$0,9 V_n < V_{rete} < 1,1 V_n.$$

La presenza della generazione distribuita influenza la modalità di regolazione della tensione in cabina primaria, in quanto rende meno agevole la scelta del parametro di set point della tensione di sbarra, in particolare l'iniezione da parte della GD può causare sovratensioni lungo la rete tanto più rilevanti quanto più elevato è il rapporto fra la potenza della GD e la potenza richiesta dal carico e tanto più deboli sono le linee.

Nel primo caso di regolazione a tensione costante, il valore a cui la tensione sulla sbarra MT deve essere mantenuto deve essere fissato non solo sulla base del carico

passivo ma anche tenendo in considerazione la quantità di generazione distribuita installata. Una volta effettuato il calcolo di load flow nelle differenti configurazioni di carico e generazione specialmente degli scenari più critici, si determina il riferimento della tensione. Essendo la rete attiva, questo tipo di calcolo è reso più complesso dall'incertezza della quantità di potenza immessa in rete dai generatori diffusi, essi infatti contribuiscono alla generazione indipendentemente dalla richiesta del carico e dipendentemente dalle condizioni climatiche come vento, sole, temperatura e flusso di acqua. L'iniezione di potenza lungo le linee di distribuzione, porta ad un innalzamento del profilo di tensione e ciò costituisce un notevole vantaggio nel caso di reti prettamente radiali e passive, in quanto in generale le cadute di tensione a fondo linea sono elevate e i profili di tensione risultano di conseguenza troppo bassi. Esiste tuttavia la possibilità di incorrere in profili di tensione troppo elevati, ciò può accadere nel caso di una rete di distribuzione radiale rurale estesa con forte presenza di generazione distribuita, con carico passivo trascurabile o comunque sensibilmente inferiore alla generazione. Una rete di questo tipo è caratterizzata dall'aver linee abbastanza lunghe quindi ad elevata impedenza, con una bassa richiesta di potenza da parte dei carichi. Nel caso in cui venga installata lontano dalla cabina primaria una forte presenza di generazione diffusa, possono aversi problemi dovuti all'eccessivo incremento delle tensioni, nei periodi di basso carico, infatti la regolazione di tensione porterebbe ad un abbassamento della tensione sulla sbarra MT oltre i limiti consentiti per contenere le sovratensioni ai nodi di generazione.

Nel secondo caso di regolazione con termine correttivo in corrente, la presenza della DG determina variazioni della corrente che transita nel trasformatore AT/MT, in quanto cambia il carico visto dalla macchina in cabina primaria, per cui si verificano variazioni nel riferimento della tensione. In condizioni normali di esercizio, il fattore correttivo applicato ha valore compreso tra il 2 e il 4 % della tensione nominale, per cui la DG ha un'influenza contenuta. Tuttavia si possono riscontrare criticità nei profili di tensione qualora la rete stia funzionando in condizioni di emergenza, ad esempio con un solo trasformatore che alimenta due sbarre MT, nei casi di forte presenza di generazione diffusa o carico prettamente passivo. Un altro caso critico è quello in cui la generazione distribuita è maggiore del carico, per cui il flusso di potenza che transita in cabina primaria può risultare rovesciato; il regolatore di tensione non ricevendo informazioni riguardanti la direzione del flusso di potenza comanda un innalzamento della tensione alla sbarra con conseguenti sovratensioni su quelle linee in cui la DG è presente in quantità elevate.

1.2.1.2 Variazioni rapide di tensione

Le variazioni rapide della tensione sono principalmente causate sia da alterazioni improvvise del carico negli impianti utilizzatori degli utenti della rete (ciò è più frequente negli impianti industriali), sia da guasti, sia da manovre nel sistema. Esse possono anche essere dovute a transitori di inserzione in parallelo e disconnessione repentina dei generatori rotanti connessi alla rete direttamente senza l'intermezzo dei convertitori statici, oppure al distacco repentino di generatori rotanti connessi tramite inverter. In generale in condizioni normali di esercizio una variazione rapida di tensione non supera il 4% del tensione nominale; viene accettata una variazione pari al 6% solo in alcune circostanze durante la giornata

1.2.1.3 Distorsione armonica di corrente e tensione

Nelle reti elettriche le onde di tensione e di corrente non sono mai perfettamente sinusoidali: queste onde distorte possono essere scomposte in una componente a frequenza fondamentale cioè quella definita per il normale esercizio del sistema (50 Hz), più le sue armoniche, dove per armoniche si intende quelle onde di tensione o corrente sinusoidali, di frequenza pari ad un multiplo intero della frequenza fondamentale. Le cause principali dell'emissione di armoniche sono le caratteristiche non lineari dei dispositivi e dei carichi presenti nel sistema elettrico. Il livello di distorsione armonica viene fornito dallo spettro armonico di ogni singola componente; esso viene espresso tramite l'indice di distorsione armonica totale THD (Total Harmonic Distorsion).

I carichi non lineari, gli inverter e i raddrizzatori sono sorgenti di armoniche; gli effetti dovuti alla presenza di armoniche includono surriscaldamento dei componenti, funzionamento difettoso dei dispositivi di protezione e interferenze con i circuiti di comunicazione. Tutti i dispositivi di elettronica di potenza causano una distorsione della corrente che può avere effetti sulle apparecchiature vicine. La generazione distribuita come quella proveniente dal fotovoltaico e dalle celle combustibili, introduce problemi di armoniche nel sistema dovute alla presenza dell'inverter o di alcune macchine sincrone. Gli inverter che utilizzano modulazione di tipo PWM producono un contenuto inferiore di armoniche rispetto agli inverter a tiristori.

1.2.1.4 Fluttuazione della tensione: fenomeno del flicker

Le fluttuazioni di tensione, dette anche flickers, sono variazioni ripetitive e sistematiche della tensione, oppure possono essere una serie di variazioni casuali di tensione la cui intensità normalmente supera il limite specificato dagli standard. La principale causa di tali variazioni è il funzionamento intermittente di carichi come forni ad arco, grossi gruppi di compressori o radio trasmettitori che producono continui e rapidi cambiamenti della corrente. La fluttuazione di tensione si esprime come percentuale del valore efficace di tensione rispetto alla componente fondamentale; il flicker è quel flusso luminoso discontinuo e incostante osservabile talvolta nelle lampade che può creare fastidio all'occhio umano. Il flicker si misura in funzione della sensibilità dell'occhio umano, che percepisce variazioni d'intensità luminosa tra 1 e 10 Hz. La generazione distribuita è caratterizzata da una potenza fluttuante in uscita, ciò è dovuto al fatto che questo tipo di generazione dipende dalle condizioni climatico/ambientali, come ad esempio la presenza di vento e la sua velocità nel caso di turbine eoliche o la presenza del sole e la temperatura nel caso di impianti fotovoltaici. La fluttuazione della potenza uscente può essere causa di fluttuazioni stocastiche e flicker per le tensioni sulla rete; questi fenomeni possono durare da pochi secondi fino a un'ora e dipendono dalla quantità della potenza iniettata in rete, dalle caratteristiche della rete e dai profili di carico. Si cerca di limitare e mantenere sotto controllo questi fenomeni, ponendo un limite alla connessione di alcuni tipi di carico in determinati punti del sistema e installando sistemi di storage che smorzano le fluttuazioni in uscita dalla generazione distribuita.

1.2.1.5 Riduzione delle perdite sulle linee [8]

Le perdite di potenza attiva per un sistema di distribuzione trifase bilanciato possono essere calcolate tramite la formula:

$$P_{persa} = \sum_{r=1}^{N_r} 3|I_r|^2 R_r$$

Dove N_r è il numero di rami della rete, I_r è la corrente che fluisce in ciascun ramo e R_r è il valore della resistenza relativo a ogni ramo.

La presenza della generazione distribuita sulle linee e la sua iniezione di potenza all'interno della rete riduce il flusso di corrente sulle linee, per cui anche il valore delle perdite per effetto Joule sui conduttori risulterà inferiore.

È importante sottolineare che, tuttavia, questa riduzione delle perdite dipende dalla taglia e dalla posizione del generatore installato. Considerando ad esempio

un sistema semplice costituito da un singolo feeder uscente dalla cabina primaria, con in serie un certo numero di bus ai quali sono connessi carichi passivi, si osserva che se la generazione distribuita è installata concentrata in un unico punto, a questa condizione corrisponde un certo valore di perdite. Aumentando la capacità della DG si osserva che il valore delle perdite diminuisce sempre più fino ad arrivare ad un valore limite minimo. Continuando ad aumentare la produzione della DG si osserva che le perdite di rete tornano ad aumentare. Ciò deriva dal fatto che le linee elettriche hanno una certa capacità di trasporto e un eccesso di produzione da parte della generazione distribuita può essere dannoso e portare il sistema verso perdite eccessive. Considerando invece il caso in cui la DG abbia un'iniezione di potenza costante nella rete e immaginando di spostare il generatore lungo il feeder, si osserva che esiste un punto del sistema corrispondente al valore minimo di perdite del sistema.

1.2.2 Incremento delle correnti di corto circuito [5]

Rispetto al caso di rete puramente passiva, la presenza della generazione distribuita causa l'aumento delle correnti di corto circuito nel sistema: la connessione di un nuovo impianto deve essere preceduta dalla valutazione della corrente di corto circuito complessiva che si otterrebbe a seguito dell'installazione, infatti esistono limiti alla potenza connettabile dati dal margine tra i livelli delle correnti di corto circuito e la tenuta elettromeccanica dei componenti. Il valore della corrente di corto circuito può variare a seconda della tipologia e della posizione della DG, tuttavia essendo la potenza generata variabile e non prevedibile, il comportamento della DG durante il guasto varia. Non tutti i generatori appartenenti alla generazione distribuita contribuiscono allo stesso modo e con lo stesso peso alla corrente di guasto: ad esempio, la generazione distribuita basata sui generatori asincroni non contribuisce in modo significativo alla corrente di guasto; lo stesso discorso è valido per la generazione distribuita connessa alla rete tramite inverter come sistemi fotovoltaici, celle a combustibile e microturbine. Tuttavia, nel caso in cui il guasto risulti essere altamente resistivo e il sistema sia debole, anche la generazione distribuita del secondo tipo contribuisce alla corrente di guasto. Considerando invece il generatore di tipo sincrono, che si trova negli impianti CHP, si osserva che esso contribuisce in modo significativo al guasto.

Dal punto di vista teorico matematico, il tutto si può spiegare considerando un semplice sistema elettrico costituito da una rete che alimenta un singolo feeder al termine del quale viene simulato un corto circuito trifase. Lungo il feeder, alla distanza d dalla rete alimentante si trova un generatore del quale si vorrà studiare il contributo al guasto.

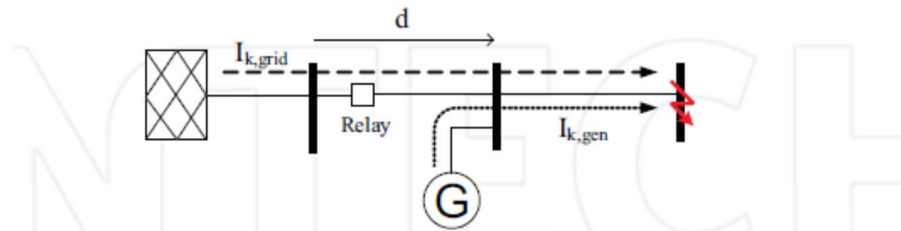


Figura 1.1: [5] Contributo alla corrente di corto circuito da parte della rete e della DG

Dal punto di vista elettrotecnico, il sistema può essere rappresentato tramite il circuito equivalente monofase riportato a seguito, dove l'impedenza detta Z_s rappresenta l'impedenza della rete ed è pari a jX_s , l'impedenza Z_g è quella del generatore e vale jX_g , mentre l'impedenza Z_L complessiva di tutte le linee e dei cavi vale $R + jX_L$.

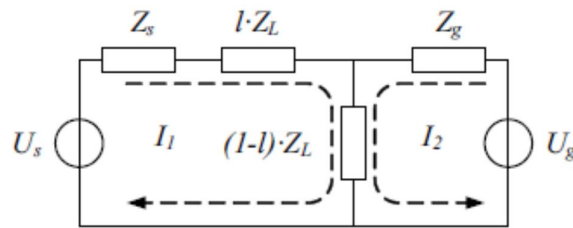


Figura 1.2 [5] Circuito Equivalente

Si definiscono le correnti delle maglie I_1 e I_2 che corrispondono rispettivamente al contributo della rete e della generazione distribuita al guasto e applicando le leggi di Kirchhoff al circuito si ottengono le seguenti equazioni.

$$\begin{aligned}
 U_s &= (Z_s + Z_L) \cdot I_1 + (1 - l) \cdot Z_L I_2 \\
 U_g &= (1 - l) \cdot Z_L I_1 + \left((1 - l) \cdot Z_L + Z_g \right) \cdot I_2
 \end{aligned}$$

Come specificato dalla norma IEC60909, lo studio della corrente di guasto procede applicando il teorema di Thevenin ai terminali a cui è applicato il guasto.

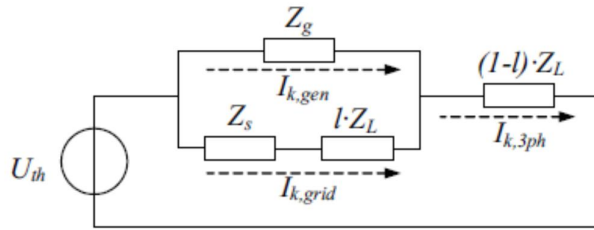


Figura 1.3 [5] Circuito equivalente di Thevenin

L'impedenza equivalente di Thevenin ottenuta ha la seguente espressione.

$$Z_{Th} = \frac{(Z_S + lZ_L) \cdot Z_g}{Z_S + lZ_L + Z_g} + (1 - l) \cdot Z_L$$

La totale corrente trifase di corto circuito vale:

$$I_{k,3ph} = \frac{U_{Th}}{\sqrt{3} \cdot Z_{Th}}$$

Da questa espressione è possibile ricavare il contributo alla corrente di corto circuito dovuta alla rete:

$$I_{k,grid} = \frac{Z_g}{Z_S + l \cdot Z_L + Z_g} \cdot I_{k,3ph}$$

Sostituendo la (5) nella (6) si ottiene:

$$I_{k,grid} = \frac{U_{Th} \cdot Z_g}{\sqrt{3} \cdot [(Z_L \cdot Z_g + Z_S \cdot Z_g + Z_S \cdot Z_L) + l \cdot Z_L(Z_L - Z_S) - l^2 Z_L^2]}$$

Si osserva che le correnti che si ottengono sono non lineari e in caso di rete debole, il valore di Z_S può essere confrontabile con Z_g , quindi per la presenza del generatore, il contributo della rete al guasto risulta essere inferiore: maggiore è la taglia del generatore, maggiore sarà il suo contributo alla corrente di guasto. Nel caso in cui il sistema sia costituito da linee aeree che presentano un'impedenza maggiore rispetto a quella dei cavi, il contributo della rete risulta essere maggiore.

Il massimo impatto che il generatore può avere sulla corrente di guasto si ottiene quando il contributo della rete alimentante è minimo. Questo corrisponde alla seguente condizione di minimo:

$$\frac{dI_{k,grid}}{dl} = 0$$

$$\frac{dI_{k,grid}}{dl} = \frac{jX_g(R_L^2 - X_L(X_L - X_S) - 2l(R_L^2 - X_L^2) + j(R_L(2X_L - X_S)))}{-X_g(X_L + X_S R_L) - l^2(R_L^2 - X_L^2) + j(X_g(R_L - X_S)(X_g - X_L)) + lR_L(2X_L - X_S) + 2l^2 R_L X_L}$$

$$l = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_L^2 - X_L(X_L - X_S) + j(R_L(2X_L - X_S))}{(R_L^2 - X_L^2) - 2jX_L R_L}$$

1.3 Effetto della DG sul sistema di protezione [7]

L'obiettivo del sistema di protezione è quello di riconoscere condizioni anormali di funzionamento del sistema, che possono causare un danneggiamento al sistema se non vengono interrotte nei giusti tempi. Esso agisce isolando il componente o la porzione di rete affetta dal guasto, mantenendo così il resto del sistema funzionante nelle normali condizioni.

Le caratteristiche richieste al sistema di protezione sono principalmente due: l'affidabilità, ossia la probabilità che il sistema intervenga correttamente e al momento opportuno e la sicurezza cioè la capacità del sistema di non intervenire quando non necessario. Un sistema di protezione ottimale presenta un giusto trade-off tra queste due caratteristiche.

Il sistema elettrico di distribuzione e il suo sistema di protezione erano stati inizialmente pensati per le reti tradizionali puramente passive, con la sola presenza di carichi, alimentate dal sistema di trasmissione e caratterizzate dunque da flussi di potenza unidirezionali. La progressiva e larga penetrazione della generazione distribuita nelle reti ha creato problemi a livello di coordinamento delle protezioni esistenti, sia dal punto di vista del rilevamento del guasto, sia da quello della selettività. Da qui, ne deriva l'esigenza di uno studio approfondito

delle problematiche introdotte dalla generazione distribuita e la ricerca di nuove metodologie e sistemi di protezione per le reti attive.

Le principali criticità del sistema di protezione a fronte di un incremento della DG installata sono:

- Blinding Effect
- Sympathetic Tripping
- Funzionamento in isola
- Problemi alla richiusura automatica

1.3.1 Blinding Effect[7]

Il contributo della rete alimentante il sistema alla totale corrente di guasto può risultare incrementato o ridotto da eventuali generatori distribuiti presenti sulla rete a seconda della loro posizione nella rete rispetto al punto di guasto. Nel caso in cui il contributo della rete risulti essere decrementato, è possibile che il guasto non venga rilevato perché la corrente di corto circuito che fluisce sulla linea non raggiunge un valore tale da far intervenire il relè posto all'inizio del feeder. Si consideri, ad esempio il seguente sistema elettrico di distribuzione in BT:

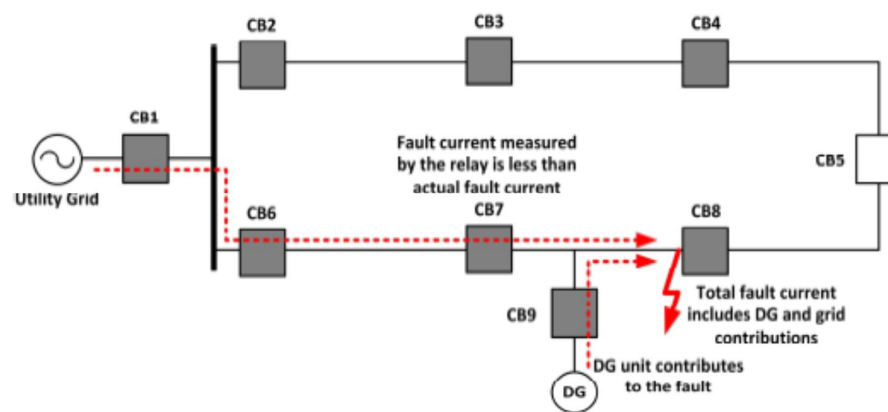


Figura 1.4: [7] Blinding Effect

Lo schema in figura rappresenta un semplice sistema radiale in BT alimentato da una rete, chiamata “Utility Grid”, che alimenta due feeders in uno dei quali è presente un generatore DG che rende il piccolo sistema una rete attiva. Il sistema di protezione è costituito da una serie di relè (CB) posti lungo i feeders.

Come indicato in figura, si suppone che avvenga un guasto a valle del punto in cui è installata la generazione distribuita: la corrente che passa nella zona di guasto è maggiore nel caso in cui sia presente la DG rispetto al caso di semplice rete passiva, perché il guasto risulta essere alimentato sia dalla rete che dalla DG. Tuttavia dal punto di vista della protezioni che sono chiamate a intervenire, poiché la DG alimenta la corrente di guasto, diminuisce il contributo della rete esterna, quindi la corrente vista dalla protezione CB7 risulta essere inferiore e ciò potrebbe causare un ritardo o addirittura il non intervento del relé. Se si verifica questo fenomeno, si può incorrere ad un danneggiamento della parte del circuito affetta da guasto, cioè quella parte che si trova subito a valle della DG: essendo essa percorsa da una corrente di guasto elevata, risulterà sottoposta ad un notevole stress termico.

Il fenomeno diventa tanto più importante quanto più è maggiore la taglia del generatore connesso alla rete e quanto più la distanza tra il punto di connessione della DG alla rete e il guasto è maggiore.

1.3.2 Sympathetic Tripping [7]

Questo fenomeno, noto anche come “false tripping”, è osservabile nel caso in cui la DG contribuisca ad un guasto che avviene su un feeder posto in parallelo e connesso alla medesima sbarra di sottostazione, come indicato nella figura a seguito.

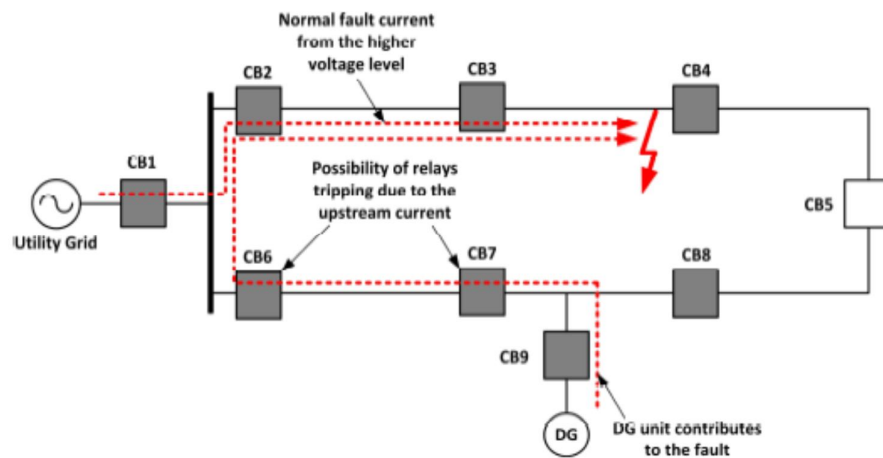


Figura 1.5: [7] Sympathetic Tripping

Si suppone un guasto sul feeder 1, il relé che deve scattare per ottenere un corretto funzionamento e coordinamento del sistema di protezione è CB3. Nel caso in cui non sia presente la DG, una volta avvenuto il corto circuito, esso sarà alimentato unicamente dalla utility grid, senza alcun contributo dal feeder sottostante. Nel caso in cui, invece, sia connessa al feeder sano un'unità DG, essa fornirà il suo contributo alla corrente di guasto. Se il contributo al guasto del generatore installato sul feeder 2 è superiore alla soglia di intervento della protezione CB7 e CB7 presenta una caratteristica di intervento più rapida rispetto a CB3 può accadere CB7 intervenga erroneamente disalimentando il feeder sano. Questo fenomeno è tanto più osservabile quanto più il generatore si trova vicino alla sottostazione, inoltre tanto più la rete è debole e costituita da feeder lunghi tanto più sarà necessario accertarsi che il sistema di protezione sia in grado di intervenire a fronte di guasti che avvengono a fondo linea, cioè caratterizzati da basse correnti di corto circuito.

1.3.3 Funzionamento in isola [5] [7]

Durante il funzionamento in isola, una parte della rete rimane elettricamente indipendente e isolata dal resto del sistema di potenza. Si considera lo schema elettrico riportato in figura:

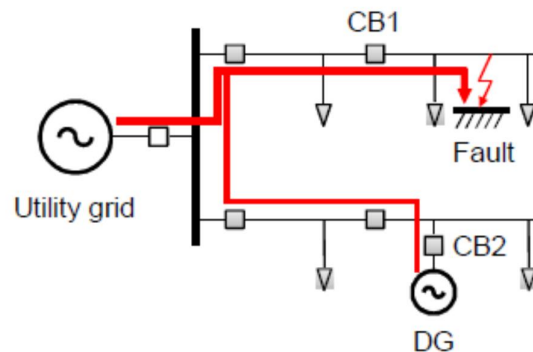


Figura 1.6: [5] Funzionamento in isola

Nel caso in cui un interruttore a inizio linea intervenga per qualche motivo, se la DG non viene disconnessa dall'impianto, essa continua ad alimentare il carico: nel caso in cui la potenza richiesta dai carichi sia uguale a quella dei generatori, non si osservano apprezzabili cambiamenti nella tensione e nella frequenza, dunque il sistema di protezione di interfaccia non interviene e si ha il funzionamento in isola, mentre nel caso in cui i carichi richiedano una potenza maggiore rispetto a quella erogabile dai generatori, si ha un abbassamento della frequenza che porta la protezione di minima frequenza ad intervenire staccando i generatori.

Il funzionamento in isola risulta essere innanzitutto pericoloso per coloro che devono operare sulla linea a fronte del guasto, infatti la porzione di rete affetta da corto circuito che dovrebbe essere disalimentata a seguito dell'apertura del relé a inizio linea, risulta invece in tensione. Un altro pericolo del funzionamento in isola è legato al fatto che esiste una differenza seppur piccola tra la frequenza della rete e quella dell'isola, si crea di conseguenza uno sfasamento tra tensione di rete e quelle dell'isola; tale sfasamento può essere grande e nel caso il distributore effettui la richiusura di un organo di manovra, questa può avvenire in controfase, cioè la tensione della rete risulta essere sfasata di 180° rispetto a quella dell'isola. Si ottiene un corto circuito alimentato da una tensione molto maggiore rispetto alla nominale con conseguenti danni ai generatori, agli inverter e ai

sezionatori sottocarico che si trovano a chiudere con una tensione doppia tra i contatti, e che quindi devono sopportare un arco elettrico molto più gravoso rispetto a quello per cui sono stati progettati. Il funzionamento in isola è "indesiderato" perché risulta essere del tutto fuori controllo dal punto di vista tecnico e regolatorio; può infatti venire a meno la protezione contro corto circuito: un eventuale guasto all'interno dell'isola causerebbe valori di corrente troppo bassi per ottenere l'intervento delle protezioni dell'utente, inoltre la regolazione della tensione e della frequenza sarebbe affidata ai singoli generatori locali non coordinati tra loro.

1.3.4 Problemi di coordinamento e di richiusura automatica delle protezioni [5] [7]

A fronte di un eventuale guasto sulla rete il sistema solitamente reagisce effettuando una prima richiusura che serve a verificare se si tratta di un guasto temporaneo; se a seguito di questa operazione è ancora presente una corrente di corto circuito, significa che il guasto è di tipo permanente e si ha l'intervento del fusibile. Il sistema di protezione dei feeder tramite richiusura automatica risulta essere un metodo molto efficiente e nel caso in cui si verificano disturbi temporanei sulla linea, esso, sfruttando una logica selettiva di coordinamento tra il dispositivo atto alla richiusura e i fusibili presenti lungo il feeder, permette di minimizzare il numero delle interruzioni.

La presenza della DG sulla rete contribuisce alla corrente di guasto, creando problemi sia per quanto riguarda il rilevamento del guasto, sia per quanto riguarda il coordinamento dei dispositivi, in quanto porta ad una perdita di selettività. Nello schema di rete riportato in seguito, se il guasto avviene nel punto 1 (Fault1), la protezione destinata a intervenire è la "Rec 1" che vede come corrente di corto circuito $I_{k,grid}$.

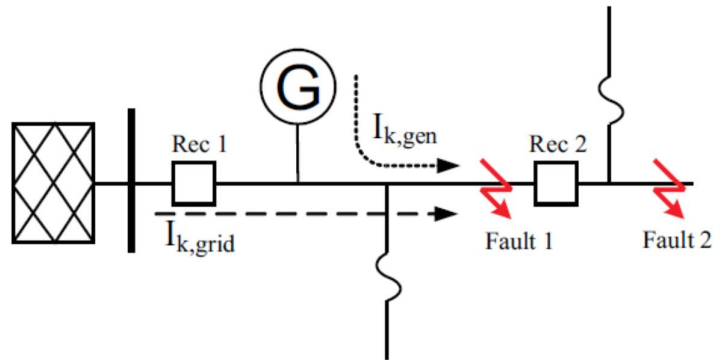


Figura 1.7: [5] Problema di coordinamento delle protezioni

La corrente reale di corto circuito totale $I_{k,tot}$ è però più gravosa rispetto alla corrente che viene vista dal relé destinato all'intervento, infatti essa comprende anche il contributo della generazione distribuita $I_{k,gen}$

$$I_{k,tot} = I_{k,grid} + I_{k,gen}$$

Poiché il contributo della rete alimentante risulta essere ridotto a causa della presenza della DG, si ottiene un ritardo nell'intervento o nel caso peggiore un non intervento della protezione Rec 1 che vede scorrere una corrente inferiore.

Nel caso in cui il guasto avvenga nel punto 2 (Fault 2), la protezione destinata ad intervenire è la "Rec 2": essa vede una corrente di guasto pari a $I_{k,tot}$, di valore superiore alla corrente vista dalla protezione Rec 1.

In un sistema di protezione ogni relé possiede la propria caratteristica tempo-corrente ed esiste un coordinamento tra i vari relé presenti sul feeder; nel caso di guasto nel punto 2, si osserva che a causa della DG la corrente di corto circuito a fondo linea che deve far scattare la protezione Rec 2 risulta essere superiore alla corrente che dovrebbe far scattare la protezione 1 nel caso di guasto nel punto 1. Per questo motivo, è necessario controllare i massimi poteri di interruzione degli interruttori a seguito dell'installazione e di un'eventuale DG, per assicurare il corretto funzionamento del sistema protettivo.

Un altro problema creato dalla DG legato al coordinamento tra il dispositivo di richiusura e il fusibile é il seguente: considerando un guasto come indicato nella figura sottostante, si ha che il fusibile e il dispositivo di richiusura sono coordinati

in modo da ottenere la selettività per correnti di guasto comprese tra due valori limite.

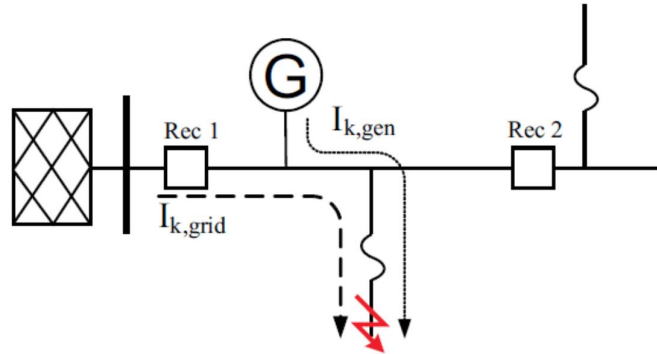


Figura 1.8: [5] Problema della richiusura automatica

Nella figura sottostante si osserva che per valori di corrente compresi tra $I_{k,min}$ e $I_{k,max}$, il sistema di protezione agisce in modo corretto lanciando una prima richiusura (curva rossa) che verifica la condizione del sistema a seguito della quale segue l'intervento del fusibile nel caso il guasto non risulti estinto.

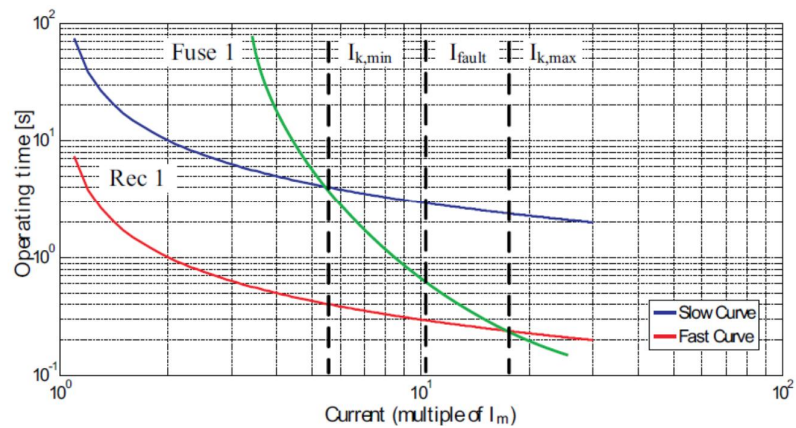


Figura 1.9: [5] Curva di intervento delle protezioni

Nel caso in cui il contributo della DG sia elevato, il coordinamento tra il dispositivo di richiusura e il fusibile viene a meno, infatti la curva del fusibile per correnti $I_{k,tot} > I_{k,max}$ si trova sotto a quella del dispositivo di richiusura, quindi il fusibile interverrà estinguendo il guasto prima che venga lanciato il segnale di richiusura: ciò potrebbe quindi condurre all'estinzione di guasti temporanei, creando una non necessaria interruzione del sistema.

È importante sottolineare che un ulteriore problema legato ai generatori distribuiti è che, a seguito del primo tentativo di richiusura, essi, rimanendo connessi, mantengono la porzione di feeder che dovrebbe essere disalimentata parzialmente energizzata, continuando così sostenere la ionizzazione dell'arco elettrico. Ne segue che anche eventuali guasti temporanei, vengono visti dal sistema come permanenti.

Capitolo 2

Nuovo sistema di protezione

A causa della larga diffusione della DG nelle reti di distribuzione, dovuta ai numerosi vantaggi che essa offre come il basso costo di produzione, l'elevata flessibilità e affidabilità, la capacità di ridurre le perdite lungo le linee nel caso in cui l'installazione avvenga in punti di ottimo della rete, le reti hanno cambiato la loro configurazione da passive ad attive.

Come già descritto nel Capitolo 1, la non unidirezionalità dei flussi di potenza lungo le linee elettriche può creare problemi al sistema di protezione tradizionale non pensato e progettato per far fronte a queste problematiche.

Le reti elettriche sono complessi sistemi dinamici il cui stato e i cui parametri sono in continuo e costante cambiamento per cui anche il sistema di protezione dovrà essere adeguato per essere in grado di funzionare in qualsiasi condizione della rete.

Il passaggio da reti puramente passive a reti attive, ha creato l'esigenza di studio di un nuovo sistema di protezione ben diverso dal tradizionale e semplice sistema di protezione da sovracorrente e il cui funzionamento e la cui affidabilità non risultino influenzate dalla presenza o meno della generazione distribuita. Le protezioni distanziometriche ne sono un classico esempio. Anche le protezioni differenziali di linea garantiscono un ottimo funzionamento nelle reti attive, tuttavia queste due soluzioni comportano un grosso investimento iniziale e il loro esclusivo impiego sulle reti a discapito delle semplici protezioni di sovracorrente, necessiterebbe la riprogettazione di tutto il sistema di protezione con un costo elevatissimo.

Da ciò nasce l'idea di "adattare" il sistema di protezione tradizionale, creando un nuovo sistema più affidabile.

Lo scopo di questo tipo di protezioni è quindi quello di fornire una risposta appropriata ai cambiamenti subiti dalle reti così che il sistema funzioni in modo ottimale, dove per ottimo del sistema si intende una taratura e un coordinamento dei relé che garantisca la massima affidabilità e protezione.

La situazione ideale sarebbe quelle in cui in caso di guasto solamente la minima porzione di rete affetta viene disconnessa, mentre le rimanenti porzioni sane rimangono in servizio.

Un esempio applicato al caso delle protezioni di sovracorrente si basa sull'ipotesi di tarare la minima soglia di intervento dei relé in base al caso studio di guasto in assenza di generazione distribuita. In questo modo si è certi che la protezione interverrà sicuramente anche in presenza di DG nella rete. L'effetto delle iniezioni di potenza lungo la rete è infatti quello di aumentare il valore delle correnti di guasto.

I gestori di rete, risultano tuttavia riluttanti all'applicazione di questo nuovo concetto di sistema di protezione che potrebbe comportare problemi non prevedibili nel momento dell'installazione. Inoltre un cambiamento tale del sistema di protezione comporterebbe la necessità di continue variazioni e aggiornamenti dal momento in cui la rete elettrica è in continua evoluzione così come la diffusione della DG.

Una soluzione alternativa al problema delle reti rese attive dalla presenza di generazione distribuita è quella di correggere il valore in ingresso letto dal relé, con un valore che tenga in considerazione la presenza di DG lungo il feeder, anziché utilizzare la taratura tradizionale basata su valori calcolati in reti esclusivamente passive. Questa strategia richiede che vengano di continuo rilevate misure riguardanti la DG connessa e inviate al relé posto all'inizio del feeder, con l'accortezza che il ritardo di comunicazione con il quale il segnale raggiunge il relé, non interferisca con suo funzionamento. Parallelamente, il sistema tradizionale di intervento basato sullo scatto immediato del relé in caso di correnti di guasto elevate deve continuare a funzionare garantendo affidabilità. Questa soluzione richiede la modifica dell'attuale sistema IED (Intelligent Electronic Device) che deve ricevere il segnale di misura dal sistema remoto e combinarlo con il segnale di misura locale, inoltre è necessaria un'ottima comunicazione tra la protezione principale e la generazione distribuita installata. Il vantaggio di tale soluzione è quello di non richiedere alcuna modifica a livello di componenti e taratura.

I relé moderni, possiedono una serie di Setting Groups (SGs) che sono memorizzati nel dispositivo e che possono essere selezionati dal sistema remoto. Per poter sfruttare in modo corretto ed efficace il sistema di SG, è necessario un monitoraggio ed un controllo tempo reale dei parametri e della configurazione di rete.

Per questo motivo, in questo lavoro di tesi l'attenzione sarà focalizzata sull'utilizzo di un simulatore tempo reale per il monitoraggio e il controllo delle grandezze di rete.

Nella figura sottostante è riportato un esempio di sistema di protezione adattato controllato da un sistema centralizzato.

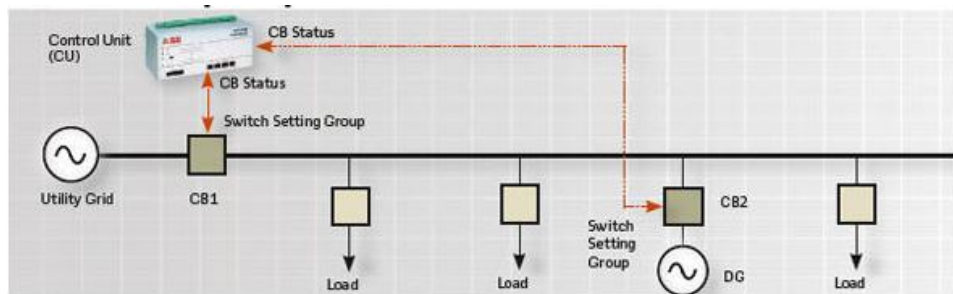


Figura2.1 Esempio di sistema di protezione adattato con un sistema di controllo centralizzato.

Si considera un feeder appartenente a una rete di distribuzione, in esso si osservano un sistema di controllo centralizzato (CU) e due dispositivi di protezione CB1 e CB2. I tre componenti del sistema di protezione sono interconnessi tra loro mediante un sistema potente di comunicazione che garantisce il corretto funzionamento e coordinamento del sistema.

Il CU ha il compito di garantire il coordinamento e mantenere la taratura di ciascun relé ad una determinata soglia, a seconda dello stato della rete in quel momento.

I dispositivi IED, hanno invece il compito di garantire la protezione a livello locale.

La comunicazione avviene tramite lo scambio di dati tra IED e CU: il controllo centrale monitora di continuo la configurazione della rete, non appena viene rilevato un cambiamento il CU procede variando e adattando le tarature dei relé posti lungo la linea secondo lo stato della rete in quel momento.

La procedura da seguire in caso di studio di guasti e applicazione di sistemi di protezione adattati è la seguente :

1. Analisi off-line della configurazione di rete

Si identificano una serie di configurazioni interessanti dal punto di vista impiantistico e si esegue la simulazione dei guasti, calcolando in modalità off-line le varie correnti di guasto rilevate dai dispositivi CB nel caso di corto circuito in vari punti della rete.

Dall'analisi dei risultati ottenuti si procede con la taratura dei vari relé.

2. Operazione on-line.

A valle dell'analisi della configurazione della rete e della taratura dei relé, viene attivato il sistema di controllo. Il sistema CU monitora la rete di distribuzione attiva tramite la ricezione periodica di segnali riguardanti lo stato dei CB da tutte le protezioni a fondo linea.

Nei casi in cui è richiesto un cambiamento delle tarature dei relé, il CU invia un segnale al CB interessato.

Caso pratico

Di seguito è riportato un esempio pratico di nuovo sistema di protezione.

Si considera un sistema elettrico radiale, con presenti:

- tre CB di bassa tensione con una propria unità di tripping elettronica
- un componente RTU con il compito di controllo centralizzato
- un Bus dati per la comunicazione tra RTU e i CB che utilizza il protocollo Modbus-RTU sul bus RS-485..

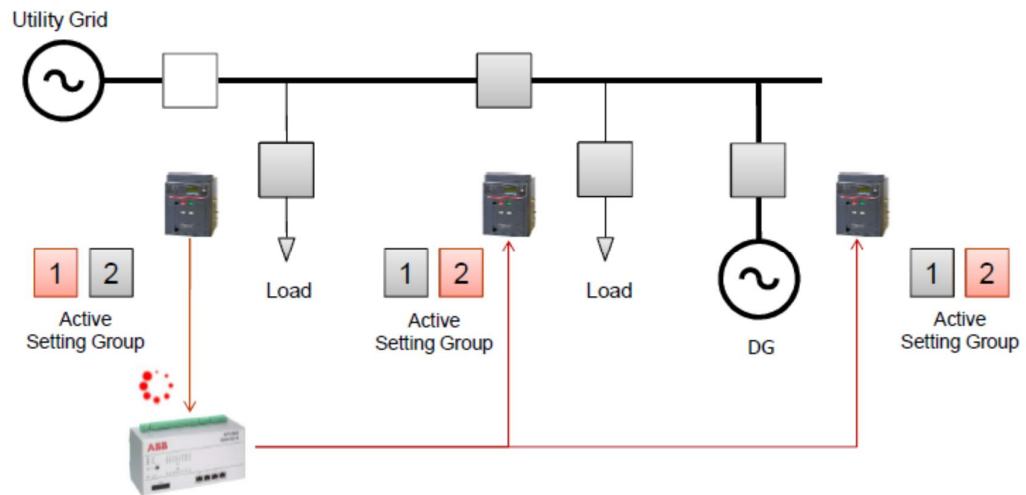


Figura2.2 Esempio di sistema di protezione adattato con un sistema di controllo centralizzato(RTU)

Il componente RTU legge periodicamente lo stato del CB e gli SG del sistema in un determinato momento; quando viene variato lo stato di un CB, il dispositivo RTU analizza il cambiamento decidendo se è il caso di variare il setting group oppure no. Ad esempio nel funzionamento in isola, RTU invia un comando di cambio del SG nel CB al fine di garantire l'affidabilità del relé in ogni momento.

Sistemi di protezione come quello mostrato si basano su parametri di taratura (es. curve tempo-corrente) che variano in tempo reale. Per poter completare la progettazione di tali sistemi con test esaustivi, è molto utile disporre di sistemi Hardware-in-the-loop, che possano simulare lo stato dell'impianto elettrico in tempo reale e generare i segnali necessari a far avvenire i diversi cambi di stato. I capitoli successivi saranno dedicati appunto a tali sistemi di simulazione. Nel capitolo 8 verrà descritta un'applicazione di sistema di protezione adattato che sfrutta il controllore COM 600 al posto del RTU.

Capitolo 3

Simulatori

Nel seguente capitolo vengono descritti simulatori utilizzati per l'analisi della rete di media tensione scelta. La prima parte è incentrata sul simulatore tempo reale RTDS, la seconda sul simulatore DigSILENT, mentre nella terza parte del capitolo viene fatto un confronto tra i due simulatori, evidenziandone differenze e punti in comune.

In un sistema di potenza si possono effettuare diverse tipologie di simulazioni:

- Simulazione dei transitori elettromagnetici (EMC): si tratta di una simulazione basata sui valori istantanei che necessita di un time-step di calcolo dell'ordine dei μs poiché studia fenomeni molto rapidi e focalizza l'attenzione sui transitori elettromagnetici.
- Simulazione dinamica dei sistemi di potenza (RMS): si tratta di una simulazione nella quale non si considerano i transitori elettromagnetici ma solamente quelli elettromeccanici più lenti. Si considerano unicamente le componenti fondamentali di tensione e corrente e il time-step generalmente utilizzato è pari a 10 ms.
- Simulazione di load flow e dispacciamento di potenza: si tratta di una simulazione che risolve le equazioni del power flow in regime statico, per cui le equazioni differenziali che risolvono l'algoritmo di rete vengono assunte costanti e le costanti di tempo delle operazioni in regime statico hanno valori compresi tra qualche secondo fino a qualche minuto.

I modelli di rete scelti sono stati implementati tramite due simulatori RTDS e DigSILENT. Entrambi i simulatori effettuano le simulazioni menzionate in precedenza, con la differenza che il primo è un simulatore tempo reale mentre il secondo no.

3.1 Simulatore Real Time Digital Simulator (RTDS)

Il simulatore utilizzato è detto Real Time Digital Simulator (RTDS), esso è prodotto dalla “RTDS Technologies”, una casa costruttrice canadese. Si tratta di un complesso simulatore digitale che ha la peculiarità di lavorare in tempo reale, fornendo in uscita alle simulazioni risultati realistici riguardanti lo stato della rete reale. La simulazione eseguita da RTDS dei transitori elettromagnetici, ad esempio permette lo studio dettagliato di fenomeni di rete molto rapidi come i guasti. Trattandosi di simulazioni Real Time, è molto interessante interfacciare il simulatore sul quale è implementato il modello del sistema di potenza con dispositivi di potenza o di controllo reali: in questo modo è possibile studiare il loro comportamento proprio come se essi fossero davvero connessi ad una rete vera. Questo tipo di simulazione si chiama Power Hardware In the Loop (PHIL) e consiste nello studio del comportamento di dispositivi reali interfacciati al simulatore che opera tempo reale. RTDS, potrà quindi essere utilizzato sia per la simulazione tempo reale di complessi sistemi di potenza, sia per testare dispositivi reali sulle reti come ad esempio un relé di protezione. La figura sottostante rappresenta il simulatore.



Figura 3.1 Simulatore RTDS

3.1.1 Descrizione dell'hardware

Il complesso hardware di RTDS è di tipo modulare, ossia è costituito da più unità assemblate in armadi definiti “rack” che contengono:

- schede di calcolo dette anche schede processori (triple processor card 3PC e le schede processori RISC detta RPC e GIGA detta GPC)
- porte I/O per i segnali analogico digitali
- schede di comunicazione

- alimentatori

Schede processori:

- 3PC contiene tre processori, detti anche shark processors di tipo DSP (Digital Signal Processors) che vengono utilizzati per avviare la simulazione di componenti di potenza e di controllo il cui numero dipende dal numero di processori disponibili. Il processore impiega 25 ns per completare il ciclo di istruzioni di ciascun componente, il che corrisponde a 40 MPS (Milion Instruction Per Second). Ogni scheda 3PC possiede porte I/O analogiche per il monitoraggio dei segnali e digitali per la connessione di eventuali componenti reali esterni.
- RPC contiene due processori e a differenza del 3PC, non avendo porte I/O, viene utilizzato solamente per risolvere la rete durante la simulazione. Questo tipo di processore impiega 1,67 ns per completare ciascun ciclo di istruzioni.
- GPC contiene due processori IBM PPC750GX Power PC Processor; essi possono essere utilizzati sia per la risoluzione della rete durante la simulazione, sia per lo scambio di segnali con componenti esterni tramite le apposite porte I/O. I processori di tipo GPC impiegano 1 ns ossia hanno un tempo di ciclo pari a 1 GHz per compiere il ciclo di istruzioni di ciascun componente. Spesso questi processori vengono utilizzati per la simulazione “small time step” a 2,5 μ s di alcuni componenti di potenza.

Schede di comunicazione

Sono presenti due schede di comunicazione (IRC e WIF) che permettono lo scambio di dati tra i differenti racks e tra racks e computer.

- IRC (Inter Rack Communication): nelle simulazioni di sistemi implementati su differenti racks, viene coinvolta la scheda IRC attraverso la quale avviene la comunicazione ad alta velocità tra i processori appartenenti a differenti racks. Ogni rack possiede una scheda IRC a sei canali, per cui ciascuna singola IRC permette la comunicazione bidirezionale tra un racks e altri sei.

- WIF (Workstation Interface Card): ha il compito di far comunicare il simulatore RTDS con Personal Computer per l'interfacciamento con l'utente tramite un cavo Ethernet. La scheda WIF viene inoltre utilizzata sia per la sincronizzazione tra i racks nel caso di simulazioni che ne richiedono l'utilizzo contemporaneo, sia per la diagnostica del corretto stato iniziale del simulatore; non fornisce alcun contributo alla risoluzione della rete.

3.1.2 Descrizione del software: RSCAD

Il software utilizzato per la programmazione del simulatore e per l'interfacciamento con l'utente prende il nome di RSCAD. Esso è implementato in ambiente Java e presenta differenti ambienti per l'assemblaggio, il controllo e il monitoraggio tempo reale della rete.

- DRAFT è il nome della sezione nella quale viene creata la rete oggetto di studio. La rete viene realizzata in modo grafico, scegliendo i componenti che si vuole utilizzare all'interno di una libreria caratterizzata sia da elementi di potenza (ad esempio resistori, induttori, macchine elettriche, linee di trasmissione, cavi), sia da elementi di controllo attraverso i quali avviene la manipolazione del segnale. Nel caso in cui il sistema elettrico da implementare presenti dimensioni superiori al numero massimo di nodi implementabile, è necessario suddividerlo in più porzioni di rete implementate su diversi Subsystems, ciascuno dei quali è assegnato ad un differente rack del simulatore.

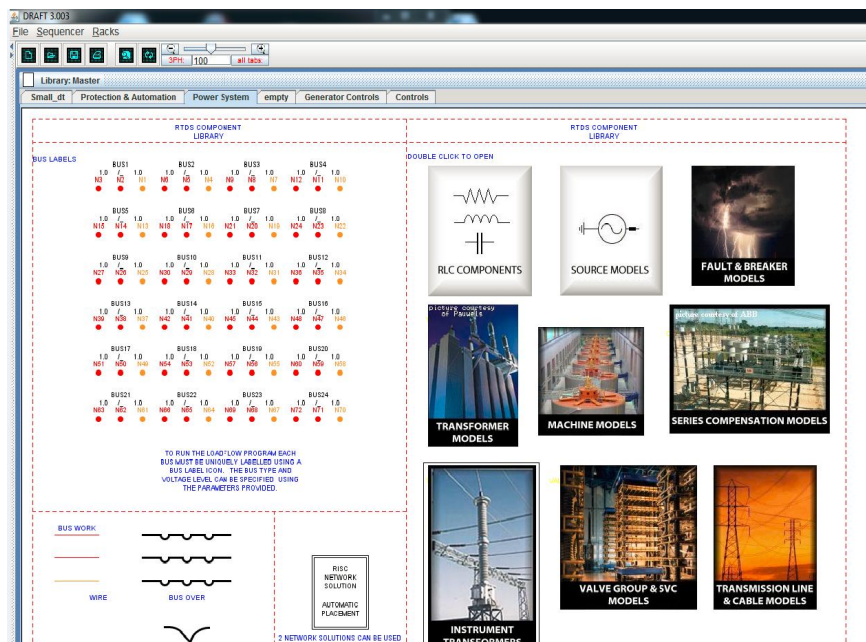


Figura 3.2 DRAFT in RSCAD

- **RUNTIME** è la sezione nella quale avviene la simulazione, durante la quale è possibile osservare e monitorare lo stato e le variabili della rete. Richiamando alcuni comandi e dispositivi di misura e agendo su di essi per variare alcuni parametri e grandezze della rete, è possibile studiare in tempo reale l'effetto provocato da tali variazioni sullo stato della rete, sia in termini di transitorio, sia in termini di studio a regime.

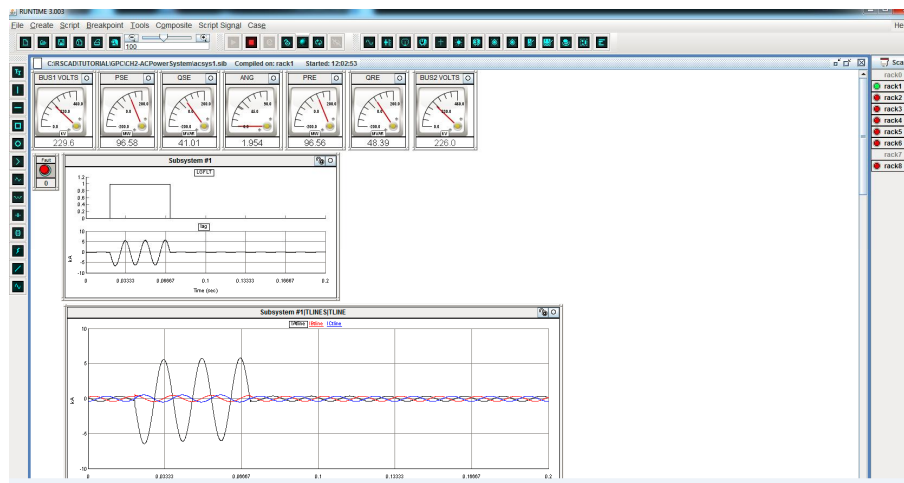


Figura 3.3 RUNTIME in RSCAD

La limitazione principale del simulatore consiste nel fatto che esiste un numero massimo di nodi implementabili su ogni singolo rack pari a 66. Con il termine nodo del sistema, si intende ogni punto della rete in cui può essere misurata una tensione diversa. Se la rete oggetto di studio presenta un numero di nodi maggiore di 66, è necessario implementarla su più racks messi in parallelo, suddividendola in più porzioni, ciascuna implementabile su un diverso subsystem simulato nel rispettivo rack.

3.1.3 Funzionamento Real Time

Nella figura sottostante è riportato un semplice schema della simulazione tempo reale:

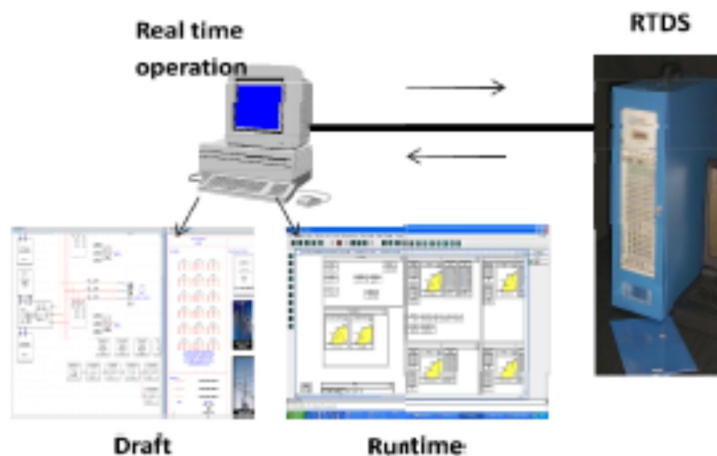


Figura 3.4 Esempio di simulazione tramite RTDS

Il primo passo per la simulazione di tipo PHIL consiste nella modellizzazione in DRAFT del sistema di potenza. Terminata questa operazione è necessario eseguire il “compile” del modello al fine di verificare eventuali errori nell’assemblaggio della rete. Se il modello risulta corretto, viene generato un file tradotto nel linguaggio di RTDS pronto per essere trasferito alle schede dell’hardware: questa operazione di trasferimento avviene in ambiente RUNTIME dal quale viene avviata la simulazione.

I canali analogici d’uscita vengono utilizzati per eventuali collegamenti con dispositivi esterni: in questo caso è necessario applicare in DRAFT uno apposito blocco di controllo ai segnali di tensione e corrente in modo tale che venga specificato il canale di uscita, il processore e l’amplificazione che si vogliono utilizzare.

3.1.3.1 Interfacciamento del simulatore con i dispositivi esterni

Il simulatore RTDS ha la peculiarità di potersi interfacciare a dispositivi esterni tramite schede analogiche e digitali di ingresso e uscita, in questo modo è possibile effettuare simulazioni del tipo hardware in the loop. Ogni scheda GPC possiede delle porte ottiche alle quali possono essere connesse gruppo indipendenti di schede

Le schede che gestiscono tali ingressi e uscite sono:

- GTA0 (Gigabit Transceiver Analogue Output card)
- GTAI (Gigabit Transceiver Analogue Input card)
- GTDO (Gigabit Transceiver Digital Output card)
- GTDI (Gigabit Transceiver Digital Input card)
- GTFPI (Gigabit Transceiver Front Panel Interface card)

Ogni scheda GPC possiede delle porte ottiche alle quali possono essere connesse gruppi indipendenti di schede GTA0, GTAI, GTDO, GTDI, GTFPI in cascata. La connessione ottica è necessaria per disaccoppiare la scheda GPC dalle altre in modo tale che le schede risultino protette nel caso si verificano corti circuiti o sovratensioni esterne.

La scheda GTA0 produce segnali analogici in uscita e include convertitori di tipo digitale-analogico con tensione di fondo scala pari a ± 10 V. Ad esempio se da un determinato canale della scheda si vuole in output la tensione di un particolare nodo, bisognerà impostare tale opzione in RSCAD. Nel caso in cui si volesse ottenere una tensione maggiore rispetto ai ± 10 V di picco è necessario utilizzare degli amplificatori. Qualora invece si voglia ottenere in uscita la corrente che fluisce in un determinato ramo, si avrà in output un segnale di tensione proporzionale alla corrente in oggetto con un fattore di scala impostato nel software: il segnale di tensione viene prelevato dalla scheda da un amplificatore di corrente che produce una corrente in uscita proporzionale alla tensione in input.

Ai morsetti degli amplificatori di tensione e di corrente possono essere connessi eventuali apparecchiature d'impianto, ad esempio i dispositivi di protezione.

La scheda GTAI serve per acquisire segnali analogici esterni e include convertitori di tipo analogico-digitale con tensione di fondo scala pari a ± 10 V.

La scheda GTDO ha invece la funzione di produrre segnali digitali in uscita e viene utilizzata per l'interfacciamento con eventuali dispositivi esterni. Essa include uscite digitali che vengono riprodotte tramite interruttori statici, in particolare al valore logico "uno" corrisponde una condizione di contatto chiuso, mentre al valore logico "zero" corrisponde alla condizione di contatto aperto.

La scheda GTDI acquisisce i segnali digitali provenienti dall'esterno tramite canali digitali in input opto-isolati.

La scheda GTFPI è di tipo input-output ed è connessa ai pannelli frontali del rack. Su ogni rack esistono due tipologie di pannelli: "Digital Channels" e "High Voltage Interface Panel". Il primo presenta canali in ingresso e uscita con riferimento in comune: chiudendo in corto circuito i morsetti del canale si ottiene lo stato logico "uno", cioè la condizione di contatto chiuso. Il secondo presenta canali di sola uscita in grado di fornire segnali con un livello di tensione superiore rispetto ai Digital Channels compreso tra 0 e 250 V_{cc}. Questo pannello viene utilizzato per la connessione di eventuali dispositivi di protezione poiché tipicamente lo stato logico "uno" in ambito protezione corrisponde a tensioni comprese tra i 110 e 220 V_{cc}. I pannelli sono rappresentati nelle figure sottostanti:



Figura 3.5 Pannello "Digital Channels"



Figura 3.6 Pannello “High Voltage Interface Panel”.

3.2 Simulatore Non Real Time: DIgSILENT

I modelli di rete scelti sono stati implementati anche tramite il simulatore DIgSILENT: in questo modo è stato possibile avere un riscontro sull’esattezza dei risultati ottenuti tramite la simulazione tempo reale.

3.2.1 Descrizione del software

DIgSILENT Power Factory è molto utilizzato nell’ambito dell’ingegneria elettrica per la simulazione di sistemi elettrici di potenza, esso infatti è in grado di effettuare sia simulazioni di transitori elettromagnetici sulla base dei valori istantanei, sia simulazioni elettromeccaniche sulla base dei valori efficaci. La simulazione di tipo RMS viene utilizzata qualora si vogliano studiare fenomeni di lungo periodo come le dinamiche dei sistemi di potenza o la power quality ossia quando possono essere trascurati i transitori elettrici. Nel caso in cui siano oggetto di studio le dinamiche rapide del sistema, ad esempio il comportamento della rete in caso di guasto, si utilizza la simulazione di tipo EMT.

DIgSILENT fornisce all’utente sia una libreria di componenti elettrici prestabiliti e pronti per essere assemblati nel modello (generatori, motori, carichi dinamici

etc.) sia la possibilità di poter creare nuovi componenti o di modificare quelli esistenti tramite un linguaggio di programmazione (DSL).

3.3 Confronto tra i due simulatori

In seguito è riportato un breve confronto tra i due simulatori considerati, sia dal punto di vista della rappresentazione del sistema di potenza sia dal punto di vista degli algoritmi risolutivi utilizzati. Nell'analisi di comparazione tra DigSILENT e RTDS sono stati presi in considerazione solo i modelli presenti in grande quantità nelle reti considerate, come i generatori sincroni e le linee di trasmissione

3.3.1 Rappresentazione del sistema di potenza

La rappresentazione dei sistemi elettrici avviene tramite la modellizzazione dei singoli componenti.

- *Modello del generatore sincrono*

Il modello di un generatore sincrono è costituito da diverse equazioni differenziali il cui numero e grado di complessità dipendono dalle ipotesi di partenza e dal tipo di fenomeni transitori che si intende studiare. In entrambi i simulatori considerati viene utilizzato un modello del settimo ordine per cui le equazioni da considerare sono:

Equazioni del circuito di statore:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}\Psi_d = e_d + R_a i_d - \omega_r \Psi_q \\ \frac{d}{dt}\Psi_q = e_q + R_a i_q - \omega_r \Psi_d \end{cases}$$

Dove i flussi sugli assi d e q sono espressi come:

$$\Psi_d = -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{ad} i_{1d}$$

$$\Psi_q = -L_q i_q + L_{aq} i_{1d}$$

Equazioni del circuito di rotore:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \Psi_{fd} = e_{fd} + R_{fd} i_{fd} \\ \frac{d}{dt} \Psi_{1d} = -R_{1d} i_{1d} \\ \frac{d}{dt} \Psi_{1q} = -R_{1q} i_{1q} \end{cases}$$

Dove i flussi sugli assi d e q sono espressi come:

$$\Psi_{fd} = -L_{ad} i_d + L_{ffd} i_{fd} + L_{ad} i_{1d}$$

$$\Psi_{1d} = -L_{ad} i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{11d} i_{1d}$$

$$\Psi_{1q} = -L_{aq} i_q + L_{11q} i_{1q}$$

Equazioni della coppia del rotore:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \omega_r = \frac{T_m - T_e}{2\omega_s H} \\ \frac{d}{dt} \delta = \omega_r - 1 \end{cases}$$

Dove ω_r è la velocità del rotore in p.u. e la coppia T_e assume il seguente valore:

$$T_e = \Psi_d i_q - \Psi_q i_d$$

Le equazioni di statore influenzano i transitori elettromagnetici della rete elettrica, mentre il comportamento del transitorio elettromeccanico è rappresentato dalle equazioni di rotore. A seconda della tipologia di fenomeno transitorio che si vuole studiare il numero delle equazioni può essere ridotto e il modello risulta essere di ordine inferiore. Entrambi i simulatori utilizzano un modello del settimo ordine, per cui sono coinvolte tutte e sette le equazioni.

- *Modello delle linee di trasmissione*

Esistono due tipologie di rappresentazione delle linee elettriche, il modello a parametri concentrati (circuito equivalente a PI o a T) o il modello a parametri distribuiti.

La scelta tra le due tipologie di modello dipende dal tempo di propagazione dell'onda elettromagnetica; in entrambi i simulatori è possibile utilizzare sia il modello a pi-greco, sia quello a parametri distribuiti.

3.3.2 Algoritmi risolutivi

1. Metodi iterativi per la soluzione delle equazioni di power flow

Tramite il calcolo di power flow, si determina lo stato iniziale della rete e si calcolano i valori delle tensioni in tutti i nodi della rete. Si considerano le equazioni di iniezione delle correnti nei nodi e la matrice delle ammettenze della rete.

L'iniezione della corrente I_k nel nodo k a tensione V_k con flussi di potenza P_k e Q_k assume la seguente espressione:

$$\bar{I}_k = \frac{(P_k - jQ_k)}{\bar{V}_k}$$

Esprimendo l'equazione di I_k in funzione della matrice delle ammettenze si ottiene:

$$\bar{I}_k = Y_{kk}\bar{V}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n (Y_{ki}\bar{V}_i)$$

L'algoritmo iterativo risolve le equazioni di rete calcolando i valori delle tensioni ai nodi e procede fino a che l'errore non converge ad una prefissata tolleranza.

Sia RTDS, sia DIgSILENT utilizzano l'algoritmo risolutivo di Newton Raphson: tramite questo metodo la convergenza viene raggiunta rapidamente.

L'algoritmo iterativo considera come condizioni di partenza, valori di tensioni e angoli prossimi ai valori finali raggiunti a valle della convergenza. A partire dall'equazione dell'iniezione delle correnti ai nodi, si esprime il valore delle potenze P_k e Q_k nel seguente modo:

$$P_k = V_k \sum_{i=1}^n (G_{ki}V_i \cos \theta_{ki} + B_{ki}V_i \sin \theta_{ki})$$

$$Q_k = V_k \sum_{i=1}^n (G_{ki} V_i \sin \theta_{ki} - B_{ki} V_i \cos \theta_{ki})$$

Operando opportune semplificazioni si giunge alla seguente espressione matriciale:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Dove J è lo Jacobiano:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}$$

Come già accennato in precedenza, nel caso in cui vengano scelti valori di partenza opportuni, l'algoritmo converge molto rapidamente e grazie alla sua soluzione accurata risulta essere adatto anche nel caso di sistemi di potenza di dimensioni elevate.

2. Metodo di integrazione numerica per la soluzione dinamica del sistema

Il metodo risolutivo utilizzato da RTDS è basato sull'algoritmo di Dommel che vede ogni elemento appartenente alla rete come un circuito equivalente costituito da una conduttanza e da una sorgente di corrente. Per una rete costituita da n nodi l'equazione nodale assume la seguente espressione:

$$[G][v(t)] = [i(t)] - [I]$$

Dove [G] è la matrice delle conduttanze, [v(t)] è il vettore delle tensioni ai nodi, [i(t)] è il vettore delle correnti iniettate e [I] è il vettore delle correnti definite di "history". Gli elementi dei vettori [G] e [I] dipendono dai componenti del sistema come le induttanze, le capacità, le linee di trasmissione e dal metodo numerico integrativo adottato, nel caso in esame il metodo trapezoidale, che discretizza le equazioni differenziali e descrive il comportamento dei componenti. Se il sistema oggetto di studio è di dimensioni elevate o comprende un certo numero di switches che possono variare il loro stato durante la simulazione la risoluzione

delle equazioni può risultare difficoltosa. Volendo ottenere una simulazione tempo reale con un time-step dell'ordine dei μs è necessario utilizzare tecniche risolutive in parallelo, esistono differenti parti dell'hardware che hanno il compito di risolvere simultaneamente ciascun Subsystem. In questo modo utilizzando il metodo di integrazione trapezoidale RTDS è in grado di effettuare la simulazione nel dominio del tempo, con un passo di integrazione pari a $50 \mu\text{s}$, ossia tempo reale.

Il simulatore DIgSILENT utilizza invece un semplice metodo integrativo trapezoidale, basato sull'interpolazione lineare. In questo metodo risolutivo il valore di una variabile è definito come il valore al passo di integrazione precedente, sommato al valore "attuale" della variabile:

$$V_{n+1} = V_n + \frac{\Delta t}{2} [f(V_n, t_n) + f(V_{n+1}, t_{n+1})]$$

La simulazione effettuata da RTDS combina le caratteristiche dei simulatori analogici in grado di operare in tempo reale con la flessibilità e l'accuratezza di un programma di simulazione digitale. A differenza di DIgSILENT, RTDS presenta alcune limitazioni legate al numero e al tipo di processori disponibili. In generale più modelli di componenti possono essere assegnati al medesimo processore, ma esistono alcune eccezioni che ne limitano l'utilizzo. Alcuni componenti della rete, infatti, possono essere unicamente assegnati ad un certo tipo di processore, mentre altri occupano da soli un singolo processore. Per questo motivo è necessario che il numero di processori disponibili sia superiore al numero dei componenti del sistema di potenza che deve essere implementato.

Un altro limite di RTDS è legato al numero massimo di nodi implementabile su ogni singolo rack: nel caso di reti di dimensioni elevate, si suddivide il modello in più sottosistemi, ciascuno dei quali viene associato ad un rack del simulatore. Considerando che in ogni sottosistema sono implementabili al massimo 66 nodi monofase e che la rete può essere suddivisa su sei racks del simulatore, ne risulta che non è possibile rappresentare tramite RTDS una rete di dimensioni qualsivoglia, ma sarà necessario semplificare il modello in termini di numero di nodi. È importante sottolineare che l'implementazione della rete elettrica in più sottosistemi è possibile se e solo se le linee di trasmissione utilizzate per la comunicazione tra i racks hanno una lunghezza sufficiente pari almeno a 15 km corrispondente ad un singolo time step di $50 \mu\text{s}$ ossia al tempo di comunicazione tra i diversi racks.

Un ulteriore svantaggio del simulatore RTDS, è legato al fatto che l'impostazione dei parametri che caratterizzano i vari componenti della rete è limitata ad un certo

numero di opzioni, mentre per quanto riguarda il simulatore DIgSILENT è possibile caratterizzare gli elementi della rete in maniera più dettagliata.

Capitolo 4

Scelta della rete elettrica

4.1 Descrizione di una tipica rete MT in Italia e dei suoi componenti

➤ *Rete in alta tensione*

La rete in alta tensione, ossia la trasmissione, che si trova a monte della cabina primaria rappresenta per il sistema in esame la rete a potenza infinita, cioè il nodo di saldo nel calcolo di load flow.

➤ *Cabina primaria*

La tipica struttura di una cabina primaria tradizionale è quella riportata in figura:

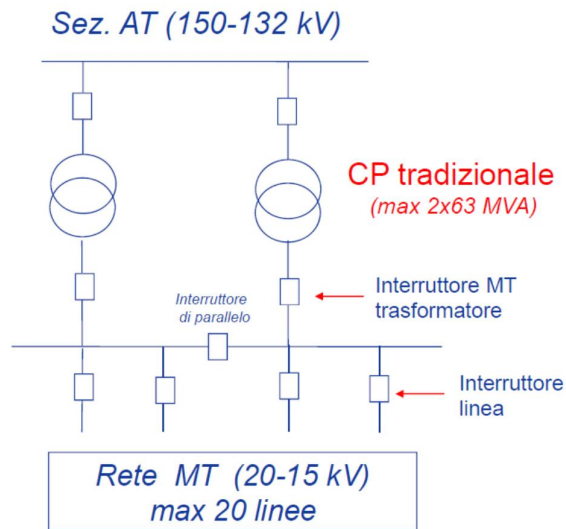


Figura 4.1 Struttura di una Cabina Primaria

In entrambi i casi di rete implementati si è scelto di utilizzare uno schema di cabina primaria semplificato, che vede la presenza di un unico trasformatore, come rappresentato in seguito:

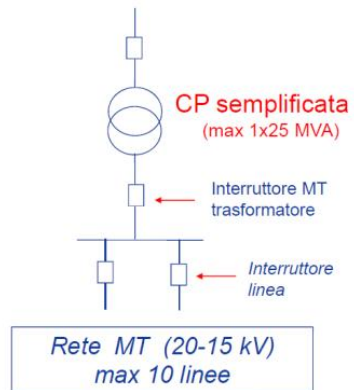


Figura 4.2 Struttura "semplificata" di una Cabina Primaria

Nella figura sottostante è riportato lo schema unifilare di una cabina primaria reale:

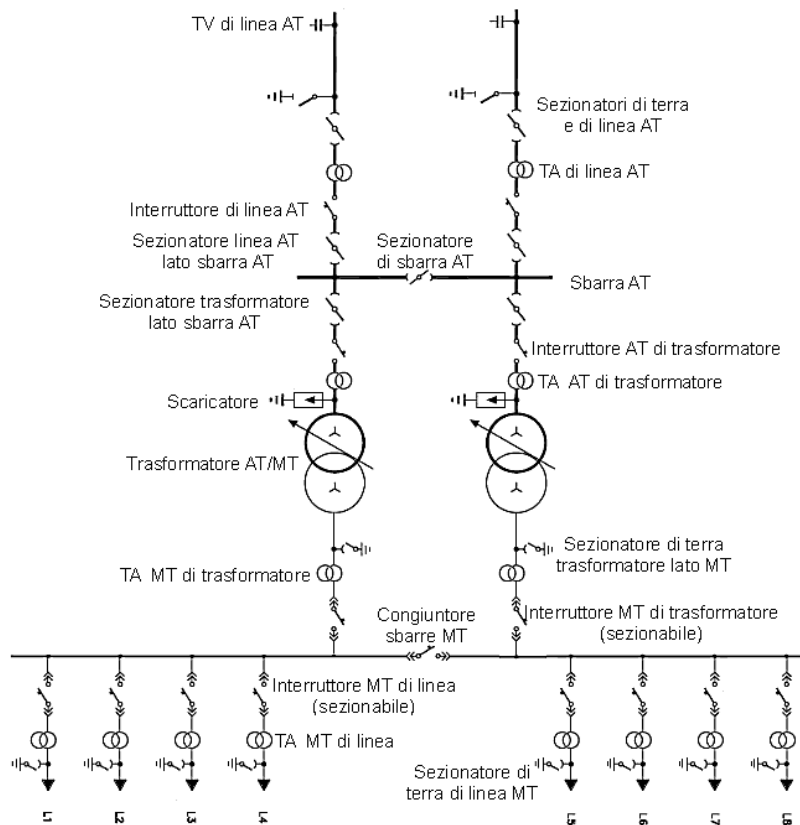


Figura 4.3 Schema unifilare di una Cabina Primaria

Dalla rete in alta tensione, i conduttori vengono calati all'interno della Cabina Primaria, che è principalmente costituita da due sezioni: quella in alta tensione e quella in media tensione. Per quanto riguarda la parte in alta tensione, essa include un trasformatore voltmetrico capacitivo, seguito da un sezionatore di terra e di linea, un trasformatore amperometrico e un interruttore di linea AT. Quest'ultimo si caratterizza a seconda del tipo di estinzione che esegue (in olio, ad aria compressa, in SF6) e per il tipo di comando (a molla, oleodinamico, pneumatico). In serie a questi componenti si trovano il sistema di sbarre di alta tensione, seguito dallo stallo trasformatore ossia da quell'insieme di apparecchiature dedicate al trasferimento di energia dalla sbarre AT al trasformatore AT/MT. Questo complesso di componenti comprende un sezionatore AT lato sbarra, un interruttore del trasformatore lato AT, un trasformatore amperometrico, un sistema di scaricatori e infine il trasformatore AT/MT. A valle del trasformatore si trova invece la sezione della cabina primaria in media tensione nella quale sono presenti un sezionatore di terra del trasformatore lato MT, un interruttore del

trasformatore lato MT e il sistema di sbarre in MT dalle quali dipartono i feeders della rete di distribuzione.

➤ *Trasformatore*

Il trasformatore utilizzato nelle cabine primarie dall'ente distributore italiano, presenta un collegamento di tipo stella-stella, con il neutro dell'avvolgimento primario e il secondario connesso a terra tramite la bobina di Petersen.

➤ *Linee*

La rete di distribuzione, è costituita da linee realizzate con conduttori aerei e con cavi sotterranei. I conduttori aerei vengono per lo più utilizzati per la distribuzione dell'energia nelle zone rurali o a bassa densità di carico. Si tratta di una soluzione più economica rispetto all'utilizzo dei cavi sotterranei, tuttavia è più soggetta ad eventuali disservizi. Le linee elettriche aeree sono costituite dai conduttori nudi di potenza in rame o alluminio-acciaio, quest'ultimi hanno un peso per km inferiore, presentano diametri maggiori e un più elevato carico di rottura. Essi hanno la funzione di trasferimento dell'energia e sono sostenuti meccanicamente e mantenuti isolati rispetto ai sostegni dagli isolatori costruiti in porcellana o vetro. Tipicamente i sostegni utilizzati in Italia sono in cemento armato o in traliccio in acciaio.

Nella figura sottostante sono rappresentati rispettivamente un tipico sostegno a traliccio per la linea MT e un tipico palo in cemento armato per la linea a 15 kV.

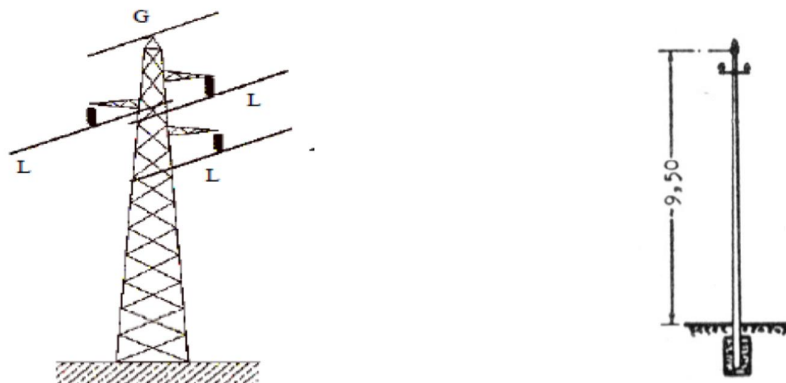


Figura 4.4 Tipologie di sostegni per linee MT

Le linee in cavo, invece vengono principalmente utilizzate nella distribuzione urbana sotterranea, esse occupano minore spazio e sono soggette a una minore probabilità di disservizio a fronte di un maggior costo. All'interno essi sono costituiti da uno o più conduttori che servono per il trasferimento di energia, uno strato isolante e una guaina di protezione.

Se la terna delle correnti del sistema trifase rappresentato è una terna pura, cioè a somma nulla (condizione sempre verificata in assenza di guasti) e se il sistema gode di simmetria geometrica il sistema trifase in media tensione può essere rappresentato mediante i modelli circuitali monofasi a T o a Π entrambi rappresentati nelle figure sottostanti. I parametri del circuito equivalente sono: resistenza, conduttanza, capacità e induttanza di servizio.

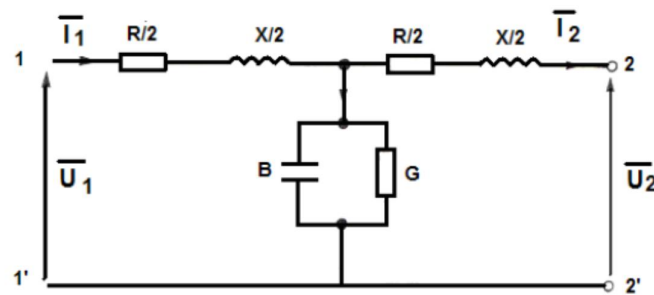


Figura 4.5 Modello circuitali equivalente monofase a Π

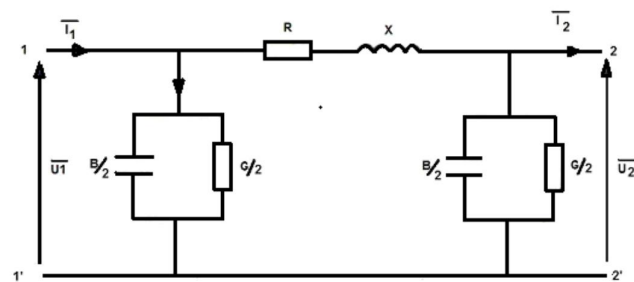


Figura 4.6 Modello circuitali equivalente monofase a T

La resistenza di servizio di un conduttore, tiene conto delle perdite per effetto Joule causate dal passaggio della corrente; tipicamente il suo valore viene fornito dal costruttore, oppure si può calcolare mediante la seguente formula:

$$r_{20^\circ} = \rho \frac{l}{S} \text{ [ohm/km]}$$

Dove ρ è la resistività del conduttore alla temperatura di 20° espressa in (ohm·mm²/km) e dipende dal tipo di materiale. Se la temperatura di esercizio non coincide con 20°C è necessario riportare il valore della resistenza alla temperatura di lavoro T ($^\circ\text{C}$).

$$r_T = r_{20^\circ} [1 + \alpha(T_{\text{esercizio}} - 20)] \text{ [\Omega/km]}$$

Nel caso di linea con conduttori a fascio il parametro resistenza vale:

$$r = k * r_T * \frac{1}{n} \text{ [\Omega/km]}$$

Dove k è un coefficiente che tiene conto dell'attorcigliamento dei cavi e dell'effetto pelle e lo si considera di valore pari a 1,01, n è il numero di conduttori. Il valore della resistenza espresso in Ω vale:

$$R = r \cdot L \text{ [\Omega]}$$

Dove L rappresenta la lunghezza complessiva del conduttore espressa in km.

L'induttanza di servizio l si calcola mediante la seguente formula:

$$l = 0,46 \cdot \log_{10} \frac{D}{R} \left[\frac{mH}{km} \right]$$

Dove R è il raggio geometrico medio che per una linea trifase con conduttori multipli si ottiene mediante l'espressione:

$$R = \sqrt[n]{K} \cdot r \cdot (K_1 \cdot d')^{\frac{n-1}{n}}$$

Con n pari al numero di conduttori elementari del fascio, r pari al raggio del conduttore elementare, d' pari a $\frac{a}{r}$ con a pari alla distanza tra conduttori elementari, K_1 pari a 1, K pari a 0,87, D è la distanza media geometrica tra le fasi calcolata secondo la seguente formula:

$$D = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}}$$

La reattanza induttiva della linea di servizio espressa in Ω vale:

$$X = \omega \cdot L \text{ [\Omega]}$$

La capacità di servizio di una linea viene calcolata secondo la seguente formula:

$$c = \frac{0,02413}{\log_{10} \left(\frac{2H}{D_i} \cdot \frac{2D}{d_e} \right)} \left[\frac{\mu F}{km} \right]$$

Dove H è l'altezza media geometrica dei conduttori dal suolo calcolata come:

$$H = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} \text{ [m]}$$

D_i la distanza media geometrica dei conduttori di una fase dalle immagini dei conduttori dalle altre fasi:

$$D_i = \sqrt[3]{D_{12i} \cdot D_{23i} \cdot D_{31i}} \text{ [m]}$$

D è la distanza media geometrica tra le fasi :

$$D = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} \text{ [m]}$$

d_e è il diametro equivalente di ciascuna fase:

$$d_e = \sqrt[2]{2 \cdot a \cdot d} \text{ [mm]}$$

La suscettanza equivalente espressa in Siemens vale:

$$B = \omega \cdot C \text{ [S]}$$

Infine si calcola la conduttanza di linea come:

$$G = \frac{P_{tot c} + P_{tot is}}{V_f^2} \text{ [S]}$$

Dove $P_{tot is}$ sono le perdite sugli isolatori che si calcolano come:

$$P_{tot is} = k \cdot n_{tralicci} \cdot P_{catena}$$

Dove k è pari a 1,2, mentre P_{catena} vale:

$$P_{catena} = n_{isolatori} \cdot P_{is}$$

$P_{tot c}$ sono le perdite per effetto corona che si valutano con la curva di Paris-Sforzini: per prima cosa si calcola il valore in ascissa del diagramma che è il gradiente medio sulla superficie del conduttore mediante la formula:

$$g = \frac{V_f}{n \cdot r \cdot \ln \frac{D}{R}} \left[\frac{kV_{eff}}{cm} \right]$$

Sulla curva si legge il valore corrispondente a g in ordinata e si ottiene il valore di $\frac{P_c}{r^2}$ espresso in $\left[\frac{kW}{km \cdot cm^2} \right]$.

Da qui si ricava il valore di $P_{tot c}$ come:

$$P_{tot c} = n \cdot \frac{P_c}{r^2} \cdot r^2 \cdot L [W]$$

Sostituendo nella formula iniziale i valori delle perdite si ottiene il valore della conduttanza.

➤ *Bus e nodi del sistema*

Nel calcolo di load flow è necessario che per ogni nodo venga sopecificata la sua tipologia:

- Nodo di slack

Questo tipo di nodo viene anche chiamato nodo di saldo, esso ha la funzione di chiudere il bilancio delle potenze attive e reattive nella rete fornendo (o assorbendo) una qualunque quantità di potenza attiva e reattiva che la rete richieda (o che la rete ceda per esubero); il bilancio delle potenze si esprime tramite la seguente relazione:

$$P_{assorbite\ dal\ carico} + Perdite = P_{erogate\ dai\ generatori} + P_{erogata\ dal\ nodo\ di\ slack}$$

Esso connette la rete a potenza infinita con il resto della rete elettrica: il nodo di saldo presenta un valore di tensione imposto, che non cambia al variare del carico; solitamente questo valore viene preso come riferimento per l'angolo di fase di tutte le grandezze fasoriali del sistema. Essi vengono anche definiti come nodi " δ, V ", cioè le grandezze prefissate sono l'angolo di fase e il modulo della tensione, mentre le grandezze P e Q erogate sono libere, e dipendono da quanto richiede il resto della rete.

- Nodo PQ

Si definiscono nodi di tipo PQ, quei nodi della rete ai quali sono connessi solo carichi. In questo tipo di nodi, le grandezze prefissate sono le potenze P e Q assorbite dal carico, mentre la tensione in modulo e fase è libera. Le grandezze δ e V assumono in ogni nodo PQ valori opportuni affinché dai vari rami che confluiscono nel nodo convergano verso il nodo medesimo potenze attive e reattive in valore complessivo pari a quanto il carico richiede. I nodi di puro transito sono ritenuti nodi di tipo "PQ", in questo caso le potenze attiva e reattiva assorbite o cedute all'esterno sono pari a 0.

- Nodo PV

Le sbarre in cui sono presenti generatori vengono definite nodi di tipo PV: le grandezze prefissate sono il modulo della tensione e la potenza attiva erogata, mentre le grandezze che variano a seconda dell'interazione del nodo con la rete sono δ e Q. L'azione dei regolatori di tensione e velocità fa sì che la potenza e la tensione ai morsetti del generatore rimangano costanti a valori prefissati: per quanto riguarda la tensione, il regolatore adegua automaticamente al variare del carico, la corrente di eccitazione del generatore in modo tale che la tensione ai morsetti rimanga fissa, mentre il regolatore di velocità (o di potenza) ha il compito di fare erogare alla macchina un valore di potenza attiva costante.

4.1.1 Passaggio dal neutro isolato al neutro compensato

In passato la rete di distribuzione in MT veniva esercita con neutro isolato ossia con i centri stella dei trasformatori in cabina primaria isolati o connessi a terra tramite un'impedenza di valore molto elevato. In funzionamento ordinario l'impedenza che collega i conduttori di linea con la terra è dovuta alle capacità dei singoli conduttori verso terra C_1, C_2, C_3 : le correnti capacitive di linea costituiscono un sistema simmetrico ed equilibrato, esse presentano valori

modesti che dipendono dal tipo di linea. In generale la corrente capacitiva per una linea in cavo è calcolabile secondo la seguente formula:

$$I_C = 0,2L_{cavo} \cdot V$$

Dove per L_{cavo} si intende la lunghezza di tutte le linee in cavo presenti sulla rete espresse in km, mentre con V si intende il livello di tensione espresso in kV.

Nel caso di linea aerea la corrente capacitiva assume il seguente valore:

$$I_C = 0,03L_{aeree} \cdot V$$

Dove per L_{aeree} si intende la lunghezza di tutte le linee aeree presenti sulla rete espresse in km, mentre con V si intende il livello di tensione espresso in kV.

Rispetto alla messa a terra diretta, questo sistema di connessione del neutro ha il vantaggio di presentare un valore modesto della corrente di corto circuito che si manifesta in caso di guasto monofase a terra. Tuttavia non essendo vincolato a terra il potenziale del neutro, in condizioni di squilibrio della rete si verificano sovratensioni sulle fasi sane del sistema (pari a $\sqrt{3}$ volte la tensione di fase). Inoltre la probabilità che si verifichino archi intermittenti a terra è maggiore rispetto alle altre tipologie di messa a terra del neutro a causa della presenza di sovratensioni transitorie ripide che si manifestano all'estinzione del guasto.

Il crescente valore della corrente di guasto (250-300 A) dovuto all'ampio utilizzo delle linee in cavo nelle reti di media tensione e l'esigenza di ridurre il numero delle interruzioni transitorie, brevi e lunghe ha indotto il distributore ad un cambiamento del sistema di messa a terra da neutro isolato a neutro compensato. Il secondario del trasformatore risulta quindi connesso a terra tramite un'impedenza costituita dal parallelo di una bobina detta compensatrice, risonante o di Petersen e una resistenza di valore elevato. Nel funzionamento nominale l'induttanza e la resistenza non risultano essere attraversate dalla corrente, mentre in caso di guasto a terra, l'impedenza di messa a terra risulta essere attraversata da una componente induttiva I_L in quadratura in anticipo rispetto alla tensione del neutro la quale trovandosi in opposizione di fase rispetto alle corrente capacitiva I_C tende a compensarla e da una componente resistiva di corrente in opposizione rispetto alla tensione del neutro. Si ottiene esatta compensazione nel caso in cui la corrente induttiva sia uguale in modulo e opposta in fase rispetto alla corrente capacitiva (pari alla corrente di guasto che si otterrebbe nel caso di neutro isolato). In generale per poter garantire la selettività in caso di guasto si preferisce effettuare una sottocompensazione del 5% per cui si avrà un valore della corrente induttiva pari al 95% di quella capacitiva. Il grado di compensazione c è definito come di seguito:

$$c = \frac{I_L}{I_C} = 0,95$$

La condizione di risonanza viene perseguita accordando in modo adeguato la bobina. Si calcola dapprima il valore della corrente capacitiva pari a:

$$I_C = \frac{E}{X_{Ceq}} = E3\omega C$$

Dove E è la tensione di fase in valore efficace, X_{Ceq} è la reattanza capacitiva complessiva e ω è la pulsazione.

Il valore della corrente che scorre nella bobina è dato dalla seguente relazione:

$$I_L = \frac{E}{X_L} = \frac{E}{\omega L}$$

Imponendo il grado di compensazione c pari a 1, cioè I_L pari al valore di I_C si ottiene il valore dell'induttanza che porta il circuito a una condizione di risonanza:

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C}$$

Dove L è il valore a cui verrà accordata l'induttanza. Nel caso di sottocompensazione pari al 95% si ottiene:

$$L = \frac{1}{3 \cdot 0,95 \cdot \omega^2 C}$$

In generale il passaggio al neutro compensato permette di conseguire i seguenti benefici:

- Limitare la corrente di guasto monofase a terra favorendo la realizzazione degli impianti di terra delle cabine
- Ridurre i rischi dell'arco intermittente a terra
- Aumentare la probabilità di autoestinzione dei guasti monofase evitando l'apertura dell'interruttore di linea: nel caso di neutro isolato infatti qualora si presentasse un guasto sarebbe necessario aprire l'interruttore in cabina per evitare la formazione dell'arco intermittente, con conseguente disalimentazione dei clienti a valle.

- Ridurre il numero e smorzare l'ampiezza delle sovratensioni transitorie e sostenute all'estinzione dell'arco rendendo difficile il suo riadescamento.

4.2 Scelta del modello di rete da implementare

Si è scelto di modellizzare due reti differenti, una radiale e una magliata al fine di poter studiare in futuro il comportamento differente del sistema di protezione spiegato nel capitolo 2.

I modelli delle reti sono quelli appartenenti al progetto ATLANTIDE sviluppato dall'Università degli Studi di Cagliari. Il termine "Atlantide" risulta essere l'acronimo di Archivio TeLemAtico per il riferimento Nazionale di reTI di Distribuzione Elettrica, si tratta di un progetto della durata di tre anni che si è posto come obiettivo la realizzazione di modelli di riferimento di reti di distribuzione in MT e BT utili per la simulazione di rete in presenza di generazione distribuita, rinnovabile e sistemi di accumulo.

Dallo studio della rete italiana sono emersi statisticamente tre tipologie di sottosistemi: rurale, industriale e urbano. Per identificare queste tre sottocategorie sono stati utilizzati indici di riferimento di tipo socio-economico (densità di popolazione, concentrazione degli abitanti, numero di industrie, compagnie di servizio) e indici caratteristici del sistema elettrico (richiesta di potenza, connessione della generazione distribuita e flussi di potenza reversibili). Ulteriori dati come la lunghezza delle linee, la densità della richiesta di potenza, i tipi di conduttore e la percentuale di clienti in bassa tensione sono stati forniti dalla società distributrice.

La rete rurale è caratterizzata da lunghe linee (in media 170 km), bassa densità di carico (in media 220 kW/km), crescente generazione distribuita (in media 35 kVA/km) e alta percentuale di utenti in bassa tensione e cabine secondarie. Trattandosi di reti con un'alta percentuale di linee aeree il rapporto tra la reattanza induttiva della linea e la resistenza è elevato, e la struttura è tipicamente radiale. Queste reti possono presentare sovratensioni ai nodi causati da un'eccessiva generazione di potenza da parte della GD, per cui risulta necessaria una buona regolazione di tensione.

La rete industriale è meno estesa rispetto a quella rurale (in media 105 km) con prevalenza di cavi sotterranei, media densità di carico (in media 420 kW/km) di cui una buona percentuale in MT e rilevante presenza di generazione di potenza (in media 68 kVA/km). La struttura è tipicamente magliata.

La rete urbana, infine, presenta linee di lunghezza non elevata (in media 80 km) principalmente in cavo con un'alta densità di carico (in media 770 kW/km) in BT alimentata da un elevato numero di cabine MT/BT. La struttura è tipicamente radiale.

In questo elaborato sono state considerate soltanto le reti industriale e rurale.

4.2.1 Rete rurale italiana

La rete individuata come riferimento è costituita da 456 nodi, di cui un nodo in AT (150 kV), 284 nodi di MT (20 kV) e i restanti 171 di BT (0,4 kV), divisi in 7 feeder. Nella figura sottostante è rappresentato in maniera schematica il modello di riferimento della rete:

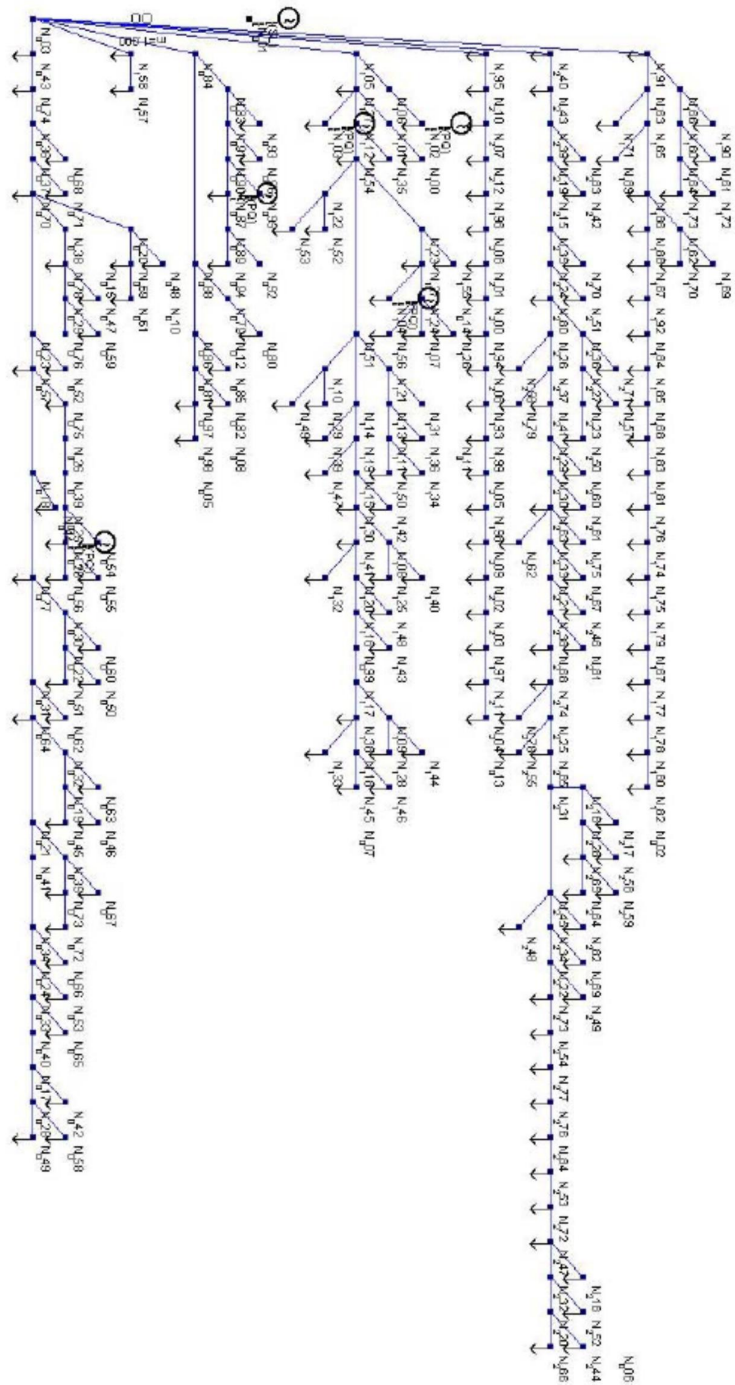


Figura 4.7 Modello di riferimento della rete rurale italiana

La rete è alimentata tramite una cabina primaria con un trasformatore 150/20.8 kV da 25 MVA e da 5 impianti di generazione fotovoltaica con potenza nominale pari a 7,736 MVA direttamente connessi alla MT. Il carico nominale complessivo costituito dalla somma delle potenze assorbite dai clienti MT e dalle taglie dei trasformatori MT/BT è pari a 30,302 MVA. La potenza installata complessiva è pari a 18 MVA di cui 15 MVA sono attribuiti ai carichi aggregati delle utenze BT che rappresentano circa l'84% dell'utenza complessiva.

Di seguito è riportata una tabella nella quale vengono descritti i singoli feeder:

	Nodi MT	Estensione [km]	Massima lunghezza [km]	Pot. Inst. TOT [MVA]	Pot. Inst. BT [MVA]	% Pot. BT	Pot. Gen. [MVA]
F_1	66	45.93	15.8	3.642	3.143	86.30	1.00
F_2	23	27.07	22.5	2.313	0.644	27.84	1.75
F_3	61	53.95	21.5	3.468	3.456	99.65	4.991
F_4	2	1.13	1.0	0.289	0.289	100.00	0.00
F_5	35	14.53	9.5	2.461	2.248	91.34	0.00
F_6	21	10.42	11	3.603	3.549	98.50	0.00
F_7	74	47.94	25.4	2.37	2.042	86.16	0.00
TOT	282	200.97	---	18.147	15.371	84.71%	7.75

Figura 4.8 Caratterizzazione dei singoli feeder

Per quanto riguarda il calcolo dei flussi di potenza in condizione di carico nominale, ossia considerando lo scenario inverosimile nel quale tutti i carichi richiedono contemporaneamente alla rete la loro massima potenza di punta, si osserva che si generano insostenibili cadute di tensione sui nodi e che neppure la presenza di un variatore sottocarico in cabina primaria regolato ad un set point elevato sarebbe in grado di mantenere le tensioni entro i limiti tecnici consentiti (0,95 – 1,05 p.u.).

Tramite un calcolo di load flow si ottiene uno scenario di carico derivato più verosimile rispetto al caso nominale nel quale tutti i nodi della rete rispettano i limiti consentiti. per questa tipologia di rete sono stati ipotizzati cinque profili di consumo tipico con intervallo di campionamento pari a mezz'ora:

- Utenza agricola (utenze domestiche, aziende agricole, piccole industrie)
- Utenza rurale connessa alla BT (utenti residenziali dei piccoli insediamenti urbani)

- Tre profili di utenti rurali connessi alla MT che rappresentano le piccole realtà industriali e agricole.

Nella figura sottostante sono riportati i cinque profili di consumo giornaliero:

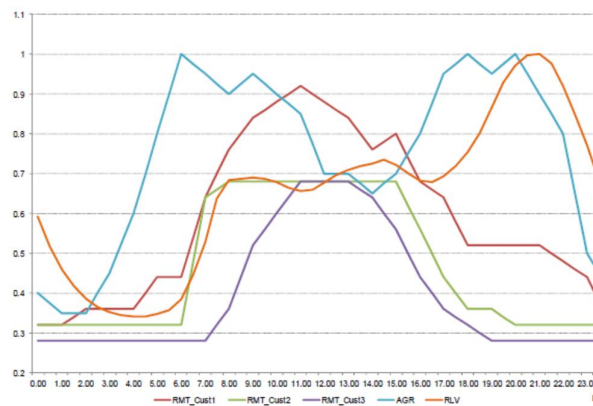


Figura 4.9 Profili di consumo giornalieri delle diverse utenze per la rete rurale

Il profilo di generazione adottato per gli impianti fotovoltaici connessi è il seguente:

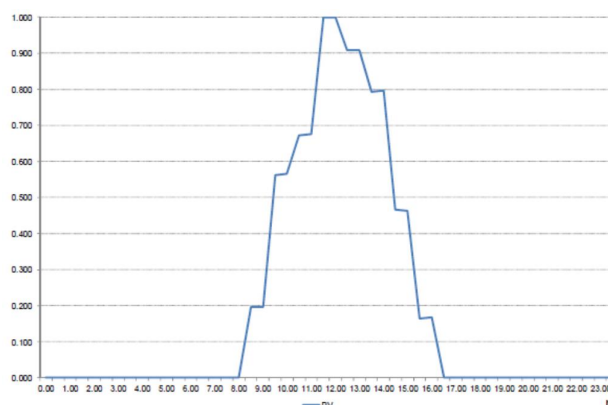


Figura 4.10 Profili di generazione degli impianti di generazione fotovoltaici

Ad ogni carico è stata attribuita arbitrariamente una tipologia di profilo, secondo considerazioni macroscopiche e qualitative come la potenza nominale del singolo carico, lunghezza delle linee che lo alimentano, distanza dalle altre utenze. La rete rurale presenta una prevalenza di utenza di tipo agricolo (9,7 MVA), mentre la tipologia rurale in BT presenta una potenza totale inferiore (5,6 MVA). I rimanenti carichi rurali MT sono stati distribuiti sulla rete in maniera uniforme in base alla potenza impegnata.

Di seguito è riportata la suddivisione delle tipologie di carico per ogni feeder operata dal Progetto Atlantide:

	CARICO					GENERAZIONE
	RLV	AGR	RMV_CUST1	RMV_CUST2	RMV_CUST3	PV
F_1	0.964	2.179	0	0.491	0.008	0.998
F_2	0	0.644	1.144	0.007	0.518	1.747
F_3	2.307	1.149	0	0.009	0.003	4.99
F_4	0.289	0	0	0	0	0
F_5	0.986	1.262	0	0.082	0.131	0
F_6	0	3.549	0	0.054	0	0
F_7	1.083	0.959	0	0	0.328	0
TOT	5.629	9.742	1.144	0.643	0.988	7.735

Figura 4.11 Suddivisione delle tipologie di carico per ogni feeder per la rete rurale

Data la notevole estensione della rete rurale, accorpando alcuni nodi della rete originale, è stato creato un secondo modello più facilmente implementabile

equivalente a quello originale dal punto di vista elettrico che è rappresentato nella figura sottostante:

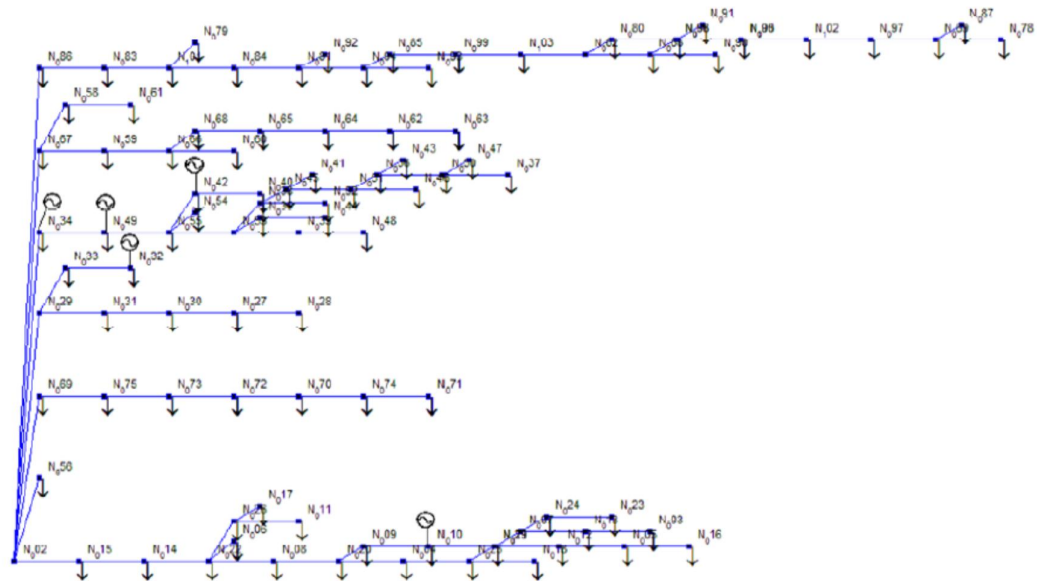


Figura 4.12 Modello della rete rurale semplificato implementato

Questo secondo modello è quello che verrà implementato interamente sul simulatore DIGSILENT, esso presenta un numero di nodi MT ridotto pari a 103, lunghezza complessiva delle linee inferiore e pari a 157 km mentre risulta essere equivalente al modello originale in termini di potenza assorbita dai carichi.

4.2.2 Rete industriale italiana

La rete industriale è composta da 318 nodi di cui 1 nodo AT (132 kV) e 317 nodi MT (15 kV) divisi in 7 feeder di cui 130 rappresentano i punti di connessione delle cabine secondarie che alimentano la bassa tensione rappresentata da carichi aggregati direttamente connessi alla rete MT.

Nella figura sottostante è rappresentato in maniera schematica il modello di riferimento della rete:

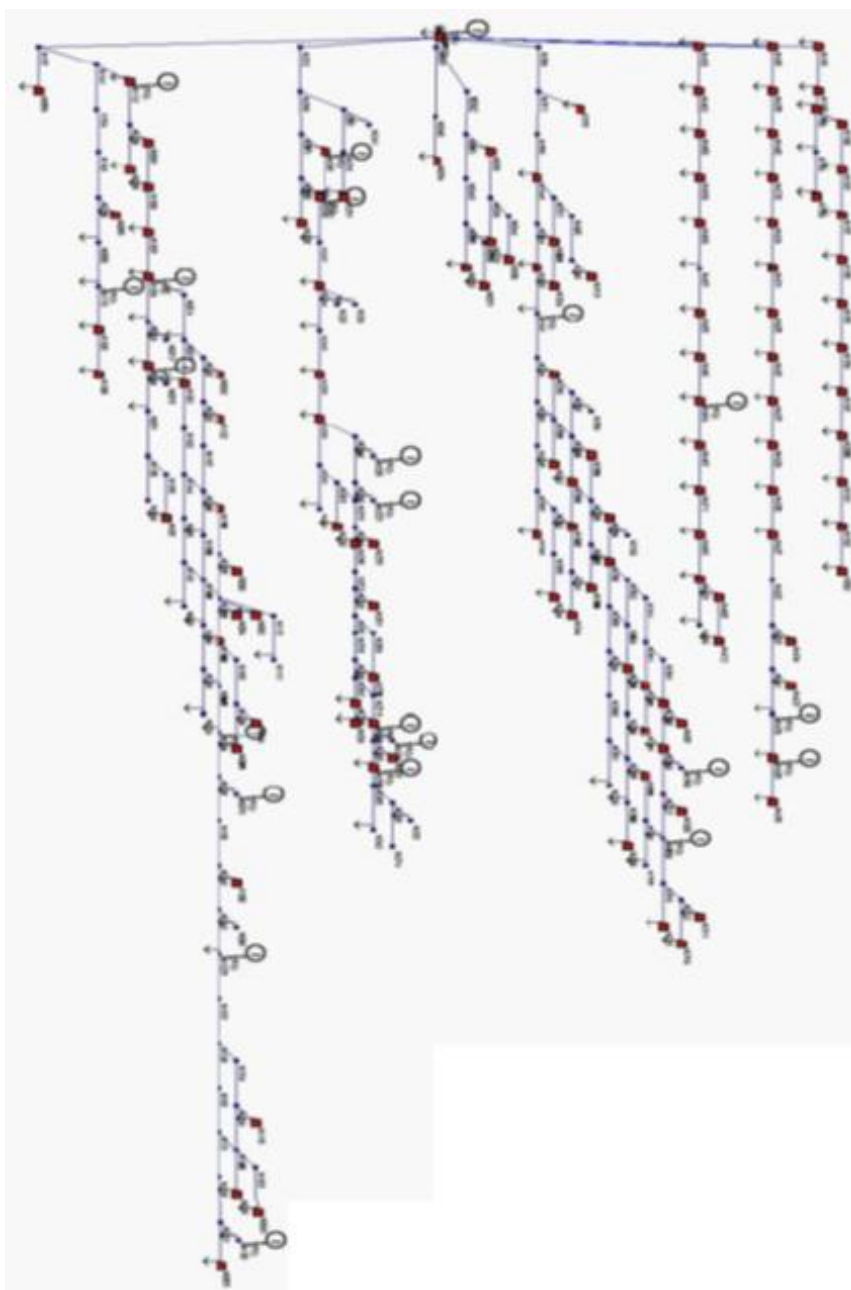


Figura 4.13 Modello di riferimento della rete industriale italiana

Il nodo AT alimenta la rete di media tramite un trasformatore 132/15 kV da 25 MVA posto in cabina primaria, munito di variatore sottocarico con rapporto di trasformazione tra il $\pm 10\%$ del valore nominale con gradini di ampiezza pari

all'1%. La potenza installata complessiva è pari a 33,005 MVA di cui 12,6 MVA sono attribuiti ai carichi aggregati delle utenze BT che rappresentano circa il 38% dell'utenza complessiva.

Di seguito è riportata una tabella nella quale vengono descritti i singoli feeder:

	<i>Nodi MT</i>	<i>Lunghezza [km]</i>	<i>Pot. Inst. TOT [MVA]</i>	<i>Pot. Inst. BT [MVA]</i>	<i>% Pot. BT</i>	<i>Pot. Gen. [MVA]</i>
F_1	96	31.930	9.801	3.040	31	4.321
F_2	56	23.713	4.690	1.455	31	2.864
F_3	15	4.892	0.477	0.477	100	0.000
F_4	97	30.492	4.026	3.292	82	0.789
F_5	16	7.857	9.164	1.083	12	29.935
F_6	20	10.887	1.880	1.116	59	2.050
F_7	16	5.778	2.968	2.160	73	0.000
TOT	316	115.549	33.005	12.623	38	39.959

Figura 4.14 Caratterizzazione dei singoli feeder per la rete industriale

Anche in questo caso, per quanto riguarda il calcolo dei flussi di potenza si è ipotizzato tramite un calcolo di load flow uno scenario di carico derivato più verosimile rispetto al caso nominale. Per questa tipologia di rete sono stati ipotizzati tre profili di consumo tipico con intervallo di campionamento pari a mezz'ora:

- Utenza industriale: impianti di potenza installata considerevole
- Utenza commerciale connessa alla rete MT
- Utenza residenziale aggregata connessa alla rete BT

Nella figura sottostante sono riportati i tre profili di consumo giornaliero:

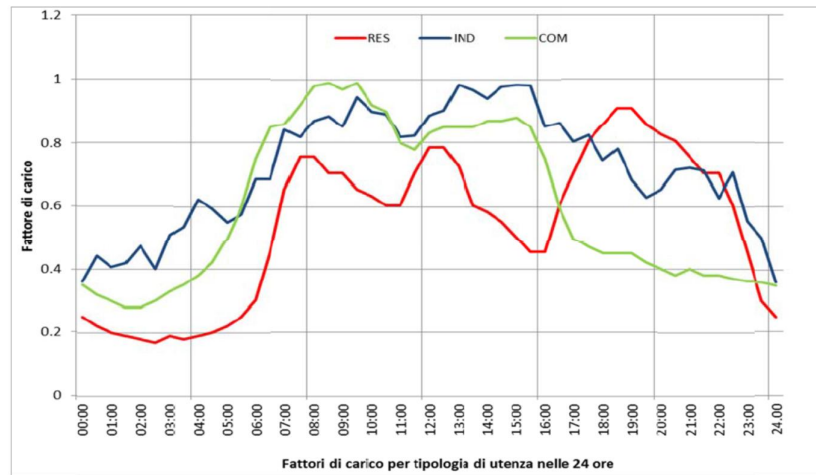


Figura 4.15 Profili di consumo giornalieri delle diverse utenze per la rete industriale

Il profilo di generazione connesso è il seguente:

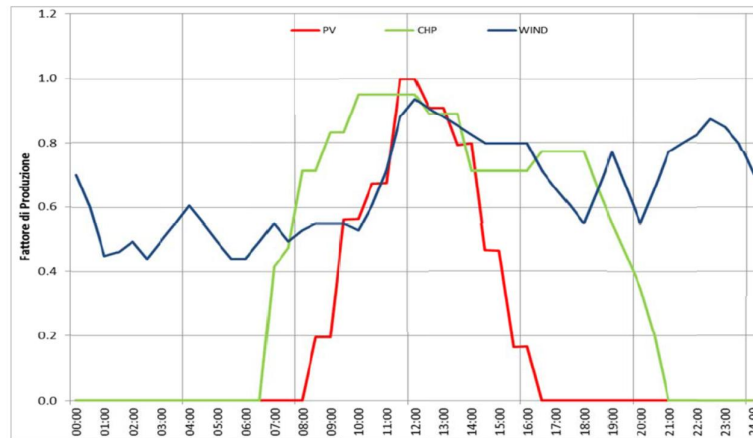


Figura 4.16 Profili di generazione degli impianti di generazione fotovoltaici eolici e CHP

La potenza generata complessiva è pari circa a 40 MVA di cui 30 MVA sono attribuite al feeder 5 che alimenta un gruppo di quattro generatori rotanti.

Per quanto riguarda i carichi aggregati BT è stato utilizzato un fattore di scalamento pari a 0,8 per tenere conto della non contemporaneità di tutti i carichi. Ogni carico è stato caratterizzato da una tipologia di profilo, secondo considerazioni macroscopiche e qualitative come la potenza nominale del singolo carico e l'ubicazione nella rete. La rete industriale presenta una prevalenza di utenza di tipo industriale (19,15 MVA), mentre la tipologia residenziale in BT presenta una potenza totale inferiore (12,6 MVA). I rimanenti carichi commerciali MT costituiscono una piccola percentuale del carico (1,2 MVA).

Di seguito è riportata la suddivisione delle tipologie di carico operata dal Progetto Atlantide:

	CARICO			GENERAZIONE		
	RES	COM	IND	WIND	CHP	PV
F_0	0.477	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
F_1	3.040	0.461	6.300	0.700	0.000	3.621
F_2	2.160	0.000	0.808	0.000	0.000	2.864
F_3	1.455	0.422	2.813	0.000	0.000	0.000
F_4	3.292	0.167	0.567	0.000	0.000	0.789
F_5	1.116	0.097	0.667	13.348	16.587	0.000
F_6	1.083	0.084	7.997	0.000	0.500	1.550
TOT	12.623	1.230	19.152	14.048	17.087	8.824

Figura 4.17 Suddivisione delle tipologie di carico per ogni feeder per la rete industriale

Anche per la rete industriale, come per quella rurale, data la notevole estensione è stato creato un secondo modello più facilmente implementabile equivalente a quello originale dal punto di vista elettrico che è rappresentato nella figura sottostante:

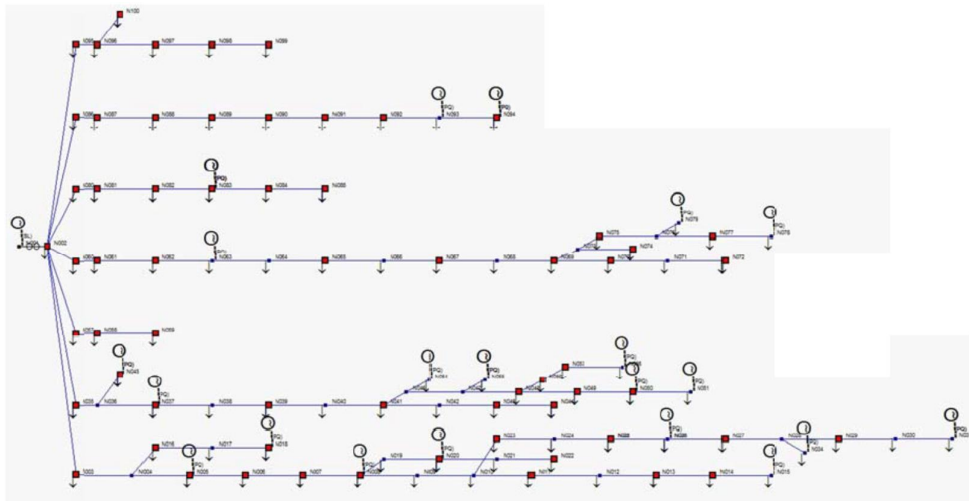


Figura 4.18 Modello della rete industriale semplificata implementato

Questo secondo modello è quello che verrà implementato interamente sul simulatore DIGSILENT, esso presenta un numero di nodi MT ridotto pari a 100, lunghezza complessiva delle linee inferiore e pari a 75 km mentre risulta essere equivalente al modello originale in termini di potenza assorbita dai carichi.

Studio di scenari futuri

La pianificazione tradizionale delle reti di distribuzione basata sulla previsione di carico sta cambiando a causa della sempre più crescente penetrazione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili nelle reti, gli indicatori che devono essere considerati sono principalmente tre: integrazione della GD nelle reti, richiesta di carico attesa e diffusione dei veicoli elettrici. L'evoluzione futura della richiesta di potenza e della produzione energetica è strettamente correlata a fattori di tipo macroeconomico, demografico, economico e finanziario di un Paese. Il Progetto Atlantide ha preso in considerazione tre possibili scenari futuri di sviluppo delle reti per quanto riguarda la GD:

- Scenario BAU(Business as Usual): si basa sulla naturale evoluzione del trend attuale senza alcuna azione politica atta all'incentivazione dell'installazione della generazione distribuita o al miglioramento dell'efficienza energetica.
- Scenario ROADMAP: si basa su una buona politica europea nell'incentivo all'installazione del rinnovabile e alla diffusione dei veicoli elettrici con l'obiettivo di ridurre le emissioni sostituendo i combustibili fossili con le fonti alternative.

- Scenario INERTIAL: si basa sull'ipotesi che la recessione economica europea duri diversi anni.

4.3 Motivazione della scelta delle reti implementate

Il motivo per cui sono state scelte le due reti menzionate è dovuto al fatto che esse presentano caratteristiche diverse. Il basso grado di affidabilità ottenibile con una rete del primo tipo puramente radiale viene in genere migliorato creando dei collegamenti tra i feeder principali in modo tale da non lasciare completamente disalimentato il feeder su cui è avvenuto il guasto, con l'intento di escludere dal sistema solo la minima parte affetta dal guasto; questo tipo di schema è detto "in anello aperto". Si prevede in futuro sempre più un passaggio dalle reti di distribuzione radiali a schemi magliati, infatti quest'ultimi, nel caso in cui la posizione dei collegamenti in anello sia stata ben studiata, presentano notevoli vantaggi a livello di perdite di potenza, profilo di tensioni, elevata flessibilità, maggiore affidabilità e power quality. Gli aspetti negativi legati alla magliatura della rete riguardano invece i valori più elevati delle correnti di guasto ai nodi, specialmente in reti attive; ciò implica maggiori costi di investimento per il rinnovo e il miglioramento del sistema di protezione.

Capitolo 5

Modellistica della rete elettrica in RTDS

5.1 Modellistica dei singoli componenti

Nel seguente capitolo viene descritto il modello delle reti implementate sul simulatore tempo reale RTDS, tramite il relativo software RSCAD che permette di costruire la rete di interesse connettendo tra loro componenti di potenza o logici, ai quali è possibile imporre valori a piacere tramite un'opportuna maschera.

5.1.1 Modello della rete in alta tensione

L'equivalente della rete in alta tensione, che rappresenta l'intero sistema di trasmissione è stato modellizzato tramite un circuito equivalente di Thevenin costituito da una sorgente ideale di tensione, alla quale è connessa in serie l'impedenza equivalente costituita da un induttore con in serie un resistore. Il generatore di forza elettromotrice presenta una tensione nominale pari a 150 kV nel caso di rete rurale e 132 kV nel caso di rete industriale, con una frequenza nominale pari a 50 Hz in entrambi i casi.

Per quanto riguarda le impedenze equivalenti connesse in serie, esse presentano valori costanti in quanto non sono presenti macchine rotanti nelle immediate vicinanze della cabina primaria. Dai calcoli eseguiti secondo la norma italiana CEI, si ottengono i seguenti valori:

- *Rete rurale*

Della rete in AT rurale, si conosce nel punto di alimentazione sia la potenza apparente di corto circuito massima, $S''_{k_{max}Q}$ pari a 3897,114 MVA, sia la corrente simmetrica iniziale di corto circuito massima $I''_{k_{max}Q}$ pari a 15 kA.

Il valore dell'impedenza diretta di corto circuito della rete di alimentazione può essere calcolato mediante la seguente formula:

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} = 6,35 \text{ ohm}$$

Dove c è il fattore di tensione per le sbarre AT ed equivale al rapporto tra la sorgente di tensione equivalente e la tensione nominale del sistema U_n divisa per la $\sqrt{3}$. Il fattore c tiene in considerazione le variazioni di tensione in funzione del tempo e del luogo, della commutazione di presa nei trasformatori, dei carichi e delle capacità trascurati nei calcoli. Per reti con tensioni superiori a 1 kV, il fattore c assume come valore 1,1 nel caso si voglia calcolare la corrente di corto circuito massima e 1 nel caso in cui si voglia calcolare quella minima.

I valori esatti della resistenza R_Q e della reattanza X_Q sono calcolabili secondo le seguenti equazioni:

$$R_Q = 0,1 \cdot X_Q = 0,63 \text{ ohm}$$

$$X_Q = 0,995 \cdot Z_Q = 6,31 \text{ ohm} \Rightarrow L_Q = \frac{X_Q}{2 \cdot \pi \cdot f} = 0,0200H$$

In generale l'impedenza omopolare della rete di alimentazione non è necessaria perché i trasformatori disaccoppiano i sistemi di sequenza omopolare dall'alta alla bassa tensione.

In figura sono rappresentati i modelli della rete in AT e il nodo di slack.

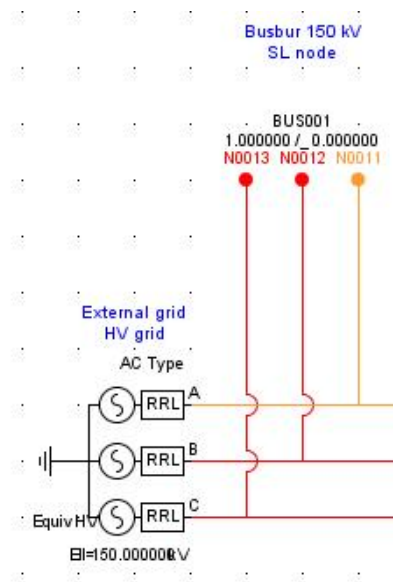


Figura 5.1 Modello della rete AT rurale e del nodo di slack in RTDS

- *Rete industriale*

Della rete in AT industriale, si conosce nel punto di alimentazione sia la potenza apparente di corto circuito massima, S''_{kmaxQ} a 10000 MVA, sia la corrente simmetrica iniziale di corto circuito massima I''_{kmaxQ} pari a 43,73866 kA. Si ottiene:

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} = 1,91 \text{ ohm}$$

Da qui si ottengono i valori della resistenza R_Q e della reattanza X_Q :

$$R_Q = 0,1 \cdot X_Q = 0,1907 \text{ ohm}$$

$$X_Q = 0,995 \cdot Z_Q = 1,907 \text{ ohm} \Rightarrow L_Q = \frac{X_Q}{2 \cdot \pi \cdot f} = 0,607 \text{ mH}$$

In figura sono rappresentati i modelli della rete in AT e il nodo di slack

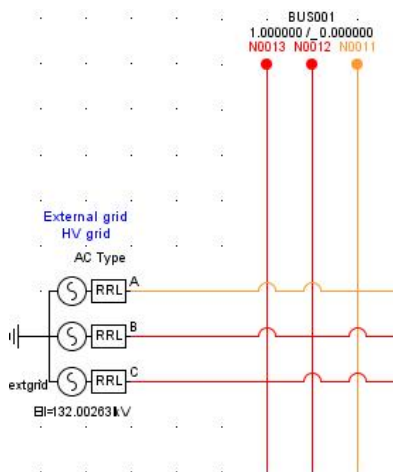


Figura 5.2 Modello della rete AT industriale e del nodo di slack in RTDS

5.1.2 Modello della cabina primaria

La cabina primaria modellizzata in RSCAD, presenta uno schema semplificato rispetto allo schema reale: essa è costituita da un interruttore lato alta tensione, un interruttore lato media tensione e un trasformatore AT/MT di tipo tap-changing, ossia a rapporto spire variabile.

Lo schema in ambiente DRAFT è quello rappresentato in figura:

- *Rete rurale*

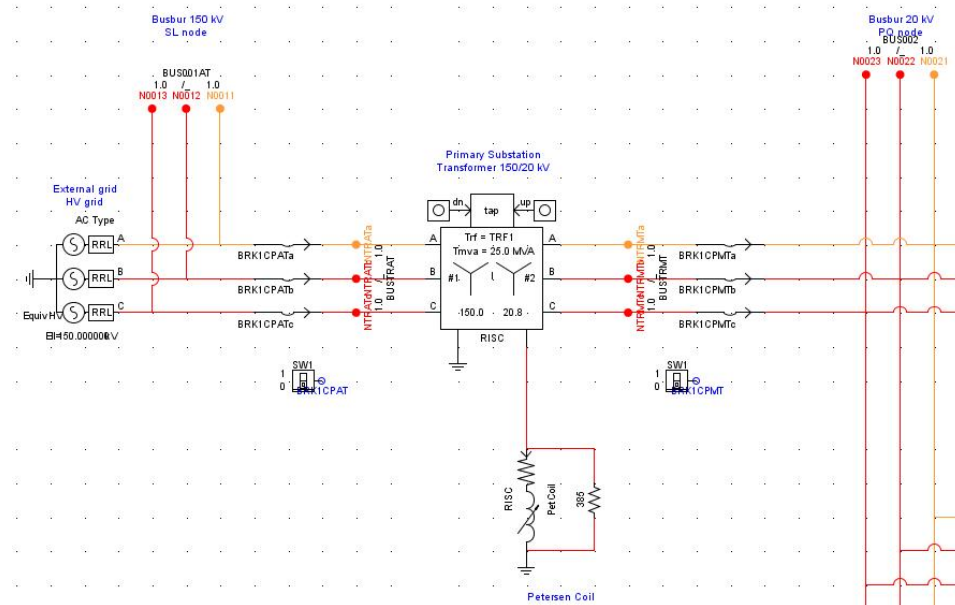


Figura 5.3 Modello della cabina primaria della rete rurale in RTDS

- Rete industriale

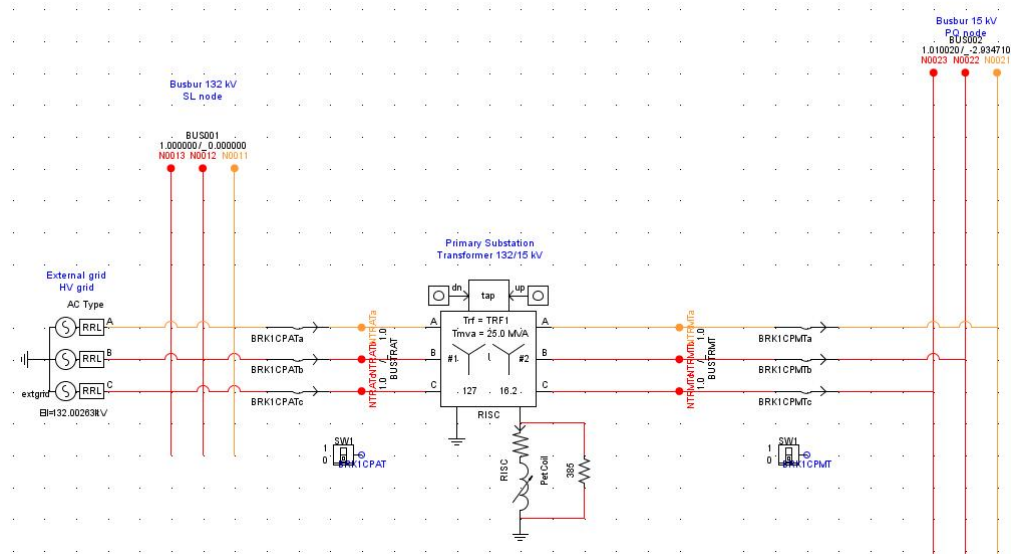


Figura 5.4 Modello della cabina primaria della rete industriale in RTDS

5.1.3 Scelta del modello del componente trasformatore di cabina

Tramite il software RSCAD possono essere rappresentati differenti tipologie di trasformatori, in entrambi i casi presi in esame il trasformatore di cabina primaria è stato rappresentato con il modello a due avvolgimenti, che presenta tre diversi sottomodelli di circuito equivalente della macchina che possono essere scelti: trasformatore ideale, lineare o con saturazione. Nella figura sottostante sono riportate le rappresentazioni

Si è scelto di utilizzare la tipologia di trasformatore ideale, che presenta il seguente circuito equivalente:

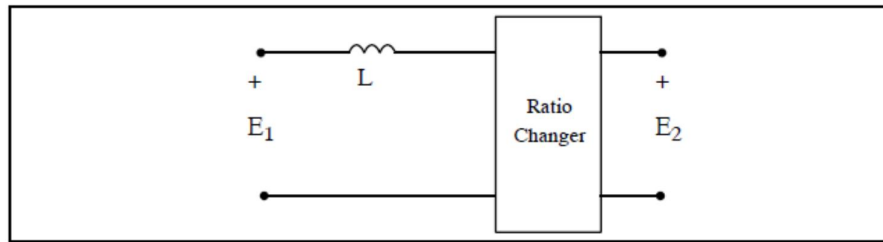


Figura 5.5 Modello del circuito equivalente del trasformatore di cabina in RTDS

I parametri del trasformatore sono riportati in seguito:

- *Rete rurale*
 - Potenza nominale An pari a 25 MVA
 - Tensione nominale AT pari a 150 kV
 - Tensione nominale MT pari a 20,8 kV
 - Tipo di connessione YY
 - Vcc% pari a 12,01
 - Pcc% pari a 0,45
 - Frequenza nominale 50 Hz

Nella figura sottostante sono riportati il modello del trasformatore di cabina in RTDS e i suoi parametri circuitali implementati su RSCAD

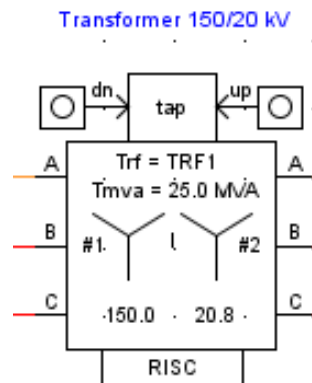


Figura 5.6 Modello del trasformatore di cabina della rete rurale in RTDS

If_rtds_sharc_sld_TRF3P2W					
TAP CHANGER B		CURRENT MONITORING		CURRENT NAMES	
CONFIGURATION		PROCESSOR ASSIGNMENT		WINDING #1	WINDING #2
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Trf	Transformer Name	TRF1			
YD1	Winding #1 Connection	Y			
YD2	Winding #2 Connection	Y			
Lead	Delta lags or leads Y	Leads			
type	Transformer Model Type	Ideal			
tapCh	Tap Changer (type cannot be Linear)	Step/Limit			
edge	Tap Trigger on	Falling Edge			
inps	Tap Changer Inputs	RunTime			
Tmva	Transformer rating (3 Phase)	25.0	MVA	0.0001	
f	Base Frequency	50.0	Hz	1.0	300.0
xl	Leakage inductance of Tx	0.12	p.u.	0.001	
NLL	No load losses	0.0045	p.u.	0.00	1.0
NLLtp	No load loss branch type	Windina			
prtyp	Type of Processor Card	GPC/PB5		0	2

Figura 5.7 Parametri circuitali del trasformatore della rete rurale implementati su RSCAD

- *Rete industriale*
 - Potenza nominale An pari a 25 MVA
 - Tensione nominale AT pari a 127 kV
 - Tensione nominale MT pari a 16,2 kV
 - Tipo di connessione YY
 - Vcc% pari a 11,11
 - Pcc% pari a 0,425
 - Frequenza nominale 50 Hz

Nella figura sottostante sono riportati il modello del trasformatore di cabina in RTDS e i suoi parametri circuitali implementati su RSCAD

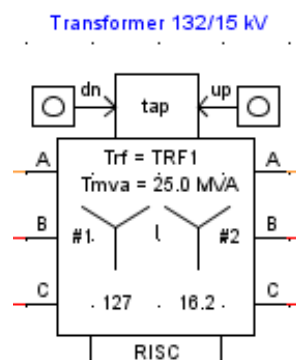


Figura 5.8 Modello del trasformatore di cabina della rete industriale in RTDS

If_rtds_sharc_sld_TRF3P2W					
TAP CHANGER B		CURRENT MONITORING		CURRENT NAMES	
CONFIGURATION		PROCESSOR ASSIGNMENT		WINDING #1	
				WINDING #2	
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Trf	Transformer Name	TRF1			
YD1	Winding #1 Connection	Y			
YD2	Winding #2 Connection	Y			
Lead	Delta lags or leads Y	Leads			
type	Transformer Model Type	Ideal			
tapCh	Tap Changer (type cannot be Linear)	StepLimit			
edge	Tap Trigger on	Fallino Edoe			
inps	Tap Changer Inputs	RunTime			
Tmva	Transformer rating (3 Phase)	25.0	MVA	0.0001	
f	Base Frequency	50.0	Hz	1.0	300.0
xl	Leakage inductance of Tx	0.111	p.u.	0.001	
NLL	No load losses	0.00425	p.u.	0.00	1.0
NLLtp	No load loss branch type	Winding			
prtp	Type of Processor Card	GPC/PB5		0	2

Update Cancel Cancel All

Figura 5.9 Parametri circuitali del trasformatore della rete industriale implementati su RSCAD

In **Appendice A** sono riportati tutti i parametri circuitali dei trasformatori presenti nelle reti

5.1.4 Scelta del modello dei componenti linee e cavi

In RTDS, le linee elettriche e i cavi possono essere modellizzati tramite gli appositi componenti detti T_Line e Cable, oppure tramite il modello a Π .

In generale, è preferibile utilizzare i modelli T_Line e Cable, appositamente studiati e modellizzati dagli sviluppatori del software per rappresentare linee di trasmissione: si tratta di modelli a parametri distribuiti, molto più accurati rispetto al componente Π a parametri concentrati. Spesso il modello a Π utilizza più parte hardware rispetto al modello T_line, infatti per rappresentare un'intera linea, è necessario mettere in cascata più modelli a Π , con la conseguente esigenza di dover modellizzare anche i nodi del sistema. Un altro vantaggio legato all'utilizzo dei modelli T_line e Cable è che entrambi, a differenza del modello a Π , possono essere utilizzati per connettere tra loro differenti racks del simulatore nel caso in cui si voglia rappresentare un sistema elettrico esteso, con un numero di nodi superiore a 22. Nonostante i numerosi vantaggi e l'elevato grado di accuratezza nella modellizzazione che RSCAD offre per rappresentare le linee di trasmissione, nel modello della rete implementata, è stato utilizzato il modello a Π a parametri concentrati.

Il motivo di questa scelta è dovuto al fatto che i due modelli citati in precedenza presentano una limitazione dovuta all'algoritmo di calcolo: trattandosi di una simulazione tempo reale con un time-step pari a $50\mu\text{s}$, se il tempo di propagazione dell'onda risulta essere inferiore a questo valore, la linea in oggetto non può essere modellizzata con questi componenti. Ciò significa che, assumendo come velocità di propagazione dell'onda la velocità della luce, ad un time-step pari a $50\mu\text{s}$ corrisponde una lunghezza di linea pari a 15 km, per cui a per linee caratterizzate da lunghezza superiori a 15 km, cioè per lo più linee di alta tensione, l'utilizzo dei modelli T_Line e Cable è consigliato, mentre per lunghezze inferiori a tale valore è necessario utilizzare il modello a Π .

Nel caso preso in esame, avendo che fare con reti elettriche di distribuzione, le linee considerate hanno una lunghezza massima dell'ordine di qualche km, di conseguenza esse sono state modellizzate con il componente a parametri concentrati. Essendo il tempo di propagazione di un'onda legato direttamente alla lunghezza della linea, per linee corte, il modello a Π è l'unico componente utilizzabile nella rappresentazione e l'approssimazione introdotta nel suo utilizzo è tanto migliore quanto più breve è la linea che deve essere modellizzata. Il modello circuitale su cui si basa il modello a Π è quello rappresentato in figura:

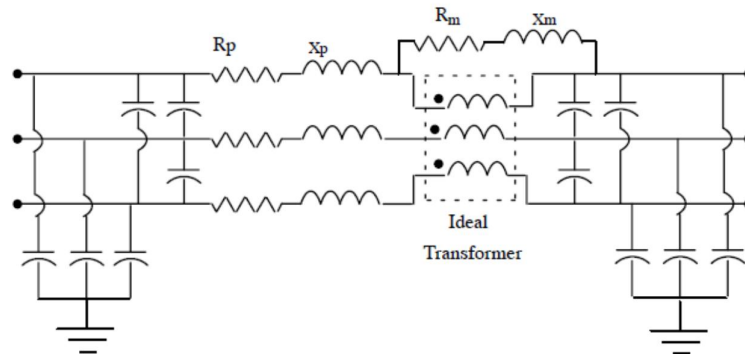


Figura 5.10 Modello del circuito equivalente di linea a Π

Nella figura sottostante è invece rappresentato il componente modellizzato in RSCAD:

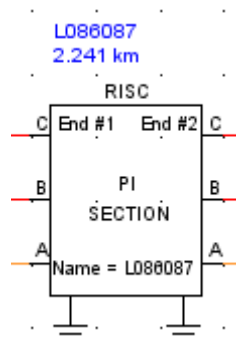


Figura 5.11 Modello della linea a Π in RSCAD

Tale modello richiede di inserire i parametri calcolati come prodotto dei parametri chilometrici per la lunghezza della linea
 I valori che devono inseriti sono i seguenti, come riportato nella figura sottostante:

- Resistenza di linea
- Induttanza di linea
- Capacità fase-fase
- Capacità di fase verso terra

If_rtds_sharc_slid_PI3					
PARAMETERS		MONITORING SELECTIONS	MONITORING NAMES		
CONFIGURATION			PROCESSOR ASSIGNMENT		
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
f	Line frequency	50.0	Hz	0.01	
Rp	+ve sequence series resistance	0.3685706	ohms	1.0e-10	
Xp	+ve sequence series inductive react.	0.2585113	ohms	1.0e-10	
Xcp	+ve sequence shunt cap. reactance of line	0.003156	Mohms	1.0e-10	
Rz	Zero sequence series resistance	3.424712	ohms	1.0e-10	
Xz	Zero sequence series inductive react.	3.424712	ohms	1.0e-10	
Xcz	Zero sequence shunt cap. react. of line	0.003156	Mohms	1.0e-10	
split	Split the Icon ?	10		0	2

Figura 5.12 Parametri circuitali modello di linea a II implementati su RSCAD

Trattandosi di reti elettriche abbastanza estese, sono state apportate alcune semplificazioni al fine di ridurre il numero di nodi: in particolare sono stati messi in serie alcuni tronchi di linea, calcolando i parametri equivalenti nel seguente modo:

$$R_{equivalente_serie} = \sum_{i=1}^n R_{linea}$$

$$X_{indutt\ equivalente_serie} = \sum_{i=1}^n X_{induttiva\ linea}$$

$$X_{capac\ equivalente_serie} = \frac{1}{\omega \sum_{i=1}^n X_{capacitiva\ linea}}$$

$$R_{equivalente_serie_omopolare} = \sum_{i=1}^n R_{omopolare}$$

$$X_{indutt_equivalente_serie_omopolare} = \sum_{i=1}^n X_{indutt_omopolare}$$

$$X_{capac_equivalente_serie_omopolare} = \frac{1}{\omega \sum_{i=1}^n X_{capac_omopolare}}$$

Dove n è il numero di tronchi di linea che si desidera mettere in serie.

In **Appendice B** sono riportati tutti i parametri circuitali delle linee presenti nelle reti

5.1.5 Scelta del modello del componente carico

In RTDS il carico trifase può essere rappresentato tramite un componente detto “Dynamic Load”. All’interno di questi componenti è presente una logica basata su un sistema proporzionale integrale che mantiene la potenza attiva P e quella reattiva Q pari a dei valori desiderati (impostabili nella sezione “ P and Q settings”), agendo su una conduttanza variabile. Nella figura sottostante è rappresentato il componente in RTDS.

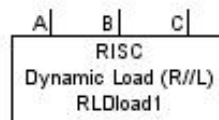


Figura 5.13 Modello del componente Dinamic Load in RSCAD

Nella figura che segue è riportata la mascherina che appare in DRAFT, quando si impostano i parametri del carico

rtds_udc_DYLOAD					
PARAMETERS		P AND Q SETTINGS	PROCESSOR ASSIGNMENT	MONITORING	
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
name	Component Name	RLDload1		0	0
type	Type of Load	RL		0	0
bal	Balanced Load	YES		0	0
btype	R & X in parallel ?	R/X		0	2
cc	P & Q Controlled by	Slider		0	2
gnd	Include Neutral Connection Point?	No		0	1
Vmeas	Bus Voltage Measurement	Internal		0	1
Vbus	Rated Line to Line Bus Voltage	230	kV(RMS)	0.1	2000
Vmin	Minimum Bus Voltage(L-L)	0.8	p.u.	0.5	1.0
constF	Assume Constant Freq	Yes		0	1
freq	Base Frequency	60	Hz	1	200
T	Time Constant for setting R, X values	0.01	sec	0.001	100.
Tm	Time Constant for measuring Vbus	0.003	sec	0.001	0.1
prtyp	Type of Processor Card	GPC/PB5		0	2

Figura 5.14 Parametri circuitali del modello dinamic load implementati su RSCAD

Si osserva innanzitutto che è possibile scegliere il tipo di carico: RL, RC, RX. Nel caso si scelga la tipologia RX, bisogna prestare attenzione al fatto che il carico baserà la sua variazione dell'impedenza sulla potenza Q: con una Q positiva, esso avrà un comportamento di tipo ohmico induttivo, mentre nel caso in cui la Q sia negativa esso presenterà un comportamento ohmico capacitivo.

L'impedenza del carico varia al fine di mantenere le potenze fisse a valori di set point secondo le seguenti equazioni:

$$R = \frac{V_n^2}{P_n}$$

$$X = \frac{V_n^2}{Q_n}$$

È importante specificare che la variazione dell'impedenza del carico avviene con una certa costante di tempo T.

Le potenze P e Q , possono essere controllate tramite l'opzione " P and Q controlled by" secondo varie modalità, a seconda del tipo di studio della rete che si vuole effettuare:

1. Utilizzo di SLIDER durante il runtime
2. Scelta del parametro "CC"

3. Constant power load

La prima opzione riguarda la possibilità di poter variare durante la simulazione, ossia in ambiente RUNTIME, il valore della potenza richiesta dal carico. Ciò viene effettuato mediante l'utilizzo di slider che permettono di variare la potenza a partire da un valore iniziale in un range di valori a piacere. Nelle figure sottostanti si osserva il modello del componente in ambiente DRAFT e le slider attraverso cui è possibile variare la potenza durante la simulazione.

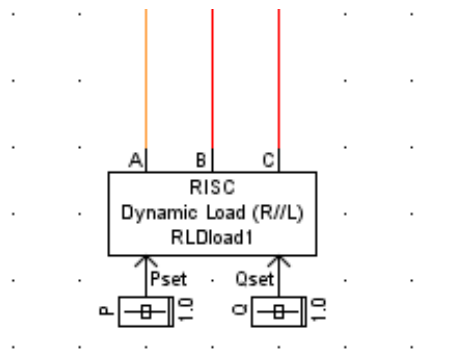


Figura 5.15 Modello del componente Dynamic Load in RSCAD controllato da SLIDER

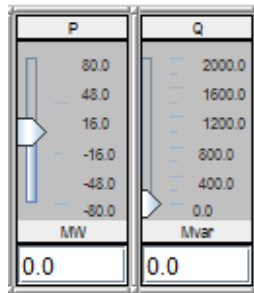


Figura 5.16: Modello della SLIDER per la variazione tempo reale di Pe Q durante il runtime

La seconda possibilità è quella di scegliere l'opzione "CC", con questa modalità è possibile variare i valori di potenza richiesti dal carico tramite componenti di controllo (ZIP e schedule).

Il componente di controllo schedule è utile qualora si voglia studiare quali sono gli effetti della variazione di potenza richiesta dal carico in un intervallo di tempo sulla rete in esame.

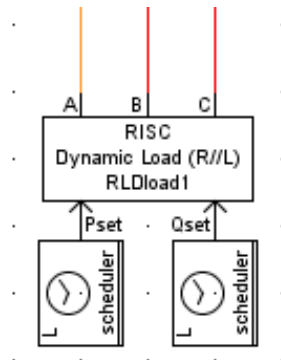


Figura 5.17: Modello del componente Dynamic Load in RSCAD controllato da SCHEDULE

rtds_sharc_ctl_SCHED					
CONFIGURATION		SCHEDULE			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
SDS	Schedule data source?	List			
NP	Number of Schedule items (if List)	10	1-10	1	10
Tu	Time entered as	sec			
RST	Reset time after	10.0		0.0	
Y0	Initial Output	0.0			
YM	Output Values entered as	new value			
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/PB5		0	1
Proc	Assigned Controls Processor	1		1	36
Pri	Priority Level	1		1	

Figura 5.18 Configurazione del componente di controllo SCHEDULE

rtds_sharc_cti_SCHED					
CONFIGURATION		SCHEDULE			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
note	Note: T1<T2<T3 ...				
T1	If time >=	1.0		0.0	1e6
Y1	Output=	1.0		-1e38	1e38
T2	If time >=	2.0		0.0	1e6
Y2	Output=	2.0		-1e38	1e38
T3	If time >=	3.0		0.0	1e6
Y3	Output=	3.0		-1e38	1e38
T4	If time >=	4.0		0.0	1e6
Y4	Output=	4.0		-1e38	1e38
T5	If time >=	5.0		0.0	1e6

Figura 5.19 Inserimento manuale del profilo di carico discretizzato nel componente di controllo SCHEDULE

Come è possibile osservare dalle figure sopra, il componente schedule permette sia di inserire manualmente una lista di valori di potenza variabili nel tempo in secondi, minuti o ore (Fig 5.18), sia di caricare un file scritto in linguaggio C contenente un profilo di carico.

Questo componente di controllo è utile nel caso si voglia effettuare uno studio nello steady state al fine di valutare come variano le grandezze in una rete al variare dei profili di carico all'interno di un intervallo di tempo.

È importante sottolineare che a causa della costante di tempo T , il carico impiega un certo tempo per variare la sua impedenza adattandola al nuovo valore di potenza. Ciò risulta accettabile nello studio del regime statico, in quanto queste costanti di tempo non sono elevate, per cui il carico si adatta rapidamente al nuovo valore di potenza, tuttavia nel caso in cui si voglia studiare dinamiche rapide e transitorie della rete, ad esempio i guasti è necessario prestare attenzione all'utilizzo dei carichi dinamici. Infatti se il corto circuito presenta una durata superiore al valore della costante di tempo, si ha che durante il guasto, al diminuire della tensione sulla rete, il carico reagisce rapidamente prima dell'estinzione del guasto, aggiustando i valori dell'impedenza a valori inferiori. Da ciò ne consegue che i valori delle correnti di corto circuito risulteranno essere più elevati rispetto ai valori reali. Il problema della costante di tempo, potrebbe essere risolto incrementando T fino ad un valore superiore al tempo di durata del guasto: in questo modo durante il guasto, il carico rimane ad impedenza costante durante tutta la durata del corto circuito, poiché non fa in tempo a reagire alla variazione

della tensione. Tuttavia un incremento della costante di tempo comporta nello studio in regime statico una variazione del profilo di potenza molto lenta.

Per questo motivo, se si intende studiare un guasto, ossia una dinamica rapida nel circuito, è meglio convertire il carico dinamico in un carico a potenza costante, ossia scegliere la terza opzione di controllo P e Q. Una volta che il carico dinamico viene convertito in un'impedenza Z costante, significa che il carico viene modellizzato come un carico fisso di tipo RLC: ciò comporta una limitazione nella modellizzazione della rete, in quanto il software ammette un numero massimo di elementi passivi di tipo RLC pari a 200, quindi sarà necessario effettuare delle semplificazioni e degli accorpamenti a livello dei carichi.

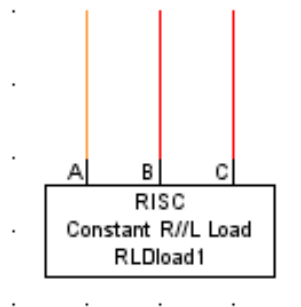


Figura 5.20 Modello del componente Constant Power Load d in RSCAD

Un'ultima possibilità potrebbe essere quella di utilizzare il componente di controllo ZIP. In questo modo il carico si comporta come dinamico.

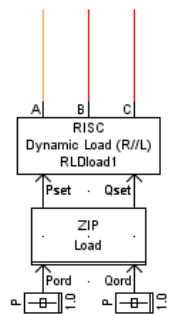


Figura 5.21 Modello del componente ZIP Load in RSCAD

rtds_sharc_ctl_ZIP					
Parameters					
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Name	Name of Dynamic Load Model	DL1			
SorC	P,Q Input source	Slider			
Vb	Rated Bus Voltage	345.0	kV	0.0	
Tf	Bus Voltage Measurement time constant	0.01	sec	0.0	
TS	Startup Time	10.0	sec	0.0	
Po	Total Real Power Order	100.0	MW	0.0	
Qo	Total Reactive Power Order		MVAR		
ZP	Constant Real Impedance fraction	20.0	%	0.0	100.0
IP	Constant Real Current fraction	40.0	%	0.0	100.0
PP	Constant Real MVA fraction	40.0	%	0.0	100.0
ZQ	Constant Reactive Impedance fraction	20.0	%		
IQ	Constant Reactive Current fraction	40.0	%		
PQ	Constant Reactive MVA fraction	40.0	%		
Vomin	Bus Voltage minimum limit	0.0	PU	0.0	
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/P...		0	1
Proc	Assigned Controls Processor	1		1	36
Pri	Priority Level	1		1	

Figura 5.22 Configurazione del componente di controllo ZIP

Tramite il componente ZIP è possibile impostare i parametri in modo tale che il carico si comporti come un'impedenza costante: basterà impostare ZP pari al 100%, con IPe PP entrambi pari a 0% e ZQ pari al 100%, con IQ e PQ entrambi pari a 0%.

In conclusione, dopo aver effettuato numerose prove di simulazione, si è fatta la seguente scelta:

- *Regime statico*

Per quanto riguarda le reti considerate, nello studio del regime statico si è scelto di utilizzare il carico di tipo dinamico con controllo della potenza attiva P e reattiva Q tramite il componente SCHEDULE, mantenendo come costante di tempo del carico quella di default pari a 0,01 s. Entrambe le reti presentano diverse tipologie di carico, con profili di potenza differenti.

- *Regime dinamico*

Nello studio del regime dinamico, il modello del carico utilizzato è il constant power load, che considera il carico come un'impedenza fissa. Utilizzando questa tipologia di carico, è stato necessario per procedere con lo studio dei guasti, modificare e semplificare ulteriormente entrambe le reti accorpando i carichi in modo tale da non superare il numero limite di componenti RLC.

5.1.6 Modello della generazione distribuita

In entrambi i modelli di rete è presente della generazione distribuita in termini di generazione fotovoltaica, eolica e gruppi di cogenerazione. Essendo maggiormente interessati ad una rappresentazione di rete quanto più simile ai modelli di rete reali del progetto Atlantide in termini di numero di nodi e iniezioni di potenza, si è scelto di rappresentare la generazione distribuita in maniera molto semplificata, in quanto lo scopo dello studio non era quello di verificare un'eventuale comportamento dei singoli generatori e dei vari componenti del sistema sulla rete che avrebbe richiesto una modellizzazione più accurata. Il modello della generazione distribuita fornito da RSCAD risulta essere troppo complesso ai fini della tesi, per questo si è implementato un modello ex novo più semplice e più adatto agli scopi del lavoro.

5.1.6.1 Modello del PV

Il modello della generazione fotovoltaica è rappresentato nella figura sottostante.

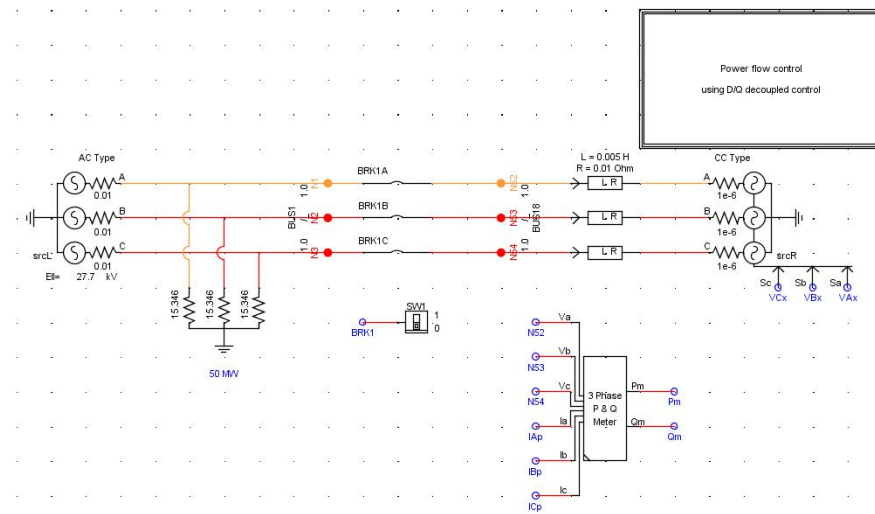


Figura 5.23 Modello del componente PV

Esso è costituito da una sorgente trifase di tensione controllata in modo tale che possa funzionare sia come carico attivo, ossia come sorgente di potenza che come carico passivo. Il modello mostrato in figura rappresenta due sorgenti di tensione

in corrente alternata, una a sinistra chiamata LHS e una a destra detta RHS e un carico di 50 MW.

Scopo di questo modello è ottenere in uscita le potenze P_m e Q_m da iniettare in rete. In ingresso alla sorgente RHS vengono imposti valori di potenza P_{ord} e Q_{ord} che possono essere modificati nel RUNTIME tramite gli omonimi componenti di tipo sliders, la sorgente LHS reagirà a tale richiesta erogando determinati valori di potenza P e Q che possono essere monitorati tempo reale. Sulla base della corrente che circola nel circuito attraverso il componente RL e della tensione a monte di esso (equivalente alla tensione misurata in rete nel punto di immissione) si misurano la potenza P_m e Q_m che verranno iniettate in rete.

Impostando un valore di P_{ord} pari a zero come nella figura sottostante, ci si aspetta di ottenere una corrente circolante nel circuito nulla e delle tensioni misurate a monte del componente RL (equivalenti alle tensioni nel punto di immissione in rete) pari al valore nominale di rete.

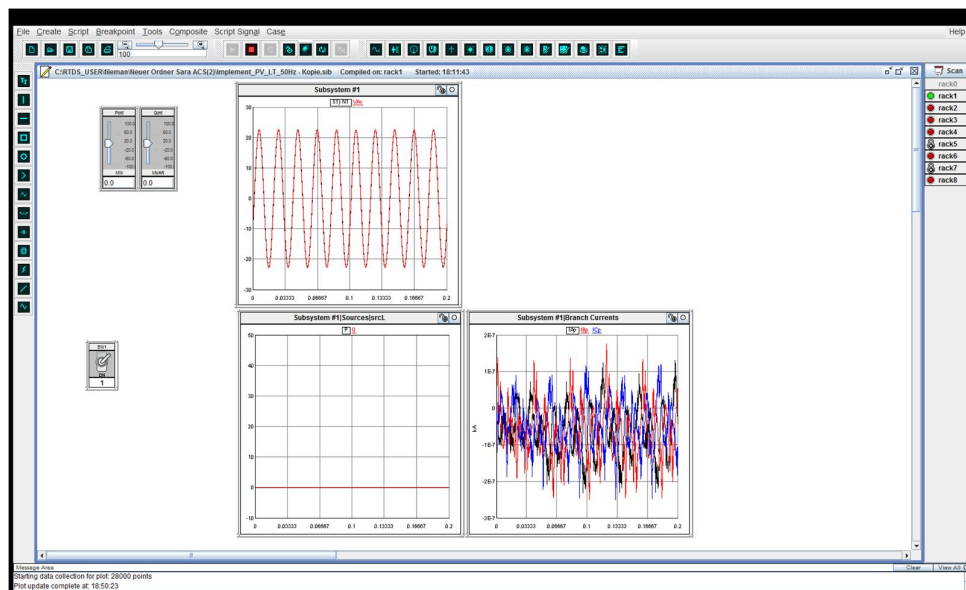


Figura 5.24 Imposizione in RUNTIME di P_{ord} pari a 0

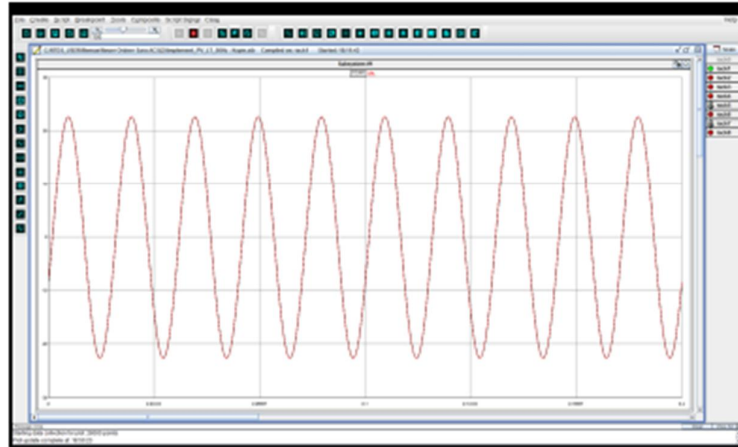


Figura 5.25 Andamento delle tensioni nel tempo pari al loro valore nominale

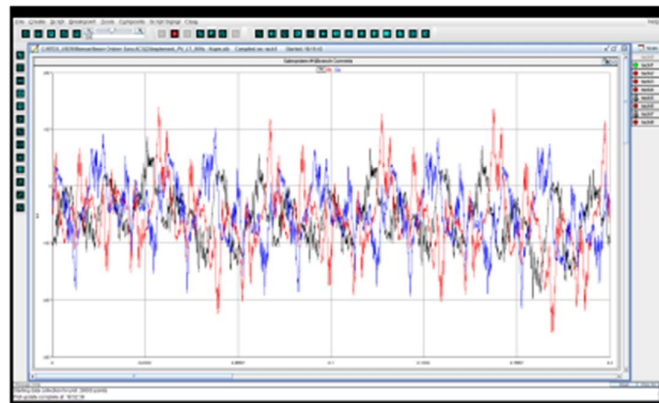


Figura 5.26 Andamento delle correnti nel tempo

In Fig 5.26 si osserva che la corrente circolante nel modello e quindi iniettata in rete ha valore pressochè trascurabile. Il grafico mostra che è presente solo rumore.

Impostando il parametro Pord ad un valore pari a 10 MW, si ottiene che la sorgente LHS fornirà in uscita una potenza P pari a 60 MW, dei quali 50 MW sono richiesti dal carico mentre i rimanenti 10 sono richiesti dalla sorgente RHS;

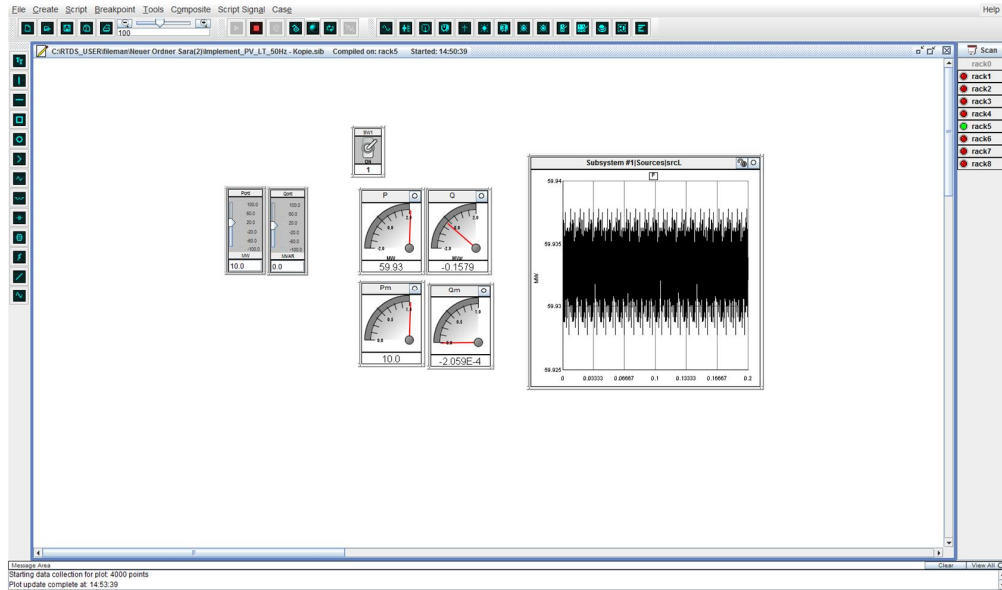


Figura 5.27 Imposizione in RUNTIME del parametro Pord ad un valore pari a 10 MW

Nelle figure sottostanti si osserva che a fronte di un primo transitorio, le correnti che verranno iniettate in rete avranno il seguente andamento.

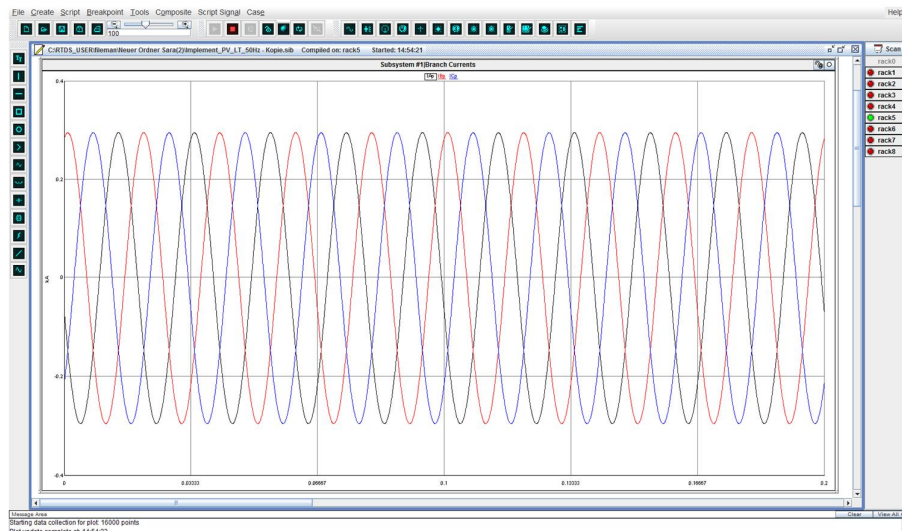


Figura 5.28 Andamento delle correnti iniettate in rete a fronte di una P_{ord} pari a 10 MW

Se la potenza P_{ord} impostata ha valore negativo, ad esempio -10 MW, si monitorerà una potenza P fornita dalla sorgente LHS pari a 40 MW e il grafico delle correnti risulterà identico in valore assoluto ma con le sinusoidi invertite.

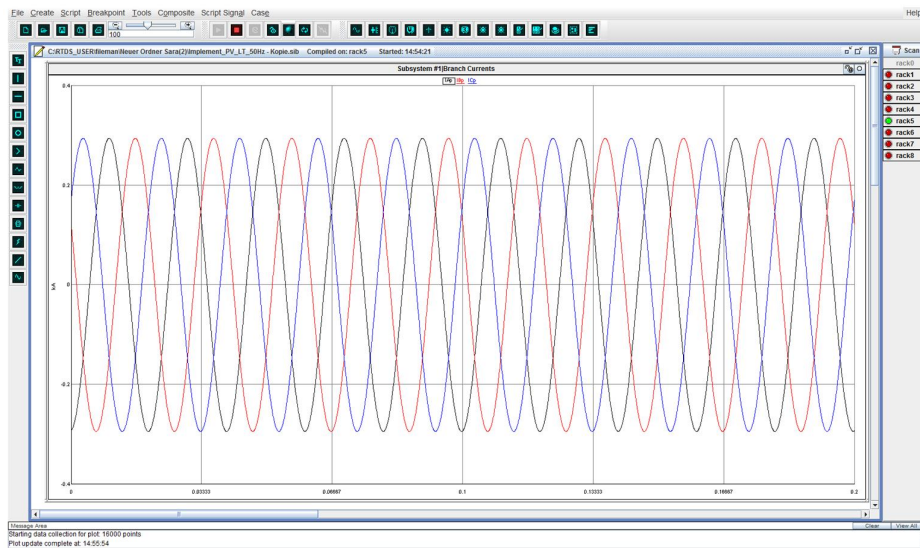


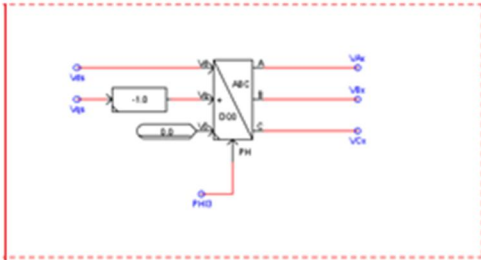
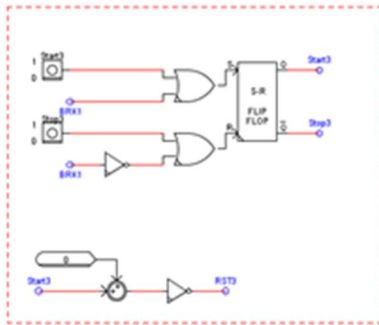
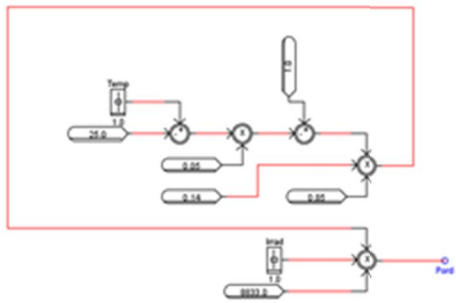
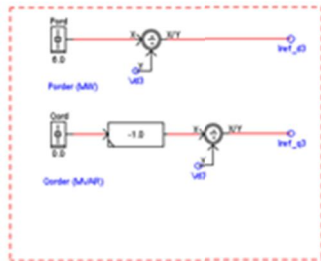
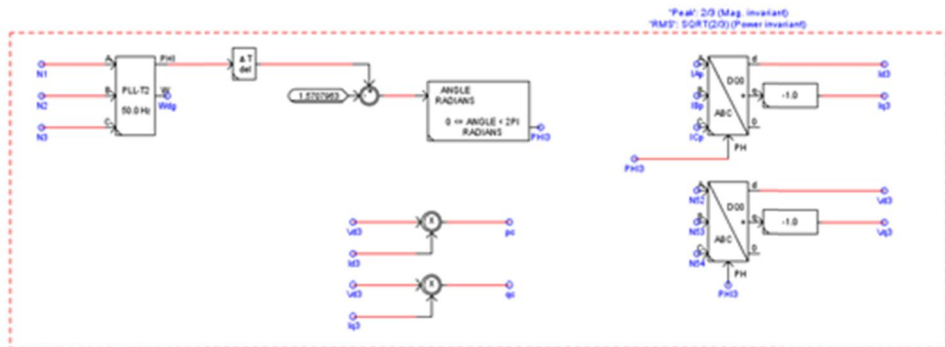
Figura 5.29 Andamento delle correnti iniettate in rete a fronte di una P_{ord} pari a -10 MW

Il BUS 1 viene impostato come nodo di slack, infatti la sorgente LHS ha la stessa funzione di una rete di potenza infinita con il compito di garantire e chiudere l'equilibrio delle potenze nel sistema, erogando (o assorbendo) una qualunque quantità di potenza attiva e reattiva che la rete a valle comprendente il carico e la sorgente RHS richieda. Il BUS 2, invece, è un semplice nodo PQ.

Agendo quindi sul parametro potenza P_{ord} in RUNTIME, viene variata la tensione della sorgente di tensione regolabile: nel caso in cui la tensione della sorgente regolabile V_{reg} sia superiore a quella della sorgente fissa che rappresenta la rete a potenza infinita V_{fissa} si ottiene una corrente che circola verso la rete, ossia si è nel caso in cui il modello funziona come carico attivo, cioè come generatore di potenza iniettata nella rete. Al variare della V_{reg} , viene determinato il valore di corrente che scorre nel blocco RL e che verrà iniettato nella rete principale tramite un segnale di EXPORT.

Trattandosi di un modello di un PV, si ha solamente generazione di potenza attiva, per cui dovendo impostare Q_{ord} pari a zero, si ottiene che V_{reg} e V_{fissa} risultano essere in fase tra loro.

Lo schema del controllo del modello è il seguente:



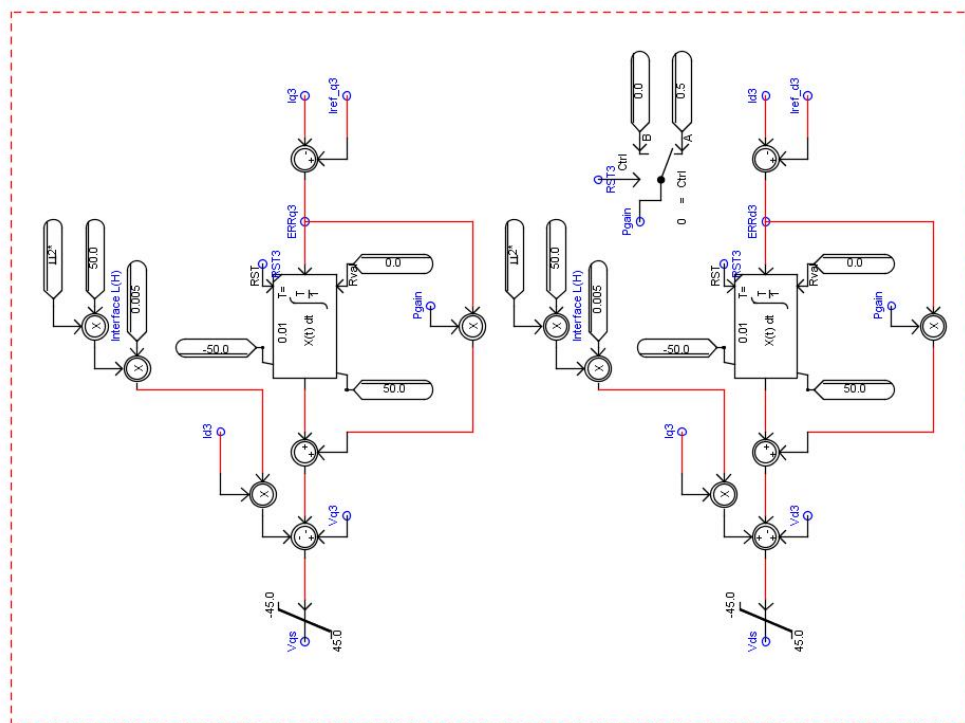


Figura 5.30 Schema di controllo del componente PV

Il modello è stato implementato in modo tale che il valore della P_{ord} può essere variato secondo due modalità: è possibile sia agire in tempo reale sul componente SLIDER P_{ord} presente nel RUNTIME impostando un valore qualsivoglia di potenza, sia far variare il valore della potenza che si vuole iniettare in funzione della temperatura e dell'irraggiamento.

La potenza elettrica di picco P_{STC} nelle condizioni standard, cioè a 25°C vale:

$$P_{STC} = \eta_{STC} G_{inc} A_{normale}$$

Dove G_{inc} è l'irraggiamento incidente misurato in W/m^2 e il suo valore è variabile tramite un componente slider durante il RUNTIME, η_{STC} è l'efficienza dei moduli e $A_{normale}$ è la superficie normale espressa in m^2 .

Volendo considerare tutti i vari rendimenti relativi ai singoli moduli fotovoltaici si ha la seguente formula:

$$P_m = \eta_{STC} \eta_{POL} \eta_{OPT} \eta_{SP} \eta_{LI} G_{inc} A_{normale}$$

Dove η_{POL} sono le perdite ottiche per polarizzazione, η_{OPT} sono le perdite ottiche per incidenza non normale, η_{SP} sono le perdite dovute agli effetti spettrali e η_{LI} è legato al basso irraggiamento. Si definisce con η_4 il prodotto tra i coefficienti η_{POL} , η_{OPT} , η_{SP} , e η_{LI} ; ESSO in generale ha un valore compreso tra 0,10 e 0,16, nel caso in esame è stato scelto il valore 0,14.

Per quanto riguarda l'effetto della temperatura, la potenza P_m dipende da essa secondo la seguente legge:

$$P(T) = P(25^\circ)[1 - \alpha \Delta T]$$

Dove $\Delta T = T - 25^\circ C$, mentre il coefficiente α è relativo alla riduzione di potenza per incremento unitario di temperatura. Si definisce η_{TEMP} il rapporto tra la potenza ad una generica temperatura T e la potenza a $25^\circ C$:

$$\eta_{TEMP} = \frac{P(T)}{P(25^\circ)} = 0,05 \cdot \Delta T$$

In generale le perdita di potenza per ogni grado centigrado è dello 0,5% se si considerano i moduli costituiti da Silicio monocristallino.

Da ciò ne deriva che l'espressione della potenza P diventa:

$$P_m = \eta_5 G_{inc} A_{normale}$$

Dove $\eta_5 = \eta_4 \eta_{TEMP}$

Considerando le perdite del sistema elettrico costituito dall'inverter, dalle perdite di linea e dal trasformatore pari a 0,85 si ottiene un rendimento complessivo dovuto all'effetto della temperatura e del sistema pari a 0,807.

5.1.6.2 Modello del CHP

Gli impianti cogenerativi vengono rappresentati mediante generatori sincroni il cui modello è presente nella libreria di RSCAD. Un esempio è mostrato nella figura sottostante:

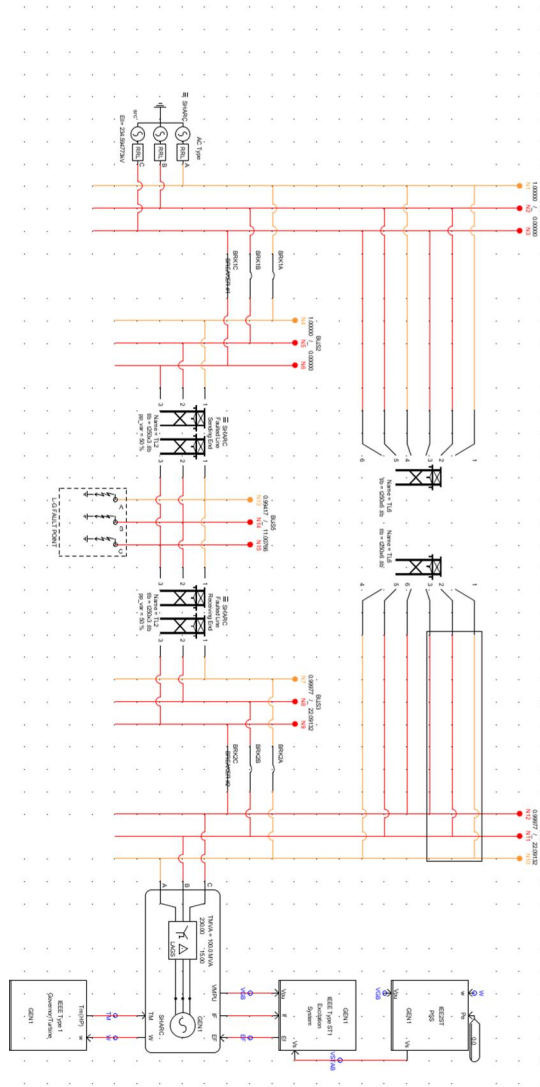


Figura 5.31 Modello del componente CHP in RSCAD

Questo modello rende possibile lo studio della stabilità del sistema che può risultare turbata proprio a causa delle dinamiche di tale generatore e dal suo controllo. Il modello della macchina sincrona può essere utilizzato come generatore, imponendo una coppia positiva, come motore, imponendo una coppia negativa o come condensatore sincrono, imponendo che non ci sia alcuna coppia. Il seguente modello include la possibilità di inserire un trasformatore di tipo Y- Δ tra la generazione e il punto di immissione della potenza in rete; esso necessita la specificazione di parametri alla sequenza zero. Nel caso delle reti studiate, questa opzione non è stata utilizzata, e i generatori sono stati connessi direttamente alla rete.

Il generatore sincrono rappresentato, necessita inoltre di altri due componenti detti Exciter e Governor/ Turbine. Il primo costituisce il sistema di eccitazione e i segnali in ingresso a tale componente sono “Vmpu”, cioè la tensione in per unità ai terminali del generatore, “Ef ” ossia il valore in per unità della tensione del campo di eccitazione e “If ” che è la corrente di eccitazione. È possibile inoltre aggiungere un modello di regolatore automatico di tensione (AVR) già implementato e presente nella libreria. Il secondo componente citato rappresenta la parte meccanica costituita dalla turbina; attraverso il segnale di ingresso Tm (coppia in per unità), il modello della turbina viene connesso a quello della macchina; il segnale “W” in uscita dal componente rappresenta la velocità meccanica della macchina.

Per quanto riguarda la simulazione, è necessario prima avviare il calcolo di load flow per calcolare e inizializzare le variabili elettriche e meccaniche del generatore come ad esempio la velocità, l’angolo del rotore e la coppia. Nel caso in cui non venga avviato il load flow, il generatore va incontro ad un lungo transitorio di avviamento che può portare la macchina a perdere il sincronismo.

5.1.6.3 Modello della generazione eolica

Per questo tipo di modello può essere utilizzato un semplice generatore ad induzione come nel modello dell’eolico pre-assemblato presente nella libreria di RSCAD con lo svantaggio che questo comporterà necessariamente una drastica semplificazione della rete in studio sia dal punto di vista del numero di nodi sia dal punto di vista del controllo degli altri componenti. Un’alternativa può essere quella di considerare un modello simile a quello utilizzato per la generazione fotovoltaica, impostando in ingresso i valori di potenza che si vogliono simulare. Nel caso in esame è stata utilizzata per semplicità quest’ultima soluzione.

5.1.7 Modello dei bus e dei nodi del sistema

I nodi delle reti vengono rappresentati tramite il seguente componente:



Figura 5.32 Modello del componente Bus del sistema in RSCAD

rtds_sharc_sld_BUSLABEL					
Parameters LOAD FLOW DATA					
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Vi	Variable name or Number for Initial Bus Voltage	1.0	pu		
Ai	Variable name or Number for Initial Bus Angle	0.0	deg		
Type	Bus Type	PQ BUS			
Vd	Voltage Result (from loadflow)	PQ BUS	pu		
Ad	Angle Result (from loadflow)	PV BUS	deg		
Dis1	Display bus type in icon?	SLACK			

Update Cancel Cancel All

Figura 5.33 Configurazione del componente Bus

Per ciascun nodo della rete vengono impostate la tensione nominale e la tipologia:

- Nodo di slack
- Nodo di tipo PQ
- Nodi di tipo PV

Nella modellizzazione della rete è importante considerare che ogni subsystem può implementare una rete contenente al massimo 66 nodi (monofasi). In entrambi i casi considerati, le reti presentano più di 66 nodi, quindi si è reso necessario simularle utilizzando più racks “in parallelo”. Poiché ad ogni rack corrisponde un subsystem si è suddivisa la rete in diversi subsystem, ognuno dei quali contenente una sottorete.

➤ *Suddivisione della rete rurale*

La rete rurale ad esempio è stata suddivisa come indicato secondo i riquadri rossi riportati nella figura sottostante.

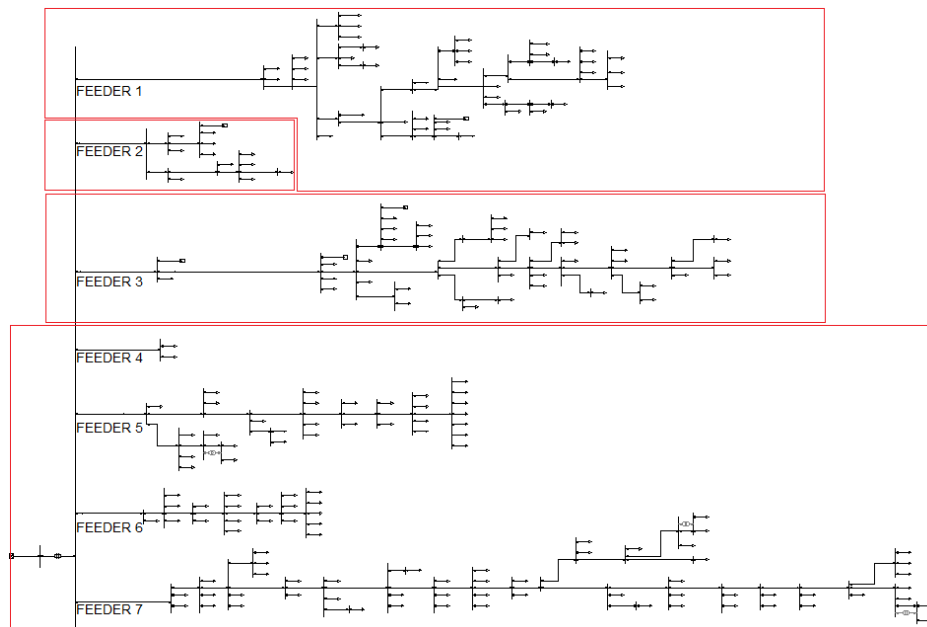


Figura 5.34 Suddivisione della rete rurale in quattro Subsystems

La rete di distribuzione rurale è stata suddivisa su 4 diversi Subsystems composti dalle seguenti sottoreti:

- Subsystem 1: rete a potenza infinita, cabina primaria , feeder 4, 5, 6, 7 e parte del feeder 1
- Subsystem 2: parte del feeder 1
- Subsystem 3: feeder 2
- Subsystem 4: feeder 3

➤ *Suddivisione della rete industriale*

La porzione di rete di distribuzione industriale che si è scelto di considerare, è stata invece suddivisa su 6 diversi subsystems composti dalle seguenti sottoreti:

- subsystem 1: parte del feeder 4
- subsystem 2: parte del feeder 4
- subsystem 3: rete a potenza infinita, cabina primaria, feeder 3
- subsystem 4: feeder 5
- subsystem 5: feeder 6
- subsystem 6: feeder 7

In figura è riportata la suddivisione della rete nei subsystems:

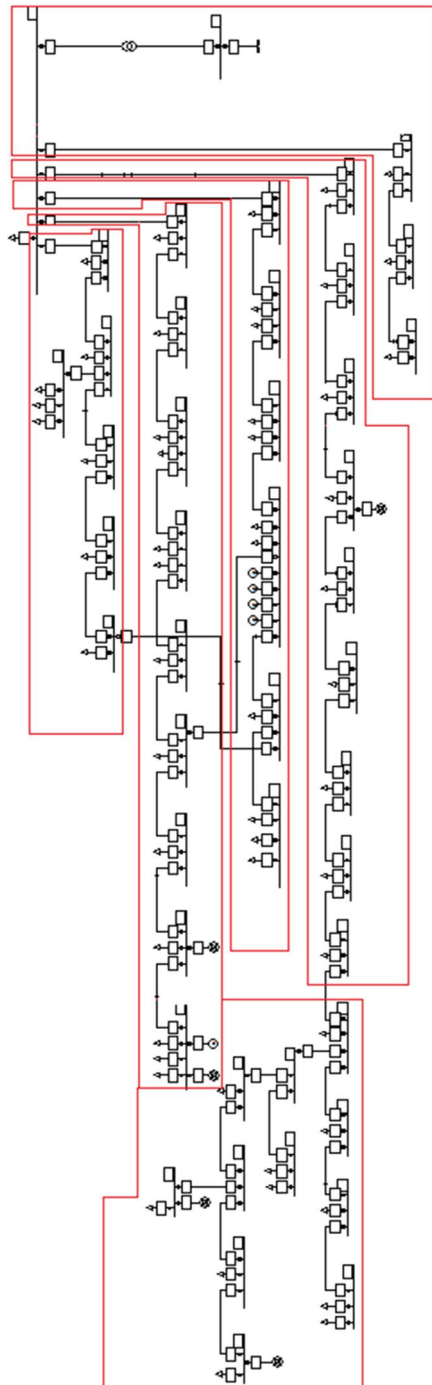


Figura 5.35: Suddivisione della rete industriale in sei Subsystems

5.2 Modalità di divisione del sistema su più racks

Una volta scelto come suddividere la rete in differenti subsystem a ciascuno dei quali corrisponde un differente rack, è necessario avere una comunicazione e uno scambio di dati tempo reale tra i differenti racks. A tale scopo, ogni rack possiede un canale di comunicazione che gli permette di comunicare con al massimo altri sei racks, per questo motivo, pur avendo a disposizione 8 racks, la rete può essere implementata su un massimo di sei. Come già spiecatò nel capitolo 3, il metodo risolutivo utilizzato da RTDS è basato sull'analisi nodale e sull'integrazione trapezoidale:

$$G * V = I$$

dove G è la matrice delle conduttanze della rete equivalente del sistema di potenza, V è il valore istantaneo delle tensioni ai nodi e I è il vettore delle correnti. La matrice G può assumere dimensione massima pari a $66*66$ che corrisponde al numero massimo di nodi (monofase) implementabile su ciascun rack.

Il passaggio tra diversi subsystem, può avvenire secondo diverse modalità:

- a) Utilizzo del componente T_Line
- b) Utilizzo del componente T_Line all'interno di un blocco VSC
- c) Utilizzo del componente Cable
- d) Utilizzo dei Trasformatori Xcross
- e) Metodo VI

5.2.1 Componente T_Line

Tramite questo componente è possibile connettere in maniera semplice i vari racks tra loro, basterà impostare i parametri longitudinali chilometrici, trasversali chilometrici e la lunghezza della linea.

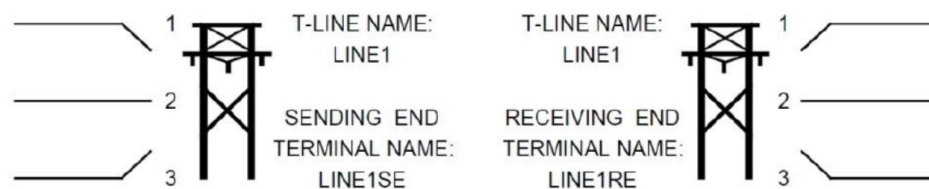


Figura 5.36 Modello del componente T_Line in RSCAD

Il circuito equivalente monofase del componente T_line è quello raffigurato sotto:

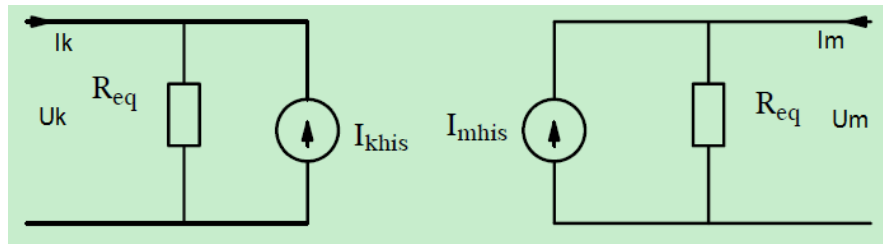


Figura 5.37 Modello del circuito equivalente del componente T_Line

Tuttavia, per poter utilizzare questo componente è necessario che il tempo di propagazione dell'onda migrante sia almeno pari al passo di calcolo del simulatore, in caso contrario, il software segnala un errore nella compilazione. Nel caso in esame ad un time-step pari a $50 \mu\text{s}$ corrisponde una linea elettrica pari a 15 km: poiché dai dati in possesso, si osserva che in entrambe le reti non sono presenti linee che raggiungono tale lunghezza, questa metodologia di connessione non può essere utilizzata. Il componente T_Line, costituisce dunque un'ottima soluzione per la messa in parallelo di più subsystems nel caso in cui le reti oggetto di studio siano costituite da linee abbastanza lunghe, caratteristica tipica delle linee in alta tensione.

5.2.1.1 Componente T_Line all'interno di un blocco VSC

Una soluzione al problema citato nel paragrafo precedente, potrebbe essere quella di utilizzare il componente T_Line all'interno di un blocco VSC.

Spesso il passo di calcolo del simulatore pari a $50 \mu\text{s}$, non è sufficientemente piccolo qualora si vogliano effettuare simulazioni in circuiti ad alta frequenza in modo abbastanza accurato, per questo in RSCAD esiste la possibilità di poter effettuare la simulazione con un passo di calcolo inferiore compreso tra $1,5$ e $2,5 \mu\text{s}$. Al fine di eseguire una simulazione "small time step", si utilizza il componente VSC, all'interno del quale si andranno ad assemblare i componenti che devono essere simulati con passo di calcolo all'incirca pari a $2 \mu\text{s}$. Nella figura sottostante è rappresentato il componente in DRAFT.

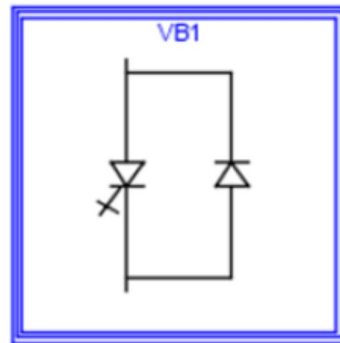


Figura 5.38 Modello del componente VSC per la simulazione Small Time Step in RSCAD

Ponendo all'interno del blocco VSC, il componente T_Line nel quale sono impostati i parametri della linea, si ottiene una simulazione con passo di calcolo pari a $50 \mu\text{s}$ per tutti i componenti della rete, mentre all'interno del blocco si avrà una simulazione con time-step circa pari a $2 \mu\text{s}$. Nella figura sottostante si osserva il modello in DRAFT:

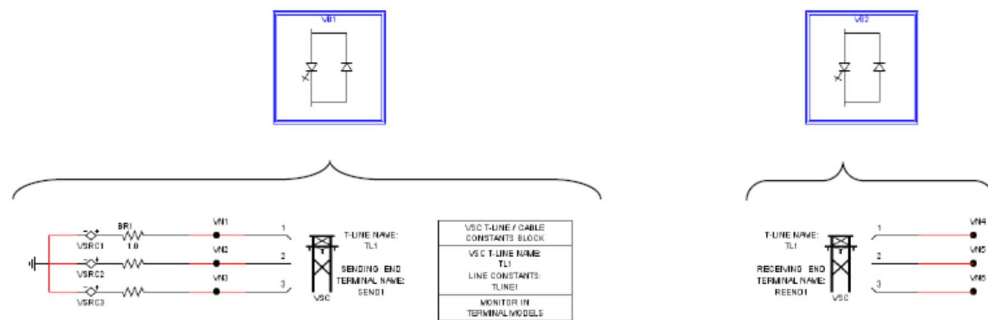


Figura 5.39 Modello circuitale del componente VSC per la simulazione Small Time Step in RSCAD

In questo modo si riesce ad ovviare il problema nell'utilizzo del componente T_Line legato alla lunghezza minima della linea. Affinché il software non segnali un errore sarà sufficiente una lunghezza minima della linea pari a 430-740 m. Questa condizione risulta sempre verificata in linee in alta tensione, ed è facilmente riscontrabile in linee di distribuzione. L'aspetto negativo inerente all'utilizzo di questa modalità è legato al numero di nodi (pari a 6) che il componente T_Line occupa: ciò implica un'ulteriore semplificazione della rete in termini di numero di nodi nella rappresentazione. Inoltre, esattamente come accade nel caso di connessione dei racks con passo di calcolo pari a 50 μ s, la comunicazione tra i segnali viene gestita dal GTWIF, ed è necessario utilizzare un cavo in fibra ottica per connettere i singoli GTWIF con i rispettivi racks. Nel caso di passo di calcolo pari a 2 μ s, si utilizza un cavo in fibra ottica che collega le schede contenenti i blocchi VSC, facendo attenzione al fatto che i componenti T_Line sono connessi tramite le porte GTCOM del processore GPC: ogni GPC possiede quattro porte per la connessione tramite fibre ottiche delle quali due sono GTCOM e due GTIO per la connessione Input/Output. Nella figura sottostante si osserva come sono allocate le porte all'interno del processore:

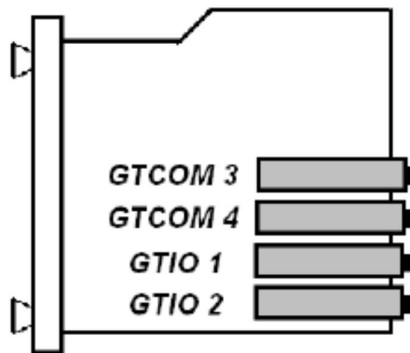


Figura 5.40 Allocazione delle porte all'interno del processore

Lo stesso cavo in fibra ottica può essere utilizzato per il passaggio dei segnali fino a un massimo di otto componenti T_Line. Nella figura sottostante si osservano alcuni esempi di connessione:

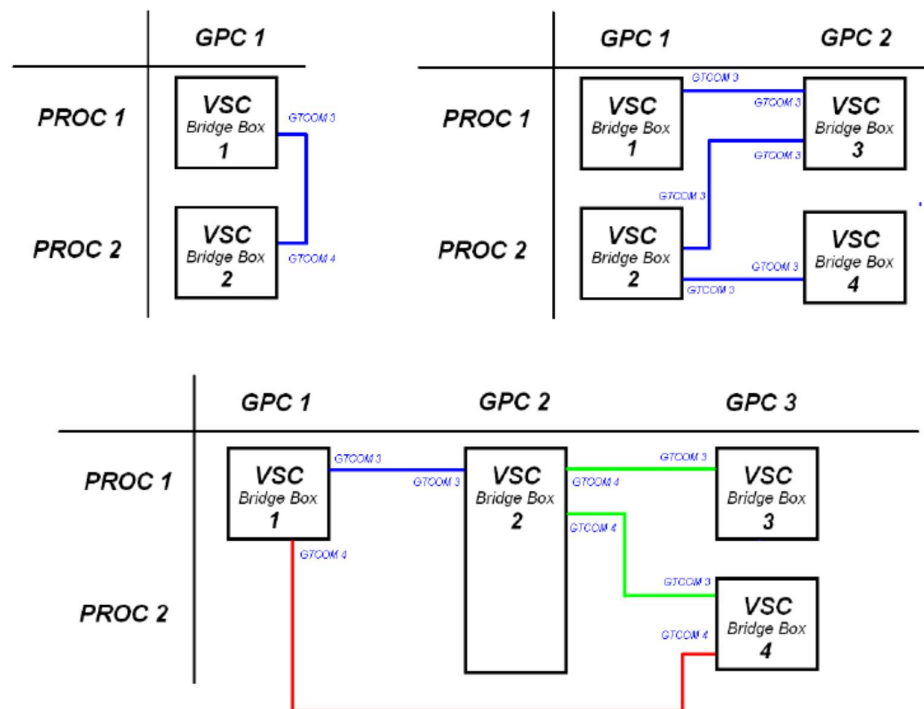


Figura 5.41 Esempi di connessione in fibra ottica

La generica linea che connette due blocchi VSC indica che essi contengono una o più componenti T_Line, in particolare ogni colore differente rappresenta lo stesso cavo in fibra ottica.

In DRAFT è necessario specificare all'interno del componente T_Line quale porta GTCOM si intende utilizzare, come indicato in figura:

rtls_vsc_ILTERM

SIGNAL NAMES FOR RUNTIME AND D/A		GTAO D/A CHANNEL ASSIGNMENTS	
ENABLE GTA0 D/A OUTPUT		GTA0 D/A CHANNEL ASSIGNMENTS	
ENABLE FACEPLATE D/A OUTPUT		FACEPLATE D/A CHANNEL ASSIGNMENTS	
VSC T-Line Terminal Parameters		ENABLE MONITORING IN RUNTIME AND CC	

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Name	Terminal Name:	SEND1			
Tram1	Transmission Line Name:	TL1			
ender	This End is specified as:	SENDING		0	1
numc	Required Number of Conductors:	3	1 to 6	1	6
prc1 2	If Bridge uses 2 proc. place on #:	1		1	2
com34	Communicate by fiber comm port #:	3	3 or 4	3	4

Figura 5.42 Indicazione della porta GTCOM che si vuole utilizzare

Una volta avvenuta la compilazione del DRAFT, viene generato un file .txt chiamato *DRAFFTFILENAME_comm_fiber_patching.txt* nel quale sono elencate tutte le connessioni in fibra ottica necessarie, come mostrato nella figura sottostante.

```

Optical fibers must be connected between
communication ports on the backs of
processor cards as follows:

      END No. 1                      END No. 2
      rack  card  port <----> rack  card  port

          7      1AB      3           7      1AB      4

```

Figura 5.43 *DRAFFTFILENAME_comm_fiber_patching.txt*

5.2.2 Componente Cable

Un altro metodo utilizzabile per la connessione tra diversi subsystems è quella tramite il componente Cable, che presenta i medesimi vantaggi e svantaggi del

componente T_Line. Nella figura sottostante è rappresentato il modello in DRAFT. A differenza del componente T_Line, l'onda elettrica si propaga con velocità pari a un terzo della velocità della luce, per cui basterà avere linee di lunghezza minima pari a 5 km. Anche in questo caso, esattamente come accade per il modello T_Line si presenta lo stesso svantaggio legato al numero di nodi che il componente occupa.

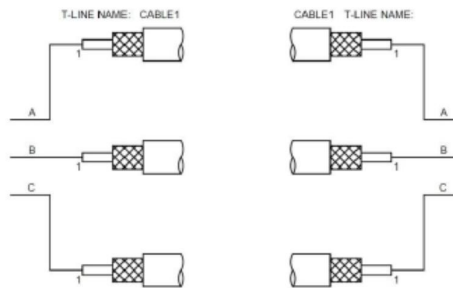


Figura 5.44 Modello del componente Cable in RSCAD

5.2.3 Componente XCross Transformer

Il terzo metodo utilizzato per la separazione dei racks utilizza il componente XCross Transformer, raffigurato nell'immagine sottostante

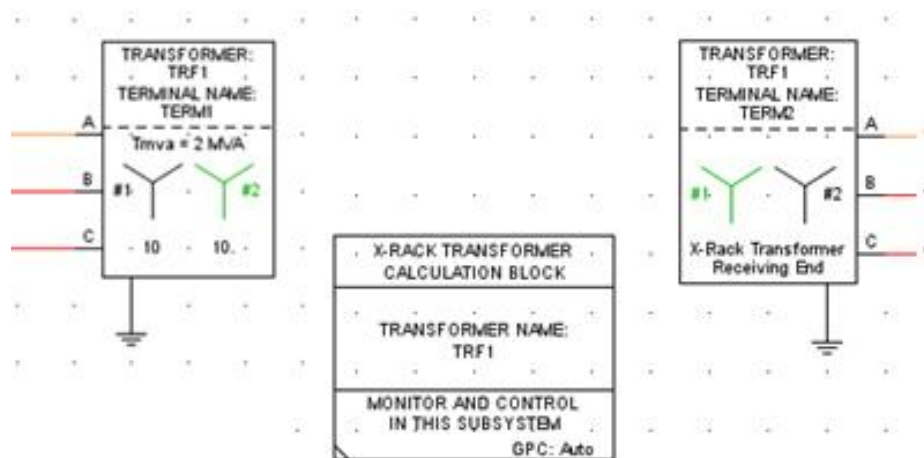


Figura 5.45 Modello del componente X Cross Transformer in RSCAD

Esso non è un vero e proprio trasformatore, infatti il suo circuito equivalente è uguale a quello di una linea di trasmissione senza perdite.

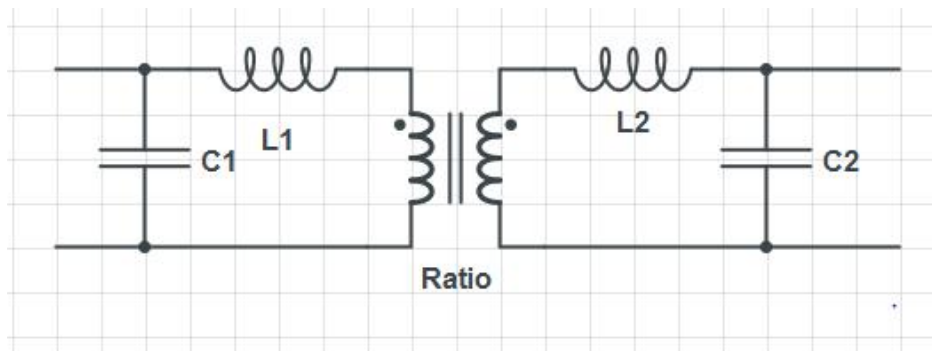


Figura 5.46 Modello del circuito equivalente del componente X CrossTransformer

Il modello del trasformatore permette di impostare solamente i parametri serie, cioè resistenza e induttanza: nel caso in cui la linea sostituita dal componente non presenti una lunghezza sufficiente (pari a 15 km con un passo di calcolo di 50 μ s) il simulatore introduce automaticamente all'interno del modello delle capacità trasversali tali da rallentare l'onda migrante in modo tale da evitare che il tempo di percorrenza sia inferiore al passo di calcolo. Il valore di tali capacità trasversali è ricavabile a seguito della compilazione dal .MAPfile.

Per il calcolo dei parametri del trasformatore, si sceglie una potenza apparente come potenza di riferimento in base alla quale verrà calcolata l'impedenza di base e i parametri in per unità.

$$A_{rif} \rightarrow Z_{base} = \frac{V_{rif}^2}{A_{rif}}$$

Da cui si ricavano le resistenza e induttanza del trasformatore in per unità:

$$\dot{X}_{trasformatore} = \frac{X_{linea}}{Z_{base}}$$

$$\dot{R}_{trasformatore} = \frac{R_{linea}}{Z_{base}}$$

Il rapporto di trasformazione viene impostato 1:1.

Per la separazione dei racks si è scelto di utilizzare il seguente metodo, in quanto non segnala un errore nella compilazione se le linee non sono sufficientemente lunghe e non occupa un numero di nodi eccessivo.

5.2.4 Current and voltage injection method (V&I)

Un ulteriore metodo per suddividere la rete elettriche in più sottosistemi è il metodo V&I. Esso è valido in principio per ogni tipologia di linea. Nella figura sottostante è riportato il modello di tale metodo implementato in RSCAD

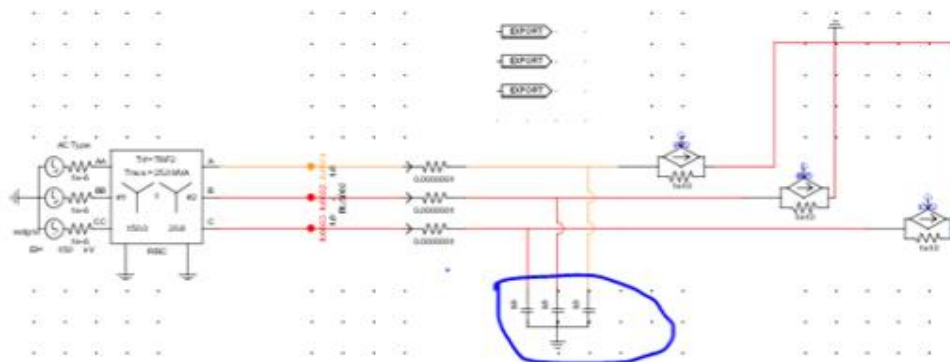


Figura 5.47 Modello del metodo V&I in RSCAD (Sottosistema 1)

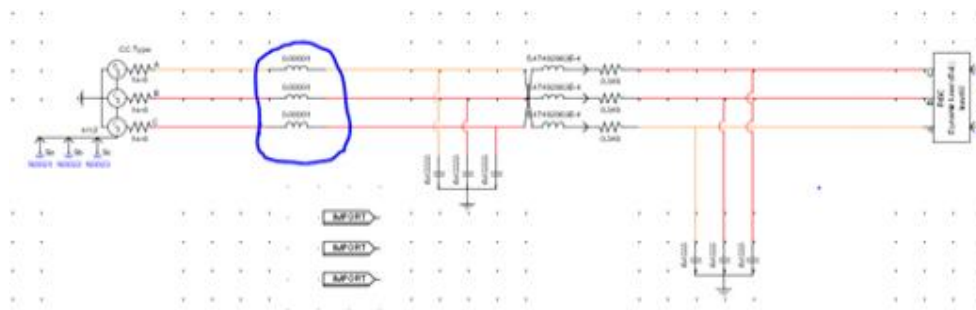


Figura 5.48 Modello del metodo V&I in RSCAD (Sottosistema 2)

Per dividere due o più sottosistemi, nel caso in esame Sottosistema 1 e Sottosistema 2, questo metodo si basa sulla misura di tre tensioni N001, N002, N003 nel nodo 1e di tre correnti IA, IB, IC che vengono inviate al Sottosistema di interesse. Più nel dettaglio, le tre tensioni misurate sul Bus nel Sottosistema 1 vengono esportate e iniettate nel Sottosistema 2 tramite una sorgente di tensione controllata proprio dalle tre tensioni N001, N002, N003, mentre le tre correnti misurate lungo la linea nel Sottosistema 2 vengono esportate e iniettate nel Sottosistema 1 tramite delle sorgenti di corrente controllate proprio dalle tre correnti IA, IB, IC. Questo metodo introduce nella simulazione 1 time-step di ritardo.

A fronte di alcune simulazioni si è reso necessario, al fine di ottenere risultati soddisfacenti per la simulazione, porre delle capacità derivate di valore elevato

nel sottosistema 1 e delle induttanze serie nel sottosistema 2 di valore piccolo (entrambe cerchiare in blu nelle figure 5.40 e 5.41) al fine di evitare che si creassero delle instabilità a livello di calcolo numerico e di assicurare un buon disaccoppiamento tra i due sottosistemi. In caso contrario, l'assenza di questi componenti fisici provoca un errore numerico nelle simulazioni rispetto al sistema originale, creando instabilità nel sistema proprio a causa della piccola impedenza nel punto di disaccoppiamento e del ritardo pari a $50 \mu\text{s}$ introdotto durante il processo di calcolo. Il metodo VI, rimane quindi sconsigliato in quanto risulta molto complesso trovare opportune impedenze che rendano il disaccoppiamento tra i due sistemi stabile. Esistono in letteratura studi atti all'eliminazione delle oscillazioni numeriche che si riscontrano nelle simulazioni dinamiche dei sistemi di potenza causati dal metodo risolutivo di intergrazione di tipo trapezoidale, si tratta di metodi numerici basati sul algoritmo di Gear.

5.2.5 Scelta della metodologia di suddivisione della rete elettrica

Non potendo utilizzare i componenti T_Line e Cable a causa della modesta lunghezza delle linee in esame ed essendo il Componente T_Line all'interno di un blocco VSC una soluzione valida ma troppo costosa, si è fatto un primo confronto tra il metodo X Cross Transformer e V&I al fine di valutare quale dei due creasse meno problemi a livello di simulazione in regime statico e dinamico e quale dei due fosse più accurato

Si è considerato il seguente sistema elettrico molto semplice e lo si è suddiviso in due differenti sottosistemi, utilizzando entrambi i metodi.

Misurando la corrente ne sistema originale e confrontandola con le correnti ottenute e misurate nello stesso punto nei Sottosistemi 2 di entrambi i metodi, ci si aspetta di ottenere lo stesso risultato.

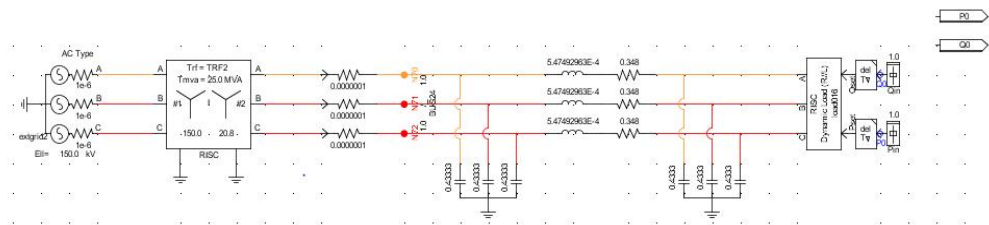


Figura 5.49 Sistema elettrico semplice per la scelta sul metodo di suddivisione

Effettuando alcune simulazioni in regime statico si sono ottenuti i seguenti risultati:

Nella figura sottostante è riportato il grafico delle correnti misurate:

- IA0 è la corrente misurata nel sistema originale di partenza
- IA1 è la corrente misurata nel Sottosistema 2 (Metodo X Cross Transformer)
- IA2 è la corrente misurata nel Sottosistema 2 (Metodo V&I)

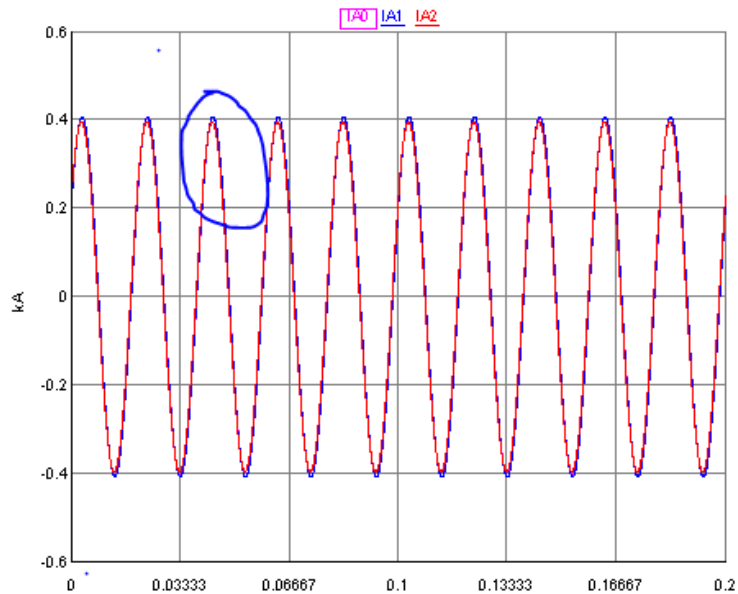


Figura 5.50 Confronto delle correnti elettriche misurate dopo la simulazione in regime statico

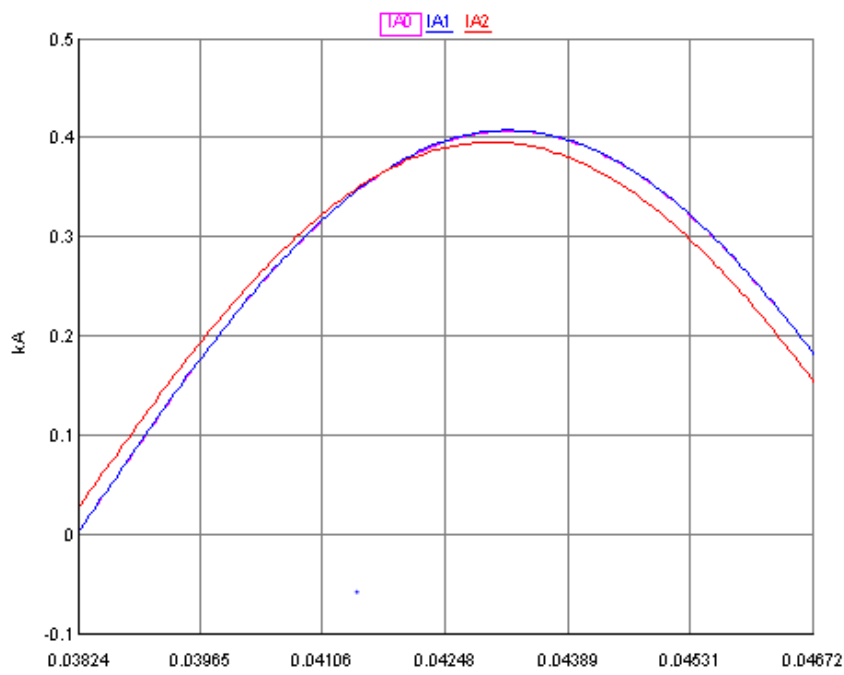


Figura 5.51 Ingrandimento delle Figura 5.43

Da un primo confronto in regime statico si evince che il metodo X Cross Transformer risulta essere molto più accurato rispetto al metodo VI.

Per quanto riguarda il regime dinamico, si è effettuata una simulazione provando a variare la potenza P richiesta dal carico del sistema in oggetto, fornendo un gradino di potenza pari al 2% in più.

I risultati ottenuti sono riportati nelle figure sottostanti:

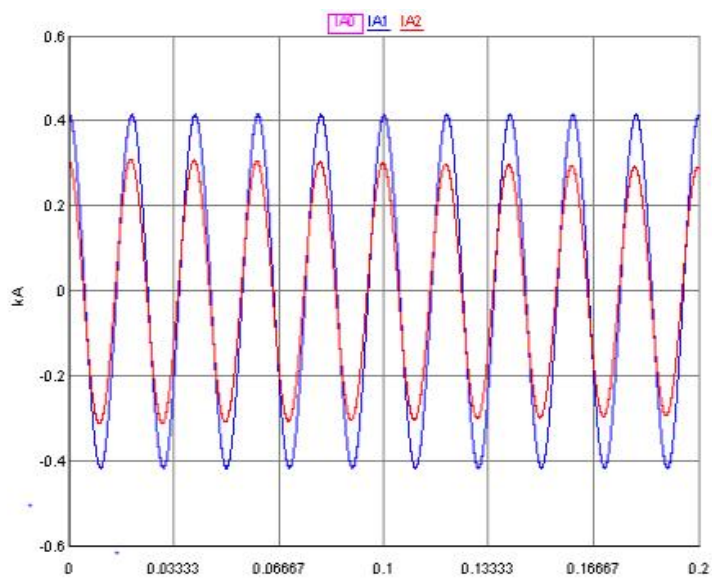


Figura 5.52 Confronto delle correnti elettriche misurate subito dopo la simulazione in regime dinamico

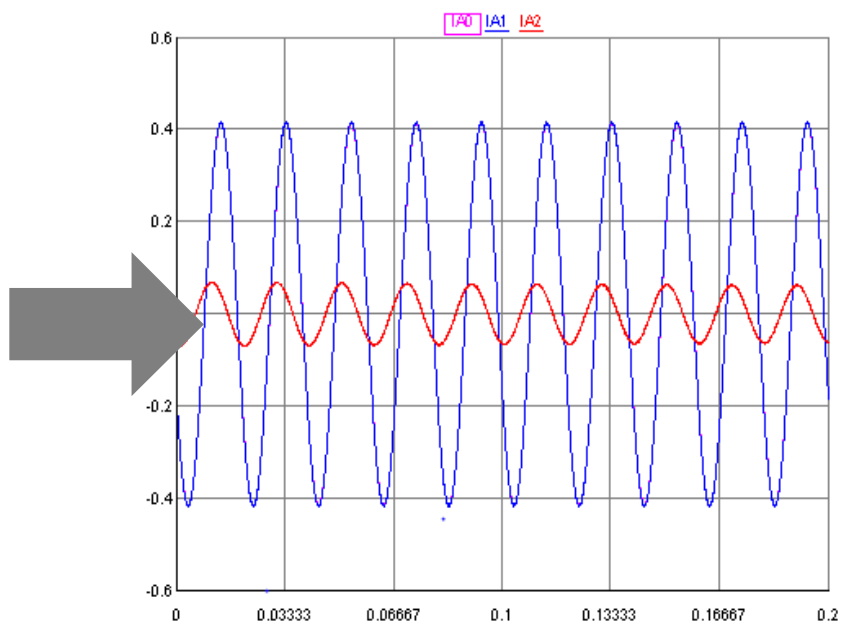


Figura 5.53 Confronto delle correnti elettriche misurate dopo la simulazione in regime dinamico dopo un intervallo di tempo pari a 2 secondi

Si osserva che la simulazione nel caso di regime dinamico non è andata a buon fine, quindi il metodo V&I non risulta essere adatto alle simulazioni di tipo dinamico in quanto è sede di troppi fenomeni instabili a livello di calcolo mentre risulterebbe essere adatto ma non sufficientemente accurato nel caso di regime statico. Per questo motivo la scelta del metodo di suddivisione del sistema in differenti Subsystem è caduta sul metodo X Cross Transformer

Di seguito è riportata una tabella riassuntiva sul confronto tra le diverse metodologie di suddivisione del sistema.

Solution component	Latency (μ s)	Length (km)	Additional C,L	Accuracy	Computation cost
Tline	≥ 50	≥ 15	--	√√√√	√√
Cable	≥ 50	≥ 5	--	√√√√	√√
sTline	1.4-2.5	≥ 0.43	--	√√√√	√√√√
Cross Tran	=50	--	C	√√	√√
V&I	=50	--	L,C	√	√

Figura 5.54 Tabella riassuntiva sul confronto tra le diverse metodologie

Legenda della tabella:

- √√√√: high
- √√: normal
- √: low

Per cui in definitiva ogni qual volta che il sistema elettrico di potenza deve essere suddiviso in più sottosistemi facenti capo ciascuno a rack diversi si può procedere secondo lo schema ad albero sottostante.

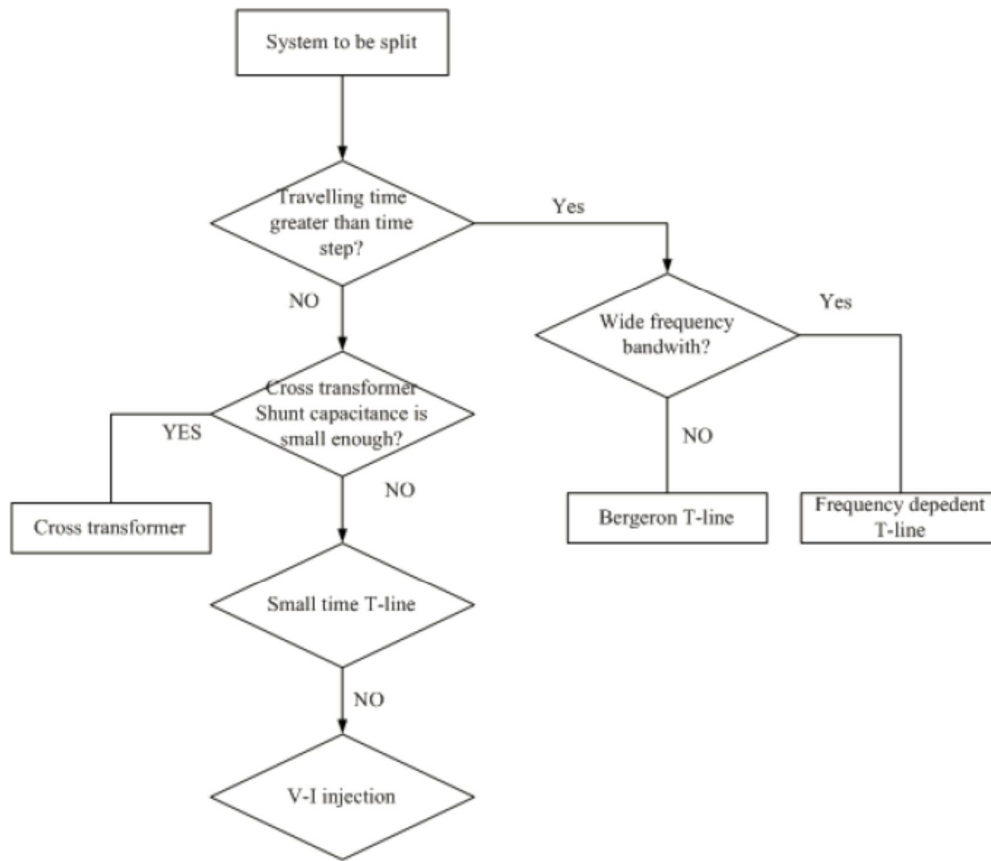


Figura 5.55 Schema ad albero riassuntivo

5.2.6 Validazione del metodo di separazione scelto

Prima di procedere con la modellistica delle reti considerate, si è considerata una generica linea della quale sono noti tutti i parametri e si è cercato di verificare se sia nel regime statico, sia nel regime transitorio l'utilizzo del componente XCross Transformer fosse adeguato. Si è preso in esame un sistema semplice costituito da un generatore di tensione a 10 kV che alimenta un carico tramite una linea modellizzata tramite il modello a Π e lo si è confrontato con un sistema separato in due diversi subsystems; il secondo sistema presenta una sorgente di tensione e un carico equivalenti a quelli del primo sistema, mentre la linea è stata sostituita dal componente XCross transformer che opera la separazione dei racks. In figura sono riportati i circuiti in DRAFT di entrambi i sistemi:

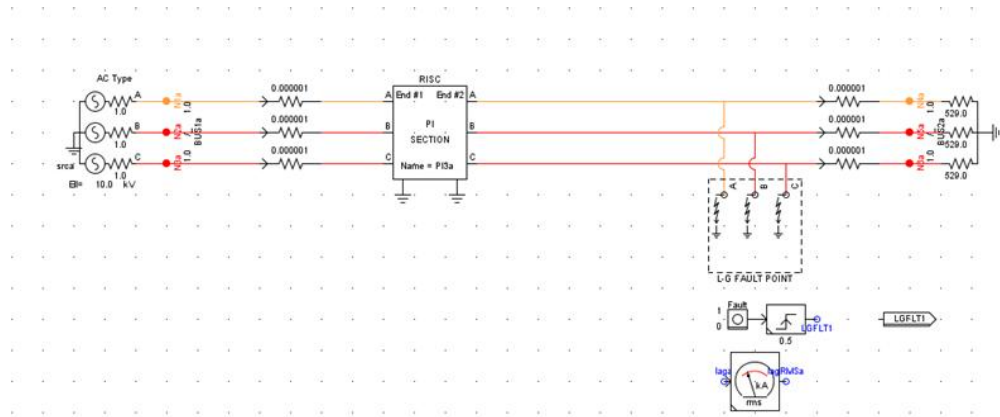


Figura 5.56 Modello di un sistema elettrico semplice di partenza

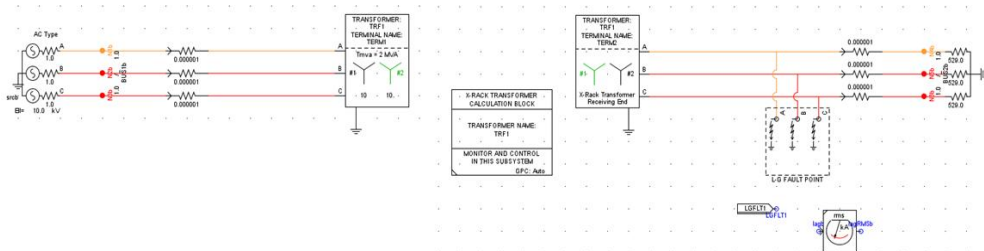


Figura 5.57 Modello del sistema elettrico semplice suddiviso in due sottosistemi tramite il metodo X Cross Transformer

La potenza di riferimento A_{rif} è scelta pari a 2 MVA, la tensione di riferimento della sorgente vale 10 Kv, mentre il carico è di tipo ohmico.

La linea modellizzata tramite il modello Π presenta i seguenti parametri:

- R pari a 0,296 Ω

- X_l pari a 0,084 Ω
- X_c pari a 0,022924 M Ω
- R_0 pari a 0,86 Ω
- X_{l0} pari a 0,564 Ω
- X_{c0} pari a 0,022942 M Ω
- L pari a 0,588 km

Dai calcoli si ottengono i parametri serie da inserire nel trasformatore:

$$A_{rif} \rightarrow Z_{base} = \frac{V_{rif}^2}{A_{rif}} = 50 \Omega$$

$$\dot{X}_{trasformatore} = \frac{X_{linea}}{Z_{base}} = 5,92 \cdot 10^{-3} p.u$$

$$\dot{R}_{trasformatore} = \frac{R_{linea}}{Z_{base}} = 1,68 \cdot 10^{-3} p.u$$

Eseguendo la compilazione del DRAFT, viene generato il.MAPfile nel quale si trova il valore della capacità che il trasformatore introduce automaticamente nel caso di linee troppo corte che presentano un'induttanza troppo piccola.

Nel caso in esame la capacità introdotta vale 18,7 μ F. Confrontando tramite la simulazione RUNTIME i valori delle tensioni e delle correnti misurate ai terminali in ingresso e uscita dei componenti linea e trasformatore, si vuole verificare che i valori efficaci delle correnti sulle tre fasi, così come i valori efficaci delle tensioni siano più o meno gli stessi in modulo; inoltre rimanendo invariate nel passaggio da un Subsystem all'altro sia la potenza attiva che quella reattiva anche la fase tra tensione e corrente rimane invariata.

Il confronto delle grandezze viene effettuato in riferimento alla fase 1:

- IAa1 è la corrente misurata in ingresso alla linea
- IAa è la corrente misurata in uscita dalla linea
- IAa2 è la corrente misurata in ingresso al trasformatore
- IAb è la corrente misurata in uscita dal trasformatore
- N1a è la tensione misurata ai terminali in ingresso della linea
- N4a è la tensione misurata ai terminali di uscita della linea
- N1b è la tensione misurata ai terminali in ingresso del trasformatore
- N4b è la tensione misurata ai terminali in uscita del trasformatore

5.2.6.1 Analisi in regime statico

Nella figura sottostante sono riportati i risultati ottenuti dalla simulazione:

- Confronto tra IAa1 e IAa2

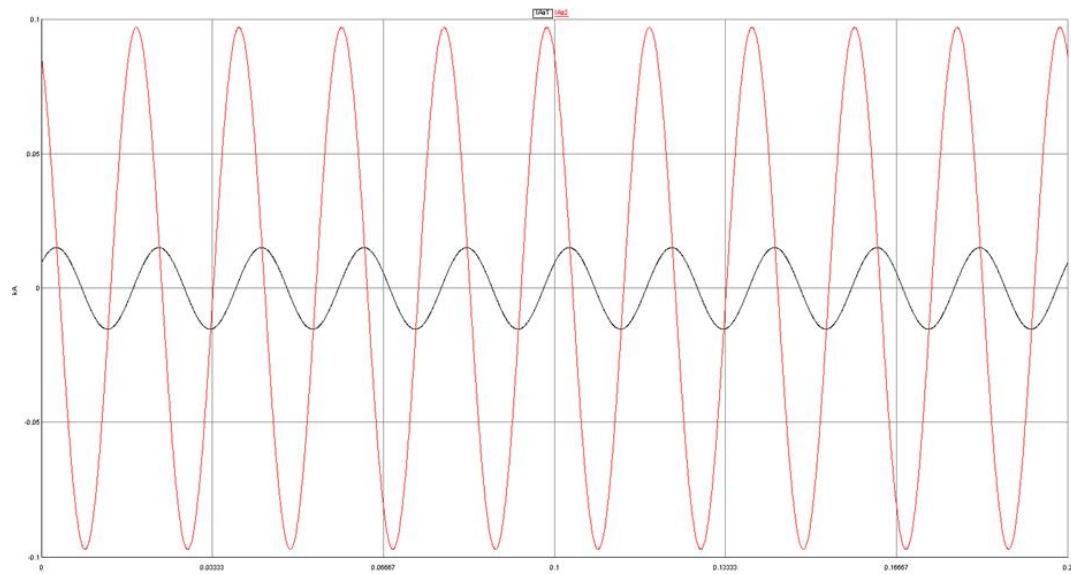


Figura 5.58 Confronto tra IAa1 e IAa2

Si osserva immediatamente che le correnti in ingresso ai due componenti linea e trasformatore sono diverse.

- Confronto tra IAa1 e IAa

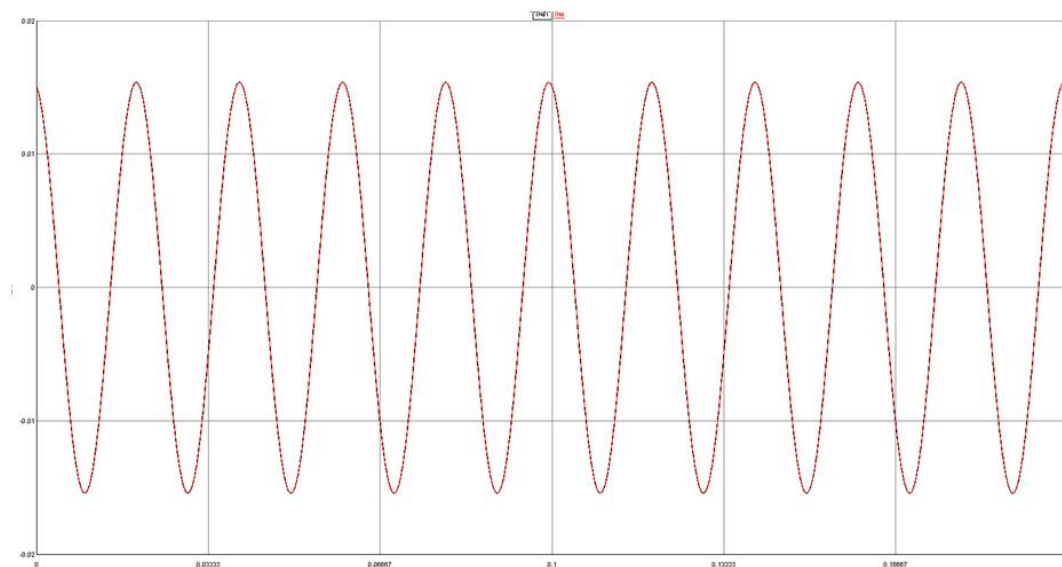


Figura 5.59 Confronto tra IAa1 e IAa

In questo caso le correnti in ingresso e uscita dalla linea sono le medesime

- Confronto tra IAa2 e IAb

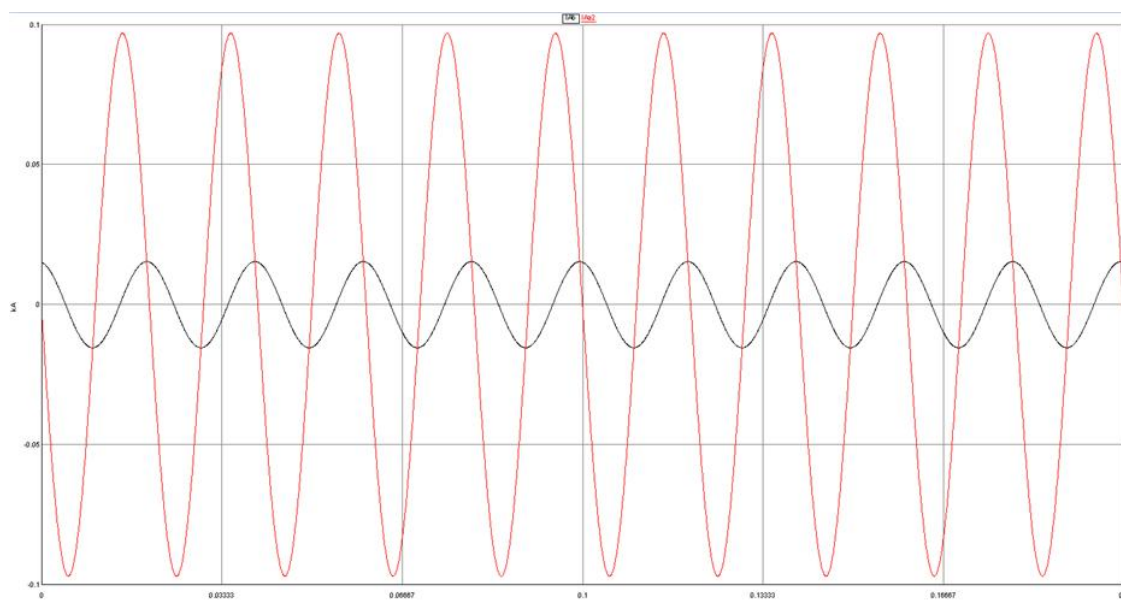


Figura 5.60 Confronto tra IAa2 e IAb

Si osserva che I_{Aa2} e I_{Ab} sono diverse in modulo e fase, quindi esiste un errore nel passaggio attraverso il trasformatore di disaccoppiamento tra i due subsystems. Tale errore è introdotto dal trasformatore ed è dovuto alle capacità trasversali che esso stesso introduce nel modello nel caso di linea di lunghezza non sufficiente, inoltre effettuando un controllo anche dal punto di vista delle potenze attive e reattive si osserva che la potenza reattiva non è la stessa in entrambi i casi. D'altra parte questo errore era prevedibile effettuando un confronto tra le capacità della linea e quelle trasversali variabili introdotte dal trasformatore.

Dal punto di vista circuitale il trasformatore presenta il seguente circuito equivalente a quello di un modello a Π di una linea a parametri concentrati.

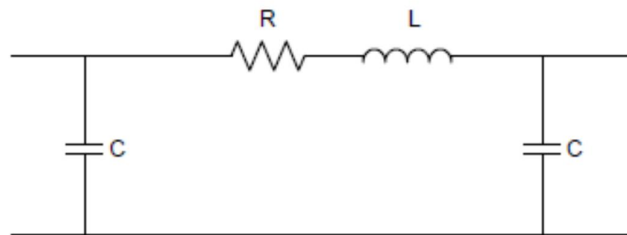


Figura 5.61 Circuito equivalente del componente X Cross Transformer in RSCAD

Le capacità trasversali sono variabili e il loro valore dipende dall'impedenza caratteristica della linea: per aumentare il tempo di percorrenza dell'onda migrante e avere un time-step pari a $50 \mu s$, la capacità trasversale introdotta è calcolabile mediante la seguente formula:

$$\frac{1}{\Delta t} = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Dove Δt è il time-step, mentre L è l'induttanza della linea.

Questo sistema di disaccoppiamento può essere posizionato in qualsiasi punto del sistema, a patto che l'induttanza serie abbia un valore significativo, ad esempio nei trasformatori. Tuttavia si osserva che le capacità introdotte hanno valori troppo elevati, se confrontate con i valori reali delle capacità delle linee verso terra, quindi si rende necessario ridurre il loro impatto. Ciò viene effettuato tramite reattori posti in parallelo alle capacità trasversali, come indicato in figura:

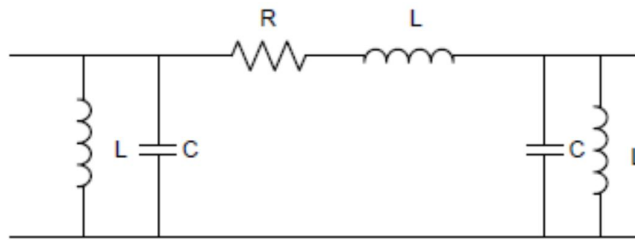


Figura 5.62 Circuito equivalente del componente X Cross Transformer in RSCAD con le induttanza in parallelo

Nel DRAFT si ottiene il seguente circuito equivalente:

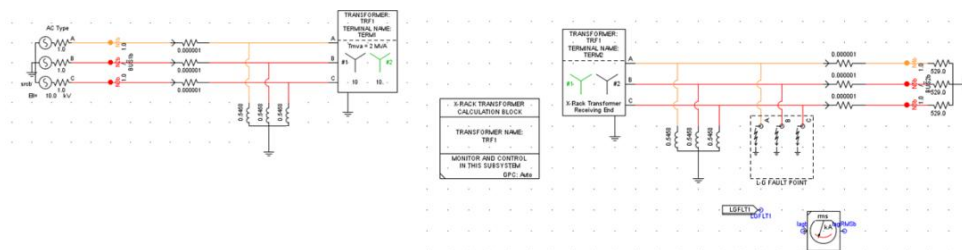


Figura 5.63 Modello del componente X Cross Transformer in RSCAD con le induttanza in parallelo

Nel caso si voglia effettuare una compensazione totale della capacità, si impone la condizione di risonanza in parallelo secondo la quale si ha un palleggio di potenza reattiva tra la capacità e l'induttanza. Un circuito LC parallelo risonante rappresenta un'impedenza infinita e quindi non viene assorbita alcuna corrente.

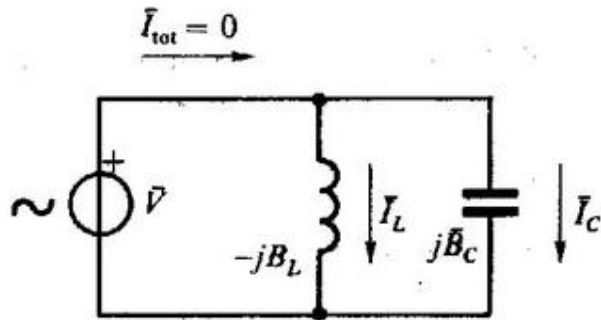


Figura 5.64 Circuito risonante LC parallelo

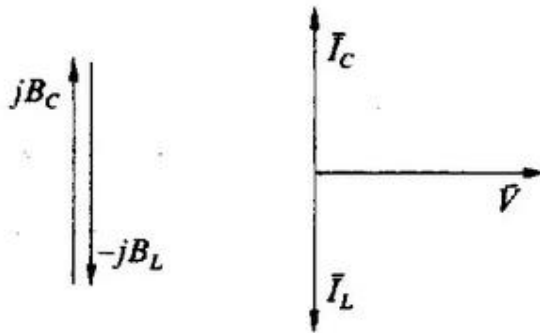


Figura 5.65 Rappresentazione vettoriale delle correnti del circuito risonante LC parallelo

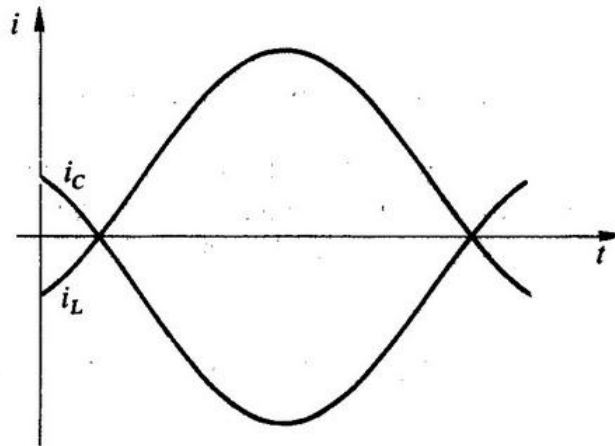


Figura 5.66 Rappresentazione sinusoidale delle correnti del circuito risonante LC parallelo

Dal punto di vista matematico si ha:

$$Q_c + Q_L = 0$$

Dove:

$$Q_c = Y_c \cdot V^2$$

$$Q_L = Y_L \cdot V^2$$

Da cui si ottiene che: $Y_c + Y_L = 0$

Quindi si ricava:

$$L = \frac{1}{\omega^2 \cdot C}$$

Nel caso di regime statico, volendo ottenere un sistema equivalente al modello a Π della linea che presenta delle capacità verso terra, si è scelto di effettuare una compensazione parziale delle capacità trasversali in modo da ottenere un modello equivalente a quello della linea, secondo la formula:

$$L = \frac{1}{\omega^2 \cdot (C - C_{linea})} = 0,5458 H$$

Nei grafici sottostanti sono riportati i risultati delle simulazioni nel regime statico nel caso di compensazione parziale:

- Confronto tra IAa1 e IAa2

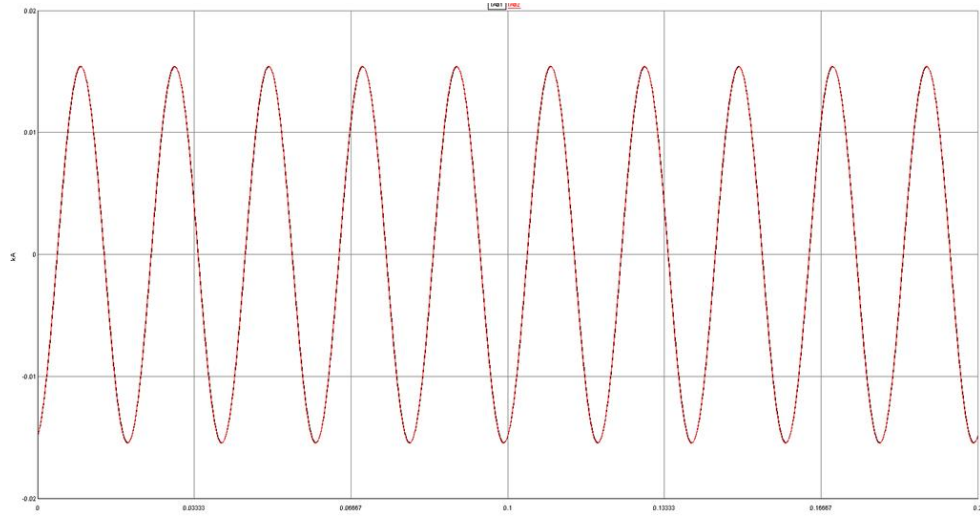


Figura 5.67 Confronto tra IAa1 e IAa2

- Confronto tra IAa1 e IAa

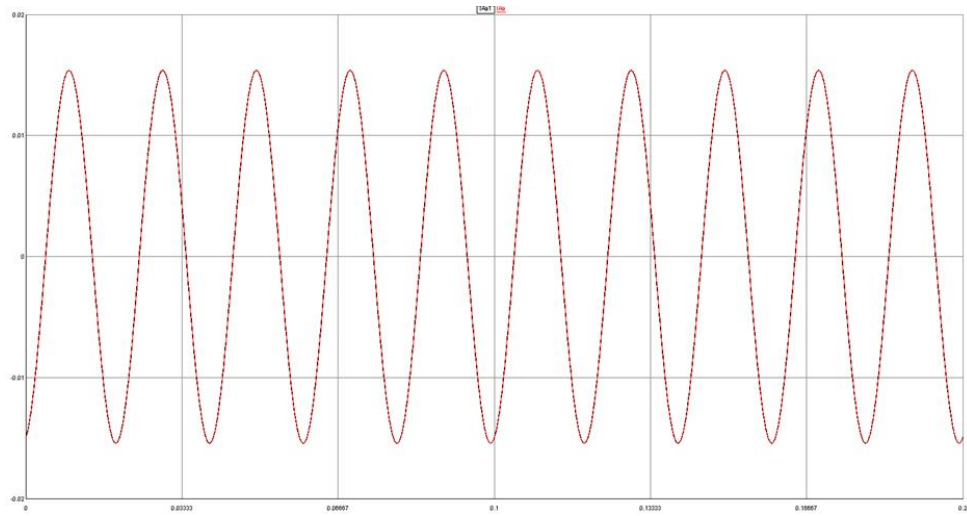


Figura 5. 68 Confronto tra IAa1 e IAa

- Confronto tra IAa2 e IAb

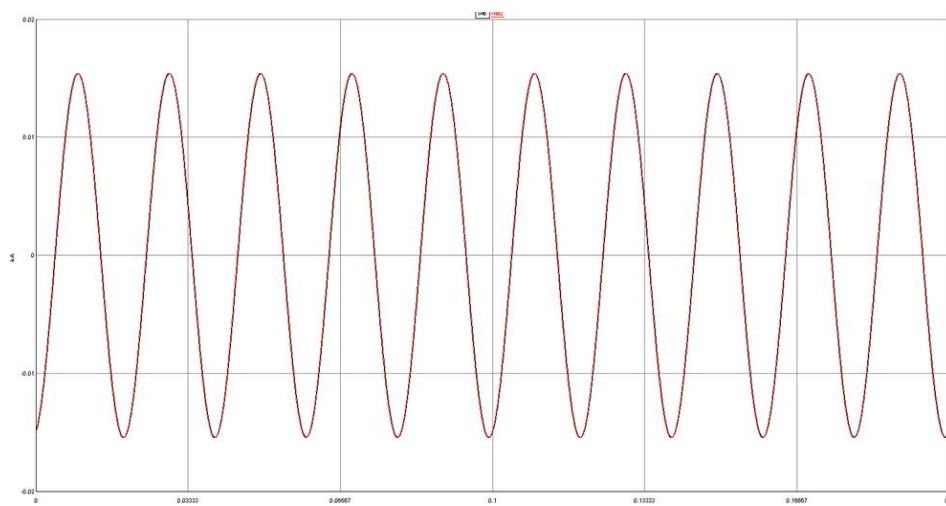


Figura 5.69 Confronto tra IAa2 e IAb

- Confronto tra IAa e IAb

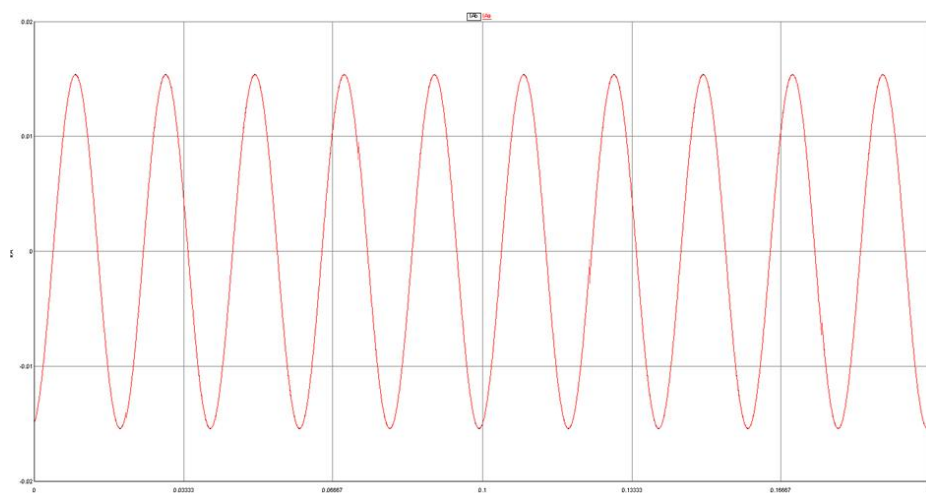


Figura 5.70 Confronto tra IAa e IAb

Si osserva che dal punto di vista delle correnti, la compensazione effettuata va bene.

Si procede quindi verificando cosa accade alle tensioni:

- Confronto tra N1a e N1b

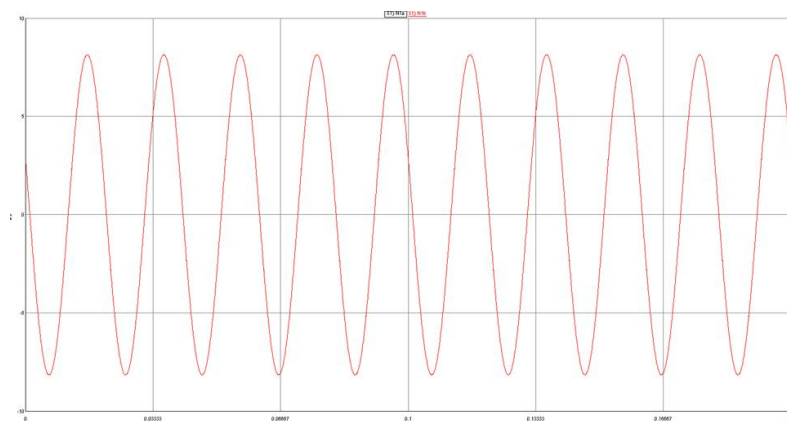


Figura 5.71 Confronto tra N1a e N1b

- Confronto tra N1a e N4a

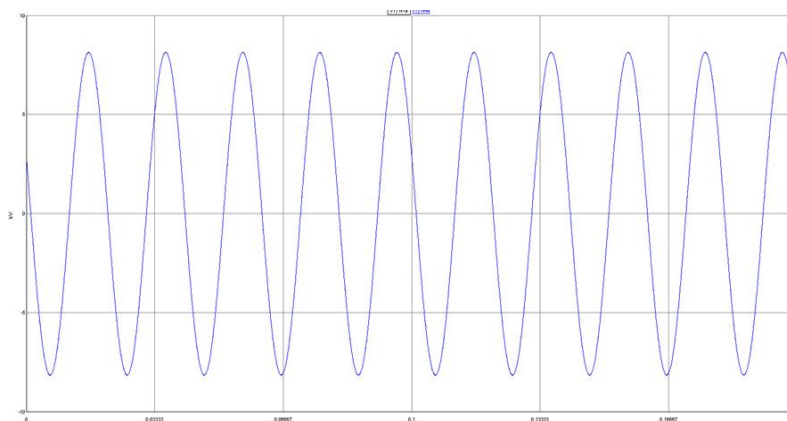


Figura 5.72 Confronto tra N1a e N4a

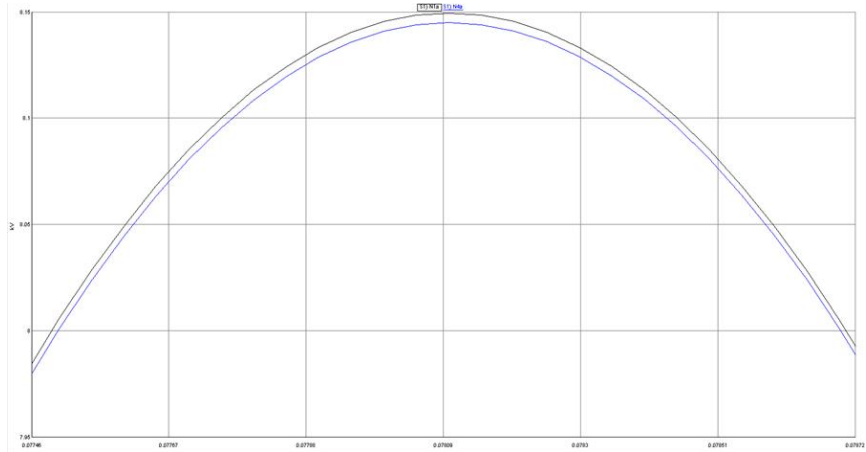


Figura 5.73 Ingrandimento della figura 5.61

- Confronto tra N1b e N4b

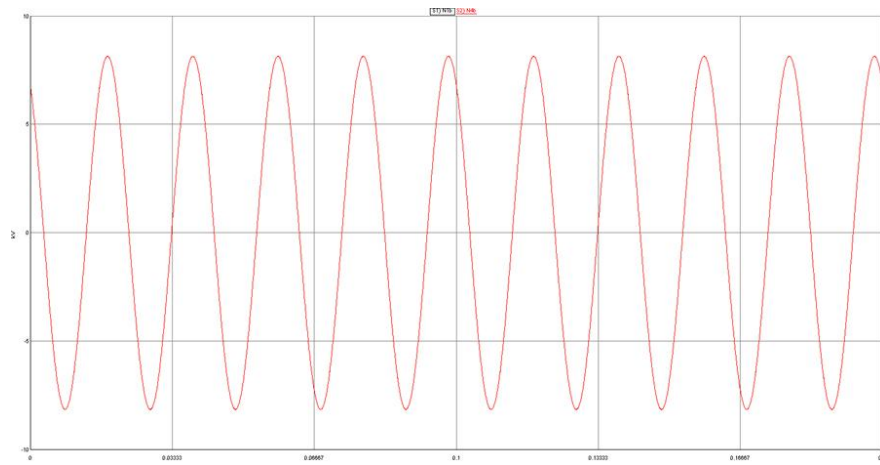


Figura 5.74 Confronto tra N1b e N4b

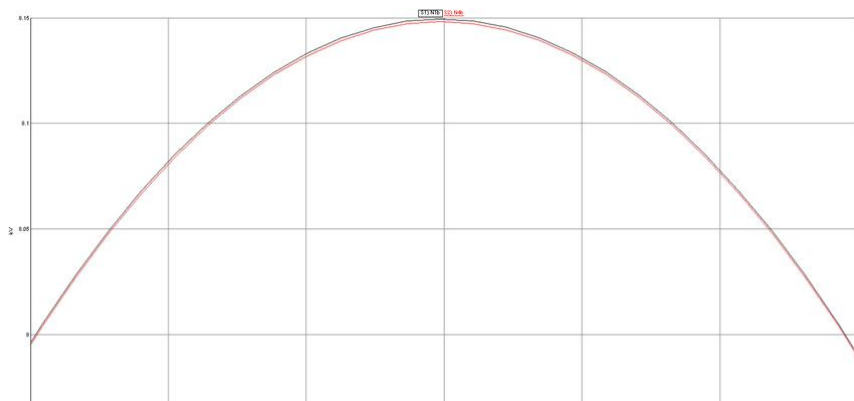


Figura 5.75 Ingrandimento della figura 5.74

- Confronto tra N4a e N4b

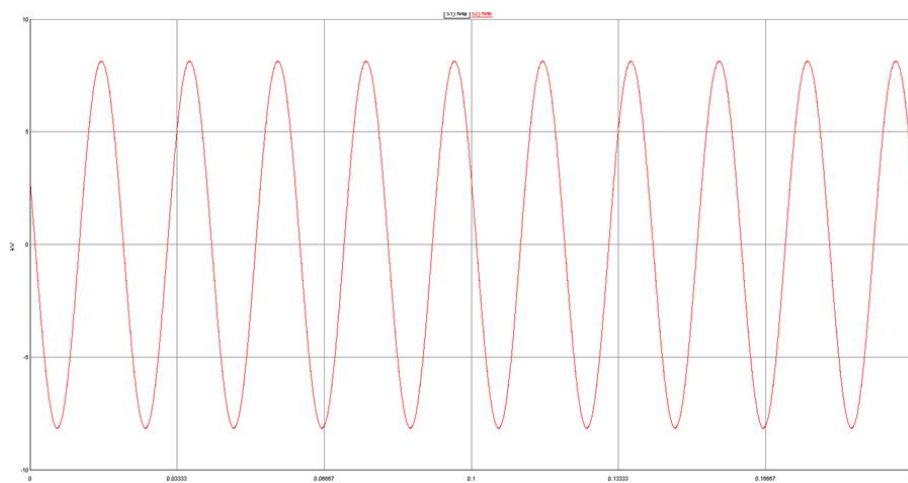


Figura 5.76 Confronto tra N4a e N4b

La compensazione effettuata risulta adeguata anche dal punto di vista delle tensioni che al più si discostano di qualche Volt. Ne consegue sia i valori efficaci delle correnti sulle tre fasi sia i valori efficaci delle tensioni, nel terminale di partenza e in quello di arrivo sono gli stessi, inoltre la potenza attiva e la potenza reattiva rimangono invariate nel passaggio da un Subsystem all'altro, quindi anche la fase tra tensione e corrente rimane la stessa.

5.2.6.2 Analisi in regime dinamico

Per quanto riguarda lo studio in regime dinamico, si è confrontato il comportamento dei due sistemi a fronte di un guasto a monte del carico. Essendo il guasto un fenomeno transitorio veloce, la presenza di queste capacità e induttanze elevate modifica le forme d'onda e i valori in modulo rendendo il risultato ottenuto non attendibile.

Il modello in base a cui confrontare i risultati delle simulazioni è sempre il medesimo riportato in figura 5.56. Si considera il caso di un corto circuito monofase a monte del carico con resistenza di guasto pari a 1Ω ; il risultato ottenuto dalle simulazioni è il seguente.

- Corrente di guasto monofase a terra

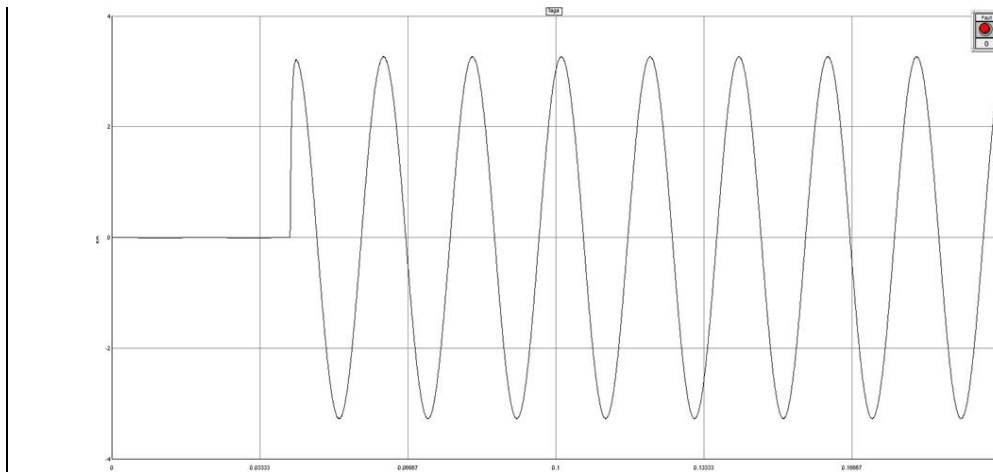


Figura 5.77 Corrente di guasto monofase a terra (sistema di partenza)

- Corrente di guasto monofase a terra RMS

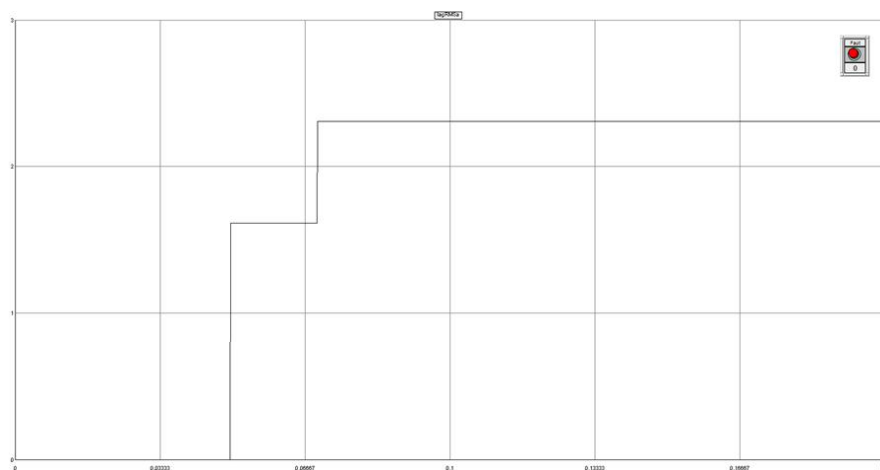


Figura 5.78 Corrente di guasto monofase a terra in RMS (sistema di partenza)

Volendo verificare l'equivalenza dei due sistemi che presentano componenti diversi, si confronta quanto ottenuto sopra con il caso di medesimo guasto, nel medesimo istante a valle del trasformatore disaccoppiatore:

- Corrente di guasto monofase a terra

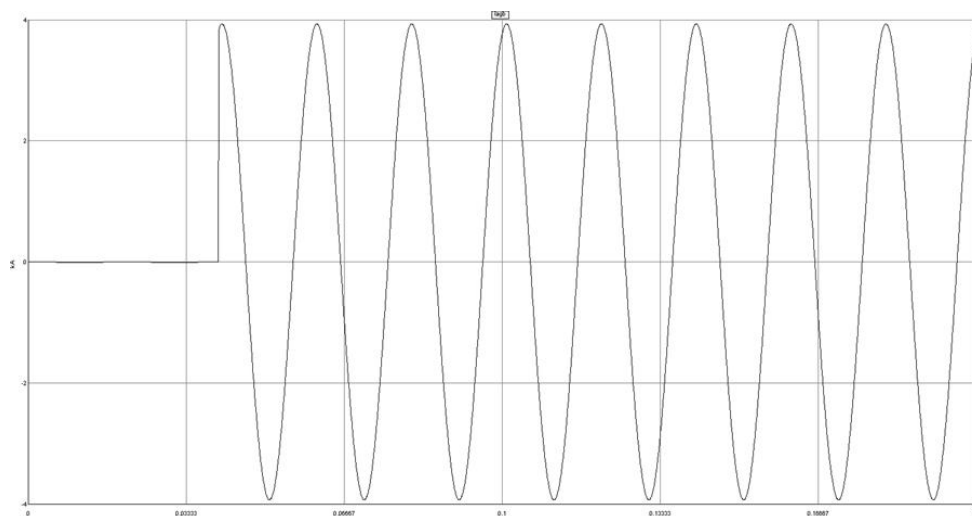


Figura 5.79 Corrente di guasto monofase a terra (sistema suddiviso)

- Corrente di guasto monofase a terra in RMS

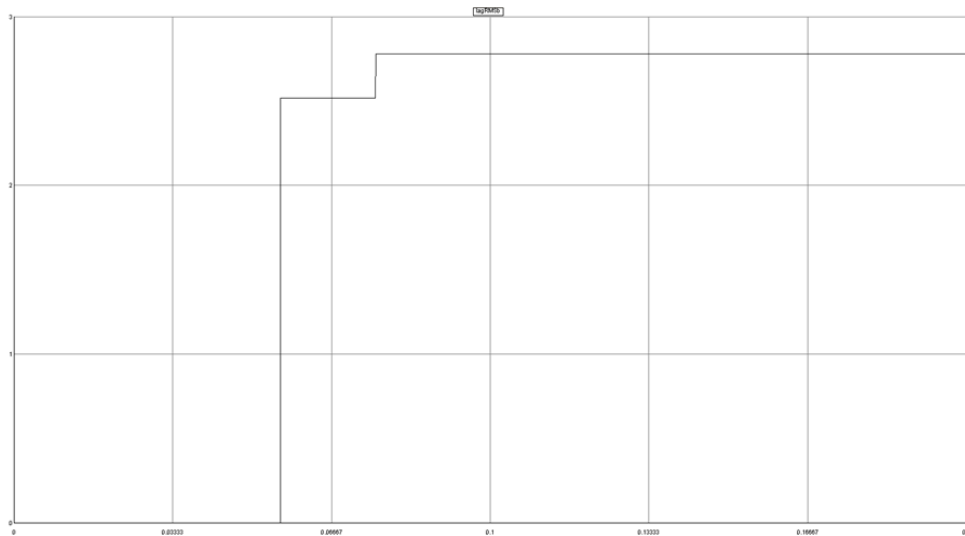


Figura 5.80 Corrente di guasto monofase a terra in RMS (sistema suddiviso)

Si osserva che la corrente di guasto risulta essere maggiore nel caso in cui è presente il trasformatore disaccoppiatore, rispetto al caso semplice di base in cui è presente solamente la linea. Ciò è dovuto al fatto che nell'istante in cui avviene il guasto, le capacità trasversali del trasformatore si trovano ad un certo livello di carica, per cui l'energia elettrica immagazzinata al loro interno, contribuisce al valore della corrente di corto circuito scaricandosi sulla resistenza di guasto a terra. Questa criticità non rende possibile la simulazione dei guasti in ogni punto della rete in oggetto, infatti nelle vicinanze del componente XCross Transformer, la corrente di corto circuito presenta valori non corrispondenti a quelli reali. Ci si aspetta che, simulando il guasto lontano dal componente, ad esempio a fondo linea, l'errore nel calcolo della corrente di corto circuito diminuisca.

Trattandosi di una risonanza parallelo di tipo LC, ci si aspetta che ponendo in parallelo ai due reattori una resistenza, ad esempio la resistenza di guasto a fronte di un corto circuito, l'errore sia inferiore. In questo caso il circuito risonante si presenta come in figura sottostante

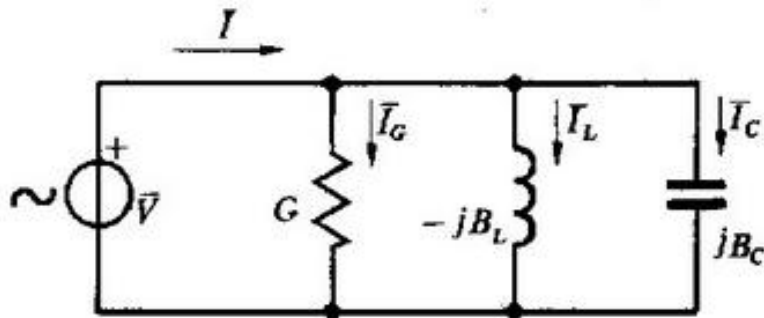


Figura 5.81 Circuito risonante GLC parallelo

L'ammettenza Y vista ai capi del generatore vale:

$$Y = \frac{1}{R} + \frac{1}{X_L} + \frac{1}{X_C} = \frac{1}{R} - \frac{1}{j\omega L} + j\omega C$$

Mentre la tensione ai capi del bipolo vale:

$$V = \frac{\bar{I}}{\bar{Y}} = \frac{\bar{I}}{\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L} + j\omega C} = \frac{\bar{I}}{\frac{1}{R} + j\left(-\frac{1}{\omega L} + \omega C\right)}$$

La condizione di risonanza del circuito si ottiene quando la tensione V e la corrente I sono in fase tra loro; ciò accade quando la parte immaginaria dell'ammettenza è nulla.

$$-\frac{1}{\omega L} + \omega C = 0$$

Nella figura sottostante è tracciato il grafico del modulo dell'ammettenza del circuito passivo RLC parallelo:

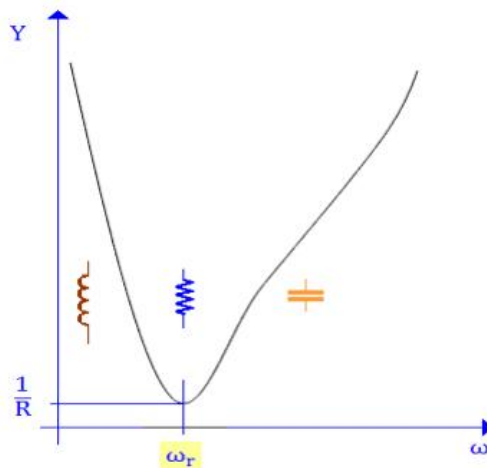


Figura 5.82 Modulo dell'ammettenza del circuito passivo RLC parallelo in funzione di ω

Si osserva che in condizioni di risonanza nel caso in cui la resistenza parallelo R sia nulla, ad esempio nella condizione di corto circuito franco, la tensione ai capi del bipolo tende a zero, mentre la corrente tende a valori infiniti. Considerando invece una resistenza in parallelo di valore finito (condizione di guasto a terra tramite impedenza), la tensione ai capi del bipolo risulta avere il suo valore massimo in corrispondenza della pulsazione di risonanza e la corrente ha un valore finito inferiore al caso precedente. Da ciò si conclude qualora si voglia simulare a valle del componente XCross Transformer un guasto, tanto più è elevata l'impedenza di corto circuito a terra, tanto minore risulta essere il contributo errato fornito dal componente alla corrente di guasto.

Di seguito è riportato un caso di prova con diverse resistenze di guasto. Si considera il seguente sistema:

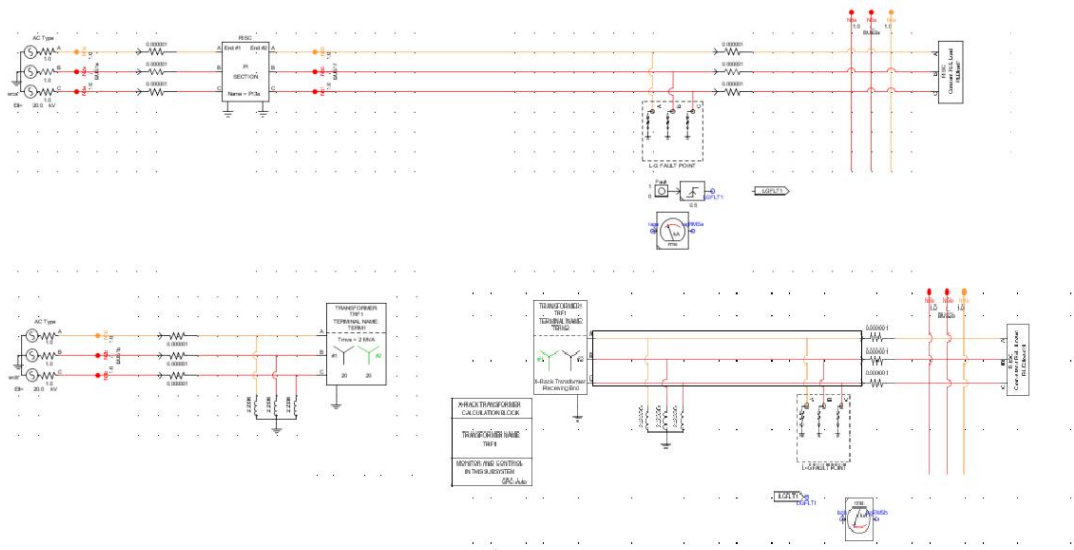


Figura 5.83 Caso di prova di corto circuito a valle del componente X Cross Transformer

Si considera un guasto monofase a terra a valle del componente X Cross Transformer e si confrontano le correnti di guasto ottenute nel sistema di partenza Iag_a (curva nera) e nel caso del sistema suddiviso in due sottosistemi Iag_b (curva rossa)

- Nel caso di corto circuito monofase con resistenza di guasto pari a 0,1 Ω si ottiene il seguente risultato:

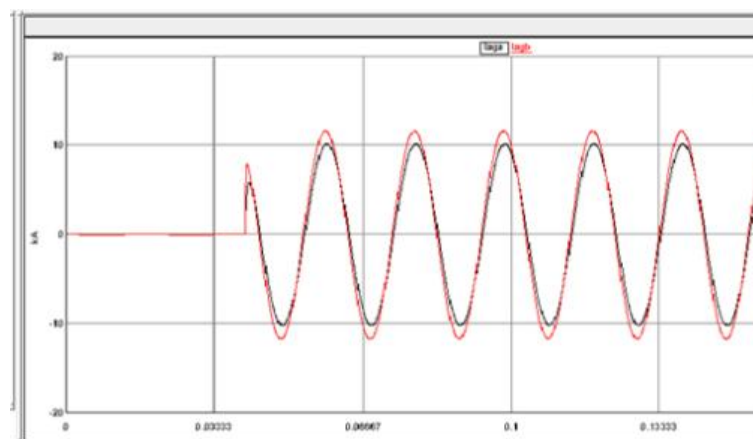


Figura 5.84 Confronto tra le correnti di guasto monofase a terra I_{agA} e I_{agB} con R di guasto pari a 0.1Ω

- Considerando una resistenza di guasto pari a 1Ω , ossia dieci volte maggiore rispetto al caso precedente, si ottiene il seguente risultato:

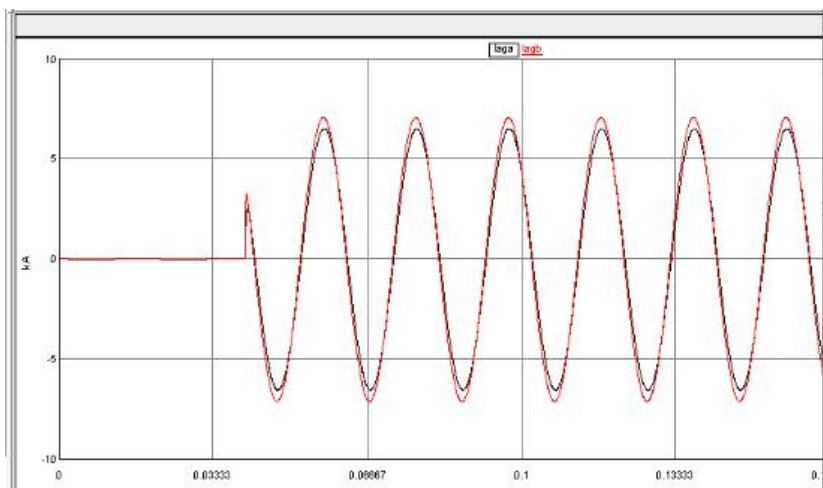


Figura 5.85 Confronto tra le correnti di guasto monofase a terra I_{agA} e I_{agB} con R di guasto pari a 1Ω

Dal confronto delle due simulazioni, si osserva facilmente che l'errore è ridotto.

In seguito è riportato un terzo grafico che confronta il caso di corto circuito con impedenza di guasto pari a 1Ω nel caso di guasto a valle della linea e impedenza di guasto leggermente maggiore pari a $1,08 \Omega$ a valle del trasformatore:

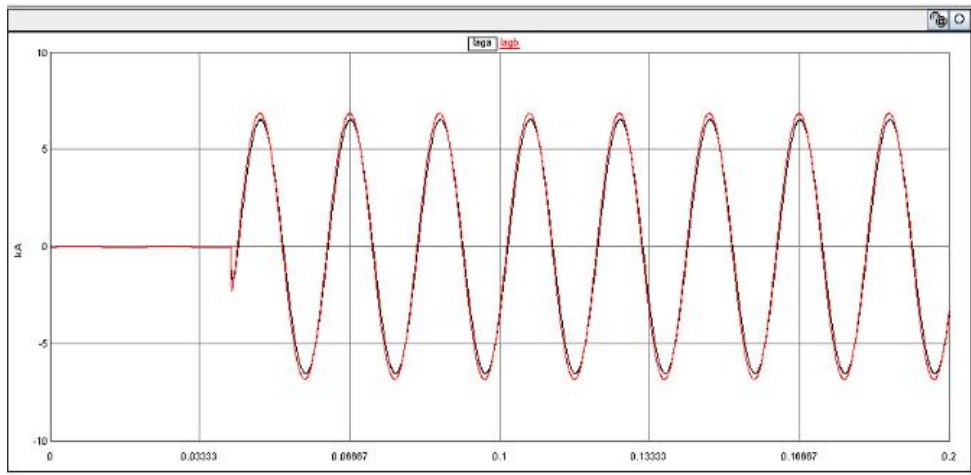


Figura 5.86 Confronto tra le correnti di guasto monofase a terra I_{aga} e I_{agb} nel caso di corto circuito a valle della linea

Si osserva come in quest'ultimo caso, l'errore introdotto dal componente risulti essere minimo: ciò è dovuto al fatto che tanto maggiore è la resistenza in parallelo del circuito risonante, tanto più bassa sarà la corrente circolante in esso, tanto inferiore risulterà essere suo il contributo alla corrente di guasto.

A valle di queste considerazioni, si conclude che la simulazione dei guasti garantirà risultati corretti solo nel caso in cui il cortocircuito venga simulato lontano dal componente che introduce la criticità oppure, ponendo una resistenza di guasto maggiore a quella che si avrebbe nella realtà in modo tale da ridurre l'errore.

È importante osservare che il medesimo problema riscontrato con il componente XCross Transformer nella simulazione dei guasti, viene riscontrato anche nell'utilizzo del componente T_Line proposto dai costruttori del software per la separazione dei sottosistemi nelle reti. Il motivo di ciò è legato alla modellizzazione della linea in media tensione: il componente T_Line, presentando un circuito equivalente differente rispetto al componente Π necessariamente utilizzato per le linee corte in media tensione, risponderà in modo differente nel caso di guasto a valle di esso.

Di seguito viene riportato un esempio esplicativo.

Si considera un caso di linea in alta tensione di lunghezza pari 50 km e si effettua un confronto sia in regime statico, che in regime dinamico tra il caso di modellizzazione con il componente T_Line, appositamente creato per questo tipo di linee e il componente Pi.

Nella figura sottostante è rappresentato il caso in studio:

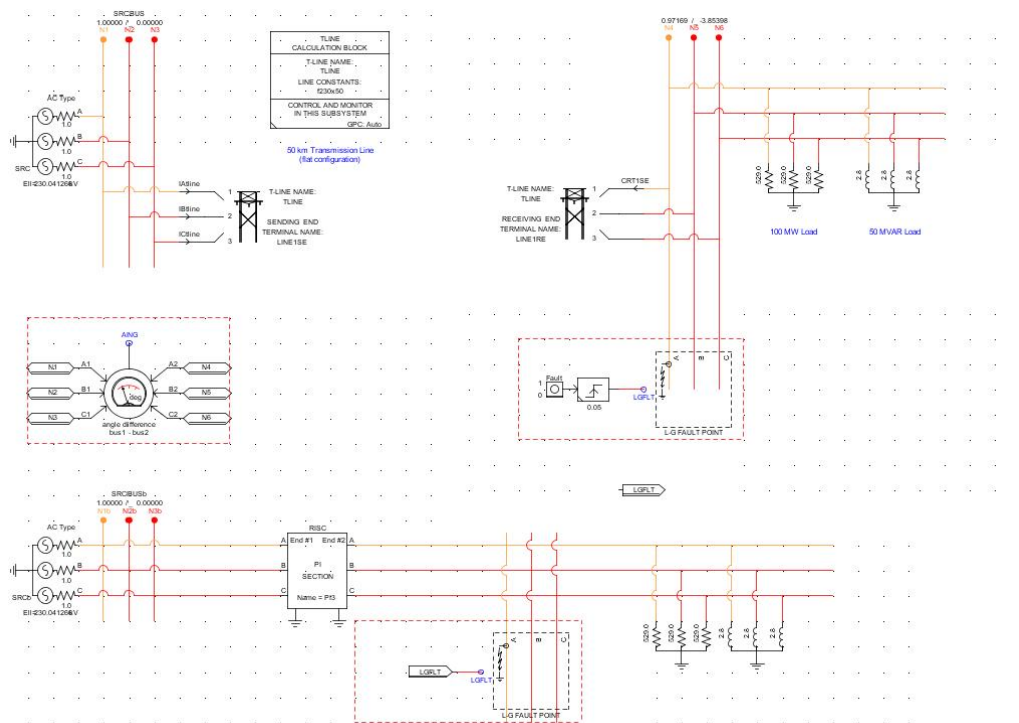


Figura 5.87 Modello di linea in AT con L pari a 50km con componente T_Line

I dati reali della linea in oggetto sono quelli riportati nella figura sottostante:

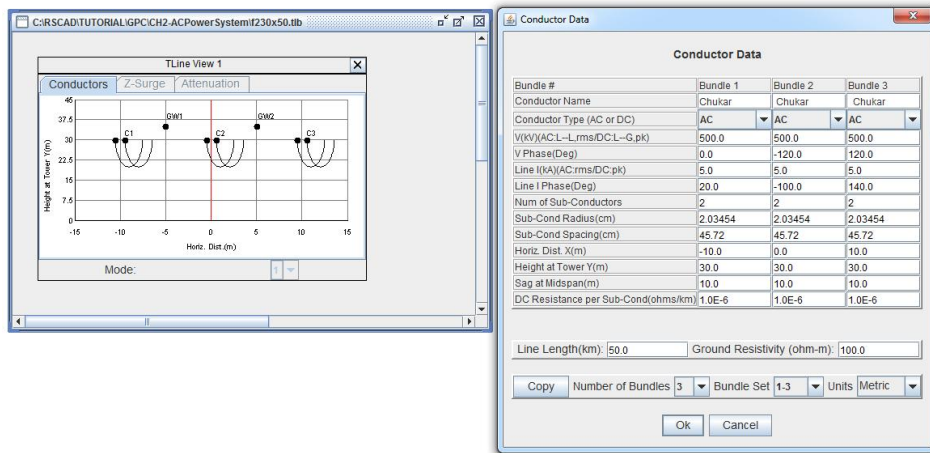


Figura 5.88 Parametri della linea di AT inseriti in RSCAD

In automatico, il software calcola i parametri equivalenti della linea in termini di resistenza, induttanza e capacità, questi ultimi dati, serviranno per impostare i valori della linea modellizzata con il componente Π :

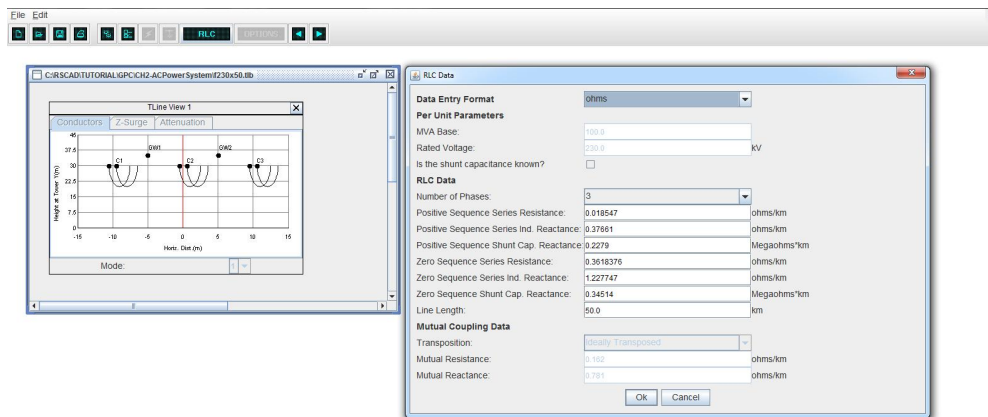


Figura 5.89 Parametri della linea di AT calcolati in automatico da RSCAD

In regime statico, si sono confrontate le tensioni sui bus a valle dei componenti N4 e N4b e le correnti in uscita da essi e risultati ottenuti sono i seguenti:

- N4b e Ia2 sono rispettivamente la tensione e la corrente misurate nel sistema con il componente Π .
- N4 e CRT1SE sono rispettivamente la tensione e la corrente misurate nel sistema con il componente T_Line



Figura 5.90 Confronto tra le tensioni N4b e N4

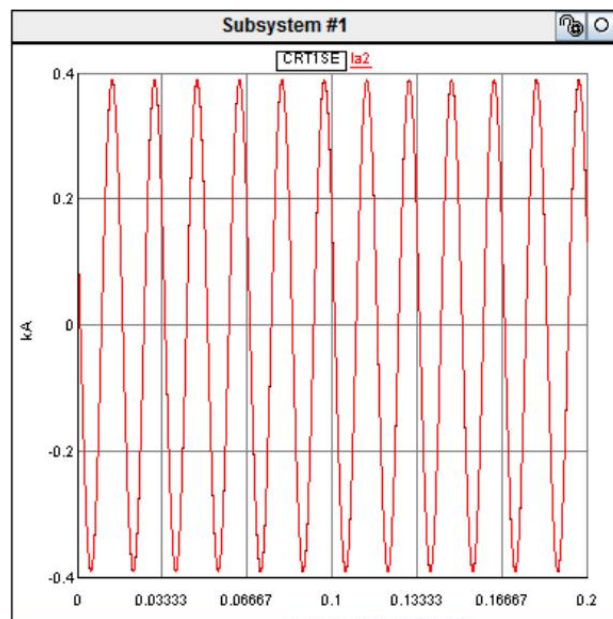


Figura 5.91 Confronto tra le correnti CRT1SE e Ia2

Si conclude che in regime statico i due componenti sono equivalenti.

Nello studio in regime di guasto, i due componenti, presentando circuiti equivalenti differenti, forniscono risultati completamente differenti. Si esegue un caso di guasto monofase a valle di entrambi i componenti e si ottengono i seguenti risultati.

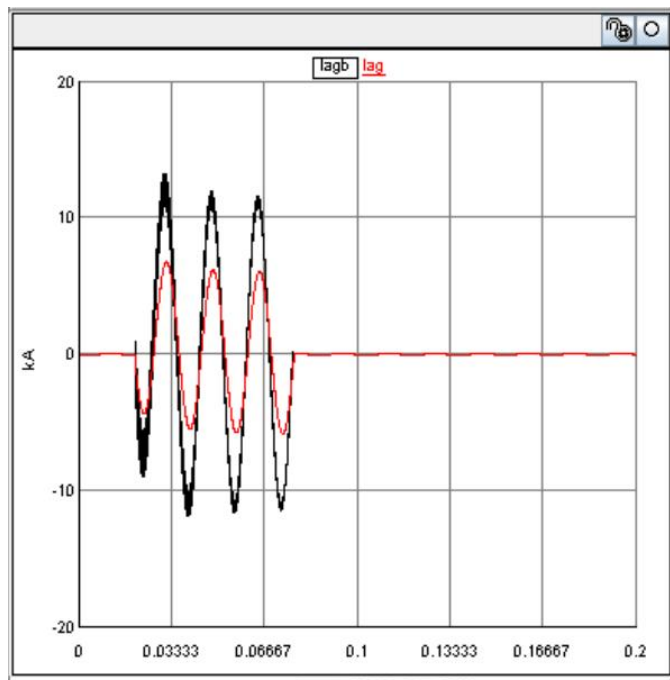


Figura 5.92 Confronto tra le correnti di guasto I_{ag} e I_{agb} nel caso di corto circuito a valle dei componenti critici TLine e Π con linee di lunghezza pari a 50 km

In figura 5.81 sono rappresentate la corrente di guasto I_{ag} a valle del componente T_Line e la corrente I_{agb} a valle del componente Π . In questo caso, la differenza nei risultati è dovuta al modello del componente Π che presenta delle capacità verso terra che vanno a contribuire alla corrente di guasto rendendola molto più elevata rispetto al caso reale modellizzato dal componente adeguato T_Line. L'errore introdotto risulta essere tanto maggiore quanto più lunga è la linea in oggetto, infatti considerando la medesima linea, di lunghezza pari a 500 km, si ottiene il seguente risultato:

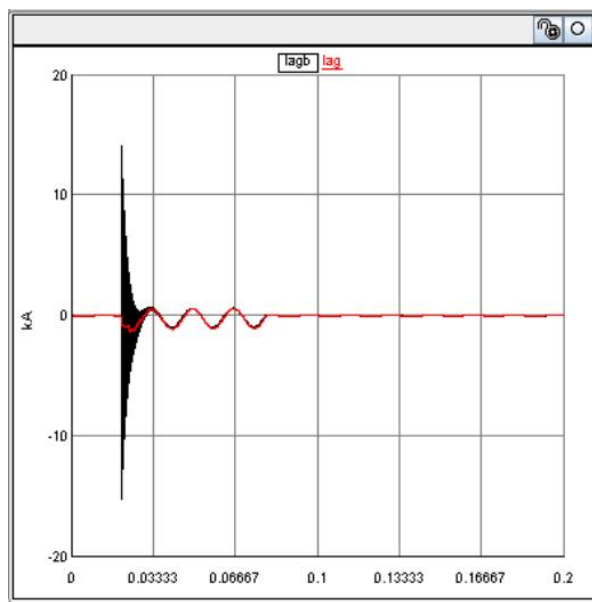


Figura 5.93 Confronto tra le correnti di guasto I_{ag} e I_{agb} nel caso di corto circuito a valle dei componenti critici TLine e II con linee di lunghezza pari a 500 km

Analogamente al caso studiato in precedenza, si è provato ad imporre una differente resistenza di guasto, in particolare nel caso di guasto a valle del componente II, si è imposta una resistenza di corto circuito leggermente superiore in modo tale da smorzare l'effetto delle capacità. I risultati delle correnti di guasto ottenuti sono stati i seguenti:

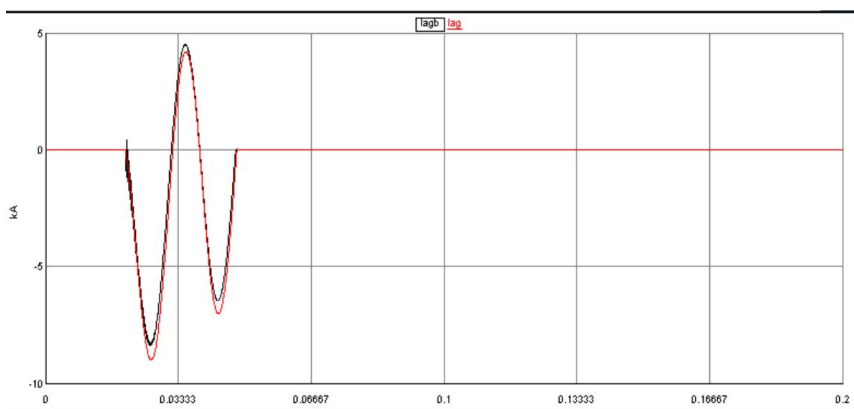


Figura 5.94 Confronto tra le correnti di guasto I_{ag} e I_{agb} nel caso di corto circuito a valle dei componenti critici TLine e II con R di guasto "aumentata"

L'errore introdotto è risultato essere ridotto.

Imponendo che il guasto avvenga al passaggio naturale per lo zero della tensione a valle della linea II, si ottiene una condizione in cui le capacità trasversali sono scariche: il risultato che ci si aspetta di ottenere è che la corrente I_{ag} risulti essere superiore a I_{agb} in quanto non esiste il contributo della capacità trasversali del modello II alla corrente di guasto. Il controllo imposto è quello rappresentato in figura:

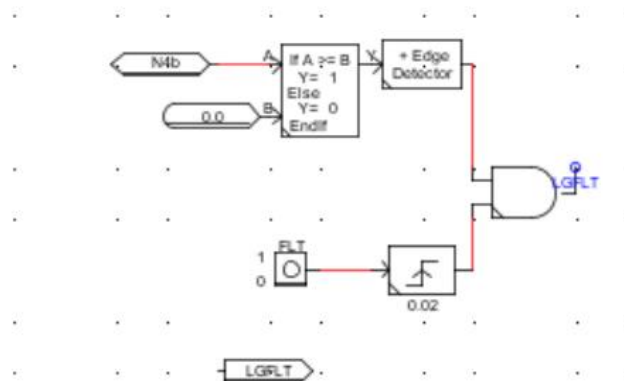


Figura 5.95 Controllo dell'istante di avvenuta del guasto al passaggio naturale per lo zero della tensione

Dalla simulazione si ottengono i seguenti risultati:

- Correnti di guasto I_{agb} e I_{ag} :

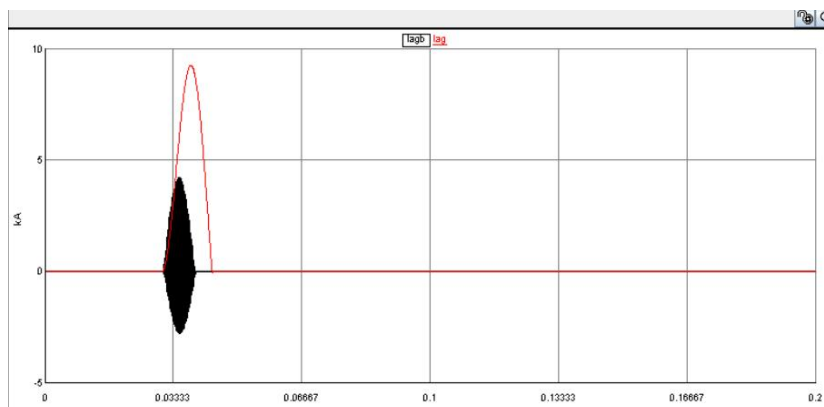


Figura 5.96 Confronto tra le correnti di guasto I_{agb} e I_{ag}

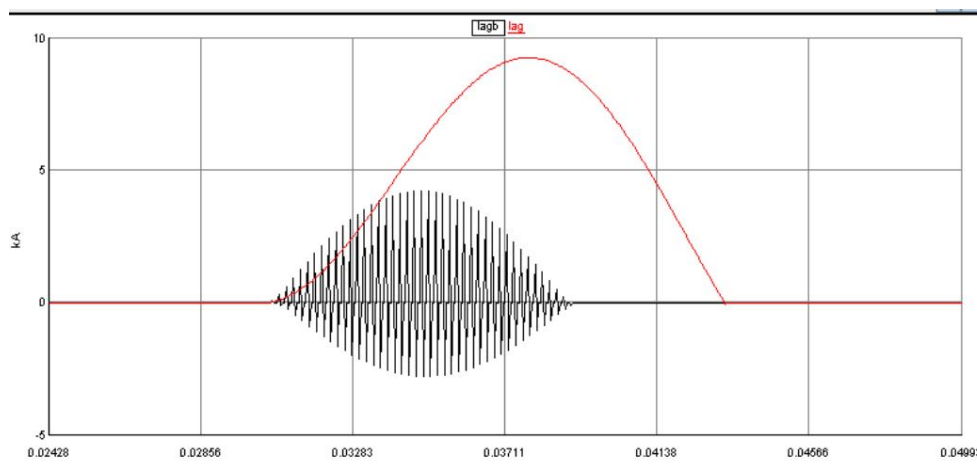


Figura 5.97 Ingrandimento della figura 5.85

- Tensioni a valle dei componenti N4b e N4:

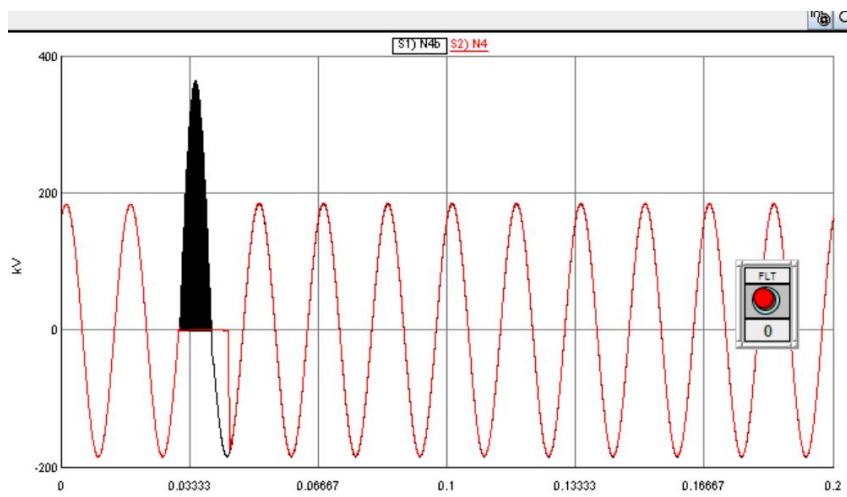


Figura 5.98 Confronto tra le tensioni a valle dei componenti N4b e N4

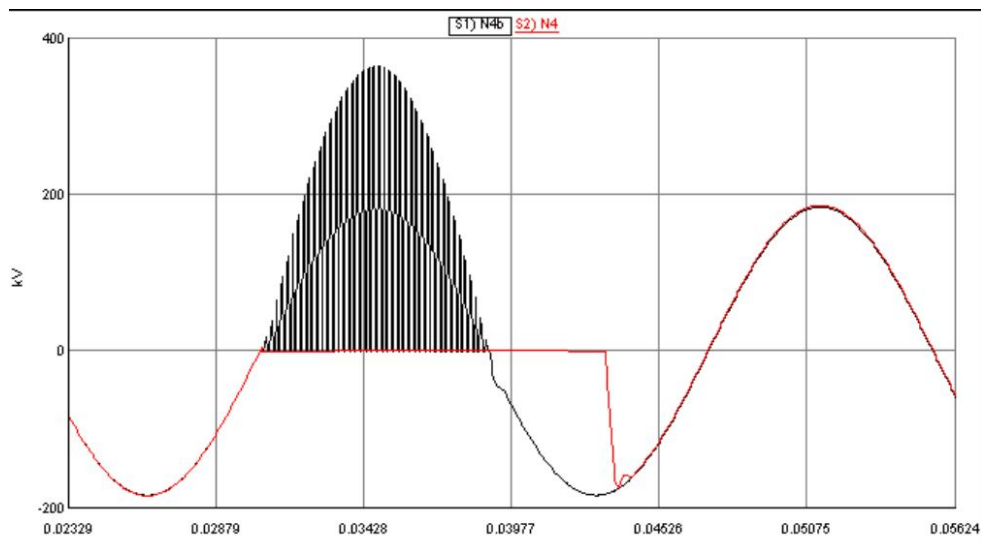


Figura 5.99 Ingrandimento della figura 5.87

In questo caso si è ottenuta un valore della corrente di guasto inferiore, che non risulta essere esaltato dalle capacità trasversali del modello a Π , tuttavia, come si può osservare anche dal grafico delle tensioni, il comportamento dei due componenti in caso di guasto risulta essere completamente differente.

In conclusione, si può affermare che qualora si voglia modellizzare una rete in alta tensione è necessario utilizzare il componente T_Line sia per quanto riguarda la modellizzazione della linea sia per la separazione dei racks: l'utilizzo del componente Π , infatti si è dimostrato essere inadeguato non tanto in regime statico quanto nel caso di simulazione dei guasti e l'errore introdotto nel suo utilizzo è tanto maggiore quanto più lunga è la linea in oggetto. Al contrario, nel caso di modellizzazione di una rete in media tensione caratterizzata da linee di lunghezza breve, l'utilizzo del componente Π per la rappresentazione della linea, così come il componente XCross per la separazione in diversi subsystems risultano essere scelte obbligate, sarà quindi necessario prestare attenzione agli errori introdotti nelle simulazioni. Queste criticità nella simulazione, sono dovute al fatto che si è cercato di implementare un modello di rete molto grande, qualora la rete oggetto di studio sia costituita da un numero limitato di nodi tale da rendere possibile la modellizzazione su un unico subsystem, non si incontrano problemi di alcun tipo.

5.2.7 Modello di rete in AT in RSCAD

Si è considerato il seguente modello di rete in alta tensione implementato in RTDS: esso è suddiviso in due subsystems. Sia il collegamento tra i due differenti racks, sia i singoli modelli delle linee di trasmissione sono effettuati tramite il componente T_Line, in quanto trattandosi di linee in alta tensione, esse presentano una lunghezza superiore ai 15 km.

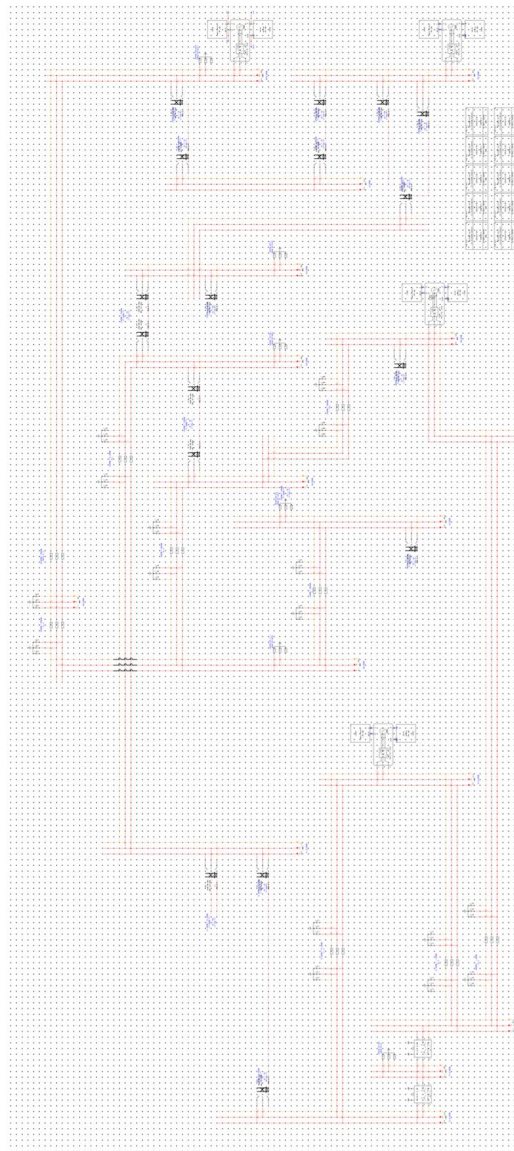


Figura 5.100 Modello di una rete AT in RSCAD (Subsystem1)

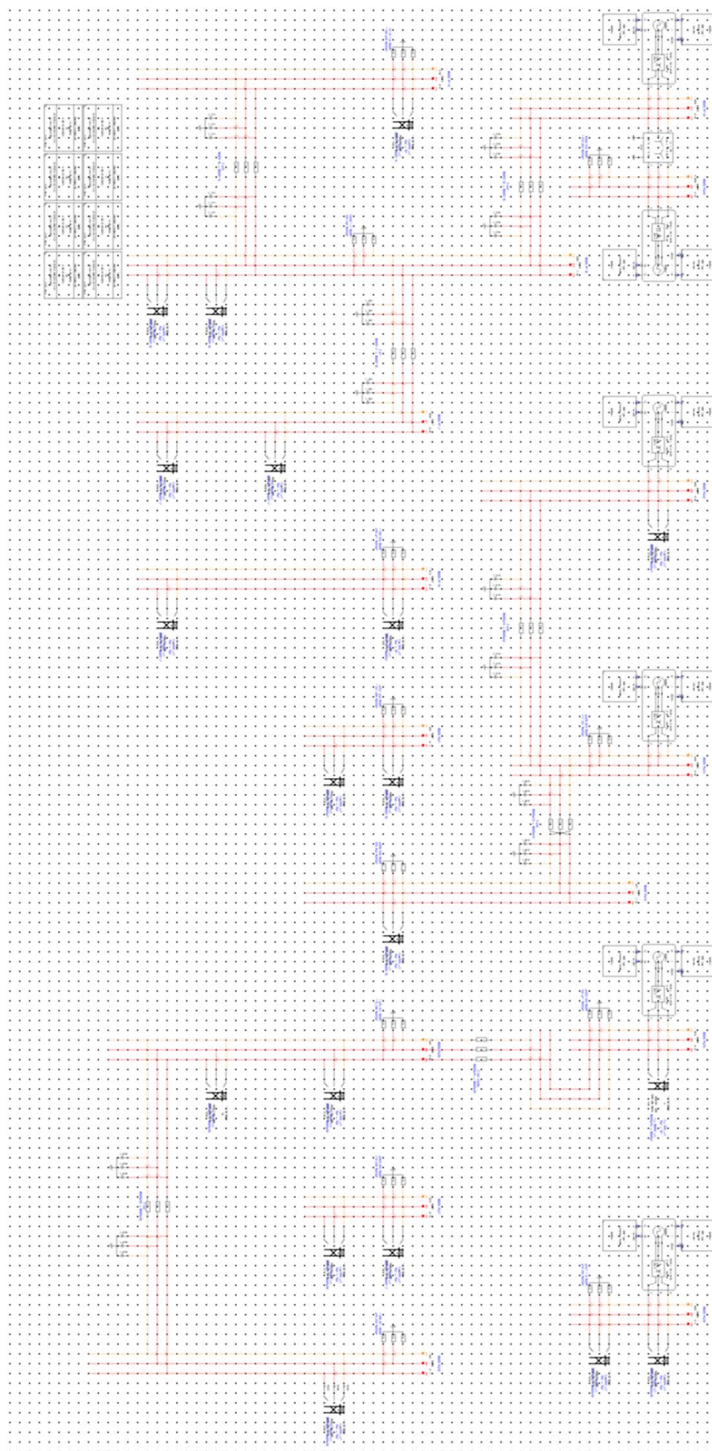


Figura 5.101 Modello di una rete AT in RSCAD (Subsystem2)

In questo caso non si riscontrano i problemi di simulazione discussi in precedenza in quanto le linee di trasmissione e i componenti atti alla separazione tra i diversi racks sono i medesimi, per cui agli effetti di un eventuale corto circuito si comportano allo stesso modo; inoltre il componente T_Line è quello creato appositamente dai costruttori del software per la rappresentazione delle linee in alta tensione, per cui presenta un'accuratezza elevata qualora venga utilizzato nella modellazione di reti conformi alle caratteristiche del componente.

5.3 Semplificazione delle reti elettriche

Entrambe le reti considerate modellizzate dapprima in DigSILENT presentano dimensioni ancora troppo elevate per un implementazione su RTDS utilizzando sei racks. Nella figura sottostante è riportata l'implementazione di entrambe le reti sul software DigSILENT



Figura 5.102 Modello della rete rurale implementato in DigSILENT

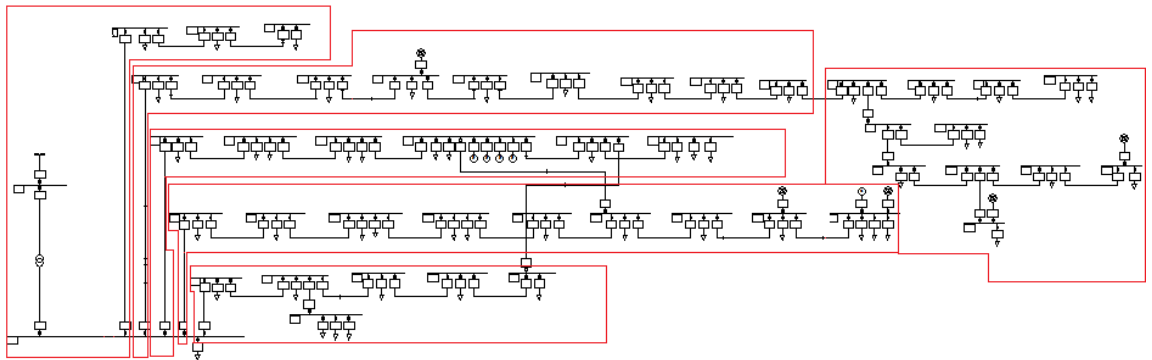


Figura 5.103 Modello della rete industriale implementato in DigSILENT

Al fine di ottenere un'ulteriore semplificazione delle reti è stato applicato un algoritmo implementato da Xiang Wu, uno studente PHD dell'istituto ACS presso cui è stata svolta a tesi. Questo algoritmo ha come obiettivo l'accorpamento di più carichi lungo la linea in modo da ottenere un sistema più compatto dal punto di vista del numero di nodi ma equivalente a quello originale. Nella figura sottostante sono rappresentati il sistema originale (in alto) e il sistema equivalente (in basso)

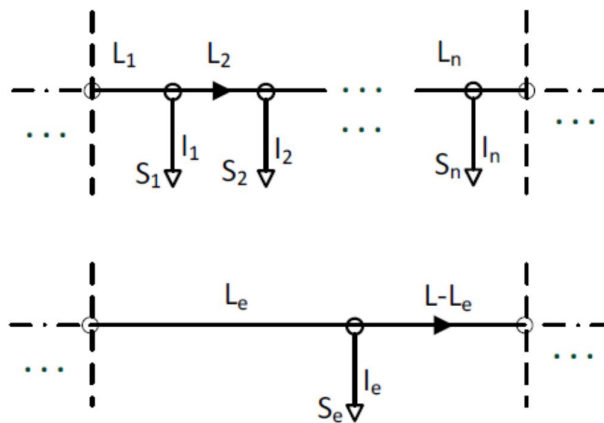


Figura 5.104 Sistema originale e Sistema equivalente

L'algoritmo semplificativo si basa sulle seguenti ipotesi:

1. la caduta di tensione tra carichi adiacenti è solitamente trascurabile nei sistemi elettrici di distribuzione.
2. la tensione misurata ai nodi di rete è da considerarsi invariata ogni qual volta che la differenza di tensione tra i nodi è sufficientemente piccola

3. sono note le P e Q di tutti i carichi
4. sono note le caratteristiche di tutte le linee elettriche

In riferimento alla figura 5.93, a partire da un sistema originale comprendente una serie di carichi S_1, S_2, \dots, S_n si otterrà un sistema più compatto con un carico equivalente S_e che si trova a distanza L_e dal nodo. Il carico S_e assorbirà la stessa quantità di potenza e causerà la stessa caduta di tensione dell'insieme dei carichi che rappresenta.

Il blocco di calcolo di tale algoritmo è rappresentato nella figura sottostante: le variabili in ingresso sono P e Q del sistema originale, mentre le variabili in uscita sono la P, la Q e la L del sistema equivalente.

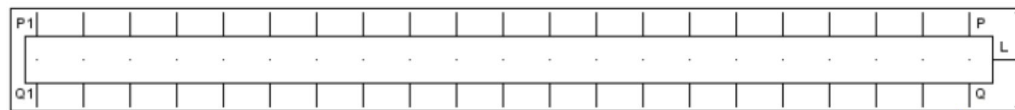


Figura 5.105 Blocco di calcolo dell'algoritmo su RSCAD

Tramite l'applicazione di questo algoritmo la cui spiegazione dettagliata è reperibile nella bibliografia della tesi e all'applicazione del teorema di Boucherot è stato possibile accorpare numerosi carichi e ottenere un sistema più snello e con un numero di nodi implementabile su RTDS.

5.4. Schemi di rete implementati in RSCAD

A valle di tutte le considerazioni e problematiche riscontrate e riportate nel Capitolo 5 è stato possibile modellizzare le reti scelte in RSCAD.

Gli schemi di entrambe le reti sono riportati in appendice, in particolare:

- **Appendice C:** schema della rete rurale per la simulazione in regime statico
- **Appendice D:** schema della rete industriale per la simulazione in regime statico

Per quanto riguarda la simulazione dei guasti, introducendo nel sistema ulteriori componenti di controllo e misura del corto circuito è stato necessario semplificare ulteriormente le reti in esame per non eccedere nel numero di nodi massimo implementabile in ogni singolo rack.

- **Appendice E:** schema della rete rurale per la simulazione in regime dinamico
- **Appendice F:** schema della rete industriale per la simulazione in regime dinamico

5.5 Schemi di rete implementati in DigSILENT

In **Appendice G** ed **H** sono riportati gli schemi di rete rurale e industriale implementati su DigSILENT, sia per lo studio delle reti in regime statico sia per quello dinamico

Capitolo 6

Analisi in regime statico

6.1 Power flow

Il calcolo di power flow è stato svolto prima in DigSILENT e poi su RTDS, in modo tale che si potessero confrontare i risultati ottenuti sul simulatore tempo reale e valutare la loro coerenza.

- DigSILENT Power Factory

I risultati ottenuti avviando il load flow sui nodi della rete rurale implementata in DigSILENT sono riportati nella tabella sottostante. In questo caso, la convergenza del load flow, è stata raggiunta rapidamente e senza alcun problema rilevato dal software di calcolo, al variare della tolleranza impostata.

- RTDS

Avviando il calcolo di load flow tramite RTDS, si sono riscontrati alcuni problemi riguardanti la convergenza del sistema. Inizialmente infatti il sistema generava un errore nel calcolo dei flussi di potenza sulla rete non raggiungendo mai la convergenza.

Il problema della convergenza del load flow su RTDS è dovuto al fatto che esso basa il suo algoritmo di calcolo sul metodo di Newton Raphson che ha come ipotesi iniziale $X \gg R$ per tutte le linee. Tale ipotesi, vera per reti in AT, non è valida per la rete in esame in MT che presenta impedenze di linea di valore paragonabile o inferiore ai valori delle resistenze. Per questo motivo l'algoritmo di calcolo del software, non riconoscendo vera l'ipotesi di partenza, genera un errore di calcolo e non riesce a raggiungere la convergenza.

Questo problema, non si riscontra nel caso di avviamento del calcolo di load flow per una rete in AT, che presenta le caratteristiche adatte al metodo di Newton Raphson.

Grazie ai valori ottenuti dal calcolo di load flow su DigSILENT, è stato possibile imporre su alcuni dei nodi della rete in RSCAD i valori delle tensioni ottenuti. In questo modo, forzando il calcolo di load flow e imponendo opportuni valori di tensione ai nodi, si è riusciti a raggiungere la convergenza anche su RTDS.

6.1.1 Confronto tra i due simulatori

I valori ottenuti dal calcolo di load flow per la rete rurale a valle del punto di convergenza in entrambi i software sono i seguenti:

Nodo	V(kV)-PF	V(pu)-PF	V(kV)-RSCAD	ϕ -PF	ϕ -RSCAD	Errore % V	Errore % ϕ
N002	20,1	1,005	0,998	-3,54	-3,94	-0,7014028	10,15228426
N015	20,09	1,0045	0,9975	-3,55	-3,95	-0,7017544	10,12658228
N014	20,06	1,003	0,996	-3,59	-3,99	-0,7028112	10,02506266
N022	20,01	1,0005	0,9935	-3,62	-4,02	-0,7045798	9,950248756
N008	19,95	0,9975	0,9905	-3,65	-4,05	-0,7067138	9,87654321
N020	19,93	0,9965	0,9895	-3,67	-4,07	-0,707428	9,828009828
N009	19,91	0,9955	0,9885	-3,68	-4,08	-0,7081437	9,803921569
N010	19,9	0,995	0,988	-3,68	-4,08	-0,708502	9,803921569
N019	19,9	0,995	0,988	-3,67	-4,07	-0,708502	9,828009828
N026	19,99	0,9995	0,9925	-3,61	-4,01	-0,7052897	9,975062344
N004	19,88	0,994	0,987	-3,7	-4,1	-0,7092199	9,756097561
N025	19,86	0,993	0,986	-3,7	-4,1	-0,7099391	9,756097561
N021	19,82	0,991	0,984	-3,73	-4,13	-0,7113821	9,685230024
N007	19,79	0,9895	0,9825	-3,75	-4,15	-0,7124682	9,638554217
N024	19,78	0,989	0,982	-3,75	-4,15	-0,712831	9,638554217
N013	19,76	0,988	0,981	-3,74	-4,14	-0,7135576	9,661835749
N003	19,75	0,9875	0,9805	-3,73	-4,13	-0,7139215	9,685230024
N029	20,06	1,003	0,996	-3,6	-4	-0,7028112	10
N031	19,99	0,9995	0,9925	-3,76	-4,16	-0,7052897	9,615384615
N030	19,47	0,9735	0,9665	-4,36	-4,76	-0,7242628	8,403361345
N027	19,36	0,968	0,961	-4,49	-4,89	-0,7284079	8,1799591
N028	19,35	0,9675	0,9605	-4,49	-4,89	-0,7287871	8,1799591
N033	20,05	1,0025	0,9955	-3,7	-4,1	-0,7031642	9,756097561
N032	20,05	1,0025	0,9955	-3,7	-4,1	-0,7031642	9,756097561
N034	19,71	0,9855	0,9785	-3,82	-4,22	-0,7153807	9,478672986
N049	19,37	0,9685	0,9615	-4,03	-4,43	-0,7280291	9,029345372
N055	19,23	0,9615	0,9545	-4,06	-4,46	-0,7333683	8,968609865
N042	19,21	0,9605	0,9535	-4,07	-4,47	-0,7341374	8,948545861
N040	19,19	0,9595	0,9525	-4,08	-4,48	-0,7349081	8,928571429
N053	19,16	0,958	0,951	-4,11	-4,51	-0,7360673	8,869179601
N039	19,14	0,957	0,95	-4,12	-4,52	-0,7368421	8,849557522
N038	19,13	0,9565	0,9495	-4,13	-4,53	-0,7372301	8,830022075
N045	19,09	0,9545	0,9475	-4,15	-4,55	-0,7387863	8,791208791
N051	19,06	0,953	0,946	-4,17	-4,57	-0,7399577	8,75273523
N036	19,03	0,9515	0,9445	-4,19	-4,59	-0,7411329	8,71459695
N050	19,02	0,951	0,944	-4,19	-4,59	-0,7415254	8,71459695
N043	19,01	0,9505	0,9435	-4,15	-4,55	-0,7419184	8,791208791
N041	19,07	0,9535	0,9465	-4,11	-4,51	-0,7395668	8,869179601
N035	19,15	0,9575	0,9505	-4,11	-4,51	-0,7364545	8,869179601

Figura 6.1 Valori delle tensioni e delle fasi ottenuti dal load flow in tutti i nodi della rete rurale

Come si può osservare dai risultati ottenuti i valori del load flow ottenuti su RTDS sono poco differenti da quelli ottenuti in DigSILENT, infatti la differenza nel valore delle tensioni ai nodi ottenuta tra i due software è inferiore al 1%.

L'avvio del calcolo di PF nel caso di rete industriale non è riportato in quanto dà all'incirca gli stessi risultati.

6.2 Simulazioni

Al fine di verificare che la simulazione in regime statico delle rei implementate su diversi rack funzioni, si sono effettuate due simulazioni di prova.

1. studio di una giornata tipo per la rete rurale in totale assenza di generazione distribuita
2. studio di una giornata tipo per la rete rurale in presenza di generazione distribuita

Caso 1

Si ipotizza di voler considerare il caso di una giornata piovosa, in cui la generazione distribuita costituita unicamente da impianti solari nel modello di rete rurale, non fornisce alcun contributo.

In tal caso, il profilo di carico delle cinque diverse tipologie di carico viene implementato nei carichi dinamici presenti nel modello. Trattandosi di una simulazione tempo reale, non avrebbe senso simulare tutte le 24 ore della giornata secondo per secondo perchè in tal caso si necessiterebbe l'utilizzo del intero RTDS per un giorno.

Si è scelto di impostare nei carichi dinamici un profilo di carico variante ogni cinque secondi (tempo largamente sufficiente per la costante di tempo del carico dinamico e per la rete di adeguarsi alla variazione di potenza impostata). Ad ogni 5 secondi tempo reale corrispondono 2 ore di profilo di carico, per cui si ottiene una simulazione della durata massima di 60 secondi che rappresenta l'intera giornata. I coefficienti di carico impostati per le diverse utenze sono i seguenti:

ore	AGR	RLV	RMV1	RMV2	RMV3	
00:00		0,4	0,593	0,32	0,32	0,28
01:00						
02:00	0,35	0,386	0,36	0,32	0,28	
03:00						
04:00	0,6	0,342	0,36	0,32	0,28	
05:00						
06:00	1	0,348	0,44	0,32	0,28	
07:00						
08:00	0,9	0,683	0,76	0,68	0,36	
09:00						
10:00	0,9	0,678	0,88	0,68	0,6	
11:00						
12:00	0,7	0,677	0,88	0,68	0,68	
13:00						
14:00	0,65	0,726	0,76	0,68	0,64	
15:00						
16:00	0,8	0,682	0,68	0,52	0,44	
17:00						
18:00	1	0,754	0,52	0,36	0,32	
19:00						
20:00	1	0,972	0,52	0,32	0,28	
21:00						
22:00	0,8	0,92	0,48	0,32	0,28	
23:00						
0:00:00	0,4	0,593	0,32	0,32	0,28	

Figura 6.2 Profili di carico della rete rurale impostati per la simulazione

Dalla simulazione si osserva che la rete rurale suddivisa in diversi sottosistemi, connessi tra loro tramite componenti XCross Transformer, in presenza di soli carichi dinamici che variano la potenza richiesta a seconda della loro tipologia e del profilo di carico, termina senza incorrere in errori. Questo risultato è soddisfacente poichè conferma le scelte dei componenti utilizzati scelti nel capitolo 5. Nel caso in cui si voglia monitorare una o più grandezze durante il

correre della simulazione sarà sufficiente creare dei componenti in ambiente RUNTIME che permettano la visualizzazione dei valori di interesse tempo reale. Nella figura sottostante è riportato un esempio di monitoraggio delle grandezze correnti e tensioni su tutte le linee e tutti i nodi della rete rurale in un determinato istante di tempo della simulazione.

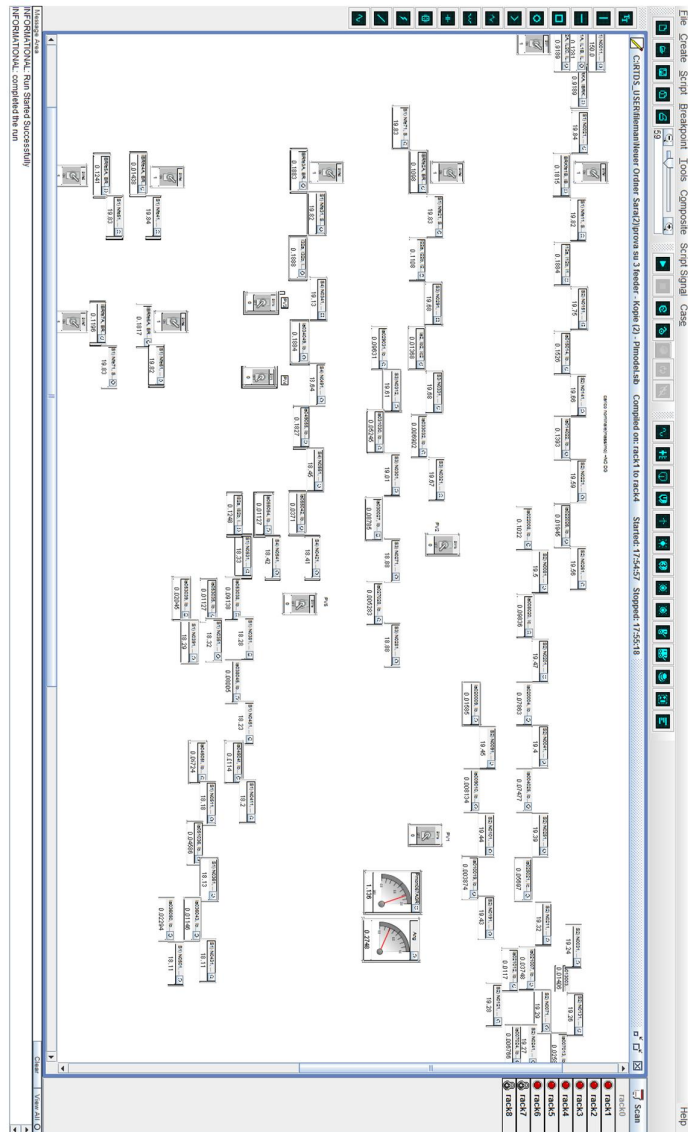


Figura 6.3 Monitoraggio delle grandezze correnti e tensioni su tutte le linee e tutti i nodi della rete rurale

Caso 2

Si ipotizza di voler considerare il caso di una giornata di sole, in cui la generazione distribuita costituita unicamente da impianti solari nel modello di rete rurale, fornisce il suo contributo alla generazione secondi valori di potenza discretizzati nel tempo.

Il profilo di generazione dei PV considerato è quello riportato nel capitolo 3, mentre il profilo di carico uguale a quello considerato nel caso 1.

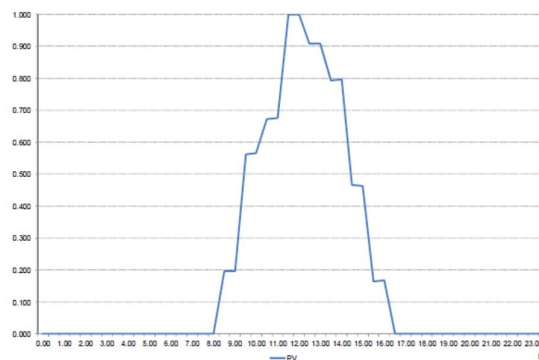


Figura 6.4 Profilo di generazione giornaliera della DG impostati per la simulazione

Anche in questo caso la simulazione è andata a buon fine, terminando senza riscontrare errori.

Si osserva che nel caso 2 il profilo delle tensioni lungo i feeder risulta essere migliorato a causa della generazione distribuita che innalza il valore delle tensioni ai nodi diminuendo la caduta di tensione dalla cabina alla fine del feeder.

Di seguito è riportato il RUNTIME: in questo caso, oltre a poter monitorare le grandezze sulla rete è possibile anche variare manualmente il valori della potenza P iniettata dai PV. Grazie al modello implementato dei generatori fotovoltaici descritto nel capitolo 5 è possibile variare la potenza iniettata anche in funzione dell'irraggiamento solare e della temperatura.

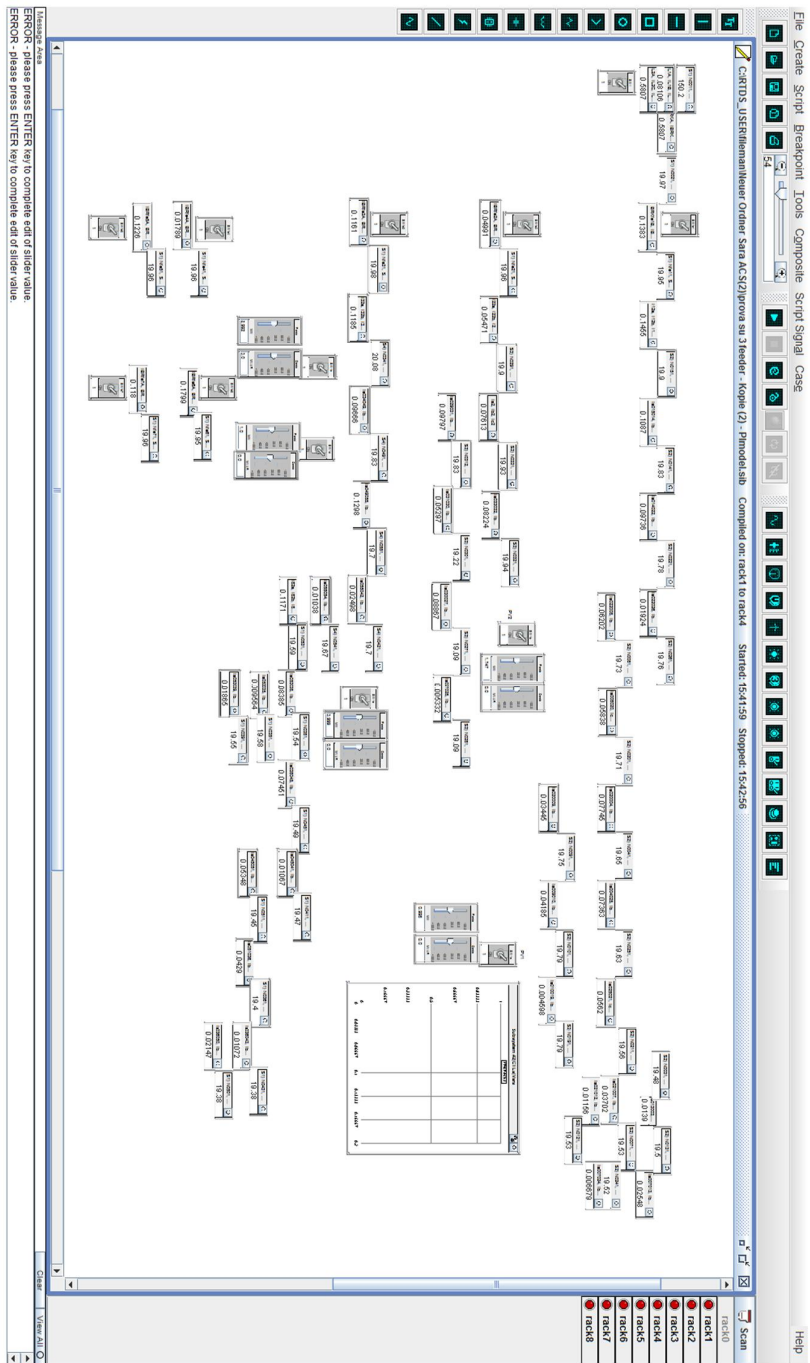


Figura 6.5 Monitoraggio delle grandezze correnti e tensioni su tutte le linee e tutti i nodi della rete rurale con possibilità di variazione della potenza iniettata dalla DG

6.3 Studio di scenari futuri

La pianificazione tradizionale delle reti di distribuzione basata sulla previsione di carico sta cambiando a causa della sempre più crescente penetrazione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili nelle reti, gli indicatori che devono essere considerati sono principalmente tre: integrazione della GD nelle reti, richiesta di carico attesa e diffusione dei veicoli elettrici. L'evoluzione futura della richiesta di potenza e della produzione energetica è strettamente correlata a fattori di tipo macroeconomico, demografico, economico e finanziario di un Paese. Il Progetto Atlantide ha preso in considerazione tre possibili scenari futuri di sviluppo delle reti per quanto riguarda la GD:

- Scenario BAU (Business as Usual): si basa sulla naturale evoluzione del trend attuale senza alcuna azione politica atta all'incentivazione dell'installazione della generazione distribuita o al miglioramento dell'efficienza energetica.
- Scenario ROADMAP: si basa su una buona politica europea nell'incentivo all'installazione del rinnovabile e alla diffusione dei veicoli elettrici con l'obiettivo di ridurre le emissioni sostituendo i combustibili fossili con le fonti alternative.
- Scenario INERTIAL: si basa sull'ipotesi che la recessione economica europea duri diversi anni.

Per quanto riguarda la simulazione, con il modello di rete implementato basterà variare i coefficienti di carico impostati all'interno dei carichi dinamici aggiornandoli con i nuovi valori ottenuti dallo studio dei diversi scenari e variare la potenza iniettata dalla GD. Nel caso in cui si volesse aumentare il numero di generatori distribuiti sarà necessario effettuare prima delle semplificazioni al livello di numero di nodi della rete, essendo la rete attuale saturata dal punto di vista sistema di calcolo del software.

Capitolo 7

Analisi in regime transitorio

Nel capitolo 7 viene affrontata l'analisi dei guasti in alcuni punti della rete; l'obiettivo è quello di verificare l'attendibilità delle simulazioni. Valutare l'esattezza dei risultati ottenuti è importante perchè permette di stabilire l'affidabilità del simulatore RTDS nello studio di guasti in reti molto estese in MT. al fine di poter studiare in futuro il comportamento del sistema di protezione interfacciato realmente o implementato nella rete tramite modelli in presenza di DG nelle reti MT.

7.1 Simulazioni

Come già accennato nel capitolo 5, i modelli di rete utilizzati per lo studio in regime transitorio sono quelli riportati nelle Appendici E ed F.

In entrambi i modelli i carichi dinamici sono stati sostituiti con i carichi di tipo "constant power load" ed essendo questi carichi modelli di tipo RLC, è stato necessario semplificare la rete ulteriormente in termini di numero di nodi.

Per lo studio dei guasti si sono ipotizzati tre casi applicati alla rete rurale:

- 1) **Caso 1:** guasto monofase a terra franco in partenza al feeder 1
- 2) **Caso 2:** guasto monofase a terra franco a fondo linea (feeder 1)
- 3) **Caso 3:** guasto monofase a terra franco a fondo linea (feeder 2)
- 4) **Caso 4:** corto circuito trifase franco a fondo linea (feeder 1)

Caso 1

- Corto circuito monofase franco in partenza al feeder 1

Nella figura sottostante è riportato il modello del guasto in partenza al feeder 1

Le correnti che verranno considerate nello studio sono le seguenti:

- I_{agfe1} : corrente di guasto misurata nel punto di guasto
- I_{rete_monte} : contributo delle correnti provenienti dalla rete a monte del guasto, cioè feeder sani e rete a potenza infinita.
- $IBRfe1$ e $I_{agfe1test}$ che rappresentano il contributo della rete a valle del punto di guasto rispettivamente misurate a monte a e valle del componente X Cross Transformer

Considerando un guasto monofase a terra franco in partenza al feeder 1, si osserva che la corrente di corto circuito I_{agfe1} risulta essere la risultante della corrente proveniente dalla parte di rete a monte del guasto e $IBRfe1$ che rappresenta il contributo della rete a valle.

Nella figura sottostante è riportato il valore di I_{agfe1} .

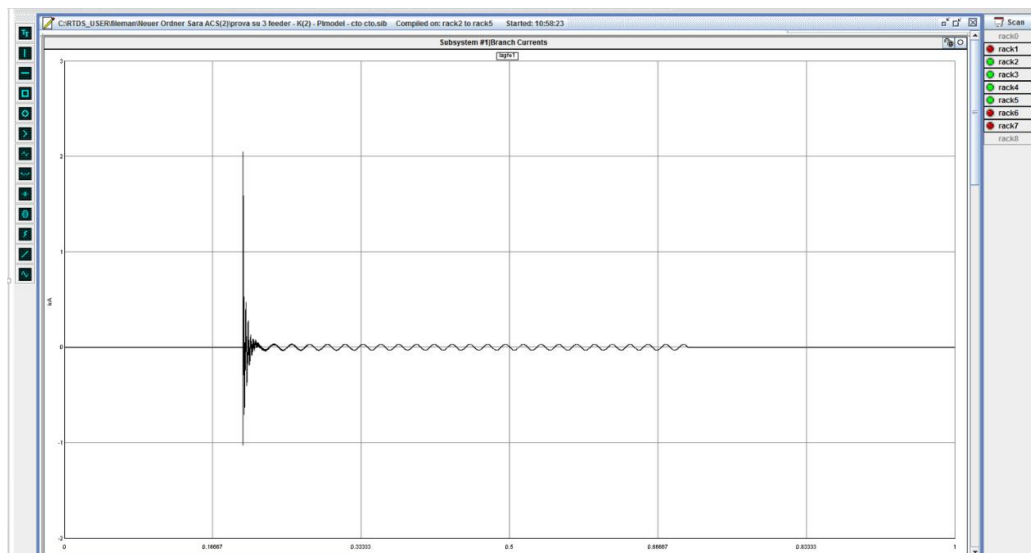


Figura 7.2 Caso 1: Corrente di corto circuito monofase franco in partenza al feeder 1 I_{agfe1}

Confrontando il valore di $I_{agfe1test}$ (contributo della corrente al guasto proveniente dalla parte di rete a valle del componente X Cross Transformer, misurata a valle del componente critico) con $IBRfe1a$ (contributo della corrente al guasto proveniente dalla parte di rete a valle del componente X Cross Transformer, misurata a monte del componente critico) si dovrebbe ottenere lo stesso risultato. Tuttavia, per le motivazioni già esplicitate nel capitolo 5, le due

correnti risultano essere molto diverse. Il risultato che ci si aspetta di ottenere è che IBR_{fe1a} sia superiore a $I_{agfe1test}$ proprio a causa del trasformatore disaccoppiatore.

Nella figura sottostante è riportato il confronto tra le due correnti: si osserva che esse hanno un valore di picco iniziale molto diverso per poi stabilizzarsi allo stesso valore dopo un breve transitorio iniziale.

I due valori di picco diversi sono dovuti all'effetto del componente X Cross Transformer che a causa della sua configurazione circuitale esalta le correnti di guasto nel caso in cui il corto circuito avvenga in una porzione di rete ad esso vicina.

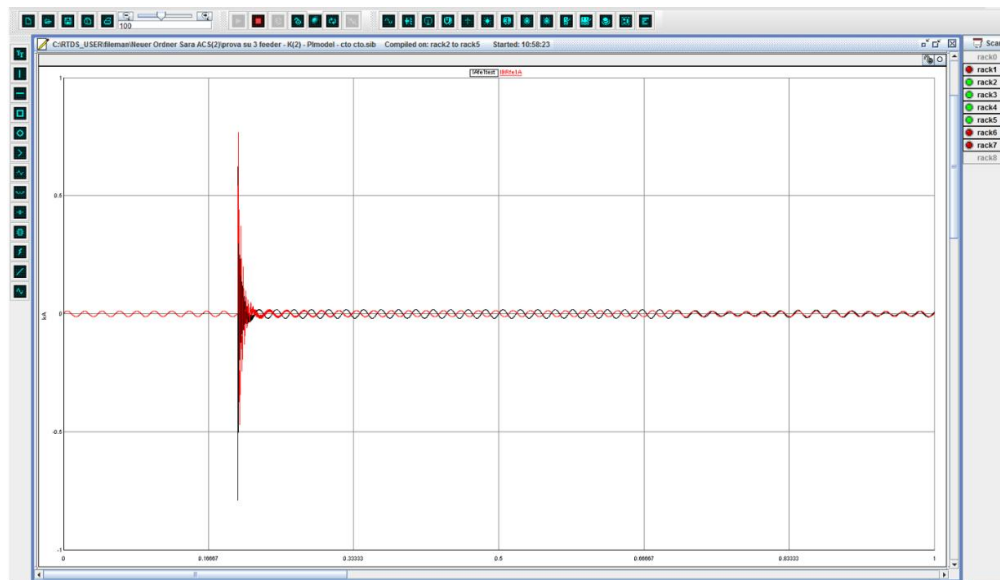


Figura 7.3 Confronto tra il valore di $I_{agfe1test}$ e IBR_{fe1a}

A seguito è riportato un ingrandimento della figura 7.3 per valutare meglio l'entità dell'errore introdotto.

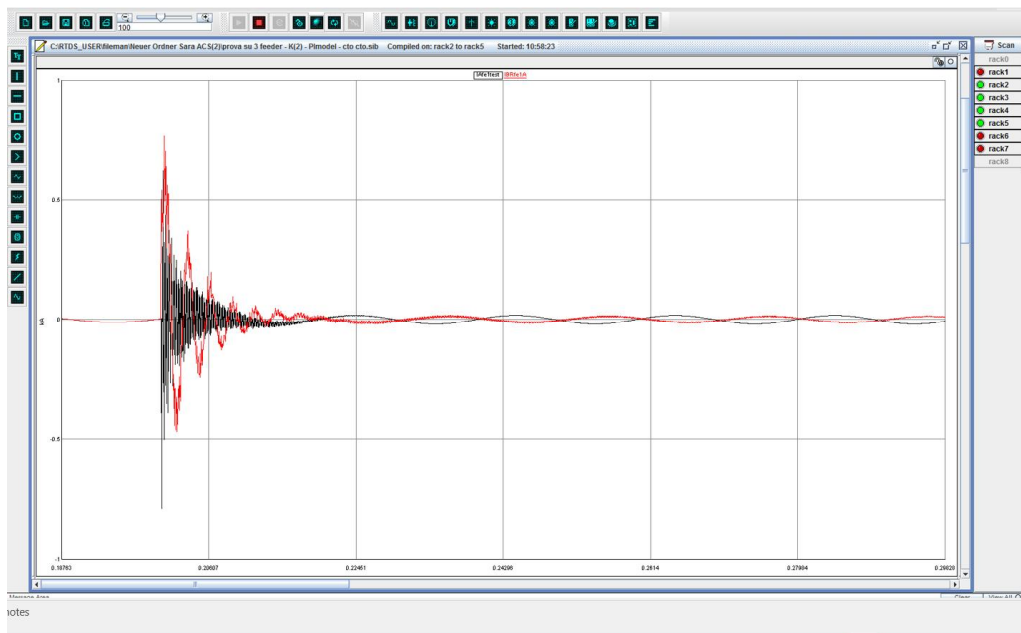


Figura 7.4 Ingrandimento della figura 7.3

Essendo I_{agfe1} la risultante delle correnti provenienti dalla parte di rete a monte e a valle del guasto, la corrente di corto circuito totale presenta un valore di picco molto più elevato rispetto a $IBRfe1a$.

Confrontando le correnti $I_{agfe2test}$ e $IBRfe2a$ calcolate a monte a valle del componente critico sul feeder 2 si ottengono i seguenti risultati.

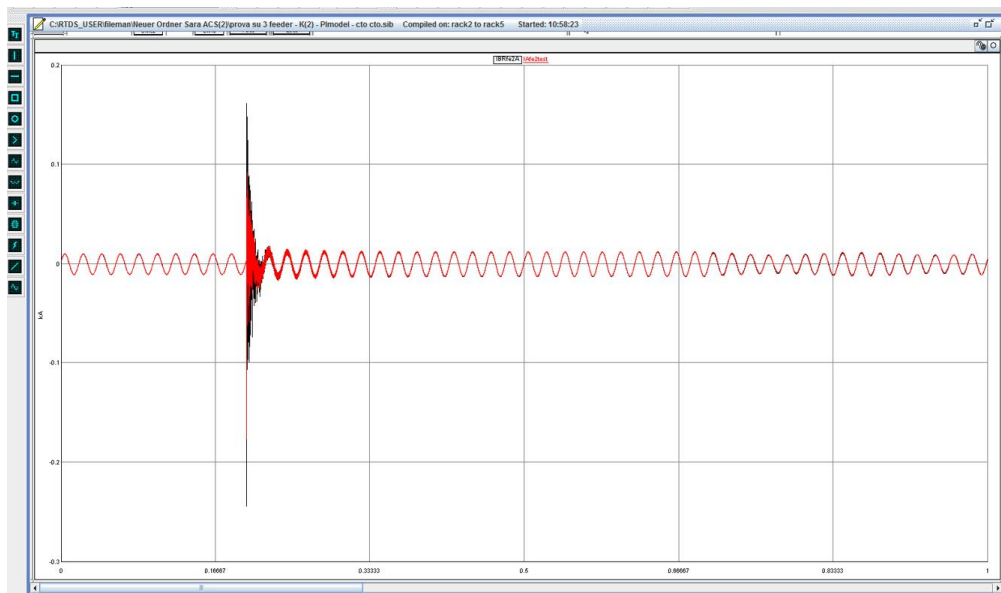


Figura 7.5 Confronto tra il valore di Iagfe2test e IBRfe2a

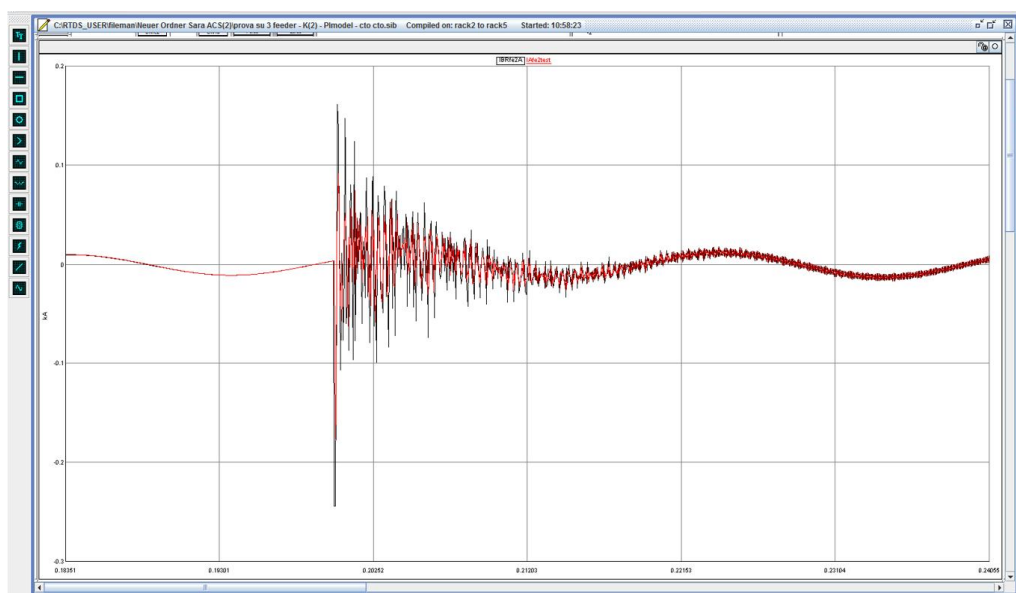


Figura 7.6 Ingrandimento della figura 7.5

Analizzando la Figura 7.6 e confrontandola con la 7.4 si osserva che l'errore introdotto dal componente critico lungo il feeder 2 risulta essere molto inferiore a quello introdotto lungo il feeder 1, infatti i valori di picco della corrente contribuente al guasto misurati a monte e valle del XCross Transformer sono molto più simili nel caso del feeder 2.

Il motivo di ciò è dovuto al fatto che l'effetto "esaltante" del componente X Cross Transformer alla corrente di guasto per corto circuiti che avvengono in porzioni di rete a lui vicine, è tanto più marcato quanto maggiori sono le capacità da esso introdotte quando si attua la separazione dei subsystems.

Nel caso di feeder 1 il componente disaccoppiatore è posto in sostituzione di una linea (dal nodo N002 al nodo N015) di lunghezza pari a 1,307 km, mentre nel caso di feeder 2 la linea considerata (dal nodo N002 al nodo N029) presenta una lunghezza di poco superiore a 5 km.

Ciò significa che la capacità introdotta in automatico dal trasformatore disaccoppiatore nel caso di feeder1 sarà superiore a quella introdotta nel caso di feeder 2 e quindi l'errore introdotto nel primo caso risulterà essere di entità maggiore rispetto al secondo.

Tanto più una linea è "corta" e tanto più il componente X Cross Transformer introdurrà delle capacità addizionali "elevate" in automatico, tanto più "piccola" sarà l'induttanza compensatrice. A capacità addizionali elevate corrisponde, in caso di guasto nelle vicinanze del componente, un effetto esaltante maggiore sul valore di picco delle correnti, quindi un errore sulla corrente di guasto misurata superiore.

Come ultimo confronto si riportano i grafici delle correnti Iagfe3test e IBRfe3a.

In questo caso la linea sostituita dal componente critico ha una lunghezza pari a circa 11 km (dal nodo N002 al nodo N034) per cui ci si aspetta un errore introdotto molto inferiore rispetto ai due casi precedenti in Figura 7.4 e 7.6.

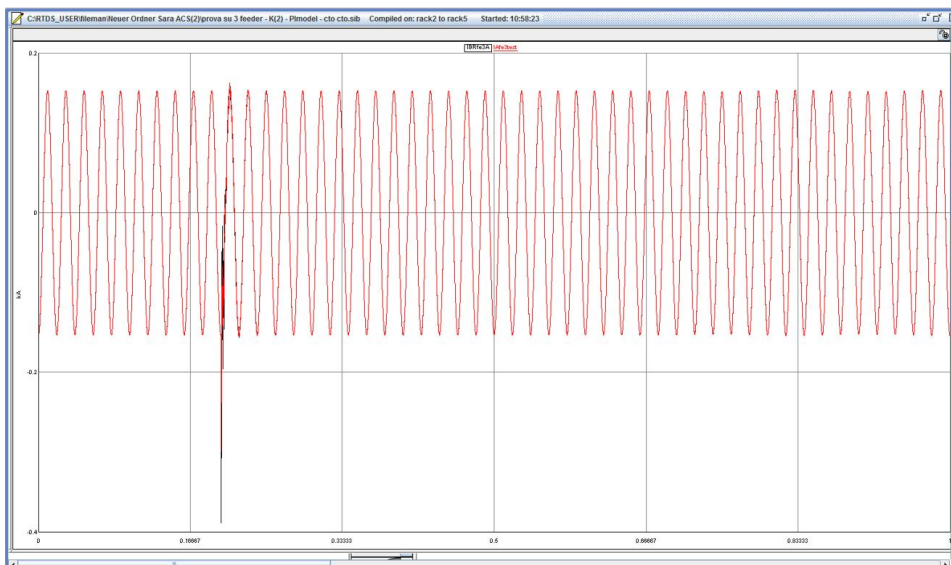


Figura 7.7 Confronto tra il valore di Iagfe3test e IBRfe3a

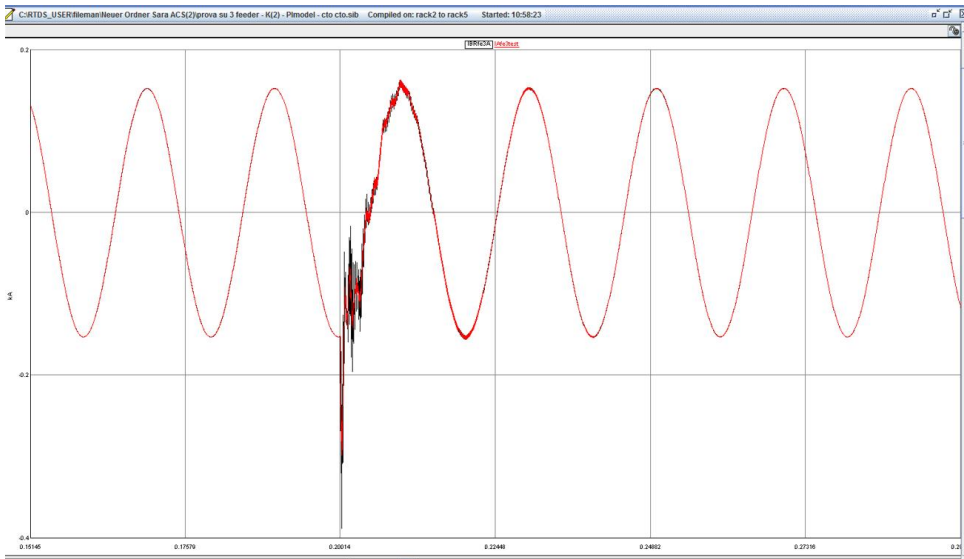


Figura 7.8 Ingrandimento della figura 7.7

Dal punto di vista delle tensioni si osserva che la tensione di fase del nodo nel punto di guasto si porta correttamente a zero durante il guasto.

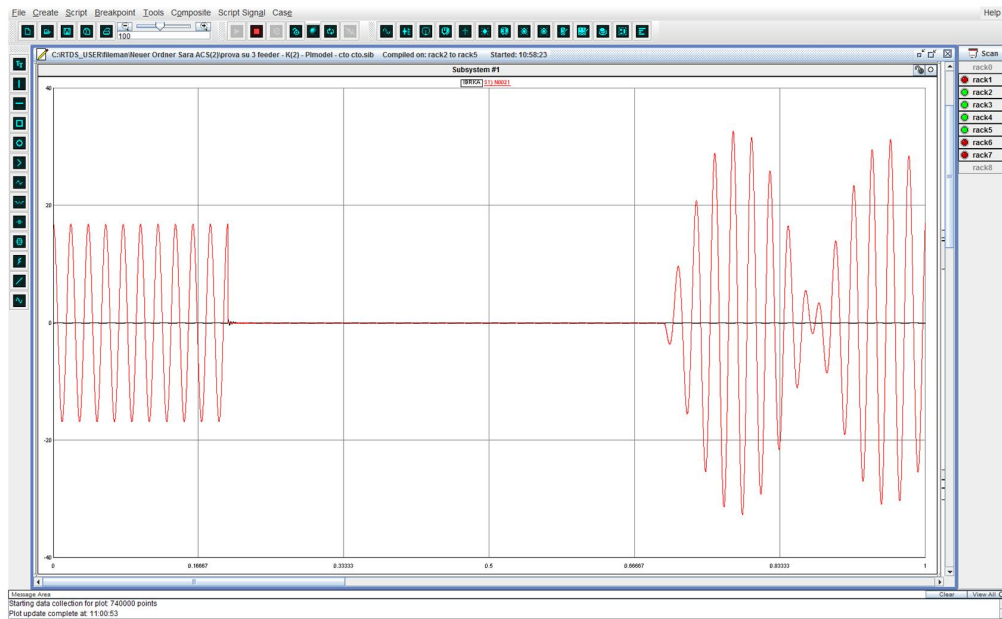


Figura 7.9 Andamento della tensione della fase guasta nel nodo di guasto

Caso 2

- corto circuito monofase franco a fondo linea (feeder 1)

Si considera un caso di guasto a valle del nodo N010 che si trova in fondo al feeder 1.

Nella figura sottostante è riportato il modello circuitale in RSCAD della porzione di rete interessata.

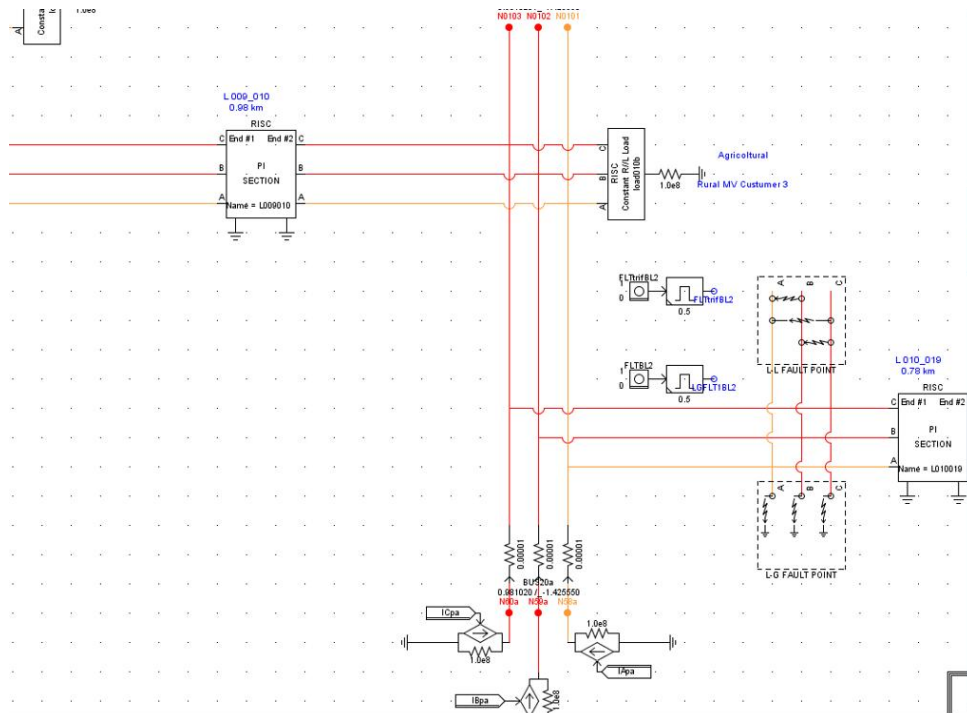


Figura 7.10 Modello del guasto a valle del nodo N010

Analizzando il guasto in questo punto della rete, ci si aspetta di ottenere correnti di corto circuito corrette nel punto di rete considerato perchè il componente critico è posizionato lontano.

Di seguito sono riportati i risultati delle simulazioni.

Nella figura sottostante è rappresentata la corrente di guasto misurata nel punto di corto circuito IagBL2.

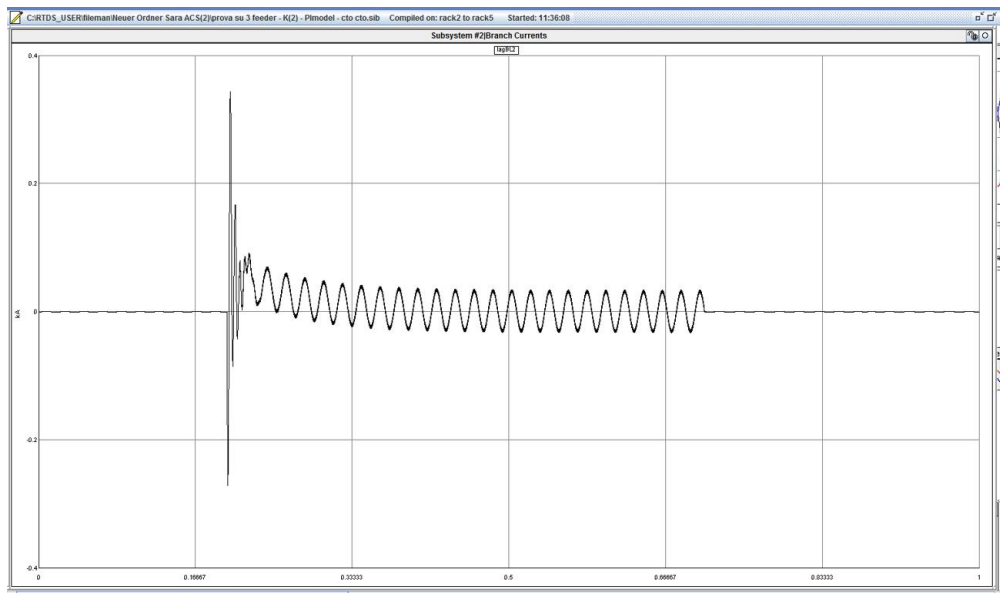


Figura 7.11 Corrente di guasto IagBL2

Nella figura sottostante è riportato l'andamento delle tensioni nel nodo N010 adiacente al guasto.

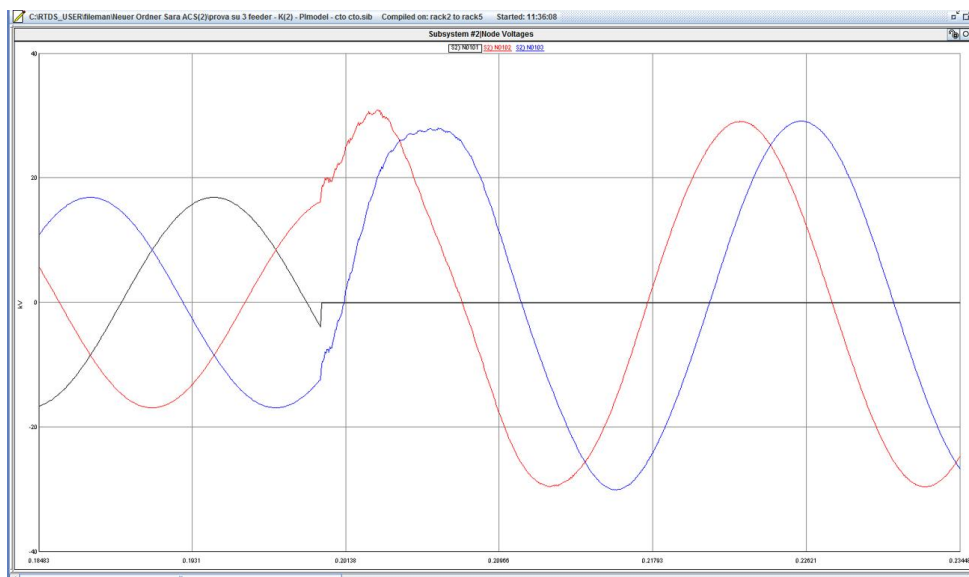


Figura 7.12 Andamento delle tensioni nel nodo N010

Come nel caso 1, sono state confrontate le correnti IAFE2test e IBRfe2A

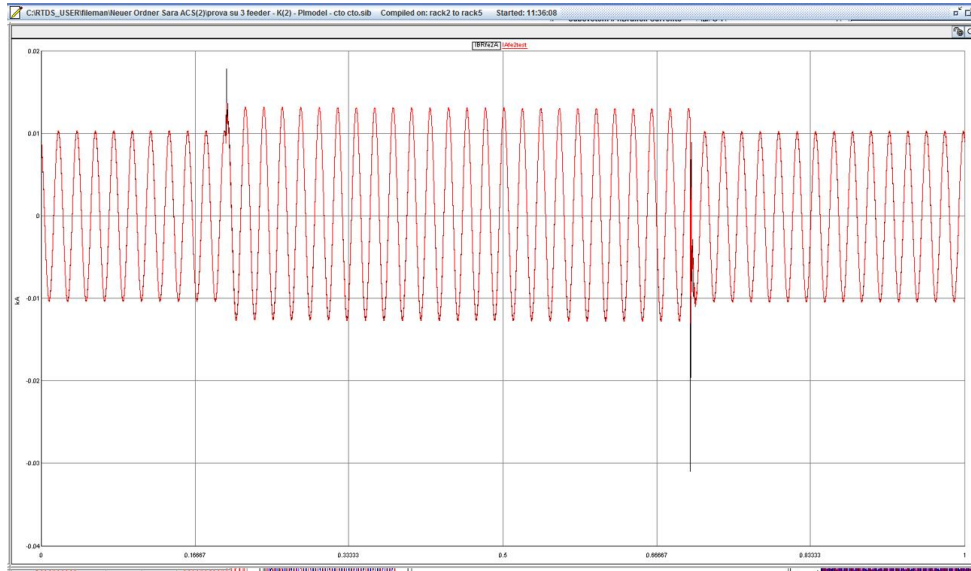


Figura 7.13 Confronto tra il valore di Iagfe2test e IBRfe2a

In questo caso le correnti IAFE2test e IBRfe2A sono molto più simili rispetto al caso 1, quindi l'errore introdotto dal trasformatore disaccoppiatore risulta essere inferiore..

Questo dimostra che simulando un guasto lontano dal componente critico, l'errore da esso introdotto sulla corrente risultante di guasto risulta essere molto inferiore.

Come conferma si riporta anche il confronto tra IAFE3test e IBRfe3A: ci si aspetta è di osservare una differenza tra le due correnti inferiore rispetto a quella lungo il feeder 2.

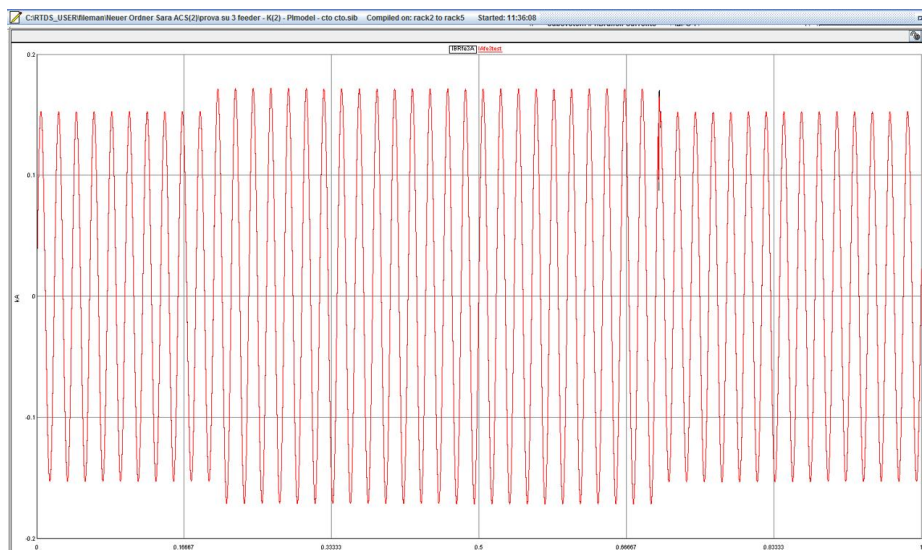


Figura 7.14 Confronto tra il valore di lagfe3test e IBRfe3a

In questo caso, si osserva addirittura un errore trascurabile.

Caso 3

- Corto circuito monofase franco a fondo linea lungo il feeder 2

Si considera un caso di guasto a valle del nodo N049 che si trova lungo il feeder 2. Dall'analisi dei risultati ottenuti nei casi 1 e 2 è possibile ipotizzare che la corrente ottenuta nel caso 3 sia abbastanza attendibile poichè il guasto si verifica lontano dai trasformatori disaccoppiatori.

Nei casi 2 e 3 è pertanto possibile fare considerazioni dal punto di vista delle protezioni installate in qualsiasi punto nella rete, comprese quelle intallate nella cabina primaria e sulla sbarra MT. Nel caso 1 non ha senso valutare il comportamento del sistema di protezione installato nella cabina primaria, poichè il sistema di rilevamento del guasto vedrebbero una corrente errata a causa del componente X Cross Transformer.

Come già accennato nel capitolo 1, supponendo che avvenga un guasto a valle del punto in cui è installata la generazione distribuita, la corrente che passa nella zona di guasto è maggiore nel caso in cui sia presente la DG rispetto al caso di semplice rete passiva, perché il guasto risulta essere alimentato sia dalla rete che dalla DG.

Dal punto di vista della protezioni che sono chiamate a intervenire, poiché la DG alimenta la corrente di guasto, diminuisce il contributo della rete esterna, quindi la corrente vista dalla protezione CB che nel caso in esame si suppone essere installata a monte del nodo N049 risulta essere inferiore. Ciò potrebbe causare un ritardo o addirittura il non intervento del relé. Se si verifica questo fenomeno, si può incorrere ad un danneggiamento della parte del circuito affetta da guasto, cioè quella parte che si trova subito a valle della DG: essendo essa percorsa da una corrente di guasto elevata, risulterà sottoposta ad un notevole stress termico.

Al fine di valutare l'effetto della DG sulla corrente di corto circuito sono stati simulati due sottocasi:

- Caso 3A: Guasto a valle di N049, in assenza totale di DG
- Caso 3B: Guasto a valle di N049, in presenza di DG

Dalle considerazioni bibliografiche e teoriche riportate nel capitolo 1, ci si aspetta di osservare che la corrente di guasto nel caso 3A risulterà essere inferiore a quella del caso 3B, poichè il contributo della DG è del tutto assente.

Caso 3A

Dalle simulazioni effettuate si sono ottenuti i seguenti risultati.
Nella figura sottostante è riportato il confronto tra la corrente di guasto e la corrente rilevata sul ramo a monte del guasto, cioè sulla linea L034-049

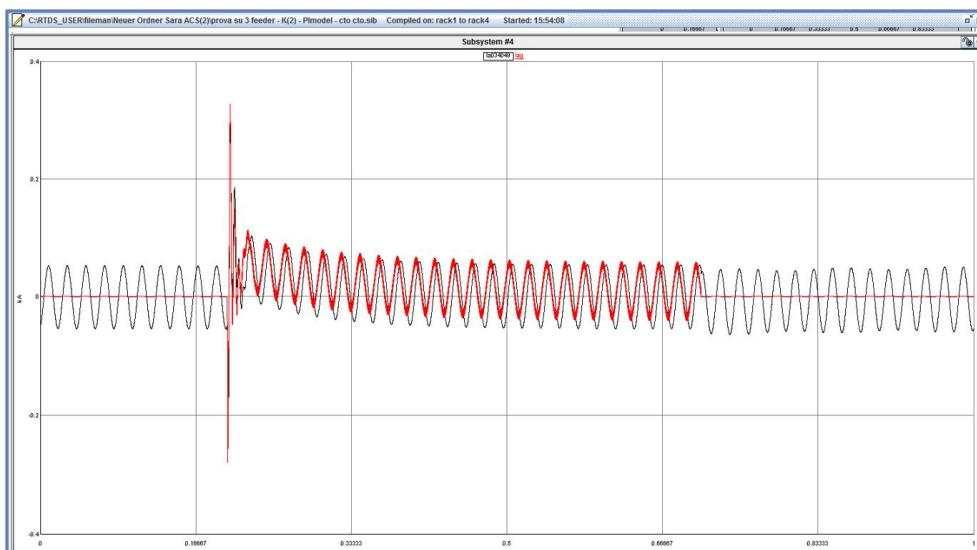


Figura 7.15 Confronto tra il valore di I_{ag} e $I_{a034049}$ in assenza di DG

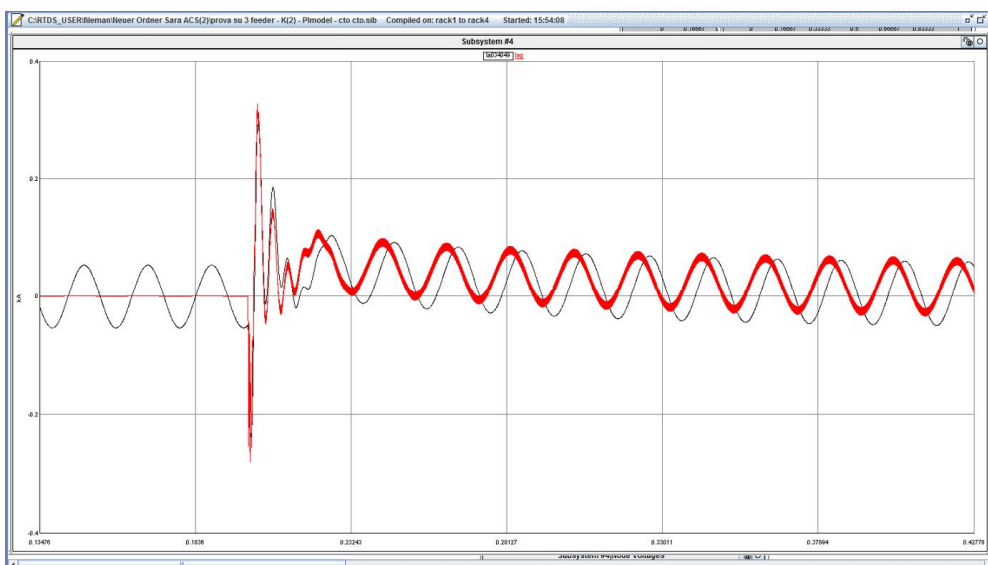


Figura 7.16 Ingrandimento figura 7.15

Dal confronto degli andamenti delle due correnti, si osserva che in assenza di DG, l'effetto blinding non si verifica essendo le due correnti molto simili.

Caso 3B

Dalle simulazioni effettuate si sono ottenuti i seguenti risultati.
Nella figura sottostante è riportato il confronto tra la corrente di guasto e la corrente rilevata sul ramo a monte del guasto, cioè sulla linea L034-049

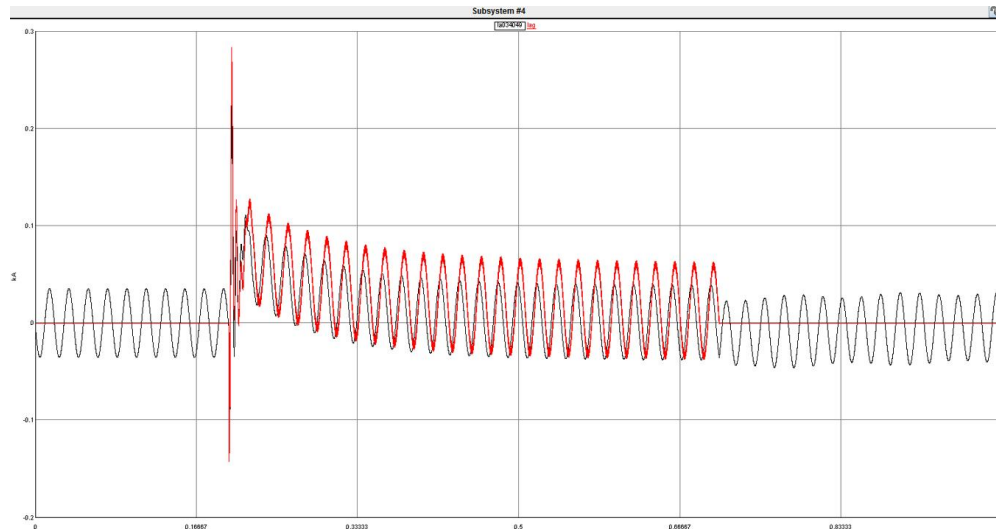


Figura 7.17 Confronto tra il valore di I_{ag} e $I_{a034049}$ in presenza di DG

Dal confronto degli andamenti delle due correnti, si osserva che in presenza di DG, l'effetto blinding potrebbe verificarsi. La corrente rilevata nel punto di guasto risulta infatti essere superiore a quella rilevata dalla protezione che potrebbe incorrere in malfunzionamento.

Caso 4

- Corto circuito trifase franco a fondo linea lungo il feeder 1

Come per i casi 1), 2) e 3) si riportano i valori delle correnti di guasto nel punto di guasto.

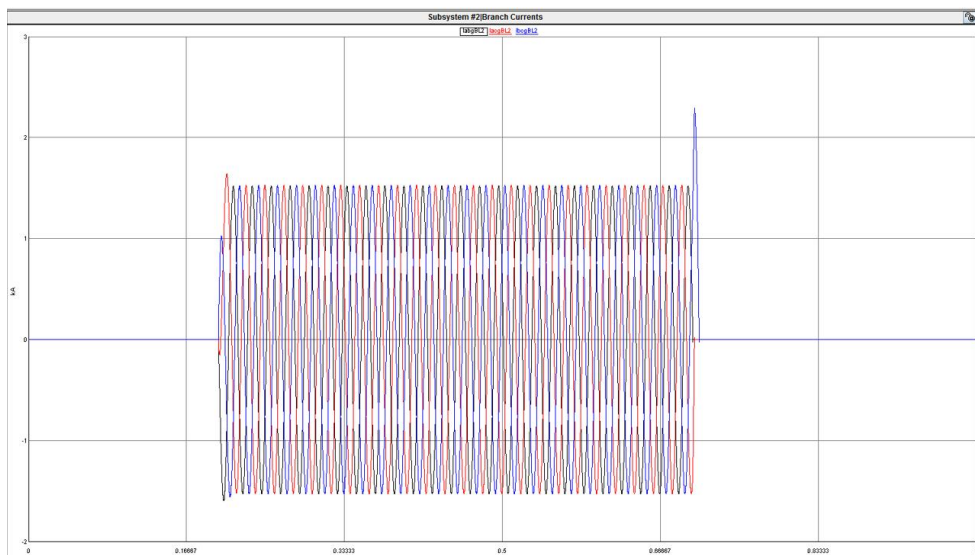


Figura 7.18 Andamento delle correnti di guasto nel caso di corto circuito trifase a fondo linea

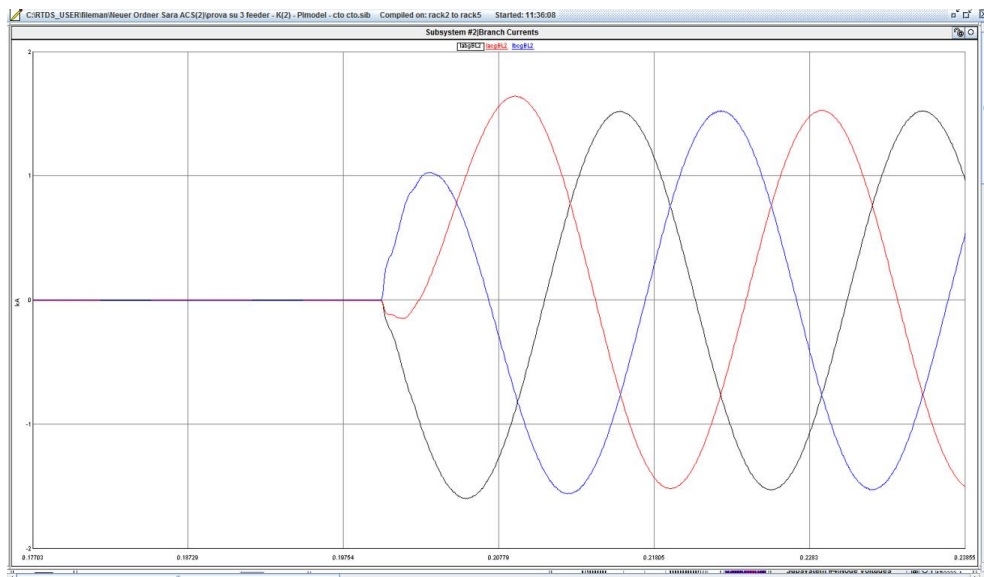


Figura 7.19 Ingrandimento della figura 7.15

Nella figura sottostante è riportato l'andamento della corrente che fluisce a monte nel nodo N010, sulla linea L009-010. Questa è la corrente che viene rilevata da un'eventuale protezione installata prima del nodo.

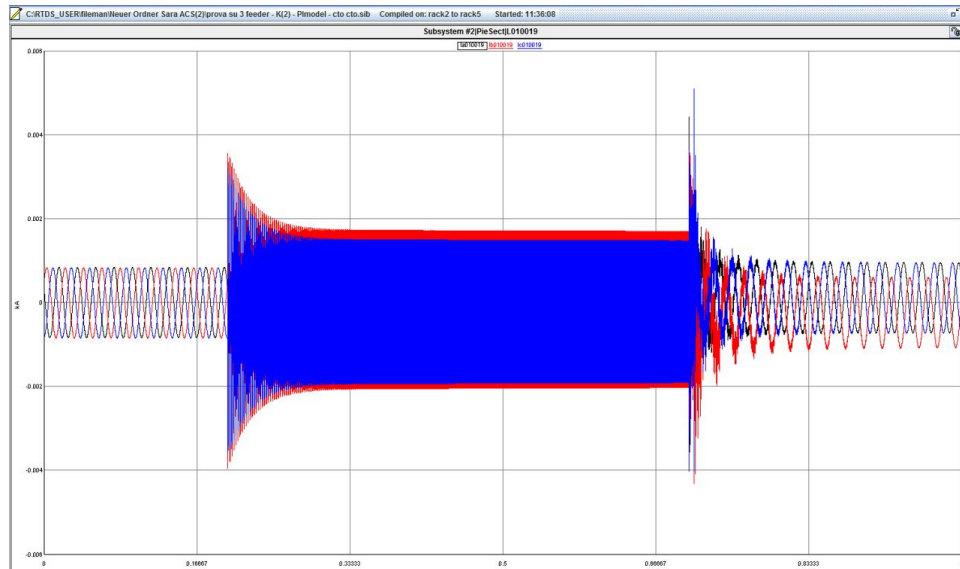


Figura 7.20 Andamento delle correnti che fluiscono a monte del guasto sulla linea L009-010

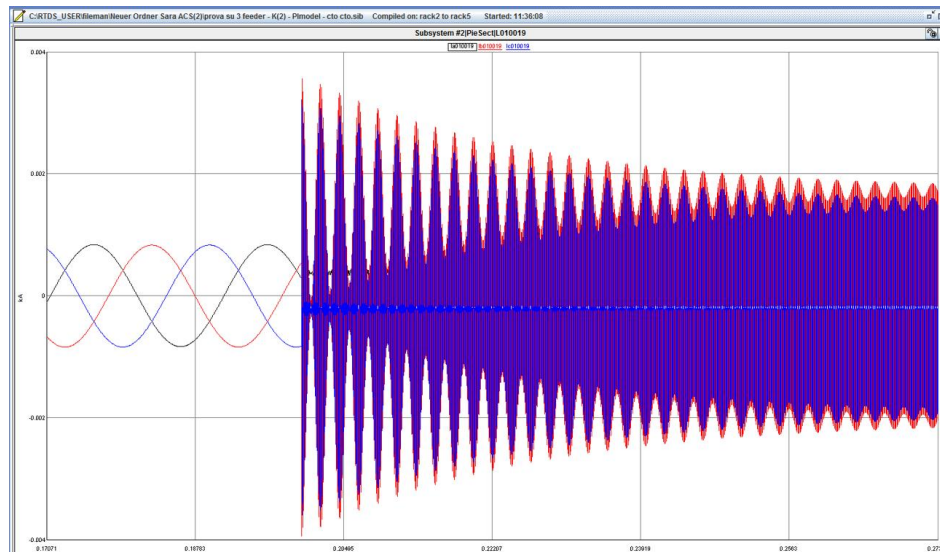


Figura 7.21 Ingrandimento della figura 7.17

Come accennato nel paragrafo sopra, si osserva che la corrente a monte del nodo N010 è inferiore a quella reale di guasto, per cui la protezione a monte potrebbe incorrere nel cosiddetto effetto blinding.

Il fenomeno diventa tanto più importante quanto più è maggiore la taglia del generatore connesso alla rete e quanto più la distanza tra il punto di connessione della DG alla rete e il guasto è maggiore. A verifica di ciò si è considerata una possibile situazione della rete rurale nel futuro. In riferimento allo scenario BAU riportato nell'analisi di rete del progetto Atlantide si è analizzata una possibile situazione di guasto nel 2020, in cui l'aumento percentuale della potenza iniettata dalla DG secondo opportuni coefficienti calcolati nel progetto accentua l'effetto blinding delle protezioni.

Di seguito sono riportati i risultati numerici delle simulazioni

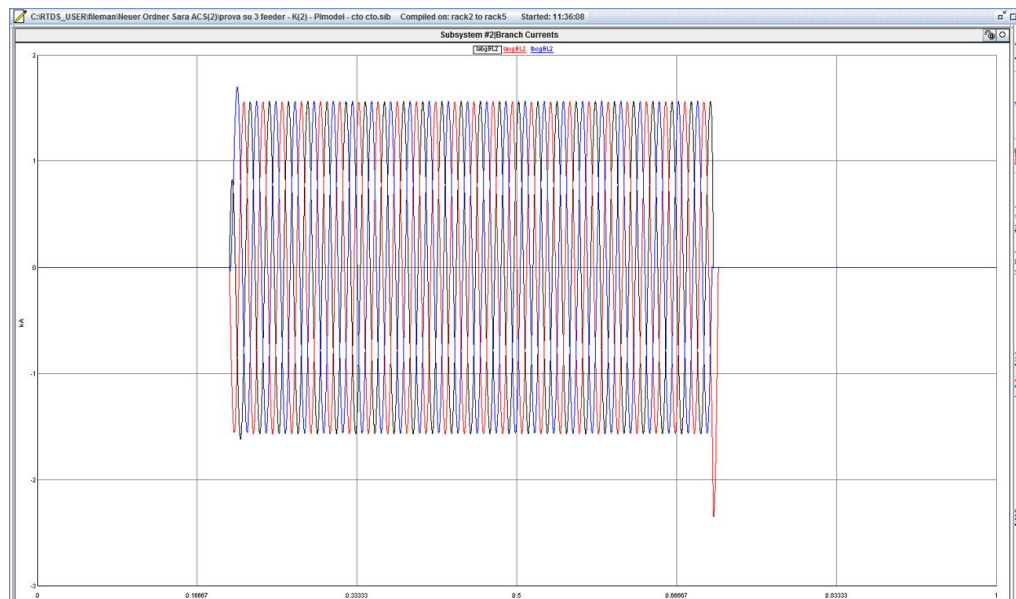


Figura 7.22 Andamento delle correnti di guasto nel caso di corto circuito trifase a fondo linea (scenario 2020)

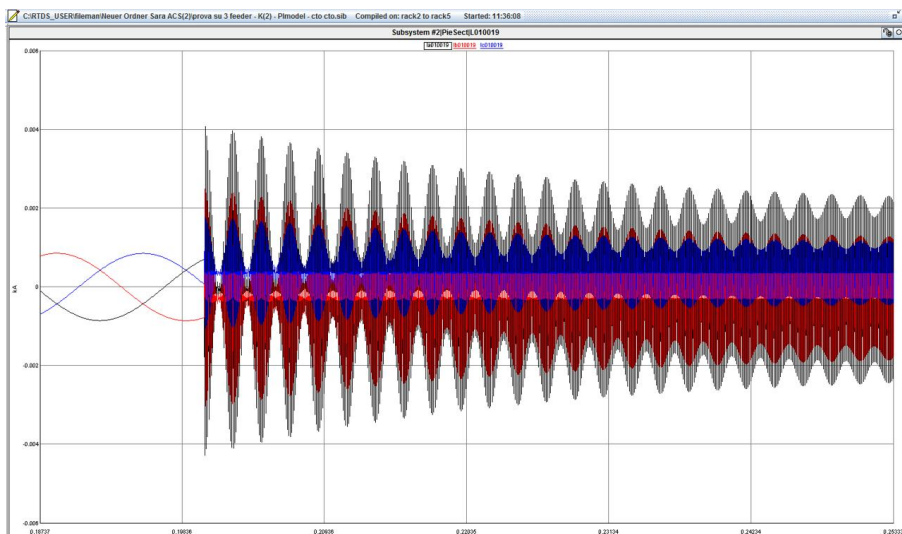


Figura 7.23 Andamento delle correnti che fluiscono a monte del guasto sulla linea L009-010 (scenario 2020)

Si osserva che la corrente di guasto risulta leggermente maggiore nel caso di rete nello scenario futuro, con conseguente effetto blinding più marcato.

Osservazioni:

il caso di rete industriale, ben più complesso del caso semplice di rete radiale è stato anch' esso oggetto di simulazione dei guasti.

Trattandosi di una rete magliata con un elevato numero di nodi, nella modellistica del sistema è stato necessario utilizzare numerosi trasformatori disaccoppiatori non solo sulla sbarra MT ma anche lungo tutta le rete, a sostituzione di linee corte o lunghe a seconda delle esigenze di implementazione della rete a livello di numero massimo di nodi per ogni sottosistema.

Il numero elevato e la sparsità di questi componenti all'interno della rete, crea un elevato grado di errore a livello di calcolo e studio delle correnti di guasto. L'errore introdotto, oltre ad essere difficilmente misurabile, è presente in tutti i punti della rete per cui le simulazioni dei guasti sia vicino, sia lontano da questi componenti critici sono risultate completamente distorte rispetto alla realtà.

Capitolo 8

Applicazioni e prossime attività

Nel capitolo 8 viene affrontato il tema delle applicazioni possibili di questa tesi, ossia le prove con metodologia hardware in the loop. Una applicazione prevista è di interfacciare il simulatore in tempo reale con un dispositivo di protezione di tipo ABB REF615, in questo modo da una modellistica virtuale della protezione come descritto nel paragrafo 8.1 con, si passa alla simulazione tempo reale del dispositivo vero e proprio.

8.1 Protezioni in RTDS

Si considera la seguente rete in AT, implementata su un singolo rack.

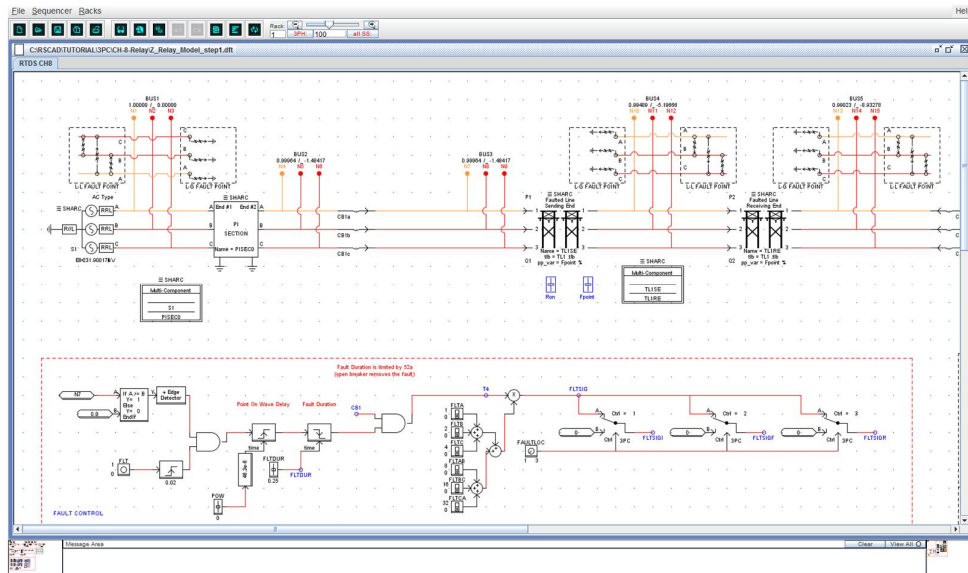


Figura 8.1 Modellistica di un Relé in RSCAD (1)

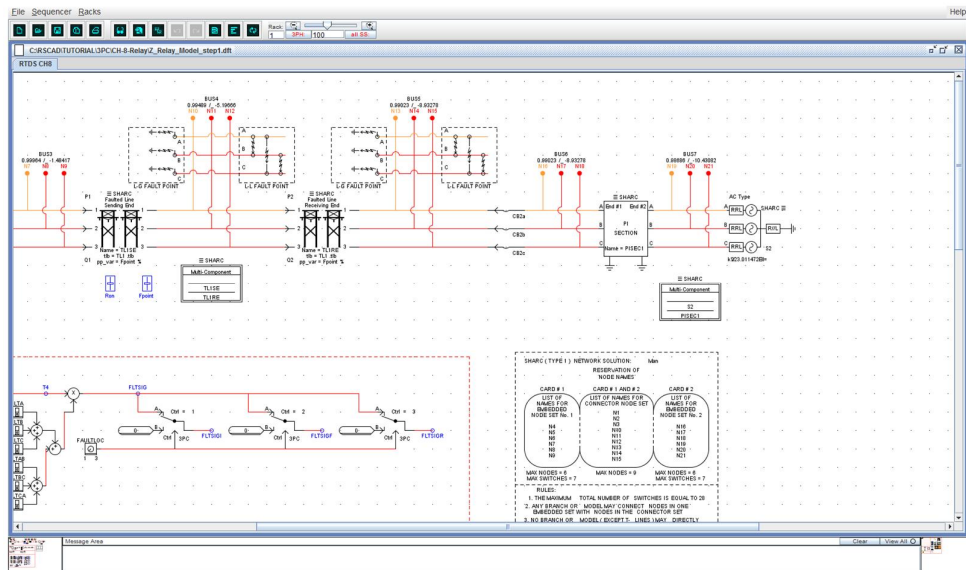


Figura 8.2 Modellistica di un Relé in RSCAD (2)

In tale rete si intende simulare alcuni guasti, di tipo monofase o trifase, verificando che il modello della protezione inserito intervenga al superamento di determinate soglie della corrente di guasto.

Il modello del relé utilizzato è l'RH8 presente nella libreria di RSCAD.

A valle delle simulazioni tempo reale effettuate virtualmente mediante la modellazione di componenti in RSCAD, può essere interessante interfacciare il simulatore con dispositivi di protezione reali e studiare il loro comportamento nella rete oggetto di studio.

8.2 Hardware in the loop

Nel caso delle protezioni, la simulazione “classica” prevede la modellizzazione dei relé tramite definite strutture logiche. Inserendo i modelli dei dispositivi nel sistema elettrico, si studia il loro comportamento nella rete. Questo tipo di simulazione fornisce risultati soddisfacenti solo se il modello del dispositivo è molto accurato, ciò è possibile solo nel caso in cui si conoscono tutti i dettagli

costruttivi. In generale costruttore non rende noti tutti i dati relativi al dispositivo di protezione, quindi una simulazione accurata e precisa che comprende anche eventuali distorsioni di segnale è possibile solamente in modalità tempo reale, connettendo il vero dispositivo al modello di rete implementato. A tale scopo viene creato un modello del sistema di potenza all'interno del quale possono essere simulati differenti eventi, i segnali ottenuti vengono inviati al dispositivo reale. Il time step della simulazione, nel nostro caso pari a 50 μ s, deve essere sufficientemente piccolo in modo tale da garantire la simulazione dei fenomeni dinamici in un ampio range di alte frequenze, inoltre in questo breve intervallo di tempo devono essere risolte tutte le operazioni matematiche del sistema. La particolarità del simulatore RTDS è quella di poter eseguire il così detto "Hardware in the Loop", ossia un tipo di simulazione che vede l'interfacciamento di un dispositivo reale con modello di rete implementato. Eseguendo la simulazione in tempo reale, è possibile studiare sia il comportamento del dispositivo stesso, sia il suo impatto nella rete.

8.2.1 Esempio pratico di Power Hardware in the Loop

Nella figura sottostante è riportato un esempio di come RTDS può essere utilizzato per testare il relé di protezione ABB REF 615.

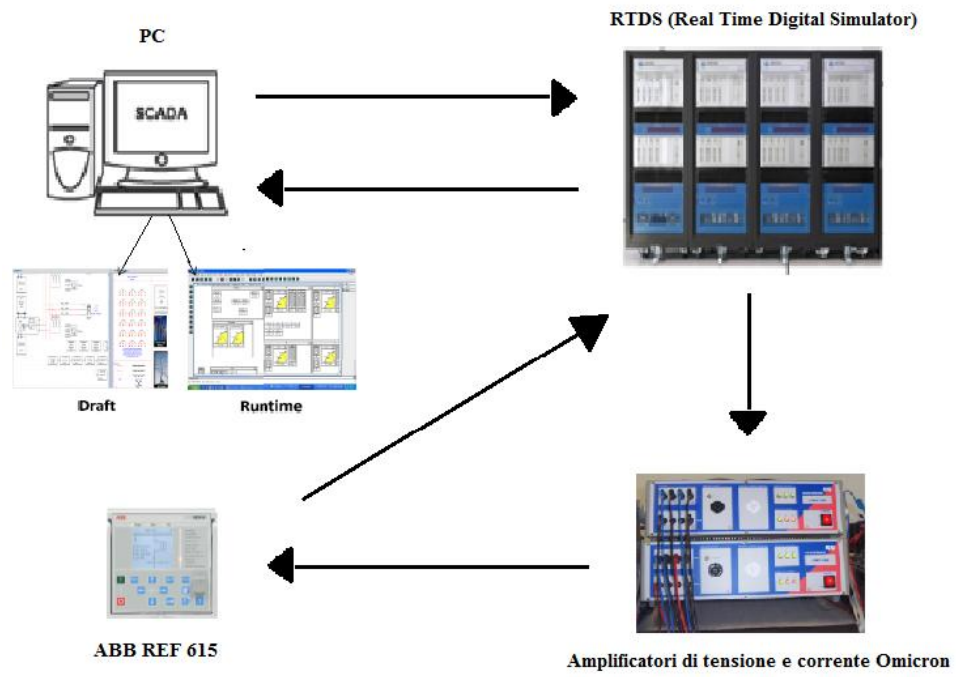


Figura 8.3 Simulazione tempo reale con hardware in loop del relé ABB REF615

Più in dettaglio:

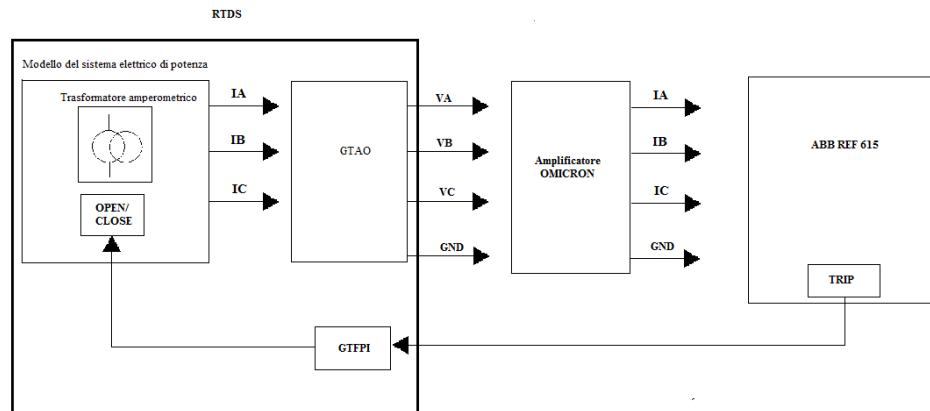


Figura 8.4 Schema elettrico della connessione hardware in loop del relé ABB REF615

Tramite il software RSCAD installato sul PC, viene implementato il modello del sistema di potenza. Compilando il modello, si genera un file tradotto nel linguaggio di RTDS che viene trasferito all'hardware. I parametri del sistema di potenza possono essere monitorati e visualizzati nel dominio del tempo in due modi. La prima possibilità è quella di eseguire un "Plot" in ambiente RUNTIME, in questo modo si visualizza graficamente la variabile oggetto di studio. La seconda possibilità consiste invece nel connettere un oscilloscopio esterno al simulatore tramite le schede GTA0 e GTDO. Poiché il range di valori che può assumere la tensione in uscita dal GTA0 è compreso tra ± 10 V, mentre la corrente può assumere un valore massimo di 25 mA, si utilizza un amplificatore di corrente e tensione Omicron per visualizzare il corretto valore delle tensioni e delle correnti. Nel sistema di potenza implementato in RSCAD è presente un trasformatore amperometrico che misura la terna di correnti (IA, IB, IC) che costituiscono il segnale in uscita che deve essere inviato al relé di protezione. Il segnale di output dal simulatore RTDS passa attraverso la scheda GTA0 ed è costituito da una terna di tensioni (VA, VB, VC). In tale scheda deve essere impostato il rapporto tra la corrente in ingresso e la tensione in uscita. La terna di tensioni generata entra in ingresso all'amplificatore di corrente che converte e amplifica il segnale, generando una terna di correnti equivalenti a quelle misurate sul secondario del TA. Il dispositivo di protezione riceve in ingresso le correnti (IA, IB, IC) corrispondenti alle correnti nel modello: qualora siano raggiunte determinate condizioni, il relé genera un segnale di "Trip" che viene inviato indietro alla scheda GTFPI del simulatore e va a modificare lo stato degli interruttori nel modello.

È importante sottolineare che affinché il segnale di corrente in uscita dal simulatore corrisponda esattamente a quello in ingresso al relé, devono essere impostati opportuni rapporti tensione/corrente e corrente/tensione nei componenti

GTAO e Amplificatore Omicron. Ciò significa che dovrà essere verificata la seguente uguaglianza:

$$G_{GTAO} = \frac{1}{G_{AMPLIFICATORE}}$$

Dove G_{GTAO} rappresenta il rapporto tensione/corrente, mentre $G_{AMPLIFICATORE}$ il rapporto corrente/ tensione.

8.3 Prossime attività

Grazie alla collaborazione di ABB Germania sarà presto possibile installare nel laboratorio dell'istituto Automation of Complex System una serie di dispositivi reali che si interfacceranno direttamente con RTDS.

Le due configurazioni interessanti che potrebbero diventare oggetto di studio a valle delle reti implementate in questa tesi potrebbero essere le seguenti:

1) Configurazione One- Feeder

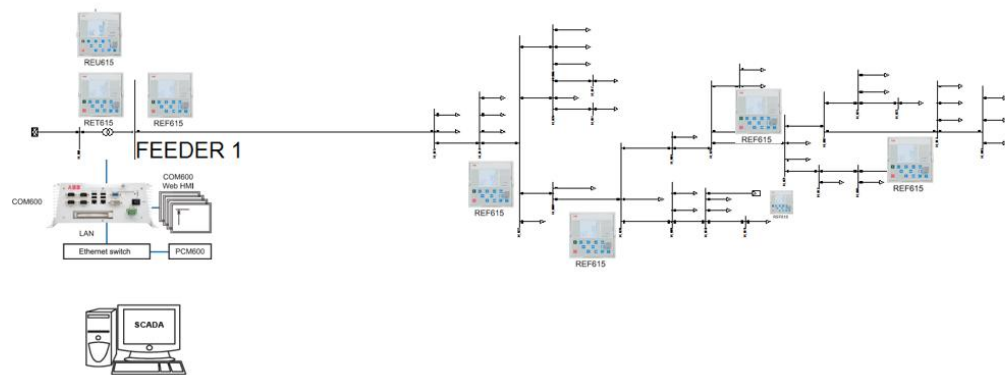


Figura 8.5 Configurazione one-feeder con hardware in loop del relé ABB REF615

Questa configurazione prevede l'utilizzo di un solo feeder, nel quale sono presenti una serie di protezioni di tipo REF615 atte alla protezione dei feeder, una protezione RET615, per la protezione del trasformatore di cabina, un sistema COM600 per il controllo centralizzato e per la comunicazione e un sistema SCADA centralizzato per il controllo e il monitoraggio.

La protezione REF600 è un dispositivo di tipo IED (intelligent electronic device) progettato appositamente da ABB per la protezione, il controllo, la misura e il monitoraggio delle sottostazioni per sistemi elettrici di distribuzione di tipo radiale o magliato. Essi funzionano sia in presenza sia in assenza di generazione distribuita. In funzione della configurazione scelta, il dispositivo IED può essere adattato e dunque installato in diverse tipologie di reti elettriche ad esempio sistemi a neutro isolato o compensato, sistemi connessi a terra tramite una resistenza o direttamente. Il dispositivo REF615 dispone di nove diverse configurazioni: può infatti funzionare come protezione direzionale e non di sovracorrente, protezione da sovraccarico termico e protezione direzionale e non contro guasto a terra.

Il dispositivo RET615 è progettato appositamente per la protezione dei trasformatori. Si tratta di un dispositivo IED utile anche per il controllo di trasformatori di potenza o trasformatori step-up ed è dotato di otto diverse configurazioni possibili

Il sistema COM600 è un controllore che viene installato nelle sottostazioni. Si tratta di un sistema automatico e molto versatile che ha il compito di monitorare i relè di protezione lungo le linee elettriche. Tramite il monitoraggio tempo reale dello stato della rete il sistema COM 600 interviene in situazioni di guasto o anomalie sulla rete variando le tarature e le configurazioni dei relè IED controllabili

Non potendo connettere tutte le protezioni al simulatore RTDS, si può pensare di interfacciarne una sola e di modellizzare le rimanenti utilizzando i componenti pre-assemblati nella libreria di RSCAD.

2) Configurazione "Two different substations"

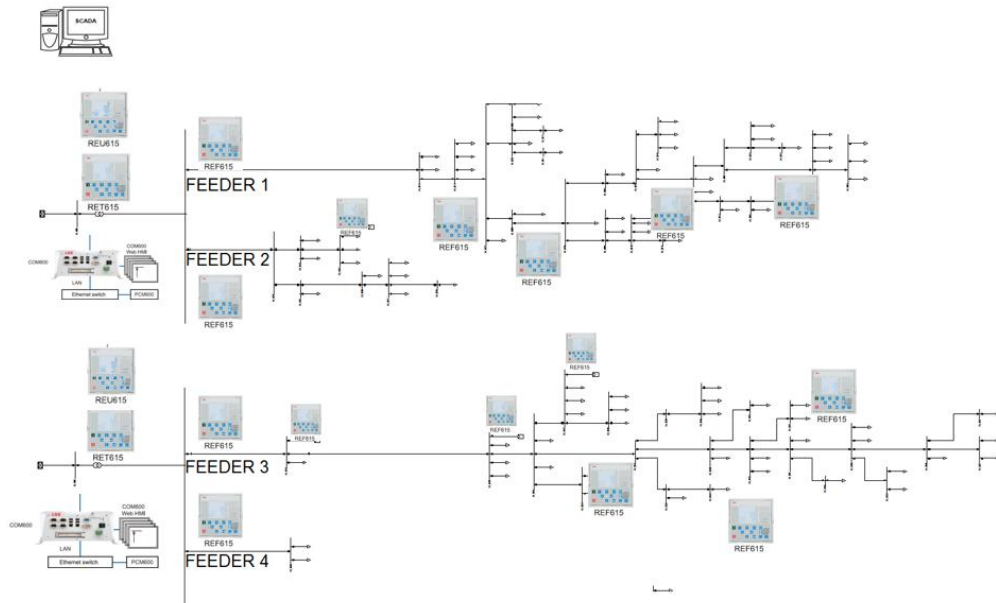


Figura 8.6 Configurazione "Two different substations" con hardware in loop del relé ABB REF615

Questa configurazione è più complessa e prevede l'utilizzo di quattro feeder. In questo caso nel sono presenti una serie di protezioni di tipo REF615, due protezioni RET615 per i due trasformatori di cabina, due sistemi COM600 da installare nelle cabine per la comunicazione e un sistema SCADA centralizzato per il controllo. Questo secondo sistema ha l'obiettivo di verificare la qualità della comunicazione tra i dispositivi di protezione, i dispositivi COM600 in cabina e il sistema SCADA di controllo.

8.4 Laboratorio ACS

In ultimo è riportato lo schema di installazione del laboratorio di ACS e una sua brevissima descrizione. Il laboratorio è fornito di un sistema GPS per la captazione dei segnali. Tali segnali vengono inviati a un dispositivo chiamato MICOM che ha il compito di interfacciarli con i segnali in uscita provenienti da RTDS opportunamente amplificati. In uscita da questo dispositivo si ottengono

grandezze dette sincrofasori che vengono a loro volta inviate al centro di controllo dei dati attraverso cui l'utente può monitorare le grandezze.

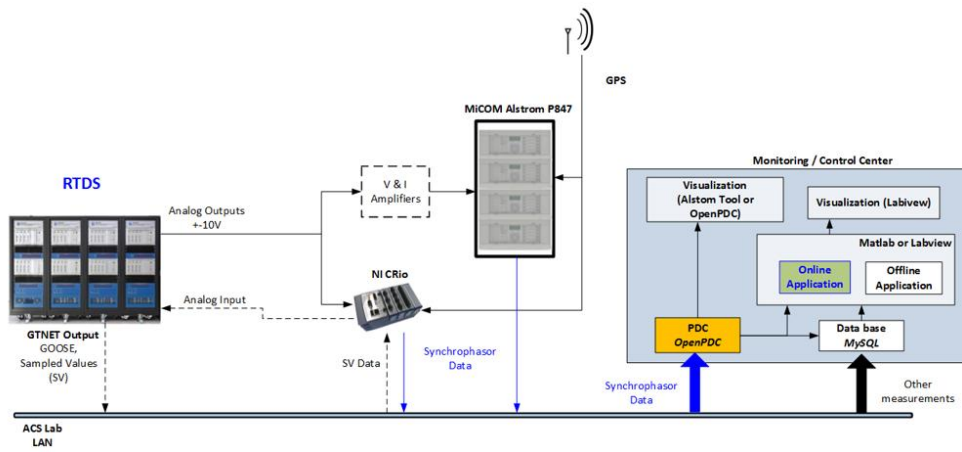


Figura 8.7 Schema del laboratorio ACS

Capitolo 9

Discussione dei risultati

Reti scelte per lo studio

Per lo studio delle reti attive, sono state considerate due reti in media tensione abbastanza estese, con caratteristiche diverse: esse sono state fornite dal Progetto "Atlantide".

La prima è di tipo rurale e presenta uno schema semplice radiale; è caratterizzata dall'aver una lunghezza consistente delle linee con forte prevalenza di conduttori aerei, bassa densità di carico e alta percentuale di utenza in bassa tensione. La potenza fornita dalla generazione distribuita proviene esclusivamente da impianti fotovoltaici.

La seconda tipologia di rete è di tipo industriale con schema sempre radiale ma con la possibilità di chiusura in anello in caso di guasto. In questo caso l'estensione è minore e si ha una maggioranza di installazioni in media tensione con consistenti potenze contrattuali. La potenza generata è rilevante e comprende impianti fotovoltaici, eolici e cogenerativi.

Il motivo per cui sono state scelte le due reti menzionate è dovuto appunto al fatto che esse presentano caratteristiche diverse. Il basso grado di affidabilità ottenibile con una rete del primo tipo puramente radiale viene in genere migliorato creando dei collegamenti tra i feeder principali in modo tale da non lasciare completamente disalimentato il feeder su cui è avvenuto il guasto, con l'intento di escludere dal sistema solo la minima parte affetta dal guasto; questo tipo di schema è detto "in anello aperto". Si prevede in futuro un passaggio sempre più frequente dalle reti di distribuzione radiali a schemi magliati, infatti quest'ultimi, nel caso in cui la posizione dei collegamenti in anello sia stata ben studiata, presentano notevoli vantaggi a livello di perdite di potenza, profilo di tensioni, elevata flessibilità, maggiore affidabilità e power quality. Gli aspetti negativi legati alla magliatura della rete riguardano invece i valori più elevati delle correnti di guasto ai nodi, specialmente in reti attive; ciò implica maggiori costi di investimento per il rinnovo e il miglioramento del sistema di protezione.

Implementazione con Simulatore Real Time

La caratteristica di RDTS è quella di effettuare simulazioni di reti in alta e altissima tensione in tempo reale, fornendo in uscita risultati realistici riguardanti lo stato della rete. L'utilizzo di questo simulatore è interessante perchè rende possibile l'esecuzione di prove in modalità hardware in the loop: esso può cioè essere connesso direttamente a componenti reali del sistema di potenza, di controllo o di protezione. Si riesce in questo modo a osservare il funzionamento dei dispositivi come se fossero effettivamente collegati ad una rete reale.

Il software utilizzato per la programmazione del simulatore e per l'interfacciamento con l'utente è RSCAD implementato in Java, esso è suddiviso principalmente in due ambienti: il DRAFT, che permette di rappresentare graficamente la rete e tutti i suoi componenti, è a sua volta suddiviso in aree dette "subsystems", ciascuna delle quali è associata a un differente rack del simulatore. Il secondo ambiente che caratterizza il software è il RUNTIME che serve per avviare la simulazione tempo reale. Oltre al monitoraggio e al controllo dello stato della rete è possibile effettuare la variazione dello stato della rete agendo su alcune grandezze con lo scopo di valutarne il comportamento in tempo reale a livello di transitorio e a regime.

Ogni subsystem può implementare un numero massimo di nodi monofase di rete pari a 66, per cui in presenza di reti di dimensioni superiori è necessaria la messa in parallelo di più racks tramite specifici componenti. Per poter effettuare questa operazione è necessario che le sottoparti in cui è stata suddivisa la rete siano connesse da linee aventi lunghezza tale che l'onda migrante lungo di esse impieghi un tempo di attraversamento maggiore o uguale al passo di calcolo, pari a 50 microsecondi. Ciò significa che per poter effettuare questo disaccoppiamento e poter procedere nella simulazione real time sarà necessario considerare linee con lunghezza maggiore o uguale a 15 km.

Poiché le reti analizzate appartengono alla distribuzione e non alla trasmissione, si è in presenza di linee decisamente più corte, per cui sono state introdotte delle compensazioni e delle modifiche nel modello a livello di DRAFT al fine di evitare la comparsa di alcuni errori introdotti dal simulatore, dovuti all'utilizzo di modelli realizzati per componenti adatti all'alta tensione.

La compensazione di questi errori rappresenta la difficoltà maggiore da superare per poter simulare in modo realistico una rete di distribuzione. Tali errori devono spesso essere analizzati caso per caso, scegliendo di volta in volta per minimizzarli specifiche soluzioni circuitali tra quelle messe a disposizione dal simulatore.

Oltre alle considerazioni di natura impiantistica già esposte nei paragrafi precedenti, uno degli scopi di questa tesi è stato quello di spingere al limite le possibilità di simulazione il potente simulatore RTDS, osservandone il comportamento.

Nello specifico caso di rete AT, il simulatore è in grado di implementare una rete di dimensioni qualsivoglia purchè il numero di nodi non ecceda il numero massimo di nodi implementabili su ogni rack. Poichè in RTDS è possibile implementare un numero massimo di bus trifase per ogni rack pari a 22, qualora si voglia studiare una rete di dimensioni superiori è necessario suddividerla in più sottosistemi. In questo caso essendo la rete AT caratterizzata da linee di lunghezza superiore a 15 km si utilizzano dei componenti specifici (T_Line) già implementati su RTDS per la separazione tra i differenti subsystem. Le simulazioni in regime statico forniscono risultati soddisfacenti e il load flow raggiunge la convergenza senza problemi in quanto sono rispettate le ipotesi dell'algoritmo di Newton Raphson. Anche in regime transitorio di guasto le simulazioni risultano essere molto accurate e questo permette all'utente di poter utilizzare il software per uno studio tempo reale delle reti, con possibili applicazioni di tipo hardware in the loop con i dispositivi reali di protezione.

Anche caso di rete MT, è possibile implementare una rete di dimensioni elevate caratterizzata da un numero di nodi massimo compatibile con RTDS. Per la separazione tra i differenti subsystem, non possono tuttavia essere utilizzati i componenti T_Line, che richiedono determinate caratteristiche dei parametri di linea. In questo caso la separazione può avvenire tramite componenti di tipo T_line all'interno di blocchi VSC, componenti XCRoss Trasformer o metodi V&I. Dallo studio effettuato nel capitolo 5 si può affermare che la prima soluzione fornisce risultati corretti e simulazioni accurate sia in regime statico che di guasto ma comporta dei costi molto elevati per la simulazione in quanto richiede l'utilizzo di cavi in fibra ottica per il collegamento tra i differenti racks. La terza soluzione invece fornisce risultati molto poco accurati per cui si è optato per la soluzione numero due. Questa modalità di separazione tuttavia presenta alcuni limiti nelle simulazioni.

Confronto tra simulazioni in tempo reale e non

Dal punto di vista delle simulazioni si osserva che un software offline come Digsilent, non presenta alcun problema per quanto riguarda il numero massimo di nodi di rete implementabile, la convergenza del load flow e lo studio dei guasti, tuttavia non permette la simulazione tempo reale con eventuali componenti reali inseriti nella rete.

Volendo effettuare simulazioni real time si è utilizzato RTDS.

La metodologia di lavoro utilizzata è la seguente: per prima cosa è stato creato un primo modello di rete in Power Factory, allo scopo di avere una rete di riferimento con la quale poter confrontare i risultati ottenuti successivamente tramite la simulazione real time. Il confronto tra i software considerati ha senso in quanto essi utilizzano gli stessi modelli dei componenti, quindi linee rappresentate con il modello equivalente a pigreco e a parametri distribuiti, modello del carico ZIP o esponenziale. Per quanto riguarda il metodo di calcolo risolutivo del load flow, viene utilizzato da entrambi i softwares il metodo di Newton Raphson. Tuttavia, essendo RSCAD una piattaforma di calcolo creata per l'alta tensione sono state riscontrate alcune difficoltà nel raggiungere la convergenza del load flow. Ciò è dovuto al fatto che l'algoritmo iterativo risolutivo si basa sull'ipotesi di rapporto X/R molto maggiore di zero, il che è sempre verificato nel caso di linee in alta tensione ma non è verificato nel caso di linee di media e bassa tensione. Il calcolo è stato agevolato inserendo manualmente in RSCAD in alcuni nodi, i valori di load flow ottenuti tramite Power Factory.

Una volta implementato il modello delle due reti, è stato necessario creare modelli semplificati della generazione distribuita in modo tale da non appesantire i modelli delle reti dal punto di vista del calcolo dei software. I modelli della generazione eolica e solare sono stati pensati come sorgenti di tensione controllate da una tensione variabile che dipende dalla potenza che si vuole immettere sulla rete. La potenza iniettata a piacere può essere variata in ambiente RUN TIME durante la simulazione ogni qualvolta si voglia valutare una variazione dello stato della rete a livello di generazione distribuita. Diversamente, per quanto riguarda gli impianti cogenerativi, sono stati utilizzati semplici generatori sincroni con sistemi di controllo della turbina e sistema di eccitazione predefiniti.

Una volta terminato e validato il modello ed eseguito il calcolo di load flow, è stato possibile iniziare le simulazioni.

Sia su Power Factory che su RSCAD è possibile effettuare due tipi di simulazione, una per lo studio a regime stazionario, l'altra per lo studio dinamico; il time step della simulazione è in microsecondi per RSCAD; mentre può essere variabile da milli a microsecondi in Power Factory.

Studio e simulazione in regime stazionario

Per quanto riguarda il funzionamento in regime statico, sono state fatte simulazioni inerenti al funzionamento nominale delle reti. Impostando profili di carico e di generazione reali si è verificato che non si presentassero violazioni ai

limiti di rete. Grazie a questo tipo di studio è stato possibile osservare quali sono gli effetti positivi e negativi della diffusione della generazione distribuita a livello di media tensione. In particolare sono stati considerati due casi estremi di condizioni di generazione e carico nella rete rurale.

Il primo caso riguarda una situazione di carico variabile durante la giornata con la generazione distribuita al minimo, rappresentativa di una giornata estiva lavorativa e con brutto tempo. In questo caso si evidenzia un maggior flusso di potenza dalla rete a potenza infinita verso il carico. Confrontando questo caso, con una condizione di generazione distribuita a produzione massima, si osserva che a parità di richiesta del carico, l'effetto positivo della generazione distribuita è quello di apportare un miglioramento al profilo delle tensioni e a livello di sovraccarico delle linee.

Il secondo caso riguarda la simulazione di una giornata in presenza di generazione fotovoltaica distribuita con un'iniezione di potenza in rete variabile a seconda del momento della giornata in base all'irraggiamento disponibile. Questo secondo caso rappresenta una tipica giornata di sole di primavera non particolarmente calda in cui i carichi di tipo industriale, commerciale e residenziale presentano coefficienti moltiplicativi bassi. In questo caso un'eccessiva iniezione di potenza potrebbe far eccedere la tensione di alcuni nodi oltre i limiti. Considerando di variare il rapporto spire del trasformatore in Cabina Primaria si può calcolare a quanto si deve portare la tensione sulla sbarra MT se si vuole iniettare tutta la potenza utile.

A livello di steady state, è possibile studiare una possibile evoluzione futura delle reti che vede un incremento progressivo della generazione distribuita tramite coefficienti moltiplicativi nell'arco dei prossimi dieci anni, con i relativi problemi di sovratensioni che ne derivano. Si osserva che l'aumento e il posizionamento dei nuovi impianti di generazione, non può essere effettuato in maniera casuale sulla rete. Considerando un singolo feeder è possibile osservare come varia il profilo delle perdite di rete in funzione del punto di installazione e delle dimensioni dell'impianto.

Esaminando i risultati, si osserva innanzitutto che il software presenta problemi di convergenza a livello di load flow poichè le caratteristiche delle reti MT sono in conflitto con le ipotesi dell'algoritmo risolutore di RTDS, per questo motivo è stato necessario imporre sui nodi della rete i valori delle tensioni ottenuti con il calcolo di load flow in DigSilent.

Un ulteriore problema che si riscontra nello studio in regime stazionario è dovuto ai componenti utilizzati per la separazione della rete sui differenti rack. A valle di numerose simulazioni si è osservato che nel caso in cui il componente XCross Transformer sia utilizzato in sostituzione di linee troppo corte, si presenta un errore

nelle simulazioni. Esso infatti introduce delle capacità aggiuntive fittizie nascoste nel nel MAp.file del sistema che devono essere necessariamente compensate da induttanze derivate al fine di ottenere simulazioni stazionarie accurate.

Effettuando la forzatura del load flow e la compensazione tramite induttanze derivate, si sono riusciti ad ottenere buoni risultati nelle simulazioni.

Studio e simulazione in regime dinamico

Per quanto riguarda il regime dinamico, l'attenzione è stata focalizzata sullo studio in regime di guasto e sugli effetti causati dalla generazione distribuita sul sistema di protezione tradizionale.

In particolare sono stati considerati i seguenti casi:

- 1) **Caso 1:** corto circuito monofase franco a terra in partenza al feeder 1
- 2) **Caso 2:** corto circuito monofase franco a terra a fondo linea (feeder 1)
- 3) **Caso 3:** corto circuito monofase franco a terra a fondo linea (feeder 2)
- 4) **Caso 4:** corto circuito trifase franco a fondo linea (feeder 1)

Durante le simulazioni di guasto, si sono riscontrati numerosi limiti del simulatore: primo fra tutti, la simulazione di guasti nelle vicinanze del componente separatore, si è rivelata del tutto inaffidabile. Nel capitolo 7 si è giunti alla conclusione che l'unico modo per evitare che questo componente esalti i valori della corrente di guasto fornendo in uscita risultati errati è quello di effettuare simulazioni lontano dal componente critico, ad esempio a fine feeder nel caso in cui X Cross Trasformer si trovi sulla barra MT. Un'altra soluzione di difficile applicazione pratica è quella di porre resistenze in parallelo alle induttanze compensatrici che smorzino l'effetto eccitante dei trasformatori separatori sulla corrente di guasto. Queste resistenze aggiuntive devono essere ricalcolate ogni volta che si simula un guasto in una posizione differente della linea in quanto il loro valore cambia in funzione della distanza del guasto dal componente critico e in funzione dei parametri delle linee interposte tra esso e il guasto.

L'effetto di questi componenti sulle correnti di guasto è tanto maggiore quanto più essi sono sparsi nella rete in oggetto, come nel caso della rete industriale.

Nei casi di guasto lontani dal componente separatore i risultati delle simulazioni sono attendibili, per cui è possibile studiare il comportamento di eventuali protezioni presenti sulla linea.

Nel caso semplice di rete MT implementata su un singolo rack si ottengono ottime simulazioni in regime stazionario e dinamico per cui può risultare molto interessante un'applicazione di tipo hardware in the loop come descritto nel capitolo 8.

Possibili scenari futuri per il sistema di protezione

Una possibile soluzione ai problemi presentati è quella di disconnettere rapidamente a fronte di un guasto la DG tramite protezioni che rilevano la minima e massima tensione e la frequenza, in modo da ricondursi al caso base di rete passiva, con il vantaggio di non dover modificare il sistema di protezione.

Un'altra soluzione, potrebbe essere quella di installazione di protezioni differenziali di linea caratterizzate dal vantaggio di poter lavorare anche in condizioni di DG connessa.

Conclusioni

A valle di un primo studio teorico sulle problematiche che si riscontrano nelle reti elettriche di media tensione a causa della diffusione della generazione distribuita, in particolare quelle relative ai guasti, sono state esaminate alcune possibili strategie di realizzazione del sistema di protezione. Una soluzione tecnicamente possibile e in grado di rispondere adeguatamente alle nuove è quella di utilizzare sistemi di protezione adattativi, in cui cioè i dispositivi sono in grado di modificare il proprio comportamento in base alle diverse condizioni della rete.

Le simulazioni in tempo reale con metodologia Hardware in the loop, in cui i dispositivi di protezione sono collegati ad un sistema di simulazione che fornisce segnali che riproducono quelli di rete, sarebbero a tal fine uno strumento utilissimo, che permetterebbe di effettuare prove esaustive sui diversi guasti possibili nelle diverse condizioni di rete.

Lo scopo della tesi è stato appunto quello di implementare tramite il simulatore digitale tempo reale RTDS, una rete di distribuzione reale attiva e di studiare il suo comportamento in regime statico e dinamico, con particolare attenzione ai guasti e al sistema di protezione.

Il simulatore utilizzato, tuttavia, essendo progettato per reti di alta e altissima tensione, ha caratteristiche che lo rendono non immediatamente applicabile alle reti di distribuzione. In particolare:

- è particolarmente adatto per simulare reti composte da sottosistemi connessi tramite linee di lunghezza rilevante (centinaia di km), mentre le reti di distribuzione sono di solito limitate a un'area geografica più piccola
- ciascun sottosistema considerato in RTDS contiene tipicamente poche decine di nodi, mentre le reti di distribuzione comprendono un numero molto maggiore di nodi connessi
- gli algoritmi di calcolo utilizzati da RTDS sono ottimizzati per reti di trasmissione, e non sempre danno risultati attendibili

Alcune di queste difficoltà sono superabili, ad esempio introducendo componenti fittizi per simulare l'interconnessione dei diversi sottosistemi l'uno all'altro, oppure eseguendo calcoli preliminari per ottenere valori da fornire in ingresso agli algoritmi. Ciò nonostante, lo strumento di simulazione utilizzato non ha potuto simulare tutte le situazioni di guasto previste. E' presumibile che l'evoluzione degli strumenti software e hardware porterà a superare queste difficoltà nelle versioni successive.

D'altra parte, per i casi in cui le simulazioni hanno avuto successo (sottosistemi con piccolo numero di nodi, oppure guasti lontani dai punti di interconnessione), RTDS ha già prodotto risultati realistici, di ottima qualità e certamente utilizzabili per il test di sistemi di protezione.

Riteniamo perciò che le simulazioni in tempo reale e le prove con metodologia hardware in the loop si riveleranno strumenti utili e sempre più diffusi per l'ingegneria dei sistemi di protezione delle reti di distribuzione.

Bibliografia

- [1] A.Cerretti, M.Delfanti – “Smart Grid, cosa sono e a cosa servono”, *Tutto Normel* , pp 1-12, Maggio 2012
- [2] N.Rugthaicharoencheep, M. Boonthienthong – “Smart Grid for energy management on distribution system with distributed generation”, *IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems* , pp 165-169, Bangkok, Thailand, May 2012
- [3] F.Coffele, C.Booth, G.Burt, C.Mctaggart, T.Spearing – “Detailed analysis of the impact of distributed generation and active network management on network protection systems”, *21st International Conference on Electricity Distribution*, pp 1-4, Frankfurt, June 2011
- [4] S.Repo, H.Laaksonen, P.Järventausta, O.Huthala, M.Mickelsson – “A case study of voltage rise problem due to a large amount of distributed generation on a weak distribution network”, *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Bologna, Italy, June 2003
- [5] E.Coster, J.Myrzik, W.Kling – “Effect of DG on distribution grid protection”, *Distributed Generation*, D N Gaonkar (Ed.), February 2010 available from: <http://www.intechopen.com/books/distributed-generation/effect-of-dg-on-distribution-grid-protection>
- [6] M.Bredice – “An IEC61850 based protection system for microgrids”, Master Thesis, Politecnico di Milano, 2011-2012
- [7] A.Oudalov, ABB Switzerland, L.Milani, E.Ragaini, A.Fidigatti, ABB Italy– “Sample implementation of adaptative protection for low voltage networks”, available from: http://www.pacw.org/issue/june_2012_issue/lessons_learned/selfhealing_solution_for_medium_voltage_feeders_on_the_isle_of_wight/complete_article/1.html
- [8] M.Deng, J.Qian, Z.Yan, T.Yu, J.Zhou, J.Zhang, L.Li – “A research of feeder protection 10 kV distribution network including distributed generation”, *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp 1-5, Shanghai, September 2012
- [9] R. Kuffel, “RTDS-A fully digital power system simulator operating in

- real-time,” Proceedings of ICDS 1995, College Station, Texas, USA, S. pp.19–24.
- [10] M. Claus, “Simulation of extended power systems in real-time–experiences and results,” 12th CEPSI, Nov 2-6, 1998, Pattaya, Thailand.
- [11] Two Approach for Testing Large Distribution Network in Real-Time Simulation Xiang Wu, Andrea Benigni, Ferdinanda Ponci, Antonello Monti Institute for Automation of Complex Power Systems E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen Mathieustraße 10, D-52074 Aachen, Germany
- [12] Jiyuan Fan; Borlase, S.; , "The evolution of distribution," Power and Energy Magazine, IEEE , vol.7, no.2, pp.63-68, March-April 2009
- [13] Monti, A.; Ponci, F.; Benigni, A.; , "Real-time simulation and Hardware in the Loop as enablers for sustainable energy solutions," Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on , vol., no., pp.21-27, 14-16 June 2011
- [14] Marti, J.R.; Linares, L.R.; Calvino, J.; Dommel, H.W.; Lin, J., "OVNI: an object approach to real-time power system simulators," *Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98. 1998 International Conference on* , vol.2, no., pp.977,981 vol.2, 18-21 Aug 1998
- [15] W. Gao, E. Solodovnik, R. Dougal, G. Cokkinides, and A. S. Meliopoulos, “Elimination of numerical oscillations in power system dynamic simulation,” in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC'03. Eighteenth Annual IEEE*, 2003, vol. 2, pp. 790–794.

Appendice A

Parametri circuitali dei trasformatori presenti nella reti rurale e industriale

Rete rurale

- Parametri circuitali dei trasformatori

Transf Type	V1n [kV]	V2n [kV]	vcc [%]	pcc [%]	Sn [MVA]	OLTC
150/20.8_25_OLTC	150	20,8	12,01	0,45	25	1
132/20_40	132	20	11,10	0,45	40	1
20/0.4_0.05	20	0,4	4,00	1,70	0,05	0
20/0.4_0.1	20	0,4	4,00	1,40	0,1	0
20/0.4_0.11	20	0,4	2,00	0,70	0,11	0
20/0.4_0.16	20	0,4	4,00	1,15	0,16	0
20/0.4_0.25	20	0,4	4,00	1,04	0,25	0
20/0.4_0.4	20	0,4	4,00	1,04	0,4	0
20/0.9_0.05	20	0,9	3,09	1,32	0,05	0
20/20_0.16	20	20	2,91	1,02	0,16	0

Tap_Min	Tap_Max	dU [%]	Tap_side	DB [%]	Conn1	Conn2	Group
-10	10	1,00	2	1,5	Y	y	0
-8	8	1,50	1	2	Y	yn	0
-3	2	1,67	1	5	D	yn	11
-3	2	1,67	1	5	D	yn	11
-3	2	1,67	1	5	D	yn	11
-2	3	1,67	1	5	D	yn	11
-3	2	1,67	1	5	D	yn	11
-3	2	1,67	1	5	D	yn	11
-3	2	1,67	1	5	D	yn	11
-3	2	1,67	1	5	D	yn	11

Rete industriale

- Parametri circuitali dei trasformatori

Transf Type	V1n [kV]	V2n [kV]	vcc [%]	pcc [%]	Sn [MVA]	OLTC
127/16.2_25	127	16,2	11,11	0,43	25	1
15/0.4_0.04	15	0,4	4,00	1,70	0,04	0
15/0.4_0.05	15	0,4	4,00	1,70	0,05	0
15/0.4_0.063	15	0,4	4,00	1,62	0,063	0
15/0.4_0.1	15	0,4	4,00	1,40	0,1	0
15/0.4_0.16	15	0,4	4,00	1,15	0,16	0
15/0.4_0.25	15	0,4	4,00	1,04	0,25	0
15/0.4_0.4	15	0,4	4,00	0,91	0,4	0
15/0.4_0.63	15	0,4	6,00	0,89	0,63	0

Tap_Min	Tap_Max	dU [%]	Tap_side	DB [%]	Conn1	Conn2	Group
-10	10	1,00	1	1,5	Y	y	0
0	0	0,00	0	0	D	yn	11
0	0	0,00	0	0	D	yn	11
0	0	0,00	0	0	D	yn	11
-2	2	2,00	0	5	D	yn	11
-3	2	1,67	0	0	D	yn	11
-2	2	2,00	0	5	D	yn	11
-3	2	1,67	0	5	D	yn	11
-3	2	1,67	0	5	D	yn	11

Appendice B

Parametri e caratteristiche delle linee presenti nella rete rurale e industriale

Rete rurale

- Tipologie di linea

Line ID	From	To	Line Type	Vn [kV]	Length [km]
L_002-015	N_002	N_015	UC_AL_120_260	20	1,370
L_014-022	N_014	N_022	OH_CU_35_190	20	0,800
L_026-011	N_026	N_011	OH_CU_35_190	20	2,250
L_026-017	N_026	N_017	OH_CU_25_140	20	1,800
L_022-008	N_022	N_008	OH_CU_35_190	20	1,330
L_008-020	N_008	N_020	OH_CU_35_190	20	0,470
L_020-004	N_020	N_004	OH_CU_35_190	20	1,385
L_004-025	N_004	N_025	OH_CU_35_190	20	0,345
L_053-039	N_053	N_039	OH_CU_35_190	20	1,700
L_021-012	N_021	N_012	OH_CU_16_105	20	1,400
L_012-005	N_012	N_005	OH_CU_25_140	20	1,300
L_005-016	N_005	N_016	OH_CU_25_140	20	1,333
L_021-007	N_021	N_007	OH_CU_35_190	20	1,350
L_024-023	N_024	N_023	OH_CU_16_105	20	1,000
L_010-019	N_010	N_019	OH_CU_16_105	20	0,780
L_022-006	N_022	N_006	OH_CU_35_190	20	0,900
L_002-056	N_002	N_056	UC_CU_95_245	20	0,800
L_002-069	N_002	N_069	UC_CU_95_245	20	1,535
			UC_AL_150_280		0,145
			UC_CU_95_245		1,390
L_002-029	N_002	N_029	OH_CU_50_235	20	2,875
			UC_AL_185_330		0,145
			OH_CU_50_235		2,730
L_029-031	N_029	N_031	OH_CU_50_235	20	1,530
L_031-030	N_031	N_030	OH_CU_50_235	20	13,420
L_030-027	N_030	N_027	OH_CU_50_235	20	3,000
L_027-028	N_027	N_028	OH_CU_35_190	20	0,760
			OH_CU_35_190		0,720
			OH_CU_25_140		0,040
L_002-034	N_002	N_034	OH_CU_35_190	20	6,140
			UC_CU_95_245		0,370
L_034-049	N_034	N_049	OH_CU_35_190	20	5,770
			OH_CU_35_190		4,600
			UC_CU_95_245		0,500
			UC_AL_185_330		0,020
			OH_CU_35_190		4,080
L_042-040	N_042	N_040	OH_CU_25_140	20	1,220
L_055-053	N_055	N_053	OH_CU_35_190	20	1,500
L_053-035	N_053	N_035	OH_CU_35_190	20	1,550
L_035-044	N_035	N_044	OH_CU_35_190	20	1,356
L_045-051	N_045	N_051	OH_CU_35_190	20	1,200
L_036-050	N_036	N_050	OH_CU_35_190	20	1,000
L_050-037	N_050	N_037	OH_CU_35_190	20	1,000
L_050-047	N_050	N_047	OH_CU_16_105	20	0,960
L_051-046	N_051	N_046	OH_CU_25_140	20	1,261
L_038-052	N_038	N_052	OH_CU_16_105	20	1,250
L_081-094	N_081	N_094	OH_CU_35_190	20	0,800
L_103-082	N_103	N_082	OH_CU_35_190	20	1,400

L_080-096	N_080	N_096	OH_CU_35_190	20	1,480
L_096-095	N_096	N_095	OH_CU_16_105	20	0,400
L_096-091	N_096	N_091	OH_CU_16_105	20	1,000
L_082-088	N_082	N_088	OH_CU_35_190	20	2,400
L_097-089	N_097	N_089	UC_CU_50_165	20	1,000
L_089-078	N_089	N_078	OH_CU_16_105	20	2,900
L_088-090	N_088	N_090	OH_CU_25_140	20	3,860
L_094-093	N_094	N_093	OH_CU_16_105	20	0,750
L_081-092	N_081	N_092	OH_CU_16_105	20	0,900
L_002-067	N_002	N_067	OH_CU_35_190	20	1,100
			OH_CU_35_190		0,750
			UC_CU_95_245		0,350
L_059-066	N_059	N_066	OH_CU_35_190	20	1,050
L_058-061	N_058	N_061	OH_CU_16_105	20	0,150
L_022-026	N_022	N_026	OH_CU_16_105	20	1,130
L_013-003	N_013	N_003	OH_CU_16_105	20	1,200
L_009-010	N_009	N_010	OH_CU_16_105	20	0,980
L_025-018	N_025	N_018	OH_CU_16_105	20	3,120
L_025-021	N_025	N_021	OH_CU_35_190	20	1,850
L_007-013	N_007	N_013	OH_CU_16_105	20	1,790
L_007-024	N_007	N_024	OH_CU_35_190	20	1,680
L_015-014	N_015	N_014	UC_AL_185_330	20	3,070
L_020-009	N_020	N_009	OH_CU_35_190	20	2,400
L_029-033	N_029	N_033	OH_CU_35_190	20	0,850
L_033-032	N_033	N_032	UC_AL_185_330	20	0,885
L_045-041	N_045	N_041	OH_CU_25_140	20	2,505
L_036-043	N_036	N_043	OH_CU_25_140	20	2,380
L_049-055	N_049	N_055	OH_CU_25_140	20	1,300
L_039-048	N_039	N_048	OH_CU_35_190	20	1,600
L_053-038	N_053	N_038	OH_CU_35_190	20	0,800
L_038-045	N_038	N_045	OH_CU_35_190	20	1,150
L_051-036	N_051	N_036	OH_CU_35_190	20	1,781
L_055-054	N_055	N_054	OH_CU_16_105	20	2,200
L_055-042	N_055	N_042	OH_CU_35_190	20	1,660
L_066-060	N_066	N_060	OC_AL_35_156	20	1,200
L_067-059	N_067	N_059	OH_CU_35_190	20	1,020
L_067-058	N_067	N_058	OH_CU_16_105	20	1,348
L_065-064	N_065	N_064	UC_AL_150_280	20	0,830
L_062-063	N_062	N_063	UC_AL_150_280	20	0,906
L_064-062	N_064	N_062	UC_CU_50_165	20	1,600
L_068-065	N_068	N_065	UC_CU_50_165	20	1,200
L_066-068	N_066	N_068	UC_CU_50_165	20	1,000
L_072-070	N_072	N_070	UC_AL_150_280	20	1,020
L_075-073	N_075	N_073	UC_CU_50_165	20	0,570
L_073-072	N_073	N_072	UC_CU_50_165	20	1,386
L_074-071	N_074	N_071	UC_CU_50_165	20	0,910
L_070-074	N_070	N_074	UC_CU_50_165	20	1,090
L_069-075	N_069	N_075	UC_CU_95_245	20	2,370
L_082-080	N_082	N_080	OH_CU_35_190	20	1,200
L_083-101	N_083	N_101	OH_CU_35_190	20	0,450

L_099-103	N_099	N_103	OH_CU_35_190	20	3,800
L_101-084	N_101	N_084	OH_CU_35_190	20	1,670
L_089-087	N_089	N_087	OH_CU_35_190	20	2,082
L_094-085	N_094	N_085	OH_CU_35_190	20	1,580
L_088-098	N_088	N_098	OH_CU_35_190	20	1,630
L_101-079	N_101	N_079	OH_CU_35_190	20	0,860
L_086-083	N_086	N_083	OH_CU_35_190	20	1,370
L_002-086	N_002	N_086	UC_AL_150_280	20	1,173
L_084-081	N_084	N_081	OH_CU_35_190	20	1,840
L_102-097	N_102	N_097	UC_CU_50_165	20	0,740
L_098-100	N_098	N_100	UC_CU_50_165	20	1,200
L_085-099	N_085	N_099	OH_CU_35_190	20	0,520
L_100-102	N_100	N_102	UC_CU_50_165	20	0,900
L_061_057	N_061	N_057	UC_CU_50_165	20	0,001
L_078_077	N_078	N_077	UC_CU_50_165	20	0,001
L_095_076	N_095	N_076	UC_CU_50_165	20	0,001

- Parametri circuitali delle linee

Line Type	Vn [kV]	R [Ohm/km]	L [mH/km]	C [nF/km]
UC_AL_120_260	20	0,2540	0,3996	314,9990
UC_AL_150_280	20	0,2034	0,4316	339,8902
UC_AL_185_330	20	0,1655	0,3512	350,1409
UC_AL_30_130	20	0,9200	0,5093	164,7254
UC_AL_95_190	20	0,3200	0,3395	210,0845
UC_AL_95_200	20	0,3000	0,4775	290,4578
UC_CU_50_165	20	0,4000	0,3638	192,1228
UC_CU_50_205	20	0,4000	0,4775	229,7799
UC_CU_95_245	20	0,1917	0,3448	209,9685
OH_CU_16_105	20	1,1200	1,3157	7,9577
OH_CU_25_140	20	0,7214	1,2960	7,9577
OH_CU_35_190	20	0,5179	1,2330	8,9629
OH_CU_50_235	20	0,3529	1,2233	8,9980
OC_AL_35_156	20	0,5600	0,4456	218,0423

G [S/km]	I _{max} [A]	R ₀ [Ohm/km]	L ₀ [mH/km]	C ₀ [nF/km]	Sez [mmq]	Materiale
0,0000	260,00	1,6045	5,1073	314,9990	120	AL
0,0000	280,00	1,4717	4,6847	339,8902	150	AL
0,0000	330,00	1,5150	4,8223	350,1409	185	AL
0,0000	130,42	2,6412	8,4072	164,7254	30	AL
0,0000	190,00	1,6432	5,2305	61,0094	95	AL
0,0000	200,00	1,5620	4,9722	290,4578	95	AL
0,0000	165,00	1,9200	6,1117	55,7042	50	CU
0,0000	205,00	1,8050	5,7456	229,7799	50	CU
0,0000	245,00	1,7545	5,5849	61,0094	95	CU
0,0000	105,00	2,0828	6,6297	2,9178	16	CU
0,0000	140,00	1,8471	5,8794	2,9842	25	CU
0,0000	190,00	1,7484	5,5652	4,0208	35	CU
0,0000	235,00	1,6562	5,2717	4,0049	50	CU
0,0000	156,00	1,8042	5,7430	218,0423	35	AL

Rete industriale

- Tipologie di linea

Line ID	From	To	Line Type	Vn [kV]	Length [km]
L_002-003	N_002	N_003	UC_AL_185_330	15	1,74
			UC_AL_150_340		0,67
			UC_AL_185_330		1,07
L_002-035	N_002	N_035	UC_AL_185_330	15	2,518
			OH_CU_45_218		0,41
			UC_AL_185_330		1,32
			UC_AL_240_360		0,252
			UC_AL_185_330		0,09
			OH_CU_45_218		0,446
L_002-057	N_002	N_057	UC_AL_185_330	15	0,35
L_002-060	N_002	N_060	UC_AL_240_360	15	1,49
			UC_AL_240_360		0,3
			UC_AL_185_330		0,11
			UC_AL_185_330		0,03
			OH_CU_63_270		0,3
L_002-080	N_002	N_080	OH_AA_150_350		0,75
L_002-086	N_002	N_086	UC_AL_185_330	15	2,07
L_002-095	N_002	N_095	UC_AL_185_330	15	1,66
			UC_AL_150_240		0,917
			UC_AL_150_240		0,83
L_003-004	N_003	N_004	UC_AL_185_330		0,087
L_004-005	N_004	N_005	OC_AL_150_340	15	0,08
			OC_AL_150_340		0,511
			UC_AL_150_290		0,062
L_004-016	N_004	N_016	OC_AL_150_340	15	0,449
			OH_CU_45_218		1,011
			OH_CU_45_218		0,69
			OH_CU_35_190		0,32
L_005-006	N_005	N_006	OC_AL_150_340		0,001
L_006-007	N_006	N_007	UC_AL_185_330	15	0,762
L_007-008	N_007	N_008	UC_AL_185_330	15	0,6
L_008-009	N_008	N_009	UC_AL_185_330	15	3,72
L_008-019	N_008	N_019	UC_AL_185_330	15	0,22
L_009-010	N_009	N_010	UC_AL_240_360	15	0,426
L_010-011	N_010	N_011	UC_AL_185_330	15	0,32
			OH_CU_16_105		0,59
			UC_CU_25_128		0,03
L_010-023	N_010	N_023	OH_CU_16_105		0,56
L_011-012	N_011	N_012	UC_AL_185_330	15	0,39
			OH_CU_16_105		1,49
			OH_CU_25_140		0,192
L_012-013	N_012	N_013	OH_CU_16_105		1,298
L_013-014	N_013	N_014	OH_CU_16_105	15	0,32
L_014-015	N_014	N_015	OH_CU_16_105	15	0,37
			OH_CU_16_105		0,28
			OH_CU_16_105		0,22
L_016-017	N_016	N_017	UC_AL_185_330		0,06
			UC_AL_120_260	15	0,468

			UC_AL_120_260		0,08
			UC_AL_120_260		0,245
			UC_AL_150_280		0,143
L_017-018	N_017	N_018	UC_AL_120_260	15	0,477
			UC_AL_120_260		0,402
			UC_AL_185_330		0,075
L_019-020	N_019	N_020	UC_AL_240_360	15	0,742
L_020-021	N_020	N_021	UC_AL_95_190	15	0,506
			UC_AL_240_360		0,056
			OH_CU_16_105		0,1
			OH_CU_25_140		0,13
			UC_AL_95_190		0,22
L_021-022	N_021	N_022	OH_CU_16_105	15	0,19
			UC_AL_70_180		0,075
			OH_CU_16_105		0,115
L_022-032	N_022	N_032	OH_CU_16_105	15	0,45
L_023-024	N_023	N_024	OH_LA_35_140	15	0,559
			UC_AL_150_280		0,084
			OH_LA_35_140		0,475
L_024-025	N_024	N_025	OH_CU_16_105	15	0,35
L_025-026	N_025	N_026	OH_CW_25_93	15	0,643
L_026-027	N_026	N_027	OH_CU_25_140	15	1,202
			OH_CU_25_140		0,08
			UC_AL_95_200		0,25
			UC_AL_185_330		0,572
			OH_LA_35_140		0,3
L_027-028	N_027	N_028	OH_LA_35_140	15	0,2
L_028-029	N_028	N_029	OH_CU_25_140	15	0,12
L_028-034	N_028	N_034	UC_CU_25_128	15	0,03
L_029-030	N_029	N_030	OH_CU_45_218	15	0,54
L_030-031	N_030	N_031	OH_CU_45_218	15	0,2
			UC_AL_70_180		0,084
			OH_CU_45_218		0,116
L_031-032	N_031	N_032	OH_CU_45_218	15	0,233
			UC_AL_70_180		0,084
			OH_CU_45_218		0,149
L_032-033	N_032	N_033	OH_CU_25_140	15	1,342
			OH_CU_25_140		0,52
			OH_CU_45_218		0,607
			UC_AL_70_180		0,215
L_035-036	N_035	N_036	OH_CU_45_218	15	0,884
L_036-037	N_036	N_037	OH_CU_45_218	15	0,37
			OH_CU_45_218		0,25
			UC_AL_150_280		0,12
L_036-045	N_036	N_045	OH_CU_25_140	15	0,232
			OH_CU_25_140		0,197
			UC_AL_185_330		0,035
L_037-038	N_037	N_038	UC_AL_185_330	15	0,148
			UC_AL_185_330		0,14
			UC_AL_185_330		0,008

L_038-039	N_038	N_039	UC_AL_185_330	15	0,755
			UC_AL_185_330		0,747
			UC_AL_185_330		0,008
L_039-040	N_039	N_040	UC_AL_185_330	15	0,57
			UC_AL_185_330		0,52
			UC_AL_185_330		0,05
L_040-041	N_040	N_041	UC_AL_185_330	15	0,985
			UC_AL_185_330		0,68
			UC_AL_185_330		0,05
			UC_AL_185_330		0,255
L_041-042	N_041	N_042	UC_AL_70_180	15	1,13
			UC_AL_70_180		0,55
			OH_CU_16_105		0,22
			OH_LA_20_100		0,36
L_041-046	N_041	N_046	UC_AL_70_180	15	0,936
			UC_AL_70_180		0,48
			OH_CU_16_105		0,456
L_042-043	N_042	N_043	OH_AL_20_100	15	2,098
			OH_CU_25_140		0,1
			OH_AL_20_100		0,21
			UC_AL_185_330		1,788
L_043-044	N_043	N_044	OH_CU_16_105	15	1,465
			UC_AL_70_180		0,06
			OH_CU_16_105		1,405
L_046-047	N_046	N_047	OH_AL_20_100	15	0,824
			OH_CU_16_105		0,124
			OH_AL_20_100		0,7
			UC_AL_185_330		0,375
L_046-054	N_046	N_054	UC_AL_185_330	15	0,19
			UC_AL_185_330		0,185
			UC_AL_185_330		0,185
			OH_AL_20_100		1,675
L_047-048	N_047	N_048	OH_AL_20_100	15	0,6
			OH_AL_20_100		0,295
			OH_CU_20_120		0,78
			OH_CU_16_105		0,115
			OH_CU_16_105		0,015
L_047-055	N_047	N_055	OC_CU_25_128	15	0,1
			OH_CU_16_105		0,542
			UC_AL_70_180		0,032
			OH_LA_35_140		0,07
L_048-049	N_048	N_049	OH_CU_16_105	15	0,44
			UC_AL_120_260		0,533
			UC_AL_120_260		0,283
			OH_CU_16_105		0,25
L_048-052	N_048	N_052	UC_AL_70_180	15	0,53
			UC_AL_70_180		0,39
L_049-050	N_049	N_050	UC_AL_70_180	15	0,39
			UC_AL_70_180		0,865
			OH_CU_16_105		0,053
L_050-051	N_050	N_051	UC_AL_70_180	15	0,812
			UC_AL_70_180		0,812
L_052-012	N_052	N_012	OH_CU_16_105	15	0,865
			UC_AL_120_260		0,053
			OH_CU_16_105		0,812
L_052-053	N_052	N_053	OH_CU_16_105	15	0,812
			OH_LA_35_140		0,785

			UC_AL_70_180		0,26
			OH_LA_35_140		0,525
L_053-056	N_053	N_056	UC_AL_70_180	15	0,23
L_057-058	N_057	N_058	OH_CU_16_105	15	0,55
L_058-059	N_058	N_059	UC_AL_95_190	15	0,435
			UC_AL_95_190		0,35
			UC_AL_70_180		0,015
			OH_CU_16_105		0,07
L_060-061	N_060	N_061	OH_CU_63_270	15	1,262
			UC_AL_185_330		0,243
			OH_CU_63_270		1,019
L_061-062	N_061	N_062	UC_AL_185_330	15	0,811
			UC_AL_185_330		0,642
			OH_CU_63_270		0,169
L_062-063	N_062	N_063	OH_CU_63_270	15	0,808
			UC_AL_185_330		0,09
			UC_AL_185_330		0,03
			UC_AL_240_320		0,305
			OH_CU_63_270		0,383
L_063-064	N_063	N_064	UC_AL_185_330	15	1,417
			UC_AL_185_330		0,03
			UC_AL_185_330		1,04
			UC_AL_150_340		0,125
			OH_CU_25_140		0,222
L_064-065	N_064	N_065	OH_CU_16_105	15	0,65
			UC_AL_240_360		0,1
			OH_CU_16_105		0,55
L_065-066	N_065	N_066	UC_AL_185_330	15	0,4
L_066-067	N_066	N_067	OH_CU_16_105	15	0,88
L_067-068	N_067	N_068	OH_CU_16_105	15	0,59
L_068-069	N_068	N_069	OH_CU_16_105	15	0,53
L_069-070	N_069	N_070	OH_CU_20_120	15	0,45
L_069-073	N_069	N_073	OH_CU_16_105	15	1,06
			UC_AL_120_260		0,21
			OH_CU_16_105		0,85
L_070-071	N_070	N_071	OH_CU_20_120	15	1,41
			OH_CU_20_120		0,9
			OH_CU_16_105		0,51
L_071-072	N_071	N_072	OH_CU_25_140	15	0,6
L_073-074	N_073	N_074	OH_CU_16_105	15	0,34
L_073-075	N_073	N_075	OH_CU_16_105	15	1,25
L_075-076	N_075	N_076	OH_LA_35_140	15	0,36
L_076-077	N_076	N_077	OH_LA_35_140	15	0,4
L_076-079	N_076	N_079	OC_AL_35_140	15	0,356
			OC_AL_35_140		0,316
			UC_AL_35_120		0,04
L_077-078	N_077	N_078	OH_CU_25_140	15	0,433
			UC_CU_25_128		0,063
			OH_CU_25_140		0,37
L_080-081	N_080	N_081	UC_AL_185_330	15	0,79

L_081-082	N_081	N_082	UC_AL_185_330	15	0,568
L_082-083	N_082	N_083	UC_AL_185_330	15	0,51
L_083-084	N_083	N_084	UC_AL_120_260	15	0,35
			UC_AL_150_240		0,07
			UC_AL_120_260		0,28
L_083-091	N_083	N_091	UC_AL_120_260	15	0,526
			UC_AL_120_260		0,286
			UC_AL_150_240		0,24
L_084-085	N_084	N_085	UC_AL_150_240	15	1,577
L_084-099	N_084	N_099	UC_CU_40_154	15	0,135
			UC_AL_185_330		0,06
			UC_CU_40_154		0,075
L_086-087	N_086	N_087	UC_AL_185_330	15	2,241
L_087-088	N_087	N_088	UC_AL_150_240	15	1,177
L_088-089	N_088	N_089	UC_AL_150_280	15	1,253
L_089-090	N_089	N_090	UC_AL_150_280	15	0,766
L_090-091	N_090	N_091	UC_AL_120_260	15	0,902
L_091-092	N_091	N_092	OH_LA_35_140	15	0,182
L_092-093	N_092	N_093	OH_CU_25_140	15	0,531
			UC_AL_185_330		0,156
			OH_CU_25_140		0,375
L_093-094	N_093	N_094	OC_AL_35_140	15	0,321
			OC_AL_35_140		0,165
			UC_AL_185_330		0,156
L_095-096	N_095	N_096	UC_AL_150_240	15	0,77
L_096-097	N_096	N_097	UC_AL_150_280	15	1,462
			UC_CU_40_154		0,62
			UC_AL_150_280		0,842
L_096-100	N_096	N_100	UC_CU_40_154	15	0,121
			UC_CU_40_154		0,106
			UC_AL_120_260		0,015
L_097-098	N_097	N_098	UC_AL_120_260	15	0,37
L_098-099	N_098	N_099	UC_AL_150_240	15	1,16

- Parametri circuitali delle linee

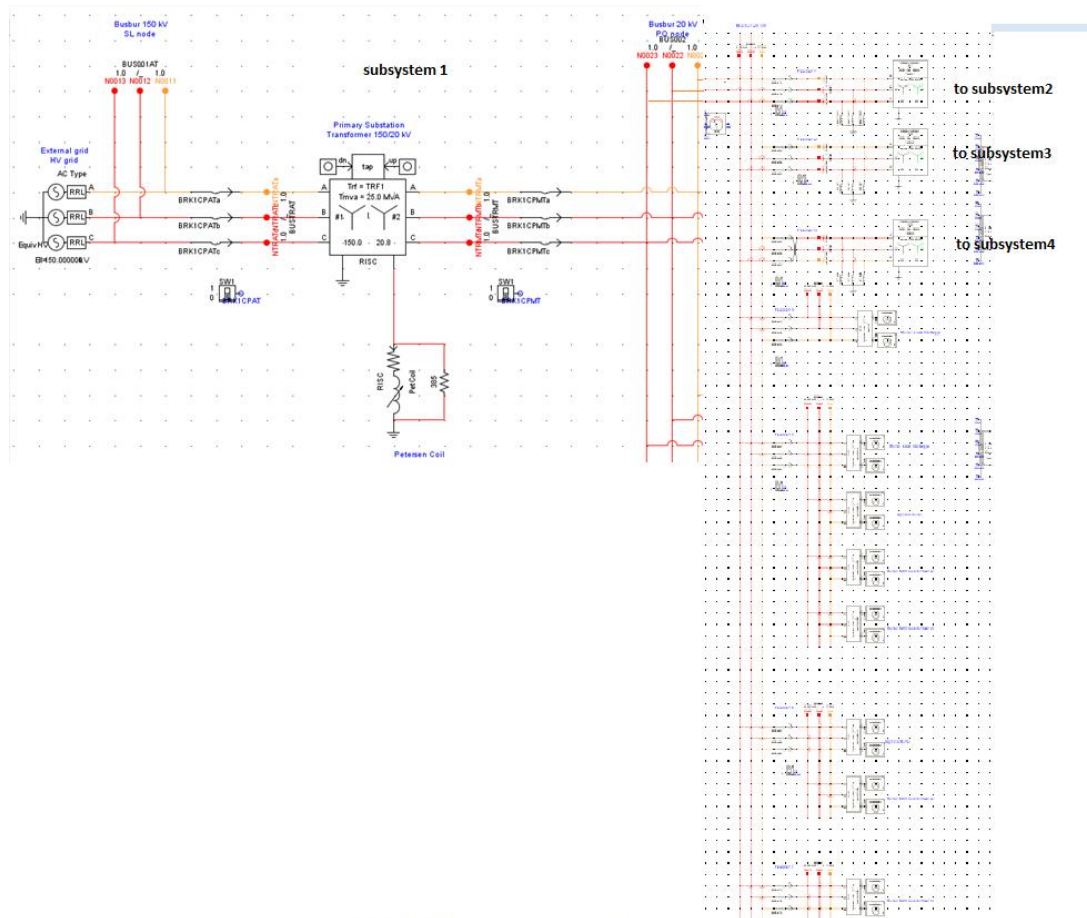
Line Type	Vn [kV]	R [Ohm/km]	L [mH/km]	C [nF/km]
UC_AL_120_260	15	0,2250	0,7162	396,1190
UC_AL_150_240	15	0,2070	0,2738	360,0160
UC_AL_150_280	15	0,2143	0,4093	420,3712
UC_AL_150_290	15	0,2177	0,3465	205,3612
UC_AL_150_340	15	0,2049	0,3741	206,0832
UC_AL_185_330	15	0,1645	0,3672	449,9785
UC_AL_240_320	15	0,1254	0,2348	420,2386
UC_AL_240_360	15	0,1264	0,3336	499,9936
UC_AL_35_120	15	0,9000	0,3581	169,7653
UC_AL_35_140	15	0,9000	0,7162	169,7653
UC_AL_35_152	15	0,5464	0,5116	278,9001
UC_AL_70_180	15	0,4500	0,4775	320,6677
UC_AL_95_190	15	0,3230	0,2836	299,7506
UC_AL_95_200	15	0,3150	0,4297	350,8482
UC_CU_150_380	15	0,1350	0,5730	418,7543
OH_CU_16_105	15	1,1250	1,2533	7,0736
UC_CU_25_128	15	0,9286	0,6821	215,5749
OH_CU_25_140	15	0,7250	1,2732	7,8595
UC_CU_40_154	15	0,4500	0,2949	239,6686
OH_CU_45_218	15	0,3951	1,2402	8,9713
UC_CU_50_165	15	0,3656	0,3133	264,3740
UC_CU_63_205	15	0,2700	0,2865	277,2833
OH_CU_63_270	15	0,2912	1,1796	8,3218
OH_LA_20_100	15	1,2125	1,2732	9,0384
OH_AA_150_350	15	0,2250	1,2223	9,9973
OH_AL_20_100	15	1,2107	1,2619	8,7577
OH_AL_35_140	15	0,9335	1,2267	9,0301
OH_CU_16_105	15	1,1168	1,3353	7,8785
OH_CU_20_120	15	0,8700	1,3210	7,8595
OH_CU_24_136	15	0,7470	1,3178	7,9224
OH_CU_25_140	15	0,7331	1,2875	7,9478
OH_CU_35_190	15	0,7500	2,3873	7,9478
OH_CU_45_218	15	0,3985	1,2365	8,8816
OH_CU_63_270	15	0,2850	1,1937	8,9598
OH_CW_25_93	15	1,9013	1,3011	8,0167
OH_LA_35_140	15	0,9312	1,2336	9,1381
OC_AL_150_340	15	0,0000	0,4558	282,9421
OC_AL_35_140	15	0,8591	0,4558	169,7653
OC_AL_50_169	15	0,7031	0,4476	185,6808
OC_CU_25_128	15	0,9000	0,7162	219,2801
OH_CU_25_140	15	0,7500	1,1937	7,8595
OC_CU_50_205	15	0,3375	0,7162	290,0157
OH_LA_35_140	15	0,9310	1,2348	9,7566

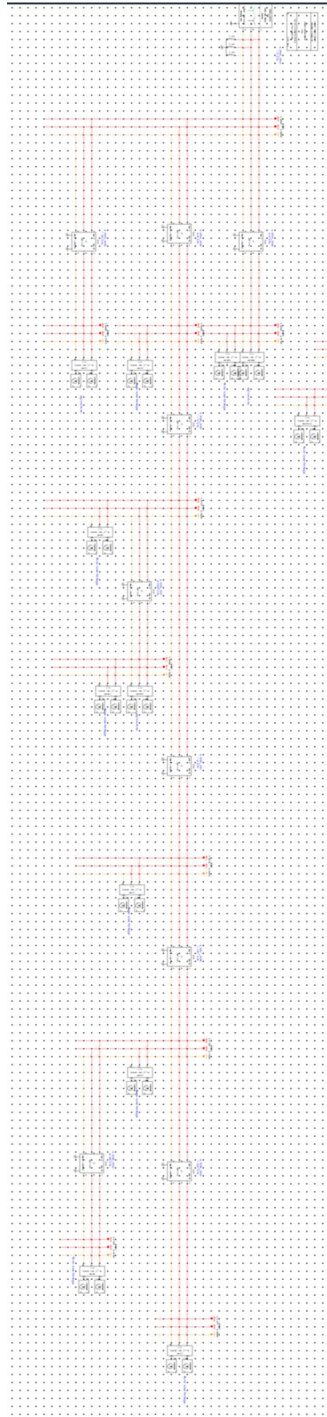
G [S/km]	I _{max} [A]	R ₀ [Ohm/km]	L ₀ [mH/km]	C ₀ [nF/km]	Sez [mmq]	Materiale
0,0000	260,00	1,7573	5,5937	396,1190	120	AL
0,0000	240,00	1,6270	5,1789	104,9624	150	AL
0,0000	280,00	1,7171	5,4657	420,3712	150	AL
0,0000	290,00	1,5972	5,0840	269,2514	150	AL
0,0000	340,00	1,6028	5,1018	270,0619	150	AL
0,0000	330,00	1,5282	4,8644	449,9785	185	AL
0,0000	320,00	1,6763	5,3358	121,9898	240	AL
0,0000	360,00	1,4914	4,7474	499,9936	240	AL
0,0000	120,00	2,5899	8,2440	169,7653	35	AL
0,0000	140,00	2,7000	8,5944	169,7653	35	AL
0,0000	152,00	2,0856	6,6386	278,9001	35	AL
0,0000	180,00	1,9092	6,0771	320,6677	70	AL
0,0000	190,00	1,8604	5,9220	86,8436	95	AL
0,0000	200,00	1,8755	5,9698	350,8482	95	AL
0,0000	380,00	1,5120	4,8129	418,7543	150	CU
0,0000	105,00	2,0820	6,6272	3,5368	16	CU
0,0000	127,79	1,8820	5,9907	215,5749	25	CU
0,0000	140,00	1,8456	5,8747	3,1438	25	CU
0,0000	154,00	2,0620	6,5635	69,9033	40	CU
0,0000	217,50	1,6816	5,3528	4,1406	45	CU
0,0000	165,00	2,0227	6,4385	76,9249	50	CU
0,0000	205,00	1,9769	6,2928	79,2238	63	CU
0,0000	270,00	1,6182	5,1508	3,3287	63	CU
0,0000	100,00	2,1302	6,7807	3,9298	20	LA
0,0000	350,00	1,5636	4,9772	3,9612	150	AA
0,0000	100,00	2,1304	6,7814	4,0420	20	AL
0,0000	140,00	1,9504	6,2085	4,0635	35	AL
0,0000	105,00	2,0790	6,6178	3,0829	16	CU
0,0000	120,00	1,9313	6,1476	3,1438	20	CU
0,0000	136,00	1,8611	5,9240	2,8294	24	CU
0,0000	140,00	1,8321	5,8318	3,1791	25	CU
0,0000	190,00	1,6771	5,3382	0,0000	35	CU
0,0000	217,50	1,6799	5,3474	4,1236	45	CU
0,0000	270,00	1,6320	5,1948	4,2441	63	CU
0,0000	93,00	2,6155	8,3255	3,5368	25	CW
0,0000	140,00	1,9527	6,2157	4,0614	35	LA
0,0000	340,00	2,2500	7,1620	282,9421	150	AL
0,0000	140,00	2,5786	8,2078	169,7653	35	AL
0,0000	168,75	2,3948	7,6227	185,6808	50	AL
0,0000	127,79	1,8724	5,9599	219,2801	25	CU
0,0000	140,00	1,8456	5,8747	0,0000	25	CU
0,0000	205,00	1,6875	5,3715	290,0157	50	CU
0,0000	140,00	1,9582	6,2331	4,8783	35	LA

Appendice C

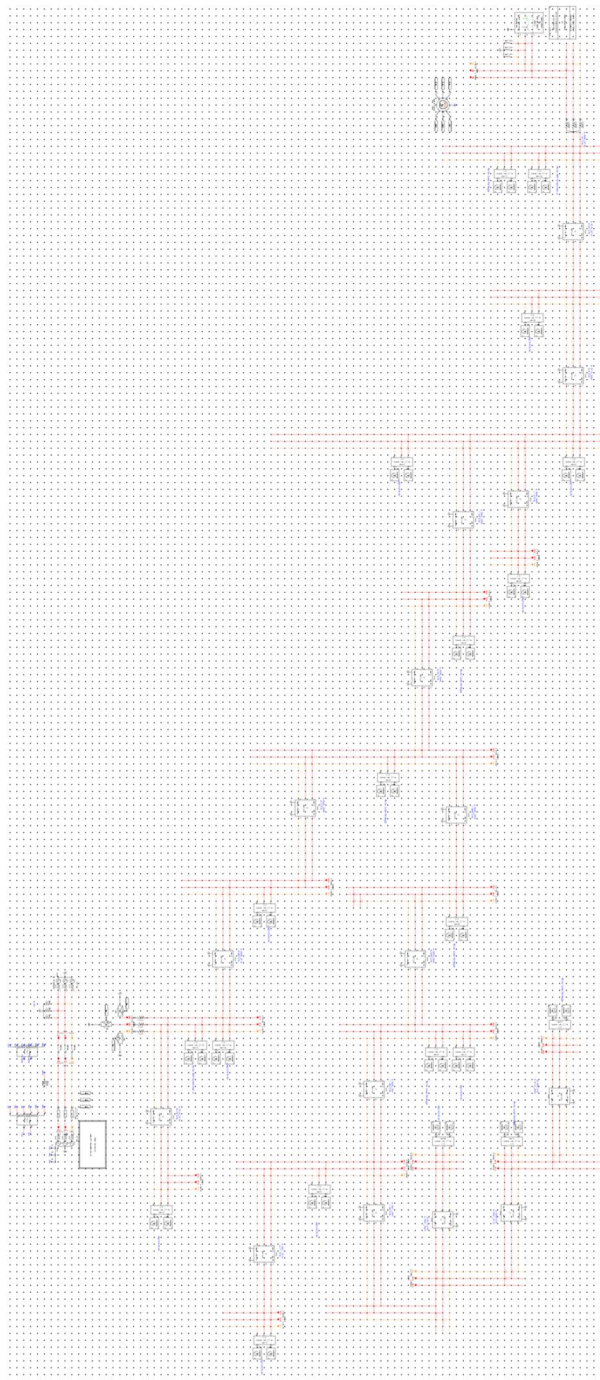
Schema della rete rurale per la simulazione in regime statico

- Subsystem 1: rete a potenza infinita, cabina primaria, feeder 4, 5, 6, 7 e parte del feeder 1

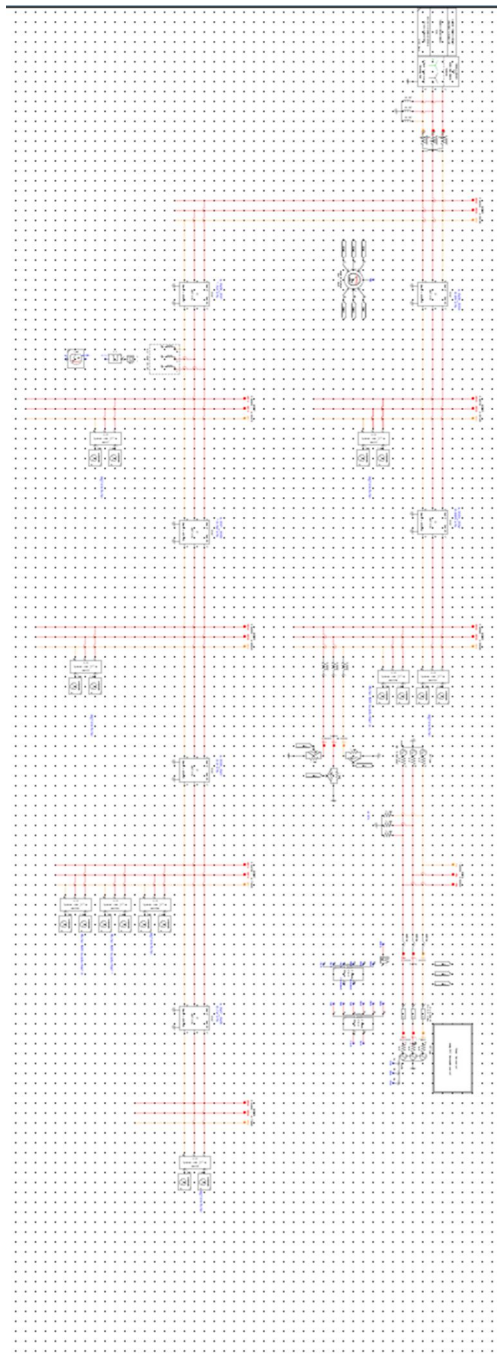




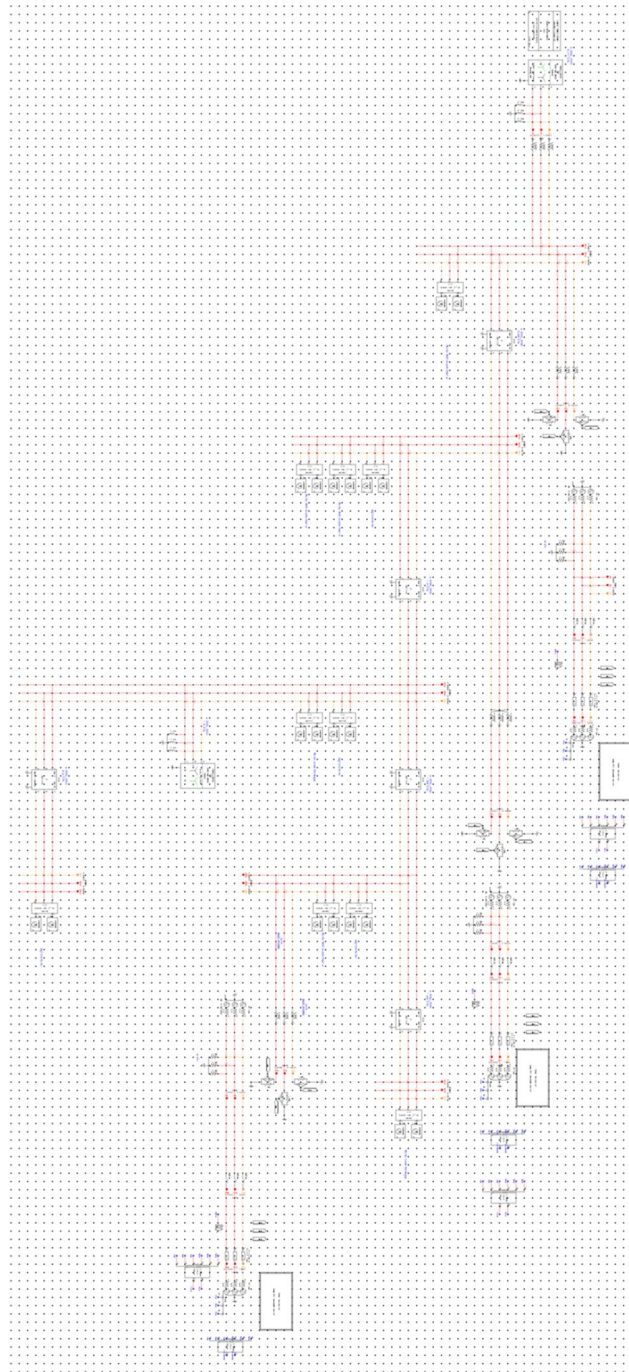
- Subsystem 2: feeder 2



- Subsystem 3: feeder 3



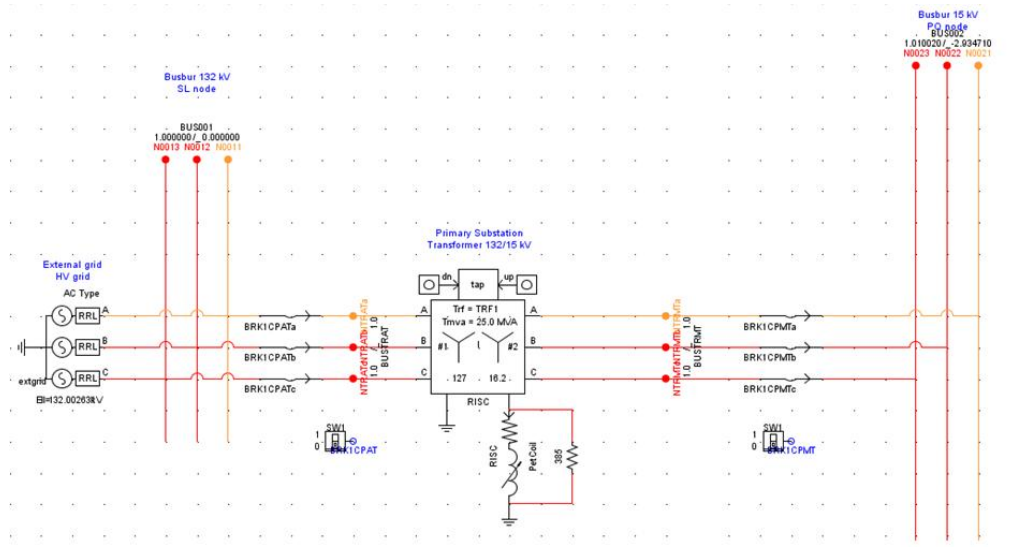
- Subsystem 4: feeder 4

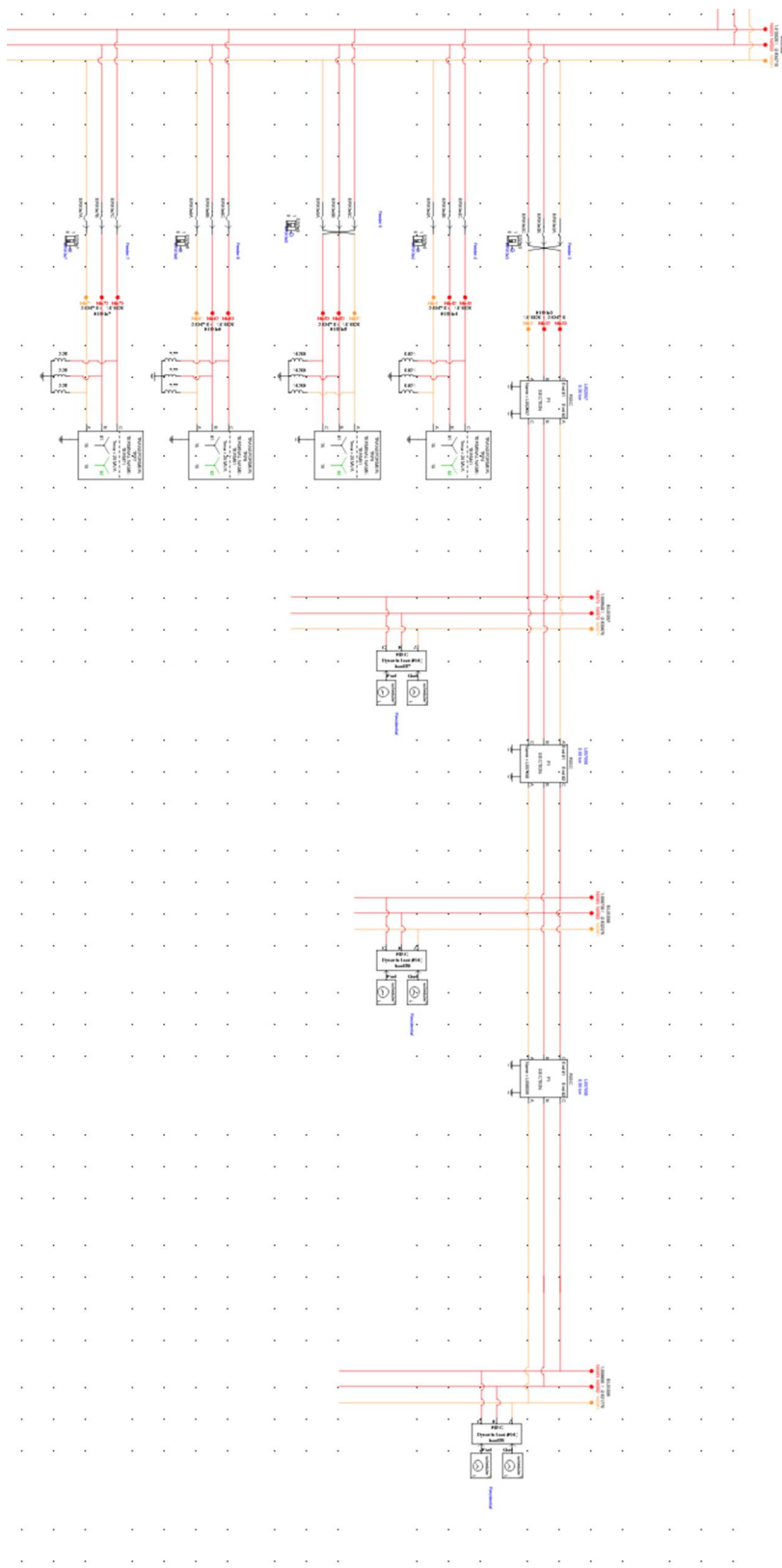


Appendice D

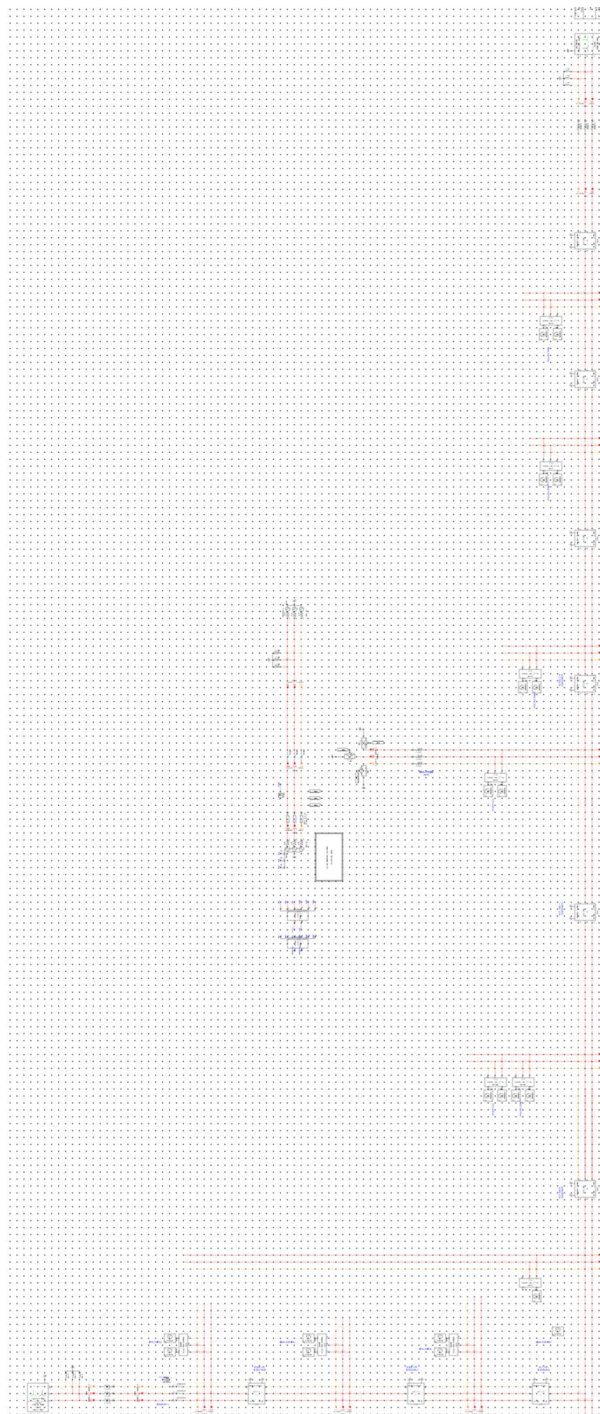
Schema della rete industriale per la simulazione in regime statico

- Subsystem 3: rete a potenza infinita, cabina primaria, feeder 3

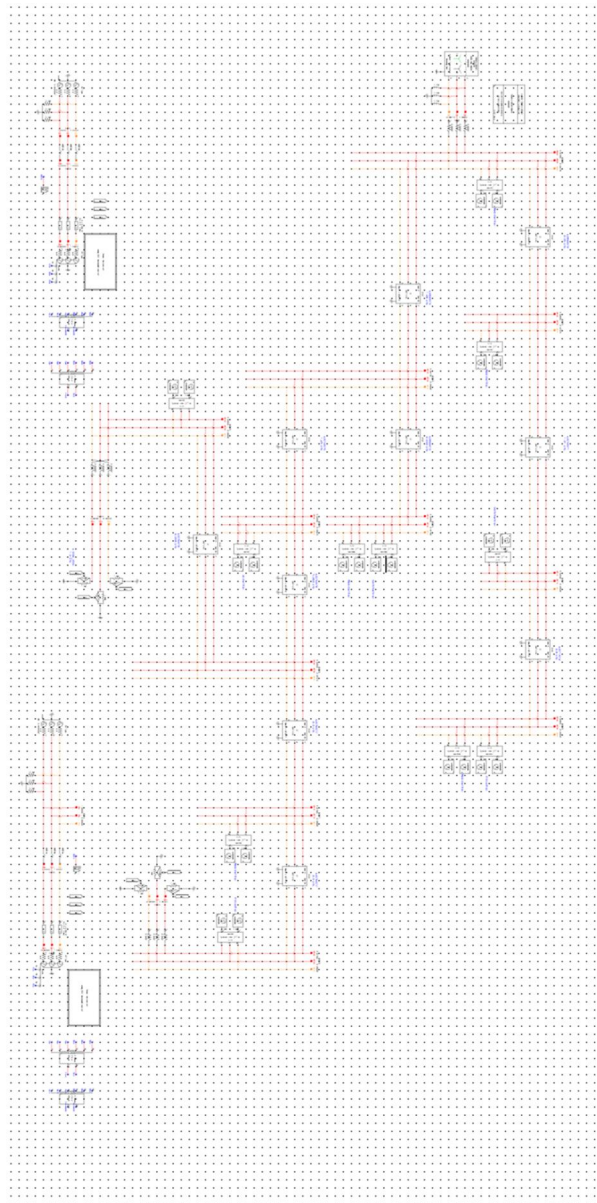




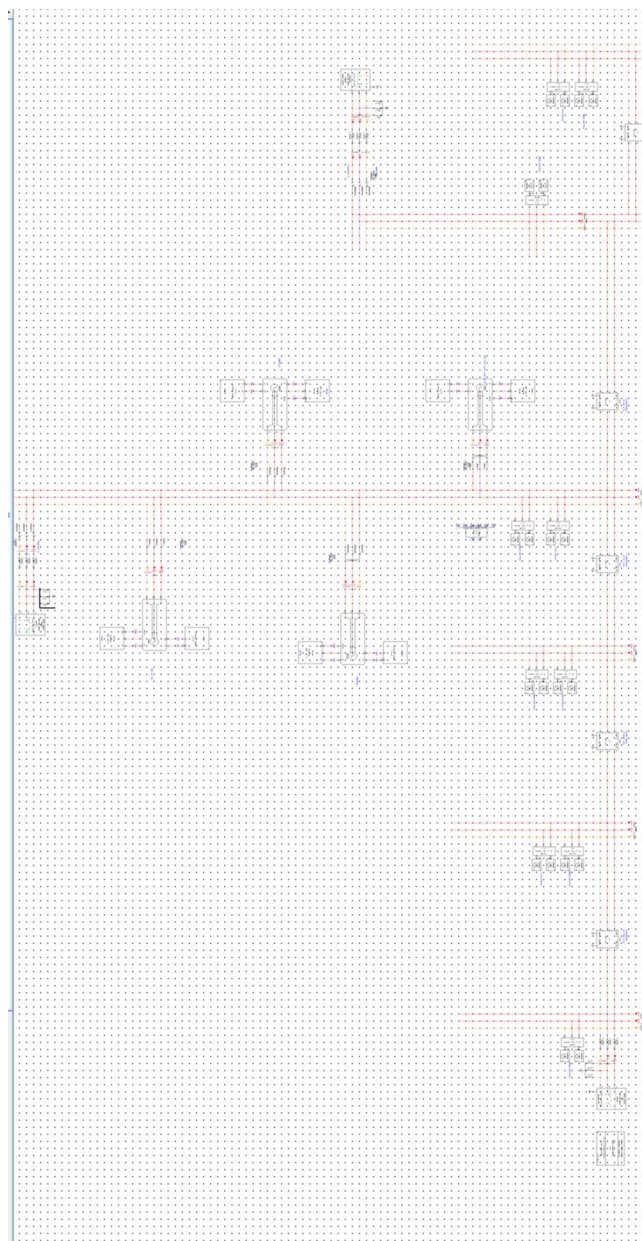
- Subsystem 1: parte del feeder 4



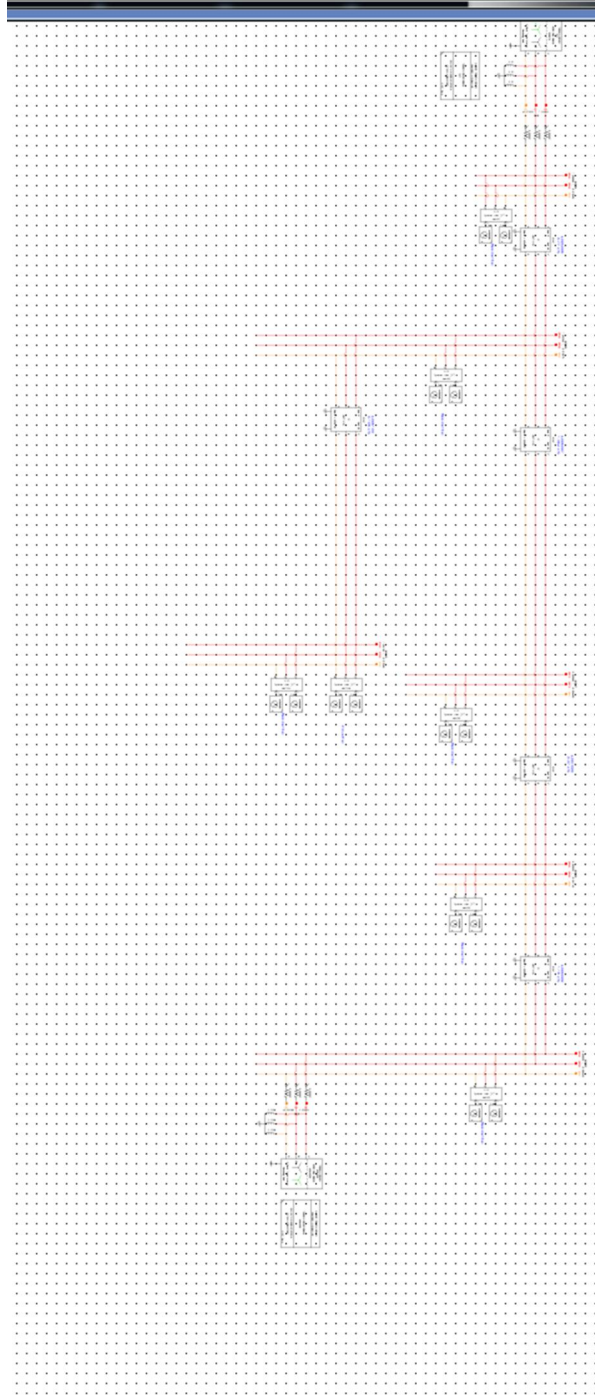
- Subsystem 2: parte del feeder 4



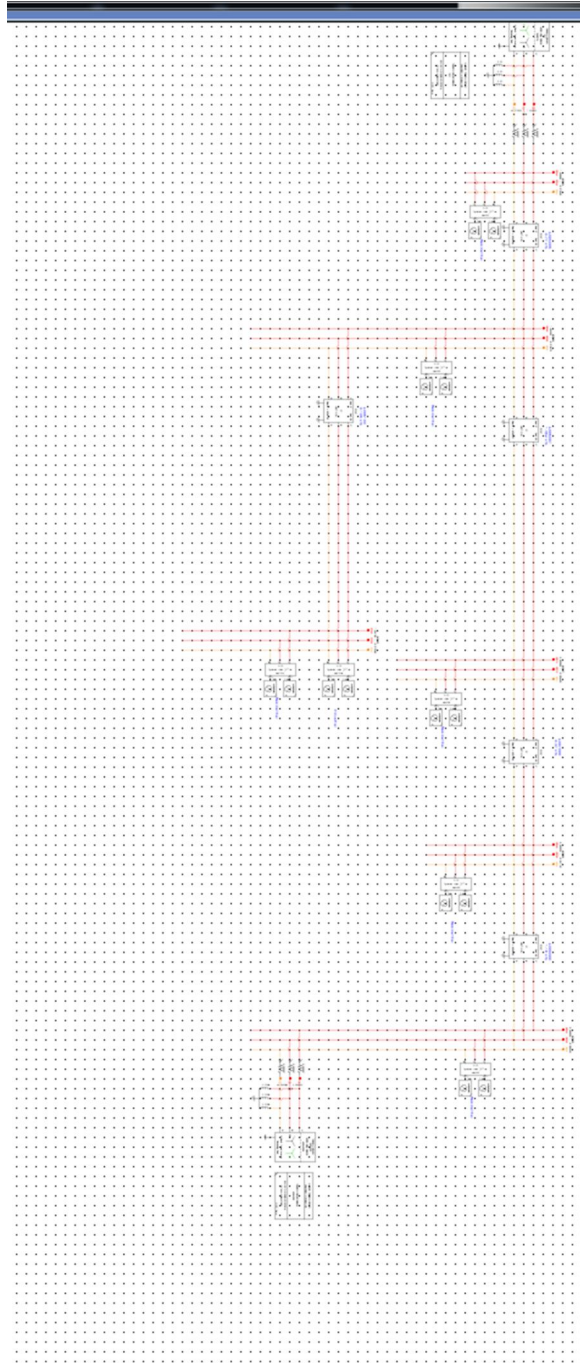
- Subsystem 4: feeder 5



- Subsystem 5: feeder 6



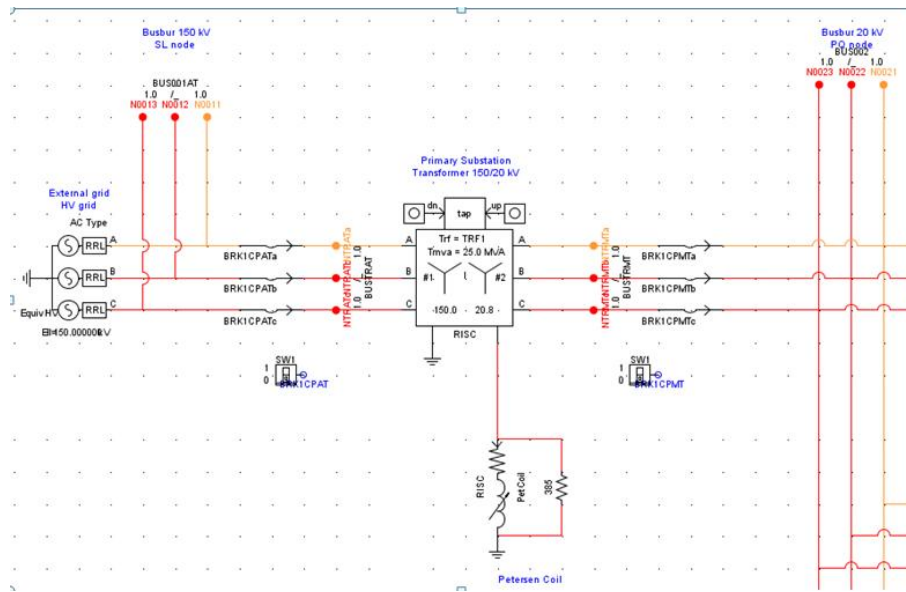
- Subsystem 6: feeder 7

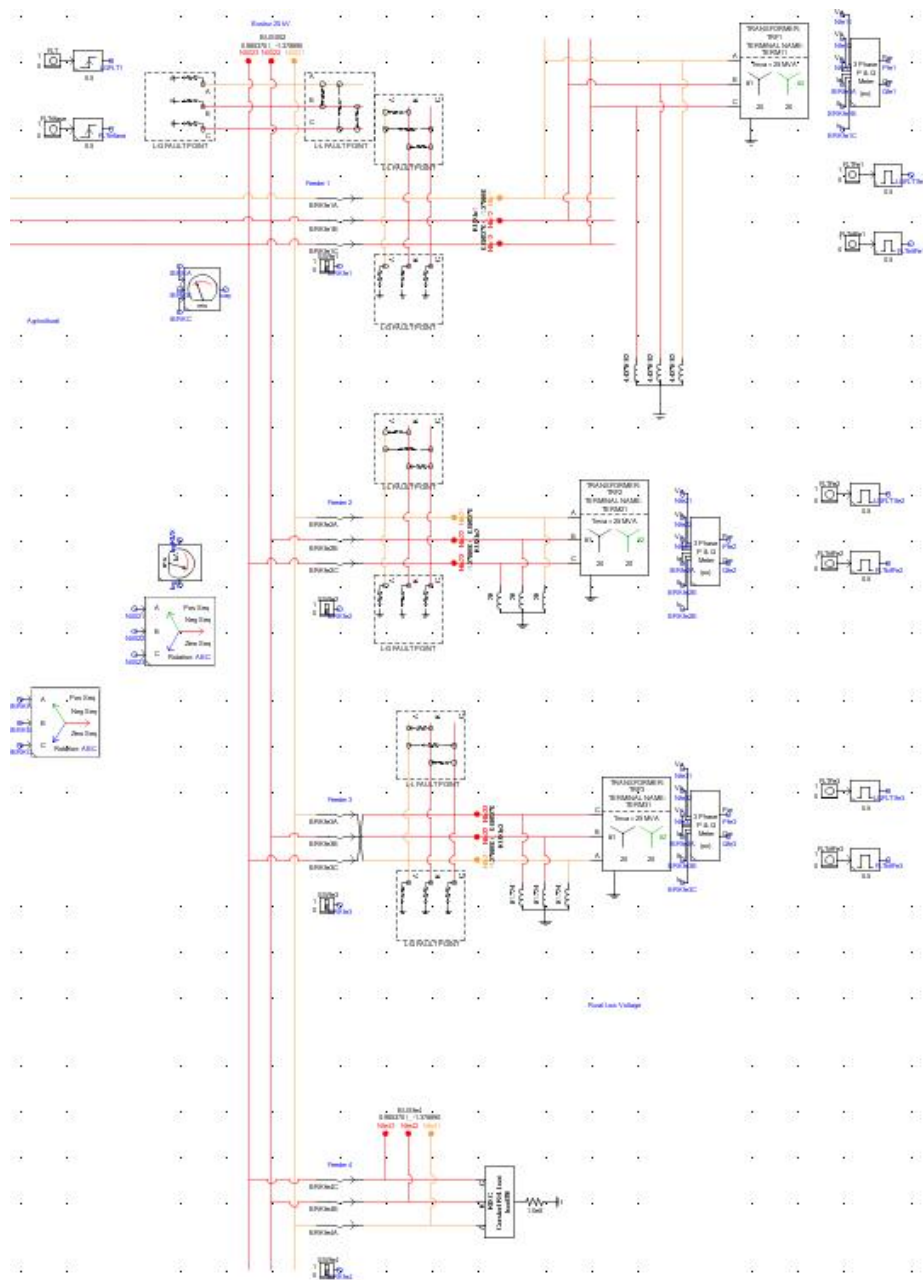


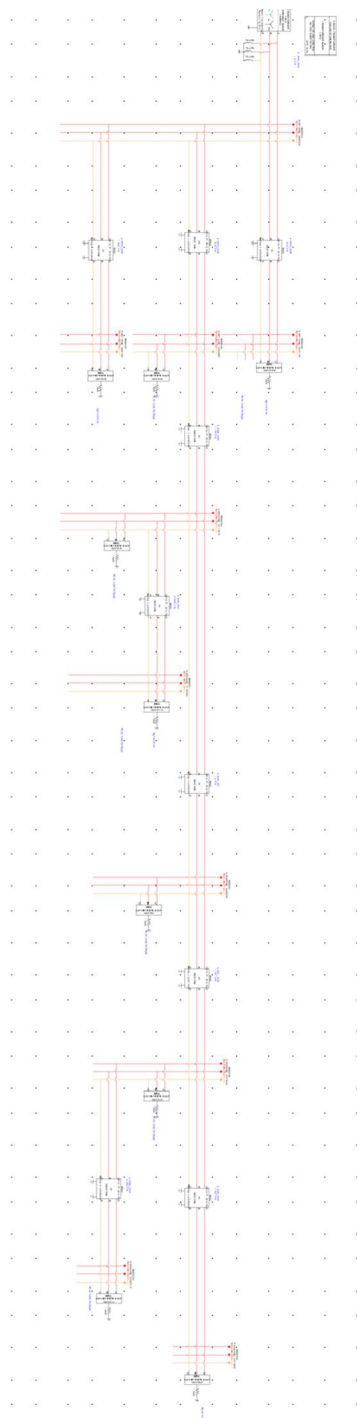
Appendice E

Schema della rete rurale per la simulazione in regime dinamico

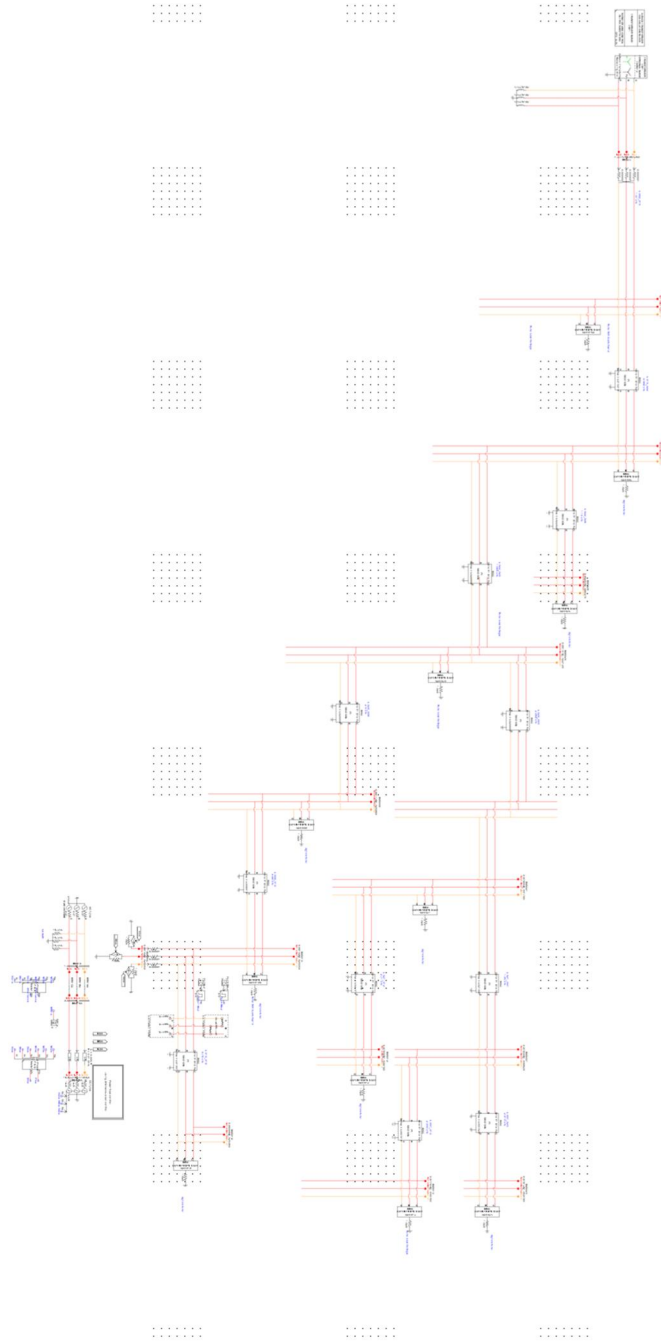
- Subsystem 1: rete a potenza infinita, cabina primaria, feeder 4, 5, 6, 7 e parte del feeder 1



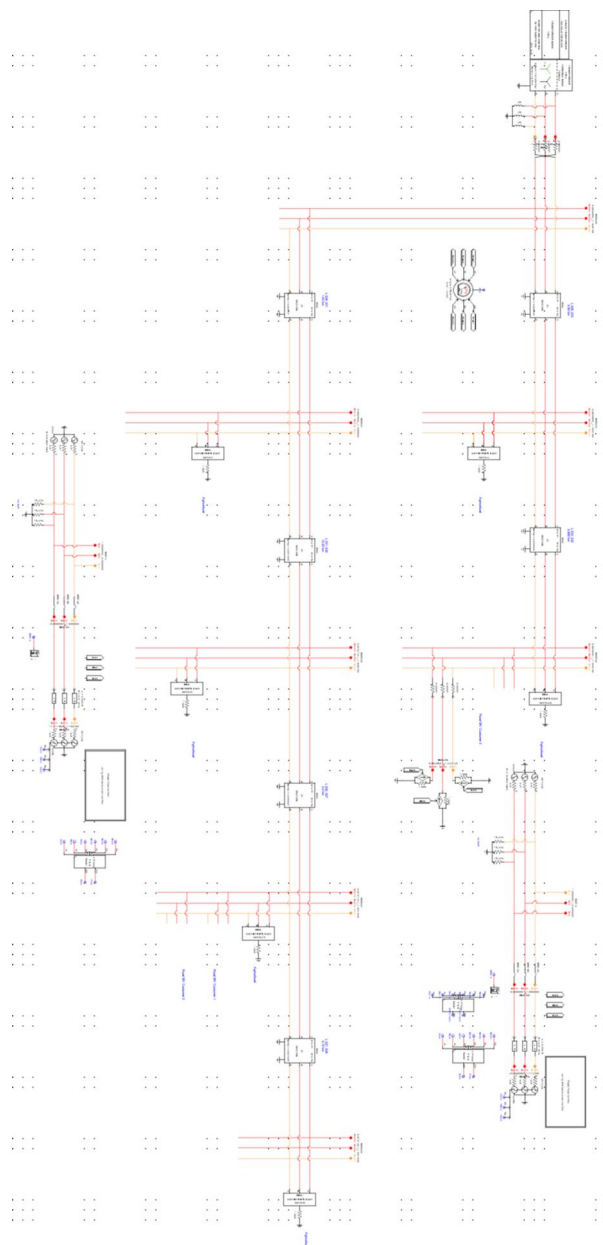




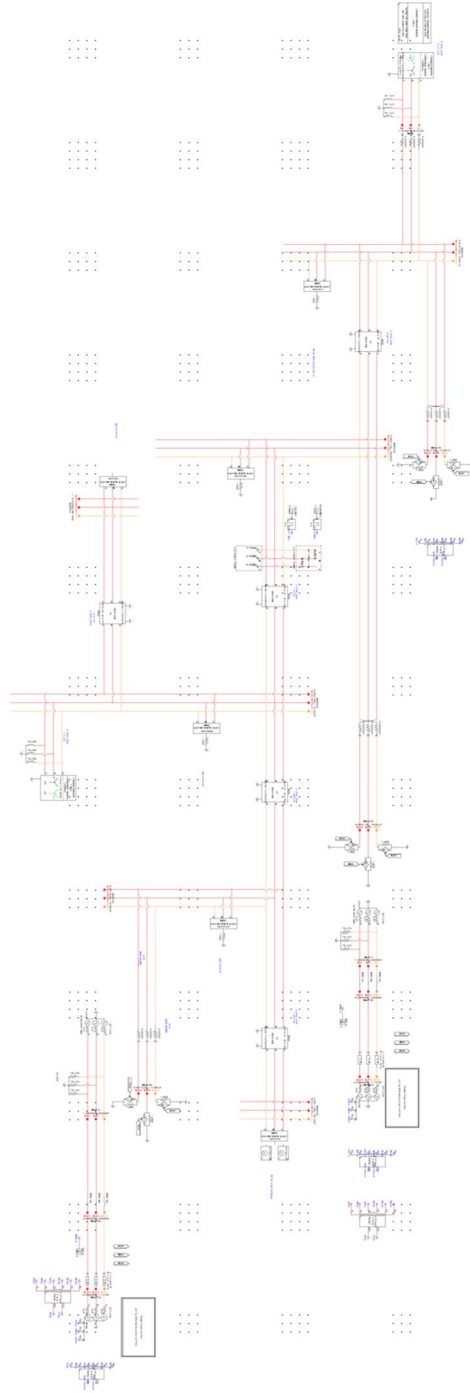
- Subsystem 2: parte del feeder 1

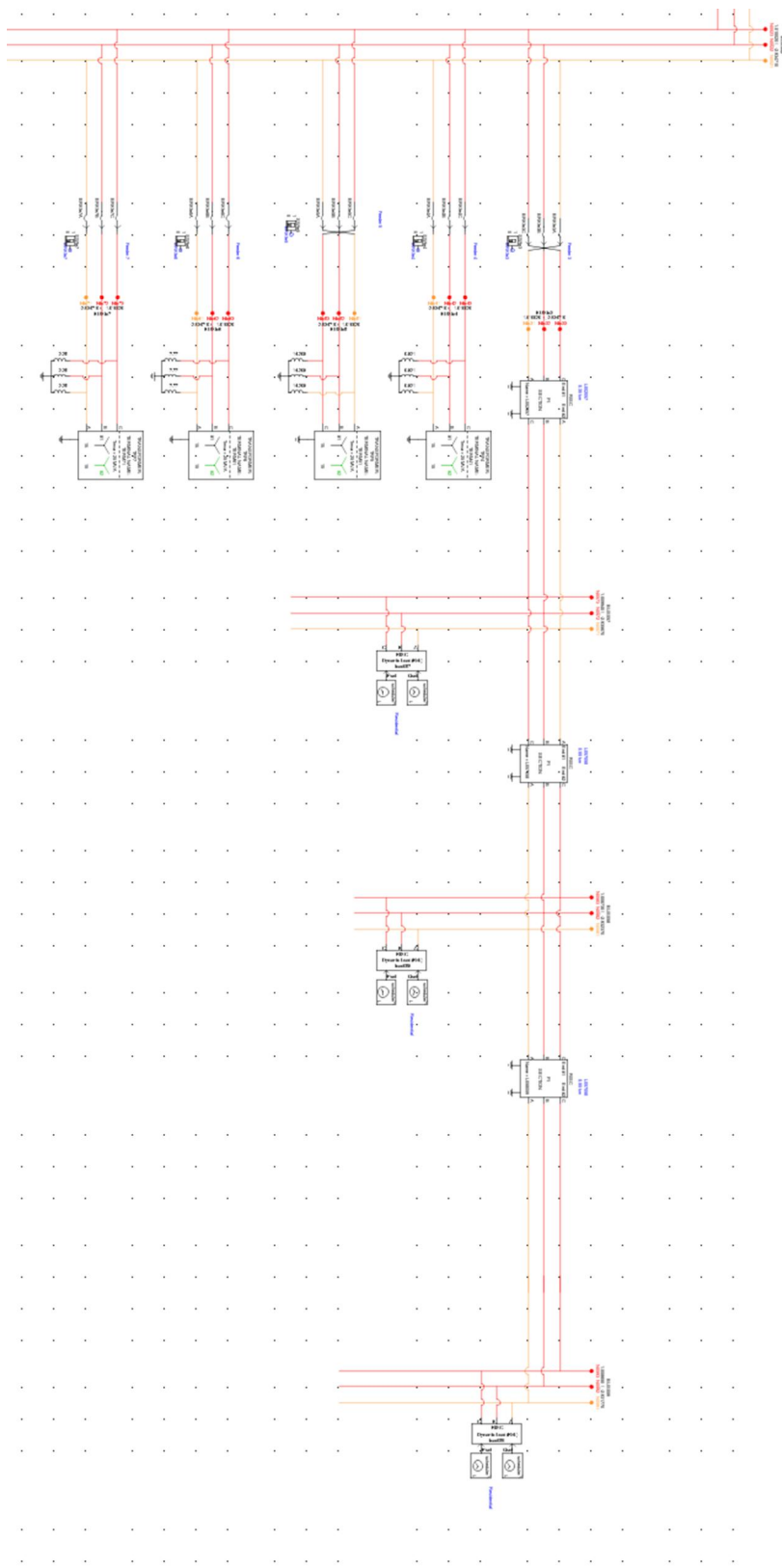


- Subsystem3: feeder 2

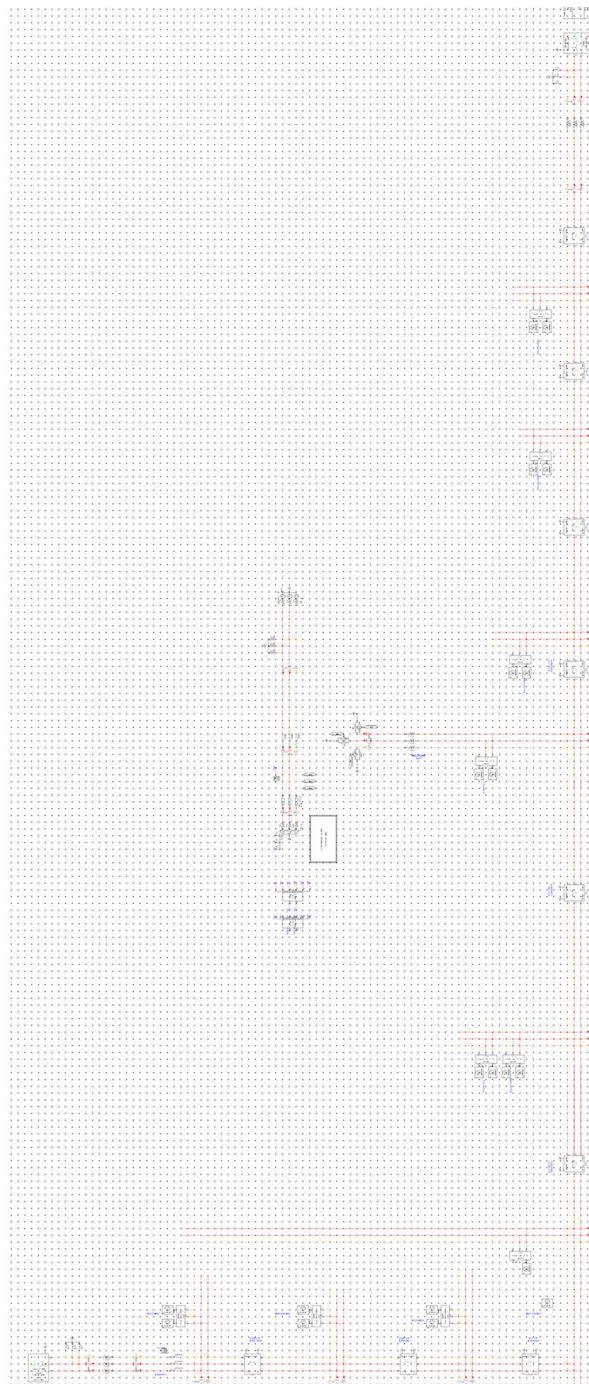


- Subsystem 4: feeder 3

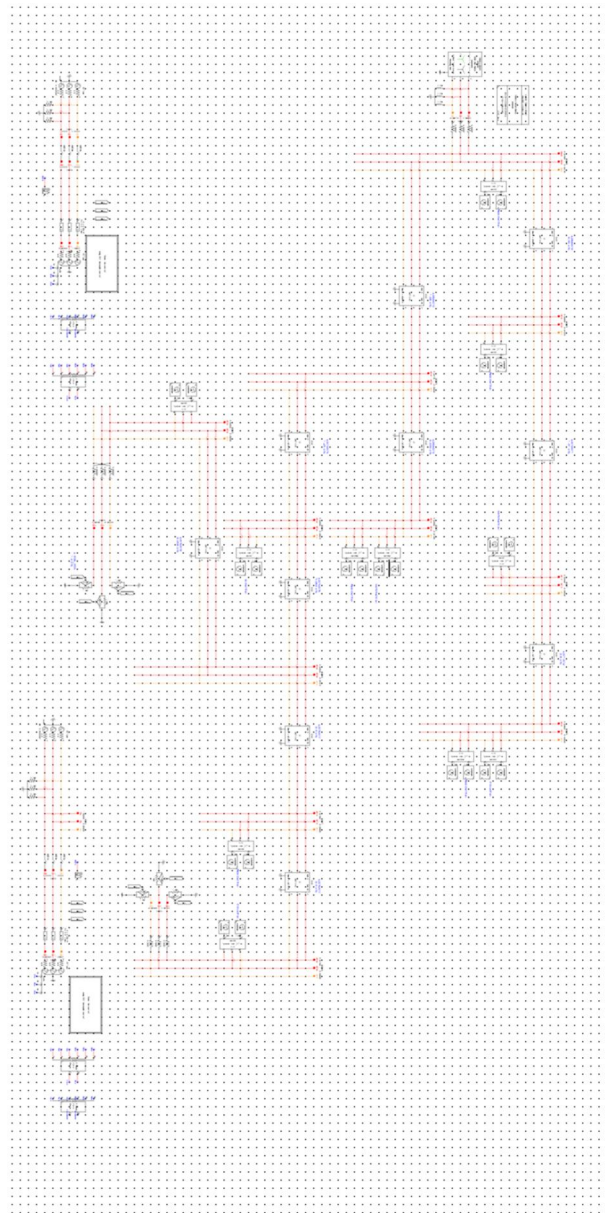




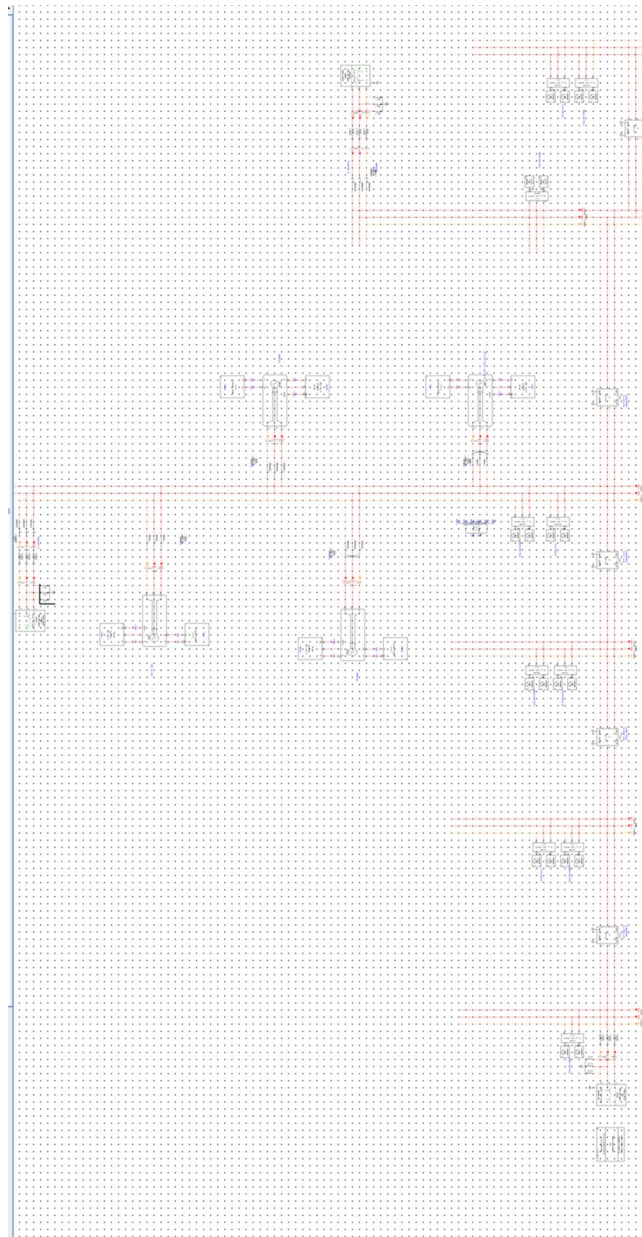
- Subsystem 1: parte del feeder 4



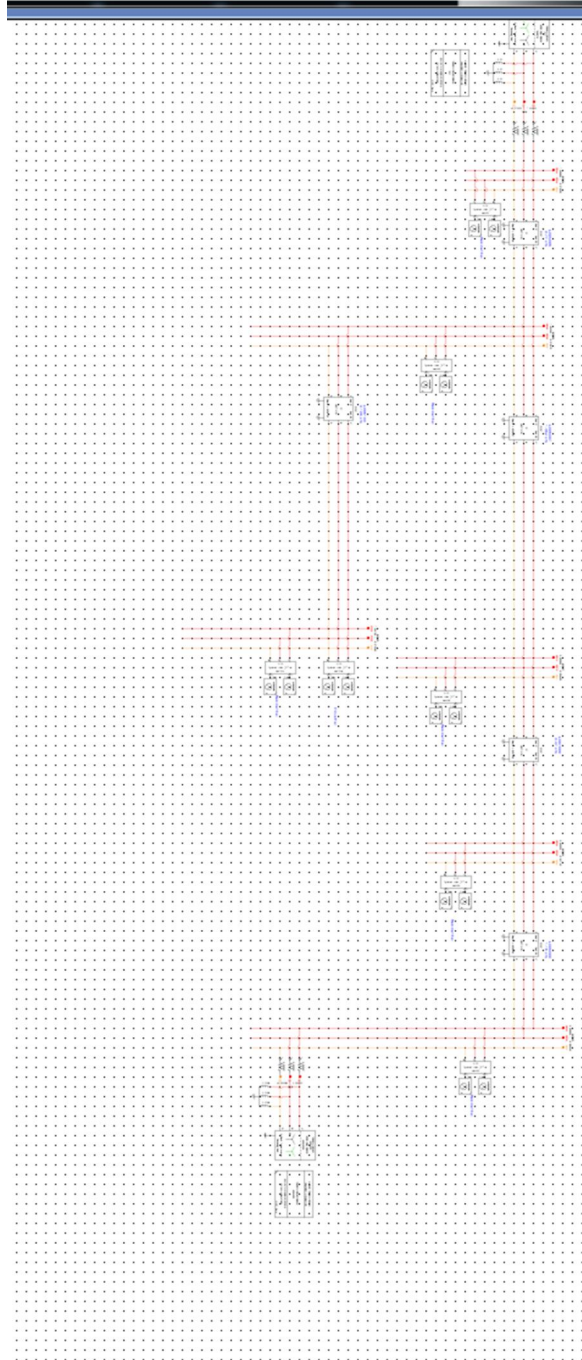
- Subsystem 2: parte del feeder 4



- Subsystem 4: feeder 5

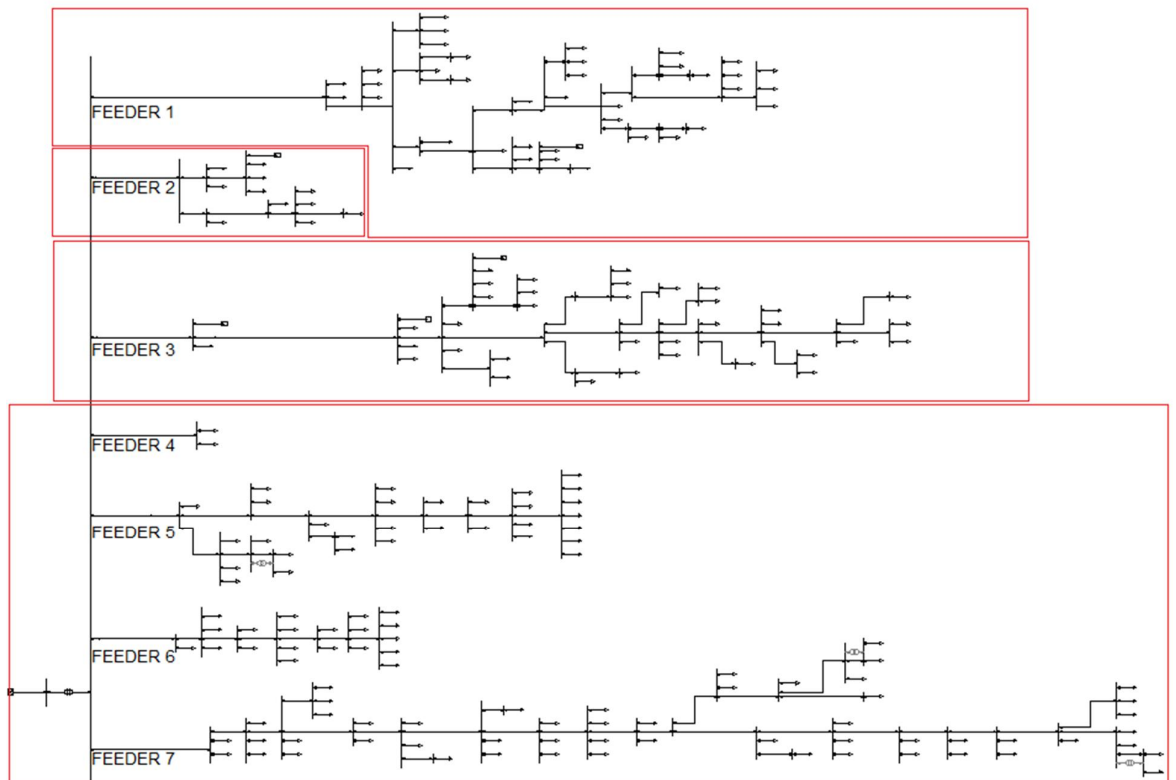


- Subsystem 6: feeder 7



Appendice G

Schema della rete rurale per la simulazione in regime statico e dinamico



Appendice H

Schema della rete industriale per la simulazione in regime statico

